



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO OPERACIONAL DE
LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 230 kV
PUERTO QUETZAL-SUBESTACIÓN ALBORADA**

Edgar Raúl Cabrera Letona

Asesorado por el Ing. Ángel Eduardo Polanco Anzueto

Guatemala, agosto de 2006

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XV
OBJETIVOS	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA	1
1.1 Antecedentes	1
1.1.1 Reseña Histórica	1
1.1.2 Servicios que Realiza	1
2. DISEÑO DE LA LÍNEA	3
2.1 Tipo de Conductor	3
2.2 Tipo de Estructuras	4
2.3 Pérdidas por efecto Joule y Corona	8
2.3.1 Pérdidas por efecto Joule	8
2.3.1.1 Ampacidad del Conductor	9
2.3.1.2 Resistencia efectiva 'R'	11
2.3.1.3 Transferencia de Calor por Convección 'Qc'	12
2.3.1.4 Radiación de Calor 'Qr'	12
2.3.1.5 Ganancia de Calor Solar 'Qs'	12
2.3.1.6 Viento y Temperatura Ambiente	13
2.3.1.7 Coeficientes de Elongación y resistividad térmica	14
2.3.1.8 Número de Reynolds	15
2.3.1.9 Temperatura del conductor en estado estable	16

2.3.1.10	Temperatura del conductor en estado transitorio	17
2.3.1.11	Capacidad de Calor del Conductor	18
2.3.1.12	Ganancia de Calor solar	23
2.3.1.13	Resistencia eléctrica del conductor	24
2.3.1.14	Aplicación del Método	24
2.3.2	Pérdidas por efecto Corona	30
2.3.2.1	Efecto Corona	31
2.3.2.2	Gradiente Superficial Crítico de un conductor cilíndrico	32
2.3.2.3	Influencia del factor de densidad del aire en el Gradiente superficial crítico	34
2.3.2.4	Influencia de las características de la superficie del Conductor en el gradiente superficial crítico	36
2.3.2.5	Voltaje crítico disruptivo de una línea trifásica con conductores múltiples por fase	37
2.3.2.6	Pérdidas por efecto corona en época seca	38
2.3.2.7	Cálculos de pérdidas corona en época seca y lluviosa	41
2.3.2.8	Aplicación del Método	44
2.4	Características del Aislamiento	45
2.4.1	Aislamiento equivalente a la cadena de discos	47
2.4.2	Determinación de las distancias de aislamiento	52
2.4.3	Distancia entre conductores	55
2.5	Tabla de libranzas del conductor	58
2.5.1	Altura mínima del conductor al suelo	58

6. AISLAMIENTO	131
6.1 Estudio de Daños	131
6.2 Estudio de la Superficie	132
7. DATOS OPERACIONALES	135
7.1 Curvas de Carga	135
7.1.1 Carga Máxima	137
7.1.2 Carga Mínima	138
7.1.3 Carga Mensual	138
7.1.4 Carga Diaria, Normal	138
8. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y PLAN DE ACCIÓN	139
8.1 Libranzas y Flechas	139
8.2 Modificación Estructural	140
8.3 Análisis de Libranzas de los vanos medidos	141
8.4 Libranzas en áreas invadidas	143
8.5 Libranzas en las áreas de quema de cultivos	144
8.6 Vandalismo sobre el conductor	147
8.7 Contaminación y daños en los aisladores	147
8.8 Daños en los postes por tránsito pesado	149
9. ANÁLISIS ECONÓMICO	151
9.1 Modificaciones en las estructuras Tipo I	151
9.2 Libranza adicional en áreas invadidas con vegetación	152
9.3 Libranza adicional en el área de cultivos de caña	153
9.4 Relocalización de la sección de estructuras dañadas por vehículos	153

CONCLUSIONES	155
RECOMENDACIONES	157
BIBLIOGRAFÍA	161
APÉNDICE	163

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Conductor FLINT 740 MCM	3
2. Estructura Tipo I	5
3. Estructura Tipo II	6
4. Estructura Tipo III	7
5. Estructura Tipo IV	8
6. Aislador de suspensión	57
7. Aislador Post-Type	57
8. Aislador Post-Type y cadena de suspensión en V	58
9. Alturas Hilo de Guarda	64
10. Soportes para Hilo de Guarda	64
11. Colocación de electrodos	75
12. Conexión y Desconexión de la bajada de tierra en el poste	76
13. Imágenes de la descarga a tierra de la línea de 230 kV	78
14. Quema de Caña	79
15. Poste Chocado	80
16. Camión cañero volcado	81
17. Fisuras en aisladores	82
18. Conductor deshilado	83
19. Vano 1	89
20. Vano 2	90
21. Vano 3	91
22. Vano 4	92
23. Vano 5	93
24. Vano 6	94

25. Vano 7	95
26. Vano 8	96
27. Vano 9	97
28. Vano 10	98
29. Vano 11	99
30. Vano 12	100
31. Vano 13	101
32. Vano 14 y 15	102
33. Vano 16	103
34. Vano 17	104
35. Catenaria	105
36. Prueba de Elasticidad	119
37. Vano 60429-604270	121
38. Medición 1	124
39. Medición 2	125
40. Medición 3	126
41. Colocación de Splaices	128
42. Conductor deshilado	129
43. Rotura de Aislador	131
44. Aisladores donde se tomó la muestra	134
45. Curva de Carga Promedio Año 2,005	135
46. Comparación Año 2,005	136
47. Aporte a la Demanda del SNI Año 2,005	137
48. Curva de Carga Promedio junio 2,005	138

TABLAS

I. Resistencia de conductores	11
II. Coeficientes de elongación térmica para conductores	14
III. Coeficientes de resistividad térmica de conductores metálicos	15
IV. Calores específicos de los materiales conductores	19
V. Ampacidad de conductores de muestra	28
VI. Temperatura de operación de los conductores de muestra	28
VII. Pérdidas por efecto Joule de los conductores de muestra	30
VIII. Factores F	39
IX. Flechas y tramos	43
X. Libranza vertical mínima del conductor	60
XI. Resultados de la Medición de red de tierra	74
XII. Fallas detectadas y documentadas en la línea	84
XIII. Salidas al Año de la Línea	85
XIV. Verificación de datos	109
XV. Distancias en cruces de la misma o diferente tensión	120
XVI. Análisis de las libranzas	146
XVII. Estructuras estimadas a modificar e insertar	151
XVIII. Estructuras estimadas a modificar e insertar en áreas invadidas	152
XIX. Comparación gradientes y pérdidas Corona	Apéndice
XX. Coeficientes y factores para cálculo de ampacidad de Conductores	Apéndice
XXI. Resumen de ampacidades y pérdidas Joule	Apéndice
XXII. Ampacidad de un conductor por fase Flint	Apéndice
XXIII. Datos de entrada y cálculos de perdidas Joule y Corona	Apéndice
XXIV. Resultados de tramos máximos y promedios	Apéndice
XXV. Valores de flashover en el entrehierro	Apéndice

GLOSARIO

Ampacidad del conductor	Es la capacidad de un conductor de transportar la corriente eléctrica en función de la temperatura del medio que lo rodea.
(BIL o NBI) Nivel Básico de impulso	Es la característica del aislamiento que le permite a los equipos de potencia utilizados en la construcción de líneas y subestaciones soportar las sollicitaciones dieléctricas y está definido por el voltaje soportado a la frecuencia del sistema.
Capacidad térmica en estado estable	Es un determinado valor de corriente eléctrica constante que produce la máxima temperatura admisible del conductor para condiciones de clima especificadas y características conocidas del conductor y asumiendo que el conductor está en equilibrio térmico.

Capacidad térmica en estado transitorio	La capacidad térmica en estado transitorio es la corriente final I_f , la cual produce la temperatura máxima admisible $T_{m\acute{a}x}$ en un tiempo especificado debido al cambio de escalón en la corriente eléctrica de algún valor de corriente inicial I_i .
Efecto Joule	Es la producción de calor por el paso de la corriente eléctrica en el conductor.
Flecha del conductor	Es la distancia vertical al centro del tramo interpostal desde el punto de anclaje del conductor al centro de la catenaria.
Ganancia de calor solar	Es el calor irradiado por el sol y el cielo, el cual aumenta la temperatura del conductor
Gradiente superficial crítico	Es un determinado valor de diferencia de potencial en la superficie del conductor, para el cual se inicia la ionización por choque.

Libranzas eléctricas	Es la distancia mínima requerida de separación entre conductores, conductor a tierra, etc., que garantiza la operación de la línea.
Nivel cerámico	Es el número de días de descargas atmosféricas al año en una determinada región.
Pérdidas corona	Son las pérdidas de energía debido a la ionización del aire alrededor del conductor.
Temperatura máxima admisible del conductor	Es el límite máximo de temperatura seleccionado para la mínima pérdida de tensión mecánica, flecha, pérdidas en la línea o combinación de ambas.
Tensión de tendido	Es un porcentaje de la tensión de ruptura el cual permite que el conductor quede tendido en la línea y forme la catenaria deseada.
Tensión de flameo en seco o en húmedo a baja frecuencia	Es la máxima tensión a frecuencia industrial que un aislador puede soportar en seco o bajo lluvia durante un minuto sin la iniciación del arco eléctrico o perforación.

Tensión de flameo al impulso (50%) Se define como la tensión al impulso -con onda de tensión positiva o negativa de 1.2/50 microsegundos- que aplicada a un aislador determina la iniciación del arco en el 50% de los impulsos aplicados.

Termografía La termografía es una técnica que permite, a distancia y sin ningún contacto, medir y visualizar temperaturas de superficie con precisión.

RESUMEN

Empresa Eléctrica de Guatemala, en 1992, después de tener los estudios de una línea de 230kV que sería construida desde Puerto Quetzal hacia la Subestación Alborada, decidió construir 42 km. de línea con un conductor por fase y es el 740 MCM AAAC "FLINT". Existen cuatro tipos de estructuras en la línea: La estructura en tangente, en ángulo, doble remate en ángulo y doble remate en línea.

Las descargas atmosféricas son un fenómeno natural y es uno de los factores más importantes del origen de fallas en los sistemas eléctricos, al menos un 75 % de las fallas tienen relación con el efecto que producen los rayos. Existe el concepto de densidad de rayos a tierra, representa una forma de medir el número de descargas o rayos que inciden por unidad de área en km^2 , éste valor se determina por medio de contadores de descargas. Asociado al concepto de densidad de rayos a tierra se tiene el de nivel cerámico, el cual se define como el número promedio de días con tormenta anual en un sitio, por ejemplo, un nivel de 30 representa 30 días de tormenta. Para representar gráficamente, esta información que es del tipo puntual se unen los puntos que tienen el mismo valor o nivel cerámico por medio de curvas que se denominan isocerámicas.

En el momento en que se construyó la línea no existía el problema de la vegetación, ahora años después varios puntos a lo largo de la línea han sido invadidos por moradores que construyeron sus viviendas y donde la vegetación crece en forma desordenada y sin control. El crecimiento de esta vegetación, principalmente árboles y platanales, alcanzan alturas próximas al conductor inferior, las cuales ya han ocasionado descargas a tierra y, por lo tanto, la salida de operación de la línea. El tipo de región donde se encuentra construida la línea de transmisión es de alto nivel de transporte pesado, hace algunos años los dueños de los ingenios ampliaron un tramo carretero para sufragar sus necesidades de transporte, esta ampliación provocó que, varios postes de la línea quedaran en el centro de la carretera, originando así, el problema de daño constante por rozas y pequeños choques a dichos postes. Ya ocurrió que uno de los camiones cañeros que transitan en el lugar, en época de zafra, chocó y esto provocó el colapso del poste 604167.

La distancia promedio entre estructuras se obtuvo de los puntos de ubicación de cada poste localizado por medio de GPS e ingresados en el Sistema de Información Geográfica de la Red Eléctrica de Empresa Eléctrica de Guatemala (SIGRE). Se estudiaron 17 vanos, los cuales sirvieron de muestra para el comportamiento del conductor.

Se estudiaron puntos calientes en la línea, por medio de la termografía, la radiación infrarroja es la señal de entrada que la cámara termográfica necesita para generar una imagen de un espectro de colores, en el que cada uno de los colores, según una escala determinada, significa una temperatura distinta, de manera que la temperatura medida más elevada aparece en color blanco, los postes en que se hizo ésta medición son el 604099 ubicado en el interior de la subestación Alborada, 604210 Aldea Obero Finca San Cayetano y el 604321 ubicado en la Subestación Puerto Quetzal.

OBJETIVOS

General

- Establecer la condición de operación actual de la línea ante un incremento de carga en la misma, sobre el proyecto inicial y el estado de sus componentes.

Específicos

1. Analizar problemas y deficiencias operacionales de la línea.
2. Proponer soluciones factibles que permitan mejorar el servicio, de tal manera que exista una reducción de fallas en la línea.
3. Optimizar el mantenimiento de la línea en las condiciones actuales ante las penalizaciones que se establecen en la ley general de electricidad vigente en nuestro país.

INTRODUCCIÓN

Las líneas de transmisión son uno de los elementos fundamentales en el transporte de Energía Eléctrica, ya que, se utilizan para llevar energía de un punto a otro.

Estas líneas de alta tensión suelen estar formadas por cables de cobre, aluminio o acero recubierto de aluminio o cobre. Estos cables están suspendidos de postes o torres de acero, por medio de cadenas de aisladores sintéticos o de vidrio. Gracias a la utilización de cables de acero recubierto y altas torres, la distancia entre éstas puede ser mayor, lo que reduce el coste del tendido de las líneas de transmisión.

En este proyecto se estudiará y evaluará el estado actual operacional de la línea de 230 kV, la cual va desde la planta Enron ubicada en Puerto Quetzal hacia la Subestación Alborada ubicada en Escuintla, con una longitud aproximada de 42 km, la cual transportaba una carga máxima de 110 MW cuando fue puesta en operación y para lo cual fue calculada y actualmente la misma es operada al doble de su valor de cálculo, carga máxima de 220 MW.

Se desarrollará una investigación de cómo fue diseñada y construida la línea, que tipo de conductor, aislamiento, estructuras, etc. todo esto para tener un dato exacto de cómo estuvo la línea en sus primeros años de operación.

Para la evaluación del estado actual operacional se abordarán los temas estado del aislamiento, estado del conductor, distancias de seguridad y vandalismo.

Al desarrollar este trabajo se busca beneficiar a la empresa, dado que se darán soluciones técnicas para tener la línea en óptimas condiciones de operación.

1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

1.1 Antecedentes

1.1.1 Reseña Histórica

Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. es una sociedad de capital privado que tiene 111 años de servicio, trajo la luz a Guatemala tan sólo cinco años después de inaugurada la primera central generadora de energía del mundo.

1.1.2 Servicios que realiza

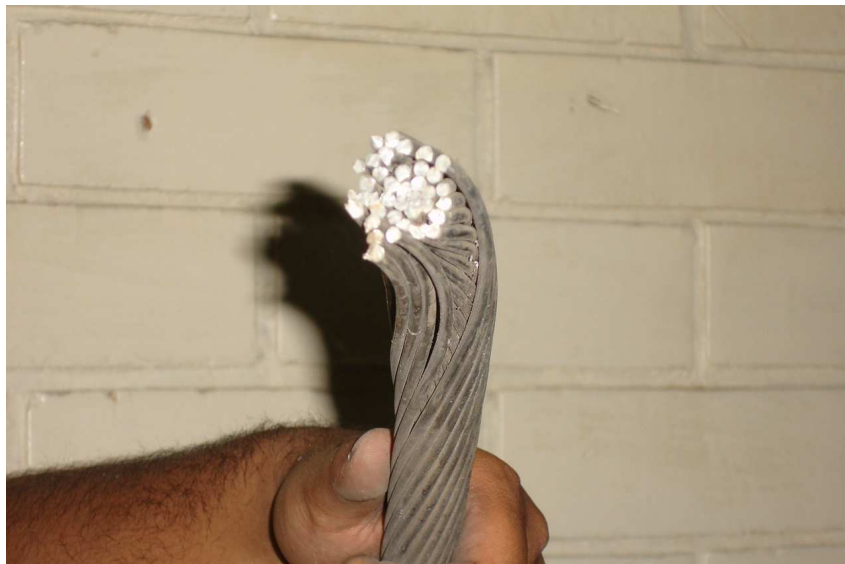
Por más de un siglo Empresa Eléctrica de Guatemala y sus colaboradores han evolucionado de acuerdo con las necesidades de los consumidores, se han adaptado a los cambios, generados tanto por eventos políticos y socioeconómicos, como por desastres naturales, ocurridos en el país. De la misma forma han modernizado su tecnología y sus operaciones para colocarse en la vanguardia, con un nivel de servicio de clase mundial. Además de los avances de la plataforma operativa, el servicio al cliente se ha caracterizado por contar con un equipo humano cuya energía positiva e identificación con la noble labor de Empresa Eléctrica de Guatemala, le permiten cumplir con la sociedad, al llevar la energía eléctrica a los hogares y empresas de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez. Entre los Servicios que actualmente realiza la empresa está en darle mantenimiento preventivo y correctivo a las líneas de 230 kV, 69 kV, 13.2 kV y de baja tensión.

2. DISEÑO DE LA LÍNEA

2.1 Tipo de Conductor

Empresa Eléctrica de Guatemala en 1,992 después de tener los estudios de una línea de 230kV que iba ha ser construida desde Puerto Quetzal hacia la Subestación Alborada, decidió construir 42 km. de línea con un conductor por fase y es él 740 MCM AAAC “FLINT” y fue seleccionado con criterios de mínimas perdidas corona. Sin embargo, el diseño de la línea fue la de considerar el conductor caliente a la temperatura de 53 °C, suficiente para el transporte de 110 MW de línea con un conductor Flint AAAC por fase, el cual fue elegido por capacidad de transporte, ver figura 1.

Figura 1. Conductor FLINT 740 MCM



2.2 Tipo de Estructuras

Las estructuras están instaladas en postes de concreto de 27 m, los cuales tienen las siguientes características:

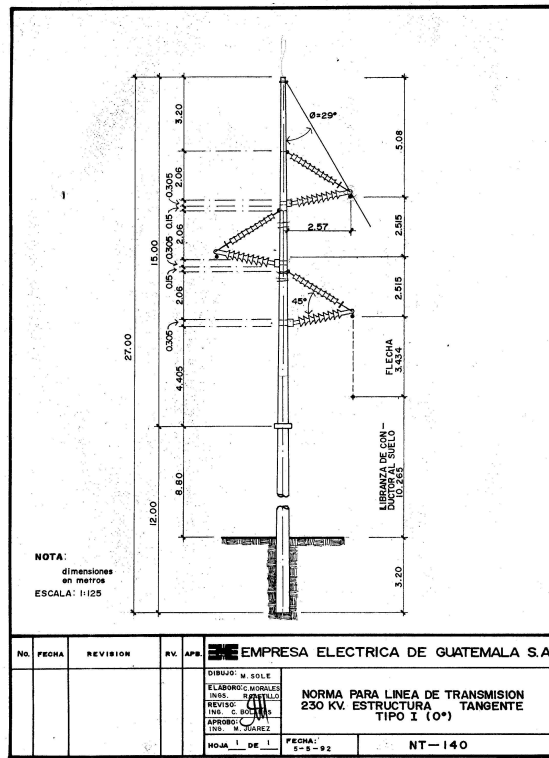
Diámetro de la punta	25.5 cm
Diámetro de la base	66 cm
Diámetro de la sección de acople	48 cm
Largo del módulo de la base	12 m
Largo del modulo de la punta	15 m
Peso del módulo de la base	12,500 lbs.
Peso del modulo de la punta	6,600 lbs.
Peso total del poste armado	19,100 lbs.
Resistencia	2,000 lbs.
Factor de seguridad	2 a 1
Empotramiento en el suelo	3.20 m

Existen cuatro tipos de estructuras en la línea de 230kV Puerto Quetzal-Subestación Alborada, las cuales son:

- I. Tangente
- II. En ángulo
- III. Doble Remate en ángulo
- IV. Doble Remate en Línea

Tipo I: La estructura en tangente se muestra en la figura 2, la cual utiliza aisladores en V. Su utilización es entre los ángulos 0° a 1° , si el ángulo está entre el rango anterior, el tramo deberá reducirse sin exceder la capacidad del poste.

Figura 2. Estructura Tipo I



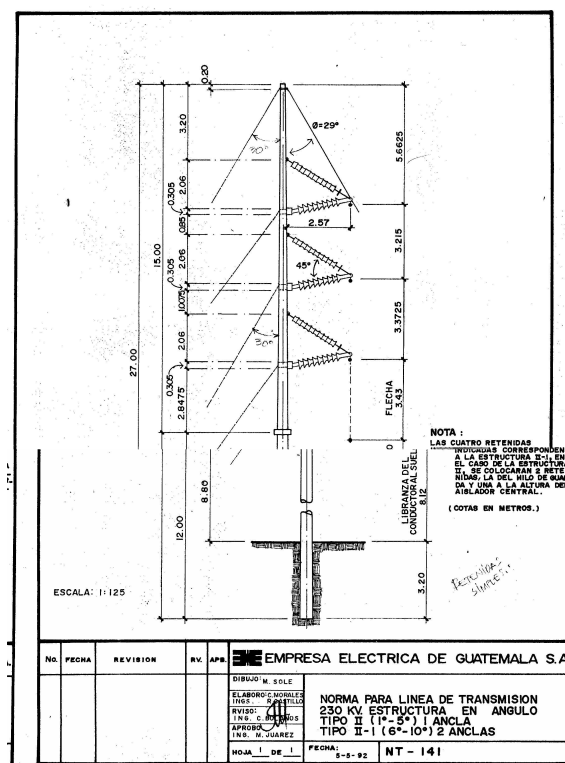
Tipo II: Estructura en ángulo se muestra en la figura 3, las tres fases de los conductores están localizadas verticalmente sobre el mismo lado del poste, dejando libre el otro lado del poste para los tirantes de anclaje. Se utilizan los mismos aisladores de la estructura en tangente y se utiliza para ángulos de 1° - 5° y de 6° - 10° .

La separación vertical entre conductores de fase es de 3.35m (11 pies), lo cual es menos que 5 metros (16.4 pies) de separación entre conductores de fase en la estructura en tangente, pero como la altura del poste es de 27m, lo cual hace que se sacrifique un poco la libranza fase a tierra.

Las pérdidas corona y el gradiente superficial crítico para esta configuración son mayores que los valores obtenidos en la estructura en tangente, ver tabla XIX en el Apéndice A.

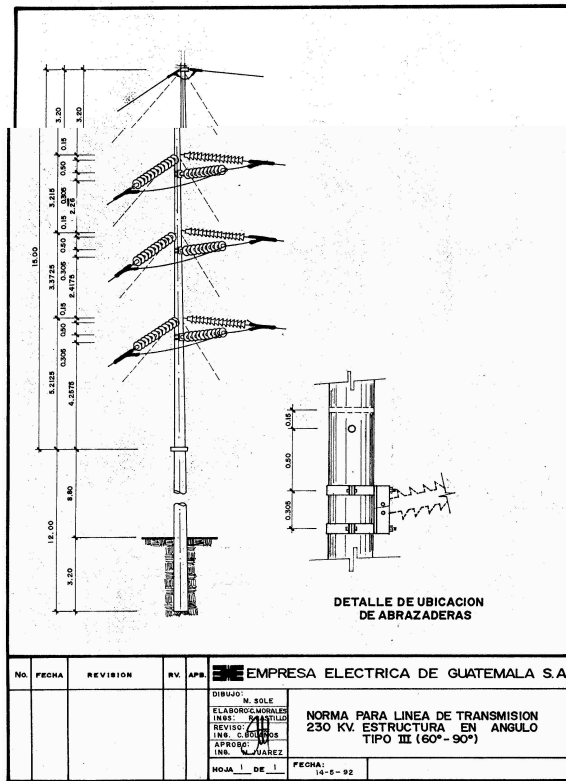
El incremento de los valores de gradiente superficial y consiguientes pérdidas corona para ésta configuración es posible que cause ruido audible y radio interferencia, debido a que los valores del gradiente superficial crítico están cerca del valor de inicio del gradiente crítico corona (cerca de 30 kV / cm AC pico) en tiempo de lluvia.

Figura 3. Estructura Tipo II



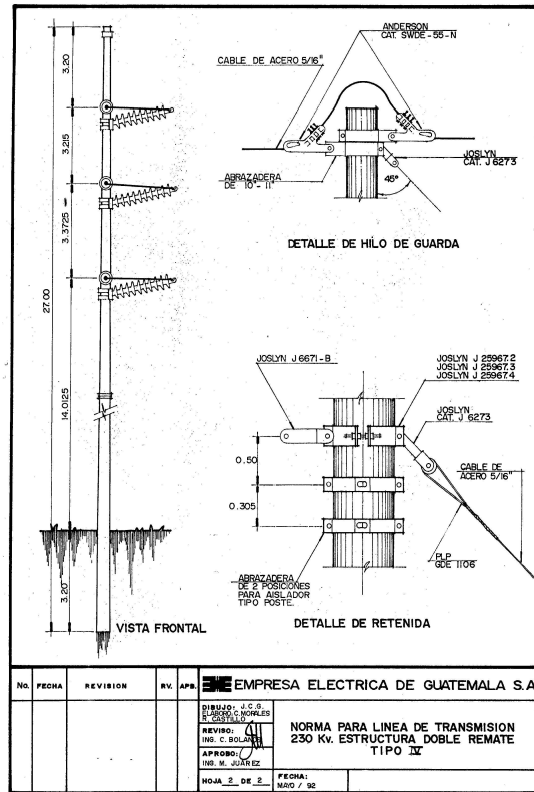
Tipo III: Estructura doble remate en ángulo se muestra en la figura 4, la aplicación de esta estructura va de los ángulos de 60° a 90°. Los conductores se rematan al poste en configuración vertical con aisladores de suspensión con una capacidad de tensión última de 25,000 libras. Requiere de tirantes para cada conductor y en ambos sentidos en dirección opuesta de la línea.

Figura 4. Estructura Tipo III



Tipo IV: La estructura doble remate en línea se muestra en la figura 5, la aplicación de esta estructura es para ángulos de 180°. Los conductores se rematan al poste en configuración vertical con aisladores de suspensión. Requiere de tirantes para cada conductor y en ambos sentidos en dirección opuesta de la línea.

Figura 5. Estructura Tipo IV



2.3 Pérdidas por Efecto Joule y Corona

2.3.1. Pérdidas por Efecto Joule

La generación de calor producida por el paso de corriente eléctrica en los conductores aéreos desnudos es uno de los mayores parámetros que se deben considerar durante el diseño y operación de las líneas de transmisión. La temperatura se produce, como consecuencia del calor generado tiende a expandir el conductor y a estirarlo, lo cual resulta en una mayor flecha que podría ocasionar riesgos de operación. Adicionalmente, a los cambios en las propiedades físicas del cable causadas por altas temperaturas, las consecuencias económicas asociadas con las pérdidas por calentamiento, se traducen en energía no disponible para el servicio de cargas que producirán riesgo.

De todos los componentes que intervienen en un sistema de transmisión, el más importante es el conductor; éstos se clasifican generalmente según: el tipo, calibre, ampacidad y tensión de ruptura. Aquí nos concentraremos en el conductor instalado que es el AAAC.

2.3.1.1 Ampacidad del Conductor: La ampacidad de un conductor es la capacidad de transportar corriente eléctrica en función de la temperatura. La capacidad térmica de una línea se calcula considerando las peores condiciones típicas, lo cual hace que el diseño sea en principio conservador, sin embargo posteriormente se debe evaluar la cargabilidad de la línea al definir el límite de pre-contingencia con suficiente capacidad térmica y que permita continuar con el servicio bajo condiciones de post-contingencia, en este calculo la línea se considera específicamente para interconectar al Sistema Nacional una Planta Generadora con el máximo de su capacidad de 110 MW (en 1992).

El método que se utiliza para el calculo de la ampacidad se basa en la norma ANSI/IEEE std. 738 "Calculation of Bare Overhead Conductor Temperature and Ampacity Under Steady State Conditions. El cual define la ecuación fundamental del balance de calor como:

$$I^2R + Q_s = Q_c + Q_r$$

donde:

I=corriente eléctrica

R=resistencia efectiva

Q_s=ganancia de calor solar

Q_c=transferencia de calor por convección

Q_r=radiación de calor

La temperatura en la superficie de un conductor depende de las propiedades intrínsecas del material (resistividad), diámetro, condiciones de la superficie (emisividad, absorción, etc.), condiciones climatológicas del ambiente (temperatura del aire, etc.) y corriente eléctrica.

Las primeras dos propiedades están definidas por el material y son específicamente químicas y físicas. Las condiciones de la superficie dependen del medio ambiente y pueden variar con el tiempo. Las condiciones climatológicas varían según la hora y la estación del año. La corriente eléctrica puede ser constante ó variar en función de la carga del sistema de potencia, despacho de generación y otros factores. Aunque las condiciones del ambiente y del clima, la corriente y la temperatura de los conductores no están necesariamente en una condición de estado estable, el método del cálculo lo asume así en el período permanente.

Se incluye el método matemático y las ecuaciones que relacionan la corriente eléctrica “I” y la temperatura del conductor “Tc”, el método del cálculo puede ser utilizado en dos casos:

- a. Para calcular la temperatura del conductor cuando se conoce la corriente eléctrica.
- b. Para calcular la corriente eléctrica para la temperatura máxima admisible del conductor.

En general, las diferencias encontradas en el calculo de la ampacidad para diferentes investigadores son las informaciones meteorológicas supuestas y no tanto el método.

2.3.1.2 Resistencia efectiva “R”: Los conductores eléctricos presentan una resistencia al paso de la corriente eléctrica que causa la conversión de una parte de la energía eléctrica que circula por el conductor en calor, en proporción directa a la resistencia del conductor y al cuadrado del valor eficaz de la intensidad de corriente que circula por el conductor. Las resistencias AC del conductor (Ohm/milla) a las temperaturas especificadas en grados centígrados fueron obtenidas en laboratorio según se muestra en la tabla I:

Tabla I. Resistencia de conductores

Conductor			Diám. Ext. Pulg	Resistencia Ohms/milla AC a 60 Hz. (Temperatura en °C)			
Palabra Calve	Calibre MCM	No. de Hilos		25	50	75	100
Partridge	266.8 ACSR	26/7	0.642	0.3522	0.3869	0.4216	0.4563
Linnet	336.8 ACSR	26/7	0.720	0.2797	0.3072	0.3348	0.3623
Hawk	477 ACSR	26/7	0.858	0.1975	0.2169	0.2363	0.2557
Elgin	652 AAAC	19	0.926	0.1647	0.1784	0.1922	0.2059
Flint	740.8 AAAC	37	0.990	0.1455	0.1575	0.1696	0.1817
Grosbeak	740 ACAR	18/19	0.990	0.1344	0.1473	0.1602	0.1731

2.3.1.3 Transferencia de Calor por Convección “ Q_c ”: La transferencia de calor por convección depende del diámetro del conductor, velocidad del viento, temperatura ambiente, temperatura de la superficie del conductor, viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire. Para este caso se seleccionó la velocidad del viento 2 pies/segundo es un valor generalmente adoptado por las Empresas Eléctricas y la temperatura ambiente 40° C la cual esta basada de acuerdo a la temperatura máxima registrada en la región.

2.3.1.4 Radiación de Calor “ Q_r ”: La radiación de calor al conductor depende del diámetro del conductor, coeficiente de emisividad, temperatura ambiente y temperatura del conductor. La emisividad varía durante la vida de un conductor dependiendo de su superficie. Ésta variación puede ser 0.23 para conductores nuevos a 0.91 para conductores ennegrecidos por el clima, 0.5 es un valor ampliamente utilizado en condiciones de diseño y para este caso, se utilizará 0.5 para diseño y el valor más alto 0.91 para condiciones típicas de operación debido a la quema de cañaverales de Escuintla.

2.3.1.5 Ganancia de calor solar Q_s : La ganancia de Calor solar es el calor irradiado por el sol, el cual aumenta la temperatura en el conductor y depende del diámetro del conductor, coeficiente de absorción del conductor, altitud y azimut del sol, calor de radiación del cielo y azimut de la línea de transmisión. Similar a la emisividad el índice de absorción de un conductor varía durante la vida de la línea 0.23 para conductores nuevos a 0.97 para conductores ennegrecidos por el clima, del mismo modo que la emisividad se escogerá 0.5 para condiciones de diseño y 0.97 para condiciones típicas de operación debido a la quema de cañaverales en la región de Escuintla.

La altitud y azimut del sol es función de la localización del proyecto y de la hora del día. Para este estudio asumiremos que la línea de transmisión está localizada a 15° latitud norte, la altitud y azimut del sol están aproximadamente a 68° 78° respectivamente a la 10:00 A.M. y 87°00° respectivamente al medio día. Las ampacidades típicas están determinadas tomando un promedio de las 10:00 A.M. y los valores del medio día. Para éste cálculo se utilizará una altitud del sol de 74.5 grados y un azimut del sol de 39 grados.

El calor irradiado por el sol y el cielo es función de la atmósfera clara o industrial. En éste estudio se seleccionó el valor del calor solar de 95.36 W/pie² el cual está asociado con una altitud del sol de 74.5 grados con atmósfera clara. La línea de transmisión tendrá un azimut de 0 grados respecto a la tierra en dirección Norte-Sur.

2.3.1.6 Viento y Temperatura Ambiente: Las condiciones atmosféricas, particularmente el viento, tienen efectos considerables en la capacidad térmica de los conductores aéreos desnudos. El viento provee enfriamiento y actúa principalmente en las pérdidas de calor por convección q_c del aire circundante. El enfriamiento que produce el viento depende de la temperatura del aire, la velocidad y dirección.

Muchas de las velocidades del viento son obtenidas por un anemómetro tipo copa Standard en las oficinas meteorológicas el cual tiene una inercia de arranque significativa. Como en las lecturas de velocidad del viento bajas está en duda, es un parámetro conservativo para los cálculos de temperatura del conductor. Ya que la probabilidad de que ocurra simultáneamente los dos eventos: 2 pies/seg. de velocidad del viento y 40° C de temperatura ambiente es muy baja, esto hace que los cálculos sean conservadores.

Sin embargo, el efecto de los árboles, montañas y edificios que cubren del viento al conductor puede resultar en una reducción del enfriamiento. Teóricamente un viento paralelo al conductor puede resultar en un aumento de la temperatura del conductor, como en condiciones de ausencia de viento. La dirección del viento y el eje del conductor se asumen que están en un plano paralelo al suelo. Cuando el viento sopla paralelo al eje del conductor, se determina viento paralelo y cuando el viento sopla perpendicular al conductor, se determina viento perpendicular.

2.3.1.7 Coeficientes de elongación y resistividad térmica:

Los dos parámetros más importantes intrínsecos del material son el coeficiente de elongación térmica y el coeficiente de resistividad térmica, los cuales determinan como será la flecha del conductor y los cambios de resistencia eléctrica con la temperatura.

El coeficiente de elongación térmica es una fracción de incremento en la longitud por grado de temperatura. Los valores típicos de estos coeficientes se presentan en la tabla II para varios materiales de conductores normados. Note que la elongación térmica del acero es exactamente la mitad que la del aluminio, esto implica que la tensión de tendido se transfiere al núcleo de acero del ACSR cuando incrementa la temperatura del conductor.

Tabla II. Coeficientes de elongación térmica para conductores

Unidad	1350	6201-T81	Acero, Aweld	Acero Galv
Por °C a 20 °C	0.000023	0.000023	0.000013	0.0000115
Po °F a 68 °F	0.0000128	0.0000128	0.0000072	0.0000064

El coeficiente de resistividad térmica es una fracción de incremento en la resistividad eléctrica por grado de temperatura. Los valores típicos se muestran en la tabla III. Basado en los valores de estos parámetros, se puede ver que la resistividad de los hilos de aleación de aluminio se incrementa aproximadamente en 4% por cada 10° C. La resistencia del conductor ACSR es determinada mayormente por los hilos de aluminio. De manera que, la variación de la resistencia del ACSR con la temperatura es esencialmente debida al aluminio según la tabla II.

Las variaciones de la longitud y resistividad indicadas por las tablas anteriores son reversibles, esto es si la temperatura inicial del conductor aumenta y posteriormente decrece a la temperatura inicial, entonces la longitud y resistividad no cambiarán. Otros dos parámetros irreversibles relacionados con la operación a altas temperaturas que consisten en la termo deformación plástica y el recocido o destemple.

Tabla III. Coeficientes de resistividad térmica de conductores metálicos

Unidad	1350	6201-T81	Acero, Aweld	Acero Galv
Por °C a 20 °C	0.00403	0.00347	0.0036	0.0032
Po °F a 68 °F	0.00224	0.00193	0.002	0.00178

2.3.1.8 Número de Reynolds: Es un número sin dimensionales y es igual a la velocidad del aire (V_w) en pies/hora por el diámetro del conductor (D) en pies dividido por la viscosidad cinemática (μ_f / ρ_f) en (lbs/hora-pie)/ (lbs/pie³).

Para diferenciar entre flujo de aire laminar y el turbulento en el cálculo de las pérdidas de calor por convección forzada se utilizan dos formulas; la transición de una a otra se hace por medio del número de Reynolds con un valor de 1,000. En estudios realizados por unos investigadores se reconoció que las curvas de convección forzada no necesariamente se interceptan en el número de Reynolds. Porque la turbulencia del viento empieza a cierta velocidad y alcanza su pico a mayor velocidad, donde la transición de una curva a otra es una línea curva y no una discontinuidad. El valor de transición de 1,000 para el número de Reynolds fue seleccionado por conveniencia para el cálculo de la ampacidad por ser el más representativo para todas las condiciones del viento.

2.3.1.9 Temperatura del conductor en estado estable: La temperatura del conductor en estado estable se define a un determinado valor de corriente constante para condiciones del clima especificadas y características del conductor conocidas, asumiendo que el conductor está en equilibrio térmico. Es decir, en un instante de referencia ($t=0$) se asume que la temperatura del conductor, la velocidad del viento, la temperatura ambiente, etc., son constantes. En este caso, las pérdidas de calor por convección y radiación no dependen linealmente con la temperatura del conductor, por lo que, la ecuación del balance de calor se resuelve en términos de la temperatura del conductor, corriente y variables meteorológicas por un proceso de iteración. Para obtener la corriente del conductor por medio del procedimiento siguiente:

- Se asume una temperatura del conductor.
- Se calculan las pérdidas de calor correspondientes.
- La corriente del conductor da lugar a calcular la temperatura del conductor. (ecuación 1b)
- La corriente calculada se compara con la corriente del conductor dada.
- La temperatura del conductor crece o decrece hasta que la corriente calculada es igual a la corriente dada.

2.3.1.10 Temperatura del conductor es estado transitorio:

El período transitorio consiste en que, la temperatura del conductor variará en función de un tiempo especificado por el cambio de escalón en la corriente eléctrica de algún valor de corriente inicial I_i . En realidad, la temperatura de un conductor es dinámica en respuesta a los cambios en la corriente eléctrica y condiciones meteorológicas.

Sin embargo, se asume que los parámetros meteorológicos permanecen constantes (la velocidad y dirección del viento, la temperatura ambiente, etc.) y los cambios de corriente eléctrica se dan en escalón de una corriente inicial I_i a una corriente final I_f , ya que para variaciones de corriente en tiempos relativamente cortos la temperatura tarda en alcanzar la temperatura final T_f de acuerdo a la constante de inercia térmica en un 63.3 % de los cambios de temperatura.

Antes de los cambios de corriente en el escalón ($t=0$), se asume que el conductor está en equilibrio térmico. Esto es la suma del calor generado por las pérdidas joule y el calentamiento del sol igual a las pérdidas de calor por convección y radiación. Inmediatamente después, que la corriente cambia al escalón ($t=0+$) la temperatura del conductor no cambia instantáneamente, tampoco la resistencia del conductor y la proporción de las pérdidas de calor por convección y radiación, pero esas proporciones de pérdidas de calor y pérdidas joule se van incrementando. Por lo tanto, en el tiempo $t=0+$, la temperatura del conductor comienza a incrementarse en proporción dada por la ecuación del balance de calor en estado no estable.

Después de un tiempo Δ_t , la temperatura del conductor tiene incrementos $\Delta_{t,c}$, lo cual da lugar a pérdidas de calor más altas por convección y radiación y de igual forma la generación de calor por la resistencia son más altas incrementando la resistencia. Para un cambio de tiempo Δ_t a $2\Delta_t$, la temperatura del conductor continua incrementándose en una menor proporción. Después de un gran número de tales intervalos de tiempo, la temperatura del conductor se aproxima a la temperatura en estado estable final T_f .

2.3.1.11 Capacidad de Calor del Conductor: La capacidad de calor del conductor está definida como el producto del calor específico y la masa por unidad de longitud. La masa por unidad de longitud del conductor y los componentes del conductor para aluminio y conductores compuestos de aluminio están dadas en la tabla IV y si el conductor consiste de más de un material (por ejemplo ACSR), entonces la capacidad de calor del núcleo y las capas tensadas exteriores están definidas así:

Por ejemplo: para 795Kcmil 26/7 Drake ACSR los pesos del núcleo del acero y las capas exteriores de aluminio son 0.344Lbs/pie y 0.750Lbs/pie respectivamente, así la capacidad total del calor del conductor a 25° C es:

$$\begin{aligned} mC_p (\text{alum, a } 25^\circ \text{ C}) &= 0.750[\text{Lbs/pie}] * 433 [\text{watt-seg/lbs-}^\circ \text{ C}] \\ &= 325 \text{ W-seg/pie-}^\circ \text{ C} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} mC_p (\text{acero, a } 25^\circ \text{ C}) &= 0.344[\text{Lbs/pie}] * 216 [\text{watt-seg/lbs-}^\circ \text{ C}] \\ &= 74.3 \text{ W-seg/pie-}^\circ \text{ C} \end{aligned}$$

La capacidad total de calor para Drake ACSR es 399 W-seg/pie-° C.

Tabla IV. Calores específicos de los materiales conductores

Material	Cp [W-seg/Kg-°C]	Cp [W-seg/Lb-°C]
Aluminio	954	433
Acero	477	216
Alumoweld	532	242

Para el calculo del rango térmico en el período transitorio con una duración de 5 a 30 minutos, las componentes de temperatura del conductor son aproximadamente iguales después del incremento del escalón en la corriente y la capacidad de calor del conductor puede ser tomada como la suma de las componentes de las capacidades de calor como se muestra en la ecuación:

$$mC_p = \sum m_i * C_{pi}$$

Definición de símbolos para el cálculo de capacidad térmica en estado estable:

I = Corriente del conductor, en amperios a 60 Hz.
I_i = Corriente inicial antes de los cambios de escalón en amperios a 60 Hz.
I_f = Corriente fina después de los cambios de escalón en amperios a 60 Hz.

K_{ángulo} = factor de dirección del viento.

mC_p = capacidad total de calor del conductor, en watts-seg/pie ° C.

q_c = Pérdidas de calor por convección, en watts por pie lineal del conductor.

Q_r = Pérdidas de calor por radiación, en watts por pie lineal del conductor.

Q_s = Ganancia de calor del sol, en watts por pie lineal del conductor.

T_a = Temperatura ambiente, en ° C.

t_c = Temperatura promedio del conductor, en ° C.

t_f = Temperatura de la película de aire, en ° C.

= $(t_c + t_a)/2$

R(t_c) = Resistencia por pie lineal del conductor a 60 Hz. Y t_c, en Ω/ pie

d = Diámetro del conductor, en pulgadas.

D_o = Diámetro del conductor, en pies.

ρ_f = Densidad del aire, en Lbs/pie³.

V_w = Velocidad del viento, en pies/hora.

μ_f = Viscosidad absoluta del aire, en Lbs/horas-pie.

K_f = Conductividad térmica del aire a la temperatura t_f, en watts/pie-°C.

T_c(t) = Temperatura del conductor, en ° C.

T_a = Temperatura ambiente, en ° C.

$\varepsilon =$	Coeficiente de emisividad, 0.23 a 0.91.
$\alpha =$	Coeficiente de absorción solar, 0.23 a 0.91.
$Q_s =$	Radiación total de calor solar y del cielo, en watts/pie ² .
$A' =$	Área proyectada del conductor, en pie ² por pie lineal.
$=$	$d_o = d/12$
$\theta =$	Ángulo efectivo de incidencia de los rayos del sol, en grados.
$H_c =$	Altitud del sol, en grados.
$Z_c =$	Azimut del sol, en grados.
$Z_l =$	Azimut de la línea, en grados.
$H_e =$	Elevación del conductor sobre el nivel del mar, en pies.

Si se conocen las temperaturas del conductor (T_c), los parámetros meteorológicos en estado estable (V_w , T_a , etc.), las pérdidas de calor por convección y radiación (q_c y q_r), la ganancia de calor solar (q_s) y la resistencia del conductor R (T_c) pueden ser calculadas por las fórmulas para el cálculo de la capacidad térmica. La correspondiente corriente del conductor (I) producida a la temperatura del conductor bajo condiciones atmosféricas puede ser encontrada del balance de calor del estado estable de la ecuación 1b.

