

**DISTRIBUCIÓN DE POZOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DEL CAMPO CAÑO
LIMÓN: PROPUESTA DE ADECUACIÓN**

NESTOR RAFAEL GÓMEZ LUBO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2008**

**DISTRIBUCIÓN DE POZOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DEL CAMPO CAÑO
LIMÓN: PROPUESTA DE ADECUACIÓN**

NESTOR RAFAEL GÓMEZ LUBO

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
Electricista**

Director

Dr. Gilberto Carrillo Caicedo

Tutor

Ing. Jose Antonio Álvarez Duque

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2008**

DEDICATORIA

A Dios por mostrarme el camino y darme
paciencia.

A la memoria de mis abuelos.

A mi mamá, mi papá y mis hermanos, por su
apoyo incondicional y su esfuerzo para lograr
mis metas. Todos mis éxitos son para ellos.

A Heidi, mi compañera de todos los proyectos.

Nestor Rafael Gómez Lubo.

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	14
2	OBJETIVOS	16
2.1	OBJETIVO GENERAL	16
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
3	ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL CAMPO CAÑO LIMÓN	17
3.1	CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA	17
3.2	ESTADO ACTUAL DE LAS LÍNEAS DEL CAMPO	19
3.3	FORTALEZAS Y DEBILIDADES DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO CAÑO LIMÓN	21
3.3.1	Línea Caño Yarumales	22
3.3.2	Línea Sur	22
3.3.3	Línea Yucas	23
3.3.4	LÍNEA NORTE	24
3.4	PROYECTOS EN EJECUCIÓN	24
3.5	ESTADO FUTURO DE LAS LÍNEAS DEL CAMPO	25
4	METODOLOGÍA DE DESARROLLO DE LA PROPUESTA	27
4.1	CARACTERÍSTICAS DE LA PROPUESTA	27
4.1.1	Descripción del área de influencia	27
4.1.2	Verificación de condiciones en campo	27
4.1.3	Restricciones de diseño	28
4.2	PLANTEAMIENTO DE LAS ALTERNATIVAS DE MEJORA	28
4.3	SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE MEJORA	29
4.3.1	Simulaciones	29
4.3.2	Estimación de las condiciones de carga	30
4.4	DISEÑO DE LA PROPUESTA	32
4.4.1	Selección de la ruta definitiva de construcción	32
4.4.2	Aisladores	33
4.4.3	Cálculos eléctricos	36

4.4.4	Cálculos mecánicos	37
4.4.5	Distancias mínimas de seguridad.....	42
4.4.6	Metodología de construcción.....	44
4.4.7	Costos de materiales y mano de obra	44
5	CASO DE APLICACIÓN: LÍNEA NORTE.....	46
5.1	CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA NORTE	46
5.1.1	Descripción del área de influencia.....	46
5.1.2	Características del sistema eléctrico	48
5.1.3	Restricciones del diseño.....	48
5.2	ALTERNATIVAS DE REUBICACIÓN DE LA CARGA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DEL CAMPO CAÑO LIMÓN.....	50
5.2.1	Línea Sur.....	50
5.2.2	Línea Yucas	52
5.3	SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE REUBICACIÓN DE CARGA .	54
5.3.1	Simulaciones de las modificaciones.....	54
5.3.2	Futuro de la carga de la línea <i>Norte</i>	58
5.4	DISEÑO DE LA PROPUESTA.....	70
5.4.1	Re-conducturización de la línea	70
5.4.2	Selección de la ruta.....	70
5.4.3	Cálculos eléctricos	71
5.4.4	Cálculos mecánicos de los conductores	75
5.4.5	Cálculos mecánicos de las estructuras	100
5.4.6	Metodología de construcción.....	110
5.4.7	Costos estimados.....	114
6	CONCLUSIONES.....	116
	BIBLIOGRAFÍA.....	118
	ANEXO A. SIMULACIONES.....	120
	ANEXO B. COSTOS MATERIALES Y MANO DE OBRA	144
	ANEXO C. FOTOGRAFÍAS	150
	ANEXO D. PLANOS	152

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Cargabilidad de los conductores principales de las líneas eléctricas del campo	20
Tabla 2. Cargabilidad de los ramales de las líneas eléctricas del campo protegidos por reconectores	21
Tabla 3. Características de la línea Caño Yarumales	22
Tabla 4. Características de la línea Sur	23
Tabla 5. Características de la línea Yucas.....	23
Tabla 6. Características de la línea Norte.....	24
Tabla 7. Estado de futuro de las líneas del campo sin ejecutar el proyecto de ampliación de la línea <i>Yucas</i>	25
Tabla 8. Estado de futuro de las líneas del campo ejecutando el proyecto de ampliación de la línea <i>Yucas</i>	26
Tabla 9. Formato de identificación de alternativas de mejora por línea	28
Tabla 10. Formato de tabulación de la información.	31
Tabla 11. Grados de aislamiento según la zona.....	34
Tabla 12. Tensión máxima entre fases	34
Tabla 13. Factores de corrección de rigidez dieléctrica por altura.....	34
Tabla 14. Constante de proporcionalidad k	43
Tabla 15. Actividades necesarias para el desarrollo de la propuesta y recurso necesario	45
Tabla 16. Características de la línea Norte.....	48
Tabla 17. Cargabilidad del conductor aéreo principal con la alternativa 1	54
Tabla 18. Cargabilidad del conductor aéreo principal con la alternativa 2	55
Tabla 19. Cargabilidad del conductor aéreo principal con la alternativa 3	55
Tabla 20. Valores de regulación, pérdidas de potencia y costo en cada una de las alternativas	56

Tabla 21. Fecha de inicio y toma de carga de los pozos de la línea Norte	58
Tabla 22. Históricos de comportamiento de las variables en estudio	61
Tabla 23. Índice de correlación de Pearson para las variables en estudio	63
Tabla 24. Características de carga de la línea <i>Norte</i>	65
Tabla 25. Magnitud media del error relativo en el escenario 1	67
Tabla 26. Validación del modelo.....	69
Tabla 27. Hoja de datos de los aisladores utilizados	71
Tabla 28. Características y comportamiento de diferentes conductores ante la carga de la línea <i>Norte</i>	73
Tabla 29. Características del conductor.....	76
Tabla 30. Valores de las curvas para el plantillado.....	86
Tabla 31. Características de los diferentes tramos de la línea en calibre 336,4 MCM	88
Tabla 32. Características del conductor.....	92
Tabla 33. Valores de las curvas para el plantillado.....	92
Tabla 34. Características de los diferentes tramos de la línea en calibre 2/0 AWG	94
Tabla 35. Características del conductor.....	96
Tabla 36. Valores de las curvas para el plantillado.....	97
Tabla 37. Características del conductor de cable de guarda en los diferentes tramos de línea	98
Tabla 38. Número de templetas a utilizar en las estructuras en ángulo	103
Tabla 39. Costos de las estructuras y herrajería	114
Tabla 40. Costos mano de obra y materiales	115
Tabla A. 1. Resultados de la simulación de la carga futura sin tener en cuenta el proyecto de ampliación de la línea <i>Yucas</i>	120
Tabla A. 2. Resultados de la simulación de la carga futura teniendo en cuenta el proyecto de ampliación de la línea <i>Yucas</i>	129
Tabla A. 3. Pérdidas de potencia en cada uno de los ramales hasta la estructura E210-16-5-2.....	137

Tabla A, 4. Pérdidas de potencia en cada uno de los ramales hasta la estructura S-30	139
Tabla A. 5. Pérdidas de potencia en cada uno de los ramales hasta la estructura S-30	143
Tabla B .1. Costos estructura SH-226	145
Tabla B. 2. Costos estructura RH-231	147
Tabla B. 3. Costos estructura RH-231/A.....	149

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema de bombeo electro sumergible.....	18
Figura 2. Vista del software Easy power.....	30
Figura 3. Mapa conceptual del modelo lineal de determinación de la tendencia. ...	32
Figura 4. Ubicación geográfica del campo <i>Caño Limón</i>	47
Figura 5. Fotografía satelital del campo <i>Caño Limón</i>	47
Figura 6. Disposición utilizada	49
Figura 7. Posibilidad de agregar pozos a la línea <i>Norte</i> desde la línea <i>Sur</i>	51
Figura 8. Posibilidad de agregar pozos a la línea <i>Norte</i> desde la línea <i>Yucas</i>	53
Figura 9. Estado de la línea Norte en la alternativa 3	57
Figura 10. Días entre el inicio de un pozo y la fecha de toma de carga del mismo	60
Figura 11. Evaluación del coeficiente de correlación.....	62
Figura 12. Precio del dólar y pozos agregados a la línea <i>Norte</i> durante el periodo de estudio	63
Figura 13. Precio del petróleo y pozos agregados a la línea <i>Norte</i> durante el periodo de estudio	64
Figura 14. Gráfica del número de pozos real de la línea <i>Norte</i> y las líneas de tendencia asociadas a los dos escenarios de carga.....	66
Figura 15. Validación de la predicción al 25%	68
Figura 16. Validación de la predicción al 15%	69
Figura 17. Modelo de la línea corta	72
Figura 18. Vista de planta de la modificación planteada.....	89
Figura 19. Características de la cadena de aisladores utilizada	90
Figura 20. Curvas de tendido del conductor calibre 336,4 (Linnet).....	90
Figura 21. Curvas de flecha del conductor calibre 336,4 MCM (Linnet)	91
Figura 22. Vista de planta de la modificación planteada.....	94

Figura 23. Curvas de tendido del conductor calibre 2/0 AWG (Quail)	95
Figura 24. Curvas de flecha del conductor calibre 2/0 AWG (Quail).....	95
Figura 25. Curvas de tendido para el conductor del cable de guarda.....	99
Figura 26. Curvas de flecha para el conductor de guarda	99
Figura 27. Ubicación de los templetos en las estructuras del proyecto	100
Figura 28 Características de las estructuras en retención a utilizar.....	101
Figura 29. Curva de utilización poste 1050 [kg] para tramos de línea en calibre 336,4 MCM	109
Figura 30. Curva de utilización poste 1050 [kg] para tramos de línea en calibre 2/0 AWG	110
Figura 31. Esquema de la ruta escogida	111
Figura A. 1. Valor de tensión a la salida de la línea	136
Figura A. 2. Valor de tensión en la barra más lejana de la alternativa 1	137
Figura A. 3. Valor de tensión a la salida de la línea	138
Figura A. 4. Valor de tensión en la barra más lejana de la alternativa 2	139
Figura A. 5. Valor de tensión a la salida de la línea	140
Figura A. 6. Valor de tensión en la barra más lejana de la alternativa 3	141
Figura C. 1. Estructura RT-E01, salida de la línea <i>Norte</i>	150
Figura C. 2. Torre T300C-10.....	151

RESUMEN

TÍTULO: DISTRIBUCIÓN DE POZOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DEL CAMPO CAÑO LIMÓN: PROPUESTA DE ADECUACIÓN

AUTOR: NESTOR RAFAEL GÓMEZ LUBO

PALABRAS CLAVES

Diseño de líneas eléctricas, construcción de líneas eléctricas, cargabilidad, flujo de carga.

DESCRIPCIÓN

El sistema interconectado del campo **Caño limón** esta conformado por una red de líneas de distribución que transportan la energía requerida por el sistema de levantamiento artificial de los pozos. Debido a que la adición de un nuevo pozo al sistema interconectado depende exclusivamente de su posición geográfica, es inevitable que en ocasiones se formen concentraciones de carga según las tendencias de crecimiento propias del campo, haciendo que la energía necesaria para el proceso de extracción se distribuya de manera irregular en la red de distribución.

Con el desarrollo de este trabajo de grado se busca proponer una solución al irregular suministro eléctrico de los pozos del campo **Caño Limón**, con el fin de solucionar la sobrecarga de algunas de sus líneas de distribución, y facilitar la adición de nuevos pozos al sistema interconectado de la empresa Occidental de Colombia, Inc.

Se atacó el problema realizando un estudio de la distribución de los pozos actuales y pozos nuevos, y de la cargabilidad de las líneas del campo. A su vez se analizó la topología de la red, permitiendo plantear un nuevo esquema del suministro eléctrico de los pozos dentro del sistema interconectado de la empresa, que asegure una operación de las líneas de distribución dentro de los parámetros establecidos por la empresa, y que cumpla con la normatividad establecida para el diseño de líneas eléctricas.

Trabajo de grado.

Facultad de ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, Director: Dr. Gilberto Carrillo Caicedo.

SUMMARY

TITLE: ARRANGEMENT OF OIL WELLS IN THE ELECTRICAL SYSTEM OF CAÑO LIMON FIELD: FITTING PROPOSAL

AUTHOR: NESTOR RAFAEL GÓMEZ LUBO

KEYWORDS

Electrical lines design, electrical lines installation, load capacity, flow of load.

DESCRIPTION

Interconnected system of **Caño Limon** field set up is a distribution lines net used for transporting the required energy to oil well artificial lifting system. Because addition of a new well to the interconnected system depends exclusively of its geographical position, it is unavoidable in some cases the formation of load concentrations according to the own tendency of growing for an specific field, and that event causes that necessary energy for the extraction process can be delivered in an irregular way in the distribution net.

With the development of this graduation project the author looks for propose a solution to the irregular electrical supply to Wells of **Caño Limón** field, in order to avoid the extra load in some of its distribution lines and facilitate addition of new wells to the interconnected system for the enterprise Occidental de Colombia, Inc.

The specific problem was attacked carrying out a survey taking account the distribution of actual and new Wells, and the load capacity of the lines in the field. At the same time the topology of the net was analyzed, allowing establishing a new scheme of electrical supply to the Wells inside interconnected system of the enterprise, that guarantee the operation of the distribution lines within enterprise established parameters, and fulfill the established norms used to design electrical lines.

Graduation project.

Faculty of physical- mechanics engineering, Schools of Electrical, Electronics and telecommunications engineering, Director: Dr. Gilberto Carrillo Caicedo.

1 INTRODUCCIÓN

La necesidad de entregar energía eléctrica con calidad y eficiencia, hace que se desarrollen proyectos que garanticen una adecuada prestación del servicio. Debido a la carga especial que se maneja en el campo **Caño Limón**, los estándares de calidad y eficiencia se incrementan (la empresa maneja un Índice de Disponibilidad del Activo superior al 99,8% reglamentado por la CREG en la resolución 061 de 2000), a modo de lograr una continuidad en el funcionamiento de la carga actual, controlando siempre la cargabilidad de las líneas de distribución para garantizar la entrada en servicio de los pozos nuevos.

La adición de un nuevo pozo a determinada línea de distribución en el sistema interconectado de la empresa, depende de la ubicación geográfica del yacimiento, y debido a la importancia financiera cada pozo, es indispensable asegurar que el sistema interconectado se encuentre en condiciones óptimas para asumir la carga entrante. Por lo tanto, es vital asegurar que las variables: ubicación geográfica de determinado pozo nuevo y cargabilidad de la línea de distribución cercana a ese pozo, se encuentren controladas.

Muchas veces estas variables no se pueden controlar, pues es muy difícil conocer de antemano los resultados de los estudios que determinan la ubicación de los pozos, además no se puede condicionar la ubicación de un pozo a la cargabilidad de las líneas de distribución, pero con el presente proyecto se buscó una adecuada distribución de la carga del campo en sus líneas de distribución, que asegure un óptimo funcionamiento de las mismas, garantizando una respuesta oportuna ante el constante cambio en las condiciones del campo.

El proyecto se realizó en varias etapas de la siguiente forma:

1. En la primera se identificaron las características del sistema distribución del campo **Caño Limón**, como líneas que lo conforman, fronteras entre líneas, líneas con problemas de cargabilidad, proyectos en ejecución etc. Esto corresponde al capítulo 3.
2. En la segunda etapa se analizaron los diferentes estados de las líneas de distribución, en diferentes escenarios posibles para las mismas (Capítulo 3 y simulaciones en el anexo A).
3. En la etapa tres se desarrolló una metodología de solución (capítulo 4) para su posterior aplicación en el desarrollo de la propuesta que más se adapta a las condiciones del campo, consistente en la ampliación del conductor principal de la línea **Norte** (capítulo 5 y Anexos)

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Proponer una solución soportada en la información real y las condiciones de carga especiales que se manejan en el campo Petrolero **Caño Limón**.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Identificar las alternativas de mejora que permiten lograr una adecuada distribución de las cargas de los pozos, en las líneas eléctricas del campo.

Evaluar las diferentes alternativas de mejora teniendo en cuenta las características actuales del campo y el crecimiento del mismo.

Presentar una propuesta de mejora que se adapte a las condiciones del campo **Caño Limón** y a los requerimientos de la empresa Occidental de Colombia.

Definir la logística de construcción para mitigar al máximo las pérdidas de producción por conexión.

Realizar un presupuesto con los costos estimados de mano de obra y materiales necesarios para la realización de la propuesta.

Realizar el análisis costo-beneficio de la propuesta.

3 ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL CAMPO CAÑO LIMÓN

El sistema eléctrico del campo **Caño Limón** está compuesto de cuatro partes: la carga que está dada por el sistema de levantamiento artificial de los pozos, las líneas de distribución en media tensión, la línea de transmisión a 230 [kV] propiedad de ISA que suministra el 60% de la energía del campo y el sistema de generación de la empresa que proporciona el 40% restante. En el campo **Caño Limón** es de vital importancia la disponibilidad del servicio de energía eléctrica hacia los pozos, debido al gran impacto que esto tiene en la producción, por eso en el presente capítulo se analizarán las fortalezas, debilidades y principales características de la red de distribución.

3.1 CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA

Actualmente el campo cuenta con 325¹ pozos que extraen el crudo de sus yacimientos, los cuales cuentan en su mayoría con un sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible, ver figura 1.

Los elementos del sistema de bombeo electrosumergible son:

Transformador. Se utiliza para suministrar energía eléctrica a las tensiones requeridas por el variador.

Variador. Permite la operación del motor a diferentes velocidades según las condiciones de pozo y los requerimientos de producción.

Caja de venteo. Permite la ventilación de los cables de potencia del motor y el chequeo de las condiciones eléctricas del mismo.

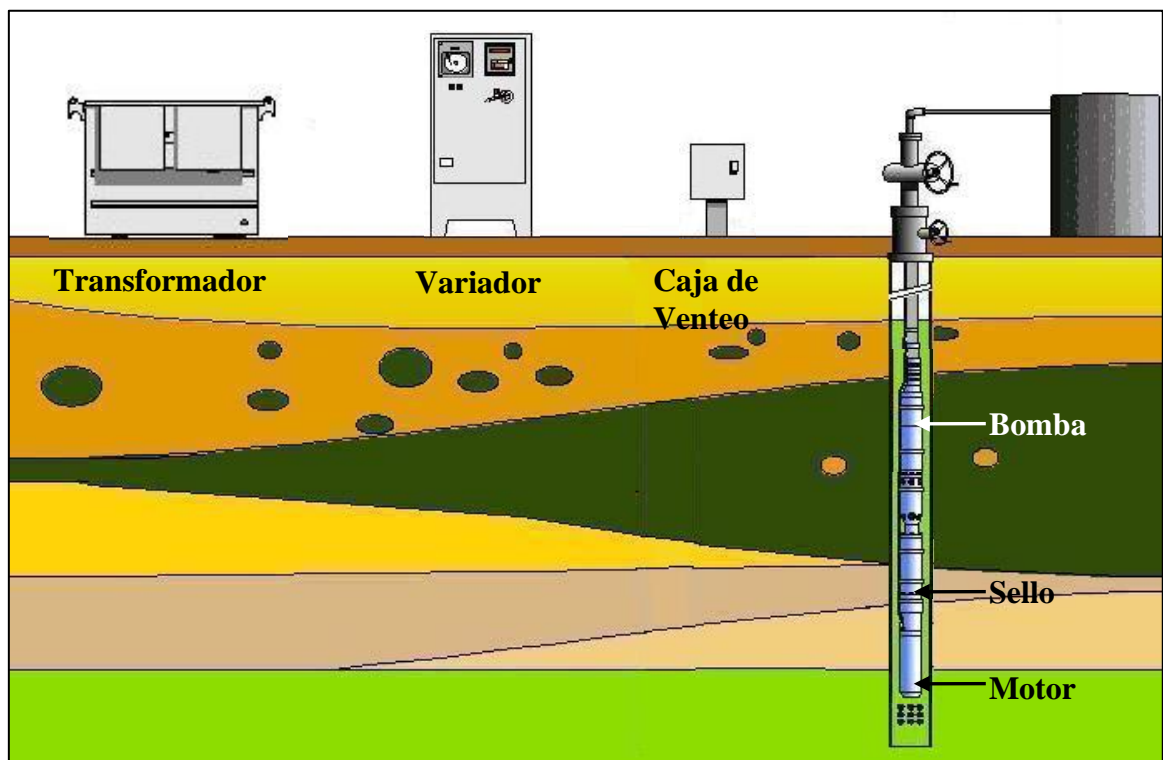
Bomba. Es la encargada de imprimirle la energía necesaria al fluido de producción para llevarlo hasta la superficie. El tipo de bomba utilizada es centrífuga multietapas de flujo radial o mixto según el caudal manejado.

¹ Datos a enero 15 de 2007.

Sello. El sello está compuesto de un sistema de bolsa, sello mecánico y un sistema laberíntico y su función es equalizar las presiones internas del motor y evitar que los fluidos del pozo entren a este.

Motor. Es el encargado de mover la bomba. El motor utilizado es de inducción y se ubican varios motores en cascada según los requerimientos de la bomba.

Figura 1. Sistema de bombeo electro sumergible



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

El sistema de levantamiento artificial de los pozos se encuentra alimentado por de una red de 34,5 [kV] compuesta de 6 líneas de distribución y una línea a 13,8 [kV]. En total son 7 líneas que transportan una carga de aproximadamente 136 [MW].

3.2 ESTADO ACTUAL DE LAS LÍNEAS DEL CAMPO

El sistema eléctrico del campo se encuentra en permanente crecimiento debido a la adición de nuevos pozos para mantener estable la producción, lo cual afecta las condiciones de carga de las líneas de distribución. Por otra parte, permanentemente se realizan cambios de frecuencia a los motores de inducción del sistema de levantamiento artificial, por medio de variadores de velocidad para optimizar el proceso de extracción. Dichos cambios dependen de las condiciones específicas de cada pozo y se ven reflejados en la modificación de la corriente de alimentación. Estos factores afectan la cargabilidad de las líneas.

La cargabilidad o ampacidad está definida como “Límite térmico dado en capacidad de corriente, para líneas de transporte de energía, transformadores etc.”[1]. El incremento de temperatura, por su parte, se debe a la circulación de la corriente por los conductores (efecto Joule), que se ve incrementado por la distribución no homogénea de la corriente en la sección del conductor, debido al efecto pelicular o piel. En los conductores de composición mixta (núcleo de acero rodeado de aluminio, tipo ACSR), la resistividad de los materiales es diferente, motivando también una modificación en la distribución de la densidad de corriente. Además, en el caso del acero se genera calor debido a la circulación de intensidades inducidas por campos magnéticos.

Las capacidades amperimétricas permisibles por límite térmico de los conductores (ACSR) de la red de media tensión del campo **Caño limón**, se muestran en la siguiente tabla [1].

Tabla 1. Cargabilidad de los conductores principales de las líneas eléctricas del campo

Línea	Calibre Conductor (ACSR)	Corriente de límite térmico	Cargabilidad %
Norte	2/0 AWG	270	84
Oriente	336,4 MCM	530	83
Sur	336,4 MCM	530	71
Yarumales	336,4 MCM	530	98
Yucas	336,4 MCM	530	69
Intermedia GPF1	336,4 MCM	530	56
Intermedia PP	336,4 MCM	530	87
Caño Verde	4/0 AWG	340	88

Fuente: Valores de corriente de límite térmico tomados de [1].

En la tabla anterior se observa que el crecimiento de la carga en el sistema eléctrico del campo no ha sido homogéneo, debido a que la adición de la carga de un nuevo pozo a determinada línea dentro del sistema eléctrico, depende básicamente de la ubicación geográfica del yacimiento con respecto a la línea más cercana a él, cargándose algunas líneas más que otras. Hasta la fecha se había manejado la disponibilidad del suministro de energía con la administración de los seccionadores ubicados en las fronteras de las líneas, trasladando carga de una línea a otra en caso de ser necesario.

Las líneas del campo cuentan con una protección principal ubicada a la salida, y en algunos ramales se tienen reconectores sin re-cierre. En dichos reconectores se observa también una irregular distribución de las cargas que protegen, dificultando la administración de las fronteras, debido a que los seccionadores de línea generalmente se encuentran ubicados en ramales secundarios protegidos por reconectores. De esta forma un eventual traslado de carga entre líneas como solución a un problema de disponibilidad del suministro de energía, se ve limitado por la capacidad amperimétrica de los conductores. A

continuación se muestra el estado actual de los reconectores de las líneas del campo **Caño Limón** (Ver tabla 2).

Tabla 2. Cargabilidad de los ramales de las líneas eléctricas del campo protegidos por reconectores

Línea	Reconector	Número de pozos que protege	% del límite térmico del conductor
Norte	R2	7	25
Oriente	R3	38	86
	R5	14	44
Sur	R9	32	85
Yarumales	R7	29	94
	R8	23	73
Yucas	R6	27	74
Intermedia	R10	21	45
Caño Verde	R1	5	88

Fuente: Autor del proyecto

Teniendo en cuenta todo lo anterior, se ve la necesidad de proponer una planeación de las líneas eléctricas que tenga en cuenta el programa de perforación de pozos y la carga que soportan las líneas de distribución del campo.

3.3 FORTALEZAS Y DEBILIDADES DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO CAÑO LIMÓN

Para el presente estudio se tuvieron en cuenta las líneas del campo que presentan crecimiento según lo mostrado en el programa de perforación, o que tienen una gran posibilidad de servir de respaldo a la red de OXY (Sistema interconectado de propiedad de la empresa Occidental de Colombia, Inc) por su ubicación geográfica según el análisis de la topología realizado durante el desarrollo de la práctica. Para analizar las fortalezas y debilidades se tuvieron en cuenta 4 aspectos: pozos

actuales, pozos nuevos (a conectar a la red) de los que se poseen planos de ubicación, nivel de carga de la línea y los ramales protegidos por reconectores, y las fronteras con otras líneas. Para evaluar los pozos nuevos se observó el programa de perforación (Drilling Schedule) de los diferentes taladros y teniendo en cuenta la ubicación geográfica estimada de cada pozo, se consideró el tramo de línea más cercano, obteniendo así la línea a la que se espera será conectado.

3.3.1 Línea **Caño Yarumales**

Se observa en la siguiente tabla que la línea **Caño Yarumales** tiene un evidente problema de cargabilidad. Sumado a esto se observa que se van a conectar 14 pozos a esta línea, que bajo las condiciones actuales no se encuentra apta para recibir tal nivel de carga.

Tabla 3. Características de la línea Caño Yarumales

Pozos actuales		55
Pozos a conectar		14
Cargabilidad %	Principal	98
	Reconector R7	94
	Reconector R8	73
Fronteras		Línea Yucas

Fuente: Autor del proyecto

Aunque esta línea tiene fronteras con el tramo de la línea **Yucas** conectado aguas abajo del reconector R6, no se vislumbra como alternativa de traslado de carga, pues esto haría que el conductor de la línea **Yucas** aguas abajo del reconector R6 llegara a su capacidad por límite térmico.

3.3.2 Línea **Sur**

En las condiciones actuales (ver tabla 4) la línea **Sur** no presenta problemas de sobrecarga en sus conductores, sin embargo los 4 pozos que van a entrar en

funcionamiento conectados aguas abajo del reconectador R9, podrían hacer que este ramal llegara a un nivel de carga 93%. El otro pozo a conectar es el pozo LY-29, el cual se encuentra aguas arriba del reconectador R9 por lo que no representa ningún problema para este tramo de línea.

Tabla 4. Características de la línea Sur

Pozos actuales		54
Pozos a conectar		5
Cargabilidad %	Principal	71
	Reconectador R9	85
Fronteras		Línea Norte

Fuente: Autor del proyecto

La frontera con la línea **Norte** a través del seccionador S-9 juega un papel muy importante para la estabilidad de la línea **Sur**, debido a que la zona de influencia de dicha frontera se encuentra ubicada aguas abajo del reconectador R9, que podría presentar problemas de sobrecarga en el futuro.

3.3.3 Línea **Yucas**

La línea **Yucas** no presenta problemas de sobrecarga actualmente (ver tabla 5), y se estima que soporte adecuadamente la conexión de nuevos pozos, ya que el nivel de carga arrojado por las simulaciones (teniendo en cuenta los pozos nuevos) es del 73%.

Tabla 5. Características de la línea Yucas

Pozos actuales		51
Pozos a conectar		4
Cargabilidad %	Principal	69
	Reconectador R6	74
Fronteras		Línea Caño Yarumales

Fuente: Autor del proyecto

Como se explicó anteriormente, la frontera con la línea **Caño Yarumales** no presenta una posible alternativa de traslado de carga entre las líneas, por la ubicación de dicha frontera.

3.3.4 Línea **Norte**

La línea **Norte** presenta unas condiciones excepcionales para realizar traslados de carga debido a su ubicación geográfica (Sumado a la frontera con la línea **Sur** por medio del seccionador S-9, la línea **Norte** se encuentra cercana al ramal de la línea **Yucas** ubicado aguas abajo del seccionador S-30, el cual según mediciones de campo cuenta con una corriente de trabajo de 110 [A]), sin embargo el calibre de su conductor aéreo principal, no permite realizar grandes incrementos de carga (es la única línea del campo cuyo conductor aéreo principal es calibre 2/0 AWG).

Tabla 6. Características de la línea Norte

Pozos actuales		29
Pozos a conectar		1
Cargabilidad %	Principal	84
	Reconectador R2	35
Fronteras		Línea Sur

Fuente: Autor del proyecto

3.4 PROYECTOS EN EJECUCIÓN

Actualmente se encuentra en ejecución un proyecto de ampliación de la línea **Yucas**. El objetivo principal de este proyecto es permitir que la línea **Yucas** sirva de respaldo a la línea **Caño Yarumales** trasladando carga de una línea a otra. Se estima que la línea **Caño Yarumales** bajaría de un 98% a un 70% en su nivel de carga con la ejecución de este proyecto bajo las condiciones actuales (sin tener en cuenta los pozos por conectar), si se ejecuta en su totalidad el traslado de carga. Se realizó una medida de corriente en el ramal de la línea **Caño Yarumales** que

eventualmente pasaría a la línea **Yucas** (Todos los pozos aguas abajo del seccionador S-15), arrojando un valor de 150 [A].

3.5 ESTADO FUTURO DE LAS LÍNEAS DEL CAMPO

Se realizaron simulaciones con el software “**Easy-power**”, para determinar el nivel de carga de las líneas del campo y de esta forma ayudar a la toma de decisiones. Estas simulaciones tuvieron en cuenta aquellos pozos nuevos de los que se obtuvieron los planos de construcción, encontrando de esta manera la línea más cercana, para poder ubicarlos en el simulador. A continuación (tabla 7) se muestran los resultados arrojados.

Tabla 7. Estado de futuro de las líneas del campo sin ejecutar el proyecto de ampliación de la línea **Yucas**

Línea	Carga actual %	Carga futura %
Norte	84	85
Sur	71	78
Yarumales	98	108
Yucas	69	73

Fuente: Autor del proyecto

También se realizaron simulaciones para determinar el estado de carga de las líneas eléctricas del campo **Caño Limón**, una vez se ejecute el proyecto de ampliación de la línea **Yucas**. Este proyecto se realizaría para trasladar carga de la línea **Caño Yarumales** a la línea **Yucas**. Los resultados son plasmados en la siguiente tabla.

Tabla 8. Estado de futuro de las líneas del campo ejecutando el proyecto de ampliación de la línea *Yucas*

Línea	Carga actual	Carga futura
	%	%
Norte	84	85
Sur	71	78 ²
Yarumales	98	78
Yucas	69	98

Fuente: Autor del proyecto

Se puede observar en los resultados de las simulaciones, que el problema de cargabilidad estaría en la línea **Yucas**, haciendo imperativa la búsqueda de una solución. En el anexo A se muestran con más detalle los resultados de las simulaciones.

Por lo anterior, teniendo en cuenta el estudio de la topología del campo realizado durante el desarrollo de la práctica, anticipando un estado de sobrecarga de la línea **Yucas** una vez se ejecute el traslado de carga desde la línea **Caño Yarumales**, y del ramal del reconector R9 una vez entren en funcionamiento los nuevos pozos, se observa que la línea **Norte** tiene un gran potencial para servir de respaldo al sistema interconectado OXY, una vez el conductor principal de la misma pueda asumir excedentes de carga de otras líneas. Para esto, el presente proyecto plantea la ampliación del calibre del conductor aéreo principal de la línea **Norte**, aumentando así la capacidad de carga de la línea.

² Aunque el conductor principal de la línea no presenta problemas de carga, el ramal protegido por el reconector R9 tendría una cargabilidad del 93%

4 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DE LA PROPUESTA

La propuesta de adecuación planteada en este proyecto estará encaminada a la modificación del sistema interconectado de la empresa y se verá materializada en la construcción de tramos de línea nuevos, ampliación de las líneas existentes o una adecuada administración de las fronteras entre líneas, buscando una mejor distribución de la carga dentro del sistema eléctrico del campo y asegurando disponibilidad en el suministro de energía de la carga futura. En el presente capítulo se muestra la metodología seguida para desarrollar una propuesta de mejora que se adapte a las condiciones del entorno y a las condiciones de diseño.

4.1 CARACTERÍSTICAS DE LA PROPUESTA

Durante esta etapa se identifican las diferentes características que afectan el desarrollo de la propuesta. Para esto se deben especificar ciertos aspectos como:

4.1.1 Descripción del área de influencia

Se debe investigar las características del área de influencia de la propuesta, para identificar aspectos como temperatura máxima, temperatura mínima, temperatura media, altura sobre el nivel del mar y velocidad media del viento, que inciden directamente en el diseño.

4.1.2 Verificación de condiciones en campo

Se realizan salidas de campo, investigación de planos de construcción y consultas a personal especializado que permitan determinar las condiciones físicas de la propuesta como estructuras típicas utilizadas, calibres de conductores, topología de la red, rutas de tendido, posibles estrategias de construcción y características del terreno. De esta forma se asegura que el diseño de la propuesta se adapta a las condiciones del entorno.