Fórmulas para el cálculo de la capacidad térmica:

Ecuación fundamental de balance de calor en estado estable:

$$q_c + q_r = q_s + I^2 R(T_c) \quad (\text{EC. 1a})$$

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{r}} \quad (\text{EC 1b})$$

Ecuación de balance de calor en estado no estable:

$$q_c + q_r + mC_p \left(\frac{dT_c}{dt} \right) = q_s + I^2 R(T_c) \quad (\text{EC 2a})$$

$$\left(\frac{dT_c}{dt}\right) = \frac{1}{mC_p} [R(T_c)I^2 + q_s - q_c - q_r] \quad (\text{EC 2b})$$

Pérdidas de calor por convección forzada

$$q_{c1} = (1.01 + 0.37(d\rho_f V_w / \mu_f)^{0.52})k_f(t_c - t_a) \quad \text{en W/pie del conductor (EC 3a)}$$

$$q_{c2} = (0.1695(d\rho_f V_w / \mu_f)^{0.6})k_f(t_c - t_a) \quad \text{en W/pie del conductor (EC 3b)}$$

La ecuación 3^a se aplica para bajo viento, la ecuación 3b se aplica para altas velocidades del viento. Se usará el valor máximo de q_c obtenido de las dos ecuaciones. El término enfriamiento por convección es multiplicado por $k_{\text{ángulo}}$, el factor de dirección del viento, donde ϕ es el ángulo entre la dirección del viento y el eje del conductor.

$$k_{\text{ángulo}} = 1.194 - \cos(\phi) + 0.194\cos(2\phi) + 0.368\sin(2\phi) \quad (\text{EC 4a})$$

El factor de dirección del viento puede ser expresado en función del ángulo (w) entre la dirección del viento y perpendicular al eje del conductor. Este ángulo es complemento de ϕ y el factor de dirección del viento para llegar a ser:

$$k_{\text{ángulo}} = 1.194 - \text{sen}(w) - 0.194\cos(2w) + 0.368\sin(2w) \quad (\text{EC 4b})$$

Pérdidas de calor por convección natural en el nivel del mar

$$q_c = 0.072d^{0.75}(T_c - T_a)^{1.25} \quad \text{en W/pie del conductor (EC 5a)}$$

Pérdidas de calor por convección natural para cualquier altura sobre el nivel del mar

Con la velocidad del viento cero, ocurren las pérdidas de calor por convección natural siguientes:

$$q_c = 0.283\rho_f^{0.5}d^{0.75}(T_c - T_a)^{1.25} \quad \text{en W/pie del conductor (EC 5b)}$$

Es recomendable usar la mayor de las pérdidas de calor por convección natural y forzada con una magnitud de velocidad del viento baja. Para ambas pérdidas por convección natural y forzada, la densidad del aire ρ_f la cual está en función de la altura sobre el nivel del mar, la viscosidad del aire μ_f y el coeficiente de conductividad térmica del aire k_f , están tomadas de la tabla 1 de t_f , de la norma IEEE 738-1986.

$$t_f = \frac{t_c - t_a}{2} \quad (\text{EC } 6)$$

Pérdidas de calor radiado

$$q_r = 0.138d\epsilon((T_c + 273)/100)^4 - ((T_c + 273)/100)^4)$$

en W/pie del conductor (EC 7)

2.3.1.12 Ganancia de calor solar: El método simple para calcular la ganancia de calor solar esta dado en las ecuaciones 8 y 9. El resultado más conservador es suponer un ángulo de incidencia de 90° el cual dará el menor valor de ampacidad y será apropiado para muchos propósitos.

$$q_s = \alpha Q_s (\text{sen } \theta) A' \quad (\text{EC } 8)$$

$$\theta = \cos^{-1}((\cos H_c) \cos(Z_c - Z_l)) \quad (\text{EC } 9)$$

2.3.1.13 Resistencia eléctrica del conductor: La resistencia eléctrica de conductores trenzados desnudos varía con la frecuencia, la densidad de corriente promedio y la resistencia. En este trabajo, la resistencia eléctrica está calculada únicamente en función de la temperatura del conductor. La resistencia del conductor en alguna otra temperatura, T_c , se encuentra de la interpolación de acuerdo a la ecuación 10:

$$R(T_c) = [(R(T_{HIGH}) - R(T_{LOW})) / (T_{HIGH} - T_{LOW})] * (T_c - T_{LOW}) + R(T_{LOW}) \quad (\text{EC } 10)$$

2.3.1.14 Aplicación del Método: Encontrar la capacidad térmica en estado estable (ampacidad) del conductor 740.8 kcmil AAAC-6201, bajo las siguientes condiciones:

Velocidad del viento V_w :	2 pies/seg sobre el nivel del mar y perpendicular al conductor.
Coefficiente de emisividad ε :	0.5
Coefficiente de absorción solar α :	0.5
Temperatura ambiente del aire T_a :	40° C
Temperatura máxima admisible del conductor:	100° C
Diámetro exterior del conductor D :	0.991"
Resistencia AC del conductor $R(T_c)$ Ohms/milla:	
25° C	0.1455
50° C	0.1575
75° C	0.1696
100° C	0.1817
Dirección de la línea:	Norte-Sur
Latitud:	15° Norte
Atmósfera:	Clara
Altitud promedio del sol H_c :	Entre 10:00 A.M. y medio día

Solución:

Paso 1. Pérdidas de calor por convección natural

$$q_c = 0.283\rho_f^{0.5}d^{0.75}(T_c - T_a)^{1.25}, \text{ (EC 5b)}$$

$$d = 0.991''$$

$$T_c = 100^\circ \text{ C}$$

$$T_a = 40^\circ \text{ C}$$

$$T_f(\text{película}) = (T_c + T_a)/2 = (100 + 40)/2 = 70^\circ \text{ C}$$

$$\rho_f = 0.0643 \text{ lb/pie}^3 \text{ (de la tabla XX en el Apéndice A a } 70^\circ \text{ C)}$$

$$q_c = 0.283(0.0643)^{0.5}(0.991)^{0.75}(100 - 40)^{1.25}$$

$$\mathbf{q_c = 11.78 \text{ W/pie}}$$

Cuando la velocidad del viento es >0 , entonces las pérdidas de calor por convección forzado pueden ser calculadas de las ecuaciones 3^a y 3b, el valor mayor natural o forzado se deberá utilizar para el cálculo de la capacidad térmica.

$$q_{c1} = (1.01 + 0.37(d\rho_f V_w / \mu_f)^{0.52})k_f(t_c - t_a) \quad \text{(EC 3a)}$$

$$q_{c2} = (0.1695(d\rho_f V_w / \mu_f)^{0.6})k_f(t_c - t_a) \quad \text{(EC 3b)}$$

donde:

$$V_w = (2 \text{ pies/seg})(3600 \text{ s/h}) = 7,200 \text{ pies/h}$$

$$\mu_f = 0.0494 \text{ lb/h (pie)} \text{ (de la tabla XX en el Apéndice A a } 70^\circ \text{ C)}$$

$$\rho_f = 0.0643 \text{ lb/pie}^3 \text{ (de la tabla XX en el Apéndice A a } 70^\circ \text{ C)}$$

$$K_f = 0.00898 \text{ W/pie } (^\circ \text{ C)} \text{ (de la tabla XX en el Apéndice A a } 70^\circ \text{ C)}$$

$$q_{c1} = (1.01 + 0.371((0.991)(0.0643)(7200)/0.0494)^{0.52})(0.00898)(60)$$

$$q_{c1} = 23.670 \text{ W/pie}$$

$$q_{c2} = 0.1695((0.991)(0.0643)(7200))/(0.0494)^{0.6}(0.00898)(60)$$

$$q_{c2} = 21.945 \text{ W/pie}$$

Paso 2. Pérdidas de calor radiado

$$q_r = 0.138d\varepsilon(((T_c + 273)/100)^4 - ((T_a + 273)/100)^4) \quad (\text{EC 7})$$

donde:

$$\varepsilon = 0.5$$

$$q_r = 0.138(0.991)(0.5)((373/100)^4 - (313/100)^4)$$

$$q_r = 6.673 \text{ W/pie del conductor}$$

Paso 3. Ganancia de calor solar

$$q_s = \alpha Q_s (\sin \theta) A' \quad (\text{EC 8})$$

$$\theta = \cos^{-1}((\cos H_c) \cos(Z_c - Z_l)) \quad (\text{EC 9})$$

donde:

$$\alpha = 0.5$$

$$A' = d/12 = 0.991/12 = 0.0825 \text{ pie}^2$$

de la tabla XX en el Apéndice A a 15° latitud norte

$$H_c \text{ a 10 A.M.} = 62^\circ$$

$$H_c \text{ al medio día} = 87^\circ$$

$$H_c \text{ a 11 A.M.} = (87+62)/2 = 74.5^\circ$$

$$Z_c \text{ a 10 A.M.} = 78^\circ$$

$$Z_c \text{ al medio día} = 0^\circ$$

$$Z_c \text{ a 11 A.M.} = (78+0)/2 = 39^\circ$$

de la tabla XX en el Apéndice A para $H_c = 74.5^\circ$ con atmósfera clara por interpolación se seleccionó $Q_s = 95.36 \text{ W/pie}^2$

Azimut de la línea 0° dirección norte

$$\theta = \cos^{-1}((\cos 74.5) \cos(39 - 0)) = 78.01^\circ$$

$$q_s = 0.5(95.36)(\sin 78.01^\circ)0.0825 = 3.848 \text{ W/pie del conductor}$$

Paso 4. Resistencia a 100° C

$$r_{100} = (0.1817 \Omega/\text{milla}) / (5280 \text{ pies/milla}) = 3.4 \cdot 10^{-5} \Omega/\text{pie}$$

Paso 5. Capacidad térmica en estado estable

Donde:

$$q_c = 23.670 \text{ W/pie}$$

$$q_r = 6.673 \text{ W/pie}$$

$$q_s = 3.848 \text{ W/pie}$$

$$r_{100} = 3.4 \cdot 10^{-5} \Omega/\text{pie}$$

$$I = \left((23.670 + 6.673 - 3.848) / (3.4 \cdot 10^{-5}) \right)^{1/2}$$

$$I = 878 \text{ A (a } 100^\circ \text{C de temperatura de conductor)}$$

Paso 6. Ampacidades para los conductores analizados

Para analizar las ampacidades de los conductores en estudio, se utiliza la metodología desarrollada en este capítulo para el cálculo de la ampacidad en estado estable y la tabla XX en el Apéndice A, adicionalmente si se consideran los parámetros de entrada del ejemplo anterior, para los arreglos de conductores descritos en la sección de Ampacidad del Conductor se tienen los siguientes resultados, los cuales se pueden observar en los cuadros de ampacidades de cada conductor al final de este capítulo:

La capacidad térmica máxima en estado estable en 230 kV a 75°C de temperatura del conductor y 40°C de temperatura ambiente son los siguientes:

Tabla V. Ampacidad de conductores de muestra

Ampacidad del conductor en Estado Estable (Amperios)	
2 conductores 266.8 Kcmil ACSR "Partridge"	730
2 conductores 336.8 Kcmil ACSR "Linnet"	846
2 conductores 477.0 Kcmil ACSR "Hawk"	1050
652.0 Kcmil AAAC-6201 "Elgin"	24
740.8 Kcmil AAAC-6201 "Flint"	641
740.0 Kcmil ACAR "Grosbeak"	660

Los requerimientos de ampacidad son 291 amperios que corresponde a 116MVA (110MW) de generación de transporte de la línea, la temperatura típica de operación de los conductores se muestra en la tabla VI a 40°C de temperatura ambiente.

Tabla VI. Temperatura de operación de los conductores de muestra

Temperatura operacional del conductor en estado estable bajo condiciones de diseño con 40°C de temperatura ambiente (°C para 291 Amperios)	
2 conductores 266.8 Kcmil ACSR "Partridge"	51°C
2 conductores 336.8 Kcmil ACSR "Linnet"	50°C
2 conductores 477.0 Kcmil ACSR "Hawk"	49°C
652.0 Kcmil AAAC-6201 "Elgin"	54°C
740.8 Kcmil AAAC-6201 "Flint"	53°C
740.8 Kcmil ACAR "Grosbeak"	53°C

Paso 7. Pérdidas Joule

Las pérdidas I^2R en condiciones típicas de operación de los conductores evaluados considerando su correspondiente resistencia eléctrica a la temperatura de operación se pueden observar en el cuadro siguiente:

$$I^2R \text{ totales} = 3 \cdot I^2 R_{ac}$$

Donde:

I = corriente de carga nominal en amperios

Rac = resistencia AC a la temperatura de operación del conductor en ohms/milla y a frecuencia nominal.

Para los casos donde se consideran dos conductores por fase la resistencia eléctrica de uno de los conductores corresponde a una corriente de 146 amperios, equivalente a 55 MW de potencia la cual es a la temperatura de operación del conductor en este caso. Por ejemplo para el conductor PARTRIDGE 266.8 kcmil dos conductores por fase corresponde una resistencia por conductor 0.3882 ohms/milla para dos conductores por fase 0.7764 ohms/milla, a lo cual le corresponde 8 KW/milla de pérdidas Joule para cada conductor del haz, 16 KW/milla para los dos conductores por fase -monofásicas- y 48 kW/milla de pérdidas trifásicas.

En el cuadro siguiente se puede apreciar los resultados de los cálculos para obtener las pérdidas Joule trifásicas en estado estable y en condiciones típicas de operación.

Tabla VII. Pérdidas por efecto Joule de los conductores de muestra

Conductor	Pérdidas Joule Trifásicas Kw/milla
2 conductores 266.8 Kcmil "Partridge"	48
2 conductores 336.8 Kcmil "Linnet"	42
2 conductores 477.0 Kcmil "Hawk"	30
652.0 Kcmil "Elgin"	45
740.8 Kcmil "Flint"	42
740.0 Kcmil "Grosbeak"	36

En la tabla XXI del Apéndice A se presentan los cuadros de cálculo, en los cuales se puede observar que para 110MW de potencia, la composición de dos conductores por fase 477.0kcmil "HAWK" es la que tiene más bajas pérdidas, siguiendo un conductor por fase 740.0kcmil "GROSBEAK".

En el Apéndice A tabla XXII, también se puede observar las ampacidades de los conductores para diferentes valores de temperatura del conductor, con sus respectivas resistencias, potencias de transporte y pérdidas Joule a 230 kV, factor de potencia 0.95, 40° de temperatura ambiente, 820 pies sobre el nivel del mar. Por ejemplo: para el conductor FLINT 740.8 kcmil AAAC-6201 se tiene que para 110 MW de potencia, la temperatura de operación del conductor es de 53°C.

2.3.2. Pérdidas por efecto corona

La determinación de las pérdidas eléctricas producidas por el efecto corona principalmente durante la época lluviosa y las pérdidas Joule, es de especial interés para evaluar y cuantificar los costos durante la operación de

la línea. La evaluación de los costos de pérdidas es importante por que se traduce en energía que podía venderse y recibir ingresos.

2.3.2.1 Efecto corona: El efecto corona son descargas causadas por la ionización del aire que rodea al conductor cuando éste se encuentra energizado. Puede oírse como un zumbido principalmente en época lluviosa y eventualmente como un fenómeno visible durante la noche como un resplandor violeta.

Si se somete un dieléctrico a un campo eléctrico, cuyo gradiente de potencial se va aumentando, se llegará a un valor del gradiente de potencial que exceda a la rigidez dieléctrica del dieléctrico y éste se perforará. Este valor del gradiente se llama gradiente disruptivo.

En particular, si se somete un conductor de una línea de transmisión a un voltaje creciente, el gradiente de potencial en la superficie del conductor crecerá y llegará a un instante en el cual será mayor que el gradiente disruptivo del aire. En ese momento, se producirá la ionización del aire que rodea al conductor manifestándose por una crepitación o ruido y luminosidad azulada que podrá percibirse en la oscuridad.

Este fenómeno de ionización se da en atmósfera debido a que existe siempre cierto número de iones libres, los cuales acelerados por la presencia de algún campo eléctrico puede producir la ionización de moléculas neutras por choque.

El efecto corona normalmente tiene varias etapas desde su inicio, ya que basta con que exista un campo eléctrico para que se manifieste sus efectos, lo que ocurre es que para propósitos prácticos solo se considera la parte de mayor interés. Las etapas que generalmente se consideran en el estudio del efecto corona son:

- **Efecto audible**, el cual se debe a la ionización del aire y producción de ozono, este ruido es muy suave y en ocasiones no perceptible.
- **Efecto audible declarado**, es un ruido relativamente fuerte y fácilmente perceptible.
- **La presencia de efluvios**, la cual se manifiesta como un desprendimiento intermitente de chispas en la línea.
- **Efecto luminoso**, corresponde a la presencia de un halo luminoso algunas veces intermitente, alrededor de los conductores y que es visible cuando las condiciones atmosféricas lo permiten.

2.3.2.2 Gradiente superficial crítico de un conductor

cilíndrico: Si un campo eléctrico fuese perfectamente uniforme, la ionización por choque aparecería en el aire para una temperatura de 25°C y una presión atmosférica de 760 mm de columna de mercurio, al alcanzar la intensidad del campo eléctrico o gradiente de potencial un valor de cresta de 30 kV/cm, que corresponde a un valor eficaz de 21.1 kV/cm para una onda senoidal.

Si se tiene un conductor energizado de una línea de transmisión, el campo eléctrico en la proximidad de él no es uniforme; por el contrario, varía muy rápidamente en función de la distancia, aún para distancias del orden del recorrido medio de los iones. Debido a esto la ionización por choque no aparece, sino hasta cuando el gradiente de potencial en la superficie del conductor alcanza un valor superior a 30 kV/cm y la ionización será mayor cuanto más pequeño sea el radio del conductor, la densidad y humedad relativa del aire sean mayores.

El valor del gradiente de potencial en la superficie del conductor para el cual se inicia la ionización por choque, se llama gradiente superficial crítico y se representa por g_o . De acuerdo a las investigaciones de Peek, g_o está dado, para las condiciones atmosféricas antes citadas de 25°C de temperatura ambiente y una presión atmosférica de 760 mm de columna de mercurio por la expresión 11:

$$g_o = 30(1 + 0.3 / \sqrt{r}) \text{ kV / cm (valor de cresta) } \text{ (EC 11)}$$

donde:

r, es el radio del conductor en centímetros

g_o , está dado en KV (valor de cresta) por cms

De acuerdo con pruebas más realizadas en la estación experimental de Chevilly de electricidad de Francia g_o está dado, para las condiciones atmosféricas antes citadas y para conductores de radio comprendidos entre 0.7 cm y 2.5 cm, por la expresión 12.

$$g_o = 30(1 - 0.07r) \text{ kV / cm (valor de cresta) } \text{ (EC 12)}$$

donde:

r es el radio conductor en centímetros

g_o está en KV (valor eficaz) por cms

Por ejemplo, para un conductor de calibre 740.8kcmil, de diámetro de 0.99", según Peek g_o es 35.68 KV/cms de cresta (25.23 KV/cms eficaz) y según Chevilly g_o es 24.72 KV/cms eficaz, que es un 2% más preciso.

2.3.2.3 Influencia del factor de densidad del aire en el gradiente superficial crítico: Las condiciones atmosféricas influyen en el valor del gradiente superficial crítico en proporción directa a la presión atmosférica y en proporción inversa a la temperatura ambiente. Estos factores a combinarse forman lo que se llama, el factor de densidad del aire δ y se expresa, según la ecuación 13.

$$\delta = 3.92 b / (273 + T_a) \quad (\text{EC 13})$$

donde:

b: presión barométrica en cms de columna de mercurio.

T_a : temperatura ambiente en grados centígrados.

Según Peek, el gradiente superficial crítico para una condición atmosférica definida por un factor de densidad del aire determinado, está dado por la expresión 14.

$$g_o' = 30\delta(1 + 0.3/\sqrt{\delta r})kV/cm(\text{valor de cresta}) \quad (\text{EC 14})$$

De acuerdo con investigaciones posteriores de Peterson el gradiente superficial crítico en proporción directa a $\delta^{2/3}$

$$g_o' = g_o \delta^{2/3} \quad (\text{EC 15})$$

donde: g_o' es el gradiente superficial crítico a 25°C de temperatura ambiente y 760 mm de columna de mercurio de presión atmosférica.

De acuerdo con experiencias recientes en las líneas experimentales de Leadville Colorado U.S.A., el gradiente superficial crítico varía en proporción directa a la raíz cuadrada de δ , ver expresión 16.

$$g_o' = g_o \delta^{1/2} \quad (\text{EC 16})$$

Si se considera el conductor del ejemplo anterior, a una temperatura ambiente de 40°C y una presión barométrica de 760 mm de Hg, el factor de densidad del aire δ es 0.9518 [cms de Hg/°C], en estas condiciones el gradiente superficial crítico según cada investigación esta dada por:

Peek: $g_o' = 30(0.9518)(1+0.3/((0.9518)(2.514)))^{1/2} = 34.1 \text{ kV/cm}$ de cresta, (24.1KV/cm eficaz)

Peterson: $g_o' = 35.68(0.9518)^{2/3} = 34 \text{ KV/cm}$ de cresta, (24kV/cm eficaz)

Leadville: $g_o' = 35.68(0.9518)^{1/2} = 34.8 \text{ KV/cm}$ de cresta, (24.6 kV/cm eficaz)

Si el factor de densidad del aire δ está cerca de 1, la diferencia entre las formulas anteriores no es muy significativa, sin embargo a medida que δ disminuye, por ejemplo a 0.6, entonces las formulas dan los resultados siguientes: Peek 19.7 KV/cm, Peterson 21.4 KV/cm y Leaville 24.6 KV/cm, lo que significa que mientras menor sea el gradiente superficial crítico, más rápido se iniciara la ionización por choques del aire que rodea al conductor.

Para este trabajo se utilizará la fórmula de Peterson, la cual representa un valor intermedio y para éste tipo de análisis es la más adecuada.

2.3.2.4 Influencia de las características de la superficie del conductor en el gradiente superficial crítico: Lo expuesto anteriormente, se aplica en forma rigurosa a conductores cilíndricos de sección perfectamente circular, con superficies perfectamente limpias y sin ninguna aspereza. En la realidad, los conductores de las líneas de transmisión están formados por varios hilos enrollados helicoidalmente; además los conductores nunca están perfectamente limpios y al ser manejados, especialmente durante la instalación, se raspan en cierto grado.

Las irregularidades de la superficie, ya sean construidas por los hilos individuales del cable, la suciedad depositada sobre el cable o las partes raspadas, hacen que aumente la intensidad de campo eléctrico localmente. La ionización se produce en esos puntos para un gradiente de potencial superficial menor que el necesario para producirla si la superficie de conductor fuese lisa y limpia. Para tomar en cuenta esta reducción del gradiente superficial crítico se utiliza un factor de superficie m , que es el producto de dos coeficientes: un coeficiente que toma en cuenta la forma general de la sección del cable m_f y un coeficiente que toma en cuenta el estado de la superficie del cable m_s .

- Valores del coeficiente de forma, m_f :
 - $m_f = 1$ para una sección perfectamente circular.
 - $M_f = 0.85$ para un cable con 6 hilos en la capa exterior.
 - $M_f = 0.9$ para un cable con 12 a 30 hilos en la capa exterior.
- Valores del coeficiente de superficie, m_s :
 - $m_s = 0.9$ para cables limpios.
 - $M_s = 0.8$ para cables nuevos.
 - $M_s = 0.7$ para cables sucios p engrasados.
 - $M_s = 0.5$ a 0.3 para cables recubiertos de gotas de agua.

2.3.2.5 Voltaje crítico disruptivo de una línea trifásica con conductores múltiples por fase: En el caso de un haz de conductores de radio r colocados simétricamente sobre una circunferencia de radio R , el gradiente de potencial en la superficie de cada conductor no puede considerarse uniforme, ya que la presencia de cargas eléctricas del mismo signo en los otros conductores del haz, a una distancia relativamente pequeña, distorsiona el campo eléctrico. Por ejemplo, para un haz de dos conductores el gradiente de potencial es máximo en la generatriz externa del conductor y es mínimo en la generatriz interna del conductor.

En general, para un haz de n conductores el gradiente superficial crítico está dado por expresión 17.

$$g_o = 30m\delta^{2/3}(1-0.07r)\left[1-\frac{(n-1)r}{R}\right]kV/cm \quad (EC 17)$$

El voltaje crítico disruptivo está dado por la expresión 18.

$$V_o = 69.078n\delta^{2/3}(1-0.07r)\left[1-\frac{(n-1)r}{R}\right]nr \log\left[\left(\frac{DMG}{RMG}\right)\left(\frac{2(HMG)}{\sqrt{4(HMG)^2+(DMG)^2}}\right)\right]kV/cm$$

(EC 18)

donde: m : Coeficiente de superficie
 δ : Factor de densidad de aire
 r : Radio del conductor

- n: Número de conductores por fase
- R: Radio de la configuración 2 conductores * fase
- DMG: Distancia media geométrica
- RMG: Radio medio geométrico
- HMG: Altura media geométrica

2.3.2.6 Pérdidas por efecto corona en época seca: La ionización por choque, ya sea local e interna (efluvios) o generalizada a toda la superficie del conductor, libera iones positivos y negativos. En cada semiciclo los iones que tienen signo opuesto al del conductor son atraídos y neutralizados por él; los que tienen el mismo signo son repelidos y se alejan aglomerándose con moléculas neutras para formar grandes iones; a medida que se alejan van estando sometidos a un campo eléctrico más débil y su velocidad va disminuyendo.

Antes de que cambie la polaridad del conductor alcanzan distancias del orden de algunas decenas de cms. Al cambiar la polaridad son atraídos y aumentan la carga y la intensidad del campo en la superficie del conductor, lo que causa que la ionización por choques se reinicie antes de que el voltaje haya vuelto a alcanzar el valor crítico. Las primeras cargas liberadas neutralizan las cargas que se acercan al conductor; después se forman cargas de signo contrario que se alejan del conductor y el proceso se repite.

Las pérdidas por efecto corona pueden calcularse aproximadamente mediante la formula 19 de Peterson.

$$P = \frac{20.96 * 10^{-6} f (kV)^2 F}{\log\left(\frac{DMG}{R}\right)^2} (kV / Km\text{fase}) \quad (\text{EC } 19)$$

donde: P: Pérdidas por efecto corona

- f: Frecuencia en ciclos por segundo
- kVn: Voltaje al neutro (valor eficaz) en kV
- DMG: Distancia media geométrica entre los conductores
- r: Radio del conductor
- F: (V_n/V_o)
- Vn: Voltaje al neutro valor eficaz
- Vo: Voltaje crítico disruptivo

A continuación, en la tabla VIII, se dan algunos valores de F en función de Vn/Vo.

Tabla VIII. Factores F

Vn/Vo	F
0.6	0.011
0.7	0.014
0.8	0.018
0.9	0.025
1	0.036
1.1	0.053
1.5	0.95
2	7
10	28

La fórmula de Peterson, se utiliza para calcular las pérdidas por efecto corona en buen tiempo. Las condiciones atmosféricas influyen considerablemente en la magnitud del efecto corona. La lluvia hace aumentar las pérdidas por efecto corona a valores unas diez veces mayor de los que se obtienen con buen tiempo.

Durante los periodos de lluvias, se forman gotas de agua a lo largo y debajo del conductor, el cual hace que el campo eléctrico presente una irregularidad de forma puntual alrededor del conductor, dando como resultado un incremento en el efecto corona.

Se define un valor compuesto el cual representa el promedio de las pérdidas corona calculados en la ecuación 20 el modelo de clima adoptado durante el período de un año es: 50% época húmeda (40% lluvia ligera, 10% lluvia pesada) y 50% época seca.

$$\text{Resultante: } (0.5 * CL_{\text{dry}}) + (0.4 * CL_{\text{ar}}) + (0.1 * CL_{\text{hr}}), \quad (\text{EC } 20)$$

Donde: CL_{dry} : Pérdida corona para época clara
 CL_{ar} : Pérdida corona para lluvia promedio
 CL_{hr} : Pérdida corona para lluvia pesada

Las pérdidas totales de la línea de transmisión de 230 Kv, para varias condiciones de clima se evalúan de acuerdo al siguiente modelo de lluvia en centímetros por hora:

Lluvia leve (0.08 cm/h)
Lluvia promedio (0.95 cm/h)
Lluvia pesada (1.27 a 2.54 cm/h)

2.3.2.7 Cálculo de pérdidas corona en época seca y

lluviosa: A continuación se describen los parámetros que se consideran para la cuantificación de los valores de pérdidas por efecto corona en buen tiempo y en el mal tiempo.

Datos de entrada del sistema y ambiente:

Carga máxima en MVA:	116
Voltaje máximo de diseño en kV:	245
Voltaje máximo de diseño de línea a tierra V_{LN} $V_{LN}=V_{\text{máx L-L}}/1.73$ en kV:	141
Voltaje nominal Línea a Línea en kV:	230
Corriente nominal en amperios:	291
Frecuencia del sistema en Hz:	60
Factor de planta:	0.85
Factor de potencia de la carga:	0.95
Distancia de la línea en Km:	44.5
Temperatura ambiente en °C (soleado):	40
Temperatura ambiente en °C (lluvioso):	25
Factor densidad del aire: A 40°C (seco)	0.95
	18
A 25°C (lluvia)	0.9997

Datos de entrada definidos por la silueta de estructura típica:

Se consideran las dimensiones físicas de la estructura en construcción tangente, es decir, las distancias entre fases, la distancia entre los dos conductores por fase si éste fuera el caso, las distancias medias geométricas respectivas, las alturas de anclajes, flechas y tramos máximos obtenidos en el capítulo 3, también se calcula la altura geométrica y el radio medio geométrico.

- Distancia entre conductores, ver figura 3.
 1 y 2 en metros: 6.02
 2 y 3 en metros: 6.09
 3 y 1 en metros: 5.03
- Distancia de los dos conductores por fase = 45 cm.
- Alturas de anclaje de conductores en aisladores 1, 2 y 3.

Superior: 21.42 m
 Medio: 18.91 m
 Inferior: 16.39 m

- Distancia media geoméricamente DMG en metros:

$$DMG = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \text{ (m)} \quad (\text{EC 21})$$

De los resultados obtenidos en el capítulo 3, las flechas y tramos para cada uno de los conductores considerados, se muestran en la tabla IX, donde por ejemplo 2*266.8 se refiere a dos conductores por fase 266.8 kcmil.

Tabla IX. Flechas y Tramos

Conductor	2*266.8 ACSR	2*336.6 ACSR	2*477.0 ACSR	652.0 AAAC	740.8 AAAC	740.0 ACAR
Flecha	3.4	2.9	2.11	3.4	3.4	3.4
Tramo	182	163	138	216	218	195

- Altura media del conductor, considerado un 70% de la flecha de conductor:

$$h = h_s - 0.07f \quad (\text{EC 22})$$

- Altura media geométrica HMG

$$\text{HMG} = \sqrt[3]{H_1 H_2 H_3} \quad (\text{m}) \quad (\text{EC 23})$$

Donde:

H1, H2 y H3 son las alturas de conductores al suelo.

- Radio medio geométrico RMG

$$\text{RMD} = \sqrt[3]{N r_e (2R)^{(n-1)}} \quad (\text{m}) \quad (\text{EC 24})$$

2.3.2.8 Aplicación del método: La metodología para el cálculo de las pérdidas corona descrita con anterioridad se aplica para las configuraciones de conductores considerados para el análisis, identificados en el capítulo 2.3.1, también se desarrolla considerando las pérdidas por efecto corona en época seca, lo cual no es significativo ya que para todos los conductores el valor resultante es 0 kW/km (0kWh); sin embargo, en el período lluvioso las pérdidas corona se presentan, pero no son tan significativas como las pérdidas Joule, como pueden verse en la tabla XXIII del Apéndice A. Generalmente, se acepta que las pérdidas por efecto corona no sean mayores del 10% de las pérdidas Joule.

El cociente resultado de dividir el voltaje crítico disruptivo por el voltaje al neutro de operación de la línea se llama coeficiente de seguridad, el cual es el inverso del factor F, descrito en el inciso de perdidas por efecto corona en época seca y se expresa como:

$$\text{Coeficiente de seguridad} = V_o/V_n$$

Es recomendable que el voltaje crítico disruptivo esté por encima del voltaje de operación de la línea, para que el coeficiente de seguridad sea mayor que uno en condiciones atmosféricas despejadas y en mal tiempo.

En la expresión 18, el radio del conductor es directamente proporcional al voltaje crítico disruptivo, por lo que para limitar el efecto corona al diseñar la línea, es importante adoptar un diámetro del conductor lo suficientemente grande para que el coeficiente de seguridad resulte mayor que uno.

2.4 Características del aislamiento

Los aisladores representan el punto mecánico de soporte de los conductores en la estructura y cumplen también con la función de proporcionar el aislamiento entre conductor y estructura dando la distancia dieléctrica requerida en el aire.

En ambientes de mucha niebla y contaminación se utilizan aisladores tipo niebla los cuales están diseñados para controlar la corriente de fuga del aislador por medio de su composición semi-conductora del material, la cual eleva la temperatura del aislador de 3 a 40°C respecto de la temperatura ambiente, lo que hace que no se produzca condensación de agua en la superficie del aislador evitando la formación electrolítica del paso de la corriente, interrumpiendo el proceso de flameo. Sin embargo, estos aisladores solamente se fabrican para ser instalados en Subestaciones y no en Líneas de Transmisión por lo que para este caso se considera su utilización.

Los aisladores para las líneas de transmisión aéreas se construyen normalmente de porcelana y suelen ser tipo disco, pero también recientemente se están utilizando aisladores del tipo polimérico. Las principales características que influyen en la selección de los aisladores son las características siguientes:

- a) El diámetro y la distancia de fuga.
- b) El comportamiento deseado de los aisladores a las sobretensiones por rayo y por maniobras de interruptores.
- c) La capacidad del aislador de soportar las cargas mecánicas de tensión y compresión, así como el tipo de acoplamiento con los herrajes.

Por lo general, se requiere un nivel alto de confiabilidad en las líneas de transmisión ya que una vez que se encuentran instalados los aisladores, éstos pueden estar sujetos a un ambiente de clima severo, contaminación y corrosión, por lo que se debe prever la posibilidad de fallas electromecánicas y considerar un mínimo de mantenimiento.

Para determinar el número de aisladores de disco estándar que debe llevar una cadena en las líneas de transmisión es necesario considerar los siguientes factores:

- a) **Contaminación**, si se conocen las características de contaminación de la región, la cual se expresa en cm/kV la distancia de fuga total es:

$$\text{Distancia de fuga total a tierra} = \text{cms/kV} * (\text{Vmáx} / \sqrt{3})$$

donde: Vmáx, es el voltaje máximo de diseño en kV

- b) **Número de aisladores es:**

$$\# \text{ de aisladores/cadena} = \frac{\text{Distancia de fuga total}}{\text{Distancia de fuga/aislador}}$$

El diseño dieléctrico de las líneas de transmisión consiste básicamente de las siguientes etapas:

- Determinación de las cadenas de aisladores
- Determinación de las distancias de aislamiento.

2.4.1 Aislamiento equivalente a la cadena de discos: Las cadenas de aisladores se seleccionan básicamente por condiciones de contaminación que se encuentren en la zona donde pasará las líneas, los aisladores deben tener la distancia de fuga adecuada que sea capaz de soportar la tensión de operación in condiciones de contaminación sin que se presenten flameos superficiales. El comportamiento de los aisladores en presencia de atmósfera contaminada, se establece normalmente por medio de una relación entre el número de unidades (disco) que forman una cadena.

Para la determinación de las distancias dieléctricas por descargas atmosféricas –rayos- en las líneas de transmisión de 230 kV no se diseña el aislamiento considerando el impacto directo del rayo sobre los conductores de fase, ya que estas sobretensiones son muy elevadas y no resultaría económico calcular las distancias de fase a tierra con estos valores; sin embargo, es necesario considerar el comportamiento del aislamiento a las sobretensiones atmosféricas.

En las líneas de transmisión la protección contra descargas atmosféricas se realiza mediante los cables de guarda, de tal manera que se reduce la probabilidad de la caída directa de los rayos a los conductores de fase, también se reduce la resistencia de conexión del electrodo de puesta a tierra al pie de la estructura para evitar la ruptura dieléctrica entre la estructura y los conductores de fase, cuando incida un rayo en la estructura o el hilo de guarda.

El nivel básico de impulso (NBI) es la característica del aislamiento de una línea de transmisión que le permite soportar las solicitudes dieléctricas y esta determinado por el comportamiento del dieléctrico (aire/aislamiento) debido a los impulsos de sobrevoltaje de corta duración definido por la tensión crítica de flameo (TCF) donde ocurre el 50% de sobrevoltajes.

La tensión crítica de flameo (TCF) de 50%, se define como la tensión al impulso con una onda de tensión positiva o negativa de 1.2/50 microsegundos, que aplicada a un aislador o a la cadena de aisladores determina la iniciación del arco en el 50% de los impulsos aplicados.

La relación entre la tensión crítica del flameo (TCF) el nivel básico de impulso (NBI) para una probabilidad de falla del 10%, esta dada en forma experimental por:

$$\text{NBI} = 0.961 \text{ TCF (Considera una desviación estándar del fenómeno de 3\%)}$$

En las normas se calcula el valor de la tensión crítica de flameo a partir del nivel del mar, o sea (TCF) normal = NBI/0.961 para el caso de una tensión nominal de 230kV, con un NBI = 1050 él (TCF) normal es 1092.6 kV al nivel del mar.

Para diseño se utiliza la (TCF) normal corregida por altitud o sea:

$$(TCF)_{diseño} = \frac{(TCF)_{normal}}{\delta} \quad (\text{EC 25})$$

donde:

(TCF)normal = Valor de la tensión crítica de flameo en condiciones normales de temperatura y presión atmosférica,
 $\delta = 1$

δ = Factor de corrección de la densidad del aire con respecto a 25°C y 76 cm de Hg. De acuerdo con la altitud y temperatura.

$$\delta = 3.92b/(273 + t) \quad (\text{EC 26})$$

Para una presión atmosférica “b”, en cm de columna de mercurio y una temperatura ambiente “t”, en grados centígrados.

La relación entre la (TCF) diseño y la distancia dieléctrica entre electrodos es tal, que para un impulso producido por un rayo, considerando un gradiente de tensión que varía entre 500 y 600 kV/m, se obtiene la siguiente expresión:

$$(\text{TCF}) \text{ diseño} = K.d \quad (\text{EC 27})$$

donde:

(TCF) diseño = Es la tensión crítica de flameo corregida por altura
 K = Factor de electrodo, es el gradiente de tensión, que varia de 500 a 600 kV/m, para fines de cálculo se puede tomar 550 kV/m
 d = Distancia de fase a tierra en metros

La distancia de fase a tierra por sobretensiones de rayo se calcula a partir de la expresión anterior, despejando d y utilizando el valor promedio de K:

$$d = \frac{(\text{TCF}) \text{diseño}}{550} \quad (\text{EC 28})$$

Sustituyendo el valor de la ecuación (25), la distancia en metros queda:

$$d = \frac{(\text{TCF}) \text{normal}}{550 * \delta} \quad (\text{EC29})$$

La distancia dieléctrica se puede corregir por altitud a partir de 1000 metros sobre el nivel del mar, de acuerdo con la expresión (EC 30) que considera un incremento en la distancia dieléctrica por altura de 1.25% por cada 100 metros de incremento de altitud. El tramo de cero a mil metros, se consideran dentro de la corrección.

$$d_h = d_{1000} + 0.0125((h - 1,000)/100)d_{1000} \quad (\text{EC 30})$$

donde:

d_h = distancia dieléctrica a la altura de h m.s.n.m.

d_{1000} = distancia dieléctrica a la altura de 1,000 m.s.n.m.

A partir de esta relación EC 29, se puede determinar el número de aisladores que debe tener una cadena, el cual se debe verificar por contaminación. Por ejemplo, en este caso, la línea está instalada a una altura sobre el nivel del mar entre 0 – 300 metros, $\delta = 1.0$, si se utiliza un nivel básico de impulso NBI = 1,050 kV y como referencia un aislador tipo disco estándar, según Norma ANSI 52-3 de 146*254 mm, con una distancia de fuga especificada de 30.5 cms. El número de aisladores tipo disco estándar se calcula como:

$$d = 1,092.6/550 = 1.986 \text{ m}$$

$$\text{número de aisladores estándar} = 1,986/146 = 13.6 \approx 14$$

La distancia de fuga libre de contaminación de los 14 aisladores tipo disco, se determina considerando la distancia de fuga específica de cada disco estándar de 30.5 cms, como:

$$d (\text{fuga}) = 14 * 30.5 = 427 \text{ cms}$$

En condiciones de contaminación la distancia de fuga se expresa en centímetros por kilovoltio, siendo la distancia de fuga la longitud de la trayectoria más corta para una corriente sobre la superficie del aislador. En condiciones extremas de contaminación en el área de la costa sur, se requiere un factor $K_d = 4$ cms/kV, la distancia de fuga se puede expresar como:

$$\text{Distancia de Fuga a Tierra} = K_d * \frac{V_{\max}}{\sqrt{3}} \quad (\text{cm}) \quad (\text{EC 31})$$

donde: K_d = Factor indicativo del tipo de contaminación expresado en cm/kV.

V_{\max} = Tensión máxima de diseño en kV.

Para la línea de 230 kV, con una tensión máxima de diseño de 242 kV, que opera en una zona de alta contaminación que requiere 4 cm/kV, la distancia de fuga es:

$$d(\text{fuga a tierra}) = 4 * 242 / 1.73 = 559 \text{ cm}$$

Al valor de 559 cm de distancia de fuga le corresponde 18 aisladores de disco Standard para formar una cadena de aisladores, lo cual es una cantidad relativamente alta para este nivel de voltaje, en cuyo caso se puede reducir la cantidad de discos a 16 recurriendo al lavado de los aisladores a presión con agua en las zonas de extrema contaminación.

Como referencia, en USA la líneas de transmisión de 230 kV, por lo general están diseñadas utilizando un aislamiento equivalente a 14 unidades de disco con una tensión crítica de flameo (TCF) equivalente a 1,265 kV y en algunos casos en condiciones de baja contaminación se utilizan 12 unidades con una (TCF) de 1,105 kV.

En el área de Guatemala, normalmente las líneas de transmisión de 230 kV están diseñadas con un aislamiento equivalente a 16 unidades Standard 146 mm por 254mm según norma ANSI 52-3, con una tensión crítica de flameo (TCF) de 1,425 kV.

Un factor importante para determinar los requerimientos del aislamiento de una línea de transmisión son la intensidad y frecuencia de las tormentas eléctricas. El número de tormentas eléctricas al año, conocido como el nivel cerámico del área de la costa sur de Escuintla definirá en gran parte el nivel de aislamiento de la línea para un valor aceptable de resistencia de puesta a tierra de acuerdo a los comportamientos de sobrevoltajes producidos por rayos.

En este caso, se justifica el incremento de aislamiento tanto como económicamente sea razonable, debido al alto nivel de cerámico de 100 a 110 tormentas al año. Por lo anterior, el aislamiento seleccionado para ésta línea de transmisión en construcción tangente está compuesto por un ensamble en “V” por dos aisladores un tipo poste y otro tensor, ambos de material de fibra de vidrio con recubrimiento de faldas de epoxy con una TCF de 1,375 kV.

2.4.2 Determinación de las distancias de aislamiento: La determinación de las distancias de aislamiento de las líneas de transmisión debe considerar los esfuerzos dieléctricos a que estará sometida la línea durante su operación, de manera tal que el riesgo de falla obtenido para cualquiera de estos esfuerzos dieléctricos sea menor que un valor que se fija previamente y que es considerado como aceptable.

La tensión de operación representa de hecho un esfuerzo dieléctrico continuo, inclusive en condiciones adversas de operación con viento fuerte, lluvia, contaminación ambiental, etc., que hacen que los criterios para la determinación de las distancias dieléctricas tomen en consideración la probabilidad de que dichas condiciones adversas se presenten e inclusive sean coincidentes algunas de ellas.

Para determinar la distancia del conductor a la estructura, se considera como se menciona con anterioridad, que la línea utiliza aisladores ensamblados en V los cuales mantienen una geometría rígida haciendo que el conductor permanezca inmóvil en la estructura.

La distancia horizontal mínima del conductor a la estructura, se puede calcular de acuerdo con la siguiente expresión, es válida hasta 1,000 m.s.n.m.

$$d = 0.1 + V_{\max} / 133 \quad (\text{m}) \quad (\text{EC 32})$$

Donde: V_{\max} = Voltaje máximo de operación de la línea en kV

Esta expresión corresponde a una relación empírica para determinar la distancia dieléctrica mínima correspondiente a una TCF, dicha distancia permite que la línea soporte la tensión de operación con un cierto margen de seguridad. Para una línea de 230kV, con un voltaje máximo de operación de 242 kV, la distancia es:

$$d = 0.1 + 242 / 133 = 1.92 \text{ m} , (75.5'') \text{ (fase a tierra mínima)}$$

Para el estudio de sobretensiones por maniobras en dieléctricos externos (distancia entre fases) se usa la onda normalizada de 250 / 2,500 micro segundos, es decir que tiene un frente de 250 micro segundos y un tiempo de cola de 2,500 micro segundos. La simulación de estas sobretensiones se hace con estas ondas y para el caso de distancias en aire se parte del concepto de la TCF con una probabilidad del 50 % cuyo valor en condiciones Standard se obtiene de acuerdo a la expresión:

$$V_{0\%} = TCF - 4\delta TCF = TCF(1 - 4\delta) \quad (\text{EC 33})$$

donde:

δ = desviación Standard, se considera que las sobretensiones por maniobra tienen una distribución normal del orden del 6%.

$$TCF = K_1 \left(\frac{3,400}{1 + (8/d)} \right) \text{ en kV.}$$

donde:

K_1 = factor de entrehierro y cuyo valor depende de la geometría de los electrodos, se utiliza un valor normalmente usado y normalizado de 1.4

d = distancia entre electrodos (fase a tierra) expresada en metros

Por lo que, la tensión resistente con 0 probabilidades de flameo y a la distancia dieléctrica mínima es:

$$V_{0\%} = 0.076 K_1 \left(\frac{3,400}{1 + (8/d)} \right) \text{ en kV}$$

$$= 0.76 (1.4) \left(\frac{3,400}{1 + (8/1.92)} \right) = 700 \text{ kV}$$

Si se calcula la relación entre la tensión resistente con 0 de probabilidades de flameo y la tensión máxima de operación en valor cresta con respecto al neutro se tiene que:

$$\frac{700}{242 \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right)} = 3.5$$

Lo que significa que el método es conservador con relación a la tensión máxima de operación.

2.4.3 Distancia entre conductores (fase a fase): Existen distintas fórmulas empíricas para el cálculo de la distancia de fase a fase en el punto de apoyo de la estructura. Cada formula está basada en términos generales en la flecha del conductor, en el punto medio del claro, la longitud de la cadena de aisladores, el tipo de conductor, etc. Para calcular la separación dieléctrica vertical mínima entre fases de circuitos de 230 kV, se puede utilizar la siguiente expresión:

$$D_v = 1.2 + 0.0102 (2 \text{ kV}_{LG} - 50) \quad (\text{m}) \quad (\text{EC 34})$$

donde:

D_v = distancia vertical en metros

kV_{LG} = 1.05 veces el voltaje máximo línea a tierra en kV, para este caso 148.7 kV

entonces: $D_v = 1.2 + 0.0102 (2 (148.7) - 50) = 3.72\text{m}$

Si se considera la flecha del conductor y sus características, así como la longitud del aislador, la distancia entre conductores se puede expresar como:

$$D \geq n(\sqrt{f} + l) + 0.012V \quad (\text{m}) \quad (\text{EC 35})$$

donde:

D= distancia mínima entre apoyos a soportes del aislador

n= factor que depende del material del conductor de la línea

= 0.6 para conductores de aluminio

= 0.5 para conductores de cobre o ACSR

f= flecha del conductor en metros

l= longitud mínima de la cadena de aisladores en m

V= voltaje nominal de la línea en kV

Para el conductor 740.8kcmil AAAC – 6201, n es 0.6 la flecha f es 3.4 m ver Apéndice B tabla XXIV con una longitud mínima de la cadena de aisladores de 1.92 m. Por lo que, la distancia entre fases viene dado por:

$$D \geq 0.6(\sqrt{3.4} + 1.92) + 0.012(230) \geq 5m$$

Como la configuración adoptada de línea consiste en dos aisladores en un lado y uno en el otro lado. La distancia entre conductores de diferentes lados se requiere de 5 metros y es por ello que se adopta esa distancia también en dirección vertical.

Para lograr la separación de 5 metros entre fases, se seleccionó el aislador tipo poste del ensamble en “V” con una distancia del conductor energizado a la superficie del poste de 2.57m (101.2”), lo cual excede los requerimientos.

Como el mínimo entrehierro de aire de 75.5” debe estar coordinado con el valor de la tensión crítica de flameo del aislamiento, es por ello que la distancia del entrehierro de aire para el aislador considerado con una TCF de 1,375 kV de acuerdo a la tabla XXV del Apéndice B, le corresponde 90” lo cual un valor intermedio y 16% de margen adicional.

Figura 6. Aislador de Suspensión

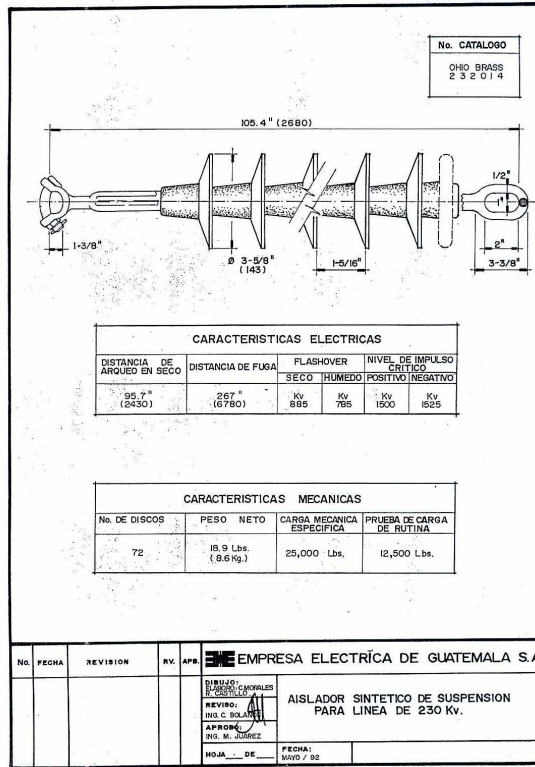


Figura 7. Aislador Post-Type

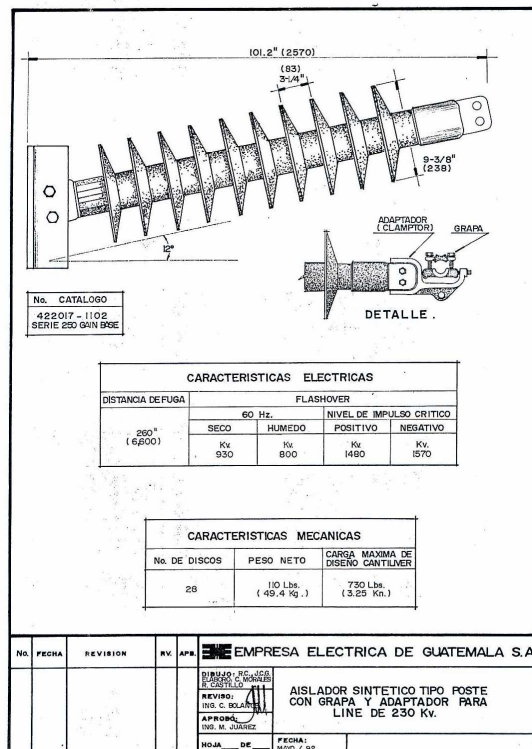
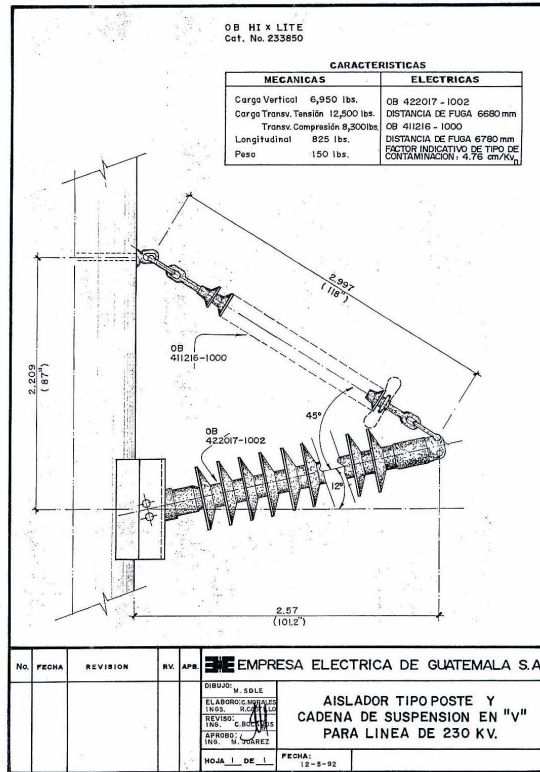


Figura 8. Aislador Post-Type y Cadena de Suspensión en V



2.5 Tabla de libranzas del conductor

2.5.1. Altura mínima del conductor al suelo

La mínima libranza vertical al suelo para una línea de transmisión de 230 kV, que se diseña a una altitud sobre el nivel del mar menor a 1,000 metros y que pasa por diferentes lugares y tipos de terrenos.

Por razones de seguridad es necesario siempre fijar la libranza mínima del conductor al suelo, es decir la distancia mínima del conductor más bajo de la línea en el punto más bajo de la catenaria formada por el conductor entre el tramo intercostal con respecto al terreno.

Esta libranza mínima no debe ser menor en ningún caso, por lo que se debe aplicar considerando la mayor flecha a la máxima temperatura del conductor que alcanza en condiciones de operación a máxima potencia de transporte.

Si la altitud de la línea de transmisión es mayor que 1,000 m es necesario añadir una libranza adicional a la libranza base utilizando un factor de corrección por altitud de 0.09 en metros, por cada 1,000 metros de altitud sobre 1,000 metros.

Por lo anterior, como la línea en estudio se encuentra a una altura máxima sobre el nivel del mar de 300 metros y pasa por lo general en caminos rurales y en calles urbanas se considera la libranza mínima de fase más baja al suelo de 7 metros.

Naturaleza de la superficie bajo los conductores	Conductores de comunicación aisladores, retenidas aterrizadas, conductores neutros y cables eléctricos aislados (m)	Cables Suministradores aislados de más de 750 V y conductores suministradores en línea abierta de 0 - 750 V (m)	Conductores suministradores en línea abierta arriba de 750 V a 22 kV. (m)	Conductores suministradores en línea abierta de 22 a 470 KV (m)		Conductores suministradores en línea abierta de 22 a 470 KV (m)	
				AREA ESCUINTLA		AREA GUATEMALA	
		120/240	13.2/3kV	69/3KV	230/3KV	69/3kv	230/3kv
Vías Férreas	7.2	7.5	8.1	8.28	9.28	8.53	9.56
Carreteras, calles, caminos y otras áreas usadas para tránsito	4.7	5	5.6	5.78	6.78	5.95	6.98
Aceras o caminos accesibles sólo a peatones	2.9	3.8	4.4	4.58	5.58	4.72	5.74
Aguas donde no esta permitida la navegación	4	4.6	5.2	5.38	6.38	5.54	6.57
Aguas navegables incluyendo lagos, rios, arroyos y canales con un área de superficie sin obstrucción de:							
a) Hasta 8 ha	5.3	5.6	6.2	6.38	7.38	6.57	7.6
b) Mayor de 8 hasta 80 ha	7.8	8.1	8.7	8.88	9.88	9.14	10.17
c) Mayor de 80 hasta 800 ha	9.6	9.9	10.5	10.68	11.68	11.00	12.03
d) Arriba de 800 ha	11.4	11.7	12.3	12.48	13.48	12.85	13.88

Tabla X. Libranza Vertical mínima del Conductor

3. CONTINGENCIAS EN LA LÍNEA

3.1 Descargas Atmosféricas

Éste fenómeno natural es uno de los factores más importantes del origen de fallas en los sistemas eléctricos, al menos un 75 % de las fallas tienen relación con el efecto que producen los rayos.

Existen distintas teorías que tratan de explicar la formación de los rayos; las más aceptadas establecen que debido al campo eléctrico que existe alrededor de la tierra, el cual tiene un valor de 130 V/m aproximadamente si se mide en sentido descendente. Este campo interactúa con las nubes más cercanas a la superficie de la tierra, de manera que las gotas de agua y hielo que se encuentran en las nubes quedan polarizadas.

La acción del viento hace que las cargas se separen dentro de las nubes de manera que se agrupan en áreas diferentes y predominantemente positivas y negativas. Se estima que la parte superior de éstas nubes puede llegar a tener una temperatura de hasta 40°C en una franja de 5 km a 10 km con respecto al nivel del suelo, en tanto que la parte inferior puede tener temperaturas del orden de 5 °C en una franja de 2 km con respecto al nivel del suelo.

Las cargas electrostáticas en las nubes crean campos eléctricos que son relativamente fuertes y cuando excede la rigidez dieléctrica del aire de 30 kV/cm, que a la altura de las nubes es sensiblemente menor por la densidad relativa del aire, inicia la ionización del aire que conduce a la ruptura dieléctrica o formación del arco eléctrico conocido como rayo.

La ionización del aire puede producir descargas de nube a nube o de nube a tierra, desde el punto de vista del estudio de los sistemas eléctricos las descargas de nube a tierra son las de mayor interés y dependiendo de la polaridad del centro de carga de la nube, la descarga puede ser positiva o negativa, descendente o ascendente respectivamente, las estadísticas indican que el 80 al 90 % de los rayos son negativos. Por el sentido de avance del canal guía, cuando éste va de nube a tierra se denomina rayo descendente y cuando va al contrario se llama rayo ascendente.

Existe el concepto de densidad de rayos a tierra representa una forma de medir el número de descargas o rayos que inciden por unidad de área en km^2 , éste valor se determina por medio de contadores de descargas. Asociado al concepto de densidad de rayos a tierra se tiene el de nivel cerámico, el cual se define como el número promedio de días con tormenta anual en un sitio, por ejemplo; un nivel de 30 representa 30 días de tormenta. Para representar gráficamente esta información que es del tipo puntual se unen los puntos que tienen el mismo valor o nivel cerámico por medio de curvas que se denominan isocerámicas. Ver Apéndice C.

En los años recientes el nivel cerámico se ha verificado o determinado a partir de las mediciones de la densidad de rayos a tierra, donde existen relaciones matemáticas empíricas que establecen que:

$$N_g = 0.12 DT \quad (\text{EC } 36)$$

donde:

N_g = Densidad del rayo a tierra # de rayos / km^2

DT = Nivel cerámico

Por ejemplo, para la zona costera del puerto quetzal a Escuintla le corresponde un nivel cerámico de 100, el cual tiene $0.12 (100) = 12$ rayos / km^2 .

Para determinar el número de descargas atmosféricas que inciden sobre la línea de transmisión se utiliza la siguiente expresión empírica:

$$N_L = 0.012 * DT * W \quad (EC 37)$$

donde:

N_L = es el número de rayos en la línea por 100 km al año

DT = Nivel cerámico

W = es el ancho efectivo de la línea, que se calcula como:

$$W = b + 4h^{1.09} \quad (EC 38)$$

donde:

b = separación entre hilos de guarda

h = es la altura de la grapa del conductor más alto

$$h = hc_g - 2/3 (hc_g - hc_{gm}) \quad (EC 39)$$

donde:

hc_g = es la altura del hilo de guarda en la estructura

hc_{gm} = es la altura del hilo de guarda en el punto medio del tramo, donde la diferencia $hc_g - hc_{gm}$ corresponde a la flecha f, en el punto medio del tramo.

Figura 9. Alturas Hilo de Guarda

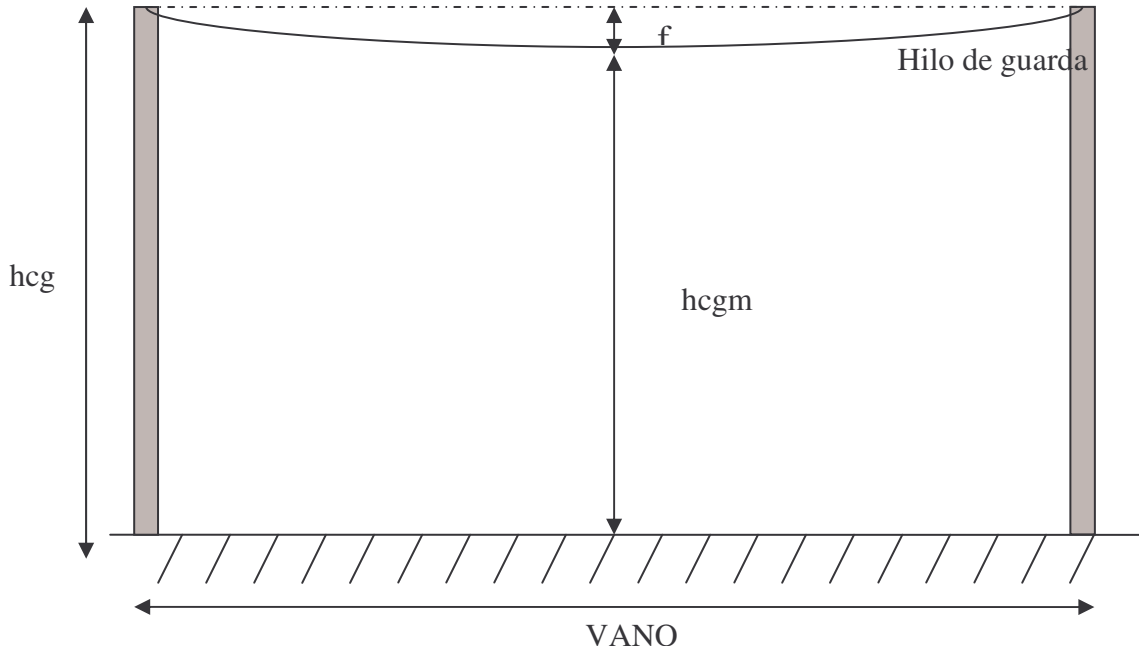
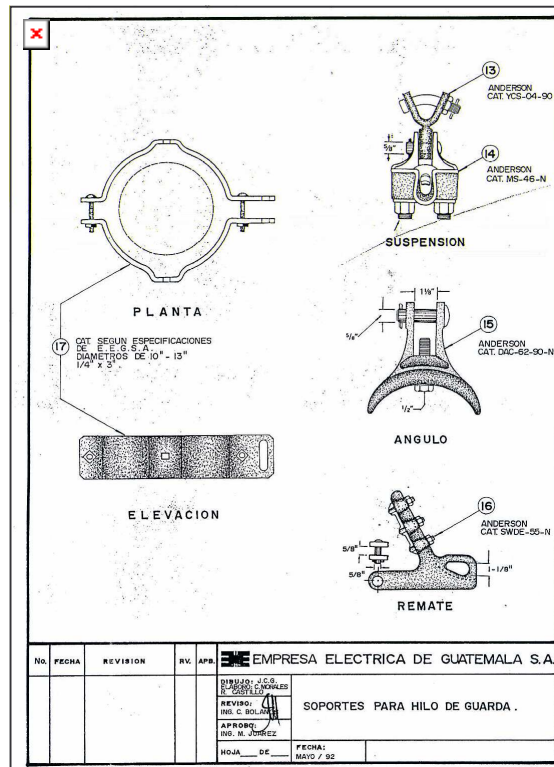


Figura 10. Soportes para hilo de guarda



Para la línea de transmisión, que estamos estudiando tenemos que $b = 0$ debido a que se tiene un solo hilo de guarda; la altura del hilo de guarda al suelo es 23.7 m; para calcular la flecha del hilo de guarda dado el tramo dominante de 230 m, el peso de 0.3056 kg/m y la tensión de tendido de 1,272.75 kg, se obtiene la flecha de la fórmula siguiente:

$$f = \frac{(0.3056 \text{ kg/m})(230 \text{ m})^2}{8(1,276 \text{ kg})} = 1.59 \text{ m} \quad (\text{EC } 40)$$

$$h = 23.7 - 2/3(1.59) = 22.64 \text{ m}$$

El ancho efectivo de la línea viene dado por:

$$W = 0 + 4(22.64)^{1.09} = 120 \text{ m}$$

Por lo que, el número estimado de descargas a la línea con un nivel cerámico de 100 es:

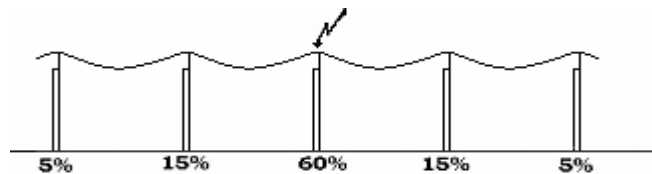
$$N_L = 0.012 * 100 * 120 = 144 \text{ rayos en la línea por 100 km al año}$$

Como la línea en estudio es de 42 km, se puede concluir que se estima que 60 rayos al año incidirán en la línea, de este total de rayos al momento ninguno ha provocado que dicha línea salga de operación.

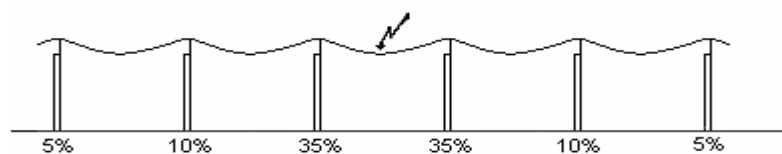
3.1.1 Sistema de Puesta a Tierra

3.1.1.1 Flameo Inverso: Cuando sucede una reflexión de onda, el valor de la onda reflejada es importante, ya que se superpone momentáneamente al valor de la onda del rayo incidente. La suma de estos dos voltajes sobrepuestos en algunos casos puede exceder la rigidez dieléctrica del aire, cuando esto ocurre, se dice que se presenta un **flameo inverso**, ya que la descarga va de tierra hacia el conductor. En otras palabras el flameo inverso se ve fuertemente afectado por la forma como se conecta la estructura a tierra, por lo que para evitar una reflexión de onda, se debe hacer lo más pequeña posible la resistencia al pie del poste R_p .

3.1.1.2 Características de las Corrientes del Rayo: Para los fines de cálculo, se considera que la corriente que circula por el cable de guarda a tierra, tiene la siguiente distribución de la corriente del rayo.



Si la descarga se presenta en los cables de guarda, la distribución cambia y entonces la corriente que circula por el cable de guarda a tierra es 35% en cada uno de los postes adyacentes.



El voltaje que se mide entre la parte superior del poste (punto de incidencia del rayo) y el suelo, se calcula con la expresión:

$$V_P = I_T R_P + |V_n|$$

donde:

V_n es el valor momentáneo de la tensión nominal con su respectiva polaridad.

Si V_A es la tensión resistente en el aislador o cadena de aisladores, se presentará flameo inverso cuando:

$$I_T R_P + |V_n| > V_A$$

Como se puede observar, esta cantidad depende del valor de la resistencia al pie del poste (R_p).

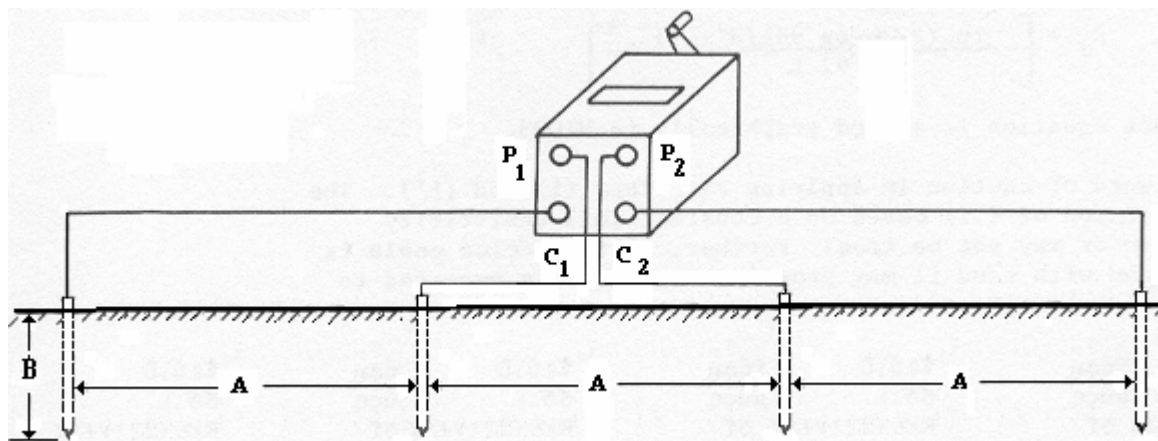
El valor de la resistencia al pie del poste depende drásticamente de la resistividad del terreno, este valor está asociado a la naturaleza, y depende de muchos factores como su química, contenido de humedad y temperatura que son variable sobre las que podemos ejercer muy poco control. Algunos valores indicativos son los siguientes:

TIPO DE TERRENO	RESISTIVIDAD
• Terreno para cultivo	10 - 100 Ohms/metro
• Terreno seco	100 - 1000 Ohms/metro
• Suelo rocoso	$10^3 - 10^6$ Ohms/metro

3.1.1.3 Conexión a tierra para reducir la probabilidad de flameo inverso: Cuando se tienen valores elevados de resistividad del terreno, se puede reducir la resistencia al pie del poste (**R_p**) por medio de la cantidad de varillas que se utilizan para conectar a tierra el cable de guarda.

Se recomiendan que el valor máximo de resistencia al pie del poste, (**R_p**), para líneas de 230 kV no exceda de **10 Ohms**.

3.1.1.4 Resistividad del Terreno: Para medir la resistividad del terreno se utiliza un **megger de prueba de tierra** donde **P₁** y **P₂** se conectan a los electrodos de potencial y **C₁** y **C₂** se conectan a los electrodos de corriente. La resistividad del suelo (**R**) se lee directamente del megger cuando se gira la manija.

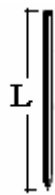


$$A = B \times 20$$

Donde **B** es la profundidad a que se entierran los electrodos (generalmente son electrodos de 30 – 40 cm de longitud y 1/8" de diámetro).

3.1.1.5 Cómo Reducir la Resistencia al Pie del Poste (Rp) en Terrenos de Alta Resistividad: Cuando la resistividad del terreno es alta, para reducir el valor de la resistencia al pie del poste (**Rp**), se deben conectar uno o más electrodos o varillas de tierra. Estos electrodos son generalmente de acero recubiertos con cobre, tienen una longitud aproximada de 2.44 m y un diámetro de 0.016 m.

Cuando se efectúa la conexión del poste a tierra por medio de electrodos o varillas, el cálculo de la resistencia al pie del poste (**Rp**) se obtiene de la expresión:



$$R_p = \frac{\rho}{2 \pi L} \ln \left(\frac{2L}{a} \right) \quad \Omega$$

donde:

m

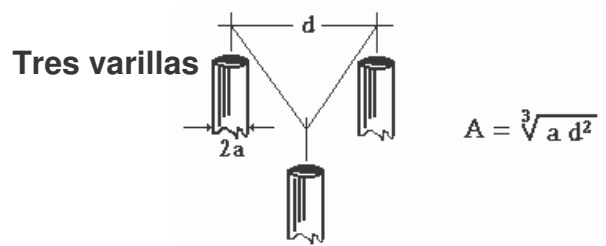
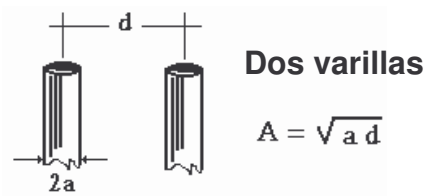
m

ρ = Resistividad del terreno en ohms –

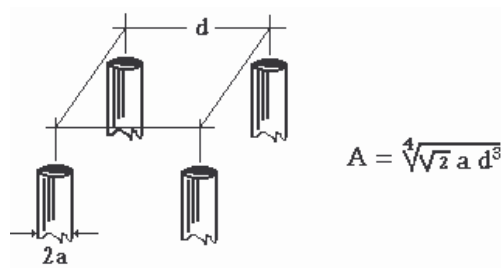
L = Longitud del electrodo de tierra en

a = Radio del electrodo de tierra en m

Para reducir el valor de R_p se pueden aplicar dos o más varillas en paralelo y entonces se obtiene un radio equivalente A .



Cuatro varillas



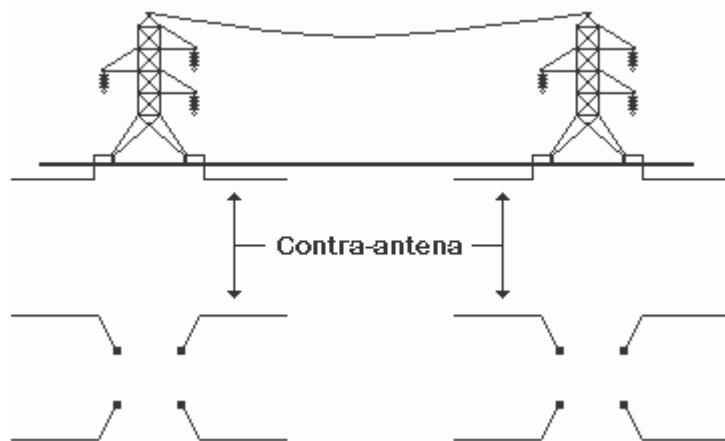
Si utilizamos el radio equivalente A en la expresión de la resistencia al pie del poste, ésta queda de la siguiente manera:

$$R_p = \frac{\rho}{2 \pi L} \ln \left(\frac{2L}{A} \right) \quad \Omega$$

3.1.1.6 Conexión a tierra por medio de contra-antenas

Esta red de tierras se hace con conductores que pueden ser de acero (en terrenos no corrosivos, como pueden ser los terrenos de cultivo o secos), o con cobre o aluminio (solo se utilizan en terrenos corrosivos).

Lo que busca este método es mayor área de contacto con el terreno y por eso se diseñan como trayectorias horizontales, no se entierran a gran profundidad (50 – 70 cm) y es deseable que el calibre del conductor o su diámetro sea el mismo que el del cable de guarda.



La resistencia al pie de la torre R_P se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$R_P = \frac{\rho}{\pi L} \left(\ln \frac{2L}{\sqrt{4ad}} - 1 \right) \Omega$$

donde:

- ρ = Resistividad del terreno en ohms – m
- L = Longitud total de la contra-antena en m (de forma independiente de cuántas secciones se divide)
- a = Radio del conductor de la contra-antena en m
- d = Profundidad a la cual se entierra la contra-antena en m

Ejemplo: Calcular el valor de la resistencia al pie de la torre R_p para una línea de 230 kV, que se construye en un terreno de 300 Ω -m de resistividad, usando contra-antenas de conductor de acero de 1/2" de diámetro enterrada 50 cm de profundidad. Considerar para la contra-antena una longitud total de 200 m.

$$R_p = \frac{\rho}{\pi L} \left(\ln \frac{2L}{\sqrt{4ad}} - 1 \right) \Omega$$

datos

$$\rho = 300 \Omega \cdot \text{m}$$
$$L = 200 \text{ m}$$
$$d = 0.5 \text{ m}$$

$$a = \frac{1/2 \times 2.54}{2} = 0.635 \text{ cm}$$

entonces:

$$R_p = \frac{300}{\pi \times 200} \left(\ln \frac{2 \times 200000}{\sqrt{4 \times 0.635 \times 50}} - 1 \right) \Omega$$

$$R_p = 0.477 \left(\ln \frac{400000}{11.269} - 1 \right) = 4.52 \Omega$$

a. Supongamos ahora que la longitud total de la contra-antena es de 50.0 m

$$R_p = \frac{300}{\pi \times 50} \left(\ln \frac{2 \times 5000}{\sqrt{4 \times 0.635 \times 50}} - 1 \right) = 11.05 \Omega$$

b. Supongamos ahora que el diámetro del cable de la contra-antena es $\frac{3}{4}$ "

$$a = \frac{\frac{3}{4} \times 2.54}{2} = 0.9525 \text{ cm}$$

Entonces:

$$R_p = \frac{300}{\pi \times 50} \left(\ln \frac{2 \times 5000}{\sqrt{4 \times 0.9525 \times 50}} - 1 \right) = 10.67 \Omega$$

c. Supongamos ahora que la contra-antena tiene un cable de $\frac{1}{2}$ " y está enterrado a una profundidad de 70 cm.

$$R_p = \frac{300}{\pi \times 50} \left(\ln \frac{2 \times 5000}{\sqrt{4 \times 0.635 \times 70}} - 1 \right) = 10.73 \Omega$$

3.1.1.7 Mediciones de red de tierra: Se realizaron mediciones en 9 estructuras, ver tabla XI, desconectando el puente entre las dos secciones del poste y así aislando la tierra provista por la varilla de puesta a tierra del resto de la línea, las mediciones se encuentran en la tabla siguiente y muestran que son aceptables para la línea de 230 kV, ya que están por debajo de la resistencia ohmica de tierra de 10 ohms.

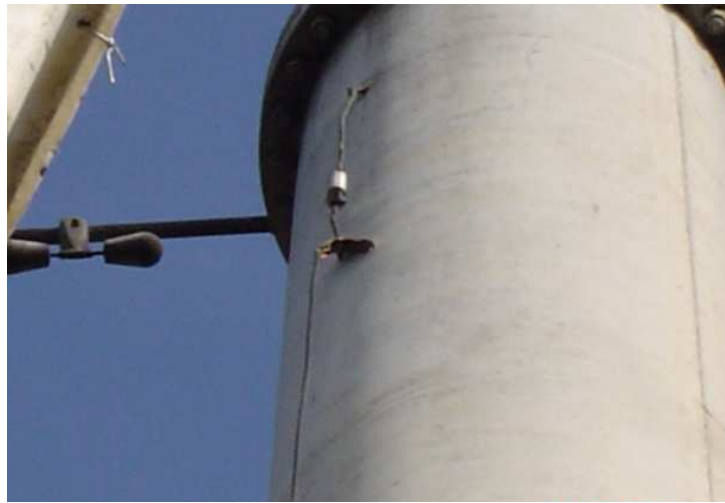
**Tabla XI. Resultados de la Medición de Red de Tierras
Línea Puerto Quetzal-Alborada**

MED No.	UBICACIÓN	LECTURA (Ω)
1	POSTE No. 604129	2.5
2	POSTE No. 604176	3.2
3	POSTE No. 604198	2.4
4	POSTE NO. 604233	2.2
5	POSTE No. 604248	2.4
6	POSTE No. 604262	3.6
7	POSTE No. 604317	3.1
8	POSTE No. 604296	1.2
9	POSTE No. 604294	1.5

Figura 11. Colocación de electrodos



Figura 12. Conexión y Desconexión de la Bajada de Tierra en el Poste



3.2 Arbolado

En el momento en que se construyó la línea no existía el problema de la vegetación, ahora años después varios puntos a lo largo de la línea han sido invadidos por moradores que construyeron sus viviendas y donde la vegetación crece en forma desordenada y sin control.

El crecimiento de esta vegetación, principalmente árboles y platanales alcanzan alturas próximas al conductor inferior, que ya han ocasionado descargas a tierra y por lo tanto la salida de operación de la línea.

Los puntos donde tenemos mayor problema de arbolado, están en los vanos 604126-604127-604128, ya que los propietarios no dan acceso al mantenimiento preventivo de éstos. En este lugar operó la línea el 21 de diciembre de 2005, ya que unas ramas hicieron contacto con ella y ésta se fue a tierra, ocasionando quemaduras en el cerco. El propietario autorizó desramar el árbol que ocasionó la falla, pero se dejó otros árboles en peligro inminente de una nueva descarga a tierra.

**Figura 13. Imágenes de la descarga a tierra de la línea de 230 kV
en los vanos 604126-604127-604128**



Por otra parte muchos trechos de línea se encuentran afectados por el cultivo de caña adyacente a la servidumbre y están sujetos a sufrir las consecuencias de su quema estacional. Las consecuencias de la quema de la caña ya fueron sentidas en la línea, que en ocasión provocaron la salida de la misma, generalmente por descargas a través del aislador por contaminación superficial del mismo.

Figura 14. Quema de Caña



3.3 Causas Fortuitas

El tipo de región donde se encuentra construida la línea de transmisión es de alto nivel de transporte pesado, hace algunos años los dueños de los ingenios ampliaron un tramo carretero para así sufragar sus necesidades de transporte, esta ampliación provocó que varios postes de la línea quedaran en el centro de la carretera, originando así el problema de daño constante por rozas y pequeños choques a dichos postes. Ya ocurrió que uno de los camiones cañeros que transitan en el lugar, en época de zafra, chocó y esto provocó el colapso del poste 604167.

Figura 15. Poste chocado



Figura 16. Camión cañero volcado



Otras causas que han provocado la salida de la línea han sido la rotura o fisura de aisladores y el vandalismo, el cual ha ocasionado deshilado en el conductor

Figura 17. Fisuras en aisladores

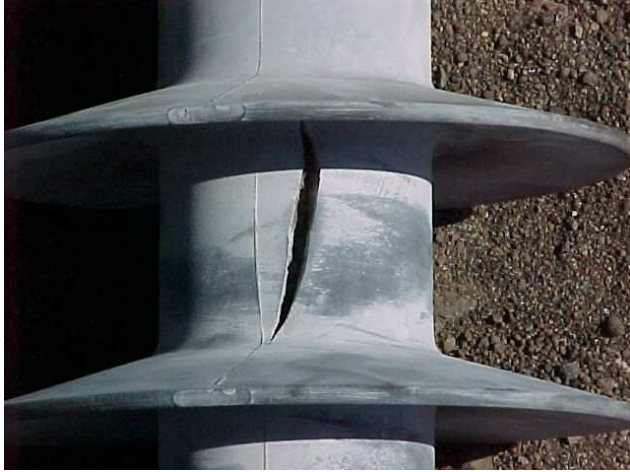


Figura 18. Conductor deshilado



3.4 Salidas registradas en la Línea

La línea sale de operación por dos razones, las cuales son fallas y mantenimiento en la línea, protecciones, generación, etc. Las fallas en la línea se dan por causas mencionadas en las secciones 3.1, 3.2 y 3.3. A continuación se presentan las fallas detectadas y documentadas en la línea ver tabla XII.

Tabla XII. Fallas detectadas y documentadas en la Línea

FECHA SALIDA	MOTIVO	CONSECUENCIA
12-Ene-03	Disturbo en la línea, opero rele de bajo voltaje rele de sobre corriente	Operación de la línea
01-May-03	Disparo por falla en la línea, activo rele y relev a 1 km. interruptor de esperanza cerro hasta las 15:24 hrs. por cambio de un pararrayos en la sub estacion.	Cambio de un pararrayos en la Subestación
06-May-03	Apertura de interruptores . rele de sobrecorriente	Operación de la línea
02-Jun-03	Apertura de interruptores por disparo general. rele de baja frecuencia	Operación de la línea
29-Jun-03	Apertura de interruptores , por trabajos programados en la línea 230 kv. **interruptor cerro hasta las 12.05 hrs. por falla.	Operación de la línea
26-Jul-03	Apertura por golpe en la línea, activo rele a 35.38 km.	Operación de la línea por tempestad
01-Oct-03	Apertura por golpe en la línea 230 kv.	Operación de la línea
11-Oct-03	Apertura por golpe en la línea, activo relevador de sobre corriente	Operación de la línea
15-Oct-03	Apertura por golpe en la línea, activo alarma fase a, distancia 39 km.	Operación de la línea
18-Dic-03	Apertura de interruptores por disparo general, activo rele	Operación de la línea
21-Dic-03	Apertura de interruptores por golpe en la línea 230 kv. camion chocó poste	Salida de la línea por 12 hrs.
08-Abr-04	Apertura de la línea 230 kv. al momento de ingresara línea unidad de esperanza. activo rele	Operación de la línea por tempestad
02-May-04	Apertura por falla en la línea 230 kv. se abrio interruptor escuintla*guatemala sur.	Operación de la línea
07-Jun-04	Apertura por falla en la línea 230 kv. activo bajo voltaje.	Operación de la línea
22-Ago-04	Apertura por falla en la línea 230 kv. actuo relevador	Operación de la línea
07-Feb-05	Apertura por falla en la línea 230 kv. activo rele relevador zona 1 distancia 31.35 km.	Operación de la línea
26-Jun-05	Apertura por golpe en la línea 230 kv, activo rele	Operación de la línea
21-Dic-05	Apertura por golpe en la línea 230 kv, activo rele de distancia fase a.	Problemas de arbolado
13-Jul-06	Problemas en las barcazas 2	Operación de la línea

El mantenimiento preventivo y correctivo, conforman uno de los trabajos más importantes para que el transporte de energía eléctrica en la línea sea constante. La línea desde enero del 2003 hasta julio de 2006 ha salido de operación 40 veces, de las cuales el 50% ha sido por mantenimiento, el 20% por fallas en la línea y el 30% por fallas en las subestaciones. Es decir que el promedio por año que salga de operación por falla en la línea es de 2.3 veces. Ver tabla XIII.

Tabla XIII. Salidas al Año de la Línea

FECHA SALIDA	MOTIVO	CLASIFICACIÓN
12-Ene-03	Disturbo en la línea, opero rele de bajo voltaje.	FALLA
12-Ene-03	Se abrieron interruptores. rele de sobre corriente	FALLA
22-Mar-03	Trabajos en la línea 230 kv. mantenimimiento de eegsa	MANTENIMIENTO
04-Abr-03	Pruebas de un interruptor en sub estacion escuintla ii	MANTENIMIENTO
15-Abr-03	Trabajos programados en sub estacion escuintla ii	MANTENIMIENTO
20-Abr-03	Trabajos programados en sub estacion escuintla ii	MANTENIMIENTO
01-May-03	Disparo por falla en la línea, activo rele y relev a 1 km. interruptor de esperanza cerro hasta las 15:24 hrs. por cambio de un pararrayos en la sub estacion.	FALLA
06-May-03	Apertura de interruptores rele de sobrecorriente	FALLA
02-Jun-03	Apertura de interruptores por disparo general. rele de baja frecuencia	FALLA EN LA LÍNEA
19-Jun-03	Trabajo programado	MANTENIMIENTO
29-Jun-03	Apertura de interruptores por trabajos programados en la línea 230 kv. **interruptor cerro hasta las 12.05 hrs. por falla.	FALLA
26-Jul-03	Apertura por golpe en la línea, activo rele a 35.38 km.	FALLA EN LA LÍNEA
01-Oct-03	Apertura por golpe en la línea 230 kv.	FALLA
11-Oct-03	Apertura por golpe en la línea, activo relevador de sobre corriente	FALLA
15-Oct-03	Apertura por golpe en la línea, activo alarma fase a, distancia 39 km.	FALLA EN LA LÍNEA
17-Oct-03	Apertura por trabajos en la línea 230 kv. escuintla ii.	MANTENIMIENTO
26-Oct-03	Apertura por trabajos en la línea 230 kv, escuintla ii.	MANTENIMIENTO
23-Nov-03	Apertura por trabajos en la línea 230 kv, alborada	MANTENIMIENTO
18-Dic-03	Apertura de interruptores por disparo general, activo rele	FALLA EN LA LÍNEA
21-Dic-03	Apertura de interruptores por golpe en la línea 230 kv.	FALLA EN LA LÍNEA
06-Ene-04	Apertura por trabajos en la línea 230 kv.	MANTENIMIENTO
08-Abr-04	Apertura de la línea 230 kv. al momento de ingresara línea unidad de esperanza. activo rele	FALLA
17-Abr-04	Apertura por trabajos en línea 230 kv. alborada	MANTENIMIENTO
02-May-04	Apertura por falla en la línea 230 kv. se abrio interruptor escuintla*guatemala sur.	FALLA
07-Jun-04	Apertura por falla en la línea 230 kv. activo bajo voltaje.	FALLA
17-Jul-04	Apertura por trabajos programados en la línea 230 kv.	MANTENIMIENTO
22-Ago-04	Apertura por falla en la línea 230 kv. actuo relevador	FALLA
07-Feb-05	Apertura por falla en la línea 230 kv. activo rele y relevador zona 1 distancia 31.35 km.	FALLA EN LA LÍNEA
20-Mar-05	Apertura por trabajos en la línea 230 kv.	MANTENIMIENTO
30-Mar-05	Apertura por trabajos en sub estacion, escuintla ii.	MANTENIMIENTO
08-Abr-05	Apertura por trabajos en la línea 230 kv.	MANTENIMIENTO
17-Abr-05	Apertura por trabajos en la línea 230 kv.	MANTENIMIENTO
07-May-05	Apertura por trabajos en la línea 230 kv.	MANTENIMIENTO
26-Jun-05	Apertura por golpe en la línea 230 kv, activo rele	FALLA
29-Jun-05	Apertura por trabajos programados en sub estacion escuintla.	MANTENIMIENTO
12-Nov-05	Apertura por trabajos en la línea 230 kv.	MANTENIMIENTO
21-Dic-05	Apertura por golpe en la línea 230 kv, activo rele de distancia fase a.	FALLA EN LA LÍNEA
18-Feb-06	Apertura por trabajos programados en línea 230 kv.	MANTENIMIENTO
19-Mar-06	Apertura por trabajos programados en línea 230 kv.	MANTENIMIENTO
13-Jul-06	Problemas de generación en las barcazas 2	FALLA

4. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

4.1 Distancia promedio actual entre estructuras

Actualmente la línea consta de 19 secciones con un total de 223 postes, los cuales están distribuidos por su tipo de estructura de la siguiente manera:

Tipo	Total
I	175
II	29
III	11
IV	8

La distancia promedio se obtuvo de los puntos de ubicación de cada poste localizado por medio de GPS e ingresados en el Sistema de Información Geográfica de la Red Eléctrica de Empresa Eléctrica de Guatemala (SIGRE).

En el Apéndice D, también se enumeran la cantidad de postes con sus respectivos identificadores en el campo, así como la ubicación en la que se encuentran y su estado con respecto a problemas de arbolado, tráfico pesado, etc.

4.2 Listado de vanos críticos

Mediante una inspección de campo se realizó un listado de vanos críticos, los cuales se eligieron para formar una base de análisis de flechas, tensiones y libranzas de la línea, para poder determinar el estado actual del conductor.

Los vanos según la sección de la línea a la que pertenecen son:

No	Sección	Vano
1	604101-604117	604105-604106
2	604118-604127	604125-604126
3	604127-604153	604144-604145
4	604153-604178	604164-604165
5		604171-604172
6	604178-604202	604194-604195
7	604202-604224	604213-604214
8	604224-604246	604235-604236
9		604240-604241
10	604246-604269	604255-604256
11		604263-604264
12	604269-604288	604269-604270
13		604279-604280
14	604288-604304	604290-604291
15		604291-604292
16		604295-604296
17	604314-604318	604316-604317

4.3 Libranzas y flechas del conductor

Conforme el listado de vanos críticos, se realizaron las mediciones de campo para encontrar la flecha máxima a la que ha llegado el conductor, con el fin de determinar las libranzas de este con el suelo y otros objetos.

Figura 19. Vano 1

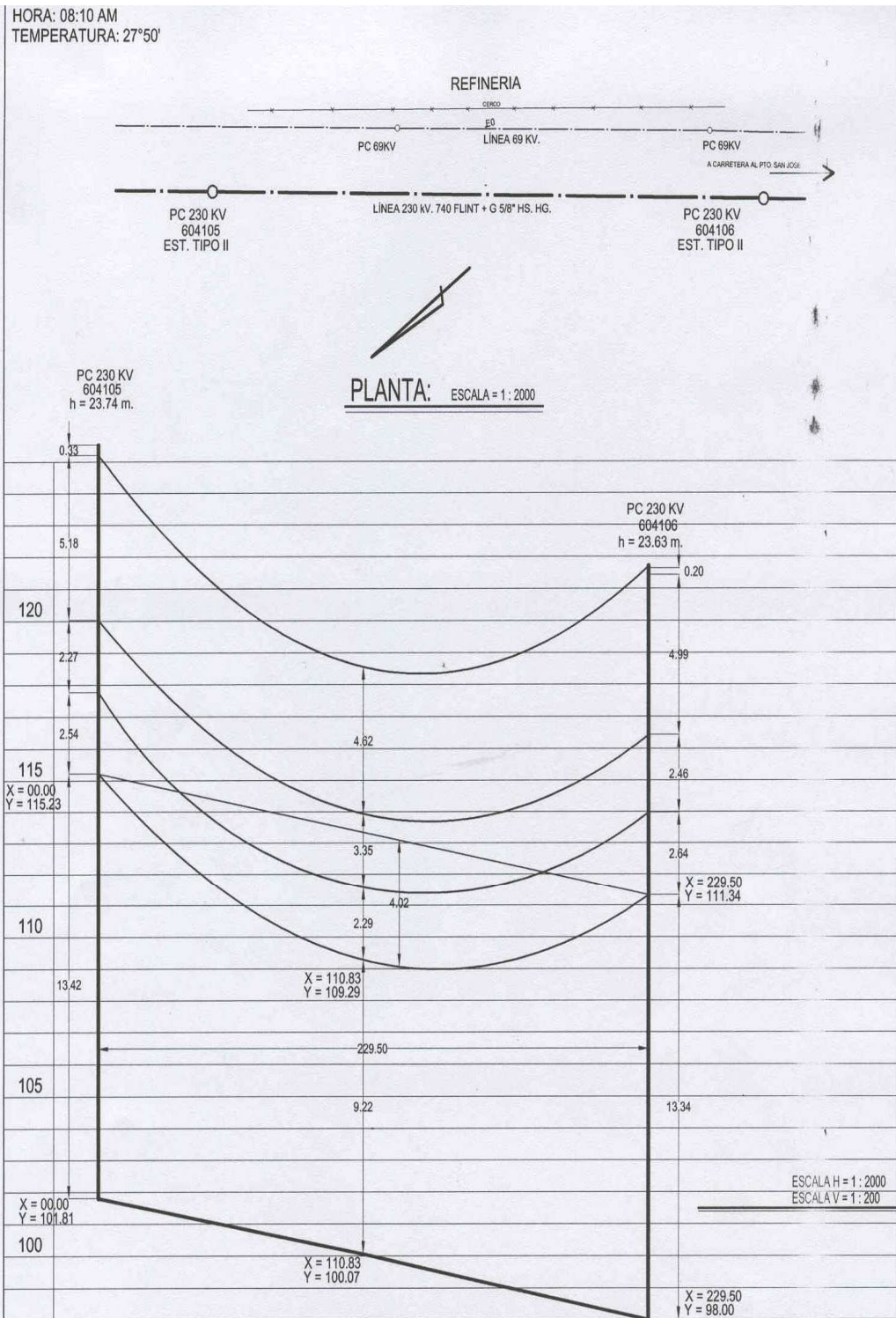
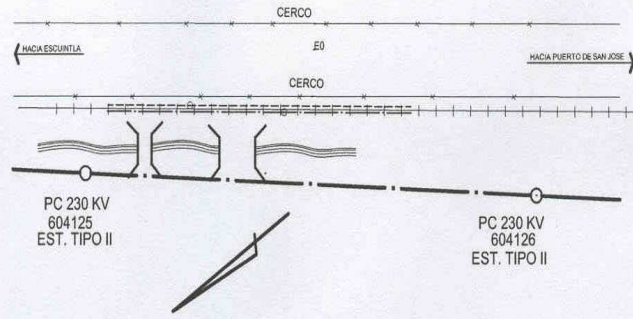


Figura 20. Vano 2

HORA: 09:20 AM
TEMPERATURA: 29°50'