4.1.3 Restricciones de diseño

Todo diseño de líneas aéreas de transporte de energía se debe adaptar a las condiciones de su área de influencia. Estas condiciones pueden ser propuestas por la empresa, están establecidas en las normas o están dadas por el mismo entorno. En esta etapa se deben investigar restricciones técnicas de diseño como distancias mínimas al terreno, porcentaje de regulación mínimo, pérdidas de potencia y restricciones de producción. Todo esto permite que la propuesta de mejora esté en concordancia con su área de influencia y cumpla con las condiciones establecidas por la empresa y las normas de diseño de líneas de transmisión eléctrica.

4.2 PLANTEAMIENTO DE LAS ALTERNATIVAS DE MEJORA

En esta etapa se plantean diferentes alternativas de mejora, teniendo en cuenta el estudio de las condiciones del campo e identificando los beneficios que cada una de ellas ofrece a la confiabilidad y estabilidad del sistema interconectado de la empresa. Para esto, lo primero se debe realizar un estudio de los seccionadores de línea (fronteras), identificando los beneficios que se obtienen de la apertura o cierre de cada uno de ellos. A su vez se debe realizar un estudio de carga actual y carga a conectar según el plan de perforación. A continuación se muestra el formato a llenar para cada una de las líneas.

Tabla 9. Formato de identificación de alternativas de mejora por línea

Pozos actuales		
Pozos a conectar		
Cargabilidad %	Principal	
	Reconectador	
Fronteras		

Fuente: Autor del proyecto

Una vez se hace el inventario se procede a identificar cuales son las variantes que permiten mejorar la distribución de pozos en el sistema interconectado de la empresa. Para esto se debe tener en cuenta la carga a trasladar que se determina mediante simulaciones o mediante una medida en campo, la cual debe cumplir con los procedimientos estipulados para dicho fin. En la sección 4.3.1, se muestra el procedimiento para realizar las simulaciones.

Otra forma de determinar alternativas, es observar posibles traslados de carga entre líneas mediante la construcción de tramos de líneas en sitios estratégicos que permitan lograr una mejor distribución de la carga afectando lo menos posible el entorno. Para esto no hay un procedimiento, se requiere el conocimiento de la topología de la red.

4.3 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE MEJORA

Para la selección de la propuesta definitiva de reubicación de la carga en el sistema interconectado del campo se deben seguir los siguientes pasos:

4.3.1 Simulaciones

Se realizan simulaciones en el software *Easy power* de cada una de las alternativas de mejora identificando condiciones técnicas como regulación, pérdidas de potencia y cargabilidad a modo de cuantificar los beneficios. Estas simulaciones se realizan siguiendo las restricciones de diseño y deben tener en cuenta el programa de perforación, para la adición de los pozos nuevos en el diagrama unifilar del simulador. Los pasos son los siguientes:

Identificar los pozos dentro del plan de perforación.

Verificar la existencia de planos de ubicación de cada uno de los pozos.

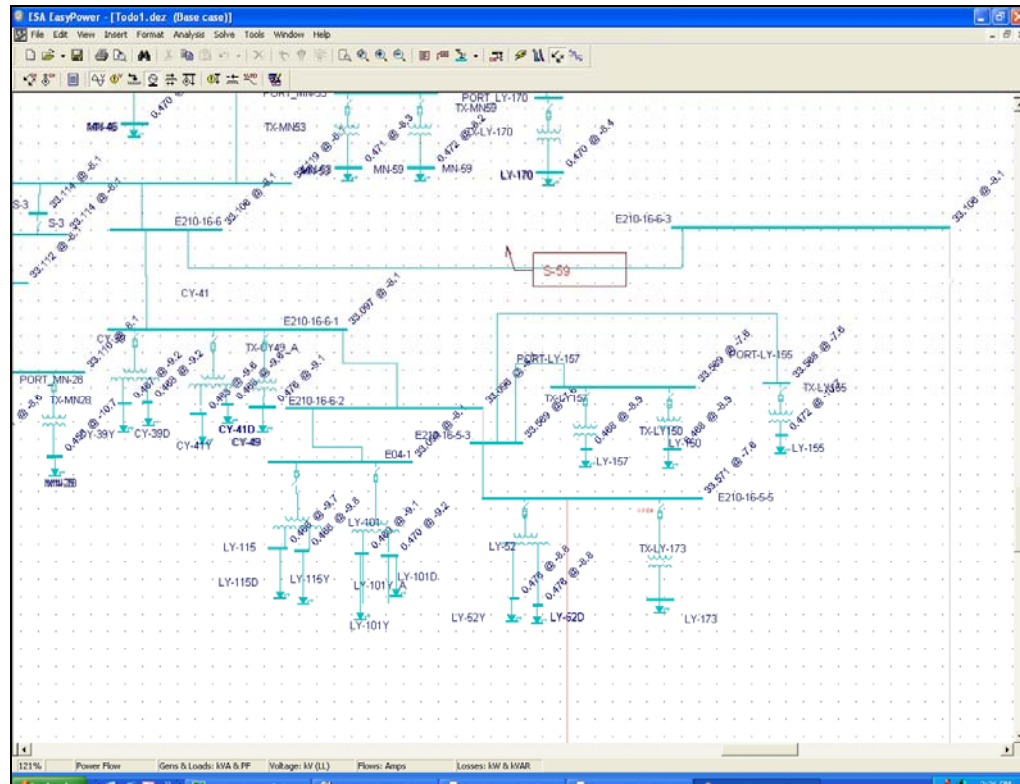
Encontrar puntos de referencia dentro de los planos que permitan la adecuada ubicación de los pozos nuevos en el simulador.

Ubicar los pozos nuevos en el simulador con la carga establecida por la empresa.

Simular.

Analizar resultados de la simulación.

Figura 2. Vista del software Easy power



Fuente: Occidental de Colombia, Inc

4.3.2 Estimación de las condiciones de carga

La toma de decisiones requiere del pronóstico estadístico que se basa en el estudio del comportamiento de una variable y en la suposición de que ese comportamiento puede prolongarse a un futuro [16]. Debido a que los planes de perforación no son presentados para periodos largos de tiempo (los planes de perforación son los que determinan las condiciones de carga a mediano plazo), en

esta etapa se debe desarrollar un método de estimación estadístico, que permita establecer escenarios de carga futura de la propuesta.

Para determinar las condiciones de carga futura se establece un modelo de estimación de la tasa de crecimiento del número de pozos dentro del campo. Para esto se debe investigar la fecha del primer día de producción y la fecha de instalación del sistema de levantamiento artificial de cada uno de los pozos del campo, utilizándolos como históricos del modelo. El propósito de esto, es identificar el comportamiento de entrada de pozos anual a determinada línea dentro del sistema interconectado. La investigación será presentada de la siguiente forma.

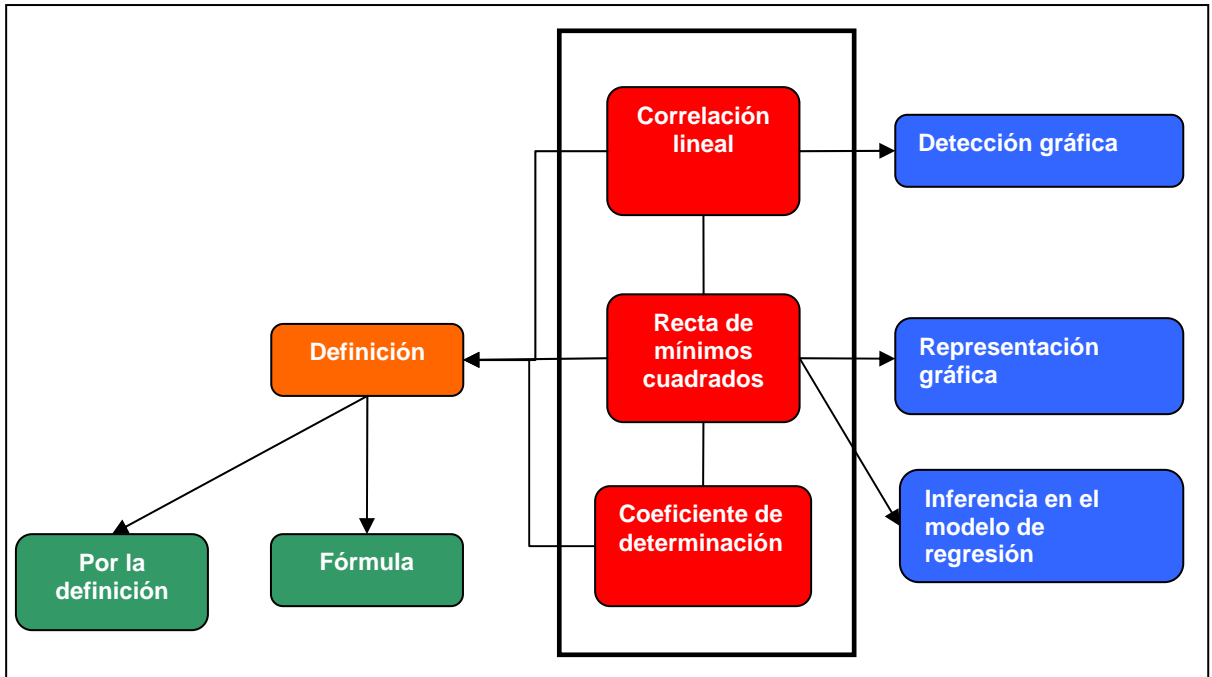
Tabla 10. Formato de tabulación de la información.

Pozo	Fecha de entrada [mm/dd/aaaa]	Fecha instalación del equipo [mm/dd/aaaa]

Fuente: Autor del proyecto

La estimación de la tendencia es utilizada para fines predictivos, ajustando el comportamiento de los datos a una recta o una curva. Investigado el comportamiento de entrada de pozos al sistema interconectado, se estableció un modelo lineal de estimación de la tendencia, ajustando el comportamiento de los datos a una recta calculada mediante el método de mínimos cuadrados ordinarios.

Figura 3. Mapa conceptual del modelo lineal de determinación de la tendencia.



Fuente: Adaptado de [15]

4.4 DISEÑO DE LA PROPUESTA

4.4.1 Selección de la ruta definitiva de construcción

Para la selección de la ruta de tendido se deben tener las siguientes condiciones generales [2]:

La ruta de una línea de distribución eléctrica debe ser en general, recta y de fácil acceso para su construcción, inspección y reparación.

Las desviaciones en la ruta, son necesarias únicamente para evitar el cruce por terrenos inaccesibles como: montañas muy empinadas, depresiones profundas, pantanos, derrumbes, socavones, lagos, áreas densamente pobladas o cultivadas, aeropuertos, bosques muy densos, fallas geológicas y problemas por servidumbre.

Las líneas deben ser localizadas a una distancia tal, que no represente peligro para las construcciones aledañas, ni queden sometidas a los riesgos de posibles incendios, tráfico aéreo y de vehículos.

Cuando las líneas se proyectan paralelas a las carreteras u otras obras de servicio público, deben trazarse a una distancia apropiada, a fin de prevenir conflictos ocasionados por futuras ampliaciones o interferencia con dichos servicios.

Los cambios de dirección encarecen los costos de la línea, debido a la mayor utilización de apoyos de ángulo y por el aumento de su longitud.

Cualquier cambio que modifique la ruta directa de la línea, debe ser justificado desde el punto de vista práctico y técnico.

La localización de una línea de distribución, es un problema de buen criterio y requiere la evaluación de condiciones divergentes tales como: bajo costo de las servidumbres, bajo costo de construcción y economía en el mantenimiento.

4.4.2 Aisladores

Uno de los elementos más importantes de las líneas eléctricas aéreas son las que forman parte del aislamiento. Tradicionalmente el aislamiento ha estado formado por elementos de porcelana, y por elementos de vidrio: estos aisladores y la tecnología desarrollada para ellos ha posibilitado un buen sistema modular polivalente en varias tensiones a un costo razonable.

Entre los materiales que se han utilizado para aislamiento eléctrico en media y alta tensión cabe destacar:

El fenol-asbesto.

Las resinas melamina-fenol con carga mixta.

Las melaminas mineralizadas.

Las epoxídicas reforzadas principalmente con fibra de vidrio.

Estos últimos son los que ofrecen mejores posibilidades de desarrollo debido a su costo y características.

Cálculos

Para seleccionar el número y la clase de aisladores a utilizar en un diseño se tienen en cuenta las siguientes condiciones.

Tabla 11. Grados de aislamiento según la zona

Zonas o ambientes	Grados de aislamiento [cm/kV]
Forestales y agrícolas	De 1,7 a 1,9
Industriales y próximas al mar	De 2,2 a 2,5
Industriales y muy próximas al mar	De 2,6 a 3,2
Industriales y muy próximas al mar con fábricas de cemento, productos químicos, centrales térmicas, etc.	Superior a 3,5

Fuente: [8]

Tabla 12. Tensión máxima entre fases

Tensión nominal entre fases [kV]	Tensión máxima entre fases [kV]
34,5	36
115	123

Fuente: [8]

Tabla 13. Factores de corrección de rigidez dieléctrica por altura

Altitud [m]	Factor de corrección del nivel de aislamiento
1000	1,00
1200	0,98
1500	0,95
1800	0,92
2100	0,89
2400	0,86
2700	0,83

Altitud [m]	Factor de corrección del nivel de aislamiento
3000	0,80
3600	0,75
4200	0,70
4500	0,67

Fuente: [8]

Una vez se tienen en cuenta estos aspectos, se procede a calcular la cantidad de aisladores necesarios según la siguiente fórmula.

$$n_{ais} = \frac{V_{max} \cdot G_a}{L_f} \quad (4.1)$$

Donde:

n_{ais} : Número de aisladores.

V_{max} : Tensión eléctrica máxima de la línea, en kV.

G_a : Grado de aislamiento, en cm/kV.

L_f : Línea de fuga del aislador, en cm.

Una vez hecho el cálculo eléctrico de la cadena de aisladores, es necesario comprobar si el coeficiente de seguridad mecánico no es inferior a 3, caso contrario, se hace necesario el uso de más aisladores en la cadena para que la carga quede distribuida.

$$C_s = \frac{T_r}{T} \quad (4.2)$$

Donde:

C_s : Coeficiente de seguridad mecánico.

T_r : Tensión de rotura de la cadena de aisladores, en kg.

T : Carga mecánica total a la que está sometida la cadena, en kg.

4.4.3 Cálculos eléctricos

Para la selección del conductor se debe tener en cuenta como primera medida la capacidad amperimétrica del mismo, según la carga que se vaya a manejar. Para el presente diseño se tendrá en cuenta el modelo de línea corta para el cálculo de la regulación y pérdidas de potencia.

A continuación se muestran algunos parámetros que deben ser utilizados en los cálculos eléctricos.

Distancia media geométrica

$$Dm = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}} \quad (4.3)$$

Donde:

Dm: Distancia media geométrica.

D_{ab}: Distancia lineal entre las fases A y B.

Inductancia de la línea

$$L = 0,0754 \ln \left(\frac{Dm}{Ds} \right) [\Omega / km] \quad (4.4)$$

Cálculo del voltaje crítico

$$\ln h = \ln 76 - \frac{h.s.n.m.}{7963} \quad (4.5)$$

$$\delta = \frac{3,921 * h}{\theta + 273} \quad (4.6)$$

$$g_0 = 30 m_s * m_f \delta^{2/3} * (1 - 0,07r) \left(1 - \frac{r(n-1)}{R} \right) \quad (4.7)$$

$$Ds = \sqrt{r * d} \quad (4.8)$$

$$Vc = n * g_0 * r * \ln \left(\frac{Dm}{Ds} \right) \quad (4.9)$$

Donde

h : altura en la columna de mercurio.

δ : Densidad relativa del aire.

θ : Temperatura en grados Celsius.

g_0 : Gradiente crítico.

m_s : Factor de estado.

m_f : Factor de forma.

V_c : Voltaje crítico.

$h.s.n.m.$: Altura sobre el nivel del mar.

Cálculo de la regulación

$$Regulación\% = \frac{|V_G| - |V_R|}{|V_R|} * 100 \quad (4.10)$$

Donde:

V_G =Es la magnitud de la tensión en el extremo receptor cuando no hay carga

V_R =Es la magnitud de la tensión en el extremo receptor a plena carga

Cálculo de las pérdidas porcentuales de potencia

$$Pp\% = \frac{P_g - P_r}{P_r} * 100\% \quad (4.11)$$

4.4.4 Cálculos mecánicos

4.4.4.1 Hipótesis de diseño

Hipótesis de extremo trabajo mecánico (A y B). Situación en donde los conductores y cables de guarda están sometidos a tensiones elevadas debido al efecto de la presión de viento máximo (A) y la temperatura coincidente mínima (B) sobre el conductor, dichas tensiones no deben superar 50% de la tensión de rotura de los mismos.

Hipótesis de operación diaria (C). Como su nombre lo indica, es aquella situación en donde los conductores y cables de guarda están sometidos a tensiones que no superan el 20% de la tensión de rotura de los mismos.

Hipótesis de máxima flecha (D). Situación presente en condiciones de máxima temperatura, donde el conductor se acerca considerablemente al terreno debido a la fluencia del mismo. En esta hipótesis la flecha de los cables de guarda debe ser máximo el 80% del valor de la máxima flecha de los conductores.

4.4.4.2 Tensiones mecánicas

Debido a la incidencia de las condiciones externas sobre los conductores y características propias de los mismos se producen tensiones y esfuerzos, que se pueden modelar realizando los siguientes cálculos.

Cálculos del módulo de elasticidad y coeficiente de dilatación del conductor. Si el fabricante no proporciona estos valores para los conductores ACSR, se pueden calcular de la siguiente forma.

$$E = \frac{n_{hal} * E_{al} + n_{hac} * E_{ac}}{n_{hal} + n_{hac}} \quad (4.12)$$

$$\alpha = \frac{n_{hal} * E_{al} * \alpha_{al} + n_{hac} * E_{ac} * \alpha_{ac}}{n_{hal} * E_{al} + n_{hac} * E_{ac}} \quad [^{\circ} C^{-1}] \quad (4.13)$$

Donde:

E: Módulo de elasticidad.

n_{hal} : Número de hilos de aluminio.

n_{hac} : Número de hilos de aluminio.

α : Coeficiente de dilatación.

Peso por unidad de longitud y de área

$$W = \frac{P}{S_c} \quad [kg / m / mm^2] \quad (4.14)$$

Donde:

P: Peso total del conductor en [kg/m].

Sc: Área de la sección transversal en [mm²].

Carga de rotura del conductor por unidad de área

$$t_r = \frac{T_r}{S_c} \quad [kg / mm^2] \quad (4.15)$$

Donde:

Tr: Carga de rotura del conductor (viene dado por el fabricante en [kg]).

Sc: Área de la sección transversal en [mm²].

Presión del viento

$$P_v = 0,0042 * V_v^2 * d_c \quad [kg/m] \quad (4.16)$$

Donde:

Vv: Velocidad del viento en [km/h].

dc: Diámetro del conductor en [m].

Factores de sobrecarga

$$m = \sqrt{1 + \left(\frac{P_{vi}}{P}\right)^2} \quad (4.17)$$

Donde:

P_{vi} : Presión del viento en [kg/m].

P: Peso total del conductor en [kg/m].

Tensión mecánica máxima

$$t_{\max} = \frac{t_r}{F_{s\min}} \quad [kg / mm^2] \quad (4.18)$$

Donde:

t_r : Tensión de rotura en [Kg/mm²].

$F_{s\min}$: Factor de seguridad mínimo.

Vano regulador

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum a^3}{\sum a}} \quad [m] \quad (4.19)$$

Donde:

a: Vano en [m].

Vano crítico

$$a_c = \frac{t_{\max}}{W} * \sqrt{\frac{24 * \alpha(\theta_A - \theta_B)}{m_A^2 - m_B^2}} \quad [m] \quad (4.20)$$

Donde:

t_{\max} : Tensión mecánica máxima en [kg/mm²].

W: Peso por unidad de longitud y área en [kg/m/mm²].

α : Coeficiente de dilatación del conductor en [°C⁻¹].

θ_A : Temperatura de la hipótesis A en [°C].

θ_B : Temperatura de la hipótesis B en [°C].

m_A : Factor de sobrecarga de la hipótesis A.

m_B : Factor de sobrecarga de la hipótesis B.

Una vez calculado el vano crítico se identificará la hipótesis dominante de la siguiente forma.

$a_c < a_r$ Limitante la hipótesis B

$a_c > a_r$ Limitante la hipótesis A (4.21)

$a_c = a_r$ Limitante cualquiera

Ecuación de cambio de estado

La ecuación de cambio de estado sirve para calcular las tensiones a las que puede estar sometida la línea según las condiciones de diseño.

$$t_2^3 + At_2^2 = B \quad (4.22)$$

$$A = \alpha * E * (\theta_2 - \theta_1) - t_1 + \frac{m_1^2 * a_r^2 * \omega^2 * E}{24 * t_1^2} \quad (4.23)$$

$$B = \frac{a_r^2 * \omega^2 * m_2^2 * E}{24} \quad (4.24)$$

Donde:

α : Coeficiente de dilatación del conductor en [°C⁻¹].

θ_A : Temperatura de la hipótesis A en [°C].

θ_B : Temperatura de la hipótesis B en [°C].

E: Módulo de elasticidad.

t_1 : Tensión inicial.

m_1 : Factor de sobrecarga de la hipótesis 1.

m_2 : Factor de sobrecarga de la hipótesis 2.

a_r : Vano regulador.

W : Peso por unidad de longitud y área en $[\text{kg/m/mm}^2]$.

Cálculo de la flecha máxima vertical

$$H = \frac{t}{\omega} \quad (4.25)$$

$$H = h * \cosh\left(\frac{a_r}{2 * h}\right) \quad (4.26)$$

$$f = H - h \quad (4.27)$$

$$f_v = \frac{f}{m} \quad (4.28)$$

$$f_B = h_B * \left(\cosh\left(\frac{a}{h_B}\right) - 1 \right) \quad (4.29)$$

4.4.5 Distancias mínimas de seguridad

Distancia mínima al terreno

$$D_m = 5,3 + \frac{V_L}{150} [m] \quad (4.30)$$

Donde:

V_L : Tensión de línea [kV].

Distancia de servidumbre

$$D_m = 1,5 + \frac{V_L}{150} [m] \quad (4.31)$$

Donde:

V_L : Tensión de línea [kV].

Distancia mínima de aislamiento. La distancia de mínima seguridad entre los apoyos y los conductores, se obtienen por medio de:

$$D_m = 0,1 + \frac{V_L}{150} [m] \quad (4.32)$$

Donde:

V_L : Tensión de línea [kV].

Distancia mínima entre fases. La distancia mínima entre los conductores se halla por medio de la expresión:

$$D_c = k\sqrt{f_{mvtll} + \lambda} + \frac{V_L}{150} [m] \quad (4.33)$$

Donde:

k: Constante de proporcionalidad.

f_{mvtll} : Flecha máxima.

λ : Longitud de la cadena de aisladores.

V_L : Tensión de línea [kV].

En esta expresión la constante de proporcionalidad k depende del nivel de tensión y del ángulo de inclinación de los conductores. En la siguiente tabla se puede apreciar los valores de que puede tomar k.

Tabla 14. Constante de proporcionalidad k

Θ_i	$V_L > 30$ [kV]	$V_L < 30$ [kV]
$\Theta_i > 65^\circ$	0,7	0,65
$40 < \Theta_i < 65$	0,65	0,6
$\Theta_i < 40^\circ$	0,6	0,55

Fuente: [8]

Para determinar el valor de k se halla el ángulo de inclinación de los conductores cuando se presenta la condición de máxima velocidad del viento.

$$\theta_i = \cos^{-1}\left(\frac{1}{m_a}\right) \quad (4.34)$$

Donde:

m_a : Factor de sobrecarga en la hipótesis A.

Longitud libre de la estructura

$$L_{ip} = D_{\min} + f_{mvll} + \lambda \quad (4.35)$$

Donde:

D_{\min} : Distancia mínima al terreno.

f_{mvll} : Flecha máxima.

λ : Longitud de la cadena de aisladores.

4.4.6 Metodología de construcción

Se debe investigar la mejor metodología de construcción que permita el funcionamiento en paralelo de la línea con la construcción de la ampliación.

4.4.7 Costos de materiales y mano de obra

Para esto se debe hacer un inventario de las estructuras y de los materiales que necesita cada estructura.

A continuación (Tabla 15) se muestra a modo de resumen, la metodología a utilizar para la identificación, selección y evaluación de la alternativa de mejora.

Tabla 15. Actividades necesarias para el desarrollo de la propuesta y recurso necesario

Actividad	Recurso
Descripción del área de influencia	Búsqueda en Internet de las palabras claves Planos del campo
Verificación condiciones en campo	Visitas técnicas Planos del campo Planos de estructuras típicas
Identificación de restricciones de diseño	Bases de datos de la empresa Normas para el diseño de líneas eléctricas
Planteamiento alternativas de mejora	Planos del sistema interconectado Simulaciones Medición de condiciones en campo
Selección alternativa de mejora	Simulaciones Métodos estadísticos de predicción
Diseño de la propuesta	Planos del campo Visitas técnicas Bibliografía del diseño de líneas aéreas de distribución Planos de estructuras típicas Bases de datos de la empresa

Fuente: Autor del proyecto

5 CASO DE APLICACIÓN: LÍNEA NORTE

Debido a que línea **Norte** presenta unas condiciones estratégicas para servir de respaldo al sistema interconectado de la empresa, en el presente capítulo se plantea la ampliación del conductor principal de la línea **Norte**, como solución a la irregular distribución del suministro eléctrico en el campo **Caño Limón**.

5.1 CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA NORTE

5.1.1 Descripción del área de influencia

La línea **Norte** hace parte del sistema interconectado de la empresa Occidental de Colombia, Inc. en el campo petrolero **Caño Limón**. Este campo se encuentra ubicado en el departamento de Arauca entre las poblaciones de **Arauca** y **Araucuita** (Ver figuras 4 y 5), que cuenta con un clima templado predominantemente húmedo. Las coordenadas geográficas son: Latitud 6,958463 grados, Longitud -71,091843 grados³.

Estas características influyen en el desarrollo de los proyectos de diseño de líneas eléctricas, pues afectan variables como temperatura, altura sobre el nivel del mar, humedad etc. Para el diseño de líneas de transmisión y distribución en **Caño Limón** se deben tener en cuenta las siguientes condiciones:

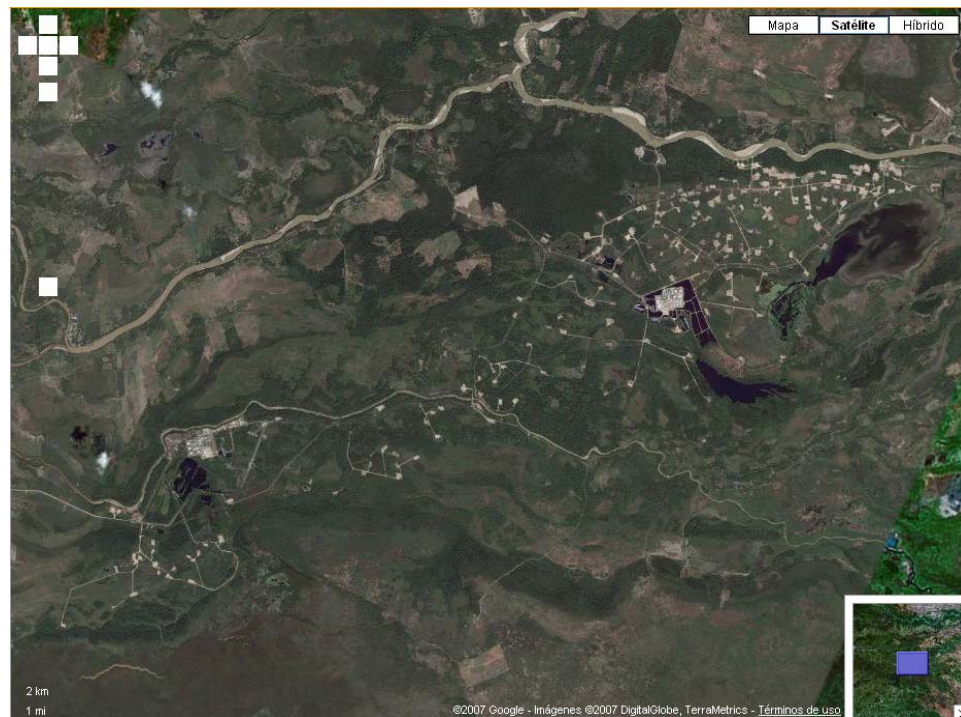
Temperatura mínima del conductor:	20 [°C]
Temperatura máxima del conductor:	75 [°C]
Temperatura en la condición diaria	30 [°C]
Altura sobre el nivel del mar:	120 [m]
Velocidad media del viento:	80 [km/h]

³ Disponible en: <http://maps.google.es/>

Figura 4. Ubicación geográfica del campo **Caño Limón**



Figura 5. Fotografía satelital del campo Caño Limón



5.1.2 Características del sistema eléctrico

El conductor aéreo principal de la línea **Norte** comienza su trayectoria en la estructura RT-E01, recorre 1851 metros antes de llegar al reconector R2. El calibre del conductor durante esta trayectoria es 2/0 AWG con una capacidad amperimétrica de 270 [A]. A continuación se presentan otras características de la línea **Norte**.

Tabla 16. Características de la línea Norte

Longitud [m]	7392
Calibre AWG	2/0
Número de estructuras (Postes)	95
Número de pozos	28
Producción [Barriles/Día]	7652
% de cargabilidad	84

Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

5.1.3 Restricciones del diseño

Tensión. El nivel de tensión a utilizar es 34,5 [kV], debido a que este es el nivel de tensión del sistema interconectado de la empresa.

Máxima Tensión nominal [kV]. Para 34,5 [kV] la empresa establece 36[kV] como tensión máxima.

Frecuencia nominal: 60 [Hz].

Nivel básico de aislamiento,

- Onda plena: 250 [kV].
- Sobre tensión no disruptiva: 85 [kV].

Regulación: 3%.

Pérdidas de potencia: 2,7%.

Puesta a tierra. Conexión estrella sólidamente puesta a tierra.

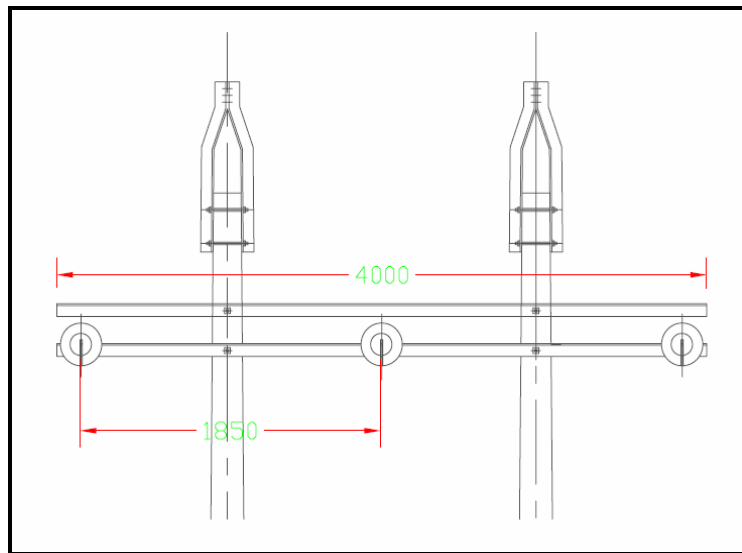
Conductor de línea. La empresa establece tres calibres conductores ACSR para sus líneas de distribución aéreas; 2/0 AWG y 336,4 MCM para el nivel de tensión 34,5 [kV] y 4/0 AWG para 13,8 [kV].

Estructuras. Las estructuras utilizadas serán de concreto de 14 [m], 1050 [kg] de carga de rotura.

Disposición de la línea. La disposición usada en el campo *caño limón* para este tipo de diseños es la horizontal, con estructuras en H y crucetas de 4 [m], ver figura 6.

Metodología de construcción. Se estableció que el diseño debe tener el menor impacto en la producción, esto es menor producción diferida.

Figura 6. Disposición utilizada [12]⁴



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

⁴ Los valores se encuentran en milímetros.

5.2 ALTERNATIVAS DE REUBICACIÓN DE LA CARGA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DEL CAMPO CAÑO LIMÓN

Este proyecto plantea tres alternativas de reubicación de la carga en el sistema interconectado del campo **Caño limón**, aprovechando el proyecto de ampliación de la línea **Yucas**, el sistema de seccionadores de línea y proponiendo la ampliación del conductor principal de la línea **Norte**. El desarrollo de cada una de las alternativas es presentado a continuación.