PLANTA: ESCALA = 1 : 2000

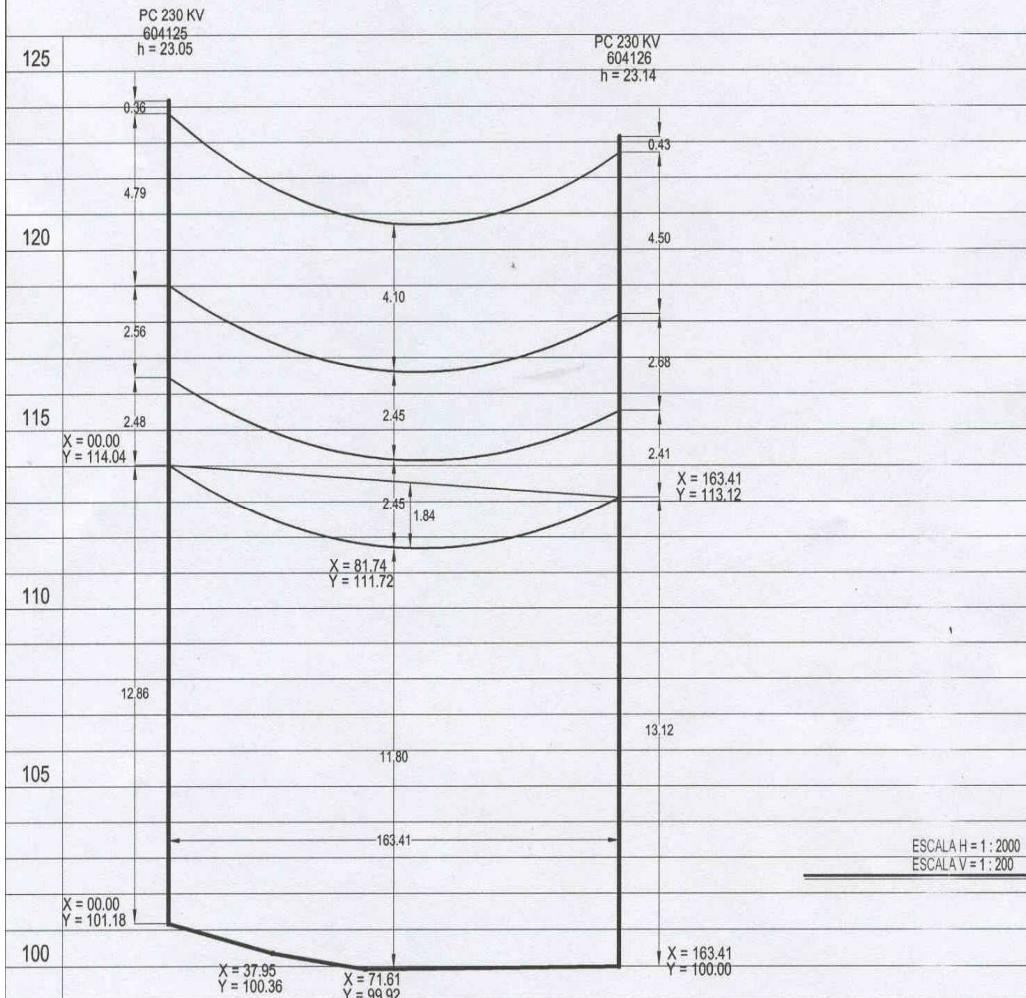


Figura 21. Vano 3

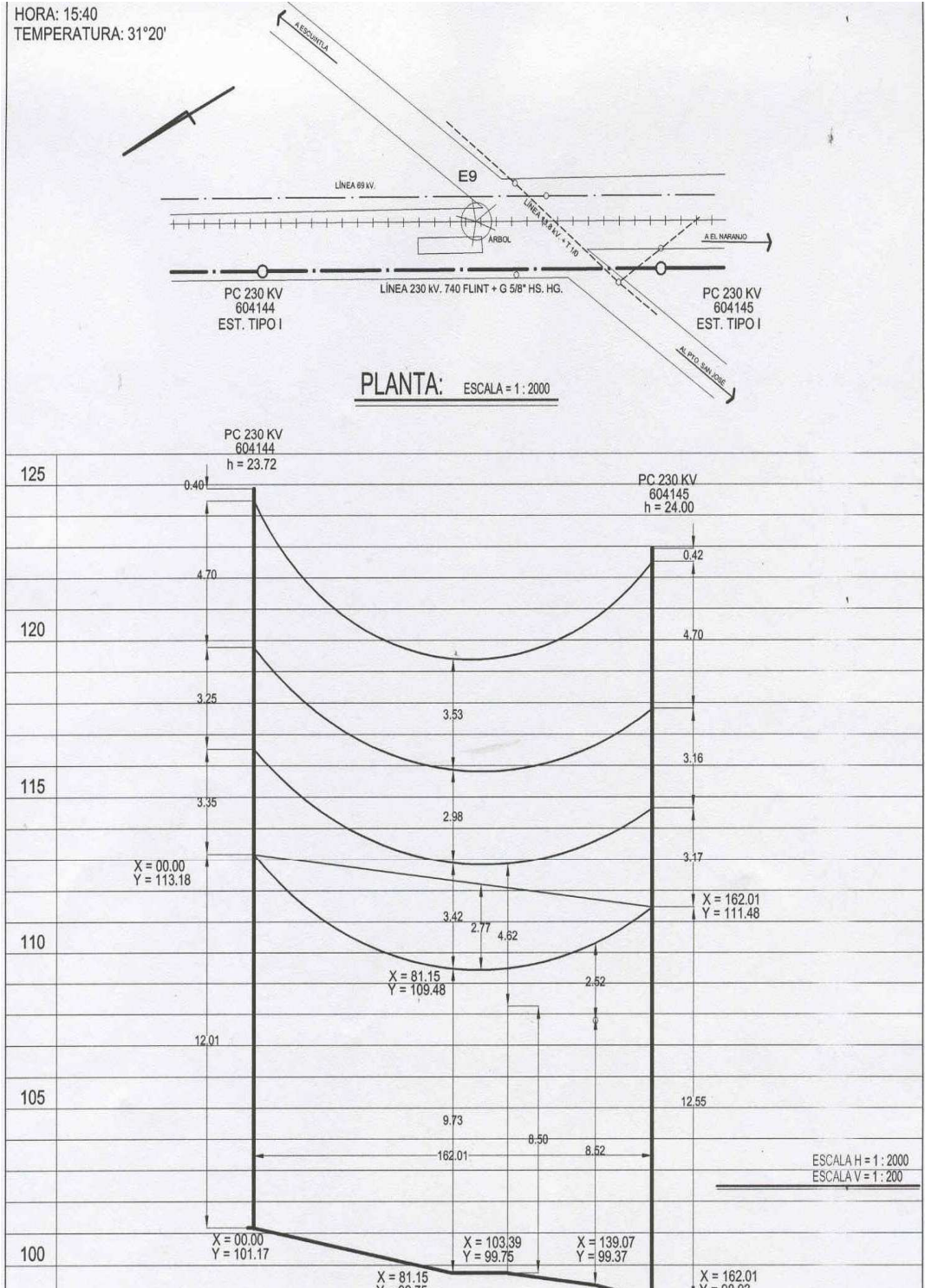


Figura 22. Vano 4

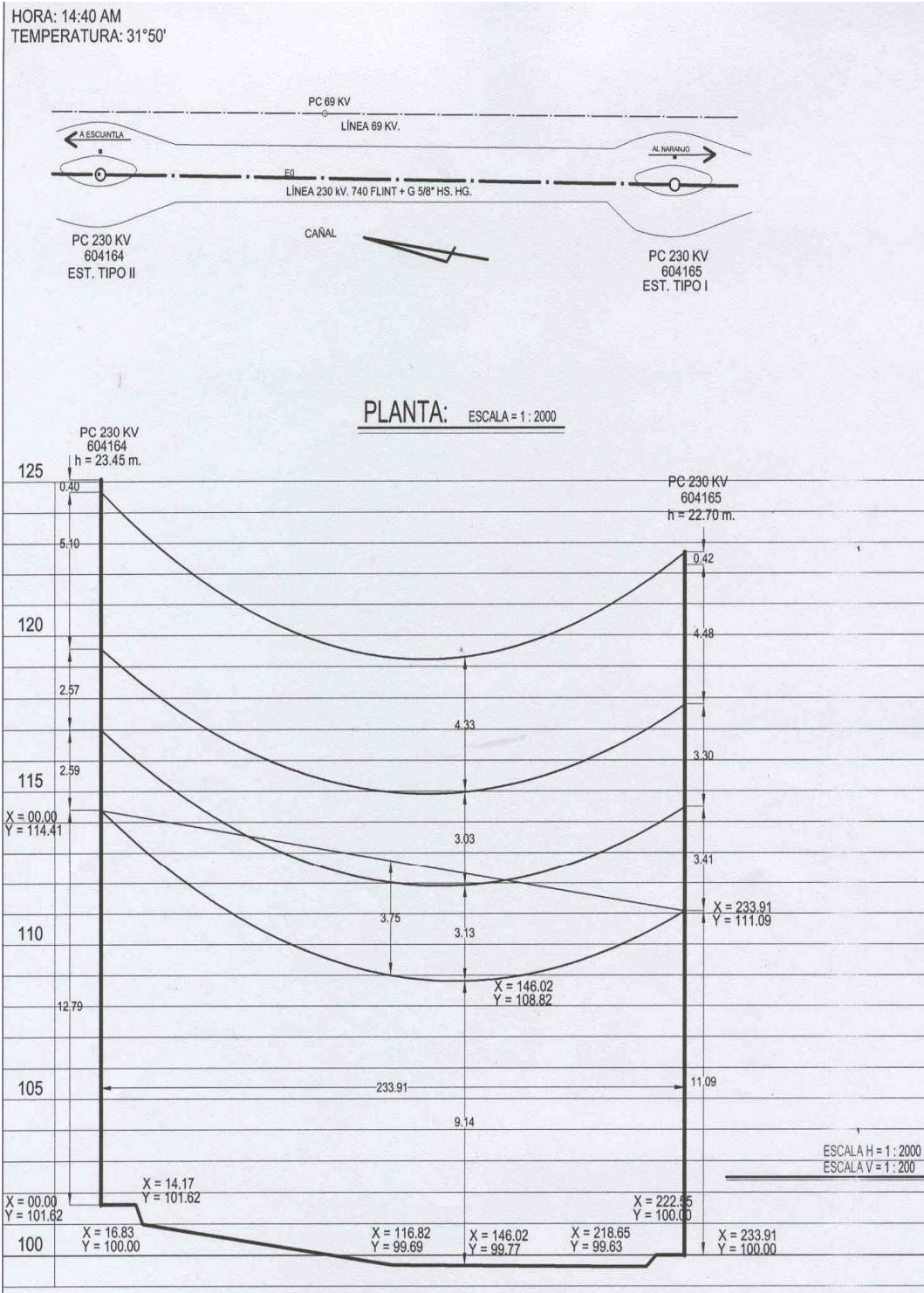


Figura 23. Vano 5

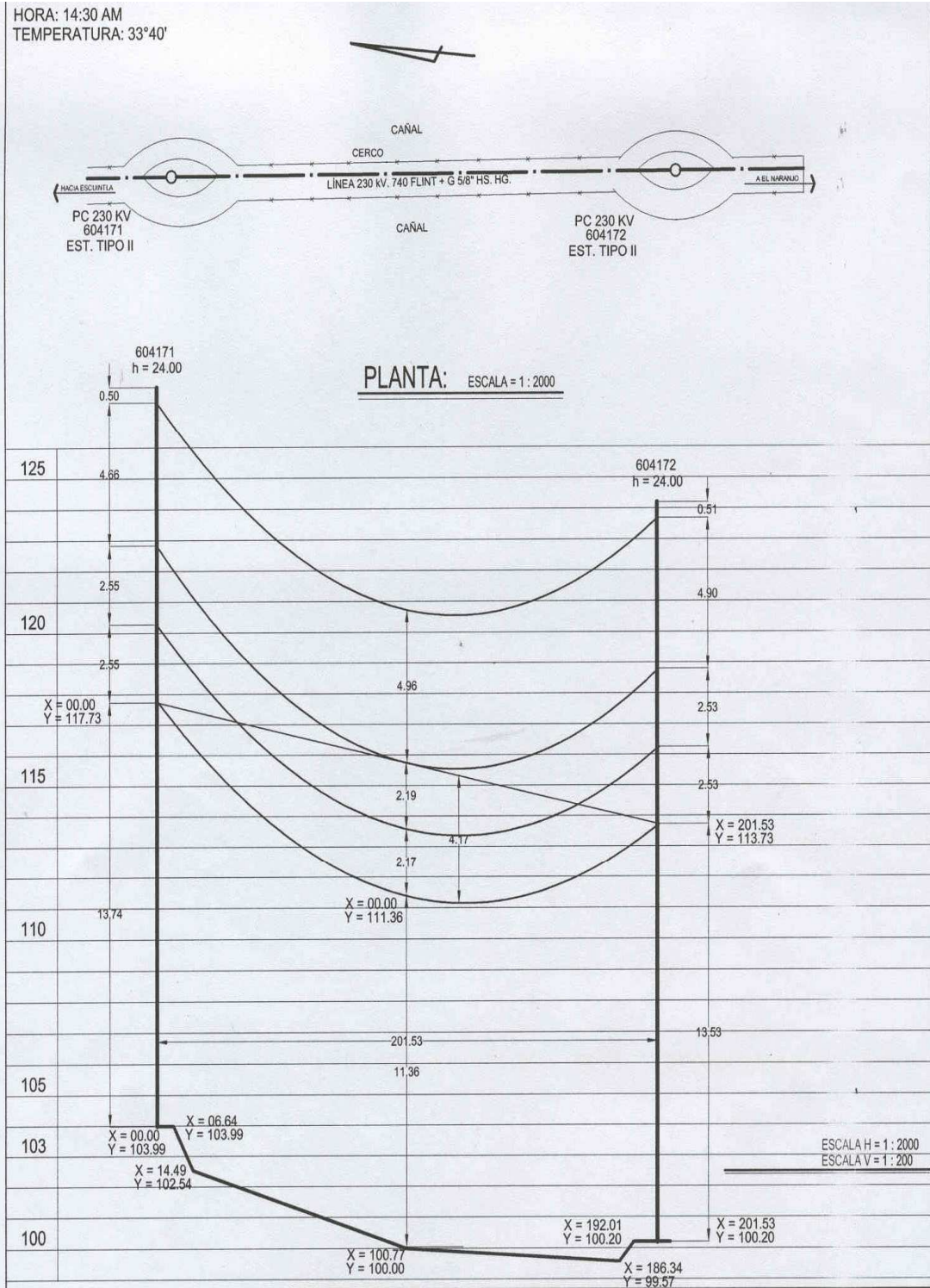


Figura 24. Vano 6

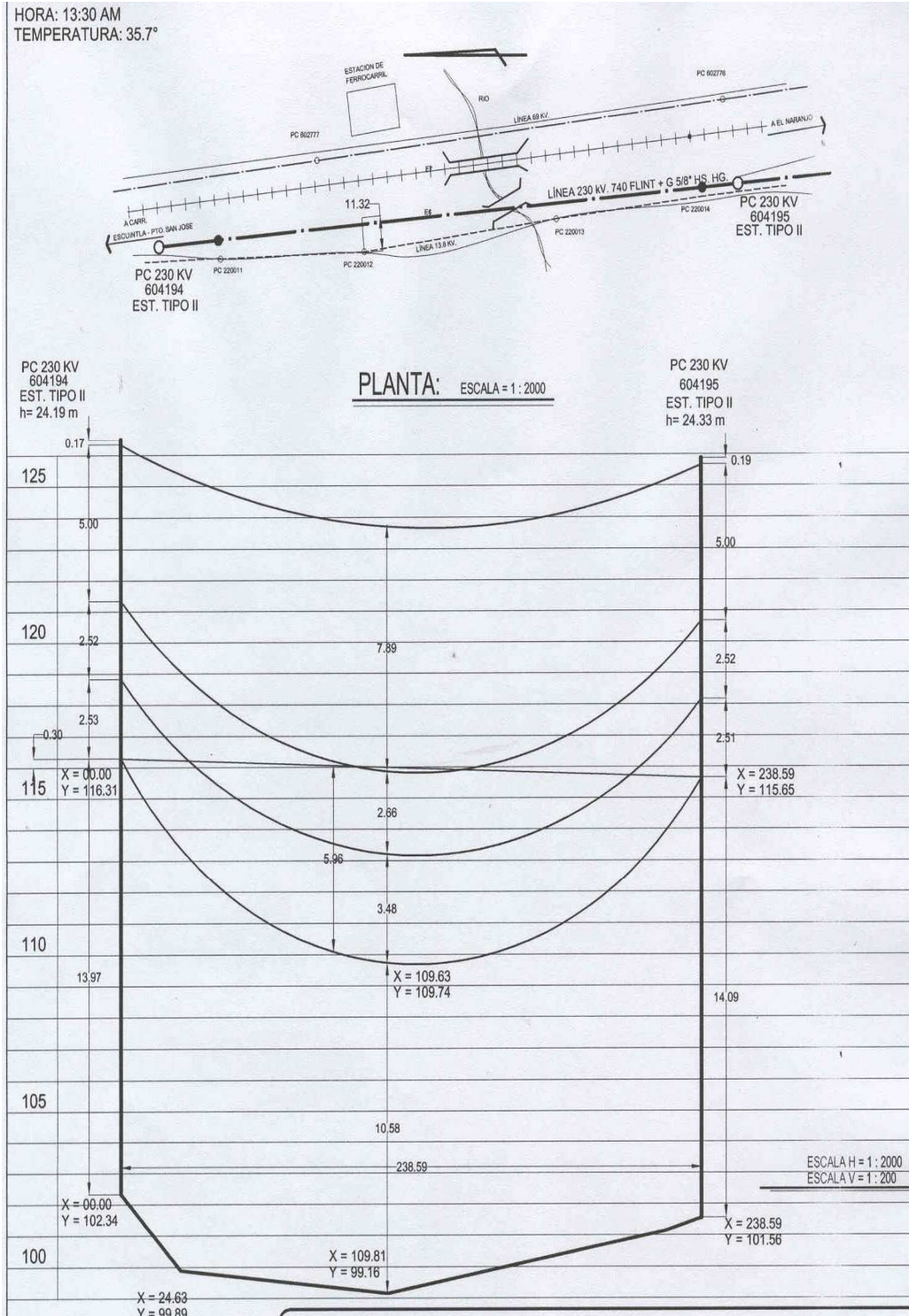
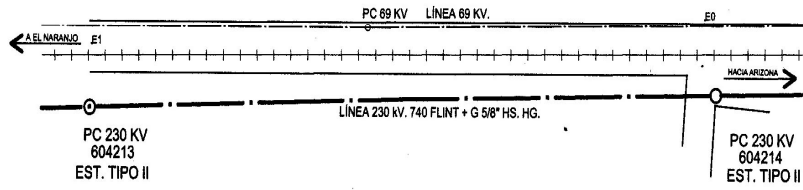


Figura 25. Vano 7

HORA: 12:15 AM
TEMPERATURA: 32°50'



PLANTA: ESCALA = 1 : 2000

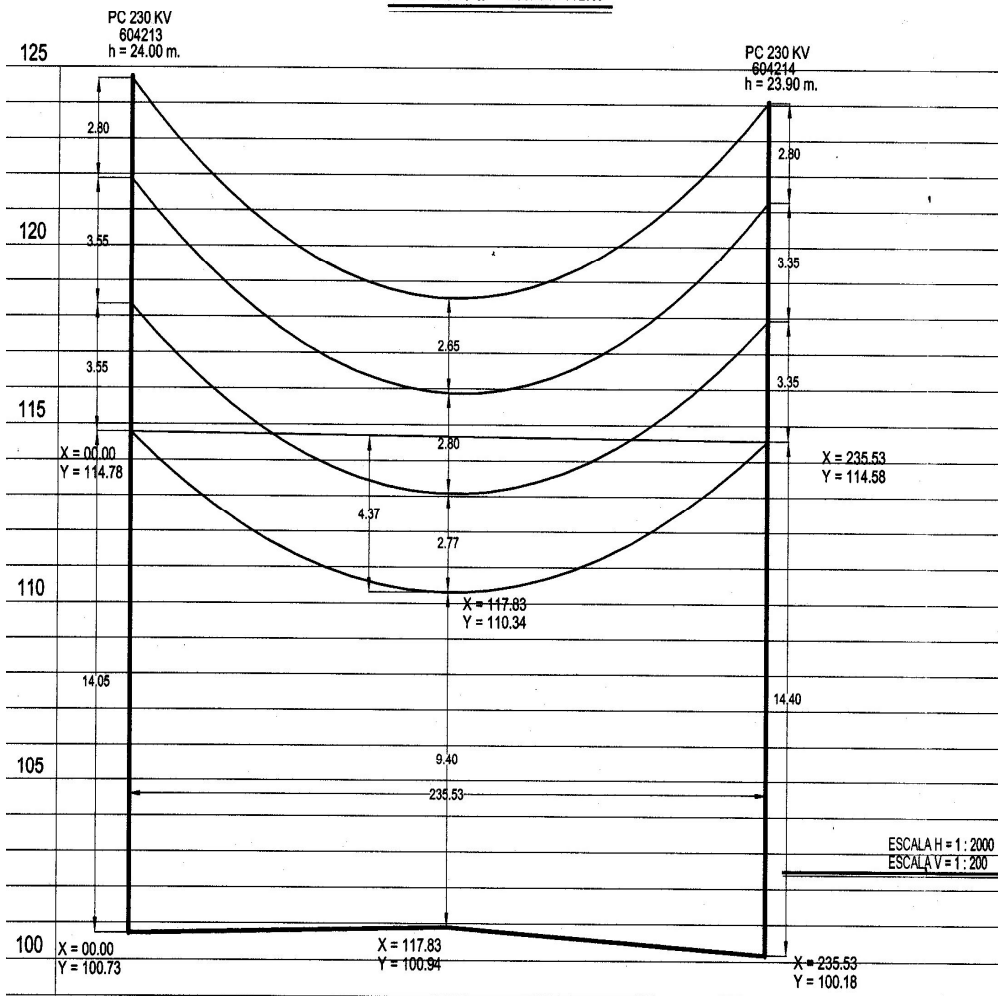


Figura 26. Vano 8

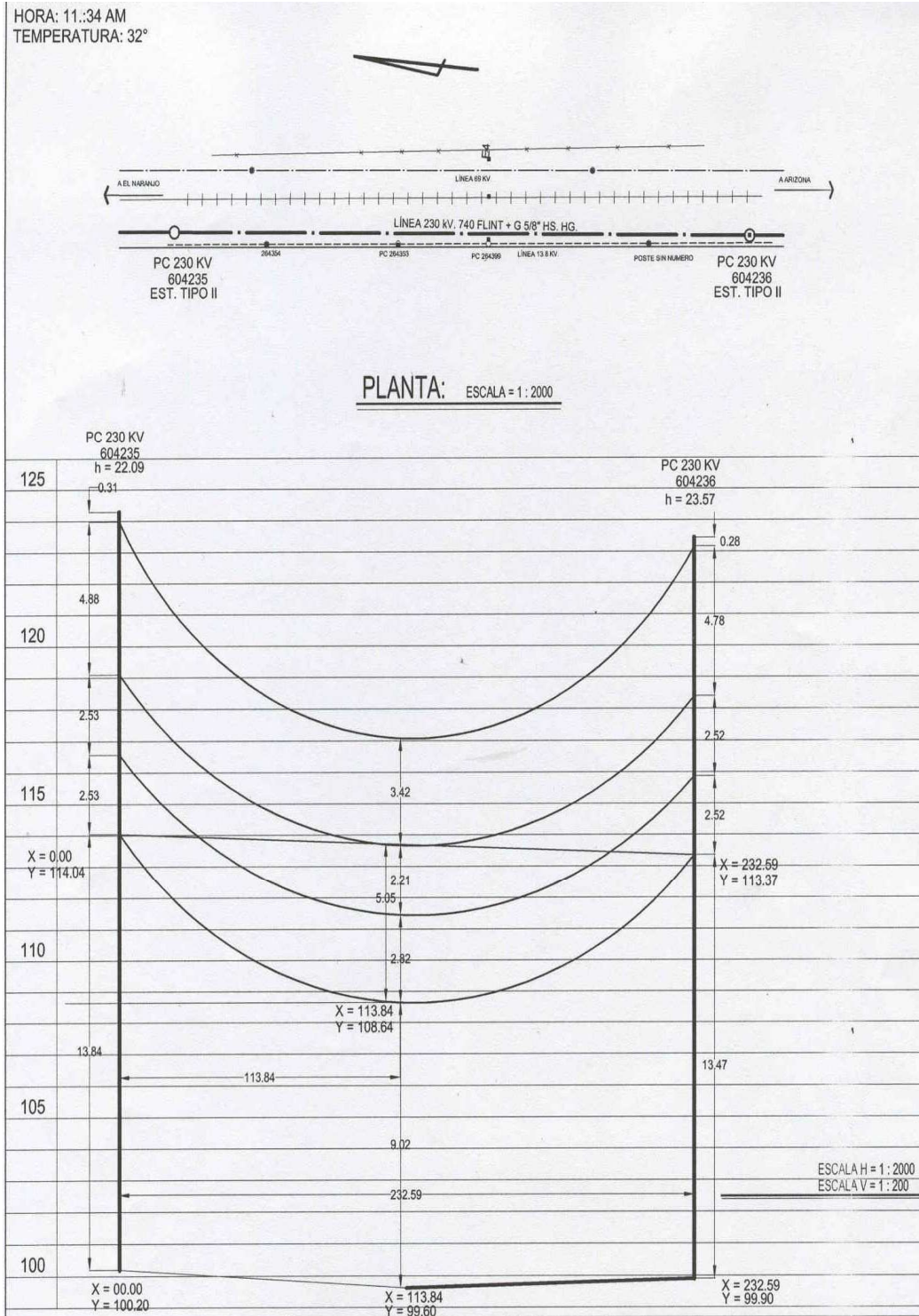


Figura 27. Vano 9

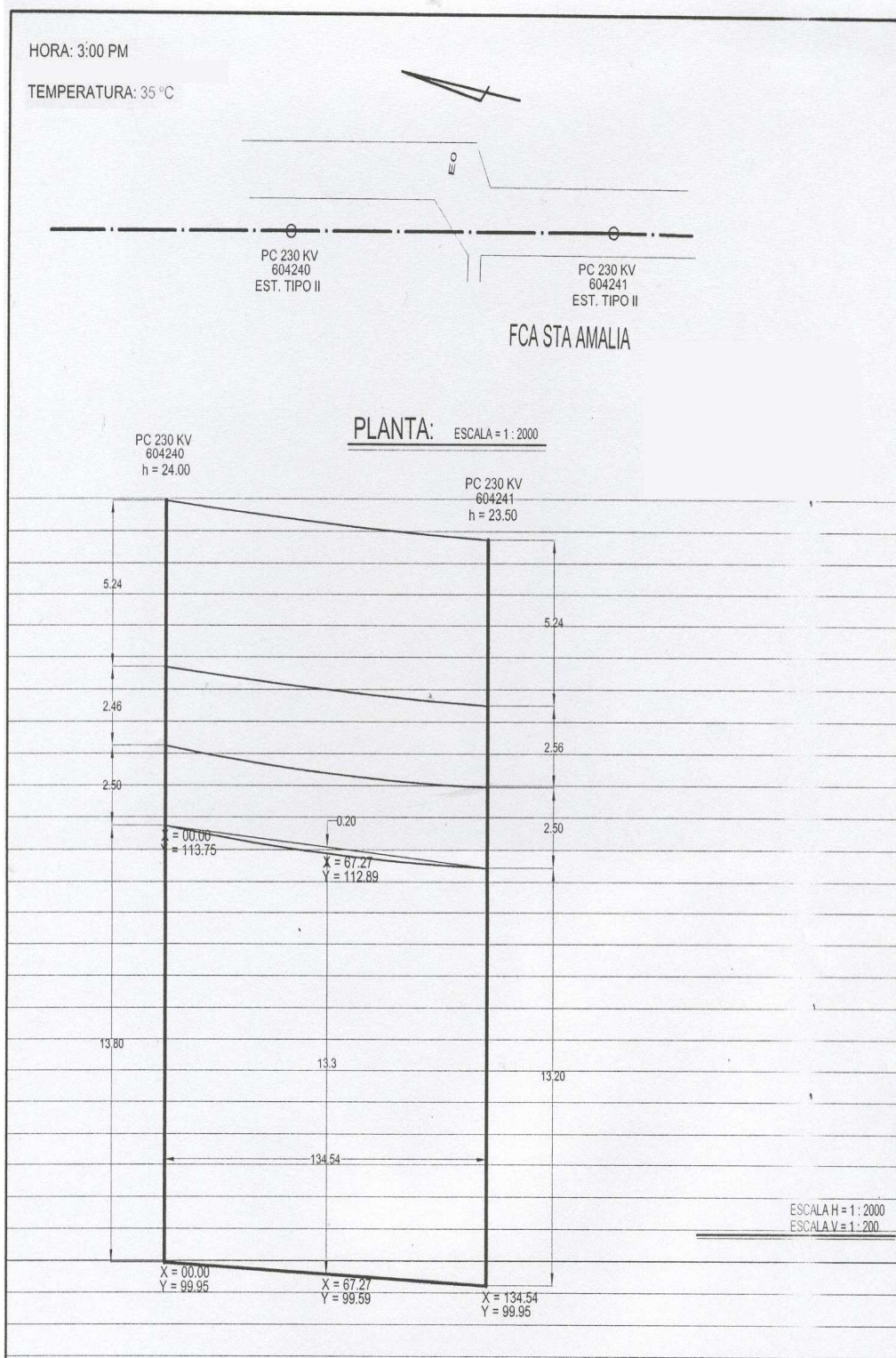


Figura 28. Vano 10

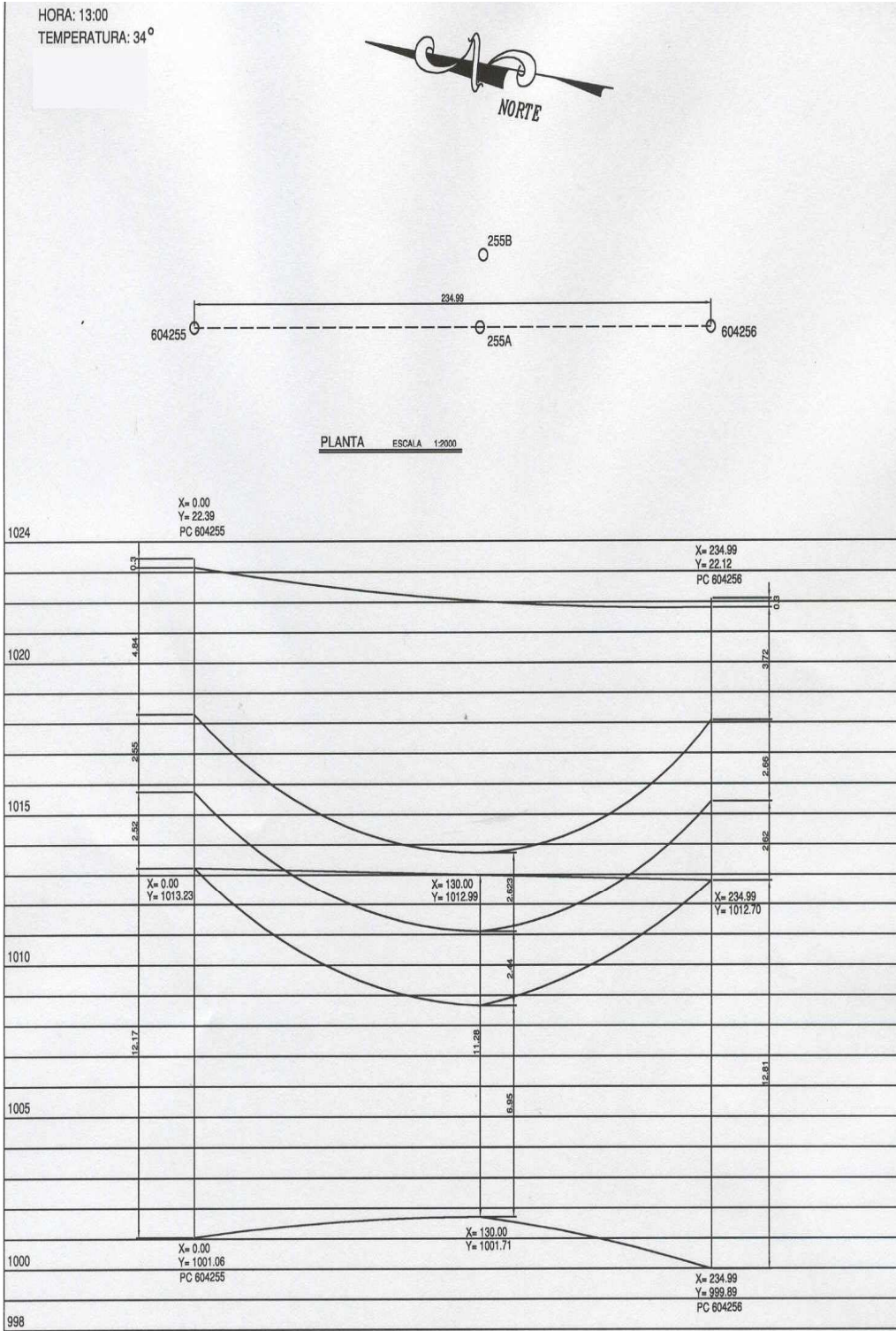


Figura 29. Vano 11

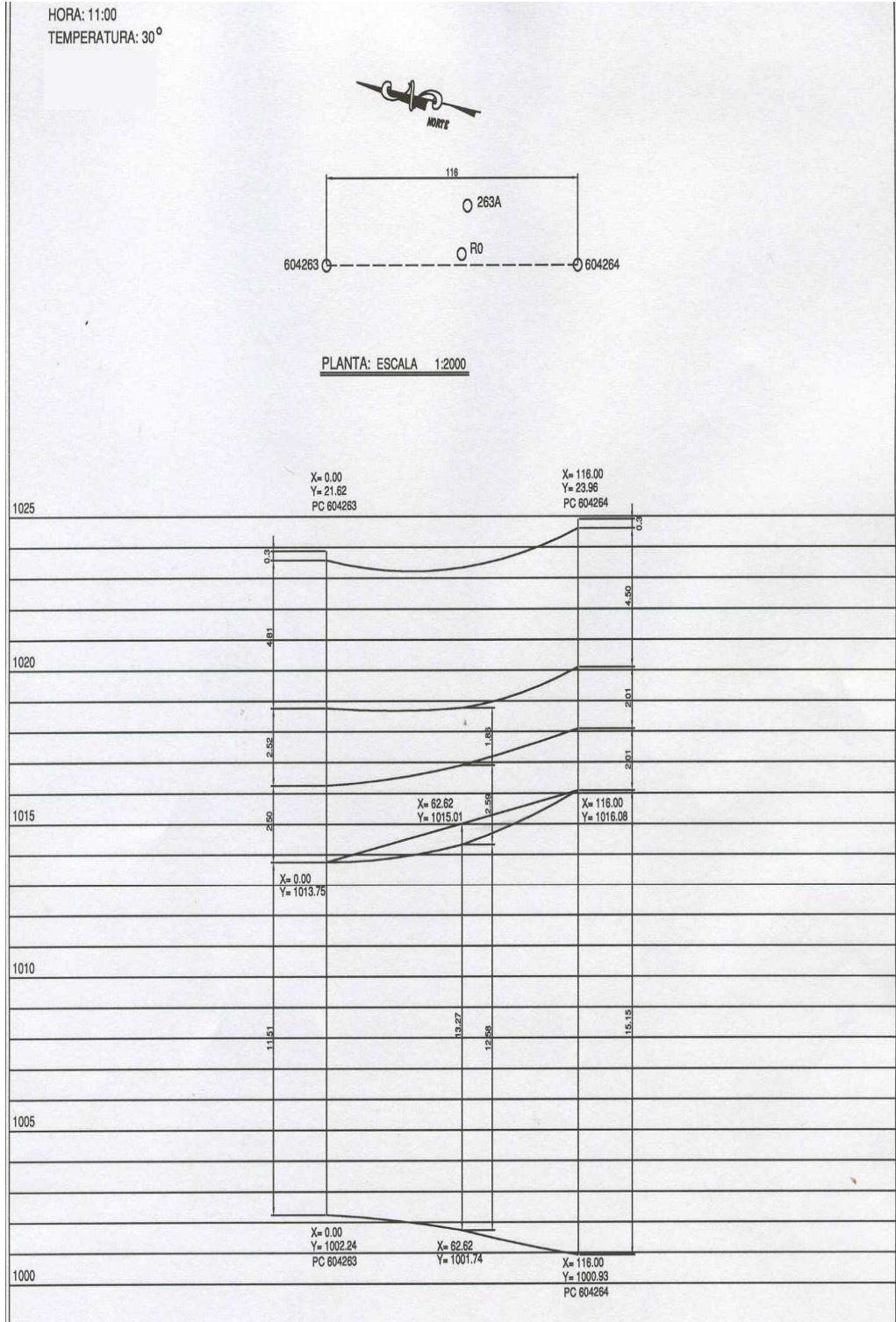


Figura 30. Vano 12

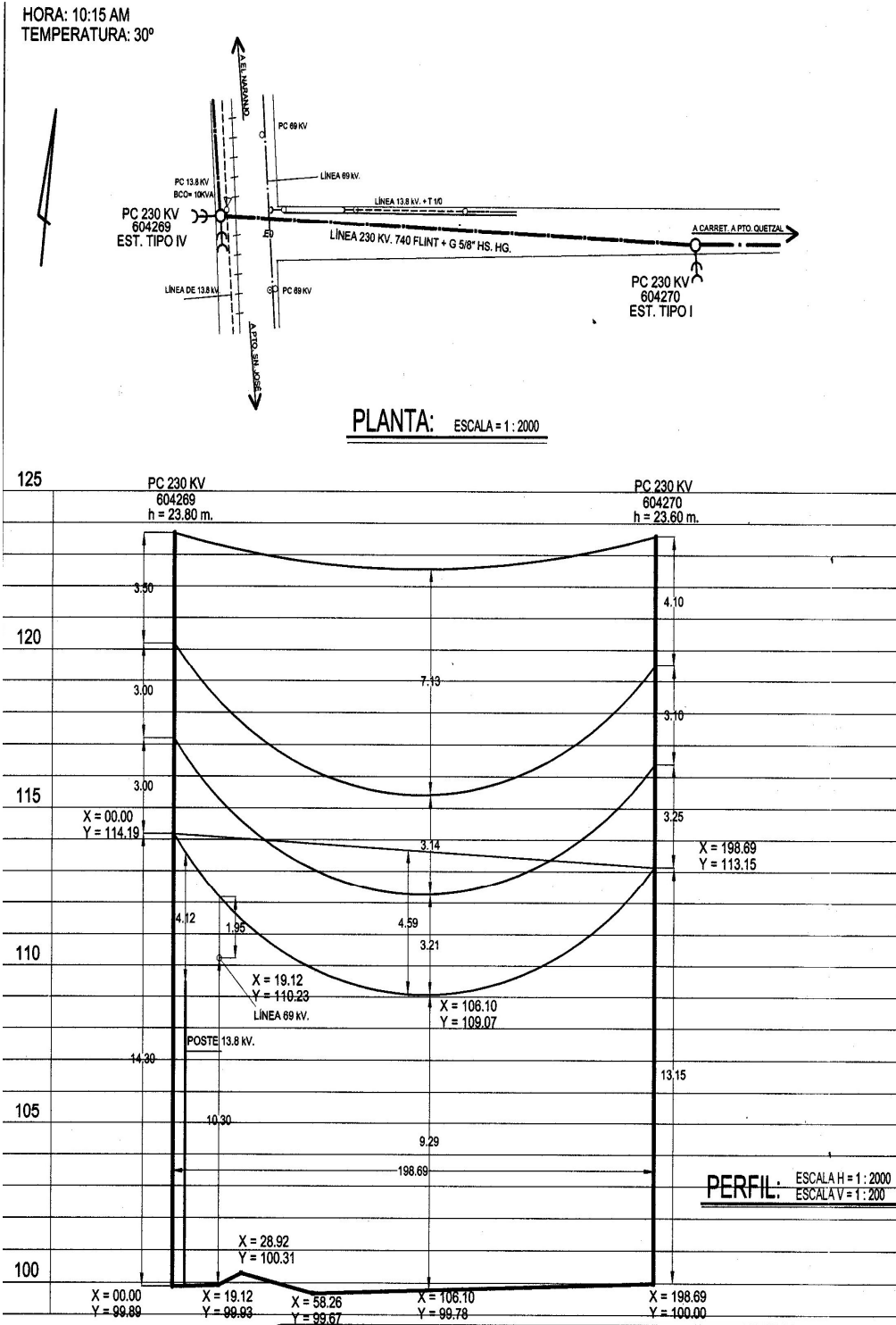


Figura 31. Vano 13

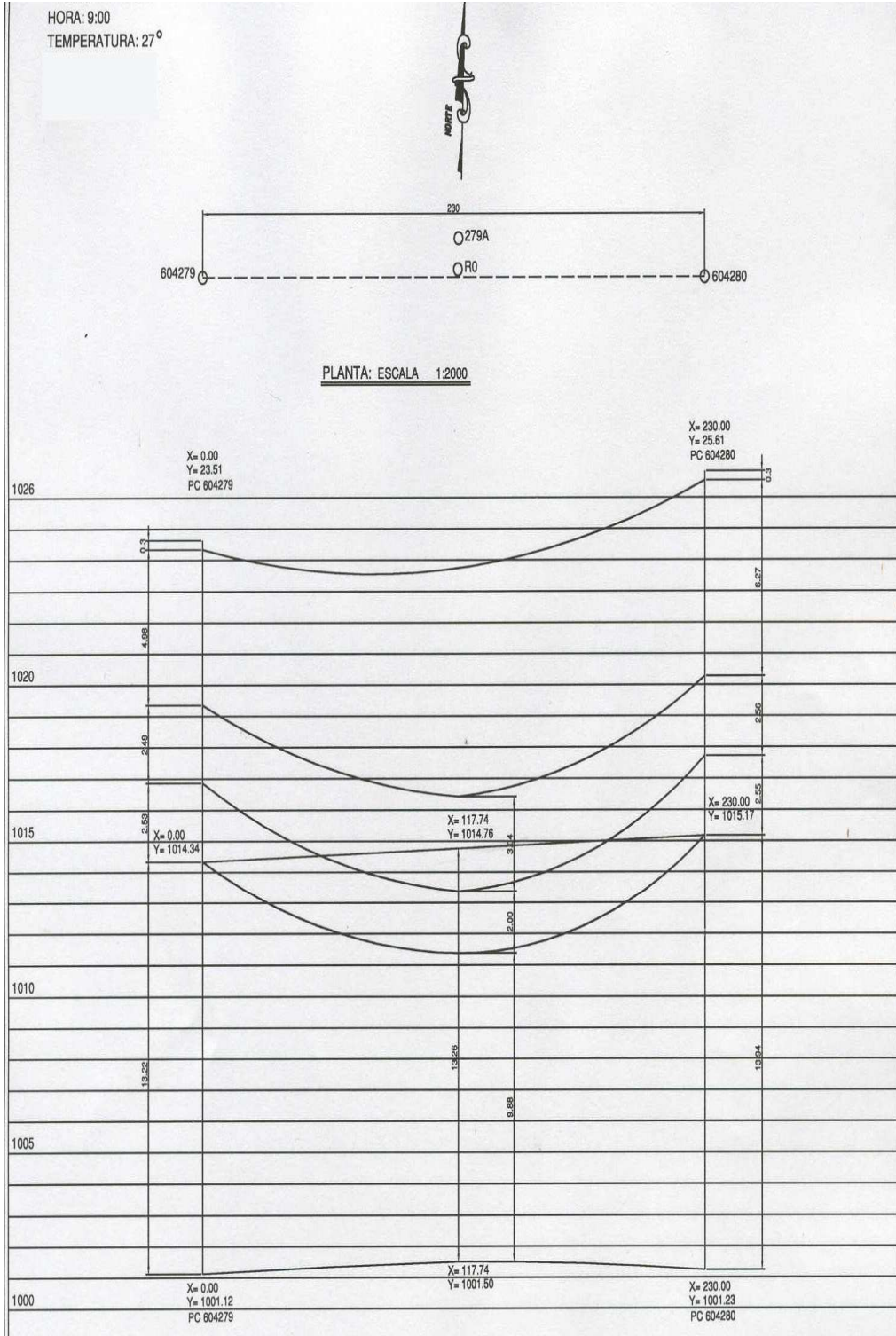


Figura 32. Vano 14_15

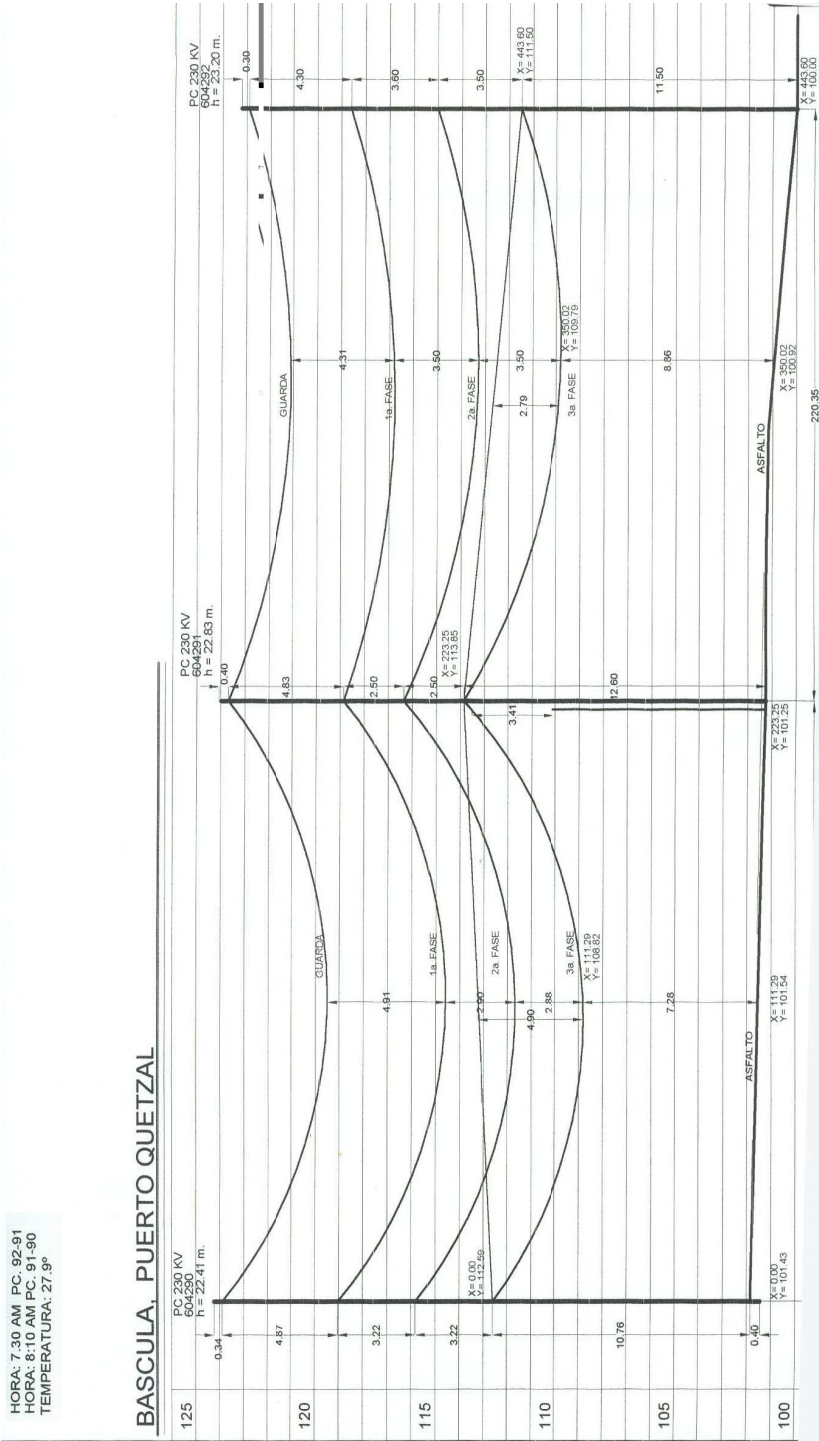


Figura 33. Vano 16

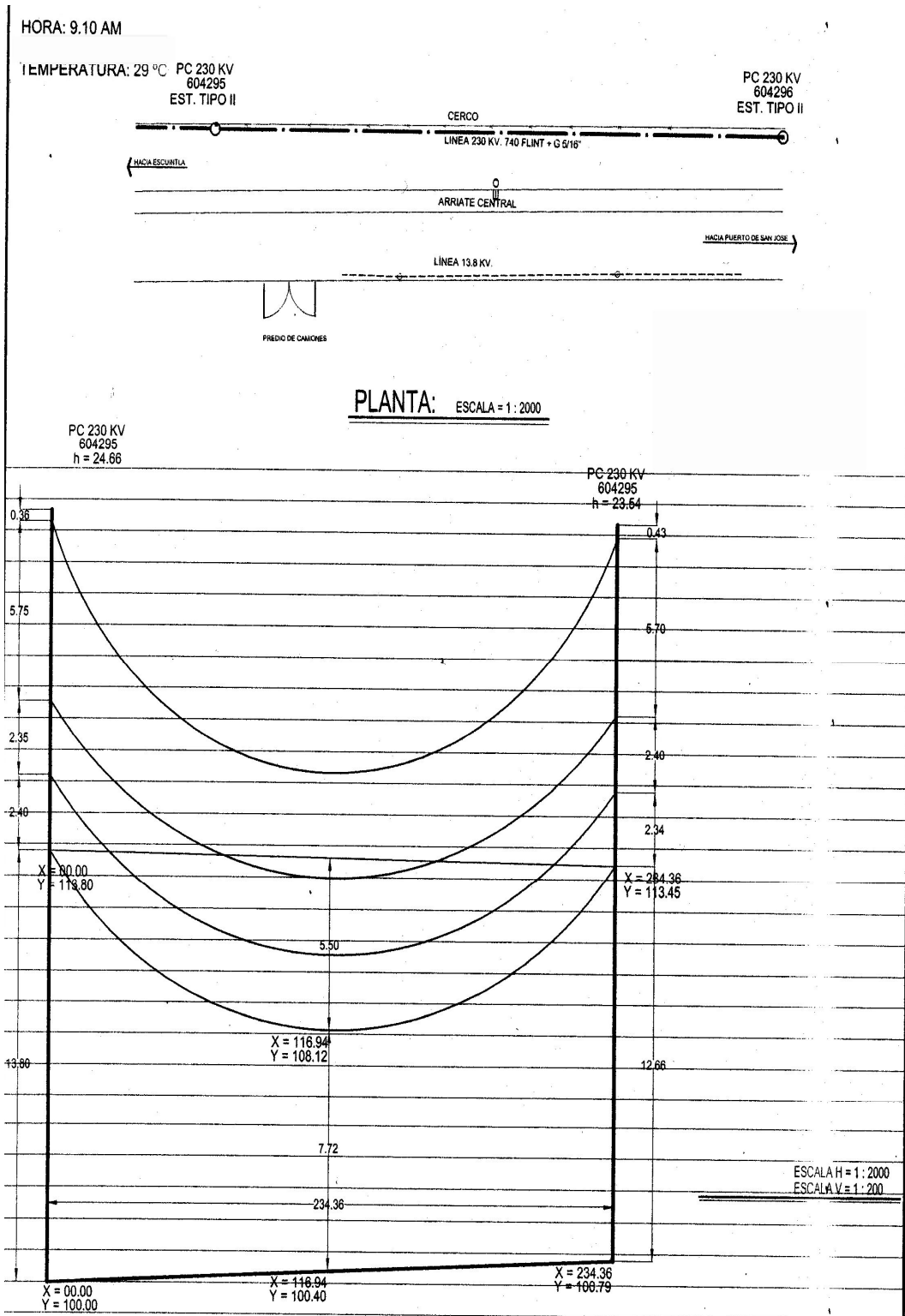
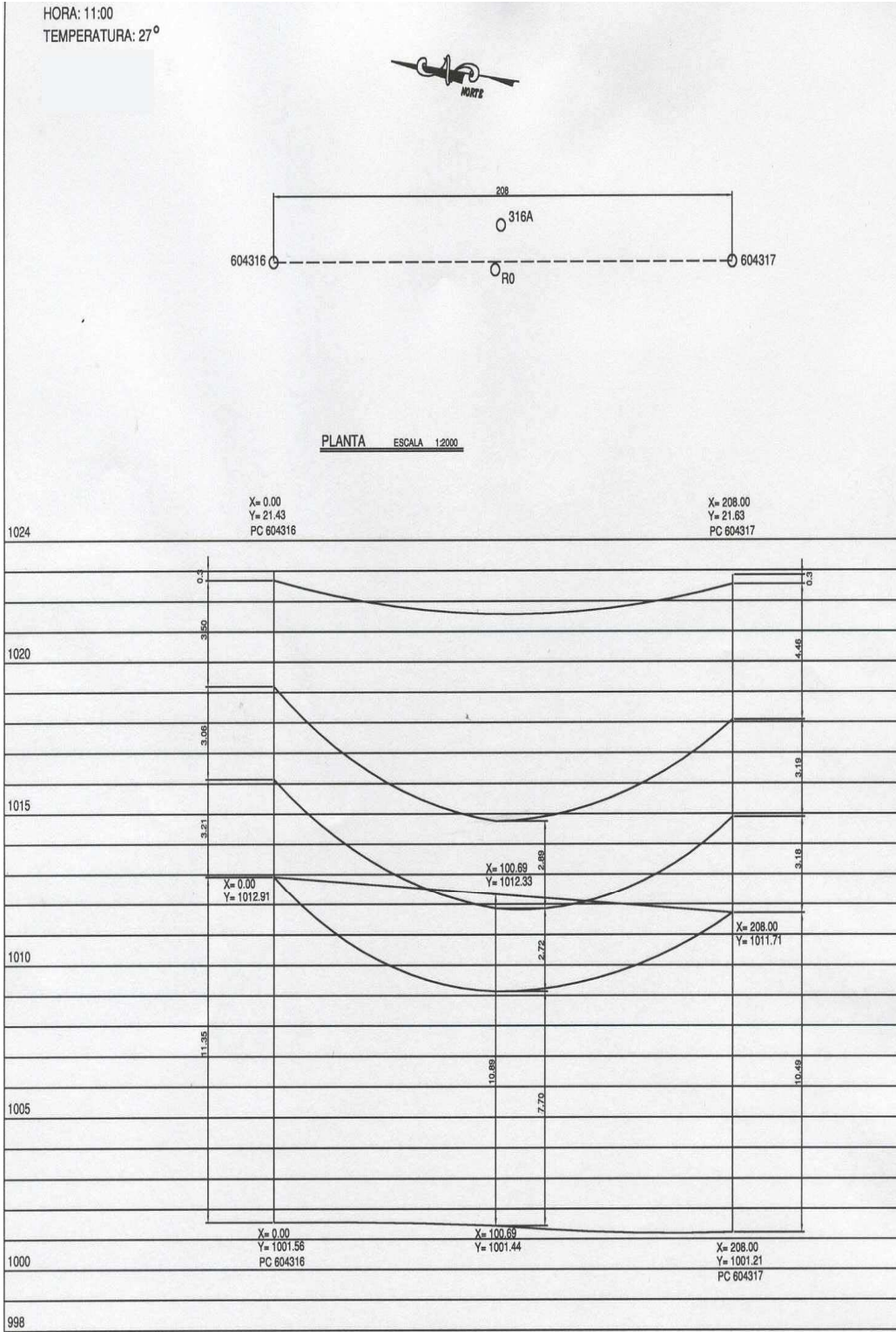
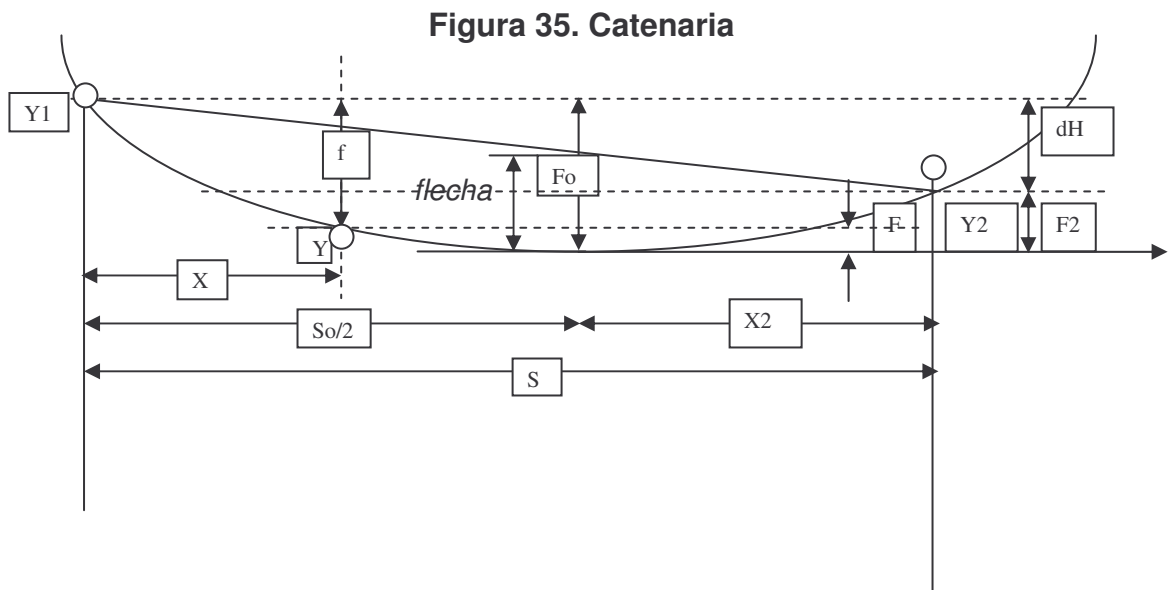


Figura 34. Vano 17



Se realizó una verificación de los datos medidos en el campo contra los datos calculados con las fórmulas de la catenaria, estas fórmulas tienen por objeto encontrar la flecha máxima a la que ha llegado el conductor.



Fórmulas Catenaria:

$$flecha = \frac{S^2 w}{8T} \quad (EC 41)$$

$$F_o = \frac{S_o^2 w}{8T} = \left(\frac{S_o}{2}\right)^2 \left(\frac{w}{2T}\right) \quad (EC 42)$$

$$F_2 = \frac{(2X_2)^2 w}{8T} = X_2^2 \frac{w}{2T} \quad (EC 43)$$

$$dH = F_o - F_2 = \left[\left(\frac{S_o}{2}\right)^2 - X_2^2 \right] \frac{w}{2T} \quad (EC 44)$$

$$S = \frac{S_o}{2} + X_2 \quad (\text{EC 45})$$

$$\frac{S_o}{2} = S - X_2 \quad (\text{EC 46})$$

Sustituyendo la EC 46 en la EC 44

$$dH = (S^2 - 2SX_2) \frac{w}{2T} \quad (\text{EC 47})$$

Despejando la X_2 tenemos:

$$X_2 = \frac{S}{2} - dH \frac{T}{wS} \quad (\text{EC 48})$$

$$f = F_o - F \quad (\text{EC 49})$$

$$F = \left(2 \frac{S_o}{2} - X \right)^2 \frac{w}{8T} = (S_o - 2X)^2 \frac{w}{8T} \quad (\text{EC 50})$$

Sustituyendo las EC 42 y 50 en la EC 49

$$f = (S_o X - X^2) \frac{w}{2T} \quad (\text{EC 51})$$

$$S_o = 2(S - X_2) \quad (\text{EC 52})$$

$$f = Y_1 - Y = F_o - F = \left[2X \left(\frac{S}{2} + dH \frac{T}{wS} \right) - X^2 \right] \frac{w}{2T} \quad (\text{EC 53})$$

Despejando la Tensión de la EC 53 tenemos:

$$T = \frac{\frac{w}{2}(S - X)}{\frac{f}{X} - \frac{dH}{S}} \quad (\text{EC 54})$$

donde:

Y_1 : Altura del conductor en la estructura 1(en donde está la grapa).

Y_2 : Altura del conductor en la estructura 2(en donde está la grapa).

Y : Altura del punto X.

f : Diferencia de alturas entre F_o y F .

F_o : Altura del punto más bajo del conductor al punto más alto donde éste está sujeto.

F : Distancia vertical de punto 'Y' a la parte más baja del conductor.

F_2 : Distancia vertical de punto 'Y₂' a la parte más baja del conductor.

dH : Diferencia de alturas entre Y_2 y Y_1 .

S : Distancia horizontal entre estructuras.

$S_o/2$: Distancia horizontal donde se encuentra F_o medida desde la estructura 1

X_2 : Distancia horizontal donde se encuentra F_0 medida desde la estructura 2

X: Distancia horizontal arbitraria

w: Peso del conductor en kg/m

flecha: Altura entre la línea que une los puntos donde está sujeto el conductor y el punto más bajo de este.

SECCIÓN: 604101-604117												
VANO: 604105-604106	Tensión Calc	Flecha		f =	X2 =	So =	Fo =	F2 =	F =	f =Fo-F	dH =Fo-F2	
		Calc	Medida									
Vano Promedio: 227 m	(kg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	
S = 229.50 m	1673	3.95	4.02	5.83	86.53	285.9	6.14	2.25	0.31	5.83	3.89	
X = 110.83 m	1627.25											
f = Y1-Y = 5.94 m												
dH = 3.89 m												
w = 1.0050 kg/m												

SECCIÓN: 604118-604127												
VANO: 604125-604126	Tensión Calc	Flecha		f =	X2 =	So =	Fo =	F2 =	F =	f =Fo-F	dH =Fo-F2	
		Calc	Medida									
Vano Promedio: 166 m	(kg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	
S = 163.41 m	1854	1.81	1.84	2.27	71.32	184.2	2.30	1.38	0.03	2.27	0.92	
X = 81.74 m	1803.71											
f = Y1-Y = 2.32 m												
dH = 0.92 m												
w = 1.0050 kg/m												

Tabla XIV. Verificación de Datos

SECCIÓN: 604127-604153												
VANO: 604144-604145		Tensión Calc	Flecha		f =	X2 =	So =	Fo =	F2 =	F =	f =Fo-F	dH =Fo-F2
			Calc	Medida								
Vano Promedio:	199 m	(kg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
S =	162.01 m	1190	2.77	2.77	3.62	68.58	186.9	3.69	1.99	0.06	3.62	1.70
X =	81.15 m	1157.56										
f = Y1-Y =	3.70 m											
dH =	1.70 m											
w =	1.0050 kg/m											

SECCIÓN: 604153-604178												
VANO: 604164-604165		Tensión Calc	Flecha		f =	X2 =	So =	Fo =	F2 =	F =	f =Fo-F	dH =Fo-F2
			Calc	Medida								
Vano Promedio:	211 m	(kg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
S =	233.91 m	1885	3.65	3.75	5.49	90.33	287.2	5.50	2.18	0.00	5.49	3.32
X =	146.02 m	1833.40										
f = Y1-Y =	5.59 m											
dH =	3.32 m											
w =	1.0050 kg/m											

VANO: 604171-604172		Tensión Calc	Flecha		f =	X2 =	So =	Fo =	F2 =	F =	f =Fo-F	dH =Fo-F2
			Calc	Medida								
Vano Promedio:	211 m	(kg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
S =	201.53 m	1200	4.25	4.37	6.25	77.06	248.9	6.49	2.49	0.24	6.25	4.00
X =	100.77 m	1167.57										
f = Y1-Y =	6.37 m											
dH =	4.00 m											
w =	1.0050 kg/m											

SECCIÓN: 604178-604202												
VANO: 604194-604195		Tensión Calc	Flecha		f =	X2 =	So =	Fo =	F2 =	F =	f =Fo-F	dH =Fo-F2
			Calc	Medida								
Vano Promedio:	227 m	(kg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
S =	238.59 m	1165	6.14	5.96	6.40	116.09	245.0	6.47	5.81	0.07	6.40	0.66
X =	109.63 m	1133.65										
f = Y1-Y =	6.57 m											
dH =	0.66 m											
w =	1.0050 kg/m											

SECCIÓN: 604202-604224												
VANO: 604213-604214	Tensión Calc	Flecha		f =	X2 =	So =	Fo =	F2 =	F =	f =Fo-F	dH =Fo-F2	
		Calc	Medida									
Vano Promedio: 231 m	(kg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	
S = 235.53 m	1651	4.22	4.37	4.32	116.37	238.3	4.32	4.12	0.00	4.32	0.20	
X = 117.83 m	1605.77											
f = Y1-Y = 4.44 m												
dH = 0.20 m												
w = 1.0050 kg/m												

SECCIÓN: 604224-604246												
VANO: 604235-604236	Tensión Calc	Flecha		f =	X2 =	So =	Fo =	F2 =	F =	f =Fo-F	dH =Fo-F2	
		Calc	Medida									
Vano Promedio: 220 m	(kg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	
S = 232.59 m	1377	4.94	5.05	5.26	112.35	240.5	5.28	4.61	0.01	5.26	0.67	
X = 113.84 m	1339.30											
f = Y1-Y = 5.40 m												

dH =	0.67 m											
w =	1.0050 kg/m											

VANO: 604240-604241	Tensión Calc	Flecha		f =	X2 =	So =	Fo =	F2 =	F =	f =Fo-F	dH =Fo-F2
		Calc	Medida								
Vano Promedio: 220 m	(kg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
S = 134.54 m	1498	1.52	0.20	1.82	60.62	147.8	1.83	1.23	0.01	1.82	0.60
X = 67.27 m	1457.65										
f = Y1-Y = 1.86 m											
dH = 0.60 m											
w = 1.0050 kg/m											

113

SECCIÓN: 604246-604269											
VANO: 604255-604256	Tensión Calc	Flecha		f =	X2 =	So =	Fo =	F2 =	F =	f =Fo-F	dH =Fo-F2
		Calc	Medida								
Vano Promedio: 216 m	(kg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
S = 234.99 m	1648	4.21	4.33	4.45	113.80	242.4	4.48	3.95	0.02	4.45	0.53
X = 130.00 m	1603.65										
f = Y1-Y = 4.57 m											

dH =	0.53 m											
w =	1.0050 kg/m											

114

VANO: 604263-604264		Tensión Calc	Flecha		f =	X2 =	So =	Fo =	F2 =	F =	f =Fo-F	dH =Fo-F2
			Calc	Medida								
Vano Promedio:	216 m	(kg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
S =	116.00 m	2510	0.67	0.69	-0.59	108.17	15.7	0.01	2.34	0.60	-0.59	-2.33
X =	62.62 m	2442.12										
f = Y1-Y =	-0.57 m											
dH =	-2.33 m											
w =	1.0050 kg/m											

SECCIÓN: 604269-604288												
VANO: 604269-604270		Tensión Calc	Flecha		f =	X2 =	So =	Fo =	F2 =	F =	f =Fo-F	dH =Fo-F2
			Calc	Medida								
Vano Promedio:	203 m	(kg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
S =	198.69 m	1112	4.46	4.59	5.00	93.56	210.3	5.00	3.96	0.00	5.00	1.04
X =	106.10 m	1081.46										

f = Y1-Y =	5.12 m											
dH =	1.04 m											
w =	1.0050 kg/m											

VANO: 604279-604280	Tensión Calc	Flecha		f =	X2 =	So =	Fo =	F2 =	F =	f =Fo-F	dH =Fo-F2
		Calc	Medida								
Vano Promedio: 203 m	(kg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
S = 230.00 m	2017	3.29	3.38	2.87	122.24	215.5	2.89	3.72	0.02	2.87	-0.83
X = 117.74 m	1962.19										
f = Y1-Y = 2.96 m											
dH = -0.83 m											
w = 1.0050 kg/m											

115

SECCIÓN: 604288-604304											
VANO: 604290-604291	Tensión Calc	Flecha		f =	X2 =	So =	Fo =	F2 =	F =	f =Fo-F	dH =Fo-F2
		Calc	Medida								
Vano Promedio: 221 m	(kg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
S = 223.25 m	1463	4.28	4.90	3.65	119.84	206.8	3.67	4.93	0.02	3.65	-1.26

X =	111.29 m	1423.60										
f = Y1-Y =	3.77 m											
dH =	-1.26 m											
w =	1.0050 kg/m											

116

VANO: 604291-604292	Tensión Calc	Flecha		f =	X2 =	So =	Fo =	F2 =	F =	f =Fo-F	dH =Fo-F2
		Calc	Medida								
Vano Promedio: 221 m	(kg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
S = 220.35 m	2263	2.70	2.79	3.99	86.16	268.4	4.00	1.65	0.01	3.99	2.35
X = 126.77 m	2201.33										
f = Y1-Y = 4.06 m											
dH = 2.35 m											
w = 1.0050 kg/m											
VANO: 604295-604296	Tensión Calc	Flecha		f =	X2 =	So =	Fo =	F2 =	F =	f =Fo-F	dH =Fo-F2
Vano Promedio: 221 m	(kg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
S = 234.36 m	1288	5.36	5.50	5.53	115.27	238.2	5.53	5.18	0.00	5.53	0.35
X = 116.94 m	1253.30										

f = Y1-Y =	5.68 m											
dH =	0.35 m											
w =	1.0050 kg/m											

117

SECCIÓN: 604314-604318												
VANO: 604316-604317		Tensión Calc	Flecha		f =	X2 =	So =	Fo =	F2 =	F =	f =Fo-F	dH =Fo-F2
			Calc	Medida								
Vano Promedio: 224 m		(kg)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
S =	208.00 m	1750	3.11	3.19	3.68	93.95	228.1	3.73	2.53	0.05	3.68	1.20
X =	100.69 m	1702.53										
f = Y1-Y =	3.77 m											
dH =	1.20 m											
w =	1.0050 kg/m											

4.4 Deformación en el cable por Creep

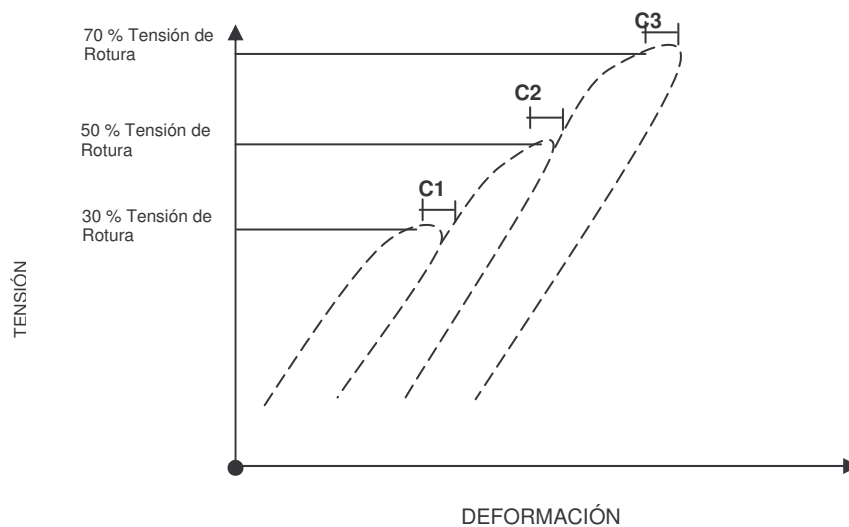
Las libranzas se ven afectadas por este tipo de deformación, en muchas aplicaciones los componentes se ven obligados a soportar cargas constantes durante lapsos prolongados. En tales circunstancias el material puede continuar deformándose hasta que su utilidad se ve seriamente perjudicada. Tales tipos de deformaciones dependientes del tiempo pueden ser casi imperceptibles, pero crecen durante toda la vida útil de la pieza y llevan a la rotura, aún sin que la carga haya aumentado. Con cargas aplicadas por corto tiempo, como en un ensayo de tracción estático, hay una deformación inicial que aumenta simultáneamente con la carga. Si, bajo cualquier circunstancia, la deformación continúa mientras la carga se mantiene constante, a esta deformación adicional se la conoce como creep.

El fenómeno conocido como "creep", se define como: "la parte dependiente del tiempo de las deformaciones provenientes de tensiones". Debido a su estrecha conexión con altas temperaturas en aplicaciones importantes, se suele asociar al creep con problemas vinculados con temperaturas elevadas. Esto es cierto únicamente si las temperaturas elevadas se definen relativas al punto de fusión T_m , el plomo muestra un creep significativo a temperatura ambiente y el asfalto, por ejemplo, a temperaturas menores. En algunos materiales, como el concreto y la madera, la temperatura no es un factor importante.

Recientes desarrollos en el análisis del creep se han vinculados con aleaciones resistentes al calor como las empleadas en turbinas a gas y plantas de poder a vapor. Como la tendencia en los diseños actuales es de incrementar continuamente la temperatura de servicio, la situación se hace cada vez más crítica.

Esta deformación que conocemos como creep, aplicada a cables que conducen energía eléctrica, produce una dilatación geométrica, que hace que el encordado del conductor se corra hacia donde está aplicada la tensión mecánica. Esto se puede obtener de la prueba de elasticidad, ver figura 36.

Figura 36. Prueba de Elasticidad



Para encontrar el creep total en un cable, este es sometido a tres tipos de tensiones las cuales son el 30%, 50% y 70% de la tensión de rotura. Cada una de estas tensiones deforma en un porcentaje el encordado del conductor creando así tres creep-uno para cada nivel de tensión-. El creep total no es más que la suma de estos tres.

$$CreepTotal = C_1 + C_2 + C_3$$

Componentes Fundamentales del Creep: La primera parte es la deformación elástica (más la deformación plástica si la tensión es suficientemente alta) y ocurre casi instantáneamente, bajo la acción de la tensión aplicada: es la deformación ordinaria dada por el diagrama de tensión-deformación. Si la expansión térmica que la temperatura produce es significativa, puede ser incluida en este componente. La segunda es la componente transitoria cuya característica principal es que tiene tasa (“velocidad”) decreciente. La deformación es rápida al comienzo pero gradualmente se hace más lenta a medida que se aproxima a un valor fijo determinado. La tercera es la componente permanente que aumenta continuamente, a tasa constante bajo tensión constante.

4.5 Distancia con objetos cercanos o cruces de líneas primarias

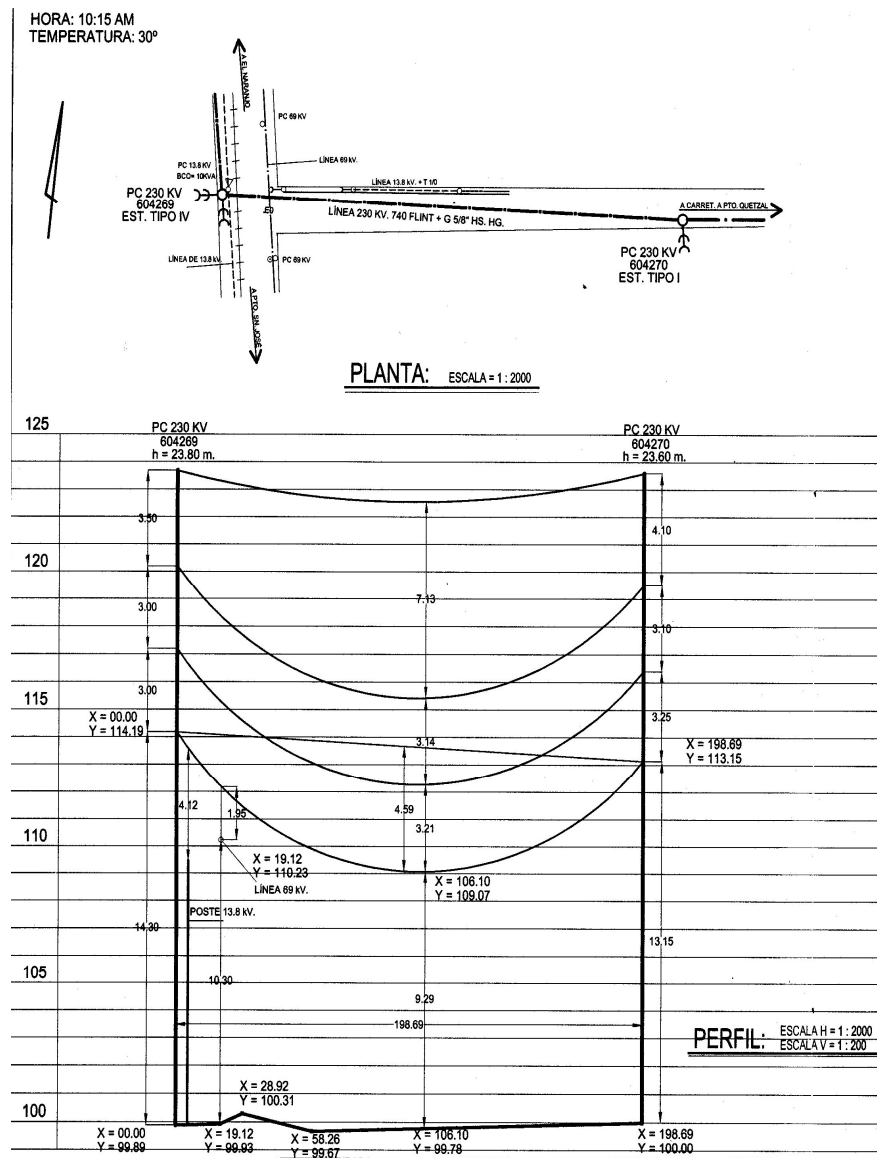
En el recorrido de la línea se han encontrado unos puntos de cruces de línea de 69 kV y de 13.2 kV, por lo cual se realizó un estudio de las distancias verticales de estos cruces, éstas distancias deben de estar dentro del rango que se indica en la tabla XV.

Tabla XV. Distancias en cruces de la misma o diferente tensión

Condiciones Inferiores	Conductores Superiores						
	Comunicaciones	120/140	13.2/3 KV	ÁREA ESCUINTLA		ÁREA GUATEMALA	
				69/3 KV	230/3 KV	69/3 KV	230/3 KV
Conductores neutrales	0.6	0.6	0.6	0.78	1.78	0.80	1.83
Comunicaciones	0.6	1.2	1.5	1.68	2.68	1.73	2.76
120/240 V	No aplica	0.6	0	0.78	1.78	0.80	1.83
13.2/3 KV	No aplica	No aplica	0.6	0.78	1.78	0.80	1.83
69/3 KV	No aplica	No aplica	No aplica	0.78	1.78	0.80	1.83
230/3 KV	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	1.78	No aplica	1.83

La medición para comprobar las distancias en cruces, fue realizada en el vano 604269-604270 ya que en este punto existen cruces de líneas de 69kV y de 13.2 kV.

Figura 37. Vano 604269-604270



Podemos observar que a un costado del poste 604269 se encuentra otro poste que lleva líneas de 13.2kV y a 19.12m se encuentra el cruce de la línea de 69 kV.

La línea primaria está a una distancia vertical de 4.12m y la de transmisión a 1.95m de la línea de 230kV, por lo cual si se está cumpliendo con las distancias mínimas que indica la tabla XV.

5. CONDUCTOR

5.1 Termografía

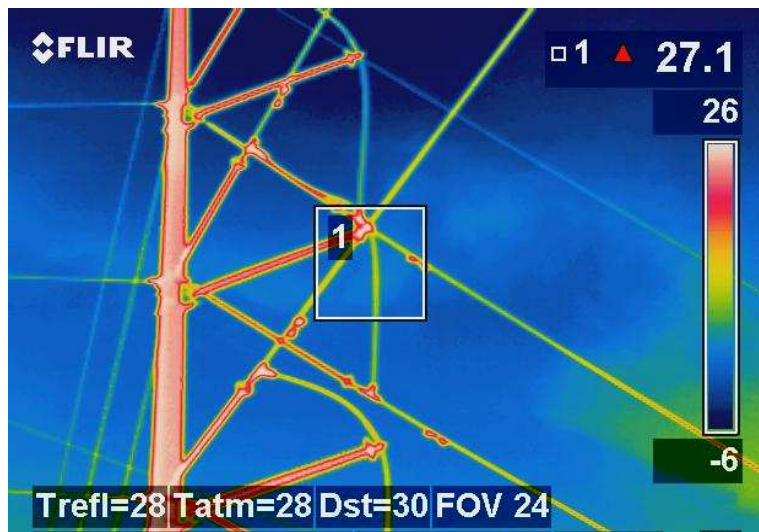
La Física permite convertir las mediciones de la radiación infrarroja en medición de temperatura, esto se logra midiendo la radiación emitida en la porción infrarroja del espectro electromagnético desde la superficie del objeto, convirtiendo estas mediciones en señales eléctricas.

Los ojos humanos no son sensibles a la radiación infrarroja emitida por un objeto, pero las cámaras termográficas, o de termo visión, son capaces de medir la energía con sensores infrarrojos, capacitados para "ver" en estas longitudes de onda. Esto nos permite medir la energía radiante emitida por objetos y, por consiguiente, determinar la temperatura de la superficie a distancia, en tiempo real y sin contacto.

La radiación infrarroja es la señal de entrada que la cámara termográfica necesita para generar una imagen de un espectro de colores, en el que cada uno de los colores, según una escala determinada, significa una temperatura distinta, de manera que la temperatura medida más elevada aparece en color blanco.

Para el estudio del estado actual del conductor, se realizaron estudios de termografía para ver si existen puntos calientes. Los postes en que se hizo ésta medición son el 604099 ubicado en el interior de la subestación Alborada, 604210 Aldea Obero Finca San Cayetano y el 604321 ubicado en la Subestación Puerto Quetzal.

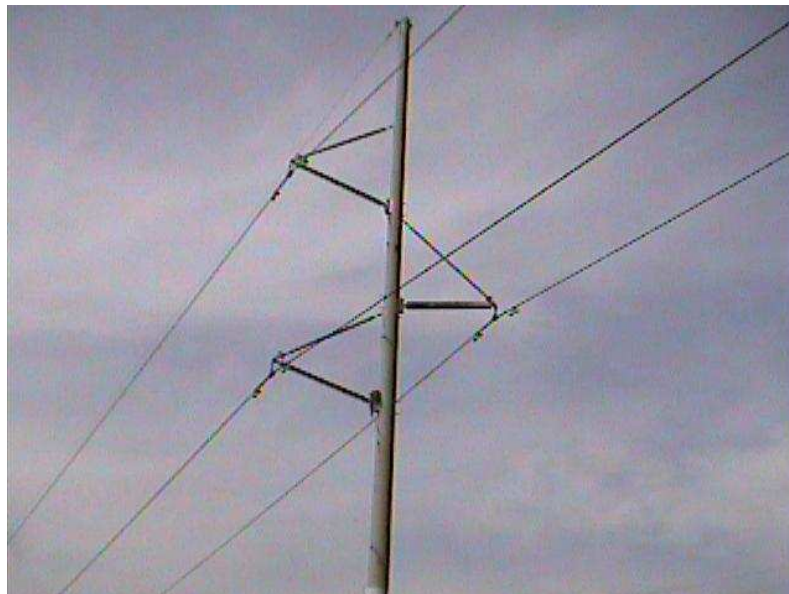
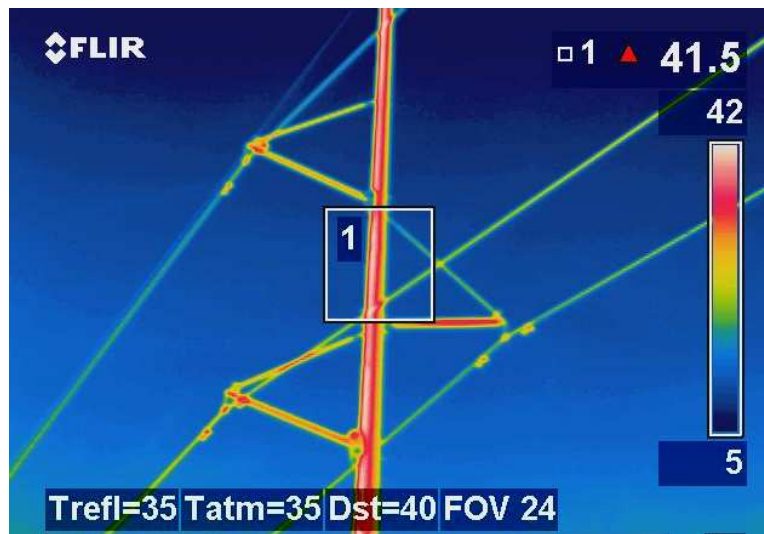
Figura 38. Medición 1 poste 604099 Interior Subestación Alborada



Hora:	07:40
Velocidad del viento:	1.5 MPH
Temperatura del objeto:	27.1 °C
Temperatura Ambiente:	27.8 °C
Distancia del objeto:	30m

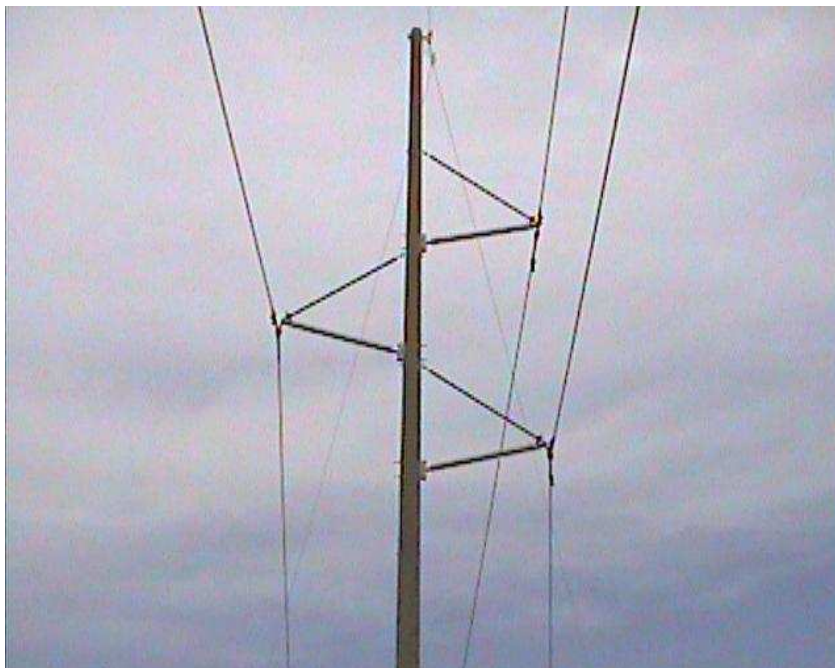
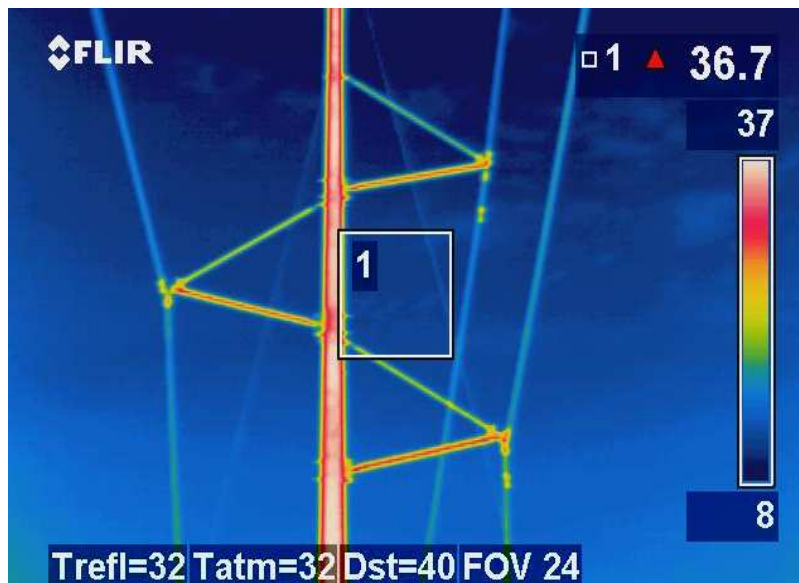
En este caso el dato de la temperatura del objeto es menor que la temperatura ambiente ya que la ambiente fue tomada a una altura de 1.70m y la del objeto esta a 30m, y ahí existe mayor viento.

Figura 39. Medición 2 poste 604210 Aldea Obero



Hora:	09:40
Velocidad del viento:	1.7 MPH
Temperatura del objeto:	41.5 °C
Temperatura Ambiente:	35.1 °C
Distancia del objeto:	40m

Figura 40. Medición 3 poste 604321 Salida Subestación Puerto Quetzal



Hora: 11:20
Velocidad del Viento: 2.1 MPH
Temperatura del objeto: 36.7°C
Temperatura Ambiente: 32.4°C
Distancia del objeto: 40m

No se encontró ningún punto caliente en las termografías realizadas.

5.2 Estudio de daños

Como ya se mencionó en la sección 3.3, numerosos casos de rotura de los alambres del conductor se han producido en la línea que se manifiestan por el deshilado de uno o más alambres que componen el encordado y que luego cuelgan del conductor, creando condiciones propicias para la descarga contra la vegetación y otros objetos.

Esta condición de descarga contra la vegetación, principalmente en las áreas invadidas, ya ha ocasionado descargas con salida de la línea y aún cuando se desconozca el origen de la misma, en una ocasión causo un accidente con una niña pequeña en el vano 604135-604136 km. 68.7 a Managua.

El deshilado además contribuye al debilitamiento de las propiedades mecánicas de la sección neta del conductor y por lo mismo disminuye su factor de seguridad y carga total de rotura. En general los casos de rotura del encordado han sido atribuidos al vandalismo de personas que descargan sus armas de fuego contra el conductor. En varias ocasiones se ha tenido la necesidad de colocar 'splaiques' (preformados) alrededor del conductor dañado, con la finalidad de dejarlo en óptimas condiciones.

También se ha manejado la idea de que el conductor sufriera fatiga inducida por la tensión mecánica. Sin embargo ésta hipótesis no solo carece de verificación si no que aparece improbable dado que las roturas se encuentran en el medio del vano, alejadas de la grapa de suspensión o remate del conductor donde generalmente ocurren estos casos de debilitamiento del material.

Durante inspecciones realizadas por personal de mantenimiento de EEGSA, se encontró un jumper deshilado sin tensión mecánica, ubicado en el poste 604117, km. 65.5, con estructura tipo IV. Se contactó a los fabricantes para un análisis microscópico de daños del conductor.

Los resultados de este análisis, Apéndice E, nos dicen que el conductor al ser revisado con lente de aumento el detalle del corte y partículas fundidas, se descarta rotura por tensión y que el corte presentado fue ocasionado por el impacto de un cuerpo caliente, lo que provocó el corte de los hilos y generó las partículas fundidas en ese punto. Este impacto es típico al ocasionado por disparos de bala en las zonas rurales de nuestro país.

Figura 41. Colocación de Splaices en conductor deshilado



Figura 42. Conductor deshilado enviado al fabricante



6. AISLAMIENTO

6.1 Estudio de daños

Se ha experimentado diversas ocurrencias de aisladores dañados en servicio, que fueron sustituidos por aisladores nuevos. Entre las ocurrencias registradas aparecen los siguientes casos:

- Rasgadura del material polimérico de recubrimiento del aislador en forma de incisión.
- Rotura por tracción de la camisa polimérica y separación del núcleo.
- Explosión del aislador que provocó la caída de la fase inferior.

Figura 43. Rotura de aislador



Es conocido el efecto que posibles rasgaduras o incisiones en el material polimérico de recubrimiento del aislador al permitir el ingreso de humedad y partículas de agua en el interior del núcleo y alrededor de los cabezales metálicos que deben normalmente estar perfectamente sellados. Tal condición puede llegar a provocar descargas internas en los componentes del aislador con consecuencias de pérdida del aislamiento, explosión y pérdida de la capacidad mecánica del mismo.

Los daños pueden tener diversos orígenes, desde material defectuoso de fábrica y manejo indebido en el transporte e instalación del material.

6.2 Estudio de la Superficie

La contaminación de los aisladores poliméricos fue debidamente considerada en el diseño de la línea hace más de 12 años, por lo que se utilizaron aisladores de elevado valor de distancia de fuga, para prevenir y minimizar el efecto predominante de los depósitos contaminantes de origen salino en las proximidades del mar. Los registros operacionales muestran que han sido nulos los eventos de salidas de la línea ocasionadas por contaminación. En cambio si se han observado descargas en la superficie de los aisladores por efecto de la contaminación; pero no al punto de ocasionar una descarga seguida de la salida de la línea. Cabe mencionar que se tiene un programa de lavado periódico de los aisladores, específicamente en la zona adyacente al mar dentro de una distancia aproximada de 1 km de la costa que cubre las primeras 8 estructuras.

A pesar del desempeño aceptable de los aisladores en lo que respecta a contaminación, se ha observado la presencia de áreas decoloradas en la superficie de los aisladores, específicamente en la zona donde los rayos del sol chocan con el material. Esta decoloración se presenta en la forma de un fino polvo de color blanco intenso adherido uniformemente en la superficie expuesta al sol y disminuyendo gradualmente a medida que la superficie del aislador queda predominantemente en la sombra.

Se solicitó al fabricante que estudiara e informara sobre ésta condición aparentemente anormal, el fabricante remitió su informe, Apéndice F, donde se establece que esta decoloración es natural ('Chalking') debida a reacciones químicas inducidas por los rayos UV sobre el material polimérico aislante; pero que no ocasiona degradación en sus propiedades mecánicas y eléctricas, fuera del envejecimiento normal del compuesto a un largo plazo.

Debido a que la decoloración está acompañada de la presencia de polvo blanco finamente adherido a la superficie del aislador, se enviaron muestras de aisladores al Centro de Investigaciones de Ingeniería de la Facultad de Ingeniería en la Universidad de San Carlos de Guatemala. El informe presentado por el CII, Apéndice G, indica la presencia de carbonatos y calcio, lo que se interpreta es que no es el material del aislador el que esté sufriendo alguna degradación, sino que la deposición salina que se observa es obtenida a través del ambiente observándose mayor deposición en el extremo del aislador cercano al cable de alta tensión debido al campo eléctrico y magnético que se crea alrededor del conductor.

Figura 44. Aisladores donde se tomo la muestra



7. DATOS OPERACIONALES

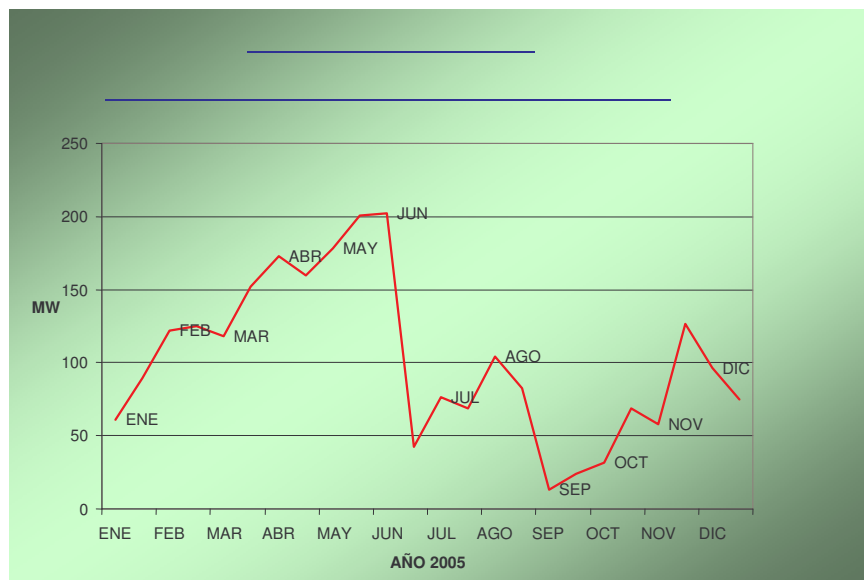
7.1 Curvas de Carga

La línea entró en operación con 20 unidades generadoras y un total de 110 MW de potencia efectiva al sistema, lo que son las Barcazas 1 y 2. Siete años después, en mayo del 2,000, la Esperanza entra en operación con 7 unidades generadoras y una potencia efectiva al sistema de 124 MW, ver Apéndice H. Esto hace un total de 234 MW que están siendo transportados por la línea.

Se realizó un análisis anual de la carga transportada por la línea en el año 2005, ver Apéndice I, tomando como referencia los días en que más demanda existió en las Subestaciones de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.

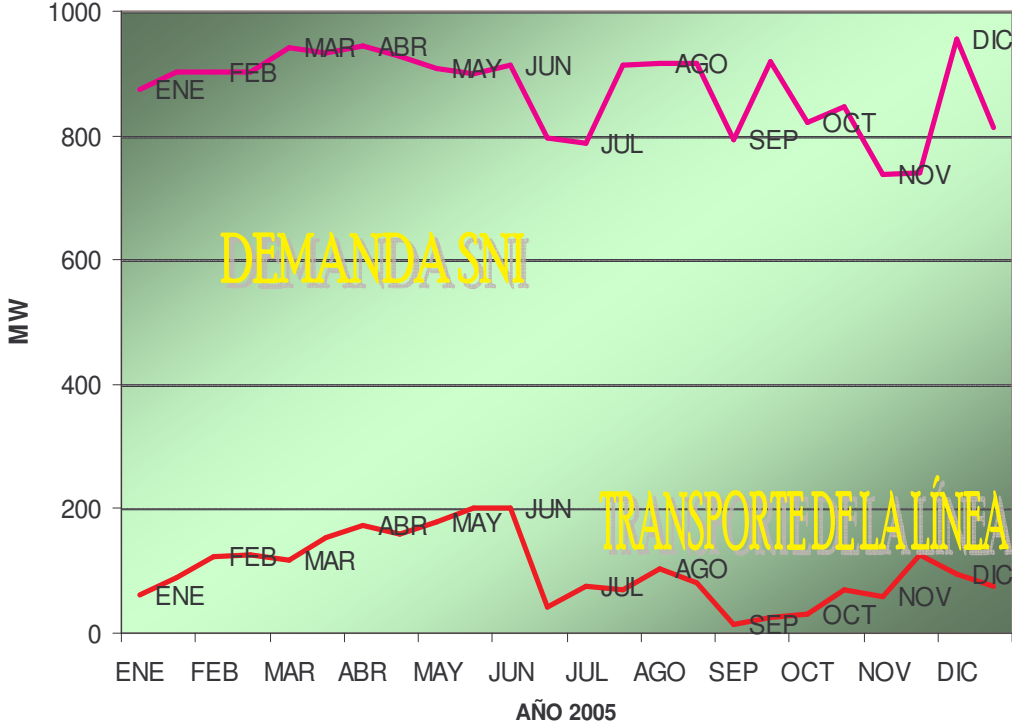
Se tomaron 2 lecturas por mes, haciendo un total de 24 lecturas obtenidas del CDC del AMM Post-Despacho (Centro de Despacho de Carga del Administrador del Mercado Mayorista). Ver figura 45.