5.2.1 Línea Sur

Se propone conectar 5 pozos que están energizados por la línea **Sur** a la línea **Norte**, mediante el cierre del seccionador S-9 y abriendo los puentes en la estructura E210-16-5-2. De esta forma los pozos LY-155, LY-157, LY-52, LY-173 y LY-150, quedarían alimentados por la línea **Norte** aguas abajo del reconectador R2, (ver figura 7). En la figura también se observan las condiciones de corriente de la línea **Norte** con la modificación. Los beneficios de la modificación son:

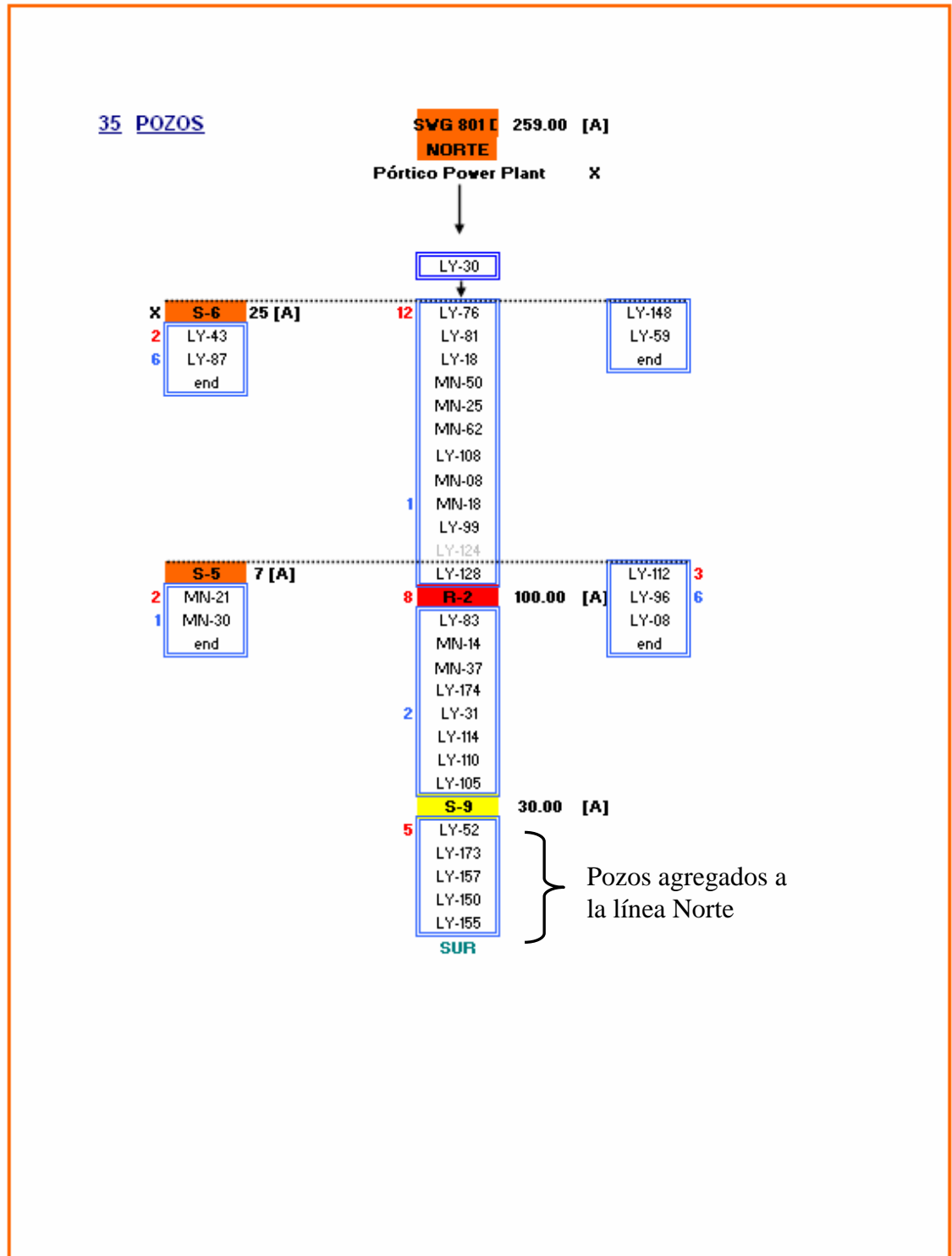
Aumento de carga protegida por el reconectador R2.

Apertura la posibilidad de crecimiento de la línea **Sur** y posible descarga de otras líneas a través de ella.

Equilibrio de la distribución de cargas entre las líneas **Norte** y **Sur**.

A continuación se muestra un diagrama que muestra los detalles de la modificación propuesta.

Figura 7. Posibilidad de agregar pozos a la línea **Norte** desde la línea **Sur**



Fuente: Occidental de Colombia, Inc. [12].

5.2.2 Línea Yucas

Para esto se requiere la construcción de una línea entre las estructuras E300-10-2-7-1 (**Norte**) y E306-12-3 (**Yucas**), abriendo el seccionador S-30 correspondiente a la línea **Yucas**. De esta forma todos los pozos que están conectados actualmente desde la línea **Yucas** aguas abajo del seccionador S-30 quedarán alimentados desde la línea **Norte** (ver figura 8). En la figura también se observan las condiciones de corriente de la línea **Norte** con la modificación.

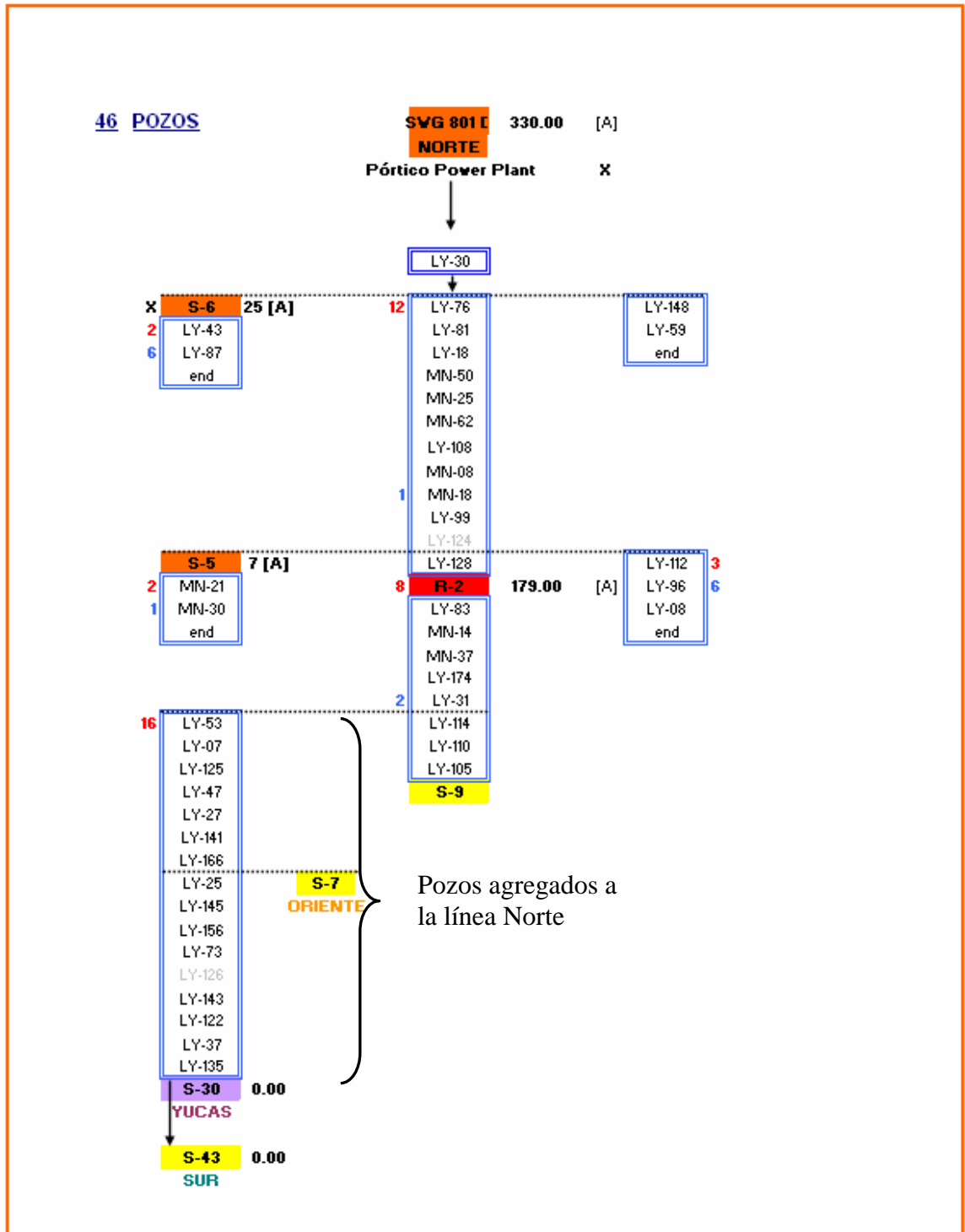
El proceso de construcción del tramo de línea necesario para esta propuesta, debe realizarse simultáneamente con la construcción del ramal principal de la línea **Norte**. Se debe hacer transposición de fases en E306-12-3 antes de hacer la conexión con el tramo de línea nuevo. Los beneficios de la modificación son:

Toma un valor agregado la protección presentada por el reconectador R2 sobre los pozos que actualmente están aguas abajo del seccionador S-30, debido a que bajo las actuales condiciones un evento o falla en este tramo dispara el interruptor de la línea **Yucas** (SWG-801H) y la cercanía a la fuente ocasiona unas corrientes de falla muy altas afectando el correcto funcionamiento de las otras líneas del campo. (Evento 153-06: 237 pozos apagados y 3489 barriles de producción diferida).

Abre la posibilidad de crecimiento de la línea **Yucas** y posible descarga de otras líneas a través de ella (Descarga de la línea **Caño Yarumales**).

A continuación se muestra un diagrama que muestra los detalles de la modificación propuesta.

Figura 8. Posibilidad de agregar pozos a la línea **Norte** desde la línea **Yucas**



Fuente: Occidental de Colombia, Inc. [12]

5.3 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE REUBICACIÓN DE CARGA

5.3.1 Simulaciones de las modificaciones

Se realizaron simulaciones para cuantificar los beneficios de las diferentes modificaciones realizables mediante la ampliación del conductor aéreo principal de la línea **Norte**, como se presenta en las tablas 17, 18 y 19. En todos los casos se tuvo en cuenta el total de pozos a energizar de los cuales se poseen planos de ubicación. Los resultados son mostrados a continuación.

Alternativa 1: Ampliación del conductor aéreo de la línea Norte tomando carga de la línea Sur. Como se había explicado anteriormente, esta alternativa se logra cerrando el seccionador S-9 (frontera entre las líneas **Sur** y **Norte**) y abriendo puentes en la estructura E210-16-5-2. Los resultados de las simulaciones son mostrados en la tabla 17.

Tabla 17. Cargabilidad del conductor aéreo principal con la alternativa 1

Línea	Carga actual %	Carga futura %
Norte	84	49
Sur	71	72
Yarumales	98	78
Yucas	69	98

Fuente: Autor del proyecto

Alternativa 2: Ampliación del conductor aéreo de la línea Norte tomando carga de la línea Yucas. Realizando la construcción del tramo de línea entre las estructuras E300-10-2-7-1 (**Norte**) y E306-12-3 (**Yucas**) y abriendo el seccionador S-30 (**Yucas**), se abre la posibilidad de descarga de la línea **Yucas** a través de la línea **Norte**. Esta alternativa fue simulada y los resultados se muestra a continuación.

Tabla 18. Cargabilidad del conductor aéreo principal con la alternativa 2

Línea	Carga actual %	Carga futura %
Norte	84	65
Sur	71	78
Yarumales	98	78
Yucas	69	78

Fuente: Autor del proyecto

Alternativa 3: Ampliación del conductor aéreo de la línea Norte tomando carga de las líneas Yucas y Sur. Esta alternativa es la unión de las alternativas anteriores. Los resultados de las simulaciones son presentados a continuación.

Tabla 19. Cargabilidad del conductor aéreo principal con la alternativa 3

Línea	Carga actual %	Carga futura %
Norte	84	70
Sur	71	72
Yarumales	98	78
Yucas	69	78

Fuente: Autor del proyecto

El criterio de selección utilizado en la evaluación de las alternativas es de tipo técnico, buscando que la cargabilidad de las líneas sea la adecuada para el desarrollo de la operación. Se estimó que la alternativa número 3 es la que mejor se adapta a las condiciones del campo, pues con las otras alternativas algún conductor quedaría en sobrecarga. En el caso de la alternativa 2 no es evidente

según lo mostrado en la tabla 18, ya que la sobrecarga se presentaría en el conductor aguas abajo del reconectador R9, no en el conductor principal.

A continuación se muestran los valores de regulación de tensión y pérdidas de potencia en cada una de las alternativas. En el anexo A se observa en más detalle los resultados de las simulaciones. Los valores de regulación y pérdidas de potencia fueron medidos en la barra más lejana en cada uno de los casos.

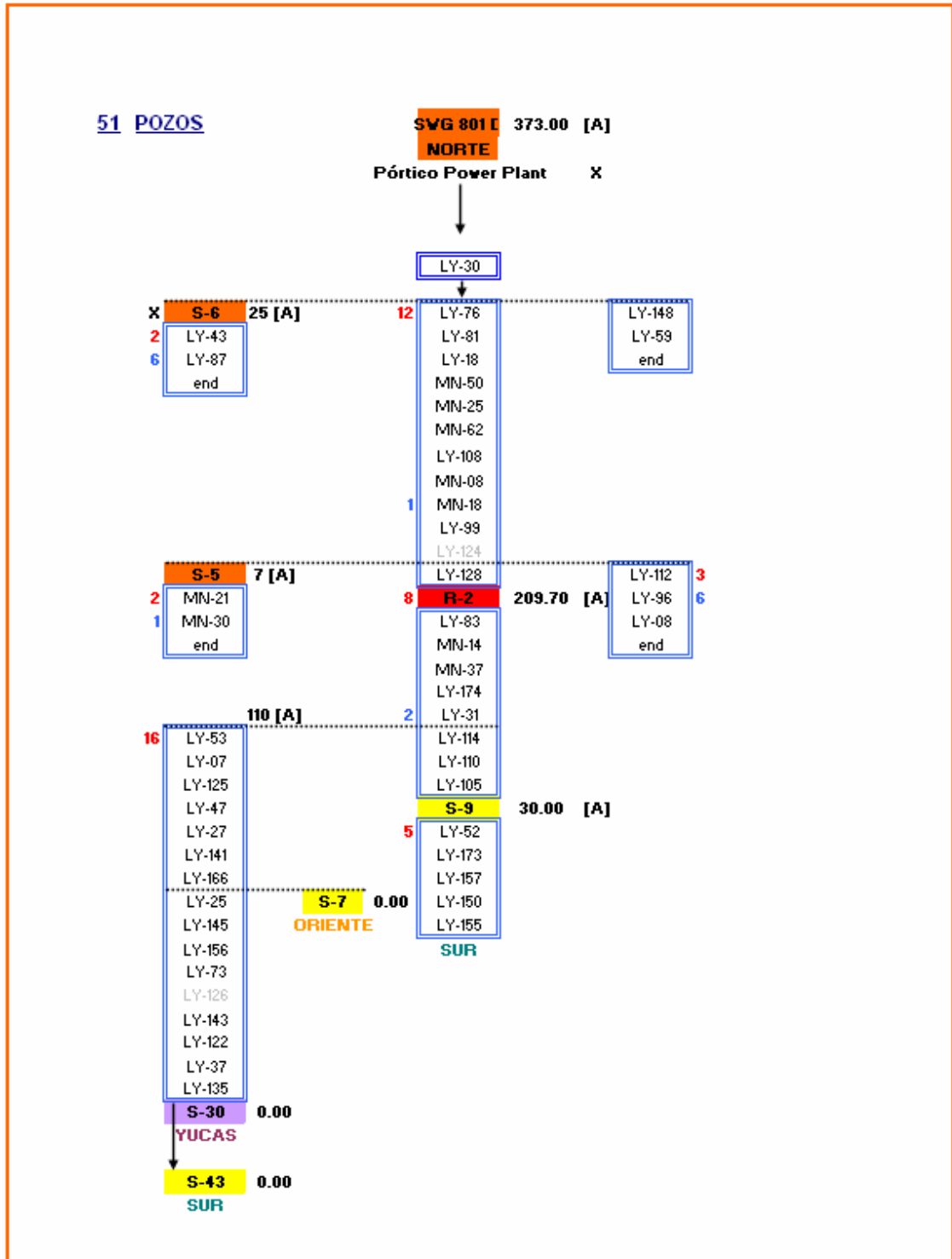
Tabla 20. Valores de regulación, pérdidas de potencia y costo en cada una de las alternativas

Alternativa	Regulación %	Pérdidas %	Costo [US\$]
Alternativa 1	0,374	0,181265	52193,9
Alternativa 2	0,876	0,368	70005,03
Alternativa 3	0,9934	0,516754	70005,03

Fuente: Autor del proyecto

Las modificaciones realizadas a la línea Norte mediante el desarrollo de la alternativa 3, se presentan en la figura 9.

Figura 9. Estado de la línea **Norte** en la alternativa 3



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

5.3.2 Futuro de la carga de la línea Norte

Una vez seleccionada la alternativa que más se adapta a las condiciones del campo, se procede a proponer un método de estimación de la carga a 15 años y de esta forma dimensionar el conductor necesario para el desarrollo del proyecto.

5.3.2.1 Modelo propuesto

Para realizar la estimación de carga se propone un modelo basado en la identificación de tendencias de la cantidad de pozos que han entrado año a año a la línea **Norte**. Para esto es necesario conocer la fecha de iniciación del pozo (primer día de producción) y la fecha en que efectivamente el pozo entró a tomar carga del sistema (instalación de los equipos de fondo y superficie), debido a que al principio de la exploración los pozos entraban con flujo natural. Por eso se investigaron los históricos de esas variables y son presentados a continuación (tabla 21).

Tabla 21. Fecha de inicio y toma de carga de los pozos de la línea Norte

Pozo	Fecha de entrada [mm/dd/aaaa]	Fecha instalación del equipo [mm/dd/aaaa]	Dif ⁵ [días]
LY-07	01/09/1986	11/04/1995	3586
LY-08	03/08/1986	12/04/1994	3193
MN-08	04/24/1986	04/04/1994	2902
LY-18	07/21/1987	07/28/1995	2929
LY-25	10/18/1987	04/01/1997	3453
LY-27	08/03/1988	12/30/1993	1975
LY-30	05/20/1989	04/11/1994	1787
LY-31	07/09/1989	07/10/1997	2923
LY-37	03/12/1991	12/13/1994	1372
MN-14	04/25/1991	02/12/1995	1389
LY-43	05/19/1992	03/25/1994	675
LY-47	05/22/1993	05/21/1994	364
LY-52	10/14/1993	11/22/1993	39

⁵ Esto corresponde a la diferencia entre la fecha de la puesta en servicio del sistema de levantamiento artificial y el primer día de producción de cada uno de los pozos.

Pozo	Fecha de entrada [mm/dd/aaaa]	Fecha instalación del equipo [mm/dd/aaaa]	Dif ⁵[días]
LY-53	02/22/1994	02/22/1994	0
MN-18	06/24/1994	06/24/1994	0
LY-59	02/04/1995	02/04/1995	0
MN-21	12/04/1995	12/04/1995	0
LY-73	01/06/1997	01/06/1997	0
LY-76	08/27/1997	08/27/1997	0
MN-25	07/18/1998	07/18/1998	0
LY-81	07/24/1998	07/24/1998	0
LY-83	11/17/1998	11/17/1998	0
LY-87	11/09/1999	11/09/1999	0
MN-30	10/15/2000	10/15/2000	0
LY-96	08/23/2001	08/23/2001	0
LY-99	12/05/2001	12/05/2001	0
MN-37	10/26/2002	10/26/2002	0
LY-105	03/15/2003	03/15/2003	0
LY-108	07/30/2003	07/30/2003	0
LY-114	09/21/2003	09/21/2003	0
LY-112	10/14/2003	10/14/2003	0
LY-110	01/07/2004	01/07/2004	0
LY-122	06/13/2004	06/13/2004	0
LY-125	08/02/2004	08/02/2004	0
LY-124	08/11/2004	08/11/2004	0
LY-126	10/17/2004	10/17/2004	0
LY-128	05/27/2005	05/27/2005	0
LY-135	08/04/2005	08/04/2005	0
LY-141	10/23/2005	10/23/2005	0
LY-143	11/07/2005	11/07/2005	0
LY-155	11/22/2005	11/22/2005	0
LY-145	03/11/2006	03/11/2006	0
LY-148	05/19/2006	05/19/2006	0
LY-157	10/21/2006	10/21/2006	0
MN-50	10/31/2006	10/31/2006	0
LY-150	02/17/2007	02/17/2007	0
LY-156	03/16/2007	03/16/2007	0
LY-166	03/30/2007	03/30/2007	0
MN-62	08/09/2007	08/09/2007	0
LY-173	09/20/2007	09/20/2007	0
LY-174	10/03/2007	10/03/2007	0

Fuente: Autor del proyecto

Se agruparon los pozos según el año de ingreso y se calculó un promedio aritmético del tiempo que demoraba el pozo trabajando con flujo natural, es decir, de la diferencia en días del día de puesta en servicio del sistema de levantamiento artificial (fecha de toma de carga) y la fecha del primer día de producción. A continuación se muestra una gráfica que ilustra lo anterior.

Figura 10. Días entre el inicio de un pozo y la fecha de toma de carga del mismo



Fuente: Autor del proyecto

Se observa en la figura 10, que en los pozos que iniciaron actividades desde 1994, la fecha de inicio (primer día de producción) coincide con la fecha de toma de carga (fecha de puesta en funcionamiento del sistema de levantamiento artificial), por lo que se estima que en el periodo para el que va a ser realizado el análisis de carga continúe este comportamiento. De esta forma se valida el supuesto de determinación de la carga de la línea **Norte**, a partir de la

identificación de tendencias que tienen como base los históricos de fecha de entrada de los pozos.

5.3.2.2 Estimación de tendencias

Para analizar las tendencias de crecimiento del número de pozos del área de influencia de la línea **Norte**, se identificaron las variables que pueden afectar el crecimiento normal de la línea, es decir en el crecimiento propio de la carga con el fin de mantener constante la producción. Las variables identificadas fueron el precio del dólar y el precio del barril de petróleo, por lo que se investigaron los históricos de dichas variables, los cuales son mostrados en la tabla 22, junto el histórico de entrada de pozos a la línea Norte.

Tabla 22. Históricos de comportamiento de las variables en estudio

Año	Precio promedio del dólar [US\$] ⁶	Precio promedio del barril [US\$] ⁷	Pozos por año	Pozos Acumulados
1986	196	15,05	3	3
1987	244	19,21	2	5
1988	302	15,98	1	6
1989	387	19,69	2	8
1990	504	24,51	0	8
1991	595	21,52	2	10
1992	681	20,56	1	11
1993	787	18,46	2	13
1994	826	17,21	2	15
1995	913	18,43	2	17
1996	1036	22,13	0	17
1997	1141	20,96	2	19
1998	1426	14,42	3	22
1999	1757	19,26	1	23
2000	2088	30,33	1	24
2001	2300	25,93	2	26
2002	2507	26,09	1	27
2003	2876	31,11	4	31
2004	2628	41,43	5	36
2005	2321	56,46	5	41
2006	2359	66,04	4	45
2007	2083	68,13	6	51

⁶ Tomado de: <http://www.superfinanciera.gov.co/Cifras/informacion/diarios/term/historia.xls>, Octubre de 2007

⁷ Tomado de: http://si2.bcentral.cl/Basededatoseconomicos/951_455.asp?f=M&s=Precio-petroWTI, Octubre 2007

Una vez determinadas las variables se procede a identificar la relación existente entre ellas, para lo cual utilizamos el coeficiente de correlación de Pearson. Este coeficiente se utiliza para cuantificar la intensidad de la relación de dos variables y su valor oscila entre -1 y +1. La ecuación que calcula dicho coeficiente está dada por [15]:

$$r = \frac{\sum_{t=1}^n (X_t - \bar{X}) * (Y_t - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{t=1}^n (X_t - \bar{X})^2} * \sqrt{\sum_{t=1}^n (Y_t - \bar{Y})^2}} \quad (5.1)$$

Donde:

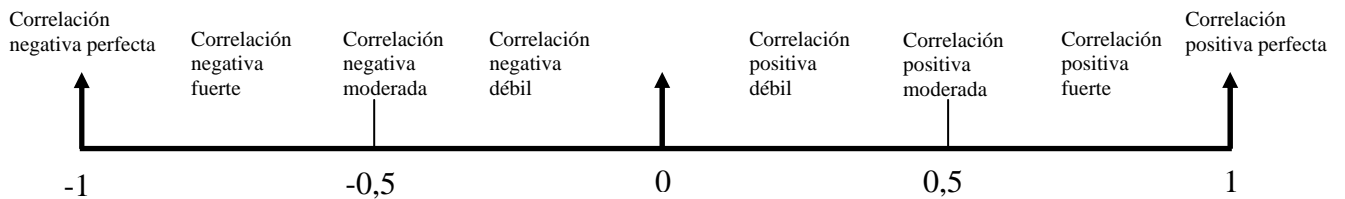
X: Variable independiente.

Y: Variable dependiente.

r: Coeficiente de correlación de Pearson.

Se considera que entre dos variables hay una relación fuerte cuando el valor absoluto del coeficiente de correlación de Pearson es cercano a 1. Esto es mostrado a continuación.

Figura 11. Evaluación del coeficiente de correlación



Fuente: Adaptado de [15]

A continuación (tabla 23) se muestra el cálculo del coeficiente de correlación de Pearson de las variables en estudio.

Tabla 23. Índice de correlación de Pearson para las variables en estudio

Variabes (X,Y)	Pearson
V ₂ ,V ₁	0,51
V ₃ ,V ₁	0,72

Donde:

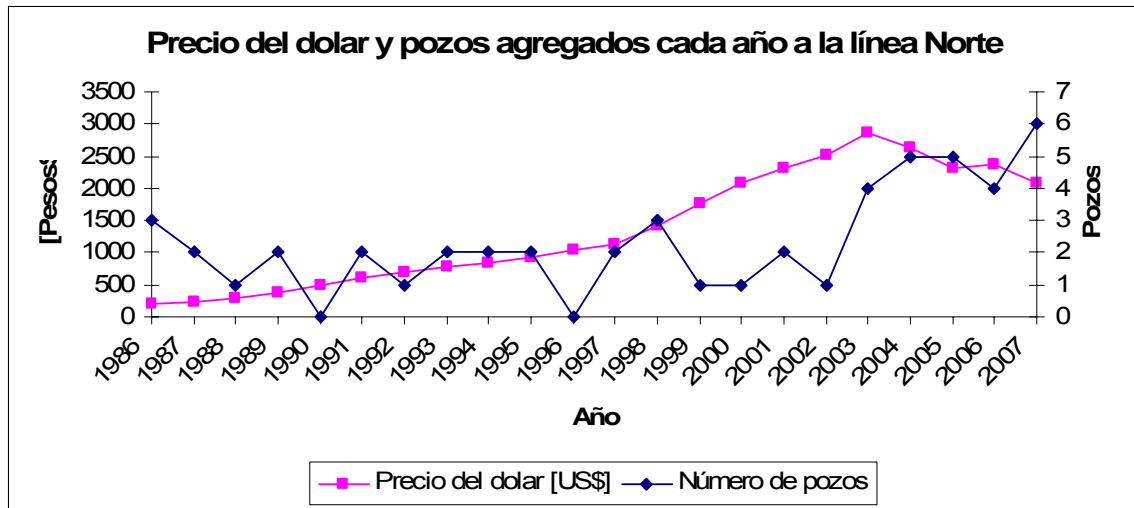
V₁: Número de pozos nuevos por año.

V₂: Precio del dólar.

V₃: Precio del barril de petróleo.

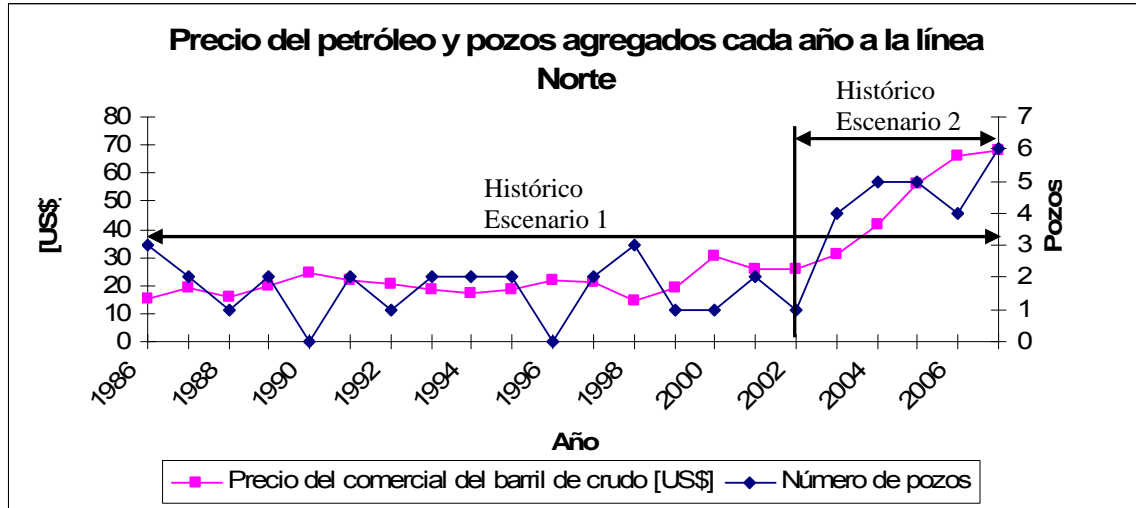
Aunque se observa alguna incidencia del precio del petróleo en el número de pozos que entran anualmente a la línea **Norte**, también se observa que el crecimiento del número acumulado de pozos tiene una alta relación con el tiempo durante el periodo de estudio, alimentando la teoría del crecimiento de la carga de las líneas para mantener la producción estable. A continuación se realiza el análisis gráfico de la relación de las variables en estudio.

Figura 12. Precio del dólar y pozos agregados a la línea **Norte** durante el periodo de estudio



Fuente: Autor.

Figura 13. Precio del petróleo y pozos agregados a la línea **Norte** durante el periodo de estudio



Fuente: Autor.

Se observa en la figura 13, que la tasa de crecimiento del precio del barril de petróleo ha sido mayor desde el año 2003, y ha continuado con esta tendencia hasta la actualidad. También se observa que el número de pozos que ha entrado a la línea **Norte** durante este periodo de tiempo ha sido mayor que en los años anteriores del periodo de estudio. Esto lleva a establecer dos escenarios de estimación de carga; un primer escenario que tenga en cuenta una tendencia del número acumulado de pozos en la línea **Norte** desde el año 1986 (periodo de estudio) y un segundo escenario que tenga en cuenta la tendencia de crecimiento que ha tenido el número de pozos de la línea **Norte** desde el año 2003.

La determinación de las tendencias en los dos escenarios fue realizada mediante el método analítico de los mínimos cuadrados, cuyas características son mostradas a continuación.

Escenario 1. La ecuación de la línea de tendencia está dada por:

$$\# \text{ Pozos} = 1,974308 * (\text{año}) - 3920,81$$

$$\text{Coeficiente de determinación } R^2 = 0,941$$

Escenario 2. La ecuación de la línea de tendencia está dada por:

$$\# \text{ Pozos} = 4,9 * (\text{año}) - 9783,7$$

Coeficiente de determinación $R^2=0,997$

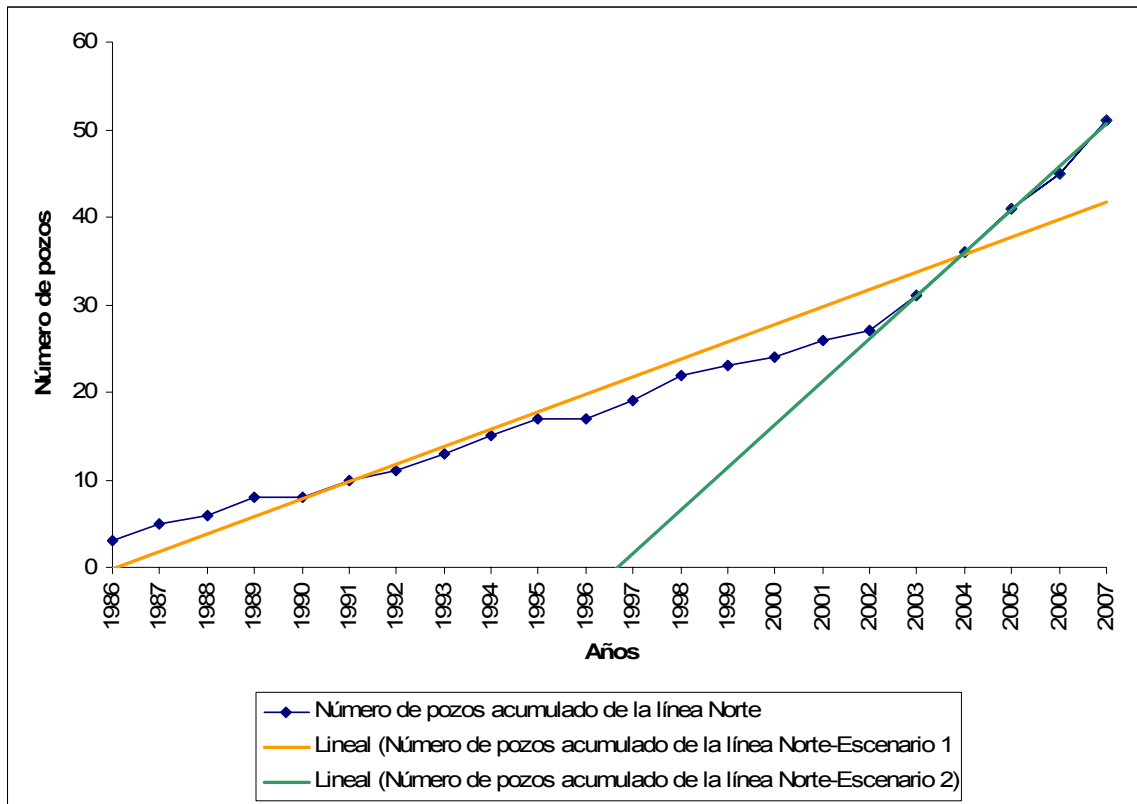
El coeficiente de determinación R^2 se utiliza para cuantificar el porcentaje de ajuste que se ha conseguido con el modelo lineal, su valor oscila entre 0 y 1. Entre más cercano a 1 más acertado es el modelo para predecir el comportamiento de la variable ordenada. A continuación, tabla 24, se muestran los estimados de carga futura de la línea **Norte** en los dos escenarios.

Tabla 24. Características de carga de la línea **Norte**

	Escenario 1	Escenario 2
Pozos año 2007	51	51
Carga año 2007	19,638 [MW]	19,638 [MW]
Carga / Pozo año 2007	0,385 [MW/Pozo]	0,385 [MW/Pozo]
Pozos año 2023	74	129
Carga año 2023	28,49 [MW]	49,67 [MW]

Fuente: Autor del proyecto.

Figura 14. Gráfica del número de pozos real de la línea **Norte** y las líneas de tendencia asociadas a los dos escenarios de carga



Fuente: Autor del proyecto

Aunque el coeficiente de determinación R^2 y el análisis gráfico del comportamiento de las tendencias (figura 14) ante los dos escenarios de carga, hacen pensar que el escenario 2 es el más apropiado para la determinación del futuro de la carga, se optó por escoger el escenario 1, debido a que el escaso número de históricos que se tienen para el escenario 2 pueden sesgar la estimación de la tendencia.