Figura 45. Curva de Carga Promedio Año 2005



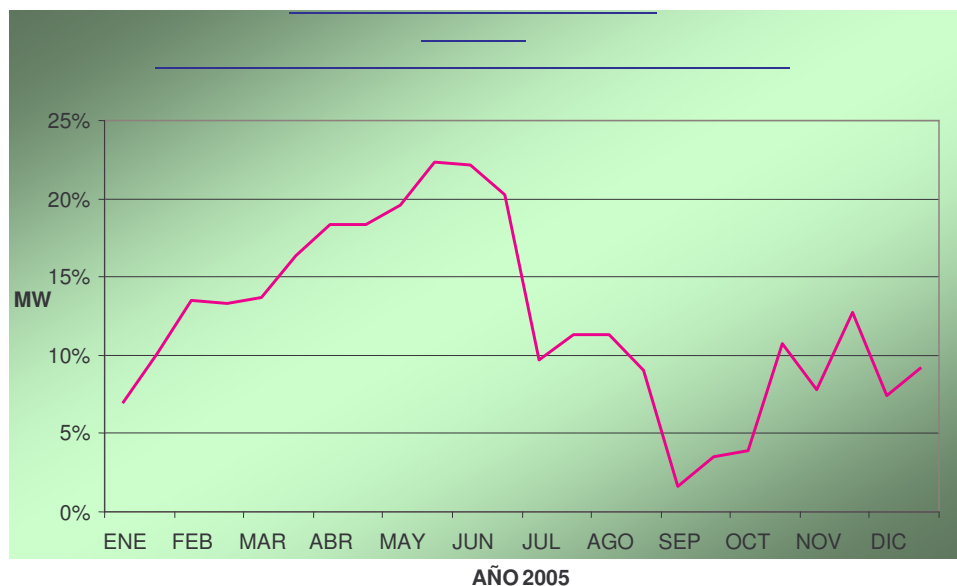
Se hizo una comparación de lo que transporta la línea Puerto Quetzal-Subestación Alborada, que es la generación de la Barcazas y la Esperanza, con respecto a la demanda del Sistema Nacional Interconectado, haciendo un promedio anual del 12.21%. Ver figura 46.

Figura 46. Comparación Año 2005



En la figura 47 se observa el porcentaje que aporta la línea a la Demanda Nacional del SNI. Los meses en que más aportó son mayo y junio con un porcentaje promedio de 20.95% y 21.18% respectivamente.

Figura 47. Aporte a la Demanda del SNI Año 2005

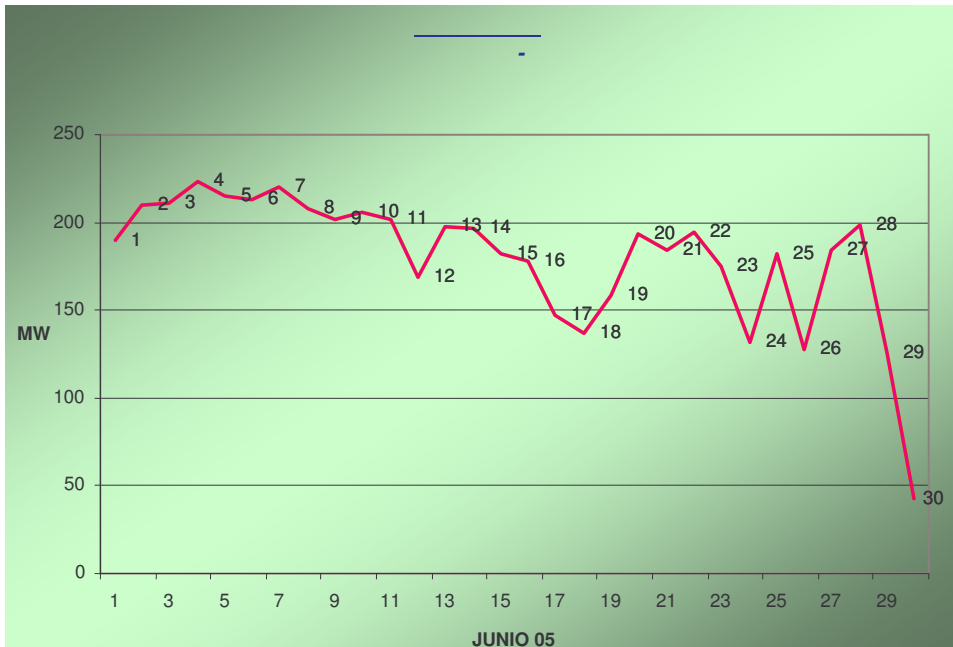


Para obtener el dato de la carga máxima, mínima, mensual y diaria, se estudió el mes de junio, ya que este fue el de mayor transporte durante el año. De las 34 lecturas por día, se hizo un promedio diario para trabajar con 30 lecturas promedio (que son los 30 días que tiene el mes de junio), de esta manera obtuvimos también la demanda durante ese mes.

7.1.1 Carga Máxima

La carga máxima en el mes con mayor transporte, fue de 235.1 MW, ocurrida el 10 de junio, sin embargo la carga promedio máxima es de 223.68 MW, ocurrida el 4 de junio. Ver figura 48 y Apéndice I.

Figura 48. Curva de Carga Promedio Junio 2005



7.1.2 Carga Mínima

La carga mínima es de 0 MW, sin embargo la carga mínima promedio es de 42.58 MW, ocurrida el 30 de junio. Ver figura 45 y Apéndice I.

7.1.3 Carga Mensual

La carga mensual es de 180.16 MW. Ver Apéndice I.

7.1.4 Carga Diaria, Normal

La carga diaria es de 180.16 MW. Ver Apéndice I.

8. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y PLAN DE ACCIÓN

8.1 Libranzas y flechas

La libranza vertical mínima conductor-suelo adoptada por EEGSA en líneas de 230 kV para cruces de carreteras, calles y caminos transitados por vehículos es de 7.0 m (6.78 m en área Escuintla y 6.98 m en área Guatemala). Esta libranza debe ser mantenida para la flecha máxima del conductor que ocurre cuando la temperatura del aire ambiente alcanza 40 °C y la línea transporta la carga máxima de diseño.

Inicialmente la línea fue diseñada para el transporte de 110 MW con la flecha máxima del conductor final con “creep” calculada para la temperatura máxima de operación de 53 °C (127 °F), cuyo valor para el vano máximo de 750 ft (228.9 m) es 16.0 ft (4.88 m).

La flecha máxima, final con “creep” del conductor, calculada para el vano máximo de 750 ft (228.9 m), en condiciones de carga máxima registradas en este estudio, a la temperatura máxima del conductor de 65 °C, exhibe un valor de 5.71 m, ver Apéndice J.

Teóricamente la libranza mínima tendrá un valor resultante de la diferencia de flechas entre la operación del conductor a 65 °C y la operación del diseño original de la línea con temperatura del conductor de 53 °C, o sea:

$$7.0 \text{ m} - (5.71 \text{ m} - 4.88 \text{ m}) = 7.0 \text{ m} - 0.83 \text{ m} = 6.17 \text{ m}$$

donde:

5.71 m = flecha final con “creep” del conductor a 65 °C .

4.88 m = flecha final con “creep” del conductor a 53 °C .

Vanos menores a 750 ft (228.9 m) exhibirán en general diferencias menores entre sus flechas a 53 °C y 65 °C.

En teoría, en un terreno absolutamente plano, no habría problemas de libranza para vanos menores de 210m. En la práctica se deberá considerar el entorno que atraviesa la línea en las áreas invadidas con problemas de vegetación y en aquellas sujetas a quema de los cultivos, que deberán ser verificadas.

8.2 Modificación Estructural

Observando el diseño de las estructuras en postes de concreto (Sección 2.2) cuyos cuatro tipos (I, II, III y IV) son utilizados a lo largo del recorrido de la línea, es posible compensar el valor de la libranza en defecto de 0.83 m levantando el conductor inferior.

En la práctica, levantar el conductor inferior en la estructura tangente Tipo I, cuya utilización en la línea representa el 78 % del total de las estructuras, es asequible a un costo relativamente bajo y con tiempos de interrupción del servicio aceptables o mínimos, dependiendo del método de trabajo utilizado (línea viva o en descargo) y de la programación de los trabajos de re-posicionamiento del conductor. La localización y cantidad de estructuras Tipo I que deberán ser modificadas depende del vano y de la topografía del terreno, por lo que se concentrara en lugares invadidos o que exista quema de caña.

En lo que respecta a la estructura Tipo II para ángulos pequeños, tres conductores en bandera, el levantamiento del conductor inferior podría realizarse utilizando los mismos métodos de trabajo que para la estructura Tipo I; pero la distancia vertical de aprovechamiento estaría mas comprometida por las siguientes razones:

- La distancia vertical fase-fase es de 3.37 m contra 5.03 m de la estructura Tipo I.
- El espacio físico entre los aisladores de la fase inferior y de la fase centro es reducido y el beneficio sería menor que los 0.83 m necesarios.

En lo que respecta a las estructuras Tipo III y IV, sería difícil, costoso e impráctico ejecutar cualquier intento de levantamiento del conductor inferior.

8.3 Análisis de Libranzas en los Vanos Medidos

Las mediciones de campo efectuadas en 17 vanos ofrecen casos prácticos para el análisis de libranzas y sus eventuales correcciones para lograr la operación satisfactoria de la línea bajo condiciones de carga máxima.

En la sección 4.3 se muestra una diversidad de vanos que fueron objeto de medición en lo que se refiere a las libranzas del conductor-suelo. En general se puede observar que las libranzas actuales serán suficientes para satisfacer las condiciones de operación con la carga máxima sin modificación alguna, como sigue:

- Los vanos 604105-604106, 604125-604126, 604171-604172, 604194-604195, 604235-604236, 604240-604241, 604263-604264 y 604295-604296, todos ellos con Tipo I de estructuras, tendrán libranza superior a 7.0 m aún cuando no se haga efectiva la modificación estructural de altura del conductor inferior.

- El vano 604144-604145 con estructuras Tipo II podrá operar como está aún cuando no comporte modificación viable.

Solamente cinco de los 17 vanos medidos precisarán de modificación estructural o inserción de postes intermedios o de mayor altura, como sigue:

- El vano 604164-604165 con estructuras Tipo I y II necesitará de ajuste de altura en la estructura Tipo I de 1.30 m, lo que ocasiona una corrección de altura media de 0.65 m en medio del vano, considerando que la estructura Tipo II queda inalterada. Solo así se logra una libranza superior a 7.0 m para la operación con carga máxima. Ver Apéndice K.
- El vano 604255-256 con estructuras Tipo I requerirá la inserción de una estructura intermedia de 27m para obtener la libranza mínima de 7.0 m, ya que la modificación estructural de altura del conductor inferior en 1.30 m es insuficiente.
- Los vanos 604290-604291 y 604291-604292 con estructura Tipo I y II muestran una libranza marginal ligeramente menor o mayor de 7.0 m aun después de la modificación estructural de la estructura intermedia Tipo I. En este caso que comporta un área crítica de movimiento de vehículos de gran altura en la báscula, será necesario sustituir el poste intermedio por otro de mayor altura, 30 m como mínimo.
- Finalmente, en el vano 604316-604317 con estructuras tipo II, será necesario insertar un poste intermedio de 27.0 m para obtener una libranza superior a 7.0 m.

Este análisis demuestra la importancia de efectuar el estudio de cada caso antes de aplicar indiscriminadamente criterios generales de mejoramiento de la libranza, como sería el levantamiento del conductor en todas las estructuras Tipo I, por ejemplo, lo que podría ocasionar costos innecesarios de instalación.

8.4 Libranzas en las Áreas Invasadas

La servidumbre de la línea entre las estructuras 604125 y 604141, una extensión de aproximadamente 3200 m que contiene 17 estructuras, ha sido invadida por moradores que construyeron sus albergues y donde la vegetación crece en forma desordenada y sin control. El crecimiento de esta vegetación, principalmente árboles y plátanos alcanza alturas próximas al conductor inferior que ya han ocasionado descargas a tierra.

La distancia mínima del conductor al tope de la vegetación no puede ser controlada mediante el corte de los árboles peligrosos y la poda a intervalos regulares ya que los moradores no permiten el ingreso del personal de mantenimiento. Esta distancia al conductor mas bajo debería mantenerse en 3.0 m como mínimo, en condiciones de máxima flecha.

Excepto por una estructura de anclaje Tipo IV localizada en la estructura 604127, todas las estructuras son del Tipo I y estas permitirían, con la modificación de altura de la fase inferior, ganar 1.30 m de altura que mejoraría notablemente la condición actual de la línea en lo que se refiere al peligro de eventuales descargas a la vegetación. Sin embargo esta sería todavía una condición marginal ya que no garantizaría la seguridad de la operación a menos que se logre controlar el crecimiento de la vegetación.

La longitud de los vanos en esta sección de línea son tales que aproximadamente 50% de ellos tiene valores en exceso de 210 m y por lo tanto la operación del conductor se ve afectada por el crecimiento de la vegetación en esos vanos cuya distancia mínima de seguridad no debería ser menor de 3 m. La inserción de estructuras deberá ser acompañada de ajustes en el grampaeamiento del conductor de las estructuras adyacentes para asegurar que no se produzcan desbalances longitudinales por diferencias de tensiones en el conductor.

8.5 Libranzas en las Áreas de Quema de Cultivos

Los trechos de línea entre las estructuras 604130- 604138 y 604150-604151, se encuentran afectados por el cultivo de caña adyacente a la servidumbre y están sujetos a sufrir las consecuencias de su quema estacional. Las consecuencias de la quema de la caña ya fueron sentidas en la línea, que en ocasión provocaron la salida de la misma, generalmente por descargas a través del aislador por contaminación superficial del mismo.

En líneas de alta tensión que atraviesan cultivos de caña sujetas a quema estacional, se aconseja proveer suficiente altura adicional del conductor al tope del cañaveral que puede ser de 4 a 6 m, con el objeto de prevenir el calentamiento anormal del conductor y una concentración excesiva de cenizas depositadas en las superficies de los aisladores.

En estas circunstancias la altura total del conductor inferior al suelo en zonas de cultivo sería de 12 a 14 m considerando la flecha máxima del conductor bajo condiciones de carga máxima.

La sección afectada entre las estructuras 604130 y 604138 esta compuesta en su totalidad de estructuras Tipo I, las que deberían ser sustituidas por estructuras con postes de 33 m a fin de obtener la libranza extra de 4.0 a 6.0 m.

Esta sección se encuentra dentro de la zona invadida, de tal manera que cualquier solución que se aplicara por quema de cultivos automáticamente resolvería la otra cuestión de las invasiones.

En la sección entre estructuras 604150 y 604151 con postes Tipo II también la sustitución de estructuras debería hacerse con postes de 33 m.

La introducción de estructuras más altas deberá ser acompañada de ajustes en el grampeamiento del conductor de las estructuras adyacentes para asegurar que no se produzcan desbalances longitudinales por diferencias de tensiones en el conductor.

VANO	ESTRUCTURA TIPO	LONGITUD (M)	FLECHA MEDIDA (M)	LIBRANZA MEDIDA (M)	FLECHA MÁXIMA (M)	AJUSTE(*) ALTURA (M)	LIBRANZA MÍNIMA (M)	OBSERVACIONES
604105-106	I	229.50	4.02	9.22	5.74	0.00	7.50	LIBRANZA > 7.00 S/AJUSTE
604125-126	I	163.41	1.84	11.80	2.91	0.00	10.73	LIBRANZA > 7.00 S/AJUSTE
604144-145	II	162.01	2.77	9.73	2.86	0.00	9.64	LIBRANZA > 7.00
604164-165	I y II	233.91	3.75	9.14	5.96	0.65	7.58	LIBRANZA > 7.00 C/AJUSTE
604171-172	I	201.53	4.37	11.36	4.43	0.00	11.30	LIBRANZA > 7.00 S/AJUSTE
604194-195	I	238.59	5.96	10.58	6.20	0.00	10.34	LIBRANZA > 7.00 S/AJUSTE
604213-214	I	235.53	4.37	9.40	6.05	0.00	7.72	LIBRANZA > 7.00 S/AJUSTE
604235-236	I	232.59	5.05	9.02	5.90	0.00	8.17	LIBRANZA > 7.00 S/AJUSTE
604240-241	I	134.54	0.20	13.30	1.97	0.00	11.53	LIBRANZA > 7.00 S/AJUSTE
604255-256	I	234.99	4.33	6.95	6.02	1.30	6.56	< 7.00 INSERTAR POSTE
604263-264	I	116.00	0.69	12.58	1.47	0.00	11.80	LIBRANZA > 7.00 S/AJUSTE
604269-270	II y III	198.69	4.59	9.29	4.30	0.00	9.58	LIBRANZA > 7.00
604279-280	I	230.00	3.39	9.88	5.77	0.00	7.50	LIBRANZA > 7.00 S/AJUSTE
604290-291	I y II	223.25	4.40	7.28	5.43	0.65	6.90	EN MARGEN
604291-292	I y II	220.35	2.79	8.86	5.29	0.65	7.01	EN MARGEN
604295-296	I	234.36	5.50	7.72	5.99	0.00	7.23	LIBRANZA > 7.00 S/AJUSTE
604316-317	II	208.00	3.19	7.70	4.71	0.00	6.18	< 7.00 INSERTAR POSTE

Tabla XVI. Análisis de las Libranzas

8.6 Vandalismo sobre el Conductor

Numerosos casos de rotura de los alambres del conductor se han producido en la línea que se manifiestan por el deshilado de uno o mas de los alambres que componen el encordado y que luego cuelgan del conductor creando condiciones propicias para la descarga contra la vegetación y otros objetos.

Los casos de rotura fueron reparados mediante la aplicación de uniones (“splices”) de varillas preformadas en forma de manguito circular. Esta forma de reparación es usada muy frecuentemente y es correcta siempre que se tenga en cuenta que la sección dañada no comporte más que el 10% de la sección original del conductor.

En el caso particular del conductor “FLINT” cuyo encordado contiene 37 alambres, la reparación con el splice de unión preformado sería permitida para un número de alambres dañados no superior a cuatro (4).

Si por otra parte la sección de conductor dañado fuera mayor del 10% del total de alambres del conductor original, la reparación debería ser realizada con la utilización de splice de compresión.

8.7 Contaminación y Daños en los Aisladores

La contaminación de los aisladores poliméricos especificados para esta línea fue debidamente considerada en ocasión de la ejecución del diseño básico y consecuentemente se utilizaron aisladores de elevado valor de distancia de fuga (Nivel de contaminación equivalente a 26 mm/kV fase-fase) para prevenir y minimizar el efecto predominante de los depósitos contaminantes de origen salino en las proximidades del mar.

Los registros operacionales de desempeño de estos aisladores muestran que han sido escasos o nulos los eventos de salidas de la línea ocasionados por contaminación. En cambio, sí se han observado descargas en las superficies de los aisladores por efecto de la contaminación; pero no al punto de ocasionar la descarga franca seguida de salida de la línea, lo que comportaría una condición indeseable.

Cabe destacar que EEGSA mantiene un programa de lavado periódico de los aisladores, específicamente en la zona adyacente al mar dentro de una distancia de aproximadamente 1 km de la costa que cubre las primeras ocho (8) estructuras. La periodicidad de éste lavado es de un año es normal en estas áreas efectuar el lavado de aisladores.

A pesar del desempeño satisfactorio de los aisladores en lo que respecta a contaminación, se ha observado la presencia de áreas decoloradas en la superficie de los aisladores en mayor o menor grado a lo largo del recorrido de la línea, cuya intensidad no depende de su mayor o menor cercanía con el mar. Esta decoloración se presenta en la forma de un fino polvo de color blanco intenso adherido uniformemente en la superficie expuesta al sol y disminuyendo gradualmente a medida que la superficie del aislador queda predominantemente en la sombra.

Es conocido el efecto que posibles rasgaduras o incisiones en el material polimérico de recubrimiento del aislador al permitir el ingreso de humedad y partículas de agua en el interior del núcleo y alrededor de los cabezales metálicos que deben normalmente estar perfectamente sellados. Tal condición puede llegar a provocar descargas internas en los componentes del aislador con consecuencias de pérdida de aislamiento, explosión y pérdida de la capacidad mecánica del mismo.

Los daños pueden tener diversos orígenes, desde material defectuoso de fábrica y manoseo indebido en el transporte y acopio, hasta el trato indebido durante la fase de instalación del material.

8.8 Daños en los Postes por Tránsito Pesado

La línea ha registrado accidentes físicos por choque de vehículos contra los postes de concreto. Esta condición no es generalizada sino que esta circunscripta a un trecho de la línea de aproximadamente 9 km donde las estructuras están localizadas prácticamente en el borde del camino de tierra de por si angosto.

En una instancia el choque de vehículo, camiones-trailer que transportan la caña en época de cosecha, partió el poste de concreto en la estructura #604167 y puso la línea temporalmente fuera de servicio. El poste fue substituido por uno nuevo de las mismas características.

En la misma área entre las estructuras #604153 y #604192 se observan las marcas dejadas por los camiones-trailer golpeando y raspando la superficie de numerosos postes de concreto.

A menos que se ensanche la carretera o se corran las estructuras una distancia prudencial de por lo menos 2.0 m del borde del camino posiblemente entrando en propiedad privada, el riesgo de futuros accidentes es un hecho que solo espera el tiempo para acontecer.

La posibilidad de colocar barreras de protección es inviable debido a la escasez de espacio físico para instalar un sistema de absorción de impactos suficientemente alejado de la estructura que se quiere proteger.

Esta condición de riesgo dificulta una solución satisfactoria inmediata y como mínimo EEGSA debería tener en stock postes listos para ser llevados rápidamente al local a fin de que puedan ser instalados sin mayores demoras.

También se podría pensar en un sistema de estructuras de emergencia livianas, de fácil transporte y rápida instalación, para minimizar tiempos de interrupción del servicio en caso de accidentes que envuelvan la caída o rotura de un poste.

Aparte de la condición expuesta más arriba, durante la inspección se constato que los postes aparecen perfectamente alineados, sin indicios de desplazamiento y la impresión general es de una línea nueva bien construida.

9. ANÁLISIS ECONÓMICO

En el apéndice L se muestra un cuadro discriminado y estimado de costos de las obras que deberían ser realizadas para colocar la línea de 230 kV en condiciones de resolver de una manera permanente problemas de libranzas analizadas en este estudio, incluyendo invasión de áreas.

Las obras a realizar están cuantificadas siguiendo los siguientes criterios:

9.1 Modificaciones en las Estructuras Tipo I

La tabla XVI puede ser utilizada como base de muestreo de lo que se podría esperar en términos de modificaciones estructurales en las estructuras Tipo I para levantar la altura de conductor de la fase inferior en 1.30 m. El análisis de este cuadro revela los siguientes resultados para los 17 vanos medidos:

Tabla XVII. Estructuras estimadas a modificar e insertar

Tipo de Modificación	Total de estructuras de muestreo	Total de estructuras a modificar	Porcentaje sobre muestreo	Total de estructuras en la línea	Total de estructuras estimadas a modificar
Estructura Tipo I	25	3	12%	175	21
Inserción de estructuras Tipo I y II de 27.0 m	33	2	6%	204	13

9.2 Libranza Adicional en áreas Invasadas con Vegetación

El incremento de libranza conductor-suelo de 3.0 m, para lograr la distancia mínima eléctrica del conductor inferior al tope de la vegetación, podrá realizarse como sigue:

- Mediante la inserción de estructuras Tipo I con postes de 27.0 m de altura en el 50 % de los vanos entre las estructuras #604125 y #604141, que corresponden a vanos en exceso de 210 m.
- Mediante la modificación estructural de las estructuras Tipo I en los vanos menores de 210m, que representan el otro 50%.

La tabla XVIII muestra la cuantificación propuesta:

Tabla XVIII. Estructuras a modificar e insertar en áreas invadidas

Tipo de Modificación	Total de vanos en la sección invadida	Total de estructuras tomando en cuenta las insertadas Tipo I en la sección	Por ciento de vanos a modificar	Total de estructuras Tipo I estimadas
Estructura Tipo I	16	22	50%	11
Inserción de estructuras Tipo I de 27.0 m	8	–	50%	7

9.3 Libranza Adicional en el Área de Cultivos de Caña

El incremento de libranza de 4 a 6 m se podrá realizar con la sustitución de las estructuras existentes por estructuras Tipo I con postes de 33 m de altura en la sección entre las estructuras #604130 y #604138, con un total de nueve (9) estructuras y dos (2) estructuras Tipo II con postes de 33.0 m de altura en el vano #604150 y #604151.

9.4 Relocalización de la sección de estructuras dañadas por vehículos

Como ya mencionamos la relocalización de todos los postes en esta área de aproximadamente 9 km es muy difícil ya que los ingenios agrandaron su carretera dejando postes en la mitad del camino. Una solución que ya se está utilizando es la de colocar pintura reflejante en los postes, para que estos se vean en la noche, que es cuando hay un alto nivel de transporte en época de zafra.

Como se indica en el apéndice L el costo total estimado de la modificación permanente de la línea seria de GTQ 2,773,545.28 que incluye el 15% de imprevistos.

CONCLUSIONES

1. Las flechas finales con “creep” ya han ocurrido en el período de vida de la línea, para efectos de cálculo de flechas y libranzas del conductor, sin incremento extra alguno.
2. La baja resistencia al pie del poste, confirma el comportamiento satisfactorio de la línea ante descargas atmosféricas.
3. La inserción de estructuras del mismo o más alto tamaño, deberán ser acompañadas de ajustes en el grampaeamiento del conductor de las estructuras adyacentes para asegurar que no se produzcan desbalances longitudinales por diferencias de tensiones en el conductor.
4. Los aisladores están en condiciones satisfactorias de operación y, fuera de los casos puntuales de daños al recubrimiento polimérico, los cuales deben ser investigados y el fabricante debe ser no solamente informado sino que, además, su presencia debe ser solicitada en la inspección visual del material dañado y para determinar sus garantías y eventuales responsabilidades contractuales.

RECOMENDACIONES

1. Para esta línea se recomienda adoptar, conservativamente, una temperatura ambiente de 40 °C asociada con un viento de 1 m/s adoptando una temperatura máxima de operación del conductor de 65 °C.
2. Se sugiere efectuar la modificación propuesta para las estructuras Tipo I, la cual consiste en el re-posicionamiento del aislador V-horizontal de la fase inferior hasta una altura de 1.30 m de la posición original, de manera selectiva, especialmente para los vanos superiores a 210 m.
3. Se aconseja efectuar la ejecución de un levantamiento topográfico del perfil altimétrico de la línea para el estudio caso por caso para determinar la localización y vanos donde se deberían efectuar tales modificaciones estructurales de las estructuras Tipo I.
4. Se sugiere no efectuar modificación estructural alguna en los Tipos II, III y IV de estructuras por considerarse difícil, impráctico y costoso.
5. Es aconsejable mantener una distancia mínima 3 m del conductor mas bajo al tope de la vegetación, en condiciones de máxima flecha.
6. Se sugiere insertar estructuras de 27 m de altura en los vanos que exceden 210 m en las áreas invadidas para obtener la distancia mínima requerida con margen suficiente llevando en cuenta el crecimiento de la vegetación.

7. Se aconseja mantener una libranza total del conductor inferior al suelo de 12 a 14 m considerando la flecha máxima del conductor bajo condiciones de carga máxima.
8. En la sección afectada entre las estructuras 604130 y 604138 compuesta en su totalidad de estructuras Tipo I, se recomienda sustituirlas por estructuras con postes de 33 m a fin de obtener una libranza extra de 4 a 6 m.
9. En la sección entre estructuras 604150 y 604151 con postes Tipo II también se recomienda la sustitución de estructuras con postes de 33 m.
10. Se sugiere continuar con la práctica de reparación utilizada por EEGSA siempre que se tenga en cuenta que la sección dañada no comporte más que el 10% de la sección original del conductor. En el caso particular del conductor "FLINT", cuyo encordado contiene 37 alambres, la reparación con el preformado sería permitida para un número de alambres dañados no superior a cuatro (4).
11. En el caso que la sección de conductor dañado fuera mayor del 10% o el número de alambres afectados fuera mayor que el 10% del total de alambres del conductor original se recomienda efectuar la reparación mediante la utilización de splice de compresión, "compression splice".
12. Con relación al lavado periódico de aisladores en las áreas de contaminación salina se recomienda seguir con la periodicidad de una vez por año como mínimo.

13. A menos que se ensanche la carretera o se corran las estructuras una distancia prudencial de por lo menos 2.0 m del borde del camino entrando en propiedad privada, el riesgo de futuros accidentes es un hecho que solo espera el tiempo para acontecer. Se recomienda buscar una solución permanente comenzando por la ejecución de un levantamiento topográfico detallado del área con el fin de estudiar la re-localización de las estructuras más críticas y, así, minimizar la ocurrencia de futuros eventos catastróficos.

14. De no poder realizar una ampliación de la carretera, ya que, eso está en manos de muchas dependencias, se recomienda revisar la pintura reflejante que tienen los postes, con el fin de tenerla en óptimas condiciones para que los conductores de trailers los puedan ver sin dificultad.

BIBLIOGRAFÍA

1. EEGSA 1992, **Documentación de Diseño y Construcción de la Línea**
2. Ebasco Overseas Corporation. **230 kV Transmission Line Study and Electric Arc Furnace Flicker Analysis**. Volume 1 y 2. Estados Unidos .1992.
3. Tesis Juan Carlos Morales 1,999. **Evaluación Técnico Económica del Diseño de una Línea de Transmisión Compacta de 230 kV.**
4. William D. Stevenson Jr. **Análisis de Sistemas de Potencia.**
5. Campero, Eduardo. **Instalaciones Eléctricas Conceptos Básicos y Diseño**. Segunda Edición, Editorial Alfaomega, S.A. de C.V. México 1,992.
6. Comisión Nacional de Energía Eléctrica, **Ley General de Electricidad**, Guatemala, C.A.
7. Comisión Nacional de Energía Eléctrica, **Reglamento de la Ley General de Electricidad**, Guatemala, C.A.
8. <http://www.amm.org.gt> 17 de enero de 2006

APÉNDICE A

Tabla XIX. Comparación gradientes y pérdidas corona

Tipo Estructura	Gradiente superficial		Pérdidas corona (kV/milla)		
	AC rms	Pico	Seco	Lluvia	Lluvia
	(kV/cm)	(kV/cm)	Máx.	Prom.	Máx.
Tangente	17.69	25.01	0	18.2	37.0
Angulo suave	19.31	27.3	0	25.4	51.6

Tabla XX. Coeficientes y factores para cálculo de ampacidad de conductores

Viscosidad, Densidad y Conductividad Térmica del aire									
Temperatura			$(K/100)^4$	Viscosidad Absoluta	Densidad del Aire				Conductividad Térmica del aire
tf					aire Lb/pies ³				
°F	°C	°K			Lb/h (pies)	pf			
			uf	Nivel Mar	5000 pies	10000 pies	15000 pies	kf	
32	0	273	55.55	0.0415	0.0807	0.0671	0.0554	0.0455	0.00739
41	5	278	59.73	0.0421	0.0793	0.066	0.0545	0.0447	0.0075
50	10	283	64.14	0.0427	0.0779	0.0648	0.0535	0.0439	0.00762
59	15	288	68.8	0.0433	0.0765	0.0636	0.0526	0.0431	0.00773
68	20	293	73.7	0.0439	0.0752	0.0626	0.0517	0.0424	0.00784
77	25	298	78.86	0.0444	0.074	0.0616	0.0508	0.0417	0.00795
86	30	303	84.29	0.045	0.0728	0.0606	0.05	0.0411	0.00807
95	35	308	89.99	0.0456	0.0716	0.0596	0.0492	0.0404	0.00818
104	40	313	95.98	0.0461	0.0704	0.0586	0.0484	0.0397	0.0083
113	45	318	102.26	0.0467	0.0693	0.0577	0.0476	0.0391	0.00841
122	50	323	108.85	0.0473	0.0683	0.0568	0.0469	0.0385	0.00852
131	55	328	115.74	0.0478	0.0672	0.0559	0.0462	0.0379	0.00864
140	60	333	122.96	0.0484	0.0661	0.055	0.0454	0.0373	0.00875
149	65	338	130.52	0.0489	0.0652	0.0542	0.0448	0.0367	0.00886
158	70	343	138.41	0.0494	0.0643	0.0535	0.0442	0.0363	0.00898
167	75	348	146.66	0.05	0.0634	0.0527	0.0436	0.0358	0.00909
176	80	353	155.27	0.0505	0.0627	0.0522	0.0431	0.0354	0.00921
185	85	358	164.26	0.051	0.0616	0.0513	0.0423	0.0347	0.00932
194	90	363	173.63	0.0515	0.0608	0.0506	0.0418	0.0343	0.00943
203	95	368	183.4	0.0521	0.0599	0.0498	0.0412	0.0338	0.00952
212	100	373	193.57	0.0526	0.0591	0.0492	0.0406	0.0333	0.00966

Altitud Hc y Azimut del Sol en grados para varias Latitudes						
Declinación 23° - Hemisferio Norte - 10 junio y 3 de julio						
Latitud Norte Grados	Hora del Sol					
	10:00		Medio Día		14:00	
	Hc	Zc	Hc	Zc	Hc	Zc
20	62	78	87	0	62	282
25	62	88	88	180	62	272
30	62	98	83	180	62	262
35	61	107	78	180	61	253
40	60	115	73	180	60	245
45	57	112	68	180	57	238
50	54	128	63	180	54	232
60	47	137	53	180	47	223
70	40	143	43	180	40	217

Calor total recibido por una superficie sobre el nivel del mar debido a los rayos del sol		
Altitud solar en grados	Qs W/pie ²	
	Atmósfera Clara	Atmósfera Industrial
Hc		
5	21.7	12.6
10	40.2	22.3
15	54.2	30.5
20	64.4	39.2
25	71.5	46.6
30	77	53
35	81.5	57.5
40	84.8	61.5
45	87.4	64.5
50	90	67.5
60	92.9	71.6
70	95	75.2
80	95.8	77.4
90	96.4	78.9

Factores Multiplos por Altitud del Calor Solar	
Elevación sobre el Nivel del Mar	Multiplos
Hc	Para los Valores de Tabla 3
0	1
5000	1.15
10000	1.25
15000	1.3

Tabla XXI. Resumen de ampacidades y perdidas Joule

ITEM	Conductor			Corriente Amperios		Resistencia ohm/milla		Pérdidas Joule kW/milla		
	MCM	Palabra clave	Cond/Fases	1C	2C	1C	2C	Mono. 1C 2C	Trifa.	
1	266.8 ACSR	PARTRIDGE	2	145	290	0.3882	0.7764	8	16	48
2	336.8 ACSR	UNNET	2	146	292	0.3075	0.615	7	14	42
3	477 ACSR	HAWK	2	145	290	0.2166	0.4332	5	10	30
4	652AAAC-6201	ELGIN	1	291	-	0.1807	-	15	-	45
5	740.8 AAAC-6201	FLINT	1	291	-	0.1592	-	14	-	42
6	740 ACAR	GROSBEAK	1	290	-	0.1488	-	12	-	36

Evaluación de Temperatura °C	Temperatura Conductor °C	Corriente Conductor A	Potencia 3F a 0.95 FP MW	Resistencia AC OHM/MI	Pérdidas Potencia kW/MI	Temperatura ILM de aire (tf) °C	Viscosidad Absoluta (microf) LB/H (pie)	Densidad de aire (pf) Lb/Pie ³	Conductividad Térmica (kf) w/pie (°C)	Calor Disipado Convección w/pie	Radiación w/pie
8.5	48.5	81	31	0.1568	1	44	0.0466	0.0674	0.00839	3.30624	0.742
9.5	49.5	151	57	0.1573	4	45	0.0467	0.0673	0.00841	3.69499	0.834
10.5	50.5	197	74	0.1578	6	45	0.0467	0.0672	0.00842	4.08370	0.926
11.5	51.5	234	89	0.1583	9	46	0.0468	0.0671	0.00843	4.47236	1.019
12.5	52.5	266	101	0.1588	11	46	0.0468	0.0670	0.00844	4.86098	1.113
13.5	53.5	291	110	0.1592	14	47	0.0469	0.0669	0.00845	5.2107	1.198
14.5	54.5	320	121	0.1597	16	47	0.0470	0.0668	0.00846	5.63809	1.303
15.5	55.5	343	130	0.1602	19	48	0.047	0.0667	0.00847	6.02659	1.4
16.5	56.5	365	138	0.1607	21	48	0.0471	0.0666	0.00848	6.41504	1.497
17.5	57.5	386	146	0.1612	24	49	0.0471	0.0665	0.00850	6.80346	1.596
18.5	58.5	406	153	0.1616	27	49	0.0472	0.0663	0.00851	7.19183	1.695
19.5	59.5	424	161	0.1621	29	50	0.0472	0.0662	0.00852	7.58017	1.795
20	60	433	164	0.1624	30	50	0.0473	0.0662	0.00852	7.77433	1.845
21	61	450	170	0.1629	33	51	0.0473	0.0661	0.00854	8.16261	1.947
22	62	467	177	0.1633	36	51	0.0474	0.0660	0.00855	8.55086	2.049
23	63	483	183	0.1638	38	52	0.0474	0.0659	0.00856	8.93907	2.152
24	64	498	189	0.1643	41	52	0.0475	0.0658	0.00857	9.32725	2.257
25	65	513	194	0.1648	43	53	0.0475	0.0657	0.00858	9.71539	2.362
26	66	528	200	0.1653	46	53	0.0476	0.0656	0.00859	10.1035	2.468
27	67	542	205	0.1657	49	54	0.0476	0.0655	0.0086	10.49158	2.575
33	73	618	234	0.1686	64	57	0.048	0.0649	0.00867	12.81937	3.237
35	75	641	243	0.1696	70	58	0.0481	0.0647	0.00869	13.59506	3.466
Temperatura Ambiente	40			°C			Azimet Solas	39	Grados	820 pies SNM	
Velocidad Viento	2			Pie/Seg			Azimet de Línea	0	Grados		
Diámetro de Conductor	0.991			Pulgadas			Altitud Solar	75	Grados		
Resistencia AC 25°C	0.1455			OHM/MI			Ang Incidencia	78	Grados		
Resistencia AC 50°C	0.1575			OHM/MI			Flujo de Calor Solar	95.36	w/pie ²		
Resistencia	0.1696			OHM/MI			Ganancia Calor Solar	3.8517	w/pie ²		
Coefficiente de Emisividad	0.5						Factor Potencia	0.95			
Coefficiente de Absorción	0.5										
Voltaje del Sistema	230			kV							

Tabla XXII. Ampacidad de un Conductor por fase Flint

Tabla XXIII. Datos de entrada y cálculos de pérdidas Joule y Corona

Descripción Datos de entrada		ACSR 266.8 MCM PARTRIDGE	ACSR 336.8 MCM LINNET	ACSR 477.0 MCM HAWK	AAAC- 6201 652 MCM ELIGN	AAAC- 6201 740.8 MCM FLINT	ACAR 740.0 MCM GROSBEAK
Voltaje máximo de diseño	KV	245	245	245	245	245	245
Voltaje nominal	KV	230	230	230	230	230	230
Carga	MVA	116	116	116	116	116	116
Distancia	km	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5
Costo Kwh	US\$	0.0583	0.0583	0.0583	0.0583	0.0583	0.0583
Factor de planta		0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
Factor de potencia de la carga		0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
Frecuencia	Hz	60	60	60	60	60	60
Factor de forma de superficie en seco	0.9*0.*	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81
Factor de forma de superficie en húmedo	0.5*0.9	0.61	0.61	0.61	0.5	0.5	0.5
Presión barométrica	m de Hg	760	760	760	760	760	760
Temperatura ambiente	°C	40	40	40	40	40	40
Temperatura ambiente con lluvia	°C	25	25	25	25	25	25
Distancia entre conductor 1 y 2	m	6.02	6.02	6.02	6.02	6.02	6.02
Distancia entre conductor 2 y 3	m	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09
Distancia entre conductor 3 y 1	m	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03
Distancia del bundle	cm	45	45	45	45	45	45
Tasa de interés anual	%	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Datos calculados							
Corriente	A	291.19	291.19	291.19	291.19	291.19	291.19
Temperatura del conductor	°C	51	50	49	54	53	53
Factor de densidad del aire a 40°C	°C	0.9518	0.9518	0.9518	0.9518	0.9518	0.9518
Factor de densidad del aire a 25°C	°C	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997
Distancia media geométrica	M	5.6919	5.6919	5.6919	5.6919	5.6919	5.6919
Voltaje máximo de diseño de línea a línea	KV	245	245	245	245	245	245
Voltaje máximo de diseño de línea a neutro	KV	141.45	141.45	141.45	141.45	141.45	141.45
Altura de anclaje conductor superior	m	21.42	21.42	21.42	21.42	21.42	21.42
Altura de anclaje conductor medio	m	18.91	18.91	18.91	18.91	18.91	18.91
Altura de anclaje conductor inferior	m	16.39	16.39	16.39	16.39	16.39	16.39
Flecha del conductor	m	3.4	2.9	2.11	3.4	3.4	3.4
Altura media de conductor superior considerando	m	19.39	19.94	19.04	19.04	19.04	21.42
Altura media de conductor medio considerando	m	16.88	17.43	16.53	16.53	16.53	18.91
Altura media de conductor inferior considerando	m	14.36	14.91	14.01	14.01	14.01	16.39
Altura media geométrica	m	16.75	17.31	16.4	16.4	16.4	18.79
Gradiente superficial crítica en seco	KV/cm	21.37	21.11	20.67	21.58	21.44	21.44
Gradiente superficial crítica en humedo	KV/cm	16.72	16.73	16.18	13.8	13.71	13.71

APÉNDICE B

Tabla XXIV. Resultados de tramos máximos y promedios

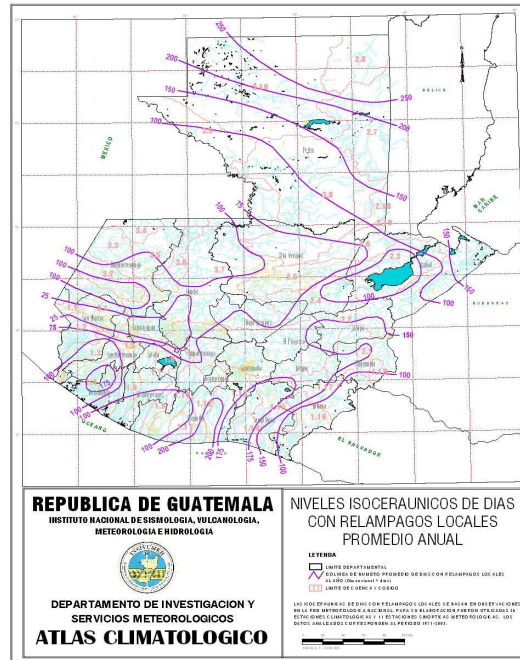
Características físicas: vanos y flechas Capacidad de la línea: 110MW							
Descripción	UNL	ACSR	ACSR	ACSR	AAAC-6201	AAAC-6201	ACAR
		266.9 Patridge	336.9 Linnet	477 Hawk	652 Elgin	740.8 Flint	740 Gros Beak
1. Poste de concreto							
Longitud	m	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00
Diámetro de la punta	om	25.50	25.50	25.50	25.50	25.50	25.50
Diámetro de la base	om	68.00	68.00	68.00	68.00	68.00	68.00
Clase de poste	Lb	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Carma máxima en la punta	kg	909.09	909.09	909.09	909.09	909.09	909.09
Conocidad del poste en %	%	1.50	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
2. Conductores							
Diámetro	pulg.	0.642	0.7200	0.9590	0.926	0.9900	0.9900
Peso	Lb/pie	0.367	0.4630	0.6570	0.621	0.6750	0.6950
Tensión de ruptura	kg	5136.36	6363.64	8863.64	9954.55	11090.91	9138.38
No. de conductores por fase		2	2	2	1	1	1
3. Hilo de guarda							
Tipo		EHS	EHS	EHS	EHS	EHS	EHS
Calibre	pulg.	5/16	5/16	5/16	5/16	5/16	5/16
Diámetro	pulg.	0.3125	0.3125	0.3125	0.3125	0.3125	0.3125
Clase		B	B	B	B	B	B
Peso	Lb/pie	0.2050	0.2050	0.2050	0.2050	0.2050	0.2050
4. Geometría de la estructura							
Altura del poste sobre el nivel del suelo	m	23.90	.	23.90	23.90	23.90	23.90
Altura del hilo de guarda	m	23.70	23.70	23.70	23.70	23.70	23.70
Altura de conductor superior	m	19.73	19.73	19.73	19.73	19.73	19.73
Altura de conductor medio	m	16.21	16.21	16.21	16.21	16.21	16.21
Altura de conductor inferior	m	13.70	13.70	13.70	13.70	13.70	13.70
Libranza fase a tierra mínima	m	10.50	10.30	10.30	10.30	10.30	10.30
Ángulo de la línea	m						
5. Vano calculado por momentos	m	192.01	163.47	139.28	241.49	227.74	227.51
6. Flecha para vano claculado momentos	m	3.53	2.9	2.11	4.24	3.69	4.59
7. Flecha máxima permisible	m	3.390	3.390	3.390	3.390	3.390	3.390
8. Vano para flecha máxima permisible	m	178.39	163.47	138.28	216.00	218.68	195.60
9. Razón vano promedio a vano máximo		0.99	0.89	0.99	0.89	0.99	0.99
10. Estructura por kilómetro	u	6.32	6.9	9.15	5.22	5.16	5.76
11. Tramo promedio	m	158	145	123	192	194	173
12. % de estructura por KM/estructura base	%	1000	1.091	1.290	0.826	0.916	0.912

Tabla XXV. Valores de Flashover en el entrehierro

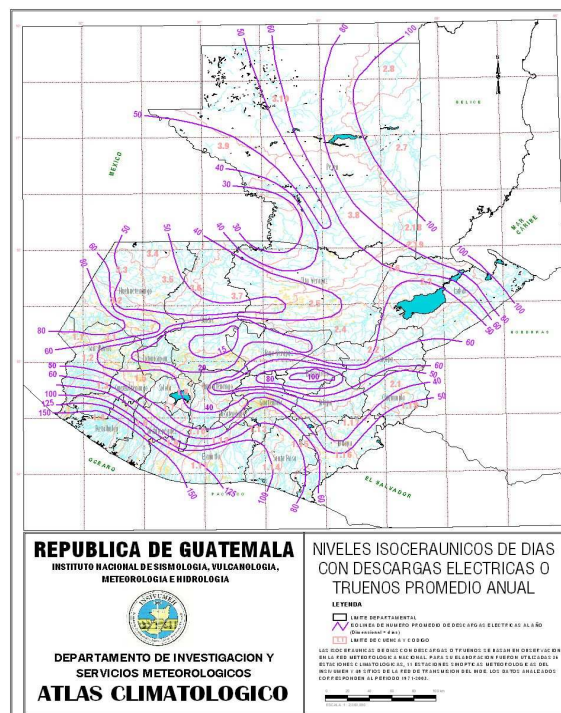
Air Gap		Flashover		Air Gap		Flashover	
mm	Pulgadas	60 Hz Humedo KV	Impulso crítico positivo en KV	mm	Pulgadas	60 Hz Humedo KV	Impulso crítico positivo en KV
25	1		38	1295	51	438	814
51	2		60	1321	52	447	829
76	3		75	1346	53	455	843
102	4		91-95	1372	54	464	858
127	5		106-114	1397	55	472	872
152	6		128-141	1422	56	481	887
178	7		141-155	1448	57	489	901
203	8		159-166	1473	58	498	916
229	9		175-178	1499	59	506	930
254	10	80	190	1524	60	515	945
279	11	89	207	1549	61	523	960
305	12	98	224	1575	62	532	975
330	13	107	241	1600	63	540	990
356	14	116	258	1626	64	549	1005
381	15	125	275	1651	65	557	1020
406	16	134	290	1676	66	566	1035
432	17	143	305	1702	67	574	1050
457	18	152	320	1727	68	583	1065
483	19	161	335	1753	69	591	1080
508	20	170	350	1778	70	600	1095
533	21	178	365	1803	71	607	1109
559	22	187	381	1829	72	615	1124
584	23	195	396	1854	73	622	1138
610	24	204	412	1880	74	630	1153
635	25	212	427	1905	75	637	1167
660	26	221	443	1930	76	645	1182
686	27	229	458	1956	77	652	1196
711	28	238	474	1981	78	660	1211
737	29	246	489	2007	79	667	1225
732	30	255	505	2032	80	675	1240
787	31	264	519	2057	81	683	1254
813	32	273	534	2083	82	691	1269
838	33	282	548	2108	83	699	1283
864	34	291	563	2134	84	707	1298
889	35	300	577	2159	85	715	1312
914	36	309	592	2184	86	723	1327
940	37	318	606	2210	87	731	1341
965	38	327	621	2235	88	739	1356
991	39	336	635	2261	89	747	1370
1016	40	345	650	2286	90	755	1385
1041	41	353	665	2311	91	763	1399
1067	42	362	680	2337	92	771	1414
1092	43	370	695	2362	93	779	1428
1118	44	379	710	2388	94	787	1443
1143	45	387	725	2413	95	795	1457
1168	46	396	740	2438	96	803	1472
1194	47	404	755	2464	97	811	1486
1219	48	413	770	2489	98	819	1501
1245	49	421	785	2515	99	827	1515
1270	50	430	800	2540	100	835	1530

APÉNDICE C

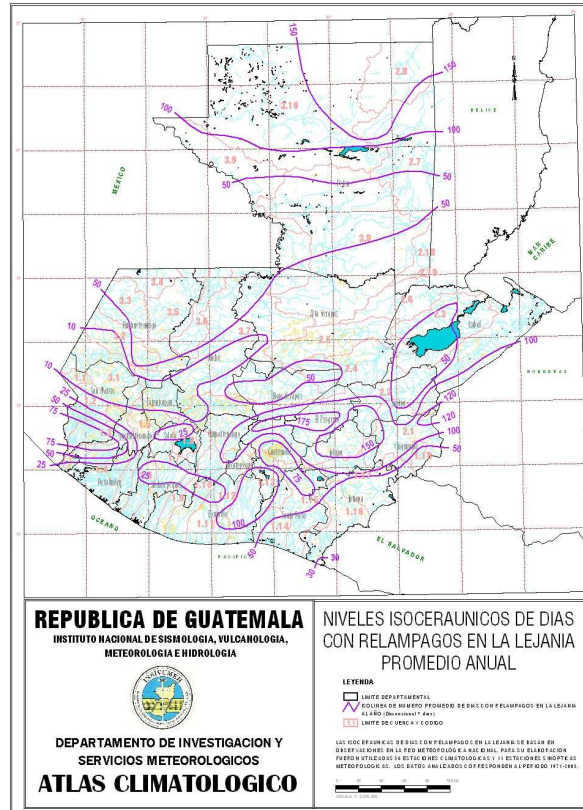
Niveles Isoceraunicos de días con relámpagos locales promedio anual



Niveles Isoceraunicos de días con descargas eléctricas o truenos promedio anual



Niveles Isoceraunicos de días con relámpagos en la lejanía promedio anual



APÉNDICE D

LOCALIZACIÓN DE APOYOS DE LA LÍNEA DE 230kV PUERTO QUETZAL- SUBESTACIÓN ALBORADA

No.	Identificador	Coordenadas		Tipo Estruct	Vano (m)	Vano Prom	OBSERVACIONES
		X	Y				
1	604321	415351.12	1539188.38	I	228.56		<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 40%; border-right: 1px solid black; padding-right: 5px;"> <p style="color: red; margin: 0;">Subestacion Pto. Quetzal</p> </div> <div style="width: 10%; text-align: center; padding: 0 5px;"> <p style="color: blue; font-size: 2em; margin: 0;">↑</p> <p style="color: blue; font-size: 2em; margin: 0;">↓</p> <p style="color: blue; font-size: 2em; margin: 0;">↑</p> <p style="color: blue; font-size: 2em; margin: 0;">↓</p> <p style="color: blue; font-size: 2em; margin: 0;">↑</p> <p style="color: blue; font-size: 2em; margin: 0;">↓</p> <p style="color: blue; font-size: 2em; margin: 0;">↑</p> <p style="color: blue; font-size: 2em; margin: 0;">↓</p> <p style="color: blue; font-size: 2em; margin: 0;">↑</p> <p style="color: blue; font-size: 2em; margin: 0;">↓</p> <p style="color: blue; font-size: 2em; margin: 0;">↑</p> </div> <div style="width: 40%; padding-left: 5px;"> <p style="color: red; margin: 0;">Poste insertado</p> <p style="color: red; margin: 0;">Poste insertado</p> </div> </div>
2	604320	415564.43	1539270.48	I	230.82	231	
3	604319	415781.15	1539349.93	I	232.71		
4	604318	415998.08	1539434.17	III	236.07		
5	604317	416012.28	1539669.81	II	202.01		
6	604316	416002.82	1539871.60	II	227.61	224	
7	604315	415948.34	1540092.59	II	226.49		
8	604314	415898.72	1540313.58	III	205.80		
9	604313	415694.14	1540291.18	II	151.05		
10	604312	415543.09	1540290.50	II	153.88	181	
11	604311	415394.41	1540330.18	II	216.18		
12	604310	415204.69	1540433.81	I	86.22		
13	604309	415128.81	1540474.74	III	206.52		
14	604308	415107.27	1540680.13	I	202.55	205	
15	604307	415065.30	1540878.28	III	96.62	97	
16	604306	415009.12	1540956.89	III	173.55	174	
17	604304	414835.59	1540959.42	III	236.32		
18	604303	414839.76	1541195.70	I	234.33		
19	604302	414842.11	1541430.02	I	234.71		
20	604301	414849.66	1541664.61	I	113.76		

21	604300	414834.39	1541777.34	I		123.58	↓	221	Poste insertado
22	604299	414851.10	1541899.79	I		237.83	↓	221	Poste insertado
23	604298	414837.55	1542137.23	I		237.15	↓	221	Poste insertado
24	604297	414856.18	1542373.65	I		239.74	↓	221	Poste insertado
25	604296	414861.98	1542613.32	I		236.44	↓	221	Poste insertado
26	604295	414847.05	1542849.29	I		238.08	↓	221	Poste insertado
27	604294	414864.87	1543086.70	I		224.02	↓	221	Poste insertado
28	604293	414866.42	1543310.71	I		234.08	↓	221	Poste insertado
29	604292	414857.34	1543544.61	II		230.62	↓	221	Poste insertado
30	604291	414860.72	1543775.21	I		224.73	↓	221	Poste insertado
31	604290	414849.89	1543999.68	II		106.70	↓	221	Poste insertado
32	604305	414850.15	1544106.38	II		112.83	↓	221	Poste insertado
33	604288	414847.78	1544219.19	III		168.72	↑	221	Poste insertado
34	604287	414679.08	1544216.41	I		178.69	↑	221	Poste insertado
35	604286	414500.40	1544214.98	I		179.88	↑	221	Poste insertado
36	604285	414320.53	1544213.43	I		181.27	↑	221	Poste insertado
37	604284	414139.26	1544213.48	I		198.93	↑	221	Poste insertado
38	604283	413940.37	1544209.56	I		234.31	↑	221	Poste insertado
39	604282	413706.06	1544210.26	I		228.09	↑	221	Poste insertado
40	604281	413477.97	1544210.44	I		232.49	↑	221	Poste insertado
41	604280	413245.49	1544208.32	I		226.64	↑	221	Poste insertado
42	604279	413018.85	1544208.48	I			↑	221	Poste insertado

					198.67	203
43	604278	412820.21	1544205.18	I		
					195.98	
44	604277	412624.24	1544207.02	I		
					192.57	
45	604276	412431.68	1544205.31	I		
					197.46	
46	604275	412234.22	1544205.98	I		
					199.49	
47	604274	412034.73	1544205.65	I		
					192.52	
48	604273	411842.21	1544204.28	I		
					200.99	
49	604272	411641.22	1544204.07	I		
					204.78	
50	604271	411436.52	1544209.92	I		
					191.15	
51	604270	411245.68	1544199.09	II		
					211.58	▼
52	604269	411035.00	1544218.61	III		
					194.77	▲
53	604268	411035.00	1544413.38	I		
					192.53	
54	604267	411009.47	1544604.21	I		
					183.74	
55	604266	410985.17	1544786.34	I		
					196.17	
56	604265	410963.03	1544981.26	I		
					114.43	
57	604264	410942.91	1545093.91	I		
					115.87	
58	604263	410917.81	1545207.03	I		
					234.33	
59	604262	410893.79	1545440.13	I		
					231.53	
60	604261	410867.23	1545670.13	I		
					224.46	
61	604260	410840.82	1545893.03	I		
					239.19	
62	604259	410820.40	1546131.35	I		
					220.47	
63	604258	410792.64	1546350.07	I		
					237.51	
64	604257	410769.39	1546586.44	I		
					229.12	216

Poste insertado

65	604256	410754.87	1546815.10	I		
					231.98	
66	604255	410723.86	1547045.00	I		
					223.40	
67	604254	410701.44	1547267.27	I		
					230.49	
68	604253	410674.38	1547496.17	I		
					227.83	
69	604252	410647.56	1547722.42	I		
					228.78	
70	604251	410620.56	1547949.60	I		
					232.54	
71	604250	410593.77	1548180.59	I		
					133.03	
72	604249	410575.40	1548312.35	I		
					103.32	
73	604248	410561.49	1548414.73	I		
					228.25	
74	604247	410530.28	1548640.84	I		
					242.81	
75	604246	410496.06	1548881.23	IV		
					223.01	
76	604245	410484.98	1549103.96	I		
					231.94	
77	604244	410453.55	1549333.76	I		
					233.09	
78	604243	410429.06	1549565.56	I		
					224.94	
79	604242	410397.48	1549788.27	I		
					167.78	
80	604241	410371.51	1549954.03	I		
					136.11	
81	604240	410365.21	1550089.99	I		
					250.48	
82	604239	410335.01	1550338.64	I		
					136.27	
83	604238	410326.38	1550474.64	I		
					226.23	
84	604237	410285.56	1550697.16	I		
					241.98	
85	604236	410259.92	1550937.78	I		
					233.52	
86	604235	410234.04	1551169.86	I		
					224.65	
87	604234	410219.10	1551394.01	I		
					230.70	

Poste insertado

220

88	604233	410187.60	1551622.55	I		
					109.26	
89	604232	410173.81	1551730.94	I		
					120.80	
90	604231	410150.05	1551849.38	I		
					231.67	
91	604230	410138.28	1552080.75	I		
					230.22	
92	604229	410116.86	1552309.97	I		
					230.20	
93	604228	410089.04	1552538.48	I		
					231.48	
94	604227	410061.55	1552768.32	I		
					238.99	
95	604226	410031.95	1553005.47	I		
					221.55	
96	604225	410002.34	1553225.03	I		
					223.16	
97	604224	409975.76	1553446.60	IV		
					235.65	
98	604223	409954.71	1553681.31	I		
					234.15	
99	604222	409923.86	1553913.42	I		
					227.46	
100	604221	409900.09	1554139.63	I		
					232.94	
101	604220	409869.64	1554370.57	I		
					223.44	
102	604219	409840.78	1554592.14	I		
					233.69	
103	604218	409813.54	1554824.24	I		
					227.14	
104	604217	409789.34	1555050.09	I		
					230.52	
105	604216	409760.09	1555278.75	I		
					230.04	
106	604215	409737.81	1555507.71	I		
					225.17	
107	604214	409708.44	1555730.96	I		
					235.25	
108	604213	409686.98	1555965.23	I		
					230.80	
109	604212	409658.38	1556194.25	I		
					238.57	
					231	

Poste insertado

110	604211	409626.43	1556430.67	I		
					221.88	
111	604210	409601.10	1556651.10	I		
					230.98	
112	604209	409577.83	1556880.90	I		
					228.20	
113	604208	409553.18	1557107.76	I		
					232.84	
114	604207	409524.89	1557338.88	I		
					228.87	
115	604206	409498.77	1557566.25	I		
					229.81	
116	604205	409461.06	1557792.95	I		
					231.03	
117	604204	409441.16	1558023.12	I		
					222.23	
118	604203	409415.17	1558243.83	I		
					243.65	
119	604202	409384.26	1558485.51	IV		
					225.52	
120	604201	409358.88	1558709.60	I		
					228.43	
121	604200	409328.08	1558935.94	I		
					230.32	
122	604199	409311.55	1559165.67	I		
					230.65	
123	604198	409283.98	1559394.67	I		
					230.47	
124	604197	409252.30	1559622.95	I		
					135.78	
125	604196	409234.40	1559757.54	I		
					99.63	
126	604195	409227.00	1559856.89	I		
					232.52	
127	604194	409198.80	1560087.69	I		
					229.35	
128	604193	409172.30	1560315.50	I		
					241.40	
129	604192	409145.93	1560555.46	I		
					221.81	
130	604191	409119.85	1560775.73	I		
					230.75	
131	604190	409094.36	1561005.07	I		
					225.71	



Poste insertado



227

132	604189	409067.13	1561229.13	I	234.68	↓
133	604188	409048.63	1561463.08	I	232.45	
134	604187	409021.86	1561693.98	I	228.63	↑
135	604186	408995.80	1561921.12	I	226.80	
136	604185	408970.50	1562146.50	I	194.19	↓
137	604184	408946.59	1562339.21	I	256.92	
138	604183	408917.94	1562594.53	I	236.37	↑
139	604182	408890.45	1562829.30	I	232.45	
140	604181	408863.28	1563060.16	I	228.68	↓
141	604180	408838.50	1563287.49	I	227.44	
142	604179	408812.13	1563513.40	I	238.93	↑
143	604178	408784.34	1563750.71	IV	224.38	
144	604177	408758.67	1563973.62	I	228.05	↓
145	604176	408732.06	1564200.11	I	230.15	
146	604175	408705.99	1564428.78	I	230.41	↑
147	604174	408679.67	1564657.68	I	231.01	
148	604173	408652.29	1564887.06	I	230.27	↓
149	604172	408621.59	1565115.27	I	197.30	
150	604171	408601.67	1565311.56	I	107.58	↑
151	604170	408591.08	1565418.62	I	203.23	
152	604169	408566.63	1565620.37	I	186.05	↓
153	604168	408546.19	1565805.29	I	183.22	
154	604167	408523.50	1565987.10	I	190.92	211

Postes
en peligro
de ser
chocados
por
transporte
pesado

Poste cambiado:
accidente

155	604166	408500.33	1566176.61	II			
					129.29		
156	604165	408485.84	1566305.09	II			
					229.38		
157	604164	408456.64	1566532.60	I			
					229.18		
158	604163	408429.45	1566760.16	I			
					229.70		
159	604162	408402.64	1566988.29	I			
					229.69		
160	604161	408375.58	1567216.38	I			
					234.87		
161	604160	408342.46	1567448.90	I			
					202.33		
162	604159	408329.11	1567650.79	II			
					199.01		
163	604158	408313.11	1567849.16	II			
					198.86		
164	604157	408303.44	1568047.78	II			
					199.05		
165	604156	408302.39	1568246.83	II			
					201.77		
166	604155	408312.69	1568448.34	II			
					196.07		
167	604154	408327.74	1568643.83	II			
					206.94		
168	604153	408355.94	1568848.84	IV			
					188.15		
169	604152	408390.86	1569033.72	II			
					204.74		
170	604151	408438.18	1569232.92	II			
					200.54		
171	604150	408494.26	1569425.46	II			
					194.95		
172	604149	408554.89	1569610.74	II			
					206.08		
173	604148	408624.35	1569804.76	II			
					184.61		
174	604147	408691.56	1569976.70	II			
					117.91		
175	604146	408724.81	1570089.82	II			
					116.53		
176	604145	408784.36	1570189.98	II			
					145.01		

Cultivo de caña

Poste insertado

177	604144	408858.70	1570314.48	II		
					195.02	
178	604143	408969.55	1570474.93	II		
					181.76	
179	604142	409062.08	1570631.37	II		
					174.28	
180	604141	409159.94	1570775.58	I		
					187.26	
181	604140	409276.92	1570921.80	I		
					177.04	199
182	604139	409367.36	1571074.00	I		
		7.00			160.32	
183	604138	409466.13	1571200.28	I		
					223.56	Cultivo de caña
184	604137	409595.56	1571382.56	I		"
					118.02	
185	604136	409658.85	1571482.18	I		
					115.51	Poste insertado
186	604135	409734.56	1571569.42	I		
					227.03	niña quemada
187	604134	409864.89	1571755.31	I		Cultivo de caña
					233.77	"
188	604133	410001.74	1571944.84	I		
					235.64	Invasion de la Servidumbre Platanos y vegetacion alta
189	604132	410136.61	1572138.07	I		"
					226.34	"
190	604131	410272.71	1572318.92	I		
					223.64	"
191	604130	410399.07	1572503.44	I		
					241.48	Cultivo de caña
192	604129	410547.02	1572694.29	I		
					225.59	
193	604128	410677.67	1572878.20	I		
					189.93	
194	604127	410786.12	1573034.12	IV		
					181.89	Problemas de arbolado
195	604126	410891.23	1573182.57	I		
					153.97	
196	604125	410983.97	1573305.48	I		
					168.77	
197	604124	411086.66	1573439.41	I		
					163.20	
198	604123	411193.06	1573563.16	I		
					233.05	166
199	604122	411327.93	1573753.22	I		
					98.71	

200	604121	411368.46	1573843.22	I		↓	Poste insertado
					124.85		
201	604120	411436.61	1573947.83	I			
					120.88	↓	36
202	604119	411502.10	1574049.43	I			
					111.71		
203	604118	411566.20	1574140.92	IV		↑	Se retiró jumper deshilado
					36.08		
204	604117	411590.53	1574167.56	IV			
					197.35	↑	227
205	604116	411716.15	1574319.76	I			
					228.13		
206	604115	411849.18	1574505.09	I		↑	129
					232.44		
207	604114	411984.78	1574693.88	I			
					231.10	↓	Subestacion Alborada
208	604113	412119.16	1574881.89	I			
					228.50		
209	604112	412249.24	1575069.75	I		↓	
					229.90		
210	604111	412385.52	1575254.90	I			
					230.06	↓	
211	604110	412523.03	1575439.34	I			
					229.76		
212	604109	412655.36	1575627.16	I		↓	
					231.14		
213	604108	412789.42	1575815.45	I			
					230.26	↓	
214	604107	412924.14	1576002.18	I			
					221.15		
215	604106	413052.67	1576182.15	I		↓	
					237.56		
216	604105	413190.44	1576375.68	I			
					228.44	↓	
217	604104	413325.32	1576560.05	I			
					232.75		
218	604103	413462.23	1576748.28	I		↓	
					226.65		
219	604102	413594.24	1576932.52	I			
					209.53	↓	
220	604101	413718.21	1577101.44	III			
					108.23		
221	604100	413809.22	1577042.86	I		↑	
					142.22		
222	604099	413921.83	1576956.00	III			
					99.57	↓	
223	590591	413892.71	1576860.78	III			

APÉNDICE E



ANÁLISIS DE MUESTRA

Elaborado Por: Ing. Rubén Guevara
Cargo: Jefe Aseguramiento de la Calidad

CARACTERÍSTICAS DEL CABLE

- Nombre del Cable: AAAC 740.8 MCM FLINT
- Número de Hilos: 37 Hilos
- Diámetros de Hilo Nominal: 3.59 mm
- Tamaño de la Muestra: 1 metro.

CONDICIONES DE LA MUESTRA:

1. El cable presenta oxidación normal.
2. El cable presenta abolladuras en uno de sus extremos producidas por las grapas de instalación.
3. El cable muestra un corte en sus hilos extremos que afecto la ultima y ante penúltima capa fundiendo algunas de sus partículas.

ANÁLISIS DE CAUSA Y CONCLUSION

Se reviso con lente de aumento el detalle del corte y partículas fundidas, adicionalmente se consulto con especialista en instalaciones de líneas eléctricas, concluyendo lo siguiente:

1. Se descarta una rotura por tensión a la torsión.
2. El corte presentado fue ocasionado por el impacto de un cuerpo caliente, lo que provoco el corte de los hilos y genero las partículas fundidas en ese punto. Este impacto es típico al ocasionado por disparos de bala en las zonas rurales de nuestro país.

APÉNDICE F

“Nutshell”

UV light induced chemical reactions can occur on the surface of polymer insulating compounds. The reactions would normally occur at the C-H bonds in ERP and the Si-C and C-H bonds in MQ. After the reaction takes place, the surface of the insulator can appear whitish in color. The white color, called chalking, is actually the ATH filler. ATH reflects UV light, thus putting a UV protective coating on the surface of the insulator. UV light can also be produced by corona discharge. Occasionally then, chalking may first appear at the line end of the insulator. Since chalking is very light in color, it can be more pronounced on dark colored insulation.

“Long Story”

The energy from sunlight that is destructive to polymers is contained in a wavelength range between approximately 300 and 390 nanometers. This destructive energy constitutes less than five percent of the total radiation reaching the surface of the planet. The absorption of this UV light can result in mechanical and chemical degradation of the polymer structure. This in turn can affect the dielectric and weathering properties of that polymer. The rate at which the degradation occurs is dependent upon the intensity and wavelength of the radiation. These factors vary with season, time of day, elevation and latitude. The specific formulation of the polymer, particularly with respect to the fillers and antidegradants used in the compound, plays an important role in the degree to which UV light will degrade the material.

Many papers have discussed the effect of UV light on insulating polymers, typically dwelling on the energy needed to destroy the C-C bond in EPDM and the Si-O bond in silicone. Often, the reported figures have been used to “prove” that silicone resists degradation to UV radiation much more than EPDM. However, in reporting the energy required to destroy the chemical bonds, most authors have used the “heat of formation” (energy to make bonds) rather than the “disassociation energy” (energy to break bonds). The relationship between wavelength of light and energy is given by the Bohr equation:

$$E=28.635 \times 10^3/\lambda$$

where E is the energy in kcal/mole and λ is the wavelength in nanometers.

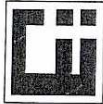
The lower cut-off of the wavelength range of UV light reaching earth is 300 nanometers. Using this wavelength in the Bohr equation, we can determine that only those polymer bonds having disassociation energies less than 95 kcal/mole can be affected by UV light.

The following table lists the disassociation energy and corresponding wavelengths for the molecular bonds in EPR and MQ. For reference, the heat of formation figures are also given.

Bond	Dissociation Energy	λ	Heat of Formation	λ
C-H	88 kcal/mol	325 nm	90 kcal/mol	318 nm
Si-C	73 kcal/mol	392 nm	76-85 kcal/mol	377-337 nm
Si-O	185 kcal/mol	155 nm	108 kcal/mol	265 nm
C-C	144 kcal/mol	199 nm	85 kcal/mol	337 nm

These data show that the often cited “weak” C-C bond of EPR (based on the heat of formation calculation) is in reality a strong bond with respect to resistance to UV light. Using the heat of formation or the disassociation energy to predict how a polymer compound will perform in the presence of UV light is a highly theoretical approach. Many other factors must be considered to predict the long term performance of the polymer compounds. However, the information provided above tends to support that UV light degradation of insulating polymers is not a major factor in determining the life of a polymer insulator, a position that is quite well supported by the successful use of both MQ and EPR insulators for nearly 30 years throughout world.

APÉNDICE G



CENTRO DE INVESTIGACIONES DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



O.T. No. 18618

No. Informe Lab. 22-05

Interesado: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
Muestra: 2 aislantes de 230 KV.
Fecha: Guatemala 26 de Abril de 2005.

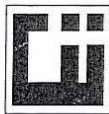
EVALUACIÓN DE ORIGEN DEL MATERIAL DEPOSITADO SOBRE AISLADORES DE CABLES DE ALTA TENSIÓN.

La Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., entregó dos aisladores para cables de alta tensión que presentan depósitos salinos en su superficie. Esta evaluación la requiere el interesado para verificar si dicho material corresponde a materias inorgánicas que dañen el funcionamiento del aislador o si es el aislador el que esté degradándose.

Las pruebas que se evaluaron para el aislante fueron las siguientes:

PARÁMETRO	RESULTADO
Carbonatos	Positivos
Fosfatos	Negativo
Sulfatos	Negativo
Calcio	Positivo
Magnesio	Negativo
Sodio	Negativo
Potasio	Negativo

Pág. 1 de 2



O.T. No. 18618

No. Informe Lab. 22-05

Lo que se interpreta de los resultados, es que no es el material del aislador el que este sufriendo alguna degradación, sino que la deposición salina que se observa es obtenida a través del ambiente observándose mayor deposición en el extremo del aislador cercano al cable de alta tensión debido al campo eléctrico y magnético que se crea alrededor del conductor.

Se adjunta la cantidad obtenida de depósito salino en gramos de cada uno de los aisladores, dividiendo en 4 secciones el aislador grande iniciándose en el extremo cercano al cable de alta tensión.

AISLADOR 1


SECCION	PESO (g)
1	1.73
2	1.032
3	1.5
4	0.672

AISLADOR 2

SECCION	PESO (g)
Unica	0.698


Ing. Cesar Alfonso Garcia Guerra
Jefe
Sección Química Industrial -CII-




Vo. Bo. Ing. Francisco Javier Quiñonez de la Cruz
DIRECTOR
Centro de Investigaciones de Ingeniería -CII-



Pág. 2 de 2

APÉNDICE H

CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Nov-03

PLANTAS GENERADORAS	UNIDADES	POTENCIA		FECHA DE INSTALACIÓN	UBICACIÓN	
		DE PLACA MW	EFFECTIVA AL SISTEM MW		MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL		1,988.3	1,754.7			
HIDROELÉCTRICAS						
CHICOY	5	621.9	599.9			
AQUADARA	3	303.0	275.0	27/11/83	San Cristóbal	Alta Verapaz
JURÚN MARINALLÁ	3	60.0	75.0	22/02/80	Pueblo Nuevo Villa	Santa Rosa
EL CANADÁ	3	60.0	60.0	12/02/70	Patán	Escuintla
EL CANADÁ	2	41.8	40.0	Nov-03		
LAS VACAS	1	40.0	38.0	May-02	Chimulá	Guatemala
SECACAO	1	15.5	15.5	Julio/1998	Senahú	Alta Verapaz
ESCOLAVOS	2	14.0	13.5	17/06/68	Cuilapa	Santa Rosa
PASABEN	2	12.0	12.0	Jan-05	Río Hondo	Zacapa
MATANZAS	1	12.0	12.0	Jul-02	San Jerónimo	Baja Verapaz
RÍO BOBOS	1	10.0	10.0	10/06/65	Cuebradas, Morales	Itzabal
POZA VERDE	2	8.1	8.0	Jan-05	Pueblo Nuevo Villa	Santa Rosa
SISTEMA MOHATOYA	5	8.7	1.0	15/10/07	Escuintla	Escuintla
SANTA MARÍA	3	8.0	8.0	25/06/68	Zunil	Quetzaltenango
SAN ISIDRO	2	5.5	5.4	Jul-02	San Jerónimo	Baja Verapaz
EL PORVENIR	1	3.0	3.0	Septiembre/1990	San Pablo	San Marcos
CHICHIC	2	0.8	0.5	26/07/79	Cobán	Alta Verapaz
TERMOELÉCTRICAS						
TURBINAS DE VAPOR						
SAN JOSÉ	1	321.0	174.9			
ESC VAPOR 2	1	142.0	120.9	01 Enero 2000	Maragá	Escuintla
GGG VAPOR 3	1	55.0	24.0	22/04/77	Escuintla	Escuintla
GGG VAPOR 3	1	13.0	11.0	1959	Amatitlán	Guatemala
GGG VAPOR 4	1	13.0	11.0	1961	Amatitlán	Guatemala
TURBINAS DE GAS						
TAMPA	2	284.0	185.3			
GGG STEWART & STEVENSON	1	80.0	79.3	1995	Escuintla	Escuintla
ESC GAS 5	1	51.0	25.0	24/12/92	Escuintla	Escuintla
ESC GAS 5	1	41.0	15.0	Noviembre/1985	Escuintla	Escuintla
GGG GAS 4	1	35.0	27.0	1989	Amatitlán	Guatemala
ESC GAS 3	1	25.0	17.0	06/08/78	Escuintla	Escuintla
ESC GAS 4	1	"	"	06/08/78	Escuintla	Escuintla
GGG GAS 2	1	25.0	17.0	1979	Amatitlán	Guatemala
ESC GAS 2	2	"	"	07/05/80	Escuintla	Escuintla
GGG GAS 1	1	11.0	0.0	1964	Amatitlán	Guatemala
MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA						
ARIZONA	10	637.3	632.9			
LA ESPERANZA	7	187.0	180.0	Abril/Mayo 2003	San José	Escuintla
POPÓ	7	126.0	124.0	Mayo de 2003	Puerto Central	Escuintla
POPÓ	20	114.0	110.0	1993	Puerto Central	Escuintla
LAS PALMAS	5	85.0	85.0	Septiembre/1990	Escuintla	Escuintla
SIDDQUIA	10	64.0	36.0	1995	Escuintla	Escuintla
GENOR	2	42.4	41.8	Octubre/1999	Puerto Barrios	Itzabal
GENERADORA PROGRESO	1	22.0	21.0	1993	Sanamie	El Progreso
LAGOTEX	4	20.0	20.0	1996	Amatitlán	Guatemala
AMATEX	2	10.0	10.0	2003	Amatitlán	Guatemala
ELECTROGENERACIÓN	2	15.0	15.0	Nov-03	Amatitlán	Guatemala
INGENIOS AZUCAREROS						
PANTALEÓN		182.7	180.2	1982 - 1996	Varios	Escuintla
SANTA ANA		39.5	39.5			Escuintla
LA UNIÓN		35.0	35.0			Escuintla
LA UNIÓN		29.5	29.5			Escuintla
CONCEPCIÓN	1	27.5	27.5			Escuintla
MADRE TIERRA		19.0	19.0			Escuintla
MAGDALENA		15.4	15.4			Escuintla
TULLULA		19	18.5			Sacatepéquez
GEOTÉRMICA						
ZUNIL	1	28.8	28.8			
CALDERAS	1	24.0	22.0	01 Agosto 1999	Zunil	Quetzaltenango
CALDERAS	1	5.0	4.5	01 Diciembre 2002	San Vicente Pasayo	Guatemala

APÉNDICE I

Análisis ANUAL 2005

HORA	CARGA	DEMANDA SNI	HORA	CARGA	DEMANDA SNI
10-Ene-05			25-Ene-05		
1	0	489.9	1	0	552
2	0	458.7	2	0	528
3	0	444.8	3	0	502.9
4	0	491.9	4	0	545.1
5	0	553.6	5	0	597.3
6	0	689.8	6	35	792
7	0	714.5	7	103.8	808
8	0	784.6	8	93.1	771.7
9	62	840	9	103.8	792.3
10	86.5	845	10	103.8	825.4
11	86.5	893.8	11	103.8	844
11.3	86.5	900.1	11.3	103.8	856.7
12	71	871.8	12	103.8	836.3
13	51.9	857.2	13	103.8	825.5
14	103.8	850.3	14	103.8	832.7
15	103.8	858.8	15	103.8	845.4
16	103.8	860.1	16	103.8	836.7
17	66	853.8	17	103.8	831.5
18	66	940.9	18	103.8	807.6
18.15	103.8	1110.7	18.15	103.8	1041.4
18.3	103.8	1153.6	18.3	103.8	1155
18.45	103.8	1178.1	18.45	128.8	1188
19	103.8	1169	19	128.8	1188
19.15	103.8	1176.6	19.15	128.8	1191.5
19.3	103.8	1163.7	19.3	128.8	1172
19.45	103.8	1154.3	19.45	143.8	1156.9
20	103.8	1117.8	20	143.8	1133.4
20.15	103.8	1099.7	20.15	143.8	1103.4
20.3	103.8	1053.2	20.3	143.8	1072.4
20.45	72	1029.6	20.45	103.8	1027.5
21	69.2	991.5	21	103.8	1017.9
22	0	854.8	22	103.8	830.6
23	0	673.3	23	0	649.8
24	0	574	24	0	557.3
MAX	103.8		MAX	143.8	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
15-Feb-05	0	
1	0	548.9
2	0	532.3
3	0	546.9
4	0	581.5
5	0	583.7
6	121.1	805.1
7	96	802.7
8	121.1	795
9	121.1	841.9
10	121.1	847.6
11	146.1	913.3
11.3	146.1	913.6
12	146.1	903.6
13	146.1	869.4
14	146.1	882.3
15	191.1	897.3
16	179.1	897.3
17	100	833.3
18	77	882.8
18.15	77	977.7
18.3	131.1	1154.3
18.45	179.1	1215.3
19	206.1	1194.5
19.15	211.1	1213.1
19.3	211.1	1171.3
19.45	211.1	1172.5
20	171.1	1153.3
20.15	171.1	1134.2
20.3	171.1	1107.5
20.45	171.1	1084.6
21	171.1	1048.5
22	121.1	869.7
23	74	683
24	0	602.5
MAX	211.1	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
23-Feb-05	0	
1	0	546.3
2	0	566.8
3	0	576.8
4	0	569.6
5	22	646.5
6	103.8	832.5
7	103.8	825.8
8	103.8	847.6
9	103.8	893.8
10	103.8	899.1
11	103.8	922.3
11.3	103.8	934.7
12	103.8	916.4
13	108.8	887.4
14	123.8	881.9
15	138.8	924.3
16	163.8	894.3
17	147.8	870.7
18	147.8	909.1
18.15	147.8	1027.6
18.3	167.8	1122.7
18.45	209.3	1195.9
19	209.3	1223.1
19.15	209.3	1236.6
19.3	209.3	1218.2
19.45	209.3	1208.7
20	209.3	1203.4
20.15	209.3	1162.8
20.3	209.3	1144.9
20.45	173.8	1110.5
21	163.8	1081.6
22	103.8	915
23	69.2	710.6
24	16	586.5
MAX	209.3	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
03-Mar-05	0	
1	0	597.4
2	0	538
3	0	547.6
4	0	600.3
5	25	668
6	121.1	837.8
7	121.1	803.5
8	121.1	821.7
9	121.1	845.9
10	103.8	869.3
11	128.8	916.3
11.3	128.8	920.3
12	103.8	903
13	103.8	891.2
14	123.8	900.2
15	138.8	918
16	153	901.8
17	171.1	876.8
18	121.1	919.9
18.15	121.1	1014.1
18.3	161.1	1118.2
18.45	201.1	1195.5
19	226.1	1223.6
19.15	226.1	1225.8
19.3	226.1	1200.2
19.45	226.1	1211.9
20	226.1	1196.4
20.15	226.1	1192.9
20.3	199.1	1141.8
20.45	161.1	1116
21	131.1	1073.7
22	121.1	888.1
23	51.9	703
24	0	613.2
MAX	226.1	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
30-Mar-05	0	
1	0	585
2	0	600.6
3	0	568.9
4	0	586.3
5	67	670.2
6	103.8	794.5
7	103.8	818
8	103.8	841.8
9	163.8	901
10	178.8	903.3
11	178.8	923.9
11.3	178.8	935.5
12	196.1	911.3
13	177.1	925.4
14	196.1	930.6
15	196.1	927.6
16	196.1	945.6
17	156.1	913.9
18	161.1	929.4
18.15	181.1	1013.9
18.3	223.1	1123.9
18.45	232.1	1207.2
19	232.1	1226.5
19.15	232.1	1222.8
19.3	232.1	1213.5
19.45	232.1	1186.5
20	232.1	1190.4
20.15	232.1	1164.6
20.3	216.1	1116.7
20.45	168.1	1094.6
21	166.1	1076.8
22	121.1	893
23	86.5	718
24	34.6	666.9
MAX	232.1	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
06-Abr-05	0	
1	86.5	607.3
2	51.9	615.3
3	51.9	606.1
4	69.2	586.7
5	103.8	648.4
6	121.1	790.4
7	121.1	809.9
8	121.1	839.7
9	171.1	906.4
10	171.1	913.4
11	171.1	944.7
11.3	186.1	940.6
12	186.1	944.1
13	196.1	891.7
14	176.1	951.7
15	221.1	927.5
16	221.1	916.4
17	221.1	899.8
18	196.1	923.1
18.15	196.1	1029.1
18.3	221.1	1124.6
18.45	226.6	1222.7
19	232.1	1242.3
19.15	232.1	1245.1
19.3	232.1	1227.3
19.45	232.1	1231.4
20	232.1	1208.3
20.15	232.1	1171.4
20.3	232.1	1159.9
20.45	232.1	1120
21	201.1	1084.4
22	121.1	920.7
23	121.1	739.8
24	86.5	663.3
MAX	232.1	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
28-Abr-05	0	
1	34.6	627.3
2	34.6	618.5
3	17.3	631.4
4	17.3	601.7
5	65	687.6
6	131.1	816.3
7	131.1	812
8	181.1	885.6
9	216.1	906.3
10	216.1	938.7
11	211.7	982.1
11.3	216.1	999.6
12	210.1	978.4
13	215.1	955.5
14	221.1	949
15	221.1	984.5
16	221.1	989
17	221.1	946.1
18	221.1	941.9
18.15	222.1	1046.6
18.3	222.1	1132
18.45	222.1	1239.5
19	222.1	1239.1
19.15	223.1	1270
19.3	223.1	1268
19.45	223.1	1249.7
20	223.1	1230.7
20.15	224.1	1199.9
20.3	224.1	1189.8
20.45	224.1	1148
21	224.1	1128.7
22	172.1	952.5
23	121.1	767.5
24	77	681.4
MAX	224.1	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
03-May-05	0	
1	86.5	638.8
2	86.5	582.1
3	76	596.6
4	65	595.9
5	110	644.8
6	161.1	759.1
7	181.1	786.1
8	181.1	811
9	226.6	907.2
10	226.6	907
11	226.6	947.8
11.3	226.6	966.6
12	226.6	953.5
13	226.6	927.7
14	226.6	909.1
15	209.3	938.1
16	209.3	944.2
17	209.3	918.8
18	209.3	965
18.15	209.3	1008.7
18.3	209.3	1111.8
18.45	209.3	1182.4
19	209.3	1221
19.15	209.3	1222
19.3	209.3	1207.9
19.45	209.3	1195.3
20	209.3	1189.6
20.15	209.3	1153
20.3	209.3	1122.4
20.45	209.3	1092.3
21	209.3	1065.9
22	151.8	868.2
23	103.8	727
24	73	642.8
MAX	226.6	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
31-May-05	0	
1	112	603.7
2	69	546.9
3	45	553.8
4	46	557.8
5	89	629.7
6	222	727.3
7	223	776.2
8	226.1	803.4
9	222.1	856.8
10	222.1	883
11	226.1	910.6
11.3	226.1	923.7
12	226.1	904.8
13	226.1	876.4
14	232.1	890.6
15	226.1	899.3
16	232.1	911.1
17	232.1	903.9
18	232.1	924.1
18.15	232.1	967.5
18.3	232.1	1042
18.45	232.1	1139.3
19	232.1	1157
19.15	232.1	1158.1
19.3	232.1	1169.1
19.45	232.1	1172.1
20	232.1	1154.7
20.15	232.1	1129.6
20.3	232.1	1116.1
20.45	232.1	1069.9
21	232.1	1055.5
22	232.1	890.2
23	174.1	675.5
24	86.5	563.6
MAX	232.1	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
09-Jun-05	0	
1	69	609.3
2	51	592.5
3	34.6	560.7
4	55	593.5
5	161.1	671.2
6	221.1	773.6
7	216.1	814.7
8	221.1	829.8
9	226.1	884.5
10	226.1	895.7
11	232.1	912.1
11.3	232.1	946.6
12	232.1	959.3
13	232.1	908.6
14	232.1	935.4
15	232.1	936.3
16	232.1	923.1
17	232.1	941.5
18	232.1	920.9
18.15	232.1	939
18.3	232.1	1002
18.45	232.1	1088.4
19	232.1	1165.2
19.15	232.1	1174.6
19.3	232.1	1180.6
19.45	232.1	1173.5
20	232.1	1152.3
20.15	232.1	1132.8
20.3	232.1	1101.3
20.45	232.1	1070.6
21	232.1	1052.5
22	232.1	890
23	154.1	708.4
24	121.1	605.6
MAX	232.1	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
21-Jun-05	0	
1	110	593.8
2	121.1	572.3
3	103.8	581.5
4	86.5	579.6
5	102	655.8
6	121.1	723.6
7	121.1	768.4
8	171.1	825
9	224.5	905.5
10	224.5	909.2
11	224.5	949.1
11.3	224.5	968.4
12	224.5	940.9
13	224.5	948.7
14	224.5	919.8
15	224.5	923.8
16	224.5	919.6
17	224.5	917.5
18	207.2	859.9
18.15	207.2	906.2
18.3	207.2	982.8
18.45	207.2	1080.8
19	207.2	1153.4
19.15	207.2	1193.2
19.3	207.2	1208.2
19.45	207.2	1194.9
20	207.2	1156.7
20.15	189.9	1121.7
20.3	189.9	1110.5
20.45	197.4	1052.3
21	207.2	1026.9
22	171.1	869.2
23	121.1	693.2
24	121.1	614.2
MAX	224.5	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
02-Jul-05	0	
1	0	566.1
2	0	561.2
3	0	560.3
4	0	544.4
5	0	558.5
6	0	570.6
7	0	626
8	18.5	713.5
9	51.9	764.5
10	103.8	791.2
11	103.8	759.7
11.3	103.8	779.9
12	103.8	758.5
13	103.8	764
14	86.5	752
15	86.5	735.3
16	86.5	698.2
17	86.5	689.3
18	97	715.2
18.15	121.1	781.2
18.3	121.1	840.1
18.45	121.1	912
19	121.1	992
19.15	121.1	1066.1
19.3	121.1	1075.3
19.45	121.1	1061.4
20	121.1	1060.7
20.15	121.1	998.2
20.3	121.1	1019.8
20.45	121.1	972.6
21	121.1	969
22	79.2	829.9
23	34.6	658.4
24	5	601.2
MAX	121.1	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
28-Jul-05	0	
1	0	619.7
2	0	598.5
3	0	577.9
4	0	593.7
5	0	653.6
6	0	719.7
7	45	801
8	67	840.3
9	103.8	920.2
10	133.8	934.3
11	133.8	907.1
11.3	118.8	945.8
12	148.8	954.2
13	188.8	911.2
14	212.6	907.5
15	212.6	911.7
16	170.3	899.5
17	183.8	902.8
18	66	835.8
18.15	66	884.9
18.3	66	928.7
18.45	103.8	1031.1
19	138.8	1162.4
19.15	163.8	1203.9
19.3	178.8	1215.9
19.45	178.8	1203.5
20	178.8	1196.8
20.15	159.8	1162.4
20.3	123.8	1132.2
20.45	123.8	1108.9
21	123.8	1083.1
22	103.8	947.3
23	0	697.8
24	0	627.7
MAX	212.6	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
02-Ago-05	0	
1	0	582.3
2	0	571.6
3	0	596.5
4	0	605.1
5	0	672.7
6	0	747.2
7	68	807.4
8	86.5	834.8
9	103.8	874.9
10	153.8	923.4
11	178.8	959.4
11.3	214.8	958.3
12	214.8	930.5
13	198.8	929.6
14	189	901
15	133.8	969.2
16	168.8	918
17	106.8	896.3
18	66	866.4
18.15	66	924.8
18.3	103.8	1023.3
18.45	178.8	1120.7
19	178.8	1157.1
19.15	178.8	1195.3
19.3	178.8	1181.6
19.45	153.8	1180.9
20	138.8	1168.9
20.15	138.8	1150.9
20.3	106.8	1126.3
20.45	103.8	1103.4
21	103.8	1067.2
22	17.3	861.4
23	0	712.8
24	0	646.6
MAX	214.8	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
30-Ago-05	0	
1	10	580.8
2	0	584.2
3	0	575
4	0	579
5	0	668.2
6	0	795.8
7	0	798.7
8	0	838.4
9	46	889.2
10	86.5	918.8
11	103.8	930.1
11.3	103.8	935.4
12	103.8	936.7
13	103.8	912.7
14	103.8	900.5
15	103.8	938.5
16	103.8	931.6
17	103.8	903.8
18	90	964.9
18.15	103.8	1054.9
18.3	156	1144.5
18.45	203.8	1199.2
19	203.8	1201.2
19.15	208.8	1212.1
19.3	208.8	1202.5
19.45	178.8	1169.4
20	123.8	1144
20.15	103.8	1117.6
20.3	103.8	1054.4
20.45	88	1050.6
21	86	1027.6
22	6	851
23	3	710.3
24	4	632.2
MAX	208.8	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
15-Sep-05	0	
1	0	614.6
2	0	600.6
3	0	573.1
4	0	571.6
5	0	608.3
6	0	590
7	0	672.4
8	0	684.9
9	5	722
10	5	702.1
11	5	732.3
11.3	5	746.7
12	5	722.1
13	5	741
14	5	728
15	5	701.7
16	5	687.3
17	5	685.4
18	5	748.3
18.15	5	916.8
18.3	39	1006.1
18.45	49	1070.7
19	56.9	1058
19.15	56.9	1062.4
19.3	56.9	1078.3
19.45	42	1069.2
20	39.6	1054.8
20.15	5	1030.5
20.3	5	990.7
20.45	5	958.3
21	5	907.9
22	5	774.2
23	5	632.2
24	5	559.7
MAX	56.9	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
28-Sep-05	0	
1	0	606.7
2	0	596
3	0	588.1
4	0	594.6
5	0	641.5
6	0	795.4
7	0	798
8	0	899.9
9	34.6	892.5
10	86.5	916.9
11	51.9	925.4
11.3	51.9	940.1
12	51.9	917
13	24	927.8
14	17.3	923.6
15	34.6	922.1
16	35.6	916.1
17	36.6	948.8
18	39	1107.9
18.15	100	1156.9
18.3	124.1	1210.4
18.45	106.8	1211.6
19	76	1220.4
19.15	73.2	1206.1
19.3	74.2	1131.6
19.45	42	1136.5
20	34.6	1142.5
20.15	20	1108.3
20.3	2	1092.2
20.45	0	1083.7
21	0	1023.1
22	0	859.5
23	0	720.6
24	0	631.9
MAX	124.1	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
20-Oct-05	0	
1	0	562.3
2	0	543.7
3	0	535.9
4	0	543.5
5	0	570.7
6	0	596.7
7	0	623.2
8	0	681.7
9	0	723.1
10	0	745.7
11	0	772.4
11.3	0	773.5
12	0	768.5
13	0	735.8
14	0	736.9
15	0	718.8
16	13	710.6
17	0	722
18	86	1024.7
18.15	80	1083.8
18.3	103	1114.4
18.45	116	1124.5
19	116	1120.2
19.15	115	1115.2
19.3	107	1102.4
19.45	90	1086.4
20	61	1066.1
20.15	64	1036.6
20.3	55	1003
20.45	50	980
21	20	950.7
22	8	804.4
23	0	639.5
24	0	559.6
MAX	116	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
27-Oct-05	0	
1	0	579.1
2	0	553.4
3	0	559.1
4	0	572.2
5	0	619.8
6	0	702.6
7	19	767.1
8	45	830.3
9	90	865.5
10	118	894.2
11	106	902.4
11.3	112	917.1
12	112	906.1
13	82	883.3
14	78	888.5
15	82	892.3
16	64	877
17	71	895.9
18	213	1148.8
18.15	224	1204.8
18.3	224	1228.9
18.45	219.4	1230.9
19	211.4	1214.1
19.15	170.4	1176.8
19.3	154.4	1179.7
19.45	158.4	1161.7
20	151.4	1157.1
20.15	128.4	1118.8
20.3	128.4	1075
20.45	132.4	1061.7
21	131.4	1024.3
22	125.4	877.4
23	11	684.8
24	0	594.6
MAX	224	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
01-Nov-05	0	
1	57	529.8
2	55	521.5
3	51	505.5
4	52	529
5	48	553.2
6	38	565.7
7	35	574.7
8	31	616.1
9	45	656.4
10	44	664.2
11	44	667.5
11.3	41	666.5
12	50	673.5
13	45	644.8
14	31	620.2
15	34	612.5
16	31	598.4
17	87	612.1
18	99	931.2
18.15	102	1000.1
18.3	93	1016.4
18.45	70	997.2
19	73	1002.6
19.15	67	1002.3
19.3	80	986.8
19.45	85	982.7
20	100	966.7
20.15	99	942.5
20.3	98	911.6
20.45	74	881
21	31	858.7
22	40	723.4
23	21	553.1
24	7	463.3
MAX	102	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
29-Nov-05	0	
1	0	585.3
2	0	563.2
3	0	571.7
4	0	601.1
5	0	653.6
6	30	741.6
7	51.9	766.5
8	121.1	877.6
9	124	931.8
10	125	920.9
11	125	959.9
11.3	125	976.8
12	125	960.9
13	125	938.6
14	125	920.2
15	125	932
16	125	916.2
17	125	939.8
18	205	1220.6
18.15	219	1263.1
18.3	220	1267.8
18.45	220	1272.2
19	220	1268.4
19.15	205	1241.4
19.3	190	1225.8
19.45	170	1196
20	148	1180.7
20.15	125	1132.1
20.3	125	1111.5
20.45	125	1057.4
21	125	1038.2
22	125	888.6
23	125	707.4
24	125	643.7
MAX	220	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
14-Dic-05		
1	34	605.9
2	69.2	590.6
3	25	585.9
4	52	594
5	50	652.5
6	63	769.1
7	47	783.5
8	46	845.2
9	33	898.3
10	57	926.9
11	56	959.2
11.3	74	958.7
12	79	956
13	56	931.1
14	67	923.1
15	61	943
16	44	923.7
17	33	914.6
18	106	1163.8
18.15	134	1256.5
18.3	159	1290.1
18.45	141	1279
19	102	1239.4
19.15	85	1244.1
19.3	96	1229.6
19.45	95	1221.6
20	101	1204.5
20.15	78	1173
20.3	78	1151.5
20.45	73	1127.3
21	66	1097.8
22	60	925.4
23	75	781.7
24	33	641.7
MAX	159	