Tanto el coeficiente de determinación (R^2) como el coeficiente de correlación (r) no son por si mismos las medidas más adecuadas para evaluar la predicción de un modelo; en el mejor de los casos se trata de medidas del ajuste de la ecuación a los datos, no de la capacidad predictiva del modelo [13]. Desde este punto de vista, las variables más convenientes para la evaluación son $PRED(I)$, nivel de

predicción al /%, y MMRE, magnitud media del error relativo, las cuales se definen a continuación.

Magnitud media del error relativo-MMRE

La magnitud media del error relativo sigue la siguiente ecuación:

$$MMRE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{e_i - \bar{e}}{e} \right| \quad (5.2)$$

Donde e es el valor real de la variable, \hat{e} es su valor estimado y n es el número de datos. Así si el MMRE es pequeño, entonces tenemos un buen conjunto de predicciones. Un criterio habitual para considerar un modelo como bueno es el de $MMRE < 0,25$. A continuación (tabla 25) se muestra el cálculo de la MMRE aplicado a la evaluación de la validez de las estimaciones de carga realizadas en la línea Norte.

Tabla 25. Magnitud media del error relativo en el escenario 1

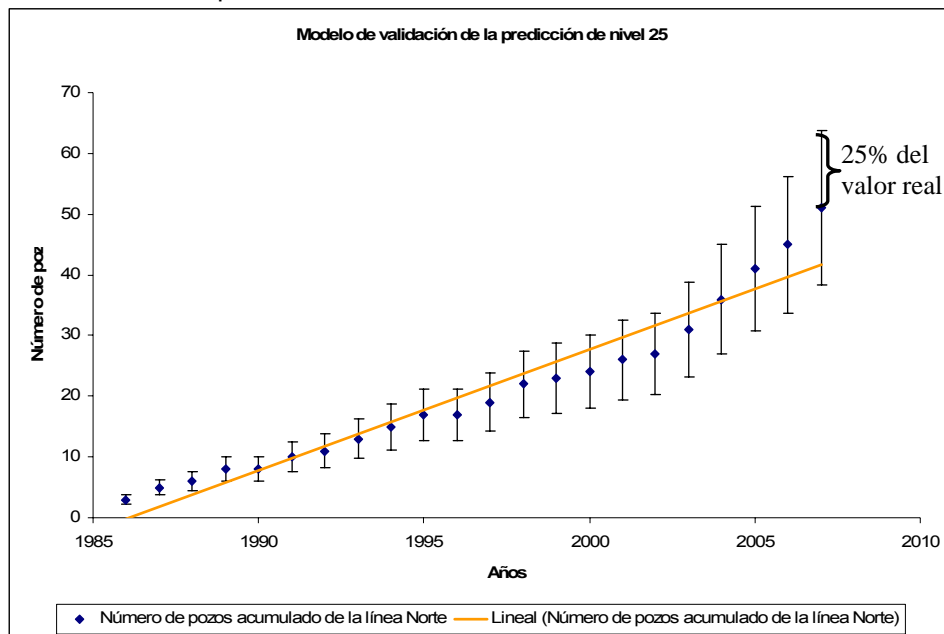
Año	Estimación Lineal	Pozos Acumulados	Error relativo
1986	0,17	3	0,943545333
1987	2,14	5	0,5712656
1988	4,12	6	0,31367
1989	6,09	8	0,238464
1990	8,07	8	0,0083245
1991	10,04	10	0,0040904
1992	12,02	11	0,092292
1993	13,99	13	0,076116923
1994	15,96	15	0,0642552
1995	17,94	17	0,055184471
1996	19,91	17	0,171320235
1997	21,89	19	0,151934316
1998	23,86	22	0,084593636
1999	25,84	23	0,12327687
2000	27,81	24	0,1587365
2001	29,78	26	0,145537846
2002	31,76	27	0,176233037
2003	33,73	31	0,088148387
2004	35,71	36	0,008141444
2005	37,68	41	0,080945951
2006	39,66	45	0,118766133
2007	41,63	51	0,183728784
MMRE			0,17538962

Predicción de nivel /

Se define como el cociente del número de casos en los que las estimaciones están dentro del límite absoluto / de los valores reales entre el número total de casos. Por ejemplo $PRED(0.1) = 0,9$ quiere decir que 90% de los casos tienen estimaciones dentro del 10% de sus valores reales; $PRED(0,25) = 0,9$ quiere decir que el 90% de los casos tiene estimaciones dentro del 25% de sus valores reales. Un criterio habitual para aceptar un modelo suele ser el de $PRED(0,25) = 0,75$, aunque algunos autores rebajan este requisito.

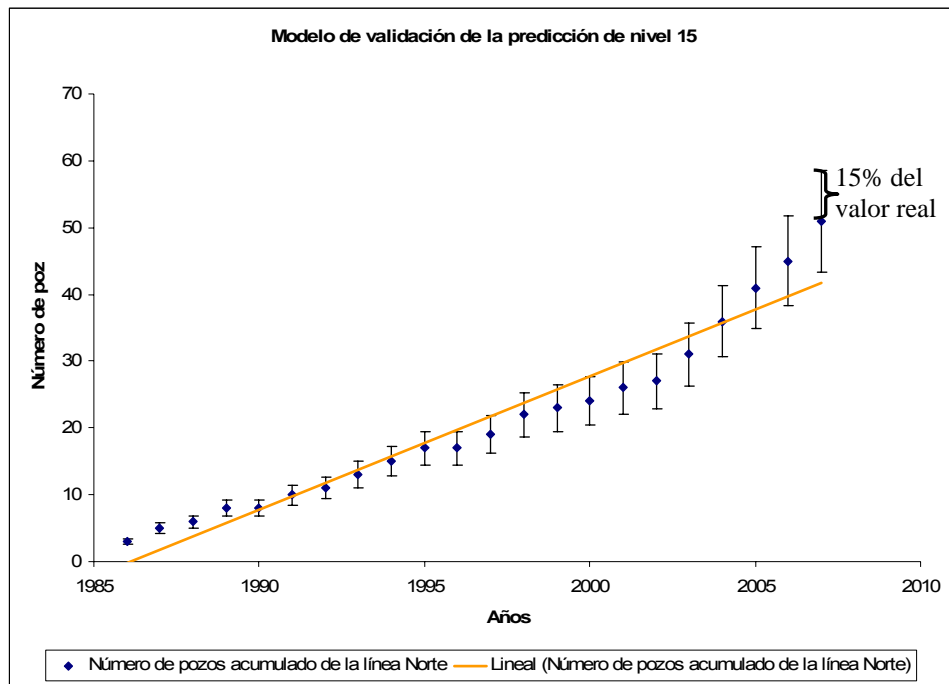
A continuación se hace el análisis de predicción para diferentes niveles de tolerancia.

Figura 15. Validación de la predicción al 25%



Fuente: Autor del proyecto

Figura 16. Validación de la predicción al 15%



Fuente: Autor del proyecto

Se observa que el modelo planteado muestra validez para la determinación de datos futuros. A continuación se muestra un resumen con los resultados de los métodos de validación realizados al modelo de predicción utilizado.

Tabla 26. Validación del modelo

Ecuación de la curva	$Y = 1,974 * X - 3920,8$
MMRE	0,1754
PRED (0,25)	81,8%
PRED (0,15)	68,2%

5.4 DISEÑO DE LA PROPUESTA

5.4.1 Re-conducturización de la línea

Dentro de la ampliación de la capacidad de carga de la línea **Norte** se tuvo en cuenta el caso de re-conducturización de la línea, por lo que se realizó el cálculo de los costos de producción diferida en que se incurre con esta opción. Se determinó un tiempo de 6 días de consigna de línea para el cambio del conductor desde el pósito de salida de la línea **Norte** hasta el reconector R2 (1851 [m] aproximadamente).

Producción diferida. Equivale a los barriles de crudo dejados de producir debido al tiempo de parada de la línea Norte. La línea Norte tiene una producción diaria de 7652 [Bls].

$$\begin{aligned} \text{Producción diferida} &= && 7652 \text{ [Bls/día]} * 6 \text{ días} \\ &&& 45912 \text{ [Bls]} \end{aligned}$$

Costo comercial de producción diferida. Equivale a precio en dólares de la producción. Este costo sale de la multiplicación de la producción diferida por el precio comercial del barril de crudo⁸.

$$\begin{aligned} \text{Costo comercial de producción} &= 45912 \text{ [Bls]} * \text{Precio del Barril US\$/Bls} \\ &45912 \text{ [Bls]} * 68,13 \text{ [US\$/Bls]} \\ &\text{US\$ 3127980} \end{aligned}$$

5.4.2 Selección de la ruta

Una vez realizado el estudio de la topología de las líneas del campo, se seleccionó una ruta que se adaptara a la geografía del campo y que permitiera un

⁸ Ver en tabla 22 el precio del barril de crudo para el año 2007.

proceso de construcción que fuera a la par con la operación de la línea (ver figura 31).

5.4.3 Cálculos eléctricos

Se realizaron los cálculos eléctricos para seleccionar los componentes de la línea propuesta.

5.4.3.1 Selección del número de aisladores

Los aisladores utilizados por la empresa son del tipo cuenca y bola clase ANSI 52-3 (ver tabla 27). Para calcular el número de aisladores en la cadena se realiza en siguiente cálculo:

$$n_{ais} = \frac{36 * 1,9}{29,2} = 2,34247 \quad (4.1)$$

Como el resultado no es un número entero, se aproxima al mayor, 3. Sin embargo la empresa utiliza 4 aisladores de disco en las cadenas de aisladores de las estructuras típicas, por lo que fue este número el que se utilizó para el desarrollo del presupuesto.

Tabla 27. Hoja de datos de los aisladores utilizados⁹

Número de catálogo	8255	8256	8257
Clase ANSI	52-3	52-3	52-3
Distancia de arco [mm]	197	197	197
Distancia de fuga [mm]	292	292	292
Resistencia electromecánica [kN]	67	80	89
Resistencia al impacto [Nm]	6	6	10
Prueba de carga de rutina [kN]	33,5	40	44,5
Prueba de carga sostenida [kN]	44	53,5	60
Flameo de baja frecuencia en seco [kV]	80	80	80
Flameo de baja frecuencia en húmedo [kV]	50	50	50

⁹ Tomado de: <http://www.paradoxecorporation.com/Productos/Gamma/Aisladore-insulator/suspension.pdf>, abril de 2007.

Flameo crítico al impulso positivo [kV]	125	125	125
Flameo crítico al impulso negativo [kV]	130	130	130
Voltaje de perforación a baja frecuencia [kV]	110	110	110
Voltaje de prueba RMS a tierra [kV]	10	10	10
RIV máximo a 1000 kHz, [μ V]	50	50	50
Peso neto por unidad [kg]	5,3	5,3	5,4
Peso bruto por caja [kg]	38	38	40
Número de piezas por caja	6	6	6

Fuente: Electro porcelanas Gamma

5.4.3.2 Selección del conductor

Para la selección del conductor, se tuvo en cuenta como primera medida la capacidad amperimétrica de los conductores para descartar algunos de ellos; luego el cumplimiento de los parámetros de regulación máxima, pérdidas de potencia máximas y efecto corona; como último criterio de selección se compararon las secciones de los conductores preseleccionados como un indicador de su valor económico. Para esto se desarrolló una tabla en Microsoft Office Excel 2003, que calcula dichos parámetros para cada uno de los conductores bajo las condiciones de carga establecidas. Debido a las características de la línea se escogió el modelo de línea corta para el desarrollo de los cálculos (Ver figura 17).

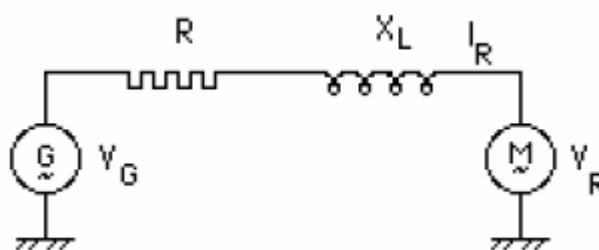


Figura 17. Modelo de la línea corta

La potencia a transmitir es la calculada en el numeral 5.3.2.2, es decir el estimado de carga de la línea **Norte** en 15 años. Para esto se asumieron las cargas concentradas al final de la línea por simplicidad en el cálculo [14].

Los datos de la línea son:

Carga: 28,49 [MW]

Longitud: 1,156 [km], ver planos anexos.

r: Esta dada por cada conductor en [Ω /km].

R: $r \cdot 1,156$ [Ω].

L: $0,0754 \ln\left(\frac{D_m}{D_s}\right)$ [Ω /km]. (4.4)

Dm: $\sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}$ (4.3)

Dm: 2,331 [m].

Ds: Esta dada para cada conductor (RMG).

Tabla 28. Características y comportamiento de diferentes conductores ante la carga de la línea **Norte**

CÓDIGO	CALIBRE	RMG	CAPACIDAD AMPERIMÉTRICA	go	Vc [kV]	Vg [V]	Pérdidas [W]	Reg %	Pp %
PARTRIDGE	266.80	6.61	457.00	20.03	95.78	19693.08	232396.44	0.75	0.82
PIPER	300.00	7.35	502.00	19.92	102.00	19681.91	214595.86	0.69	0.75
OSTRICH	300.00	6.98	492.00	19.96	100.15	19677.00	206684.49	0.67	0.73
MERLIN	336.40	67.67	518.00	19.95	61.34	19663.53	186906.07	0.60	0.66
ORIOLE	336.40	7.77	534.00	19.84	106.50	19662.12	182950.39	0.59	0.64
LINNET	336.40	7.41	528.00	19.88	104.70	19662.77	183939.31	0.60	0.65
LARK	397.50	6.92	593.00	19.72	117.47	19644.91	155260.60	0.51	0.54
IBIS	397.50	8.05	586.00	19.76	111.40	19645.43	156249.52	0.51	0.55
PELICAN	477.00	8.05	644.00	19.70	115.47	19630.62	132515.42	0.43	0.47
FLICKER	477.00	8.66	654.00	19.64	118.10	19629.34	130537.57	0.43	0.46
HEN	477.00	9.27	665.00	19.57	121.33	19628.07	128559.73	0.42	0.45
HAWK	477.00	8.81	658.00	19.62	119.27	19629.33	130537.57	0.43	0.46
HERON	500.00	9.48	683.00	19.53	123.46	19623.12	120648.36	0.39	0.42
OSPREY	556.50	8.66	708.00	19.58	122.32	19618.85	113725.92	0.37	0.40
PARAKEET	556.50	9.33	718.00	19.52	125.07	19618.19	112736.99	0.37	0.40
EAGLE	556.50	9.96	722.00	19.44	128.37	19616.91	110759.15	0.36	0.39
DOVE	556.50	9.57	725.00	19.49	126.10	19617.55	111748.07	0.37	0.39
PACOCK	605.00	9.72	757.00	19.44	128.93	19612.61	103836.71	0.34	0.36
DUCK	605.00	9.78	754.00	19.44	128.79	19613.22	104825.63	0.34	0.37
ROOK	636.00	9.97	783.00	19.40	131.28	19609.51	98892.10	0.32	0.35
EGRET	636.00	10.73	797.00	19.32	134.52	19608.23	96914.26	0.32	0.34
GROSBEAK	636.00	10.21	787.00	19.37	132.27	19608.88	97903.18	0.32	0.34
GOOSE	636.00	10.03	777.00	19.40	131.13	19607.65	95925.34	0.31	0.34
FLAMINGO	666.50	10.21	805.00	19.35	133.47	19606.41	93947.50	0.31	0.33
GULL	666.60	10.27	807.00	19.35	133.33	19605.79	92958.57	0.30	0.33

REDWING	715.50	11.37	858.00	19.20	140.31	19602.02	87025.05	0.29	0.31
STARLING	715.50	10.82	847.00	19.26	138.09	19602.05	87025.05	0.29	0.31
CROW	715.50	10.64	825.00	19.29	136.75	19603.91	89991.81	0.30	0.32
TERM	795.00	10.73	875.00	19.23	139.73	19598.35	81091.52	0.27	0.28
MALLARD	795.00	11.95	913.00	19.09	145.72	19597.06	79113.68	0.26	0.28
DRAKE	795.00	11.37	903.00	19.15	143.44	19597.09	79113.68	0.26	0.28
CONDOR	795.00	11.28	881.00	19.18	141.92	19597.71	80102.60	0.26	0.28
CRANE	874.50	11.77	935.00	19.08	146.85	19593.98	74169.08	0.24	0.26
CANARY	900.00	11.95	926.00	19.05	148.23	19592.74	72191.23	0.24	0.25
RAIL	954.00	11.77	953.00	19.04	149.00	19590.28	68235.55	0.23	0.24
CARDINAL	954.00	12.25	960.00	19.06	146.92	19585.32	60324.18	0.20	0.21
ORTOLAN	1033.50	12.53	1006.00	18.95	152.56	19582.83	56368.50	0.19	0.20
CURLEW	1033.50	12.80	1010.00	18.89	155.56	19582.82	56368.50	0.19	0.20
BLUEJAY	1113.00	12.65	1051.00	18.86	157.34	19580.36	52412.81	0.17	0.18
PINCH	1113.00	13.29	1060.00	18.73	163.72	19580.33	52412.81	0.17	0.18
BUNTING	1192.50	13.08	1099.00	18.78	160.98	19578.49	49446.05	0.17	0.17
GRACKLE	1192.50	13.75	1108.00	18.71	163.24	19578.46	49446.05	0.17	0.17
BITTERN	1272.00	13.53	1145.00	18.70	164.48	19576.62	46479.29	0.16	0.16
PHEASANT	1272.00	14.20	1148.00	18.63	166.79	19576.59	46479.29	0.16	0.16
DIPPER	1351.50	13.99	1188.00	18.59	169.75	19575.37	44501.45	0.15	0.16
MARTIN	1351.50	14.69	1198.00	18.55	170.00	19574.72	43512.52	0.15	0.15
BOBOLINK	1431.00	14.33	1227.00	18.55	171.15	19573.50	41534.68	0.14	0.15
PLOVER	1431.00	15.06	1237.00	18.48	173.32	19573.48	41534.68	0.14	0.15
NUTHATCH	1510.50	14.81	1268.00	18.47	174.10	19572.25	39556.84	0.13	0.14
PARROT	1510.50	15.42	1278.00	18.36	178.52	19572.23	39556.84	0.13	0.14
LAPWING	1590.00	15.18	1310.00	18.41	176.74	19571.00	37579.00	0.13	0.13
FALCOM	1590.00	15.94	1313.00	18.40	175.38	19570.98	37579.00	0.13	0.13
CHUKAR	1780.00	16.34	1334.00	18.22	183.85	19572.81	40545.76	0.14	0.14

Fuente: Autor del proyecto

Donde:

V_c : Tensión crítica. (4.9)

$$\text{Regulación} = \frac{V_G - V_R}{V_R} * 100 \quad (4.10)$$

$$Pp \% = \frac{Pg - Pr}{Pr} * 100\% \quad (4.11)$$

El primer criterio que se utilizó para hacer el filtro que permita seleccionar el mejor conductor, fue la capacidad amperimétrica. Para esto, una vez realizado el estimado de carga en el numeral 5.3.2.2, se procede a calcular la capacidad de corriente mínima que debe poseer el conductor del alimentador principal de la

línea **Norte**. El valor de potencia a transportar proviene de la estimación de carga a 15 años realizada a la línea.

$$I_c = \frac{28494352[W]}{33855[V] * \sqrt{3} * 0,91} [A] = 534 [A] \quad (5.3)$$

Se observa en la tabla 28, los conductores (sombreados) que cumplen simultáneamente con los criterios de selección. Se procede a evaluar la mejor opción de conductor para el proyecto, dando como resultado el conductor “Oriole” (336,4 MCM). Sin embargo el sistema interconectado de la empresa, junto con el stock de materiales, están estandarizados para calibres 336,4 MCM (Linnet) y 2/0 AWG (Quail), por lo tanto, aunque se recomienda la utilización del conductor “Oriole”, se realizó la propuesta económica usando el calibre 336,4 MCM “Linnet” por ser el que más se ajusta de las opciones disponibles al entorno del proyecto.

5.4.4 Cálculos mecánicos de los conductores

Para realizar los cálculos mecánicos de los diferentes tramos de línea que hacen parte del proyecto, debieron tenerse en cuenta ciertos aspectos que hacen especial el diseño de líneas en el campo **Caño Limón**. Las distancias de la línea energizada con respecto al terreno con que se realizó el diseño fue de 8 [m]. Debido a que por la vías del campo transita maquinaria de gran tamaño, en **Caño Limón** se maneja una distancia de 12 [m] desde la línea energizada hasta la vía. Cabe destacar que el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, dice que en los dos casos se debe dejar una distancia mínima de 5,6 [m]. A continuación se realiza un cálculo mecánico tipo para el conductor principal de la línea **Norte**, según lo descrito en la sección 4.4.4.

5.4.4.1 Cálculos mecánicos del conductor principal de la línea Norte

Características mecánicas del conductor linnet

Tabla 29. Características del conductor

TIPO	Valor
Calibre	336,4 MCM
Número de hilos de Aluminio	26
Número de hilos de acero	7
Diámetro de un hilo de aluminio	2,8905 [mm]
Diámetro de un hilo de acero	2,2479 [mm]
Diámetro nominal de cable	18,313 [mm]
Área de la sección transversal de aluminio	170,451 [mm ²]
Área de la sección transversal total	198,258 [mm ²]
Carga de rotura	6371,5 [kg]
Peso del aluminio	472,0 [kg/km]
Peso del acero	217 [kg/km]
Peso total	689 [kg/km]
Módulo de elasticidad del aluminio E _{al}	6300 [Kg/mm ²]
Módulo de elasticidad del acero E _{ac}	21000 [Kg/mm ²]
Coefficiente de dilatación lineal del aluminio α _{al}	2,3e-5 [°C ⁻¹]
Coefficiente de dilatación lineal del acero α _{ac}	1,15e-5 [°C ⁻¹]

Cálculo del modulo de elasticidad del cable

$$E = \frac{n_{hal} * E_{al} + n_{hac} * E_{ac}}{n_{hal} + n_{hac}} \quad d_{hac} = d_{hal} \quad (4.12)$$

$$E = \frac{26 * 6300 + 7 * 21000}{26 + 7} = 8358,4 \text{ [Kg/mm}^2\text{]} \quad (4.12)$$

Cálculo del coeficiente de dilatación lineal del cable

$$\alpha = \frac{n_{hal} * E_{al} * \alpha_{al} + n_{hac} * E_{ac} * \alpha_{ac}}{n_{hal} * E_{al} + n_{hac} * E_{ac}} \quad (4.13)$$

$$\alpha = \frac{26 * 6300 * (2,3 * 10^{-5}) + 7 * 21000 * (1,15 * 10^{-5})}{26 * 6300 + 7 * 21000} = 1,8954 * 10^{-5} \text{ [}^{\circ}\text{C}^{-1}\text{]} \quad (4.13)$$

Hipótesis de operación de operación de la línea

Hipótesis A: Máxima velocidad del viento

Velocidad del viento: 80 [Km/h]

Temperatura: 25 [°C]

Hipótesis B: Mínima temperatura

Velocidad del viento: 25 [Km/h]

Temperatura: 20 [°C]

Hipótesis C: Condición diaria

Velocidad del viento: 15 [Km./ h]

Temperatura: 30 [°C]

Hipótesis D: Máxima temperatura

Temperatura: 75 [°C]

Velocidad del viento: 0 [Km./h]

Factores de seguridad

Factor de seguridad mínimo: $F_{Smin} = 2,5$

Factor de seguridad máximo: $F_{Smáx} = 5$

Peso por unidad de longitud y de área

$$W = \frac{p}{S_t} = \frac{0,689 \text{ kg / m}}{198,258 \text{ mm}^2} = 3,4753 * 10^{-3} \text{ [kg / m / mm}^2\text{]} \quad (4.14)$$

Carga de rotura del conductor por unidad de área

$$t_r = \frac{T_r}{S_r} = \frac{6377,5 \text{ kg}}{198,258 \text{ mm}^2} = 32,168 \text{ [kg / mm}^2\text{]} \quad (4.15)$$

Presión del viento

$$P_V = 0,0042 * V_V^2 * d_c \text{ [kg/m]} \quad (4.16)$$

- Hipótesis A: $P_{VA} = 0,0042 * (80)^2 * 18,313 \text{ e-3} = 0,4922 \text{ [kg/m]}$
- Hipótesis B: $P_{VB} = 0,0042 * (25)^2 * 18,313 \text{ e-3} = 0,0481 \text{ [kg/m]}$
- Hipótesis C: $P_{VC} = 0,0042 * (15)^2 * 18,313 \text{ e-3} = 0,01731 \text{ [kg/m]}$
- Hipótesis D: $P_{VD} = 0,0042 * (0)^2 * 18,313 \text{ e-3} = 0 \text{ [kg/m]}$

Factores de sobrecarga

$$m = \sqrt{1 + \left(\frac{P_{vi}}{P} \right)^2} \quad (4.17)$$

- Hipótesis A: $m_A = \sqrt{1 + \left(\frac{0,4922}{0,689} \right)^2} = 1,2289$
- Hipótesis B: $m_B = \sqrt{1 + \left(\frac{0,0481}{0,689} \right)^2} = 1,0024$
- Hipótesis C: $m_C = \sqrt{1 + \left(\frac{0,01731}{0,689} \right)^2} = 1,00031$
- Hipótesis D: $m_D = \sqrt{1 + \left(\frac{0}{0,689} \right)^2} = 1$

Tensión mecánica máxima

$$t_{\max} = \frac{t_r}{F_{S \min}} = \frac{32,168}{2,5} = 12,867 \text{ [kg / mm}^2\text{]} \quad (4.18)$$

Vano regulador. El vano regulador utilizado en la etapa preliminar del proyecto es de 101,33 [m].

Vano crítico

$$a_c = \frac{t_{\max}}{W} * \sqrt{\frac{24 * \alpha * (\theta_A - \theta_B)}{m_A^2 - m_B^2}} = \frac{12,867}{0,0034753} * \sqrt{\frac{24 * (1,8954 * 10^{-5}) * (25 - 20)}{1,2289^2 - 1,0024^2}} = 248,339[m] \quad (4.20)$$

Como $a_r < a_c$ entonces la Hipótesis B es la dominante.

Comprobación de hipótesis

Partimos de la Hipótesis B C ya que en esta se presenta el máximo esfuerzo. Se aplica la ecuación de cambio de estado para comprobar el cumplimiento del Factor de seguridad diario para la tensión de operación en esta condición.

$$m_1 = m_B = 1,0024$$

$$\theta_1 = \theta_B = 20 [^{\circ}C]$$

$$m_2 = m_C = 1,00031$$

$$\theta_2 = \theta_C = 30 [^{\circ}C]$$

$$t_1 = t_B = t_{\max} = 12,867 \quad \left[\frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$A = \alpha * E * (\theta_2 - \theta_1) - t_1 + \frac{m_1^2 * a_r^2 * \omega^2 * E}{24 * t_1^2} \quad (4.23)$$

$$A = (1,8954 * 10^{-5}) * (8358,4) * (30 - 20) - 12,867 + \frac{1,0024^2 * 101,33^2 * (3,4753 * 10^{-3})^2 * 8358,4}{24 * 12,867^2} \quad (4.23)$$

$$A = -11,021 \left[\frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$B = \frac{a_r^2 * \omega^2 * m_2^2 * E}{24} \quad (4.24)$$

$$B = \frac{101,33^2 * (3,4753 * 10^{-3})^2 * 1,00031^2 * 8358,4}{24} \quad (4.24)$$

$$B = 43,22 \left[\left(\frac{kg}{mm^2} \right)^3 \right]$$

$$t_2^3 - 11,021 * t_2^2 = 43,22 \quad (4.22)$$

$$t_2 = t_c = 11,3561 \text{ [kg / mm}^2\text{]}$$

$$F_{sc} = \frac{t_r}{t_c} = \frac{32,168}{11,3561} = 2,83 \quad (4.18)$$

A partir del resultado anterior se puede observar que no se cumple el factor de seguridad para la condición diaria. Esto implica la necesidad de recalculer los valores, haciendo cumplir este factor de seguridad. Lo cual hace ir de la hipótesis C a la hipótesis B.

Análisis esfuerzos desde la hipótesis C a la hipótesis B

Se aplica la ecuación de cambio de estado para determinar la tensión por unidad de área que se presenta a mínima temperatura (t_B)

$$m_1 = m_C = 1,00031$$

$$\theta_1 = \theta_C = 30 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$m_2 = m_B = 1,0024$$

$$\theta_2 = \theta_B = 20 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$t_1 = t_C = 6,4336 \text{ [kg / mm}^2\text{]}$$

$$A = (1,8954 * 10^{-5}) * 8358,4 * (20 - 30) - 6,4336 + \frac{1,00031^2 * 101,33^2 * (3,4753 * 10^{-3})^2 * 8358,4}{24 * 6,4336^2} \quad (4.23)$$

$$A = -6,969 \text{ [kg / mm}^2\text{]}$$

$$B = \frac{101,33^2 * (3,4753 * 10^{-3})^2 * 1,0024^2 * 8358,4}{24} \quad (4.24)$$

$$B = 43,397 \text{ [(kg / mm}^2\text{) }^3\text{]}$$

$$t_2^3 - 6,969 * t_2^2 = 43,397 \quad (4.22)$$

$$t_2 = t_B = 7,7008 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

$$F_{SB} = \frac{t_r}{t_B} = \frac{32,168}{7,7008} = 4,59 \quad (4.18)$$

Se observa que el factor de seguridad si cumple para esta condición. Se procede a calcular el esfuerzo máximo al cual opera la línea, el cual esta dado por la siguiente expresión.

$$t_{rmax} = t_B * S = 7,7048 * 198,258 = 1527,54 \text{ [kg]}$$

Análisis de esfuerzos desde la hipótesis C a la hipótesis D

Se resuelve la ecuación de cambio de estado para determinar la tensión por unidad de área que se presenta a máxima temperatura (t_D).

$$m_1 = m_C = 1,00031$$

$$\theta_1 = \theta_C = 30 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$m_2 = m_D = 1$$

$$\theta_2 = \theta_D = 75 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$t_1 = t_C = 6,4336 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

$$A = \alpha * E * (\theta_2 - \theta_1) - t_1 + \frac{m_1^2 * a_r^2 * \omega^2 * E}{24 * t_1^2} \quad (4.19)$$

$$A = (1,8954 * 10^{-5}) * 8358,4 * (75 - 30) - 6,4336 + \frac{1,00031^2 * 101,33^2 * (3,4753 * 10^{-3})^2 * 8358,4}{24 * 6,4336^2} \quad (4.23)$$

$$A = 1,7398 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

$$B = \frac{a_r^2 * \omega^2 * m_2^2 * E}{24} \quad (4.24)$$

$$B = \frac{101,33^2 * (3,4753 * 10^{-3})^2 * 1^2 * 8358,4}{24}$$

$$B = 43,19 \left[\left(\frac{kg}{mm^2} \right)^3 \right]$$

Resolviendo la ecuación de cambio de estado:

$$t_2^3 + 1,7398 * t_2^2 = 43,19 \quad (4.22)$$

$$t_2 = t_D = 3,01415 \left[\frac{kg}{mm^2} \right]$$

Análisis de esfuerzos desde la hipótesis C a la hipótesis A

Se resuelve la ecuación de cambio de estado para determinar la tensión por unidad de área que se presenta a máxima velocidad del viento (t_A).

$$m_1 = m_C = 1,00031$$

$$\theta_1 = \theta_C = 30 \left[^\circ C \right]$$

$$m_2 = m_A = 1,2289$$

$$\theta_2 = \theta_A = 25 \left[^\circ C \right]$$

$$t_1 = t_C = 6,4336 \left[\frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$A = \alpha * E * (\theta_2 - \theta_1) - t_1 + \frac{m_1^2 * a_r^2 * \omega^2 * E}{24 * t_1^2} \quad (4.23)$$

$$A = (1,8954 * 10^{-5}) * 8358,4 * (25 - 30) - 6,4336 + \frac{1,00031^2 * 101,33^2 * (3,4753 * 10^{-3})^2 * 8358,4}{24 * 6,4336^2} \quad (4.23)$$

$$A = -6,182 \left[\frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$B = \frac{a_r^2 * \omega^2 * m_2^2 * E}{24} \quad (4.24)$$

$$B = \frac{101,33^2 * (3,4753 * 10^{-3})^2 * 1,2289^2 * 8358,4}{24} \quad (4.24)$$

$$B = 65,24 \left[\left(\frac{kg}{mm^2} \right)^3 \right]$$

Resolviendo la ecuación de cambio de estado:

$$t_2^3 - 6,182 * t_2^2 = 65,24 \quad (4.22)$$

$$t_2 = t_A = 7,3799 \left[\frac{kg}{mm^2} \right]$$

Cálculo de la flecha máxima vertical en la hipótesis A

$$H_A = \frac{t_A}{\omega_A} = \frac{t_A}{\omega * m_A} = \frac{7,3799}{(3,4753 * 10^{-3}) * 1,2289} \quad (4.25)$$

$$H_A = 1728 \quad [m]$$

$$H_A = h_A * \cosh\left(\frac{a_r}{2 * h_A}\right)$$

$$1728 = h_A * \cosh\left(\frac{101,33}{2 * h_A}\right) \quad (4.26)$$

$$h_A = 1727,26 \quad [m]$$

$$f_A = H_A - h_A = 1728 - 1727,26 \quad (4.27)$$

$$f_A = 0,74 \quad [m]$$

$$f_{vA} = \frac{f_A}{m_A} = \frac{0,74}{1,2289} = 0,602 \quad [m] \quad (4.28)$$

Cálculo de la flecha máxima vertical en la hipótesis D

$$H_D = \frac{t_D}{\omega_D} = \frac{t_D}{\omega * m_D} = \frac{3,01415}{(3,4753 * 10^{-3}) * 1} \quad (4.25)$$

$$H_D = 867,306 \quad [m]$$

$$H_D = h_D * \cosh\left(\frac{a_r}{2 * h_D}\right) \quad (4.26)$$

$$867,306 = h_D * \cosh\left(\frac{101,33}{2 * h_D}\right) \quad (4.26)$$

$$h_D = 865,823 \quad [m]$$

$$f_D = H_D - h_D = 867,306 - 865,823 \quad (4.27)$$

$$f_D = 1,483 \quad [m]$$

$$f_{vD} = \frac{f_D}{m_D} = \frac{1,483}{1} = 1,483 \quad [m] \quad (4.28)$$

Al analizar los resultados obtenidos anteriormente se concluye que la flecha máxima se presenta en la condición de máxima temperatura (hipótesis D).

$$f_{mxv} = 1,483 \quad [m]$$

Parámetros para la realización del plantillado

Para realizar el plantillado se necesitan los parámetros de las siguientes curvas:

➤ Parámetros de la curva en frío

$$H_B = \frac{t_B}{\omega_B} = \frac{t_B}{\omega * m_b} = \frac{7,7048}{(3,4753 * 10^{-3}) * 1,0024} \quad (4.25)$$

$$H_B = 2211,71 \quad [m]$$

$$H_B = h_B * \cosh\left(\frac{a_r}{2 * h_B}\right) \quad (4.26)$$

$$2211,71 = h_B * \cosh\left(\frac{101,3333}{2 * h_B}\right) \quad (4.26)$$

$$h_B = 2211,13 \quad [m]$$

La ecuación de esta curva viene dada por:

$$f_B = h_B * \left(\cosh\left(\frac{a}{h_B}\right) - 1 \right) \quad (4.29)$$

$$f_B = 2211,13 * \left(\cosh\left(\frac{a}{2211,13}\right) - 1 \right) \quad (4.29)$$

➤ **Parámetros de la curva en caliente**

Haciendo uso del parámetro ya calculado h_D se obtiene la ecuación de esta curva de la siguiente manera:

$$f_D = h_D * \left(\cosh\left(\frac{a}{h_D}\right) - 1 \right) \quad (4.29)$$

$$f_D = 865,823 * \left(\cosh\left(\frac{a}{865,823}\right) - 1 \right) \quad (4.29)$$

➤ **Distancia mínima al terreno.** Viene dada por la empresa: 8 [m]

➤ **Flecha máxima vertical**

Para el primer plantillado se toma la flecha máxima vertical en terreno llano igual a la flecha máxima vertical hallada anteriormente la cual es:

$$f_{mxv} = f_{mxvll} = 1,483 [m]$$

Los parámetros de las curvas para el plantillado son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 30. Valores de las curvas para el plantillado

Valores de la curva en caliente para distancias de 2 [m]	Valores de la curva en frío para distancias de 2 [m]
0	0
0,0023	0,0009
0,0092	0,0036
0,0208	0,0081
0,0370	0,0145
0,0577	0,0226
0,0832	0,0326
0,1132	0,0443
0,1478	0,0579
0,1871	0,0733
0,2310	0,0905
0,2795	0,1094
0,3327	0,1303
0,3904	0,1529
0,4528	0,1773
0,5198	0,2035
0,5914	0,2316
0,6677	0,2614
0,7485	0,2931
0,8340	0,3265
0,9241	0,3618
1,0189	0,3989
1,1183	0,4378
1,2222	0,4785
1,3309	0,5210
1,4441	0,5653

Valores de la curva en caliente para distancias de 2 [m]	Valores de la curva en frío para distancias de 2 [m]
1,5620	0,6115
1,6845	0,6594
1,8116	0,7092
1,9434	0,7607
2,0798	0,8141

Fuente: Autor del proyecto

Distancia de servidumbre

$$D_m = 1,5 + \frac{34,5}{150} [m] \quad (4.31)$$

$$D_m = 1,73 [m]$$

Distancia mínima de aislamiento

$$D_m = 0,1 + \frac{34,5}{150} [m] \quad (4.32)$$

$$D_m = 0,33 [m]$$

Distancia mínima entre fases

$$\theta_i = \cos^{-1} \left(\frac{1}{1,2289} \right) \quad (4.34)$$

$$\theta_i = 35,5374$$

De la tabla 14 se obtiene que para este valor de ángulo y para el nivel de tensión de diseño la constante de proporcionalidad k tiene un valor de 0,6. La longitud de la cadena de aisladores utilizada se observa en la figura 19.

$$D_c = 0,6 \sqrt{1,483 + 0,697} + \frac{34,5}{150} [m] \quad (4.33)$$

$$D_c = 1,11589 [m]$$

Ajuste de valores después del plantillado

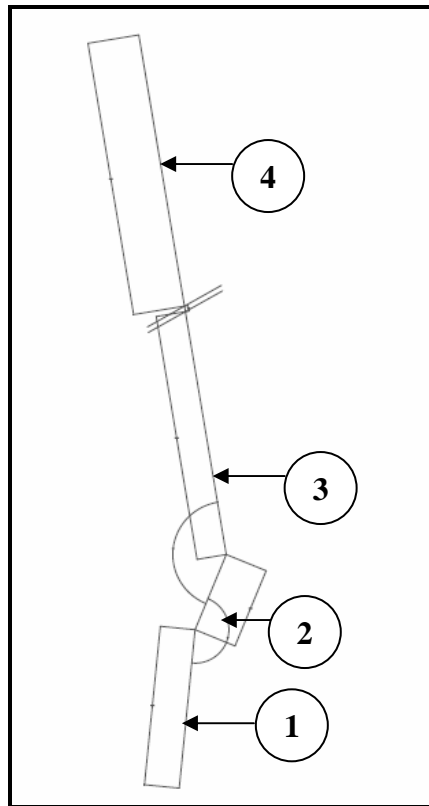
Una vez realizado el primer plantillado se observa que el vano regulador cambió más del 5% establecido para las variaciones entre los cálculos y la plantilla, por lo que se procede a realizar los cálculos con otro vano regulador. Los resultados son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 31. Características de los diferentes tramos de la línea en calibre 336,4 MCM

Característica	Tramo 1	Tramo 2 y 3	Tramo 4
Vano regulador [m]	81,35	115,28	128,8
Tensión máxima [kg/mm²]	7,804	7,631	7,558
Flecha máxima [m]	1,09	1,78	2,09
Distancia entre fases [m]	1,0325	1,1537	1,2315
Longitud libre del poste [m]	9,789	10,370	10,787

Fuente: Autor del proyecto

Figura 18. Vista de planta de la modificación planteada¹⁰

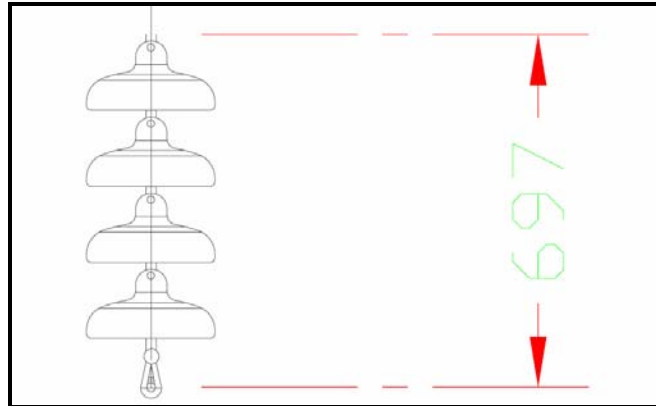


Fuente: Autor del proyecto

Se observa por lo tanto (tabla 31), que para el caso más desfavorable, es decir, en el caso en que la flecha es mayor (vano regulador de 128,8 [m]), la postería utilizada cumple con los requisitos de diseño. En la figura 28 se observa que la longitud libre de la postería utilizada es 11 [m].

¹⁰ Ver planos anexos

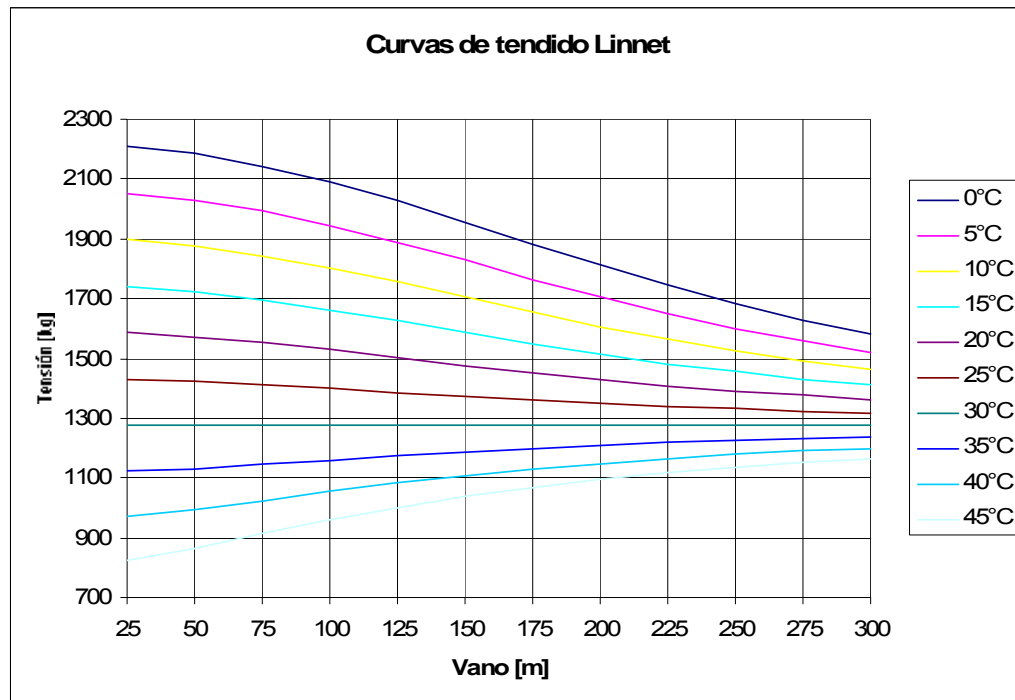
Figura 19. Características de la cadena de aisladores utilizada¹¹



Fuente: Autor del proyecto

Curvas de tendido

Figura 20. Curvas de tendido del conductor calibre 336,4 (Linnet)

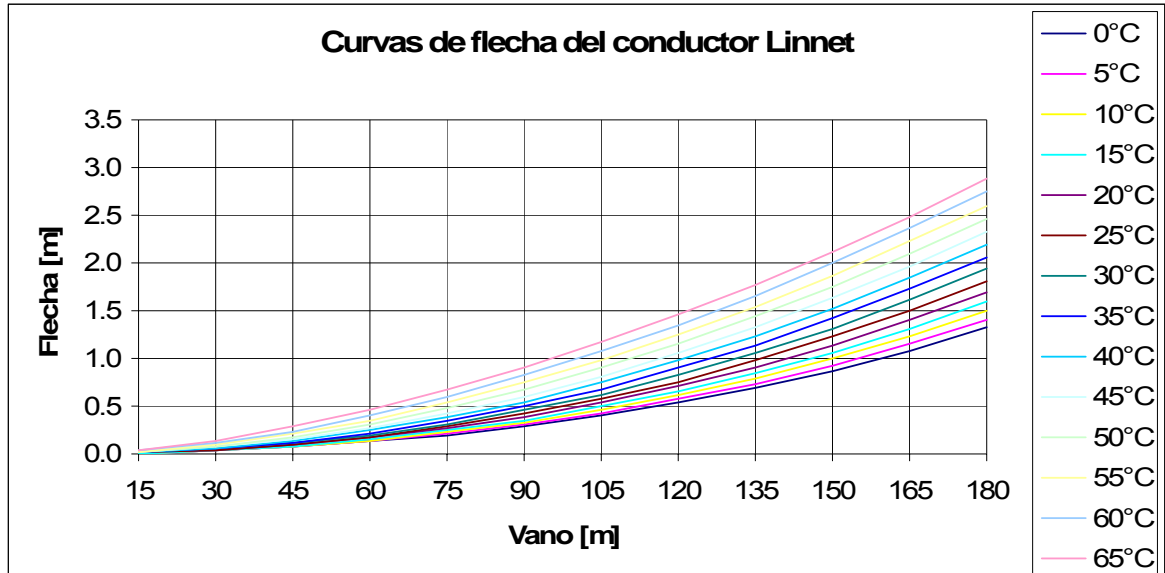


Fuente: Autor del proyecto

¹¹ La medida se encuentra en milímetros

Curvas de flechas

Figura 21. Curvas de flecha del conductor calibre 336,4 MCM (Linnet)



Fuente: Autor del proyecto

5.4.4.2 Cálculos mecánicos del tramo de línea que une la línea *Yucas* con la línea *Norte*

Se realizaron los cálculos del tramo de línea propuesto para unir la línea *Yucas* con la línea *Norte*, según el cálculo tipo realizado en el numeral 5.4.4.1. El resumen del desarrollo de dichos cálculos es mostrado a continuación.

Características mecánicas del conductor quail

TIPO	ACSR
Calibre	2/0 MCM
Número de hilos de Aluminio	6
Número de hilos de acero	1
Diámetro de un hilo de aluminio	3,7846 [mm]
Diámetro de un hilo de acero	3,7846 [mm]
Diámetro nominal de cable	11,354 [mm]
Área de la sección transversal de aluminio	67,419 [mm ²]

TIPO	ACSR
Área de la sección transversal total	78,645 [mm ²]
Carga de rotura	2424,4 [kg]
Peso del aluminio	185,0 [kg/km]
Peso del acero	87,5 [kg/km]
Peso total	272,5 [kg/km]
Módulo de elasticidad del aluminio E _{al}	6300 [kg/mm ²]
Módulo de elasticidad del acero E _{ac}	21000 [Kg/mm ²]
Coefficiente de dilatación lineal del aluminio α_{al}	2,3e-5 [°C ⁻¹]
Coefficiente de dilatación lineal del acero α_{ac}	1,15*e-5 [°C ⁻¹]

Tabla 32. Características del conductor

Vano regulador: 102 [m]

Flecha máxima vertical: 1,537 [m]

Distancia entre fases: 1,2015 [m]

Longitud libre del poste: 10,234 [m]

Valores de las curvas para el plantillado

Tabla 33. Valores de las curvas para el plantillado

Valores de la curva en caliente para distancias de 2 [m]	Valores de la curva en frío para distancias de 2 [m]
0	0
0,0024	0,0009
0,0094	0,0038
0,0213	0,0085
0,0378	0,0151
0,0590	0,0235
0,0850	0,0339
0,1157	0,0461
0,1512	0,0603
0,1913	0,0763

Valores de la curva en caliente para distancias de 2 [m]	Valores de la curva en frío para distancias de 2 [m]
0,2362	0,0941
0,2858	0,1139
0,3401	0,1356
0,3992	0,1591
0,4629	0,1845
0,5314	0,2118
0,6047	0,2410
0,6826	0,2721
0,7653	0,3050
0,8527	0,3399
0,9449	0,3766
1,0417	0,4152
1,1433	0,4557
1,2496	0,4980
1,3607	0,5423
1,4765	0,5884
1,5970	0,6364
1,7223	0,6863
1,8522	0,7381
1,9870	0,7918
2,1264	0,8473

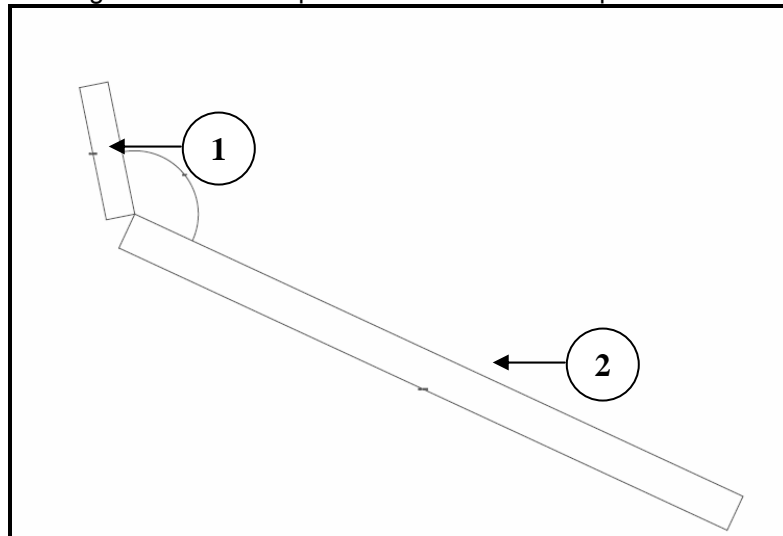
Fuente: Autor del proyecto

Ajuste de valores después del plantillado

Una vez realizado el primer plantillado se observa que el vano regulador cambió más del 5% establecido para las variaciones entre los cálculos y la plantilla, por lo

que se procede a realizar los cálculos con otro vano regulador. Los resultados son mostrados en la siguiente tabla.

Figura 22. Vista de planta de la modificación planteada¹²



Fuente: Autor del proyecto

Tabla 34. Características de los diferentes tramos de la línea en calibre 2/0 AWG

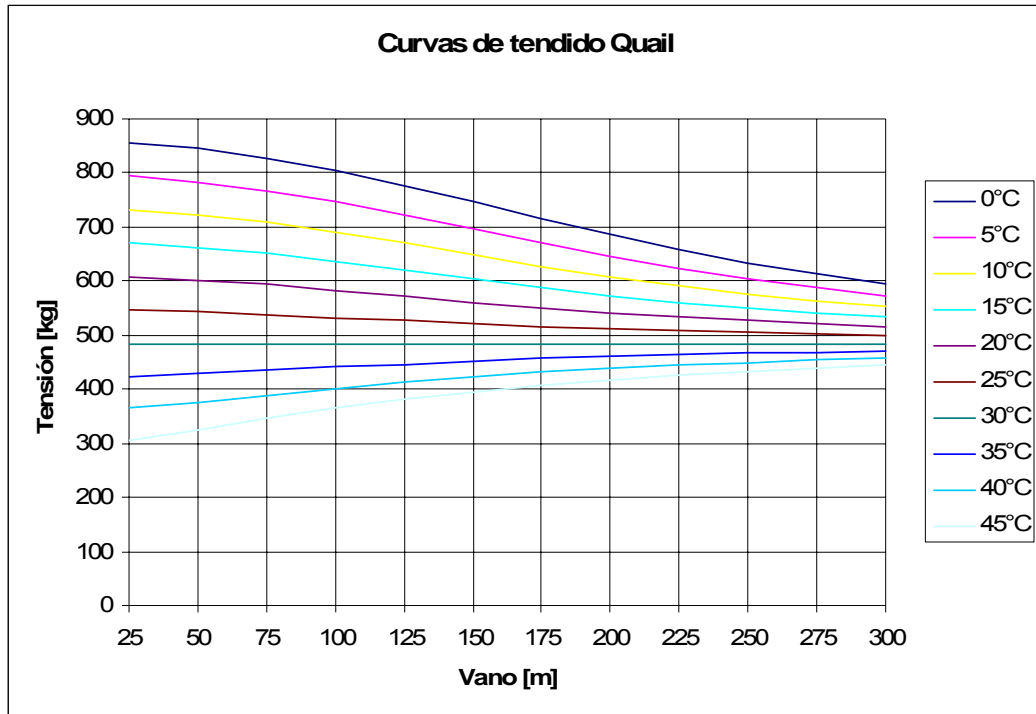
	Tramo 1	Tramo 2
Vano regulador [m]	66	109,1
Tensión máxima [kg/mm²]	7,592	7,367
Flecha máxima [m]	0,848	1,689
Distancia entre fases [m]	1,0379	1,2341
Longitud libre del poste [m]	9,545	10,386

. Fuente: Autor del proyecto

¹² Ver planos anexos.

Curvas de tendido

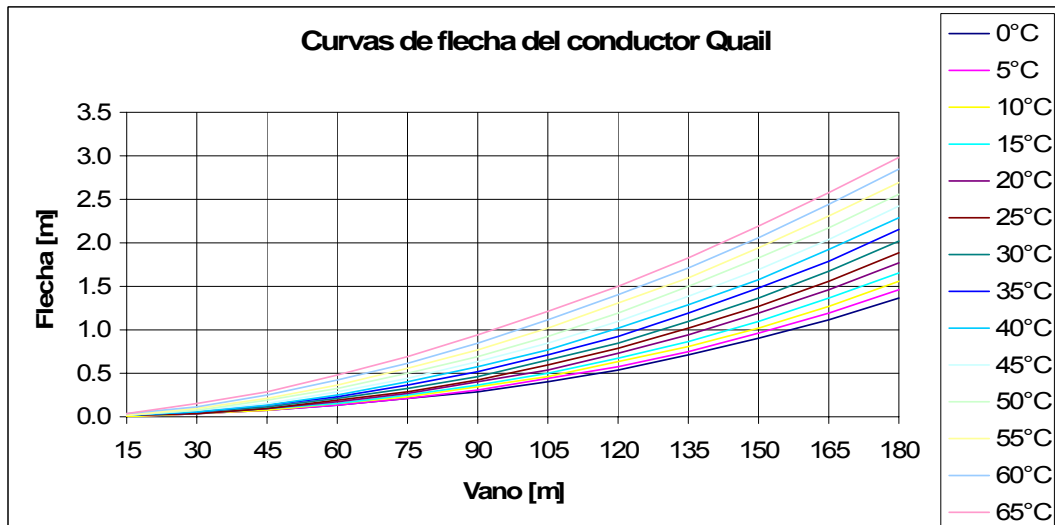
Figura 23. Curvas de tendido del conductor calibre 2/0 AWG (Quail)



Fuente: Autor del proyecto

Tabla de flechas

Figura 24. Curvas de flecha del conductor calibre 2/0 AWG (Quail)



5.4.4.3 Cálculos mecánicos del cable de guarda

Se realizaron los cálculos mecánicos del conductor del cable de guarda en cada uno de los tramos de línea necesarios para el proyecto. Esto se hizo según el cálculo tipo mostrado en el numeral 5.4.4.1 y el resumen es mostrado a continuación

Características del conductor

Se trabajará con un cable de guarda que presenta las siguientes características:

Tabla 35. Características del conductor

CARACTERISTICAS MECÁNICAS DEL CABLE		
CONDUCTOR	SÍMBOLO	DE ACERO GALVANIZADO
Numero de hilos de Ac	n_{AC}	7
Diámetro Ac [mm]	d_{AC}	2,0833
Diámetro nominal del conductor [mm]	d_{nc}	6,25
Área de sección transversal [mm ²]	S	23,8619
Peso por unidad de longitud [kg/m]	P	0,18007
Carga de ruptura [kg]	T_r	3016
Modulo de elasticidad del Ac [kg/mm ²]	E_{AC}	21000
Coefficiente de dilatación del Acero [°C ⁻¹]	α_{AC}	$1,15 \times 10^{-5}$

Vano regulador: 102 [m]

Flecha máxima vertical: 0,625 [m]

Valores de las curvas para el plantillado

Tabla 36. Valores de las curvas para el plantillado

Valores de la curva en caliente para distancias de 2 [m]
0
0,0010
0,0038
0,0087
0,0154
0,0240
0,0346
0,0471
0,0615
0,0779
0,0962
0,1163
0,1385
0,1625
0,1885
0,2163
0,2461
0,2779
0,3115
0,3471
0,3846
0,4240
0,4654
0,5087
0,5538
0,6010
0,6500

Valores de la curva en caliente para distancias de 2 [m]
0,7010
0,7539
0,8087
0,8654
0,9241
0,9847
1,047

Fuente: Autor del proyecto

Ajuste de valores después del plantillado

Una vez realizado el primer plantillado se observa que el vano regulador cambió más del 5% establecido para las variaciones entre los cálculos y la plantilla, por lo que se procede a realizar los cálculos con otro vano regulador. Los resultados son mostrados en la siguiente tabla.

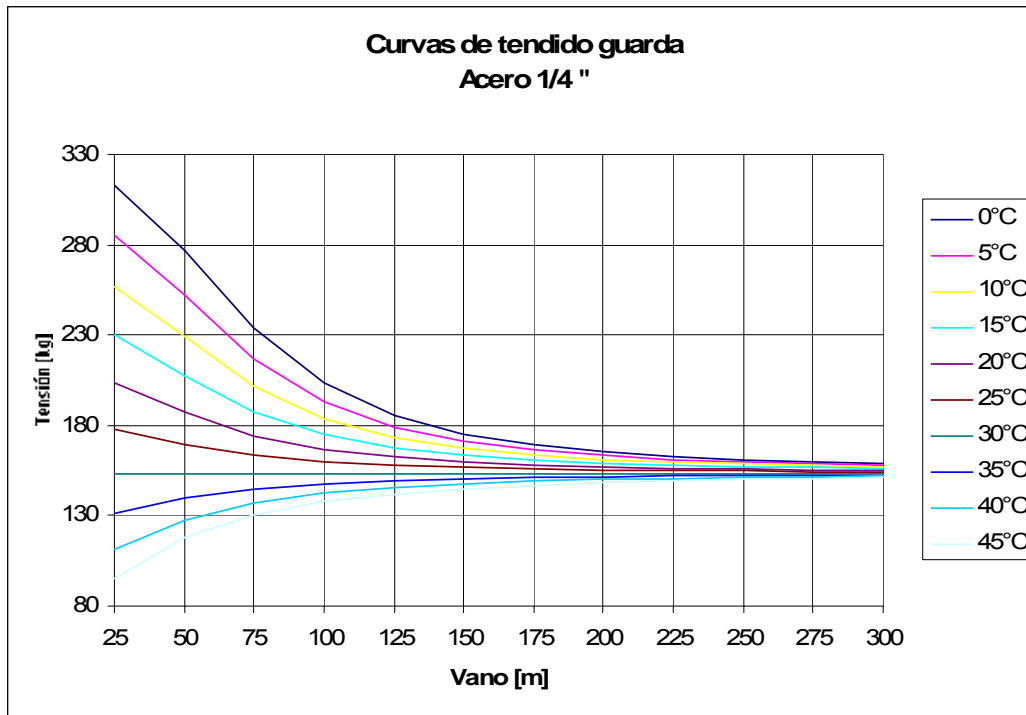
Tabla 37. Características del conductor de cable de guarda en los diferentes tramos de línea

	Tramo 1 2/0 AWG	Tramo 2 2/0 AWG	Tramo 1 336,4 MCM	Tramo 2 y 3 336,4 MCM	Tramo 4 336,4 MCM
Vano regulador [m]	66	109,1	81,35	115,28	128,8
Tensión máxima [kg/mm²]	27,640	27,552	27,613	27,537	27,501
Flecha máxima [m]	0,273	0,709	0,408	0,785	0,964

Fuente: Autor del proyecto

Curvas de tendido

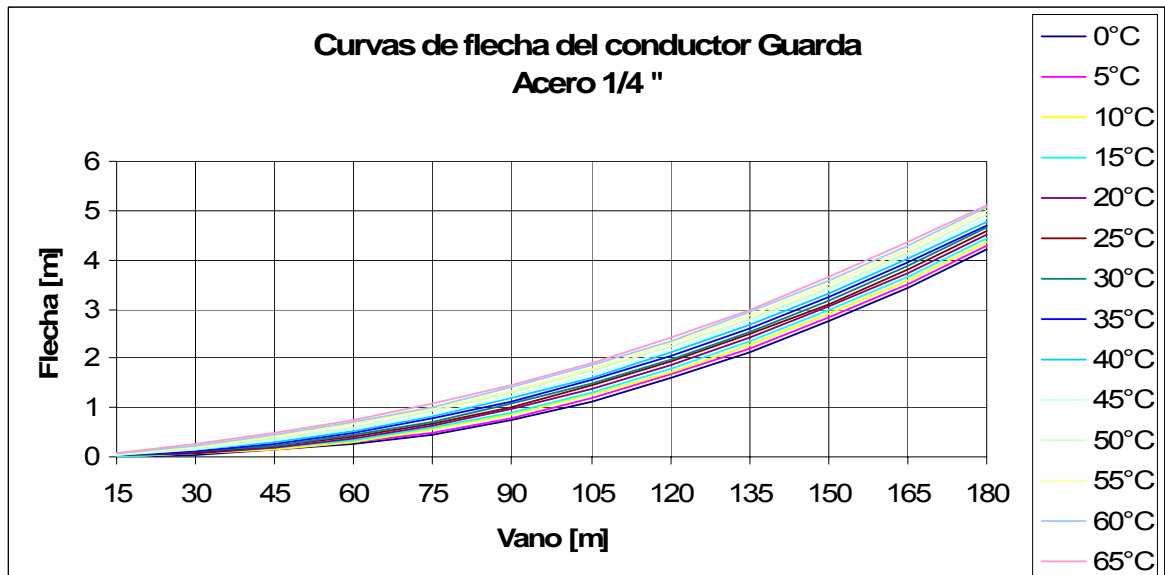
Figura 25. Curvas de tendido para el conductor del cable de guarda



Fuente: Autor del proyecto

Curvas de flechas

Figura 26. Curvas de flecha para el conductor de guarda

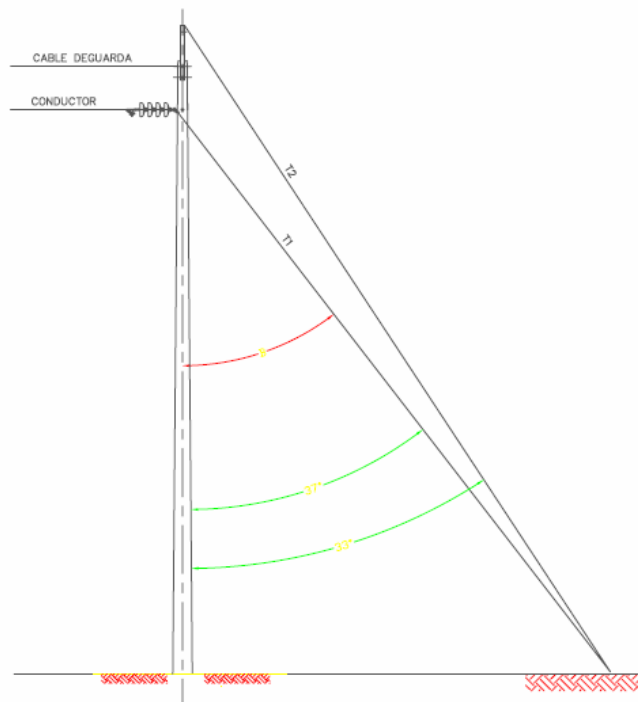


5.4.5 Cálculos mecánicos de las estructuras

5.4.5.1 Cálculo de los templetos

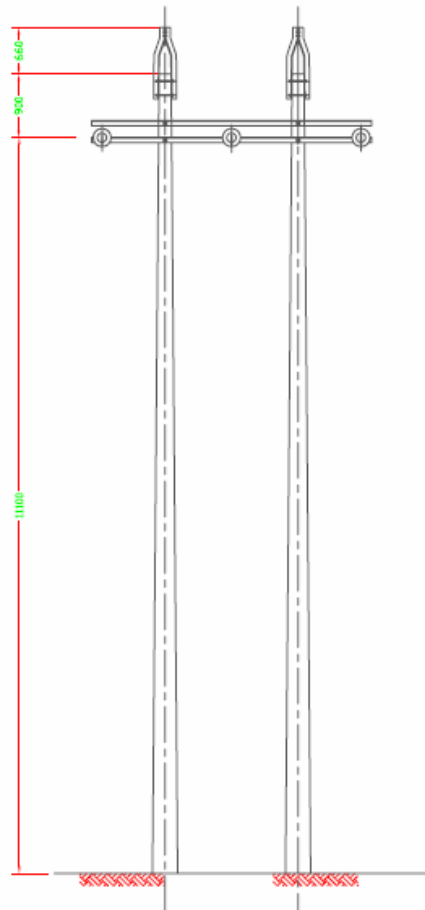
Los templetos se utilizan para contrarrestar las fuerzas longitudinales originales por rotura de conductor, por tensiones desequilibradas entre vanos adyacentes, por operaciones de tendido en estructuras de retención, y las fuerzas transversales debidas al viento y al ángulo de deflexión de la línea. Los templetos que se utilizaron en el diseño del proyecto son de calibre 3/8" con una carga de rotura de 6980 [kg]. La ubicación de los templetos obedece a lo mostrado en la figura 27.

Figura 27. Ubicación de los templetos en las estructuras del proyecto



Fuente: Adaptado de [12]

Figura 28 Características de las estructuras en retención a utilizar



Fuente: Adaptado de [12]

Estructuras en ángulo

Se realizaron los cálculos del número de templetos necesarios para contrarrestar el esfuerzo debido a las fases y cable de guarda, los cuales fueron en la sección 5.4.4.

La fuerza que deben contrarrestar los templetos viene dada por las siguientes expresiones [2]:

$$F = \text{Carga transversal de ángulo} = 2T \left(\text{sen} \left(d * \frac{\alpha}{2} \right) * fa * n \right) \quad (5.4)$$

$$\alpha = 2 * \text{ArcSen} * \frac{2R \text{Cos} \theta}{9T} \quad (5.5)$$

$$R = \frac{T_r}{F_s} \quad (5.6)$$

Donde:

T: 0.25 T_{rc} del conductor de la línea.

fa: factor de seguridad = 1,5 para estructuras en ángulo.

n: número de conductores de fase.

α: Ángulo de deflexión, °.

θ: Ángulo del templete con la horizontal.

R: Tensión admisible del templete [kg].

T_r: Carga de rotura del cable de acero [kg]

F_s: Factor de seguridad.

➤ Tramos de línea en conductor calibre 336,4 MCM

a) Para un solo templete:

$$\alpha = 2 * \text{ArcSen} * \frac{3490 * \text{Cos} 53}{9 * (6371,5 * 0,25)} = 16,8493^\circ \quad (5.5)$$

b) Para dos templetos:

$$\alpha = 2 * \text{ArcSen} * \frac{2 * 3490 * \text{Cos} 53}{9 * (6371,5 * 0,25)} = 34,0774^\circ \quad (5.5)$$

➤ Tramos de línea en conductor calibre 2/0 AWG

a) Para un solo templete:

$$\alpha = 2 * \text{ArcSen} * \frac{3490 * \text{Cos} 53}{9 * (2424,4 * 0,25)} = 45,292^\circ \quad (5.5)$$

b) Para dos templetos:

$$\alpha = 2 * \text{ArcSen} * \frac{2 * 3490 * \text{Cos}53}{9 * (2424,4 * 0,25)} = 100,721^\circ \quad (5.5)$$

➤ **Templetes para el cable de guarda**

a) Para un solo templete:

$$\alpha = 2 * \text{ArcSen} * \frac{3490 * \text{Cos}57}{9 * (3016 * 0,25)} = 32,533^\circ \quad (5.5)$$

b) Para dos templetes:

$$\alpha = 2 * \text{ArcSen} * \frac{2 * 3490 * \text{Cos}57}{9 * (3016 * 0,25)} = 68,141^\circ$$

Número de templetes a utilizar en las estructuras en ángulo

A continuación se muestra un resumen de los templetes utilizados en las estructuras en ángulo necesarias para el proyecto.

Tabla 38. Número de templetes a utilizar en las estructuras en ángulo

Estructura	Calibre conductor	Ángulo de deflexión	# Templetes
RT-E03	336,4 MCM	16°	1
RT-E03	Guarda ¼"	16°	1
RT-E03-1	336,4 MCM	31°	2
RT-E03-1	Guarda ¼"	31°	1
RT-E03-1	336,4 MCM	28°	2
RT-E03-1	Guarda ¼"	28°	1
E306-12-6	2/0 AWG	53°	1
E306-12-6	Guarda ¼"	53°	2

Fuente: Autor del proyecto

Cálculo de templetes para estructuras terminales

Las cargas soportadas en las estructuras terminales debidas a los templetes son de tipo longitudinal por lo que se debe utilizar un factor de sobrecarga de 1,5.

$$F = n * 1,5 * T \quad (5.6)$$

Donde:

F: Tensión debida a la carga longitudinal de los conductores [kg].

T: Tensión del conductor, 25% de la carga de rotura [kg].

n: Número de conductores.

De esta forma los templetes en una estructura terminal deben estar diseñados para soportar una carga de:

$$R' = \frac{4,5 * T}{\text{Cos}\theta} \quad (5.7)$$

Donde:

R': Tensión necesaria para contrarrestar la carga longitudinal de los conductores.

T: Tensión del conductor, 25% de la carga de rotura.

θ : Ángulo del templete con la horizontal.

Para el presente proyecto solo es necesaria una estructura de este tipo (RT-E01). El cálculo del número de templetes para esta estructura es presentado a continuación.

$$R' = \frac{4,5 * 0,25 * 6371,5}{\text{Cos}53} = 11910,5 \text{ [kg]} \quad (5.7)$$

$$n = \frac{R'}{R} = \frac{12818,4 \text{ [kg]}}{3490 \text{ [kg]}} = 3,41 \quad (5.8)$$

Por lo tanto son necesarios 4 templetes en la estructura RT-E01.

Cálculo de templetes para estructuras de retención intermedia

- Tramos de línea en conductor calibre 336,4 MCM

Para realizar el cálculo de los templetes en estructuras de retención intermedias se tuvo en cuenta la hipótesis de un conductor roto en los vanos adyacentes.

$$R' = \frac{1,5 * 0,25 * 6371,5}{\text{Cos}53} = 3970,18 \text{ [kg]} \quad (5.7)$$

$$n = \frac{R'}{R} = \frac{3970,18 \text{ [kg]}}{3490 \text{ [kg]}} = 1,138 \quad (5.8)$$

Se utilizarán 2 templetes para contrarrestar los esfuerzos de las condiciones anormales que se presenten en las estructuras de retención intermedia, para tramos de línea en calibre 336,4 MCM.

- Tramos de línea en conductor calibre 2/0 AWG

Para realizar el cálculo de los templetes en estructuras de retención intermedias se tuvo en cuenta la hipótesis de un (1) conductor roto en los vanos adyacentes.

$$R' = \frac{1,5 * 0,25 * 2424,4}{\text{Cos}53} = 1510,68 \text{ [kg]} \quad (5.7)$$

$$n = \frac{R'}{R} = \frac{1519,68 \text{ [kg]}}{3490 \text{ [kg]}} = 0,381 \quad (5.8)$$

Aunque los cálculos estiman que es necesario solo un (1) templete para los esfuerzos producidos por un (1) conductor roto en vanos adyacentes, se utilizarán dos (2) templetes para contrarrestar dichos esfuerzos para lograr un balance en la distribución de cargas de las estructuras en H.

➤ **Templetes para el cable de guarda**

$$R' = \frac{1,5 * 0,25 * 3016}{\text{Cos}57} = 2076,6 \text{ [kg]} \quad (5.7)$$

$$n = \frac{R'}{R} = \frac{2076,6 \text{ [kg]}}{3490 \text{ [kg]}} = 0,585 \quad (5.8)$$

Se utilizará un template para cada uno de los cables de guarda de las estructuras en H, tanto en estructuras terminales como en estructuras de retención intermedias.

5.4.5.2 Momentos en los apoyo

Carga del viento sobre los conductores

La carga del viento sobre los conductores se calcula de la siguiente forma:

$$FV_c = 0,0042 * V^2 * d_c * a_v * F_s \quad (5.9)$$

Donde:

V: Velocidad del viento en [km/h].

d_c: diámetro del conductor en [cm].

a_v: vano viento en [m].

F_s: Factor de seguridad, igual a 2 (carga del viento).

Para conductor calibre 336,4 MCM $FV_c = 0,9845 * a_v$ [kg]

Para conductor calibre 2/0 AWG $FV_c = 0,6103 * a_v$ [kg]

Para conductor del cable de guarda $FV_c = 0,336 * a_v$ [kg]

Cargas de ángulo debidas a los conductores conductores

Las cargas de ángulo debidas a los conductores se calculan mediante la siguiente expresión:

$$F_a=2*T*\text{Sen}(\gamma/2)* f_a \quad (5.10)$$

Donde:

F_a : Esfuerzo debido al ángulo.

T: 25% de la carga de rotura del conductor.

f_a : Factor de sobrecarga para cargas de ángulo=1,5.

γ : Ángulo de deflexión.

Para conductor calibre 336,4 MCM $F_a= 4778,63*\text{Sen}(\gamma/2)$ [kg]

Para conductor calibre 2/0 AWG $F_a= 1818,3*\text{Sen}(\gamma/2)$ [kg]

Para conductor del cable de guarda $F_a= 1978,63*\text{Sen}(\gamma/2)$ [kg]

Carga del viento sobre el poste

La carga del viento sobre el poste se calcula mediante la siguiente expresión:

$$FV_p= 0,0042*V^2*H*F_s*(d_2+d_1)/2 \quad (5.11)$$

Donde:

V: Velocidad del viento en [km/h].

d_1 : diámetro del poste a nivel del suelo en [cm].

d_2 : diámetro superior del poste en [cm].

F_s : Factor de seguridad, igual a 2 (carga del viento).

H: Altura del poste sobre el nivel del terreno

Debido a que se utiliza un solo tipo de estructura el momento debido al viento es:

$$FV_p= 2*(0,0042*6400*11,9*2*(36+18)/2)^{13}$$

$$FV_p= 345,462 \text{ [kg]}$$

Por otra parte el momento resistente del poste está dado por la siguiente expresión.

¹³ Se multiplica por 2 debido a que es una estructura en H.

$$M_r = 2 \cdot C_r \cdot h_1 / f_s \quad (5.12)$$

$$M_r = 12494,8 \text{ [kg-m]}$$

Donde:

C_r : Carga de rotura.

h_1 : Altura a la que se toma la carga de rotura, generalmente son 20 [cm].

f_s : Factor de seguridad de la estructura.

$$M_r \leq M V_c + M V_p + M_{cd} \quad (5.13)$$

Donde:

M_r : Resistencia al momento del poste.

$M V_c$: Momento debido al viento sobre los conductores.

$M V_p$: Momento debido al viento sobre el poste.

M_{pd} : Momento dedicado al cambio de dirección.

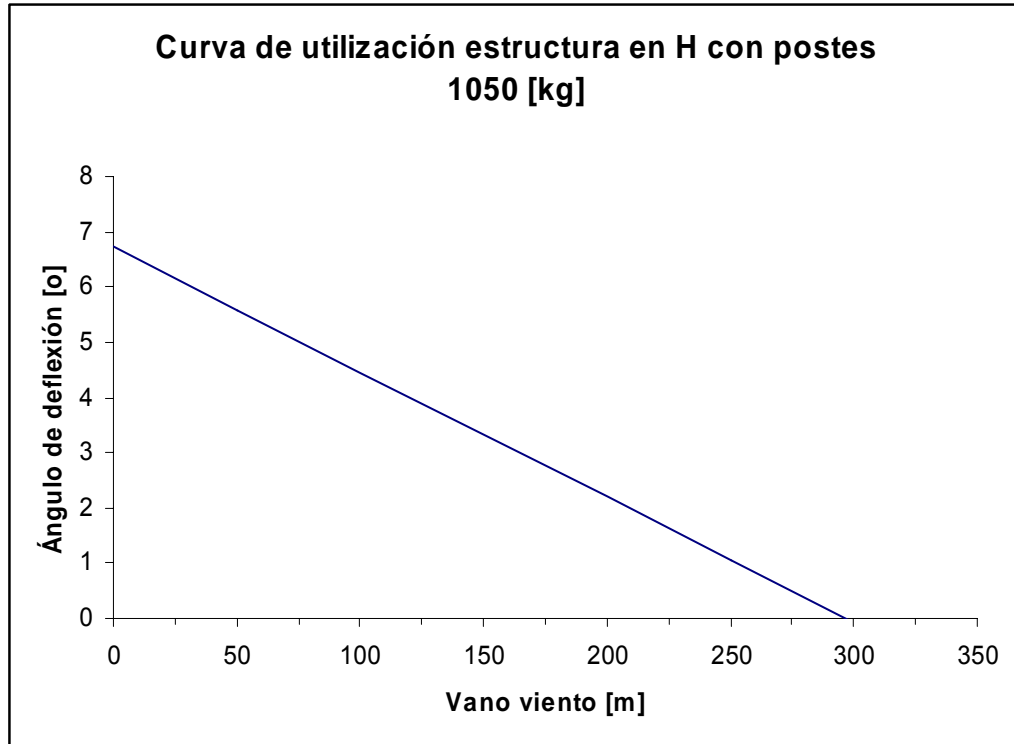
Para las estructuras cuyo conductor es de calibre 336,4 MCM se tiene:

$$124948 \leq (0,9845 \cdot 11^3 + 0,336 \cdot 12,56 \cdot 2) \cdot a_v + (4778,63 \cdot 11^3 + 1978,63 \cdot 12,56 \cdot 2) \cdot \text{Sen} \left(\frac{\gamma}{2} \right) + 345,462 \quad (5.14)$$

$$\text{Si } \gamma = 0: a_v \leq 296,8 \text{ [m]}$$

$$\text{Si } a_v = 0: \gamma \leq 6,72^\circ$$

Figura 29. Curva de utilización poste 1050 [kg] para tramos de línea en calibre 336,4 MCM



Fuente: Autor del proyecto

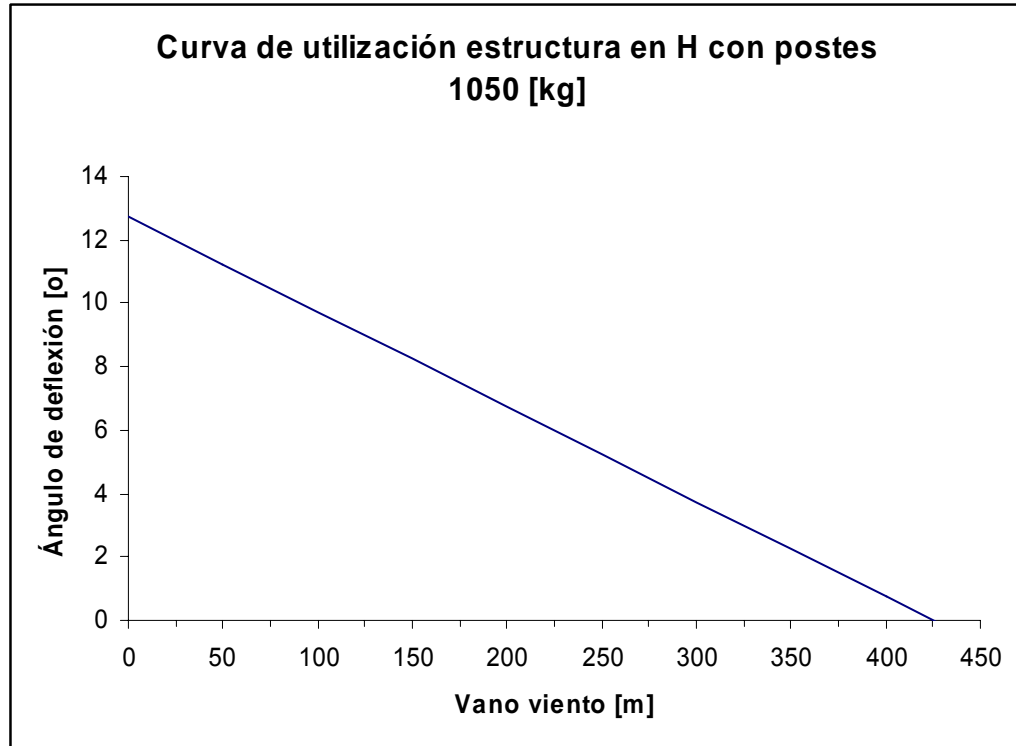
Momentos en estructuras con conductor calibre 2/0 AWG

$$124948 \leq (0,6103 \cdot 11^3 + 0,336 \cdot 12,56 \cdot 2) \cdot a_v + (1818,3 \cdot 11^3 + 1978,63 \cdot 12,56 \cdot 2) \cdot \text{Sen}\left(\frac{\gamma}{2}\right) + 345,462 \quad (5.14)$$

Si $\gamma=0$: $a_v \leq 425,1$ [m]

Si $a_v=0$: $\gamma \leq 12,72^\circ$

Figura 30. Curva de utilización poste 1050 [kg] para tramos de línea en calibre 2/0 AWG



Fuente: Autor del proyecto

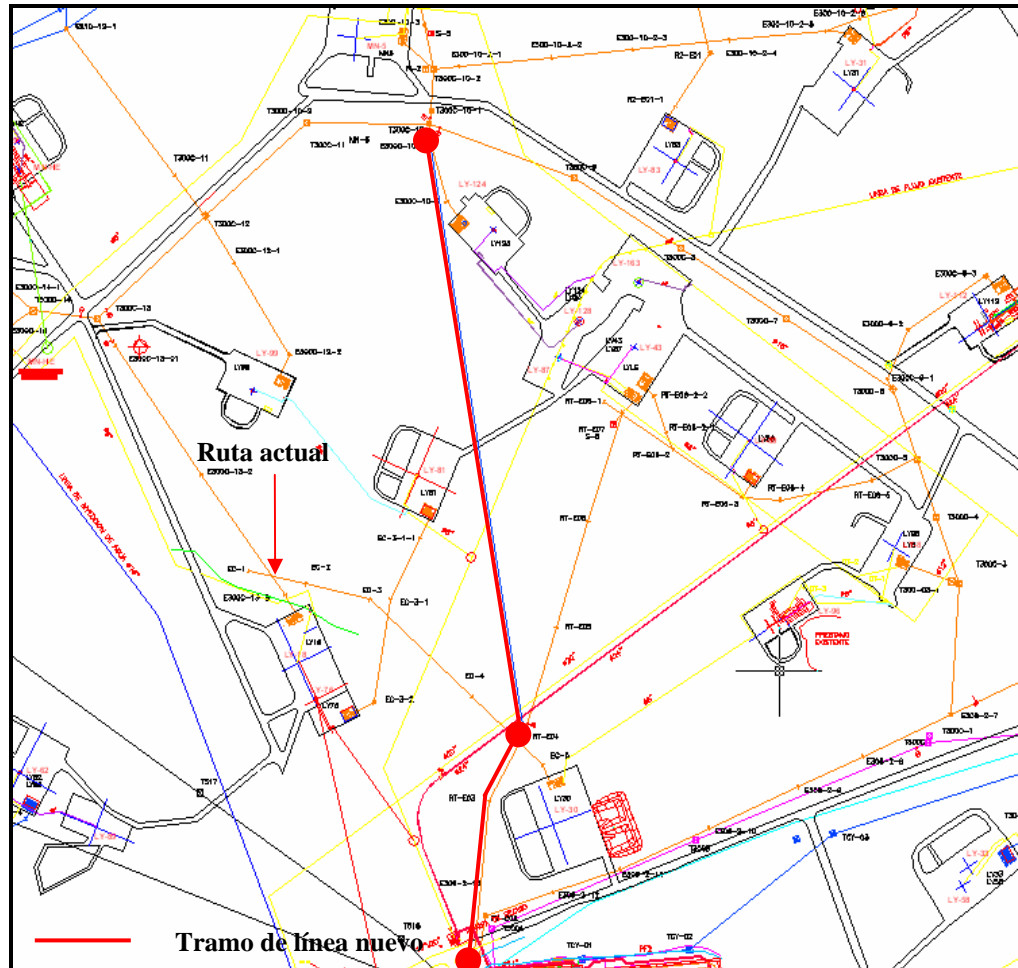
5.4.6 Metodología de construcción

La modificación planteada en este proyecto consiste en el aumento del calibre del conductor principal (Conductor aéreo que va desde el pórtico de salida de la línea **Norte** en **Power Plant** hasta el reconectador R2). Para realizar esta modificación se plantea utilizar las estructuras existentes para el tendido del nuevo conductor en un tramo de línea y construir una línea independiente de las estructuras existentes.

La opción de re-conductorización, es decir cambio del conductor principal de la línea **Norte** utilizando las estructuras existentes, se determinó no viable debido al tiempo que debe estar la línea consignada, ver sección 5.4.4. A continuación (Figura 31) se muestra un esquema de la modificación que se plantea en el

presente proyecto. El plano corresponde a parte del diagrama unifilar de la línea **Norte**.

Figura 31. Esquema de la ruta escogida



Fuente: Adaptado de [12]

La alternativa planteada en el presente proyecto, consiste en construir una línea de 656 [m] desde una estructura cercana a la estructura RTE-04 hasta la estructura RT-E04-7¹⁴, ver figura 31. De esta forma se haría la mayor parte del trabajo de construcción en frío (línea desenergizada), evitando al máximo la

¹⁴ Ésta estructura hace parte de las modificaciones a realizar a la actual línea **Norte** planteadas en el presente proyecto.

producción diferida causada por la maniobra. Una vez la línea esté consignada se realizará la segunda etapa de construcción.

El proceso de construcción se dividirá en dos etapas con el fin de disminuir al máximo el tiempo que se deba desenergizar la línea **Norte**. La primera etapa corresponde a la construcción de una línea cuyo calibre será 336.4 MCM¹⁵, que comience en una estructura adyacente a la estructura RTE-04 (3,5791 m al occidente y 21,3074 m al Norte de la estructura RTE-04), que en adelante se llamará RT-E03-1 (En los planos anexos se pueden observar las modificaciones hechas al plano del campo actual con la numeración de todas las estructuras a utilizar en el proyecto), y termine en la estructura RT-E04-7. La segunda etapa corresponde al cambio de conductor (de 2/0 AWG a 334,6 MCM) utilizando las estructuras existentes desde el pórtico de salida de la línea **Norte** hasta la estructura RT-E03-1 y el cambio de conductor entre la estructura RT-E04-7 y la Estructura E300C-10-2-1. Para esta etapa se deberá programar el apagado de la línea.

Durante la inspección del tramo de línea a construir en la segunda etapa del proyecto se observó que el vano entre las estructuras RT-E02 y RT-E03, tiene una longitud de 163 [m], por lo tanto debe construirse en caso de ser desarrollado el proyecto, una estructura de paso entre las estructuras anteriormente mencionadas.

Para la construcción de la estructura de paso, que para el presente proyecto se llamará RT-E02-1, se realizará la fundición de las bases previa a la desenergización de la línea y una vez consignada la línea para el desarrollo del trabajo, se procederá a realizar el hincado y aplome de los postes. Se estima un tiempo de 8 horas para poner en funcionamiento esta estructura.

¹⁵ En la empresa se han manejado solo 2 calibres de conductor en su sistema interconectado a 34,5 kV: 2/0 AWG y 336,4 MCM]

Simultáneamente a la subida y tensionado del conductor principal de la línea **Norte**, se procede a modificar la topología de algunos ramales afectados por el cambio. Las modificaciones son presentadas a continuación:

El tramo de línea que va desde la estructura EC-4 hasta la estructura EC-5, y que se une con el conductor principal de la línea **Norte** mediante puentes aéreos, se modificará. Durante la consignación de la línea **Norte**, desde cada una de estas estructuras saldrá un tramo de línea hasta la estructura RT-E03-1. Las estructuras EC-4 y EC-5 son del tipo RH-231 (Retención), por lo tanto para esto no se modificarán estructuras.

El tramo de línea que empieza en la estructura RT-E04 y alimenta los pozos LY-43, LY-87 y LY-59, comenzará en la estructura RT-E03-1.

Se abrirán los puentes pasantes en la estructura T300C-10-2.

El tramo de línea que empieza en la estructura E300C-10-1 y que alimenta el pozo LY-124 quedaría con secuencia negativa si se realiza la conexión. Por lo tanto se habló con el departamento encargado de la parte eléctrica de los pozos, llegando a la conclusión que la mejor opción es realizar el cambio de secuencia en el variador y no trasponer la línea.

En resumen, el proceso de construcción se desarrollaría de la siguiente manera:

1. Construcción del tramo de línea entre las estructuras RT-E03-1 y la estructura RT-E03-7.
2. Tendido del conductor entre las estructuras RT-E03-1 y la estructura RT-E03-7.
3. Cambio del conductor desde el pórtico de salida de la línea **Norte** hasta la estructura RT-E03-1.
4. Tendido del conductor entre las estructuras RT-E03-7 y E300C-10-1.
5. Cambio del conductor entre las estructuras E300C-10-1 y T300C-10.
6. Cambio del conductor entre las estructuras T300C-10 y E300-10-2-1.
7. Tendido del conductor desde RT-E03-1 hasta EC-4 y EC-5.
8. Cambio de la secuencia en el variador del pozo LY-124.

9. Tendido del conductor desde RT-E03-1 hasta RT-E05.

10. Apertura de puentes en T300C-10-2.

5.4.7 Costos estimados

Para la consecución del presente proyecto es necesario realizar una inversión correspondiente a la herrajería necesaria para realizar el tendido de los tramos de línea a construir y la mano de obra necesaria. La tablas 39 y 40 muestran la relación de materiales estimados y el costo de mano de obra.

5.4.7.1 Costos materiales

El costo de los materiales necesarios para la ejecución del proyecto se encuentra relacionado en la siguiente tabla. En la sección 5.4.4, se encuentran los cálculos que determinaron la cantidad de estructuras estimadas para el proyecto y en el anexo B se encuentran los costos unitarios de cada estructura. No se incluyeron los costos de accesos y terraplenes.

Tabla 39. Costos de las estructuras y herrajería

Tipo	Costo unitario [Us\$]	Cantidad	Costo total [Us\$]
Estructura SH-236	1131,66	7	7921,62
Estructura RH-231	2421,81	2	4843,62
Estructura RH-231A	3009,81	2	6019,62
Conductor ACSR 336,4 MCM	2,05	3508 m	7191,4
Conductor ACSR 2/0 AWG	0,59	1239 m	731
Cable Acero calibre 1/4"	0,77	3053 m	2350.81
Otros			150
	Total		29208,07

Fuente: Autor del proyecto

5.4.7.2 Costos de mano de obra

Los costos asociados a la mano de obra y materiales necesarios para la construcción de las estructuras necesarias son relacionados a continuación.

Tabla 40. Costos mano de obra y materiales

Tipo	Costo unitario [Us\$]
Costo materiales	29208,07
Costo mano de obra	40796,96
Costo comercial de producción diferida	173777
Total	243782

Fuente: Autor del proyecto

6 CONCLUSIONES

En un sistema de potencia cambiante en el que la carga aumenta continuamente y de manera impredecible, es necesario realizar un monitoreo periódico de la carga, de manera que sea posible la planeación y evaluación operativa de las diferentes alternativas de mejora del sistema con suficiente antelación.

Se identificaron 3 alternativas de reubicación de la carga en el sistema interconectado de la empresa, escogiendo como solución la que mejor se adaptó a las condiciones de diseño.

La contribución al incremento de la robustez del sistema, junto con el adecuado aprovechamiento del sistema de seccionadores de línea, fueron las claves por las que apostó el presente proyecto para desarrollar una solución a la irregular distribución de pozos en el sistema eléctrico del campo.

Se desarrolló una propuesta que permite dar solución a la irregular distribución de los pozos en el sistema eléctrico del campo **Caño Limón**, mediante la construcción de un tramo de línea que aumenta la capacidad de carga de la línea **Norte** y aprovechando el sistema de seccionadores de línea, que permitieron transferir carga desde otras líneas a la línea **Norte**.

El diseño de una línea de distribución debe adaptarse a las condiciones específicas del área de influencia de la misma. En caso concreto en **Caño Limón**, se deben cumplir requisitos adicionales de operación para no afectar el correcto funcionamiento de las actividades del campo.

Se estableció una logística de construcción que permite la ampliación del conductor principal de la línea **Norte** a la par con el funcionamiento de la línea actual, mitigando al máximo los costos de producción diferida.

Los beneficios que dieron viabilidad al desarrollo de la propuesta fueron de tipo técnico, buscando que la cargabilidad en las líneas del sistema interconectado de la empresa sea la adecuada para el desarrollo de la operación.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] EMPRESA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER, Norma para el cálculo y diseño de sistemas de distribución. Bucaramanga 2005.
- [2] INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS, Criterios de diseño y normas para construcción de sistemas de distribución niveles I y II en las zonas no interconectadas-ZNI-del país. Bogotá 2002.
- [3] CODENSA S.A. E.S.P. Normas de construcción de redes aéreas de distribución. Bogotá, 2001.
- [4] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Resolución 061 de 2000: <https://www.superservicios.gov.co/basedoc/resoluciones.shtml?x=55545>
- [5] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, CONSEJO NACIONAL DE TÉCNICOS ELECTRICISTAS, Código eléctrico Colombiano, primera actualización. Colombia: ICONTEC 2002
- [6] GRAINGER, Jhon J, STEVENSON, William D. jr, Análisis de sistemas de potencia. México: McGraw-Hill, 1996.
- [7] CHECA, Luis María. Líneas de Transporte de Energía. Marcombo, Boixareu Editores, 2001.
- [8] DISEÑO DE LÍNEAS ELÉCTRICAS, Apuntes de clase profesor Ciro Jurado. Universidad industrial de Santander, 2004.
- [9] FOSS, Tron , STENSRUD, Erik, KITCHENHAM, Barbara, MYRTVEIT Ingunn. "A Simulation Study of the Model Evaluation Criterion MMRE". Norwegian School of Management BI, 2002.
- [10] ARELLANO, M.: "Introducción al Análisis Clásico de Series de Tiempo", <http://www.5campus.com/leccion/seriest>, 2001.
- [11] ESA, Inc. Manual del usuario del software Easy power 8.0.
- [12] Base de datos Mantenimiento de líneas eléctricas. Occidental de Colombia, Inc.
- [13] DOLADO, Javier: "Validez de las Predicciones en la Estimación de Costes", <http://www.sc.ehu.es/jjwdocoj/remis/docs/validez/validez.htm>, 1999

[14] UNIÓN FENOSA, Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas de 13,2 y 34,5 kV sin neutro, 2001.

[15] VILA, Alicia, SEDANO, Máximo, LOPEZ, Ana, JUAN, Angel: "Correlación lineal y análisis de regresión"
<http://www.uoc.edu/in3/emath/docs/RegresionLineal.pdf>

[16] SANDOVAL, Andrés. "Estadística II", Universidad Panamericana,
http://uk.geocities.com/andres_sandoval_hernandez/Estadistica/Tema_13/Tema_13.doc.

ANEXO A. SIMULACIONES

Se realizaron simulaciones previa identificación e investigación de la carga entrante (pozos de los que se posee planos de ubicación) a cada una de las líneas en estudio. Para estas simulaciones se recurrió al software **Easy-power**, en el cual se encuentra configurado el sistema eléctrico de la empresa. La etapa de simulación se dividió en dos partes; en la primera se simuló las condiciones de carga teniendo en cuenta los pozos nuevos para analizar únicamente el estado de las líneas con la ejecución del proyecto de ampliación de la línea Yucas. Los resultados se muestran a continuación.

A.1. Estado de las líneas teniendo en cuenta los pozos nuevos y el proyecto de ampliación de la línea Yucas

Una vez evaluada la posible ubicación de los pozos de los cuales se posee planos de ubicación se procedió a realizar simulaciones para verificar el estado de carga de cada una de las líneas del campo. A continuación, tabla A.1, se muestra el reporte del resultado de dichas simulaciones sin tener en cuenta el proyecto de ampliación de la línea Yucas. Se observa que la línea **Caño Yarumales**, podría llegar a un nivel de carga del 108% en su conductor principal; Esto es desde el pódico de salida de la línea hasta la estructura ECY-05.

Tabla A. 1. Resultados de la simulación de la carga futura sin tener en cuenta el proyecto de ampliación de la línea Yucas

Barra de salida	Barra de llegada	Límite térmico	Corriente de trabajo	Carga
ARAUQUITA	ESMERALDA	340	21,6	6,40%
BANADIA	SAMORE	1110	123,9	11,20%
BUS-1	LOCATION D_A	270	45,5	16,80%
BUS-1	E210-6	270	205,9	76,30%
BUS-31	BUS-372	530	408,9	77,10%
BUS-32	PF-1 SWG-601	425	161,8	38,10%

Barra de salida	Barra de llegada	Límite térmico	Corriente de trabajo	Carga
BUS-33	NODO 99	395	81,9	20,70%
BUS-92	ISA SWG 802	520	157,6	30,30%
BUS-372	BUS-373	770	408,9	53,10%
BUS-480	SWG-801-A 34.5KV	1185	726,1	61,30%
BUS-481	SWG-801-B 34.5KV	1185	720,6	60,80%
BUS-482	SWG-801-C 34.5KV	1185	725,9	61,30%
D-1	D-1-1	270	104,8	38,80%
D-1-1	D-2	530	99,5	18,80%
D-2	D-2-1-2	530	78,8	14,90%
D-2	D-4-1	530	15,3	2,90%
D-2-1-2	E08-3	530	78,8	14,90%
D-4	D-4-1-1	530	191,8	36,20%
D-4	D-5	270	191,8	71,10%
D-4-1-1	D-4-2	270	227,2	84,20%
D-7-1	D-8	270	170	63,00%
D-8	D-9	530	159	30,00%
D-10	D-9	530	135,6	25,60%
D-10	D-10-3	270	118,5	43,90%
D-10-3	D-10-3-1	530	90,6	17,10%
E08-3	S-16	270	0	0,00%
E08-3	E08-4	270	78,8	29,20%
E08-4	E08-5	270	53,2	19,70%
E08-5	E08-5-1	270	17,6	6,50%
E08-7	E08-4	270	25,7	9,50%
E103-3-1	E103-7	270	103,2	38,20%
E103-7	E103-17	270	95,9	35,50%
E103-17	E103-17-2	270	89,6	33,20%
E103-17-2	E103-17-10	270	86,1	31,90%
E103-17-10	E103-17-12	270	71,1	26,30%
E103-17-10	E103-17-10-2	270	15,2	5,60%
E103-17-12	E103-17-16	270	54,1	20,00%
E103-17-16	E103-17-17	270	54,2	20,10%
E103-17-17	E103-17-17-1	270	9,9	3,70%
E103-17-17	E103-17-18	270	44,4	16,50%
E103-17-18	E103-17-20	270	43,2	16,00%
E103-17-20	E103-17-22	270	8,4	3,10%
E103-17-20	E103-17-20-2	270	8,2	3,10%

Barra de salida	Barra de llegada	Límite térmico	Corriente de trabajo	Carga
E103-17-20_1	E103-17-20	270	26,6	9,90%
E110-1	E110-4	270	35,7	13,20%
E110-4	E110-5	270	35,7	13,20%
E110-5	E110-7A	270	23,7	8,80%
E110-7A	E110-7A-1	270	16,5	6,10%
E114-1	E114-2A	270	8,3	3,10%
E200-1	E200-3	270	25,1	9,30%
E200C-7	E200C-10	270	60,8	22,50%
E200C-10	S-39	270	43,1	16,00%
E204-1	T204	530	18,8	3,50%
E210-4-4	R-9	530	251,4	47,40%
E210-6	S-1	530	205,9	38,90%
E210-8	E210-9-1	530	193,6	36,50%
E210-9-1	E210-10-1	270	182,2	67,50%
E210-10-1	E210-11-1	270	182,2	67,50%
E210-11-1	E210-15	270	173,4	64,20%
E210-15	S-2	270	173,4	64,20%
E210-16	E210-16-1	270	168,9	62,50%
E210-16-1	E210-16-2	270	146,4	54,20%
E210-16-2	E210-16-3-1	270	128,5	47,60%
E210-16-2	E210-16-2-2	270	18,1	6,70%
E210-16-3-1	E210-16-4	270	125,9	46,60%
E210-16-4	E210-16-4-1	270	121,3	44,90%
E210-16-4	E210-16-4-3	270	4,6	1,70%
E210-16-4-1	S-3	270	42,7	15,80%
E210-16-4-1	E210-16-6	270	78,7	29,10%
E210-16-5-3	E210-16-5-5	270	13,2	4,90%
E210-16-5-6	E210-16-5-7	270	22,3	8,20%
E210-16-6	E210-16-6-3	270	0	0,00%
E210-16-6	E210-16-6-1	270	78,7	29,10%
E210-16-6-1	E210-16-6-2	270	47,8	17,70%
E210-16-6-2	E04-1	270	17,7	6,60%
E210-16-6-2	E210-16-5-3	270	30,1	11,10%

Barra de salida	Barra de llegada	Límite térmico	Corriente de trabajo	Carga
E210-16-7	S-42	270	179,7	66,60%
E210-16-7-1	E210-16-7-4-1	270	163,4	60,50%
E210-16-7-1	E210-16-7-1-2	270	16,7	6,20%
E210-16-7-4-1	E210-16-7-4-2	270	13,2	4,90%
E210-16-7-5	E210-16-7-4-1	270	150,2	55,60%
E210-16-7-5	E210-16-7-6-6	270	122,2	45,30%
E210-16-7-6-6	E210-16-7-6-3	270	21,5	7,90%
E210-16-7-6-6	E210-16-14-4	270	69,6	25,80%
E210-16-7-8	E210-16-7-7-1	270	0	0,00%
E210-16-8-1	E210-16-7	270	190,8	70,70%
E210-16-8-1	E210-16-9	270	192,4	71,30%
E210-16-9	R-3	270	192,4	71,30%
E210-16-12	E210-16-13	270	122,3	45,30%
E210-16-12	E210-16-12-2	270	84,7	31,40%
E210-16-12-2	E210-16-12-2-3	270	6,4	2,40%
E210-16-12-2	E210-16-12-4	270	66,3	24,60%
E210-16-12-4	E210-16-12-6	270	61,1	22,60%
E210-16-13	E210-16-14	270	117	43,30%
E210-16-14	D-1	270	104,8	38,80%
E210-16-14	D-1-2	270	11,2	4,20%
E210-16-14-4	E210-16-7-7-1	270	20,6	7,60%
E210-16-14-5	E210-16-14-4	270	20,1	7,50%
E210-E1	E210-E4	270	67,4	25,00%
E210-E4	E210-E4-1	270	57,9	21,40%
E210-E4-1	E210-E6	270	51,1	18,90%
E210-E6	E210-E10	270	25,2	9,30%
E210-E10	E210-E10-1	270	1,9	0,70%
E300-10-2-1	R-2	270	72,4	26,8%
E300-10-2-1	T300C-10-2	270	56,1	20,80%
E300-10-2-4	E300-10-2-5	270	27,4	10,10%

Barra de salida	Barra de llegada	Límite térmico	Corriente de trabajo	Carga
E300-10-2-5	E300-10-2-7	270	14,4	5,30%
E300-10-2-7	E300-10-2-9	270	0	0,00%
E300-10-2-7	E300-10-2-6	270	10,3	3,80%
E303-2-14	T213	530	345	65,10%
E304-1-8	T306-2	270	110,3	40,90%
E304-15	T304-10	270	10,5	3,90%
E306-2-1-4	E306-2-1-10	530	412,8	77,90%
E306-4	E306-6	270	81,4	30,10%
E306-6	E306-10	270	42,7	15,80%
E306-6	E306-6-2	270	38,7	14,30%
E306-10	E306-12	270	27,9	10,30%
E306-12	E306-13	270	27,9	10,30%
E306-13	E306-14	270	11,7	4,30%
E314-1-1	EAN-01	270	169,4	62,70%
E314-5	E314-6	270	129,1	47,80%
E314-6	E314-8	270	129,1	47,80%
E314-9-1	E314-8	530	109	20,60%
E314-9-2	E314-9-1	530	51,5	9,70%
E314-12	E314-14	530	29,6	5,60%
E314-15	E314-16	530	38,4	7,20%
E314-15	E319-3	530	38,4	7,20%
E314-16	E314-16-1	530	19,6	3,70%
E314-17	E314-18	270	48,5	18,00%
E314-18	E314-19	530	61,1	11,50%
E314-19	D-10-3-1	530	72,9	13,70%
E315	S-19	270	180,8	67,00%
E317	E319	270	150,9	55,90%
E319	E319-3	270	79,4	29,40%
E319-3	E314-15-2	270	10,2	3,80%
E319-10	E319-11-1	270	21,9	8,10%
E319-10	CAMP	270	4,7	1,70%
E322	E319	270	68	25,20%
E322	E327	270	20,7	7,60%
E327	S-55	270	5,3	2,00%
E501	E504	340	65	19,10%
E504	E505	340	54,5	16,00%
E505	E505-1-1	270	21,6	8,00%
E505	E505-2	340	33	9,70%
E505	E506	340	0	0,00%
E505-1-1	E505--1-6	270	21,7	8,00%
E505-6	T304-15A	270	14,7	5,50%

Barra de salida	Barra de llegada	Límite térmico	Corriente de trabajo	Carga
E507	E511	270	11,9	4,40%
E511	E511-4-1	270	19,9	7,40%
E511	E513	270	31,8	11,80%
E513	E517	270	43,2	16,00%
EAN-01	EAN-01-2-1	270	219,1	81,10%
EAN-01	EAN-02	270	49,8	18,50%
EAN-01-2-1	EAN-01-3	270	233,4	86,50%
EAN-01-3-2	EAN-01-3	270	6,5	2,40%
EC-1	T300C-13	270	138,1	51,10%
EC-3	EC-1	270	149,9	55,50%
ECY-14	ECY-34	530	519	97,90%
ECY-14-1	ECY-14	270	27,4	10,10%
ECY-34	R-8	530	260,4	49,10%
ECY-34	R-7	530	257,3	48,50%
ECY-34-2	EAN-01-3	530	250,4	47,20%
ISA-BARRA-3	P1	530	62,4	11,80%
ISA-BARRA-3	SWG-801-C 34.5KV	1040	255,3	24,60%
ISA-BARRA-4	ISA SWG 802	960	310,8	32,40%
ISA-BARRA-4	SWG-801-A 34.5KV	960	292,4	30,50%
ISA-BARRA-4	FILTROS	9900	107,7	1,10%
ISABARRA-2	BANADIA	1110	132	11,90%
JIBA	JIBA2	530	9,6	1,80%
JIBA	ARAUQUITA	530	38,6	7,30%
LS-01	T113	530	78,2	14,70%
LS-04	T200C-1	530	240,9	45,50%
LS-05	T201C-1	530	240,9	45,50%
MCC3 PF1	MCC1 PF1	3990	466,6	11,70%
MCC3 PF2	X-709	3000	875,7	29,20%
NODO 99	LS-02	270	81,9	30,30%
NODO AA	RT-E01_A	480	228,8	47,70%
NODO AA_A	E306-2-1-4	530	414,8	78,30%
NODO BBB	ECY-05	530	570,4	107,60%
P-124	P-139	340	117,6	34,60%
P-139	P-197	340	69	20,30%
P1	P2	530	62,5	11,80%
P2	PANAMA	340	8,5	2,50%
P2	PESQUERA	530	54,7	10,30%
PESQUERA	JIBA	530	47,8	9,00%

Barra de salida	Barra de llegada	Límite térmico	Corriente de trabajo	Carga
PF-1 SWG-601	TX204_A	350	134,4	38,40%
PF-1 SWG-601	NODO 110	280	78,3	28,00%
PF-1 SWG-601	BUS-31	425	408,9	96,20%
PF-2 SWG 701	TX701_A	385	147,7	38,40%
PF2 SWG 702	X-709A	770	101	13,10%
PF2 SWG 702	BUS-10	460	327,8	71,30%
R-1	P-100	340	120,3	35,40%
R-2	E300-10-2-4	270	72,4	26,8%
R-3	E200-16-10	270	192,4	71,30%
R-5	E210-16-12	270	209,8	77,70%
R-5	E200-16-10	270	209,8	77,70%
R-6	E315	270	233,5	86,50%
R-7	ECY-36	270	257,3	95,30%
R-8	ECY-34-2	270	260,4	96,40%
R-9	BUS-1	270	251,4	93,10%
R-10	E103-3-1	270	121,7	45,10%
R1-E03-3	E200-16-10	530	401,9	75,80%
R1-E03-3	E306-2-1-10	530	410,2	77,40%
RT-E01_A	RT-E04	530	228,9	43,20%
RT-E04	EC-3	270	176	65,20%
RT-E04	RT-E07	270	48,3	17,90%
RT-E07	RT-E06-2	270	16,5	6,10%
S-1	E210-8	530	199	37,60%
S-2	E210-16	270	173,4	64,20%
S-12	D-5	270	174,2	64,50%
S-15	E314-5	270	152	56,30%
S-15_A	PORT_LY-162	270	7,6	2,80%
S-15_A	E314-1-1	270	159,6	59,10%
S-17	E314-12	270	57,5	21,30%
S-18	E315-6	270	52,8	19,60%
S-19	E317	270	180,8	67,00%
S-23	NODO_A	270	26,2	9,70%
S-25	T200C-6	270	70,2	26,00%
S-26	E203-1	270	0	0,00%
S-33	LOCATION C	270	20	7,40%
S-34	E324	270	47,7	17,70%

Barra de salida	Barra de llegada	Límite térmico	Corriente de trabajo	Carga
S-35	E319-10	270	31,2	11,60%
S-37	E505-6	270	33	12,20%
S-38	E304-15	270	14,7	5,50%
S-40	E200C-7	270	68,4	25,30%
S-41	T304-7-3	270	7,8	2,90%
S-44	P-124	340	120,3	35,40%
S-52	E08-7	270	5,8	2,10%
SWG-801-A 34.5KV	BUS-96	435	110	25,30%
SWG-801-A 34.5KV	BUS-503	960	340,9	35,50%
SWG-801-A 34.5KV	BUS-5	2500	167,8	6,70%
SWG-801-B 34.5KV	E303-2-14	435	344,9	79,30%
SWG-801-B 34.5KV	T215	520	364	70,00%
SWG-801-B 34.5KV	T300	520	393,3	75,60%
SWG-801-B 34.5KV	ISA SWG 802	900	205,3	22,80%
SWG-801-C 34.5KV	NODO AA_A	480	414,7	86,40%
SWG-804-A 13.8KV	201A	480	418,9	87,30%
SWG-804-B 13.8KV	BUS-5 A	2500	830,7	33,20%
SWG-804-B 13.8KV	201C	480	418,9	87,30%
SWG-804-C 13.8KV	201F	480	418,9	87,30%
SWG-804-C 13.8KV	201E	480	418,9	87,30%
SWG-804-C 13.8KV	201G	480	418,9	87,30%
T103	T104	270	35	13,00%
T103	R-10	270	121,7	45,10%
T103	LS-02	530	81,9	15,50%
T104	ARMY_PF1_IN	270	1,6	0,60%
T105	T104	270	36,2	13,40%
T105	PORT_RM-01	270	0	0,00%
T110	T105	530	36,2	6,80%
T110	T110-1	270	8,9	3,30%
T110	S-22	270	35,7	13,20%
T114	E114-1	270	28,8	10,70%

Barra de salida	Barra de llegada	Límite térmico	Corriente de trabajo	Carga
T114	T113	270	92,7	34,30%
T115B	T114	530	121,1	22,80%
T200A	T115B	530	146,4	27,60%
T200C-1	S-24	270	25,1	9,30%
T200C-1	T200A	530	146,4	27,60%
T200C-6	E200C-6-1	270	68,4	25,30%
T201C-1	T200C	270	240,9	89,20%
T203	S-26	270	0	0,00%
T203	T201	270	240,9	89,20%
T204	T203	270	240,9	89,20%
T210	S-27	270	105,7	39,10%
T210	T204	530	258,7	48,80%
T210-1	E210-E1	270	88,1	32,60%
T210-4	E210-4-4	530	251,4	47,40%
T211	LS-06	530	364,1	68,70%
T212	E212-2	530	17,3	3,30%
T212	T211_SUR	530	262,2	49,50%
T213	T212	530	279,2	52,70%
T213	E501	340	65,8	19,30%
T215	T211	530	364,1	68,70%
T300	T304	530	393,4	74,20%
T300C-10	T300C-10-2	270	63,2	23,40%
T300C-10	E300C-6	270	31,2	11,50%
T300C-12	T300C-10	270	99,4	36,80%
T300C-13	T300C-12	270	105,7	39,10%
T300C-13	T300C-14	270	32,8	12,20%
T300C-14	E300C-17	270	19,4	7,20%
T304	T306	530	393,5	74,20%
T304-3	E304-1-2	270	0	0,00%
T304-7	T304-3	270	1	0,40%
T304-10	T304-7	270	8,7	3,20%
T304-16	E304-15	270	4,4	1,60%
T306	T308	530	283,2	53,40%
T306	S-30	270	110,3	40,90%
T306-2	E306-4	270	88,3	32,70%
T308	T309	530	268,9	50,70%
T310	T312	530	261,7	49,40%
T312	T313	530	253,5	47,80%
T313	T314	270	233,5	86,50%
T314	R-6	270	233,5	86,50%
TOLEDO	PALOS	1110	136,7	12,30%
TOLEDO	SAMORE	1110	102,1	9,20%
TX204_B	MCC1 PF1	3000	1165	38,80%
TX701_B	MCC1 PF2	3000	1248,4	41,60%

Barra de salida	Barra de llegada	Límite térmico	Corriente de trabajo	Carga
X-709	X-7091	5000	875,7	17,50%
X-7091	X-709B	5000	875,7	17,50%

A su vez se realizaron simulaciones para determinar la influencia de la entrada en servicio de la ampliación de la línea **Yucas**. Obsérvese en la siguiente tabla tramo de línea entre las estructuras T300 y T304 para verificar el estado de carga de la línea **Yucas**.

Tabla A. 2. Resultados de la simulación de la carga futura teniendo en cuenta el proyecto de ampliación de la línea **Yucas**

Barra de salida	Barra de llegada	Límite térmico	Corriente de trabajo	Carga
ARAUQUITA	ESMERALDA	340	21,6	6,30%
BANADIA	SAMORE	1110	123	11,10%
BUS-1	E210-6	270	205,7	76,20%
BUS-1	LOCATION D_A	270	45,4	16,80%
BUS-31	BUS-372	530	408,3	77,00%
BUS-32	PF-1 SWG-601	425	161,6	38,00%
BUS-33	NODO 99	395	81,8	20,70%
BUS-92	ISA SWG 802	520	157,6	30,30%
BUS-372	BUS-373	770	408,3	53,00%
BUS-480	SWG-801-A 34,5KV	1185	717,5	60,60%
BUS-481	SWG-801-B 34,5KV	1185	712,1	60,10%
BUS-482	SWG-801-C 34,5KV	1185	717,3	60,50%
D-1	D-1-1	270	104,7	38,80%
D-1-1	D-2	530	99,3	18,70%
D-2	D-2-1-2	530	78,7	14,80%
D-2	D-4-1	530	15,3	2,90%
D-2-1-2	E08-3	530	78,7	14,80%
D-4	D-5	270	189,4	70,20%
D-4	D-4-1-1	530	189,4	35,70%
D-4-1-1	D-4-2	270	224,4	83,10%
D-7-1	D-8	270	167,9	62,20%
D-8	D-9	530	157	29,60%
D-10	D-9	530	133,9	25,30%
D-10	D-10-3	270	117	43,30%
D-10-3	D-10-3-1	530	89,5	16,90%
E08-3	E08-4	270	78,7	29,20%
E08-3	S-16	270	0	0,00%
E08-4	E08-5	270	53,2	19,70%
E08-5	E08-5-1	270	17,6	6,50%
E08-7	E08-4	270	25,7	9,50%
E103-3-1	E103-7	270	103	38,20%
E103-7	E103-17	270	95,7	35,50%
E103-17	E103-17-2	270	89,5	33,10%
E103-17-2	E103-17-10	270	86	31,80%

Barra de salida	Barra de llegada	Límite térmico	Corriente de trabajo	Carga
E103-17-10	E103-17-12	270	71	26,30%
E103-17-10	E103-17-10-2	270	15,2	5,60%
E103-17-12	E103-17-16	270	54,1	20,00%
E103-17-16	E103-17-17	270	54,1	20,00%
E103-17-17	E103-17-17-1	270	9,9	3,70%
E103-17-17	E103-17-18	270	44,4	16,40%
E103-17-18	E103-17-20	270	43,2	16,00%
E103-17-20	E103-17-20-2	270	8,2	3,00%
E103-17-20	E103-17-22	270	8,4	3,10%
E103-17-20_1	E103-17-20	270	26,6	9,80%
E110-1	E110-4	270	35,7	13,20%
E110-4	E110-5	270	35,7	13,20%
E110-5	E110-7A	270	23,7	8,80%
E110-7A	E110-7A-1	270	16,5	6,10%
E114-1	E114-2A	270	8,3	3,10%
E200-1	E200-3	270	25,1	9,30%
E200C-7	E200C-10	270	60,7	22,50%
E200C-10	S-39	270	43,1	16,00%
E204-1	T204	530	18,8	3,50%
E210-4-4	R-9	530	251,1	47,40%
E210-6	S-1	530	205,7	38,80%
E210-8	E210-9-1	530	193,3	36,50%
E210-9-1	E210-10-1	270	182	67,40%
E210-10-1	E210-11-1	270	182	67,40%
E210-11-1	E210-15	270	173,2	64,10%
E210-15	S-2	270	173,2	64,10%
E210-16	E210-16-1	270	168,7	62,50%
E210-16-1	E210-16-2	270	146,2	54,20%
E210-16-2	E210-16-2-2	270	18	6,70%
E210-16-2	E210-16-3-1	270	128,4	47,50%
E210-16-3-1	E210-16-4	270	125,8	46,60%
E210-16-4	E210-16-4-1	270	121,2	44,90%
E210-16-4	E210-16-4-3	270	4,6	1,70%
E210-16-4-1	E210-16-6	270	78,6	29,10%
E210-16-4-1	S-3	270	42,6	15,80%
E210-16-5-3	E210-16-5-5	270	13,1	4,90%
E210-16-5-6	E210-16-5-7	270	22,2	8,20%
E210-16-6	E210-16-6-3	270	0	0,00%
E210-16-6	E210-16-6-1	270	78,6	29,10%
E210-16-6-1	E210-16-6-2	270	47,7	17,70%
E210-16-6-2	E210-16-5-3	270	30	11,10%
E210-16-6-2	E04-1	270	17,7	6,60%
E210-16-7	S-42	270	179,5	66,50%
E210-16-7-1	E210-16-7-4-1	270	163,2	60,40%
E210-16-7-1	E210-16-7-1-2	270	16,7	6,20%
E210-16-7-4-1	E210-16-7-4-2	270	13,2	4,90%
E210-16-7-5	E210-16-7-4-1	270	150	55,50%
E210-16-7-5	E210-16-7-6-6	270	122	45,20%
E210-16-7-6-6	E210-16-7-6-3	270	21,4	7,90%
E210-16-7-6-6	E210-16-14-4	270	69,5	25,70%
E210-16-7-8	E210-16-7-7-1	270	0	0,00%
E210-16-8-1	E210-16-9	270	192,2	71,20%
E210-16-8-1	E210-16-7	270	190,6	70,60%
E210-16-9	R-3	270	192,2	71,20%
E210-16-12	E210-16-12-2	270	84,6	31,30%

Barra de salida	Barra de llegada	Límite térmico	Corriente de trabajo	Carga
E210-16-12	E210-16-13	270	122,1	45,20%
E210-16-12-2	E210-16-12-4	270	66,2	24,50%
E210-16-12-2	E210-16-12-2-3	270	6,4	2,40%
E210-16-12-4	E210-16-12-6	270	61	22,60%
E210-16-13	E210-16-14	270	116,9	43,30%
E210-16-14	D-1-2	270	11,2	4,20%
E210-16-14	D-1	270	104,7	38,80%
E210-16-14-4	E210-16-7-7-1	270	20,6	7,60%
E210-16-14-5	E210-16-14-4	270	20,1	7,40%
E210-E1	E210-E4	270	67,3	24,90%
E210-E4	E210-E4-1	270	57,8	21,40%
E210-E4-1	E210-E6	270	51,1	18,90%
E210-E6	E210-E10	270	25,2	9,30%
E210-E10	E210-E10-1	270	1,9	0,70%
E300-10-2-1	R-2	270	72,4	26,8%
E300-10-2-1	T300C-10-2	270	56,1	20,80%
E300-10-2-4	E300-10-2-5	270	27,3	10,10%
E300-10-2-5	E300-10-2-7	270	14,4	5,30%
E300-10-2-7	E300-10-2-6	270	10,3	3,80%
E300-10-2-7	E300-10-2-9	270	0	0,00%
E303-2-14	T213	530	344,8	65,10%
E304-1-8	T306-2	270	110,6	41,00%
E304-15	T304-10	270	22,9	8,50%
E306-2-1-4	E306-2-1-10	530	412,3	77,80%
E306-4	E306-6	270	81,6	30,20%
E306-6	E306-6-2	270	38,8	14,40%
E306-6	E306-10	270	42,8	15,90%
E306-10	E306-12	270	28	10,40%
E306-12	E306-13	270	28	10,40%
E306-13	E306-14	270	11,8	4,40%
E314-1-1	EAN-01	270	17,2	6,40%
E314-5	E314-6	270	23	8,50%
E314-6	E314-8	270	23	8,50%
E314-9-1	E314-8	530	43	8,10%
E314-9-2	E314-9-1	530	38,6	7,30%
E314-12	E314-14	530	97,4	18,40%
E314-14	E314-B-10	270	126,8	47,00%
E314-15	E314-16	530	38,7	7,30%
E314-15	E319-3	530	12,6	2,40%
E314-16	PORT_CY-33	530	20,1	3,80%
E314-16	E314-16-1	530	19,8	3,70%
E314-16-1	PORT_CY-58	530	19,8	3,70%
E314-17	E314-18	270	47,9	17,70%
E314-17	PORT_CY-14	530	47,9	9,00%
E314-18	PORT_CY-19	530	12,5	2,40%
E314-18	E314-19	530	60,3	11,40%
E314-19	PORT_CY-28	530	11,6	2,20%
E314-19	D-10-3-1	530	71,9	13,60%
E314-B-10	E314-15	270	51,1	18,90%
E315	S-19	270	131,4	48,70%
E317	E319	270	101,2	37,50%
E319	E319-3	270	29	10,70%
E319-3	E314-15-2	270	10,3	3,80%
E319-10	E319-11-1	270	22,1	8,20%
E319-10	CAMP	270	4,7	1,70%

Barra de salida	Barra de llegada	Límite térmico	Corriente de trabajo	Carga
E322	E327	270	20,8	7,70%
E322	E319	270	68,5	25,40%
E327	S-55	270	5,3	2,00%
E331	PORT_LY-80	270	5,4	2,00%
E501	E504	340	65,2	19,20%
E504	E505	340	54,8	16,10%
E505	E505-1-1	270	11,1	4,10%
E505	E506	340	0	0,00%
E505	E505-2	340	43,7	12,90%
E505-1-1	E505--1-6	270	11,1	4,10%
E505-6	T304-15A	270	26,4	9,80%
E507	E511	270	11,9	4,40%
E511	E511-4-1	270	19,9	7,40%
E511	E513	270	31,7	11,80%
E513	E517	270	43,1	16,00%
EAN-01	EAN-01-2-1	270	66,2	24,50%
EAN-01	EAN-02	270	49,1	18,20%
EAN-01-2-1	EAN-01-3	270	80,4	29,80%
EAN-01-3-2	EAN-01-3	270	6,4	2,40%
EC-1	T300C-13	270	137,9	51,10%
EC-3	EC-1	270	149,7	55,40%
ECY-05	ECY-14	530	389,2	73,40%
ECY-14	ECY-34	530	362,3	68,40%
ECY-14-1	ECY-14	270	27,2	10,10%
ECY-34	R-7	530	237,8	44,90%
ECY-34	R-8	530	115,7	21,80%
ECY-34-2	EAN-01-3	530	97	18,30%
ECY-36	D-4-2	530	246,6	46,50%
ISA-BARRA-3	P1	530	62,4	11,80%
ISA-BARRA-3	SWG-801-C 34,5KV	1040	252,9	24,30%
ISA-BARRA-4	FILTROS	9900	107,8	1,10%
ISA-BARRA-4	ISA SWG 802	960	311,4	32,40%
ISA-BARRA-4	SWG-801-A 34,5KV	960	291,9	30,40%
ISABARRA-2	BANADIA	1110	131,2	11,80%
JIBA	JIBA2	530	9,6	1,80%
JIBA	ARAUQUITA	530	38,6	7,30%
LS-01	T113	530	78,1	14,70%
LS-04	T200C-1	530	240,6	45,40%
LS-05	T201C-1	530	240,5	45,40%
MCC3 PF1	MCC1 PF1	3990	466	11,70%
MCC3 PF2	X-709	3000	874,6	29,20%
NODO 99	LS-02	270	81,8	30,30%
NODO AA	RT-E01_A	480	228,5	47,60%
NODO AA_A	E306-2-1-4	530	414,3	78,20%
NODO BBB	ECY-05	530	413,5	78,00%
P-124	P-139	340	117,5	34,60%
P-139	P-197	340	68,9	20,30%
P1	P2	530	62,4	11,80%
P2	PESQUERA	530	54,6	10,30%
P2	PANAMA	340	8,5	2,50%
PESQUERA	JIBA	530	47,8	9,00%
PF-1 SWG-601	BUS-31	425	408,3	96,10%
PF-1 SWG-	TX204_A	350	134,2	38,40%

Barra de salida	Barra de llegada	Límite térmico	Corriente de trabajo	Carga
601				
PF-1 SWG-601	NODO 110	280	78,2	27,90%
PF-2 SWG 701	TX701_A	385	147,5	38,30%
PF2 SWG 702	X-709A	770	100,9	13,10%
PF2 SWG 702	BUS-10	460	327,4	71,20%
R-1	P-100	340	120,1	35,30%
R-2	E300-10-2-4	270	72,4	26,8%
R-3	E200-16-10	270	192,1	71,20%
R-5	E200-16-10	270	209,5	77,60%
R-5	E210-16-12	270	209,5	77,60%
R-6	E315	270	233,5	86,50%
R-7	ECY-36	270	237,8	88,10%
R-8	ECY-34-2	270	115,7	42,90%
R-9	BUS-1	270	251,1	93,00%
R-10	E103-3-1	270	121,7	45,10%
R1-E03-3	PORT_LY-46	270	8,3	3,10%
R1-E03-3	E200-16-10	530	401,4	75,70%
R1-E03-3	E306-2-1-10	530	409,7	77,30%
RT-E01 A	RT-E04	530	228,6	43,10%
RT-E04	EC-3	270	175,8	65,10%
RT-E04	RT-E07	270	48,3	17,90%
RT-E07	RT-E06-2	270	16,5	6,10%
S-1	E210-8	530	198,8	37,50%
S-2	E210-16	270	173,2	64,10%
S-12	D-5	270	172	63,70%
S-15	E314-5	270	0	0,00%
S-15 A	E314-1-1	270	7,5	2,80%
S-17	E314-12	270	81,6	30,20%
S-18	E315-6	270	53,3	19,80%
S-19	E317	270	131,4	48,70%
S-21	PORT_CL-01	270	8,9	3,30%
S-25	T200C-6	270	70,1	26,00%
S-26	E203-1	270	0	0,00%
S-33	LOCATION C	270	16,6	6,10%
S-34	E324	270	48,1	17,80%
S-35	E319-10	270	31,4	11,60%
S-37	E505-6	270	43,7	16,20%
S-38	E304-15	270	26,4	9,80%
S-40	E200C-7	270	68,3	25,30%
S-41	T304-7-3	270	9,5	3,50%
S-44	P-124	340	120,1	35,30%
S-52	E08-7	270	5,8	2,10%
SWG-801-A 34,5KV	BUS-5	2500	24,5	1,00%
SWG-801-A 34,5KV	BUS-503	960	474,5	49,40%
SWG-801-A 34,5KV	BUS-96	435	109,9	25,30%
SWG-801-B 34,5KV	T215	530	363,5	68,60%
SWG-801-B 34,5KV	T300	530	518,9	97,90%
SWG-801-B 34,5KV	ISA SWG 802	900	206	22,90%
SWG-801-B 34,5KV	E303-2-14	435	344,7	79,30%

Barra de salida	Barra de llegada	Límite térmico	Corriente de trabajo	Carga
SWG-801-C 34,5KV	NODO BBB	520	413,4	79,50%
SWG-801-C 34,5KV	NODO AA_A	480	414,2	86,30%
SWG-804-A 13,8KV	201A	480	418,9	87,30%
SWG-804-B 13,8KV	201C	480	418,9	87,30%
SWG-804-B 13,8KV	BUS-5_A	2500	818,3	32,70%
SWG-804-C 13,8KV	201G	480	418,9	87,30%
SWG-804-C 13,8KV	201E	480	418,9	87,30%
SWG-804-C 13,8KV	201F	480	418,9	87,30%
T103	R-10	270	121,7	45,10%
T103	LS-02	530	81,8	15,40%
T103	T104	270	35	13,00%
T104	ARMY PF1_IN	270	1,6	0,60%
T105	PORT_RM-01	270	0	0,00%
T105	T104	270	36,1	13,40%
T110	T105	530	36,1	6,80%
T110	S-22	270	35,7	13,20%
T110	T110-1	270	8,9	3,30%
T114	T113	270	92,6	34,30%
T114	E114-1	270	28,7	10,60%
T115B	T114	530	120,9	22,80%
T200A	T115B	530	146,2	27,60%
T200C-1	T200A	530	146,2	27,60%
T200C-1	S-24	270	25,1	9,30%
T200C-6	E200C-6-1	270	68,3	25,30%
T201C-1	T200C	270	240,6	89,10%
T203	T201	270	240,5	89,10%
T203	S-26	270	0	0,00%
T204	T203	270	240,5	89,10%
T210	S-27	270	105,6	39,10%
T210	T204	530	258,4	48,70%
T210-1	E210-E1	270	88	32,60%
T210-4	E210-4-4	530	251,1	47,40%
T211	LS-06	530	363,6	68,60%
T212	E212-2	530	17,3	3,30%
T212	T211_SUR	530	261,9	49,40%
T213	E501	340	66	19,40%
T213	T212	530	278,9	52,60%
T215	T211	530	363,6	68,60%
T300	T304	530	519	97,90%
T300C-10	T300C-10-2	270	63,1	23,40%
T300C-10	PORT_LY-124	270	5,5	2,00%
T300C-10	E300C-6	270	31,1	11,50%
T300C-12	T300C-10	270	99,3	36,80%
T300C-13	T300C-12	270	105,5	39,10%
T300C-13	T300C-14	270	32,8	12,20%
T300C-14	E300C-17	270	19,4	7,20%
T304	T306	530	519	97,90%
T304-3	E304-1-2	270	0	0,00%
T304-7	T304-3	270	11,6	4,30%
T304-10	T304-7	270	21,1	7,80%
T304-16	E304-15	270	3,7	1,40%
T306	T308	530	408,4	77,10%

Barra de salida	Barra de llegada	Límite térmico	Corriente de trabajo	Carga
T306	S-30	270	110,6	41,00%
T306-2	E306-4	270	88,6	32,80%
T308	T309	530	394	74,30%
T310	T312	530	386,7	73,00%
T312	T313	530	378,5	71,40%
T314	R-6	270	233,5	86,50%
T314	E314-B-10	270	177,2	65,60%
TOLEDO	PALOS	1110	135,7	12,20%
TOLEDO	SAMORE	1110	101,1	9,10%
TX204_B	MCC1 PF1	3000	1163,5	38,80%
TX701_B	MCC1 PF2	3000	1246,7	41,60%
X-709	X-7091	5000	874,6	17,50%
X-7091	X-709B	5000	874,6	17,50%

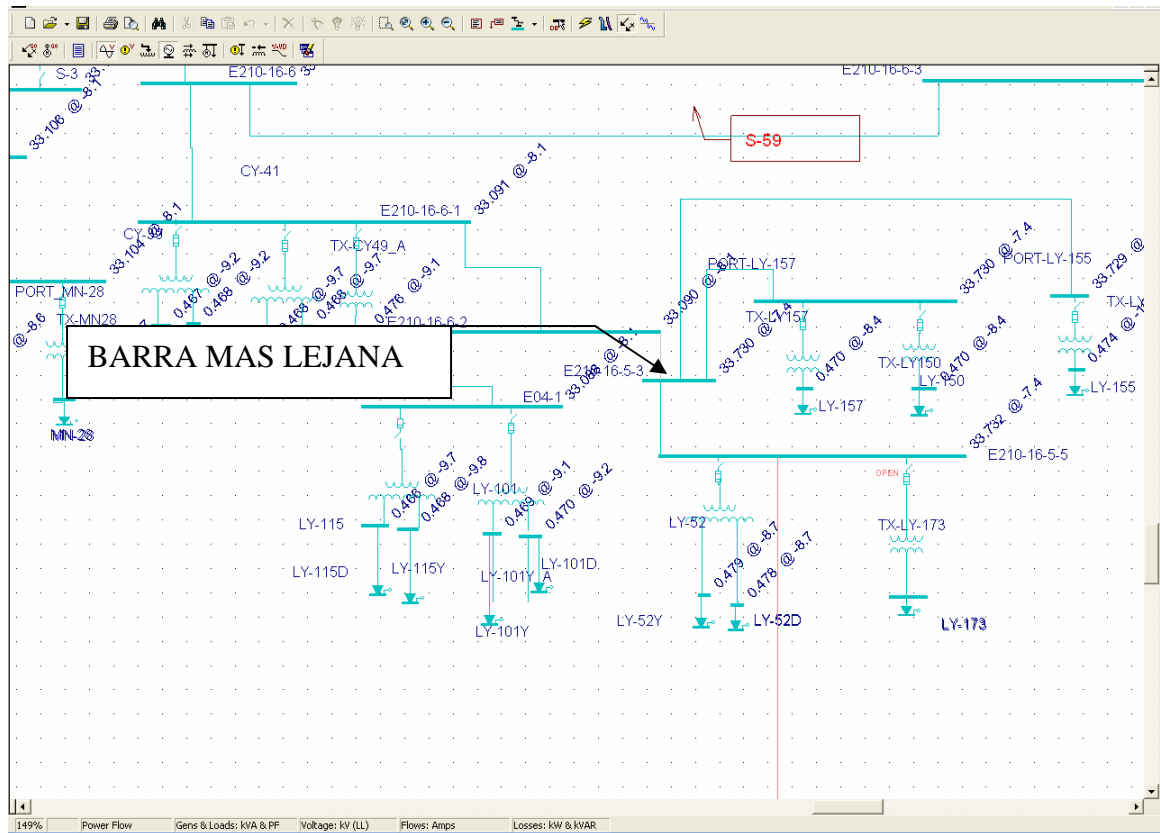


Figura A. 2. Valor de tensión en la barra más lejana de la alternativa 1

$$\text{Regulación}\% = \left(\frac{33,856 \text{ [kV]} - 33,73 \text{ [kV]}}{33,73 \text{ [kV]}} \right) * 100 = 0,374\%$$

Barra de salida		Barra de llegada		Pérdidas	
Nombre	Base kV	Nombre	Base kV	kW	kVAR
E210-16-5-3	34,5	E210-16-5-5	34,5	0,1	0,8
E210-16-5-5	34,5	E300-10-2-9	34,5	0,7	1,3
E300-10-2-1	34,5	T300C-10-2	34,5	0,4	0,3
E300-10-2-4	34,5	E300-10-2-5	34,5	0,6	0,2
E300-10-2-5	34,5	E300-10-2-7	34,5	1,2	0,4
E300-10-2-7	34,5	E300-10-2-9	34,5	0,1	0,2
E300C-10-1	34,5	T300C-10	34,5	0,5	0,4
NODO AA	34,5	RT-E01	34,5	1,9	10,0
RT-E01	34,5	RT-E01-4	34,5	10,8	21,9
RT-E01-4	34,5	E300C-10-1	34,5	8,4	14,7
T300C-10	34,5	T300C-10-2	34,5	0,9	0,7
Total				25,6	51,3

Tabla A. 3. Pérdidas de potencia en cada uno de los ramales hasta la estructura E210-16-5-2

$$Pp\% = \left(\frac{25,6[kW]}{13375 [kW]} \right) * 100 = 0,191\%$$

Alternativa 2

Barra más lejana: Seccionador S-30.

Potencia a transmitir: 18,051 [MW]

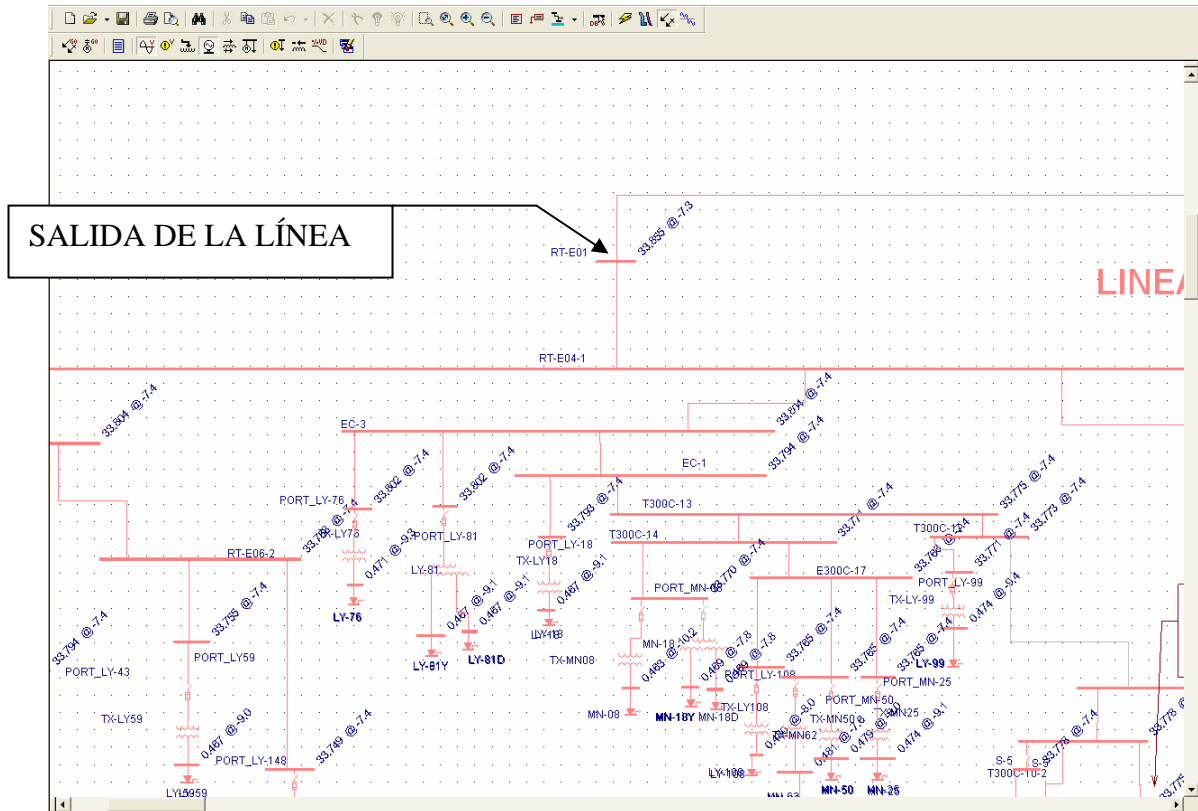


Figura A. 3. Valor de tensión a la salida de la línea

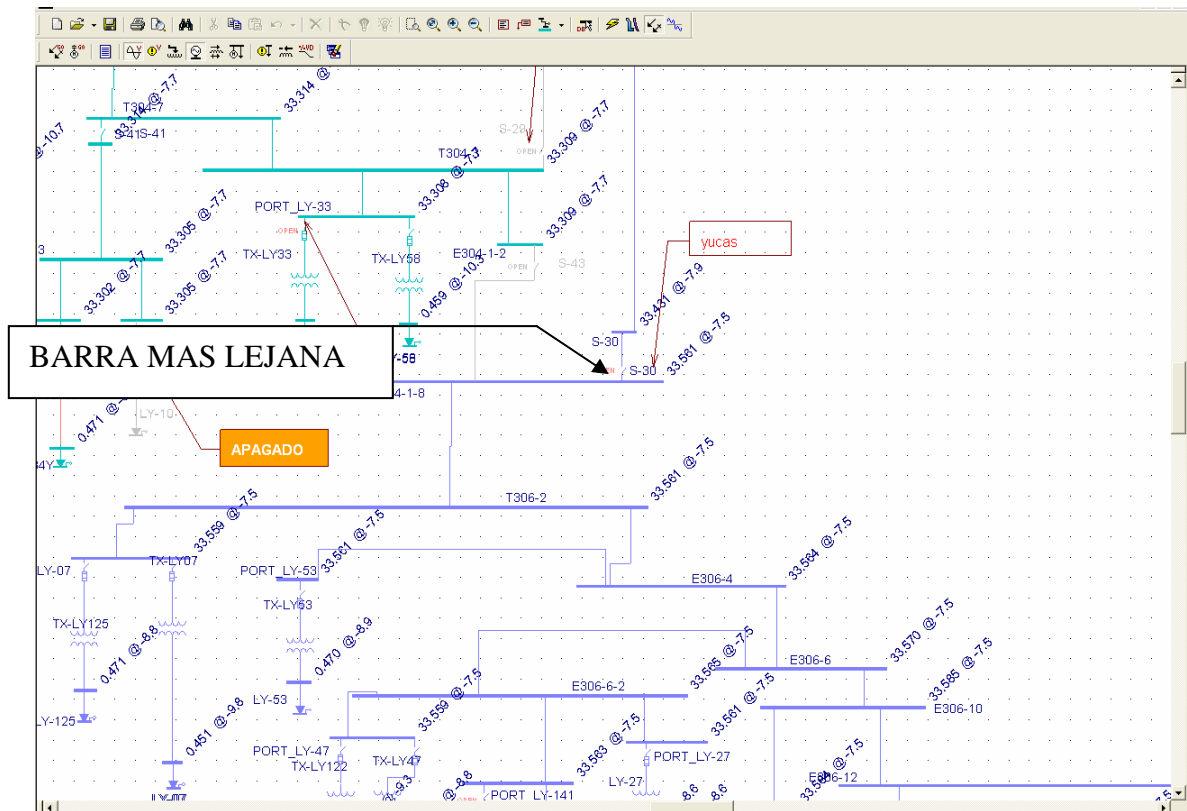


Figura A. 4. Valor de tensión en la barra más lejana de la alternativa 2

$$Re\ regulaci3n\% = \left(\frac{33,855 [kV] - 33,561 [kV]}{33,561 [kV]} \right) * 100 = 0,876\%$$

Barra de salida		Barra de llegada		P3rdidas	
Nombre	Base kV	Nombre	Base kV	kW	kVAR
E300-10-2-4	34,5	E300-10-2-5	34,5	3,2	2,9
E300-10-2-5	34,5	E300-10-2-7	34,5	8,5	7,6
E304-1-8	34,5	T306-2	34,5	0	0,1
E306-4	34,5	E306-6	34,5	0,5	1,2
E306-6	34,5	E306-10	34,5	2,4	0,9
E306-10	34,5	E306-12	34,5	0,8	0,5
E306-12	34,5	E306-13	34,5	0,2	0,1
E306-12-3	34,5	E300-10-2-7	34,5	6,8	5,7
E306-13	34,5	E306-12-3	34,5	2	1,6
NODO AA	34,5	RT-E01	34,5	3,2	7,2
RT-E01	34,5	RT-E01-4	34,5	18,1	37,6
RT-E01-4	34,5	E300C-10-1	34,5	19,8	39,2
T300C-10	34,5	T300C-10-2	34,5	2,8	2,8
T306-2	34,5	E306-4	34,5	0,1	0,2
Total				68,4	107,6

Tabla A, 4, P3rdidas de potencia en cada uno de los ramales hasta la estructura S-30

$$Pp\% = \left(\frac{68,4[kW]}{18051[kW]} \right) * 100 = 0,379\%$$

Alternativa 3

Barra más lejana: Seccionador S-30.

Potencia a transmitir: 19,638 [MW].

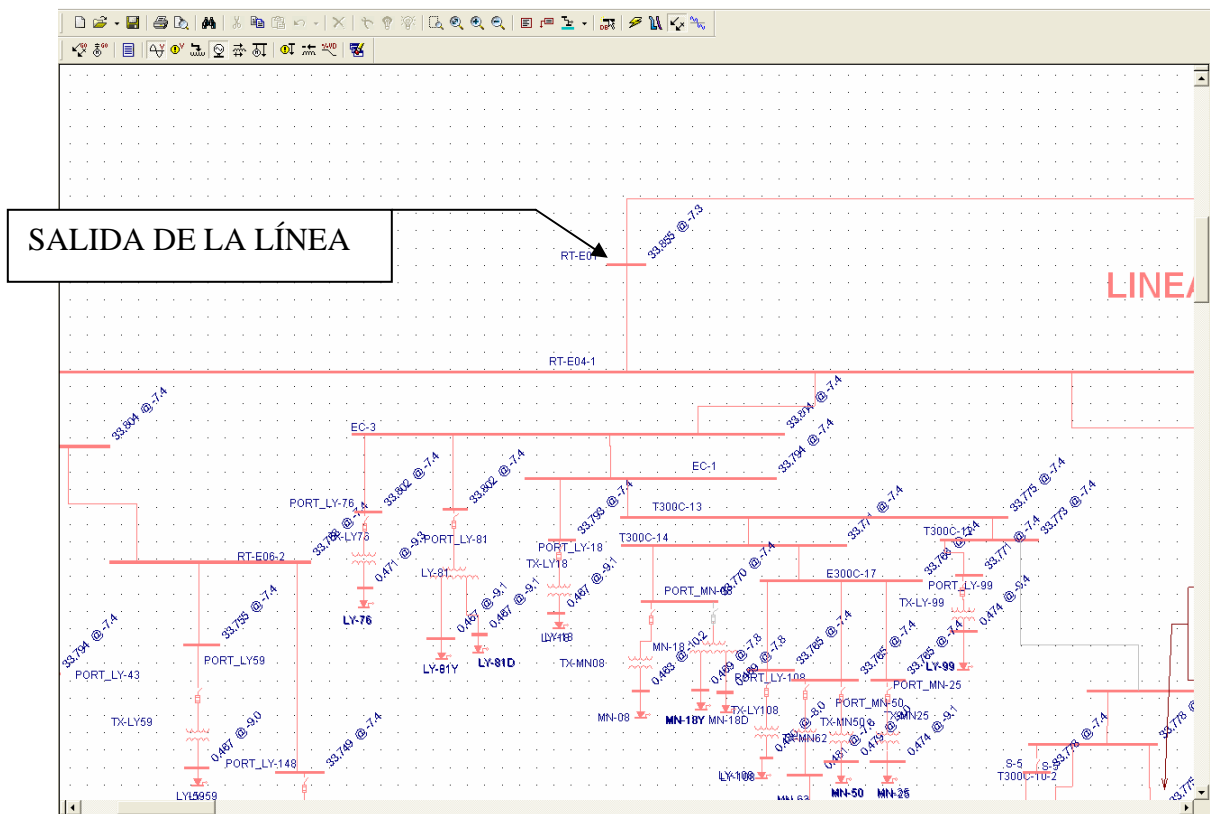


Figura A. 5. Valor de tensión a la salida de la línea

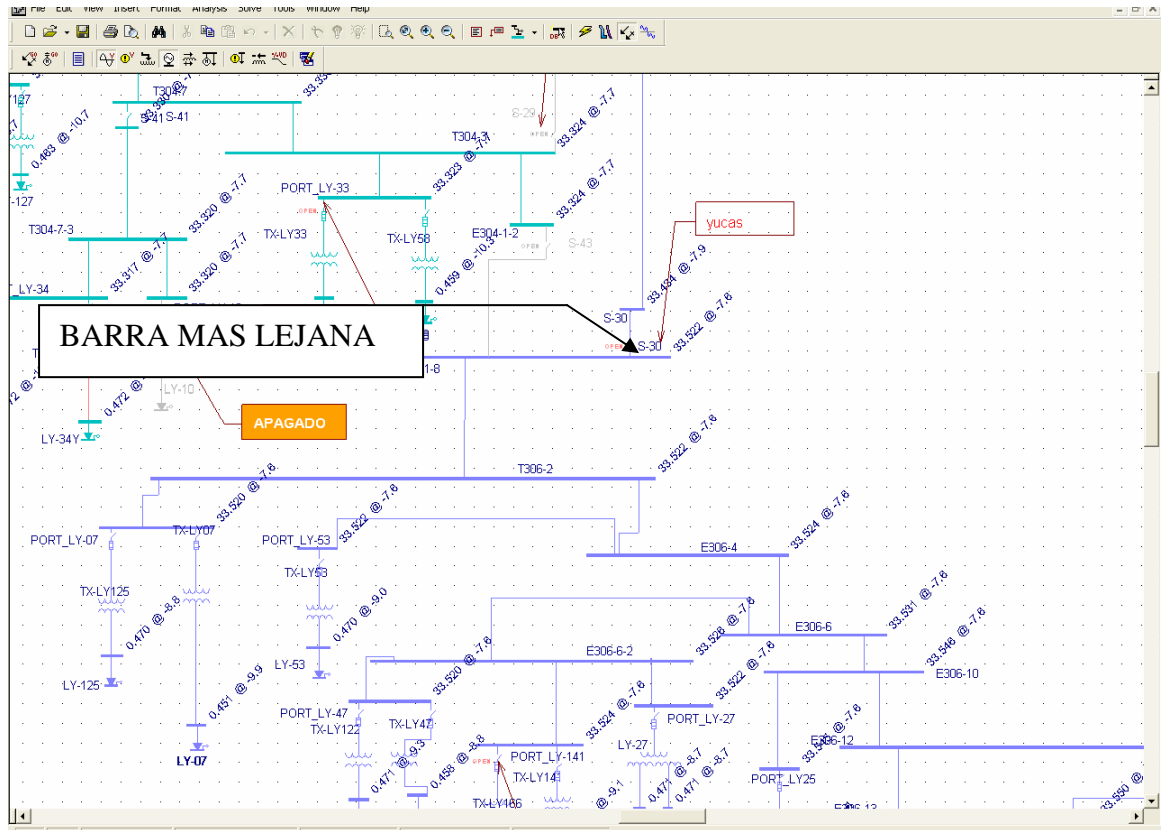


Figura A. 6. Valor de tensión en la barra más lejana de la alternativa 3

$$\text{Regulación\%} = \left(\frac{33,855 \text{ [kV]} - 33,522 \text{ [kV]}}{33,522 \text{ [kV]}} \right) * 100 = 0,993\%$$

Barra de salida		Barra de llegada		Pérdidas	
Nombre	Base kV	Nombre	Base kV	kW	kVAR
E300-10-2-4	34,5	E300-10-2-5	34,5	5,5	5,5
E300-10-2-5	34,5	E300-10-2-7	34,5	15,5	15,2
E300C-10-1	34,5	T300C-10	34,5	1,7	1,8
E304-1-8	34,5	T306-2	34,5	0	0,2
E306-4	34,5	E306-6	34,5	0,6	1,1
E306-6	34,5	E306-10	34,5	3,2	1,7
E306-10	34,5	E306-12	34,5	1	0,7
E306-12	34,5	E306-13	34,5	0,2	0,1
E306-12-3	34,5	E300-10-2-7	34,5	8,2	7,2
E306-13	34,5	E306-12-3	34,5	2,5	2,1
NODO AA	34,5	RT-E01	34,5	4,1	5,3
RT-E01	34,5	RT-E01-4	34,5	23,1	48,4
RT-E01-4	34,5	E300C-10-1	34,5	28,6	58,1
T300C-10	34,5	T300C-10-2	34,5	4,4	4,5
T306-2	34,5	E306-4	34,5	0,1	0,2
Total				98,7	152,1

Tabla A. 5. Pérdidas de potencia en cada uno de los ramales hasta la estructura S-30

$$Pp\% = \left(\frac{98,7[kW]}{19638[kW]} \right) * 100 = 0,503\%$$

ANEXO B. COSTOS MATERIALES Y MANO DE OBRA

Costos de herrajería estructura de suspensión SH-226

Son necesarias 7 estructuras de suspensión, Para efectos del proyecto dichas estructuras tomaran los nombres de RT-E02-1, RT-E03-2, RT-E03-3, RT-E03-6, RT-E03-7, E306-12-5 y E306-12-6.¹⁶

DESCRIPCIÓN	CANT	Valor unitario	Total
Poste de concreto de 14 Mts,	2	588000,00	1176000
Perno en "U" 1/2"	2	1252,94	2505,88
Perno de máquina de 5/8" x 2"	4	800,00	3200
Perno de máquina de 5/8 x 10"	8	1900,00	15200
Eslabón retorcido 5/8"	3	6313,00	18939
Eslabón recto en U 5/8" x 90 m,m,	3	5136,00	15408
Eslabón sencillo 1/2"	2	856,04	1712,08
Arandela redonda diámetro 5/8"	12	240,00	2880
Arandela de presión 5/8"	12	86,00	1032
Bayoneta sencilla	2	22946,45	45892,9
Diagonal recta 60 cms,	4	6836,00	27344
Cruceta metálica 3 x 3 x 1/4" x 4Mt	1	119142,86	119142,9
Varilla de blindaje para 2/0	3		0
Varilla de blindaje para ¼	2	20000,00	40000
silleta de suspensión acero p/cable 1/4"	2	11000,00	22000
Aislador suspensión 10"	12	40667,62	488011,4
Conector de un perno en acero	3	16680,92	50042,75

¹⁶ Ver planos anexos.

Grapa suspensión Alum 2/0-336 Ref 0732	3	14422,14	43266,42
Hebilla Bandit 5/8"	5	445,17	2225,871
Cinta Bandit 5/8"	0,5	52000,00	26000
Cable acero galvanizado para templete 3/8"	15	1449,00	21735
Varilla Cooperweld 5/8" x 3 Mts	1	66600,00	66600
Soldadura Cadweld 90	1	12581,00	12581
Soldadura Cadweld 115	2	11699,73	23399,46
Cable cobre desnudo 2/0 AWG	15	2547,04	38205,56
		Total	2263324

Tabla B .1. Costos estructura SH-226

Costos estructuras de retención RH-231.

Se necesitan 2 estructuras de retención para la realización del proyecto [RT-E03-4 y RT-E03-5].

DESCRIPCIÓN	CANT,	Valor unitario [\$]	Total [\$]
Poste de concreto de 14 Mts,	2	588000,00	1176000
Perno de ojo 5/8" x 4"	2	2200,00	4400
Espárrago de 5/8" x 12"	3	2702,00	8106
Tuerca de ojo 5/8"	2	3408,00	6816
Perno de ½" x 1½"	8	2391,23	19129,86
Perno de máquina de 5/8" x 2"	14	800,00	11200
Perno de máquina de 5/8 x 10"	6	1900,00	11400
Eslabón retorcido 5/8"	6	6313,00	37878

Eslabón recto en U 5/8" x 90 m,m,	6	5136,00	30816
Arandela plana de 1/2"	8		0
Arandela redonda diametro 5/8"	34	240,00	8160
Arandela de presión 5/8"	34	86,00	2924
Funda termoencogible	0,25	1961627,32	490406,8
Bayoneta doble acero galv, 3 x 3 x 1/4"	2	68976,00	137952
Diagonal recta 60 cms,	8	6836,00	54688
Cruceta metálica 3 x 3 x 1/4" x 4Mt	2	119142,86	238285,7
Platina 329 x 165 m,m, de arriostr,	3	14300,00	42900
Collarín dos salidas 20-25 cm	2	10100,00	20200
Varilla de anclaje 5/8" x 1,80 mts	5	14115,00	70575
Espigo Pin de 3/4"	1	38000,00	38000
Guardacabo acero galv, Cable diam, 3/8"	5	498,91	2494,545
Grapa retención acero p/cable 1/4"	4	13696,00	54784
Correas plásticas de 15",	9	85,94	773,4616
Aislador tipo Pin 34,5 KV,	1	47790,32	47790,32
Aislador suspensión 10"	24	40667,62	976022,9
Aisladores tipo huevo de tensión de 7"	5	14200,00	71000
Conector de Un perno en acero	5	16680,92	83404,58
Grapa retención aluminio 6-2/0 Ref 0701	6	6668,00	40008
Grapa prensora Acero Galv, 1/4 - 3/8"	20	4600,00	92000
Hebilla Bandit 5/8"	5	445,17	2225,871

Cinta Bandit 5/8"	0,5	52000,00	26000
Silicona	2,5	1736,32	4340,795
Crucetas Antipájaros Raptor Guard	3	13063,89	39191,67
Cable acero galvanizado para templete 3/8"	165	1449,00	239085
Varilla Cooperweld 5/8" x 3 Mts	3	66600,00	199800
Soldadura Cadweld 90	2	12581,00	25162
Soldadura Cadweld 115	3	11699,73	35099,2
Cable cobre desnudo 2/0 AWG	25	2547,04	63675,93
Conector en T , Ref,NTR36A36A	6	71822,18	430933,1
Total			4843620

Tabla B. 2. Costos estructura RH-231

Costos estructuras 4 postes RH-231/A.

Se necesitan 2 estructuras 4 postes una vez sea desarrollado el proyecto, Las estructuras son: RT-E03-1 y E306-12-6.

DESCRIPCIÓN	CANT,	Valor unitario [\$]	Total [\$]
Poste de concreto de 14 Mts,	4	588000,00	2352000
Perno de ojo 5/8" x 4"	2	2200,00	4400
Espárrago de 5/8" x 12"	3	2702,00	8106
Tuerca de ojo 5/8"	2	3408,00	6816
Perno de 1/2" x 1 1/2"	8	2391,23	19129,86
Perno de máquina de 5/8" x 2"	14	800,00	11200
Perno de máquina de 5/8 x 10"	6	1900,00	11400

Eslabón retorcido 5/8"	6	6313,00	37878
Eslabón recto en U 5/8" x 90 m,m,	6	5136,00	30816
Arandela plana de 1/2"	8		0
Arandela redonda diámetro 5/8"	34	240,00	8160
Arandela de presión 5/8"	34	86,00	2924
Funda termoencogible	0,25	1961627,32	490406,8
Bayoneta doble acero galv, 3 x 3 x 1/4"	2	68976,00	137952
Diagonal recta 60 cms,	8	6836,00	54688
Cruceta metálica 3 x 3 x 1/4" x 4Mt	4	119142,86	238285,7
Platina 329 x 165 mm, de arriostr,	3	14300,00	42900
Collarín dos salidas 20-25 cm	2	10100,00	20200
Varilla de anclaje 5/8" x 1,80 mts	5	14115,00	70575
Espigo Pin de 3/4"	1	38000,00	38000
Guardacabo acero galv, Cable diam, 3/8"	5	498,91	2494,545
Grapa retención acero p/cable 1/4"	4	13696,00	54784
Correas plásticas de 15",	9	85,94	773,4616
Aislador tipo Pin 34,5 KV,	1	47790,32	47790,32
Aislador suspensión 10"	24	40667,62	976022,9
Aisladores tipo huevo de tensión de 7"	5	14200,00	71000
Conector de Un perno en acero	5	16680,92	83404,58
Grapa retención aluminio 6-336 Ref 0701	6	6668,00	40008
Grapa prensora Acero Galv, 1/4 - 3/8"	20	4600,00	92000

Hebilla Bandit 5/8"	5	445,17	2225,871
Cinta Bandit 5/8"	0,5	52000,00	26000
Silicona	2,5	1736,32	4340,795
Crucetas Antipájaros Raptor Guard	3	13063,89	39191,67
Cable acero galvanizado para templete 3/8"	165	1449,00	239085
Varilla Cooperweld 5/8" x 3 Mts	3	66600,00	199800
Soldadura Cadweld 90	2	12581,00	25162
Soldadura Cadweld 115	3	11699,73	35099,2
Cable cobre desnudo 2/0 AWG	25	2547,04	63675,93
Conector en T , Ref,NTR36A36A	6	71822,18	430933,1
TOTAL			6019629

Tabla B. 3. Costos estructura RH-231/A

ANEXO C. FOTOGRAFÍAS

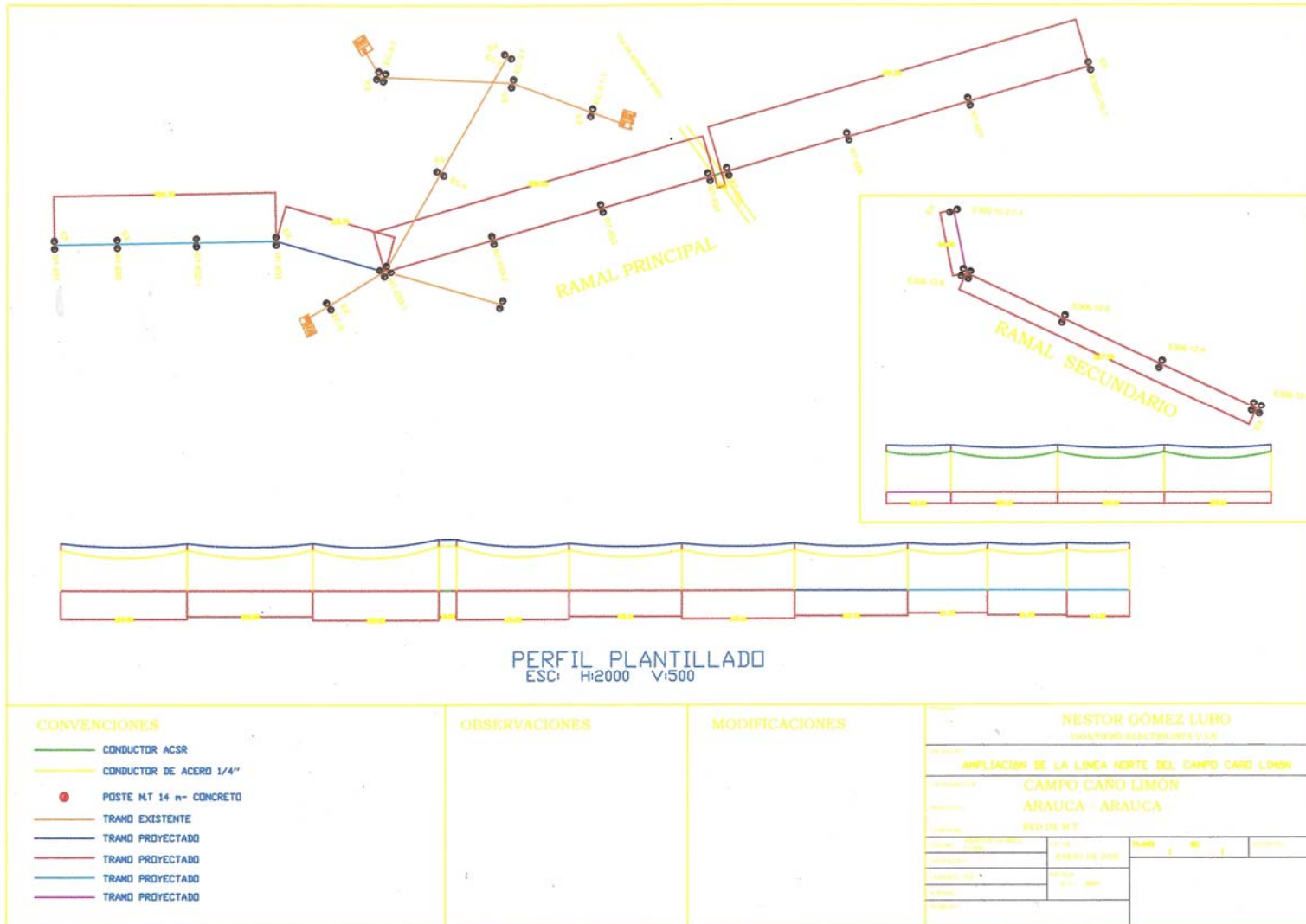


Figura C. 1. Estructura RT-E01, salida de la línea **Norte**

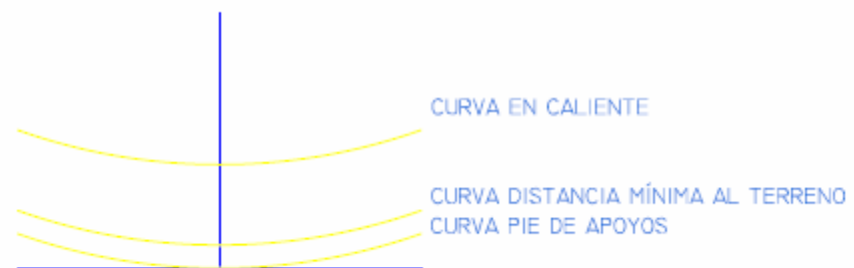


Figura C. 2. Torre T300C-10

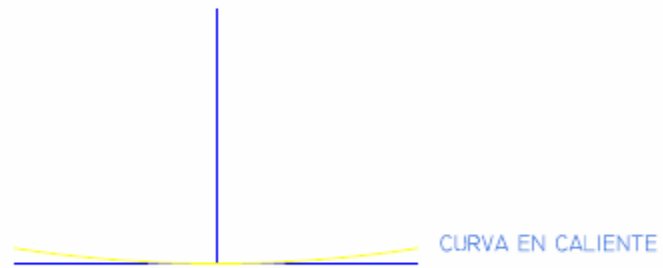
ANEXO D. PLANOS



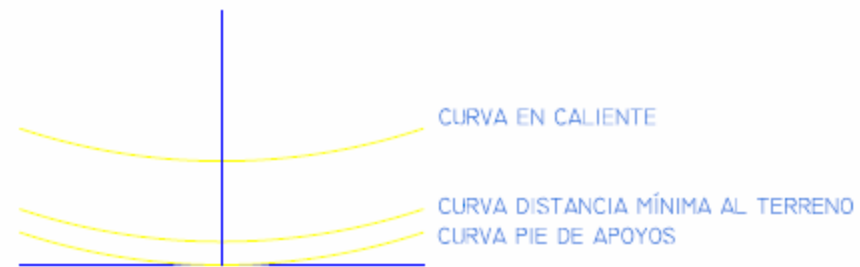
CONDUCTOR ACSR 336,4 MCM
VANO REGULADOR: 115,28 [m]



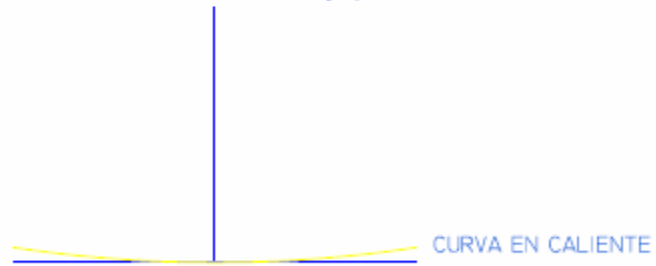
CONDUCTOR CABLE DE GUARDA
ACERO 1/4"
VANO REGULADOR: 115,28 [m]



CONDUCTOR ACSR 336,4 MCM
VANO REGULADOR: 128.8 [m]



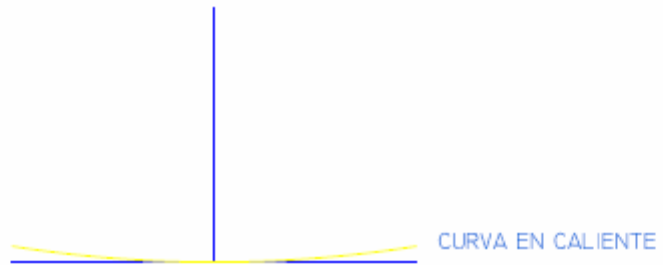
CONDUCTOR CABLE DE GUARDA
ACERO 1/4"
VANO REGULADOR: 128.8 [m]



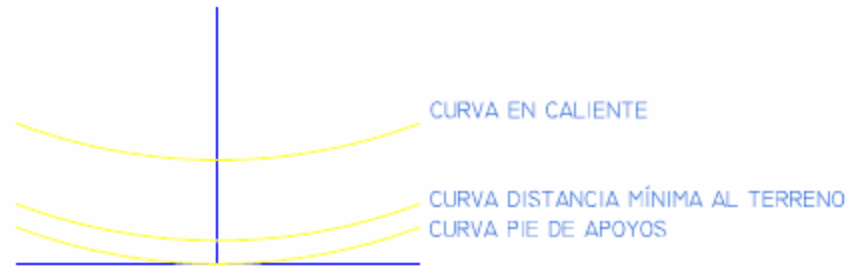
CONDUCTOR ACSR 336,4 MCM
VANO REGULADOR: 81,35 [m]



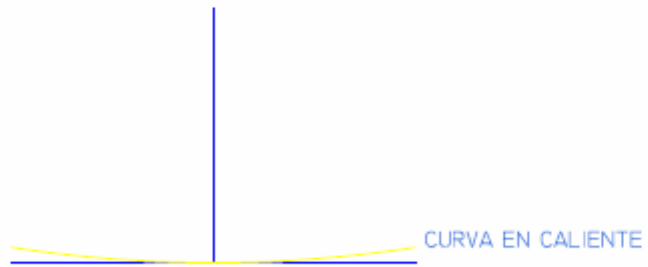
CONDUCTOR CABLE DE GUARDA
ACERO 1/4"
VANO REGULADOR: 81,35 [m]



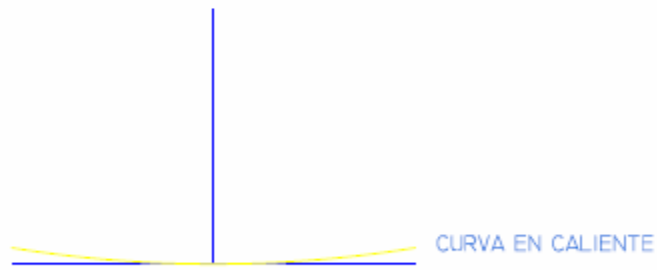
CONDUCTOR ACSR 2/0 AWG
VANO REGULADOR: 109,1 [m]



CONDUCTOR CABLE DE GUARDA
ACERO 1/4"
VANO REGULADOR: 109,1 [m]



CONDUCTOR CABLE DE GUARDA
ACERO 1/4"
VANO REGULADOR: 66 [m]



CONDUCTOR ACSR 2/0 AWG
VANO REGULADOR: 66 [m]