HORA	CARGA	DEMANDA SNI
31-Dic-05		
1	42	578.8
2	24	555.6
3	38	546.2
4	47	521.7
5	65	591.9
6	62	647.1
7	29	608.9
8	51	629
9	62	669.4
10	73	706.8
11	75	696.9
11.3	75	698.5
12	72	695.8
13	73	678
14	41	623.3
15	45	630.5
16	50	638.2
17	70	678
18	103	902.5
18.15	112	1056.2
18.3	110	1086.3
18.45	108	1088.2
19	101	1082.9
19.15	103	1077.8
19.3	108	1070
19.45	108	1051.7
20	98	1050.8
20.15	89	1065.8
20.3	74	1024.3
20.45	84	1017.6
21	86	991.6
22	92	919.6
23	93	890.9
24	86	853.4
MAX	112	

LECTURAS (DIAS)	PROMEDIO
ENE	60.79411765
	87.73823529
FEB	121.6264706
	123.5235294
MAR	126.1882353
	152.3147059
ABR	172.7676471
	177.9470588
MAY	182.6735294
	200.3852941
JUN	201.8411765
	183.6529412
JUL	76.6
	102.7911765
AGO	103.8764706
	83.67941176
SEP	12.80294118
	32.84705882
OCT	31.88235294
	98.89411765
NOV	57.58823529
	121.2941176
DIC	71.41764706
	74.97058824
DIARIA	110.8373775
MAX PROMEDIO	201.8411765
MIN PROMEDIO	12.80294118

Promedio de Mayo

191.5294118

Promedio de junio

192.7470588

LECTURAS (DIAS)	DEMANDA SNI	Aporte a la Demanda	
ENE	873.5147059	ENE	6.96%
	874.0058824		10.04%
FEB	901.7794118	FEB	13.49%
	926.2941176		13.34%
MAR	923.2764706	MAR	13.67%
	933.1794118		16.32%
ABR	942.75	ABR	18.33%
	970.4382353		18.34%
MAY	932.6382353	MAY	19.59%
	898.3323529		22.31%
JUN	913.1205882	JUN	22.10%
	906.6647059		20.26%
JUL	786.6558824	JUL	9.74%
	912.3852941		11.27%
AGO	916.6411765	AGO	11.33%
	922.1705882		9.07%
SEP	794.1823529	SEP	1.61%
	935.1088235		3.51%
OCT	819.8970588	OCT	3.89%
	918.9794118		10.76%
NOV	736.2117647	NOV	7.82%
	955.0764706		12.70%
DIC	964.3617647	DIC	7.41%
	812.4764706		9.23%
DIARIA	894.5892157	PROMEDIO	12.21%
MAX PROMEDIO	970.4382353		
MIN PROMEDIO	736.2117647		

Análisis de Junio 2005

Hora	MW	Demanda SNI	Hora	MW	Demanda SNI
1			2		
1	38	554.3	1	121.1	613.8
2	34.6	552.7	2	103.8	611.7
3	17.3	533.5	3	121.1	581
4	17.3	550.6	4	121.1	602.1
5	82	612.8	5	186.1	686
6	181.1	721.4	6	232.1	746.9
7	226.1	732.9	7	232.1	808.3
8	214.8	783.3	8	232.1	841.7
9	209.8	862.4	9	232.1	908.5
10	209.8	898.3	10	232.1	910.2
11	232.1	944.6	11	232.1	948.6
11.3	232.1	933.2	11.3	232.1	947.9
12	232.1	930.9	12	232.1	958.8
13	208.8	917.6	13	232.1	937.1
14	214.8	922.2	14	232.1	908.6
15	208.8	926.1	15	232.1	930.5
16	208.8	913	16	232.1	929.1
17	214.8	896.9	17	232.1	915.7
18	232.1	897.5	18	232.1	932.4
18.15	232.1	927.4	18.15	232.1	949.6
18.3	232.1	1008.1	18.3	232.1	984.1
18.45	216	1084	18.45	232.1	1116.5
19	214.8	1167.5	19	232.1	1188.7
19.15	214.8	1170.2	19.15	232.1	1218.4
19.3	214.8	1189.5	19.3	232.1	1211.1
19.45	229	1179.4	19.45	232.1	1193.1
20	232.1	1167.1	20	232.1	1198.4
20.15	232.1	1146.5	20.15	232.1	1155.5
20.3	232.1	1123.8	20.3	232.1	1110.9
20.45	232.1	1096.2	20.45	232.1	1086.8
21	232.1	1058	21	232.1	1053.9
22	232.1	899.5	22	232.1	902.2
23	173.8	725.2	23	121.1	724.7
24	103.8	633.5	24	105	675.3
PROMEDIO	189.382353	901.7676471	PROMEDIO	210.176471	926.1205882
MAX	232.1	1189.5	MAX	232.1	1218.4
MIN	17.3	533.5	MIN	103.8	581

Hora	MW	Demanda SNI
3	0	
1	103.8	619.6
2	107.8	586.5
3	121.1	562
4	121.1	566.3
5	177.1	679.2
6	226.6	738.5
7	226.6	778.3
8	226.1	857.5
9	227.1	907.6
10	227.1	939.8
11	232.1	952.2
11.3	232.1	960
12	232.1	930.1
13	232.1	920.7
14	232.1	918.2
15	226.1	922.8
16	226.1	901.4
17	226.1	878.6
18	226.1	920.6
18.15	226.1	955.1
18.3	226.1	1014.3
18.45	221.1	1103.5
19	226.1	1180.5
19.15	226.1	1186.2
19.3	226.1	1193
19.45	232.1	1181.8
20	232.1	1193
20.15	232.1	1154.6
20.3	232.1	1131.1
20.45	232.1	1103.2
21	232.1	1076
22	232.1	873.3
23	214.8	725
24	141.1	621.6
PROMEDIO	210.632353	918.5911765
MAX	232.1	1193
MIN	103.8	562

Hora	MW	Demanda SNI
4	0	
1	141.1	576.7
2	171.1	554.1
3	171.1	583.9
4	176.1	583
5	232.1	653.2
6	232.1	678.1
7	232.1	715.4
8	226.1	784.3
9	232.1	843.9
10	232.1	851
11	232.1	876.8
11.3	232.1	856.8
12	232.1	851.6
13	232.1	827.9
14	232.1	787.7
15	232.1	798.2
16	232.1	770.7
17	232.1	778.8
18	232.1	831.1
18.15	232.1	876
18.3	232.1	964.9
18.45	232.1	1016.7
19	232.1	1082.4
19.15	232.1	1105.6
19.3	232.1	1114
19.45	232.1	1100.9
20	232.1	1070.1
20.15	232.1	1105.9
20.3	232.1	1061.5
20.45	232.1	1031.8
21	232.1	994.8
22	232.1	859.5
23	232.1	706.8
24	221.1	596.7
PROMEDIO	223.688235	849.7294118
MAX	232.1	1114
MIN	141.1	554.1

Hora	MW	Demanda SNI
5	0	
1	221.1	571.2
2	208.8	560.1
3	171.1	582.8
4	171.1	552.6
5	180.1	584.5
6	201.1	569.1
7	201.1	601.2
8	226.1	642
9	220.1	693.1
10	220.1	700.7
11	220.1	732.4
11.3	220.1	718
12	220.1	714.9
13	226.1	725.1
14	226.1	657.8
15	226.1	676
16	216.1	685
17	209.3	706.3
18	226.1	796.7
18.15	226.1	824.7
18.3	226.1	898.3
18.45	226.1	991.5
19	226.1	1010.3
19.15	226.1	1040.9
19.3	226.1	1053.7
19.45	226.1	1051.4
20	226.1	1033.1
20.15	226.1	1010.2
20.3	226.1	987.6
20.45	226.1	970.8
21	226.1	948.9
22	226.1	800.1
23	226.1	651.4
24	121.1	582.8
PROMEDIO	214.626471	774.2705882
MAX	226.1	1053.7
MIN	121.1	552.6

Hora	MW	Demanda SNI
6	0	
1	121.1	504.4
2	103.8	490.5
3	121.1	485.4
4	136.1	506.1
5	221.1	611.3
6	221.1	695.9
7	226.6	749.4
8	226.6	810.3
9	222.6	880.6
10	222.6	932.7
11	209.3	926.7
11.3	209.3	940.6
12	226.6	927.1
13	226.6	914.4
14	226.6	936.8
15	221.1	923.8
16	232.1	930.8
17	232.1	920.6
18	232.1	879.7
18.15	232.1	919.4
18.3	232.1	994.3
18.45	232.1	1111.4
19	232.1	1161.6
19.15	232.1	1192.3
19.3	232.1	1213.2
19.45	232.1	1211.7
20	232.1	1188.9
20.15	232.1	1157.8
20.3	232.1	1131.9
20.45	232.1	1109.8
21	232.1	1070.8
22	232.1	932.7
23	197.1	681
24	171.1	601.6
PROMEDIO	212.470588	901.3382353
MAX	232.1	1213.2
MIN	103.8	485.4

Hora	MW	Demanda SNI
7	0	
1	171.1	572.6
2	178.8	588.5
3	171.1	570.3
4	171.1	562.1
5	226.1	684
6	232.1	768.6
7	232.1	796.7
8	232.1	855.6
9	232.1	896.4
10	232.1	892.7
11	214.8	917
11.3	220	938.7
12	232.1	893.1
13	232.1	912.8
14	232.1	895
15	232.1	931.2
16	232.1	901.1
17	232.1	904
18	232.1	915.4
18.15	232.1	957.3
18.3	232.1	1012.8
18.45	232.1	1105.6
19	232.1	1135.8
19.15	232.1	1162.2
19.3	232.1	1133.8
19.45	232.1	1167
20	232.1	1168.3
20.15	232.1	1139.1
20.3	232.1	1120.5
20.45	232.1	1089
21	232.1	1060
22	232.1	884.4
23	197.8	705.1
24	128.8	617.6
PROMEDIO	220.061765	907.4794118
MAX	232.1	1168.3
MIN	128.8	562.1

Hora	MW	Demanda SNI
8	0	
1	103.8	569.3
2	97	560
3	103.8	567.9
4	103.8	593.7
5	183.8	676.8
6	214.8	760.9
7	214.8	808.5
8	226.6	855.8
9	228.1	906
10	228.1	936.9
11	228.1	929.3
11.3	228.1	971.2
12	232.1	928.2
13	214.8	921.7
14	232.1	947.6
15	232.1	924.3
16	232.1	878
17	232.1	915.1
18	232.1	905.3
18.15	232.1	953.8
18.3	232.1	999.6
18.45	232.1	1089.2
19	232.1	1151.4
19.15	232.1	1195.6
19.3	232.1	1215
19.45	232.1	1207.8
20	232.1	1191.5
20.15	232.1	1168.4
20.3	232.1	1149.8
20.45	232.1	1130.1
21	232.1	1095.7
22	232.1	962
23	171.1	720.7
24	109	611.7
PROMEDIO	207.811765	923.4941176
MAX	232.1	1215
MIN	97	560

Hora	MW	Demanda SNI
9	0	
1	69	609.3
2	51	592.5
3	34.6	560.7
4	55	593.5
5	161.1	671.2
6	221.1	773.6
7	216.1	814.7
8	221.1	829.8
9	226.1	884.5
10	226.1	895.7
11	232.1	912.1
11.3	232.1	946.6
12	232.1	959.3
13	232.1	908.6
14	232.1	935.4
15	232.1	936.3
16	232.1	923.1
17	232.1	941.5
18	232.1	920.9
18.15	232.1	939
18.3	232.1	1002
18.45	232.1	1088.4
19	232.1	1165.2
19.15	232.1	1174.6
19.3	232.1	1180.6
19.45	232.1	1173.5
20	232.1	1152.3
20.15	232.1	1132.8
20.3	232.1	1101.3
20.45	232.1	1070.6
21	232.1	1052.5
22	232.1	890
23	154.1	708.4
24	121.1	605.6
PROMEDIO	201.841176	913.1205882
MAX	232.1	1180.6
MIN	34.6	560.7

Hora	MW	Demanda SNI
10	0	
1	103.8	566.5
2	103.8	579.6
3	69	539.1
4	69	554.4
5	151.1	647.4
6	181.1	725
7	181.1	766.2
8	201.1	814.8
9	232.1	879.4
10	232.1	929.9
11	232.1	906.3
11.3	226.6	924.9
12	226.6	902.7
13	232.1	898.7
14	232.1	896.3
15	232.1	855.7
16	232.1	952.6
17	232.1	822.4
18	235.1	922.2
18.15	235.1	936.3
18.3	235.1	970.9
18.45	235.1	1043.1
19	235.1	1154.8
19.15	235.1	1138.7
19.3	235.1	1140
19.45	235.1	1135.3
20	235.1	1121.4
20.15	235.1	1092.1
20.3	235.1	1075
20.45	235.1	1044.5
21	235.1	1002.8
22	235.1	869.8
23	196.1	692.6
24	136.1	607.3
PROMEDIO	205.694118	885.55
MAX	235.1	1154.8
MIN	69	539.1

Hora	MW	Demanda SNI
11	0	
1	103.8	584.7
2	69.2	557.4
3	69.2	566.9
4	69.2	562.7
5	110	603.4
6	176.1	624.6
7	212.1	720.2
8	232.1	799.7
9	232.1	825.8
10	232.1	870.2
11	232.1	866.7
11.3	232.1	841.3
12	232.1	824.2
13	232.1	809.6
14	214.8	800.3
15	232.1	761.6
16	232.1	740.5
17	232.1	774.1
18	232.1	777.6
18.15	232.1	814.5
18.3	232.1	881.7
18.45	232.1	1004.5
19	232.1	1087.9
19.15	232.1	1092.6
19.3	232.1	1131.7
19.45	232.1	1132.1
20	232.1	1108.4
20.15	232.1	1066.1
20.3	232.1	1075.3
20.45	232.1	1034.2
21	232.1	1018.9
22	232.1	863.4
23	141.1	677.8
24	121.1	631.9
PROMEDIO	201.676471	839.1911765
MAX	232.1	1132.1
MIN	69.2	557.4

Hora	MW	Demanda SNI
12	0	
1	121.1	553.3
2	103.8	562.3
3	111	527.5
4	100	540.9
5	121.1	560.4
6	163.8	537.5
7	133.8	588
8	153.8	647.1
9	203.8	673.7
10	183.8	727.3
11	181.1	715.3
11.3	181.1	701.4
12	161.1	692.1
13	161.1	707
14	161.1	662.5
15	146.1	646.3
16	121.1	658.7
17	121.1	682.5
18	121.1	706.4
18.15	121.1	779.3
18.3	171.1	776.3
18.45	218.1	917
19	232.1	996.7
19.15	232.1	1025.1
19.3	232.1	1032.2
19.45	232.1	1027.3
20	232.1	1018.5
20.15	232.1	1012.3
20.3	232.1	951.6
20.45	232.1	954.9
21	211.1	900
22	196.1	770.7
23	121.1	609.8
24	103.8	527.4
PROMEDIO	169.120588	746.7441176
MAX	232.1	1032.2
MIN	100	527.4

Hora	MW	Demanda SNI
13	0	
1	69.2	515.1
2	69.2	480.7
3	69.2	503.4
4	69.2	511.7
5	90	580.3
6	186.1	693.1
7	226.6	738.2
8	226.6	813.7
9	222.3	850
10	227.6	869.9
11	227.6	933.6
11.3	226.6	946.5
12	226.6	929.7
13	226.6	877.1
14	226.6	914.2
15	226.6	931.7
16	232.1	917.3
17	232.1	900.2
18	232.1	895.2
18.15	232.1	939.8
18.3	232.1	995.9
18.45	232.1	1083.1
19	232.1	1110.4
19.15	232.1	1144.8
19.3	232.1	1154.4
19.45	232.1	1146
20	232.1	1138.2
20.15	232.1	1109.8
20.3	232.1	1071.3
20.45	232.1	1054.7
21	232.1	976.3
22	211.1	865.6
23	121.1	655.6
24	86.5	612.1
PROMEDIO	197.552941	878.2235294
MAX	232.1	1154.4
MIN	69.2	480.7

Hora	MW	Demanda SNI
14	0	
1	86.5	534.9
2	86.5	556.9
3	86.5	538.2
4	103.8	548.5
5	167.1	669.1
6	221.1	749.2
7	226.6	795.9
8	226.6	836.1
9	226.6	884.5
10	226.6	889.8
11	226.6	918.8
11.3	226.6	944.3
12	226.6	931.6
13	226.6	896.9
14	226.6	900.2
15	226.6	917.1
16	226.6	896.6
17	226.6	885.7
18	226.6	921.1
18.15	190	914
18.3	193	964.8
18.45	226.6	1074.2
19	226.6	1131.5
19.15	226.6	1173.8
19.3	226.6	1178.8
19.45	226.6	1164
20	226.6	1145.5
20.15	226.6	1130
20.3	226.6	1067.2
20.45	226.6	1046.7
21	226.6	1034.1
22	196.1	883.3
23	121.1	678.1
24	34.6	623.6
PROMEDIO	197.002941	894.8529412
MAX	226.6	1178.8
MIN	34.6	534.9

Hora	MW	Demanda SNI
15	0	
1	17.3	580
2	17.3	586.7
3	17.3	564.3
4	25	577
5	60	637.6
6	121.1	714.6
7	146.1	745.6
8	181.1	827.3
9	221.1	950.5
10	222.1	870.9
11	226.6	949
11.3	226.6	948.2
12	226.6	957.1
13	226.6	923.4
14	226.6	939.2
15	226.6	906.4
16	226.6	938.5
17	226.6	931.4
18	201.1	855.1
18.15	201.1	905.9
18.3	226.6	991.3
18.45	226.6	1104.4
19	226.6	1157.8
19.15	232.1	1184.3
19.3	232.1	1181.6
19.45	232.1	1179.8
20	232.1	1175.2
20.15	232.1	1141.3
20.3	232.1	1131.5
20.45	232.1	1095.6
21	232.1	1071.4
22	212.1	908.1
23	121.1	721.4
24	85	615.3
PROMEDIO	182.3	910.8147059
MAX	232.1	1184.3
MIN	17.3	564.3

Hora	MW	Demanda SNI
16		
1	60	599
2	40	585
3	17	582.1
4	17	603.7
5	101	664.1
6	151.1	737.2
7	211.1	801.6
8	211.1	867.6
9	226.6	887.6
10	224.5	932.1
11	224.5	942.8
11.3	224.5	918.5
12	224.5	962
13	191.1	891.9
14	171.1	886.3
15	191.1	902.8
16	191.1	894.3
17	171.1	895.6
18	171.1	902.8
18.15	171.1	945
18.3	232.1	1043.1
18.45	232.1	1123
19	232.1	1158.1
19.15	232.1	1183.2
19.3	232.1	1187.8
19.45	232.1	1167.6
20	232.1	1156.2
20.15	232.1	1125.1
20.3	232.1	1099
20.45	232.1	1070.5
21	232.1	1037.5
22	141.1	886.9
23	88	696.1
24	70	646.3
PROMEDIO	177.729412	911.2470588
MAX	232.1	1187.8
MIN	17	582.1

Hora	MW	Demanda SNI
17	0	
1	34	604.1
2	5	568.8
3	5	552.5
4	5	582.6
5	34	634.6
6	121.1	744.3
7	121.1	783.8
8	121.1	835.7
9	141.1	877.4
10	156.1	907.8
11	166.1	915.5
11.3	166.1	918.6
12	166.1	915.4
13	166.1	905.5
14	166.1	885.6
15	211.1	895.3
16	211.1	909.4
17	121.1	874.1
18	121.1	885.3
18.15	148.1	909.9
18.3	175.1	1010.8
18.45	218.1	1084.4
19	224.5	1137.5
19.15	224.5	1169.6
19.3	224.5	1171.5
19.45	224.5	1163.6
20	224.5	1143.9
20.15	224.5	1114.7
20.3	224.5	1097.2
20.45	224.5	1072.9
21	181.1	1014.5
22	151.1	892.4
23	73	733.5
24	34	622.4
PROMEDIO	147.497059	898.0911765
MAX	224.5	1171.5
MIN	5	552.5

Hora	MW	Demanda SNI
18	0	
1	8	592.4
2	5	584.4
3	5	556.9
4	5	572.9
5	37	606.3
6	86.5	635.7
7	86.5	681.7
8	121.1	762.4
9	136.1	835.4
10	141.1	865.9
11	141.1	844.2
11.3	141.1	822.7
12	131.1	824.4
13	131.1	778.7
14	121.1	787.7
15	121.1	757.9
16	121.1	746.9
17	122.1	727.2
18	123.1	760.3
18.15	123.1	763
18.3	139.1	875
18.45	169.1	957.3
19	216.1	1065.2
19.15	216	1113.3
19.3	224.4	1097.7
19.45	224.4	1108.4
20	224.4	1095.5
20.15	224.5	1076.4
20.3	224.5	1072.3
20.45	224.5	1047.5
21	224.5	1013.9
22	201.1	841.3
23	151.1	695.2
24	86.5	607.7
PROMEDIO	136.985294	828.6382353
MAX	224.5	1113.3
MIN	5	556.9

Hora	MW	Demanda SNI
19	0	
1	17.3	571.1
2	17.3	535.2
3	17.3	549.8
4	60	530.2
5	69.2	556.2
6	121.1	565.2
7	121.1	589.2
8	141.1	627.9
9	206.1	681.1
10	206.1	695.3
11	206.1	722.1
11.3	206.1	711.2
12	206.1	721.2
13	151.1	701.7
14	121.1	676.1
15	121.1	650.8
16	121.1	657.6
17	121.1	657.1
18	151.1	750.1
18.15	181.1	778.7
18.3	181.1	857.6
18.45	230.1	928.6
19	230.1	992.8
19.15	230.1	1041.8
19.3	230.1	1056
19.45	230.1	1030.7
20	230.1	1040.4
20.15	230.1	1020.8
20.3	230.1	999.5
20.45	230.1	959.2
21	230.1	950
22	141.1	765.6
23	125.1	626.3
24	86.5	561.2
PROMEDIO	158.747059	757.5970588
MAX	230.1	1056
MIN	17.3	530.2

Hora	MW	Demanda SNI
20	0	
1	69.2	536.5
2	69.2	496.2
3	51.9	511.3
4	51.9	530.4
5	112	579.5
6	151.1	691.7
7	224.1	751.4
8	224.1	811.8
9	224.1	893.3
10	224.1	899
11	224.1	922.5
11.3	224.1	945.6
12	206.8	922.5
13	224.1	922.1
14	206.8	894.2
15	224.1	928.7
16	224.1	880.1
17	224.1	886.2
18	224.1	837.8
18.15	224.1	860.6
18.3	224.1	933
18.45	224.1	1062.7
19	224.1	1124.9
19.15	224.1	1168.2
19.3	224.1	1182.8
19.45	224.1	1177
20	224.1	1164.6
20.15	224.1	1139.2
20.3	224.1	1100
20.45	225.1	1070.3
21	230.1	1041.1
22	230.1	869.9
23	159.1	694.6
24	92	619.2
PROMEDIO	192.982353	883.7911765
MAX	230.1	1182.8
MIN	51.9	496.2

Hora	MW	Demanda SNI
21	0	
1	110	593.8
2	121.1	572.3
3	103.8	581.5
4	86.5	579.6
5	102	655.8
6	121.1	723.6
7	121.1	768.4
8	171.1	825
9	224.5	905.5
10	224.5	909.2
11	224.5	949.1
11.3	224.5	968.4
12	224.5	940.9
13	224.5	948.7
14	224.5	919.8
15	224.5	923.8
16	224.5	919.6
17	224.5	917.5
18	207.2	859.9
18.15	207.2	906.2
18.3	207.2	982.8
18.45	207.2	1080.8
19	207.2	1153.4
19.15	207.2	1193.2
19.3	207.2	1208.2
19.45	207.2	1194.9
20	207.2	1156.7
20.15	189.9	1121.7
20.3	189.9	1110.5
20.45	197.4	1052.3
21	207.2	1026.9
22	171.1	869.2
23	121.1	693.2
24	121.1	614.2
PROMEDIO	183.652941	906.6647059
MAX	224.5	1208.2
MIN	86.5	572.3

Hora	MW	Demanda SNI
22	0	
1	121.1	575.4
2	103.8	573.8
3	121.1	572.2
4	121.1	555.5
5	148.1	683.6
6	151.1	712.9
7	166.1	782.1
8	224.5	834.4
9	224.5	901.6
10	224.5	904.8
11	224.5	947
11.3	224.5	928
12	224.5	917.2
13	224.5	910.4
14	224.5	899.7
15	224.5	918
16	224.5	882.9
17	224.5	911.7
18	224.5	892
18.15	224.5	913.2
18.3	224.5	986.7
18.45	224.5	1088.8
19	224.5	1055.1
19.15	224.5	1172.3
19.3	224.5	1184.9
19.45	224.5	1170.1
20	224.5	1156.3
20.15	224.5	1130.7
20.3	224.5	1100.7
20.45	224.5	1073.2
21	224.5	1026.3
22	181.1	894.9
23	103.8	731.4
24	6	630.9
PROMEDIO	194.45	900.55
MAX	224.5	1184.9
MIN	6	555.5

Hora	MW	Demanda SNI
23	0	
1	6	604.8
2	6	587.1
3	6	568.4
4	6	575.9
5	6	669.7
6	96	716.3
7	201.1	807.6
8	219.1	853.3
9	219.1	905.9
10	214.1	901.5
11	214.1	938.8
11.3	196.8	948.6
12	219.1	936
13	219.1	900.1
14	219.1	929.6
15	224.5	926.1
16	224.5	905.4
17	224.5	915.9
18	224.5	944.2
18.15	224.5	984.6
18.3	224.5	1029.8
18.45	224.5	1089.3
19	224.5	1143.2
19.15	224.5	1168.2
19.3	224.5	1163.9
19.45	224.5	1148.3
20	224.5	1133.3
20.15	224.5	1115.7
20.3	224.5	1078.6
20.45	224.5	1049.5
21	224.5	1029.4
22	206.1	891.8
23	113	691.8
24	0	626.2
PROMEDIO	175.255882	908.2
MAX	224.5	1168.2
MIN	0	568.4

Hora	MW	Demanda SNI
24	0	
1	0	588.3
2	0	539.6
3	0	538.9
4	0	596.5
5	0	635.5
6	103.4	681.7
7	103.4	788.6
8	103.4	875.2
9	103.4	933.1
10	103.4	926.1
11	103.4	972.3
11.3	103.4	965.6
12	103.4	933.3
13	103.4	911.2
14	103.4	925.3
15	103.4	921.5
16	103.4	955.1
17	103.4	932.8
18	210.4	924.3
18.15	208.4	953.9
18.3	208.4	1006.4
18.45	208.4	1077.8
19	208.4	1122.1
19.15	209.4	1128.6
19.3	209.4	1134.8
19.45	212.6	1109.1
20	224.6	1114.7
20.15	210.4	1069.8
20.3	210.4	1030.8
20.45	210.4	1028.6
21	210.4	984.7
22	183.8	843.6
23	133.8	684.6
24	86.5	641
PROMEDIO	132.055882	896.3352941
MAX	224.6	1134.8
MIN	0	538.9

Hora	MW	Demanda SNI
25	0	
1	51.9	590.7
2	34.6	589
3	34.6	579
4	34.6	584.1
5	59	635.5
6	86.5	653.2
7	86.5	699.7
8	146.1	764.7
9	230.1	816.4
10	230.1	861.9
11	230.1	875.7
11.3	230.1	869.2
12	230.1	832.5
13	230.1	813.4
14	230.1	801.5
15	201.1	773.7
16	161.1	777.9
17	206.1	822.3
18	230.1	850.1
18.15	230.1	905
18.3	230.1	952.4
18.45	230.1	1015.7
19	230.1	1088.3
19.15	230.1	1069.7
19.3	230.1	1095.3
19.45	230.1	1065.8
20	230.1	1067.7
20.15	230.1	1023.4
20.3	230.1	1010.7
20.45	230.1	996.3
21	230.1	923.6
22	230.1	822.5
23	146.1	671.6
24	121.1	625.6
PROMEDIO	182.394118	838.9441176
MAX	230.1	1095.3
MIN	34.6	579

Hora	MW	Demanda SNI
26	0	
1	86.5	576.2
2	69.2	553.3
3	69.2	520.1
4	69.2	540.4
5	121.1	526.3
6	121.1	534.8
7	121.1	576
8	121.1	611.1
9	121.1	645.8
10	121.1	685.8
11	121.1	679.7
11.3	121.1	707.6
12	121.1	684.6
13	121.1	658.3
14	121.1	657
15	0	166
16	109	472.1
17	149	648.7
18	121.1	744.7
18.15	103.8	720
18.3	103.8	822.9
18.45	158.8	945.1
19	212.8	954.4
19.15	212.8	998.8
19.3	212.8	996.1
19.45	212.8	999.1
20	212.8	978.5
20.15	212.8	948.8
20.3	231	953.7
20.45	176.1	896.3
21	121.1	849.3
22	121.1	737.5
23	36.5	579.7
24	0	520.7
PROMEDIO	127.479412	708.5117647
MAX	231	999.1
MIN	0	166

Hora	MW	Demanda SNI
27	0	
1	0	478.8
2	0	481.6
3	0	465.7
4	0	480.2
5	50	576.3
6	121.1	627.3
7	171.1	717.6
8	230.1	790.9
9	230.1	850.1
10	230.1	908.7
11	230.1	933.8
11.3	230.1	926.8
12	230.1	925.1
13	230.1	911.8
14	230.1	908
15	230.1	908.5
16	230.1	929.5
17	230.1	896.2
18	230.1	855.1
18.15	230.1	887.4
18.3	230.1	942.4
18.45	230.1	1081.7
19	230.1	1116.9
19.15	230.1	1158.1
19.3	230.1	1153.2
19.45	230.1	1159.1
20	230.1	1148.1
20.15	230.1	1116
20.3	230.1	1084.6
20.45	230.1	1046.3
21	230.1	991.7
22	171.1	864.6
23	121.1	674
24	103.8	615.9
PROMEDIO	184.135294	870.9411765
MAX	230.1	1159.1
MIN	0	465.7

Hora	MW	Demanda SNI
28	0	
1	103.8	560.6
2	88	564.5
3	86.5	565.5
4	86.5	562.5
5	138.1	611
6	201.1	689.7
7	151.1	761.5
8	211.1	869.5
9	230.1	893
10	230.1	913.4
11	230.1	900.1
11.3	221.1	923.7
12	221.1	913
13	221.1	896.6
14	221.1	907.4
15	201.1	905.4
16	230.1	928.4
17	230.1	907
18	230.1	882.8
18.15	230.1	926.6
18.3	230.1	985.1
18.45	230.1	1091.4
19	230.1	1138.5
19.15	230.1	1181.6
19.3	230.1	1187
19.45	230.1	1190.3
20	230.1	1175.1
20.15	230.1	1166.4
20.3	230.1	1113.8
20.45	230.1	1086.8
21	230.1	1057.4
22	198.1	892
23	155.1	777.2
24	121.1	628.4
PROMEDIO	199.052941	904.5058824
MAX	230.1	1190.3
MIN	86.5	560.6

Hora	MW	Demanda SNI
29	0	
1	121.1	593.5
2	100	567.4
3	115	575.9
4	121.1	599.3
5	121.1	632.9
6	121.1	681.1
7	121.1	749
8	121.1	823.2
9	146.1	905.8
10	146.1	903.9
11	146.1	949.2
11.3	146.1	956.7
12	121.1	950.8
13	121.1	901.1
14	121.1	903.5
15	121.1	928.7
16	121.1	887.4
17	121.1	883.7
18	121.1	832.7
18.15	121.1	949
18.3	121.1	889.8
18.45	121.1	1030.3
19	182.1	1111.1
19.15	181.1	1140.4
19.3	181.1	1125.3
19.45	177.1	1136.9
20	155.1	1144
20.15	146.1	1109.6
20.3	121.1	1085.8
20.45	121.1	1065.2
21	121.1	1052.5
22	121.1	883
23	35	742.7
24	0	637.7
PROMEDIO	125.852941	892.0323529
MAX	182.1	1144
MIN	0	567.4

Hora	MW	Demanda SNI
30	0	
1	0	618.8
2	0	562.3
3	0	572.4
4	0	535.6
5	5	596.9
6	5	609.1
7	5	642.4
8	5	696.6
9	5	697.8
10	5	752
11	5	759.7
11.3	5	777.7
12	5	749.8
13	5	750.3
14	5	753.8
15	5	706.5
16	5	703.7
17	5	742.6
18	5	792.6
18.15	17	845.8
18.3	69	887.7
18.45	106	980
19	121	1037.6
19.15	121	1086.3
19.3	121	1094.7
19.45	103.8	1067.6
20	115	1077
20.15	121.1	1038
20.3	121.1	1022.3
20.45	121.1	995.1
21	121.1	977.8
22	103.8	794.7
23	6	632.6
24	5	553.8
PROMEDIO	42.5882353	797.4
MAX	121.1	1094.7
MIN	0	535.6

	Promedio por día Transporte	DEMANDA SNI
1	189.3823529	901.7676471
2	210.1764706	926.1205882
3	210.6323529	918.5911765
4	223.6882353	849.7294118
5	214.6264706	774.2705882
6	212.4705882	901.3382353
7	220.0617647	907.4794118
8	207.8117647	923.4941176
9	201.8411765	913.1205882
10	205.6941176	885.55
11	201.6764706	839.1911765
12	169.1205882	746.7441176
13	197.5529412	878.2235294
14	197.0029412	894.8529412
15	182.3	910.8147059
16	177.7294118	911.2470588
17	147.4970588	898.0911765
18	136.9852941	828.6382353
19	158.7470588	757.5970588
20	192.9823529	883.7911765
21	183.6529412	906.6647059
22	194.45	900.55
23	175.2558824	908.2
24	132.0558824	896.3352941
25	182.3941176	838.9441176
26	127.4794118	708.5117647
27	184.1352941	870.9411765
28	199.0529412	904.5058824
29	125.8529412	892.0323529
30	42.58823529	797.4

<u>MAX Promedio</u>	<u>223.6882353</u>	<u>926.1205882</u>
<u>MIN Promedio</u>	<u>42.58823529</u>	<u>708.5117647</u>
<u>Mensual y Diaria Promedio</u>	<u>180.1632353</u>	<u>869.1579412</u>

APÉNDICE J

Creep IS a Factor Design Points					Final			Initial		
Temp °	Ice mm	Wind Kgsm	K Kg/m	Weight Kg/m	Sag m	Tension Kg	RTS %	Sag m	Tension Kg	RTS %
10.	.00	48.00	.00	1.591	4.09	2464.	22.3	3.24	3114.	28.1
10.	.00	.00	.00	1.035	3.50	1873.	16.9	2.46	2666.	24.1*
16.	.00	.00	.00	1.035	3.74	1753.	15.8	2.63	2489.	22.5
20.	.00	.00	.00	1.035	3.90	1682.	15.2	2.76	2378.	21.5
25.	.00	.00	.00	1.035	4.10	1601.	14.5	2.92	2247.	20.3
30.	.00	.00	.00	1.035	4.29	1529.	13.8	3.08	2126.	19.2
35.	.00	.00	.00	1.035	4.48	1463.	13.2	3.26	2013.	18.2
40.	.00	.00	.00	1.035	4.67	1404.	12.7	3.43	1910.	17.3
45.	.00	.00	.00	1.035	4.86	1350.	12.2	3.61	1815.	16.4
50.	.00	.00	.00	1.035	5.04	1301.	11.8	3.79	1729.	15.6
55.	.00	.00	.00	1.035	5.22	1256.	11.4	3.98	1649.	14.9
60.	.00	.00	.00	1.035	5.40	1215.	11.0	4.16	1577.	14.3
65.	.00	.00	.00	1.035	5.58	1178.	10.6	4.34	1511.	13.7
70.	.00	.00	.00	1.035	5.75	1143.	10.3	4.52	1451.	13.1
75.	.00	.00	.00	1.035	5.91	1111.	10.0	4.70	1396.	12.6

* Design Condition

Creep IS a Factor Design Points					Final			Initial		
Temp °	Ice mm	Wind Kgsm	K Kg/m	Weight Kg/m	Sag m	Tension Kg	RTS %	Sag m	Tension Kg	RTS %
10.	.00	48.00	.00	1.591	4.21	2478.	22.4	3.34	3123.	28.2
10.	.00	.00	.00	1.035	3.61	1879.	17.0	2.54	2666.	24.1*
16.	.00	.00	.00	1.035	3.85	1762.	15.9	2.72	2491.	22.5
20.	.00	.00	.00	1.035	4.01	1691.	15.3	2.85	2381.	21.5
25.	.00	.00	.00	1.035	4.21	1612.	14.6	3.01	2252.	20.3
30.	.00	.00	.00	1.035	4.41	1540.	13.9	3.18	2132.	19.3
35.	.00	.00	.00	1.035	4.60	1475.	13.3	3.36	2021.	18.3
40.	.00	.00	.00	1.035	4.80	1416.	12.8	3.54	1919.	17.3
45.	.00	.00	.00	1.035	4.99	1362.	12.3	3.72	1825.	16.5
50.	.00	.00	.00	1.035	5.17	1314.	11.9	3.90	1740.	15.7
55.	.00	.00	.00	1.035	5.35	1269.	11.5	4.09	1661.	15.0
60.	.00	.00	.00	1.035	5.53	1228.	11.1	4.27	1590.	14.4
65.	.00	.00	.00	1.035	5.71	1191.	10.8	4.45	1524.	13.8
70.	.00	.00	.00	1.035	5.88	1156.	10.4	4.64	1464.	13.2
75.	.00	.00	.00	1.035	6.05	1124.	10.2	4.82	1409.	12.7

* Design Condition

Certain information such as the data, opinions or recommendations set forth herein or given by AFL representatives, is intended as a general guide only. Each installation of overhead electrical conductor, underground electrical conductor, and/or conductor accessories involves special conditions creating problems that require individual solutions and, therefore, the recipient of this information has the sole responsibility in connection with the use of the information. AFL does not assume any liability in connection with such information.

Span= 175.0 m Special Load Zone
 Creep IS a Factor

Design Points					Final			Initial		
Temp	Ice	Wind	K	Weight	Sag	Tension	RTS	Sag	Tension	RTS
°	mm	Kgsm	Kg/m	Kg/m	m	Kg	%	m	Kg	%
10.	.00	48.00	.00	1.591	2.68	2278.	20.6	2.04	2991.	27.0
10.	.00	.00	.00	1.035	2.22	1788.	16.2	1.49	2666.	24.1*
16.	.00	.00	.00	1.035	2.42	1642.	14.8	1.61	2463.	22.2
20.	.00	.00	.00	1.035	2.55	1555.	14.1	1.70	2333.	21.1
25.	.00	.00	.00	1.035	2.72	1460.	13.2	1.82	2180.	19.7
30.	.00	.00	.00	1.035	2.88	1375.	12.4	1.95	2038.	18.4
35.	.00	.00	.00	1.035	3.05	1301.	11.8	2.08	1905.	17.2
40.	.00	.00	.00	1.035	3.21	1235.	11.2	2.22	1784.	16.1
45.	.00	.00	.00	1.035	3.37	1176.	10.6	2.37	1674.	15.1
50.	.00	.00	.00	1.035	3.53	1124.	10.2	2.52	1574.	14.2
55.	.00	.00	.00	1.035	3.68	1077.	9.7	2.67	1484.	13.4
60.	.00	.00	.00	1.035	3.84	1035.	9.4	2.83	1403.	12.7
65.	.00	.00	.00	1.035	3.98	997.	9.0	2.98	1331.	12.0
70.	.00	.00	.00	1.035	4.13	962.	8.7	3.13	1266.	11.4
75.	.00	.00	.00	1.035	4.27	931.	8.4	3.29	1207.	10.9

* Design Condition

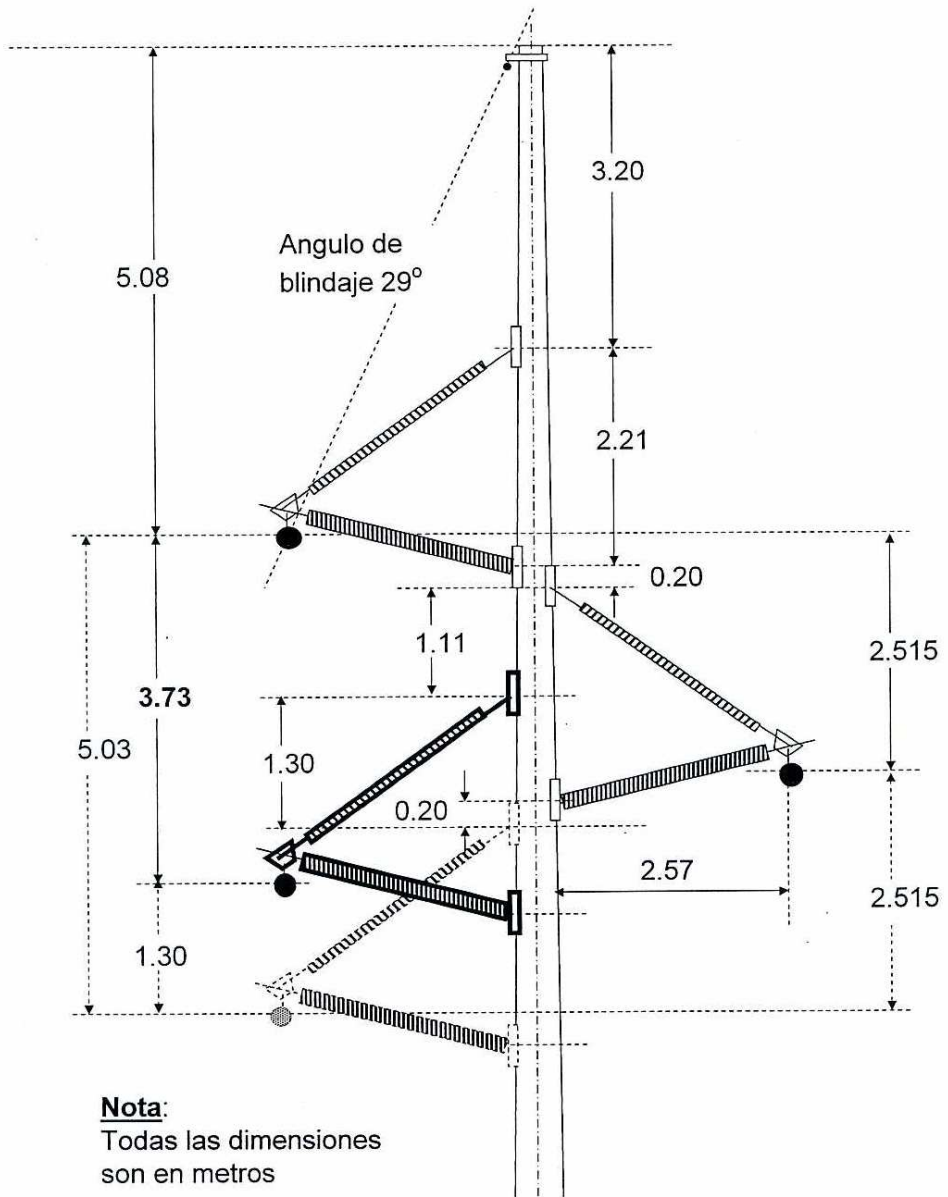
Span= 200.0 m Special Load Zone
 Creep IS a Factor

Design Points					Final			Initial		
Temp	Ice	Wind	K	Weight	Sag	Tension	RTS	Sag	Tension	RTS
°	mm	Kgsm	Kg/m	Kg/m	m	Kg	%	m	Kg	%
10.	.00	48.00	.00	1.591	3.36	2373.	21.4	2.61	3053.	27.6
10.	.00	.00	.00	1.035	2.83	1830.	16.5	1.94	2666.	24.1*
16.	.00	.00	.00	1.035	3.05	1699.	15.3	2.09	2476.	22.4
20.	.00	.00	.00	1.035	3.20	1621.	14.6	2.20	2356.	21.3
25.	.00	.00	.00	1.035	3.38	1533.	13.9	2.34	2215.	20.0
30.	.00	.00	.00	1.035	3.56	1455.	13.1	2.49	2083.	18.8
35.	.00	.00	.00	1.035	3.74	1385.	12.5	2.64	1961.	17.7
40.	.00	.00	.00	1.035	3.92	1323.	12.0	2.80	1850.	16.7
45.	.00	.00	.00	1.035	4.09	1267.	11.4	2.96	1748.	15.8
50.	.00	.00	.00	1.035	4.26	1216.	11.0	3.13	1655.	15.0
55.	.00	.00	.00	1.035	4.43	1170.	10.6	3.30	1571.	14.2
60.	.00	.00	.00	1.035	4.59	1129.	10.2	3.47	1494.	13.5
65.	.00	.00	.00	1.035	4.76	1091.	9.9	3.64	1425.	12.9
70.	.00	.00	.00	1.035	4.91	1056.	9.5	3.80	1363.	12.3
75.	.00	.00	.00	1.035	5.07	1024.	9.3	3.97	1306.	11.8

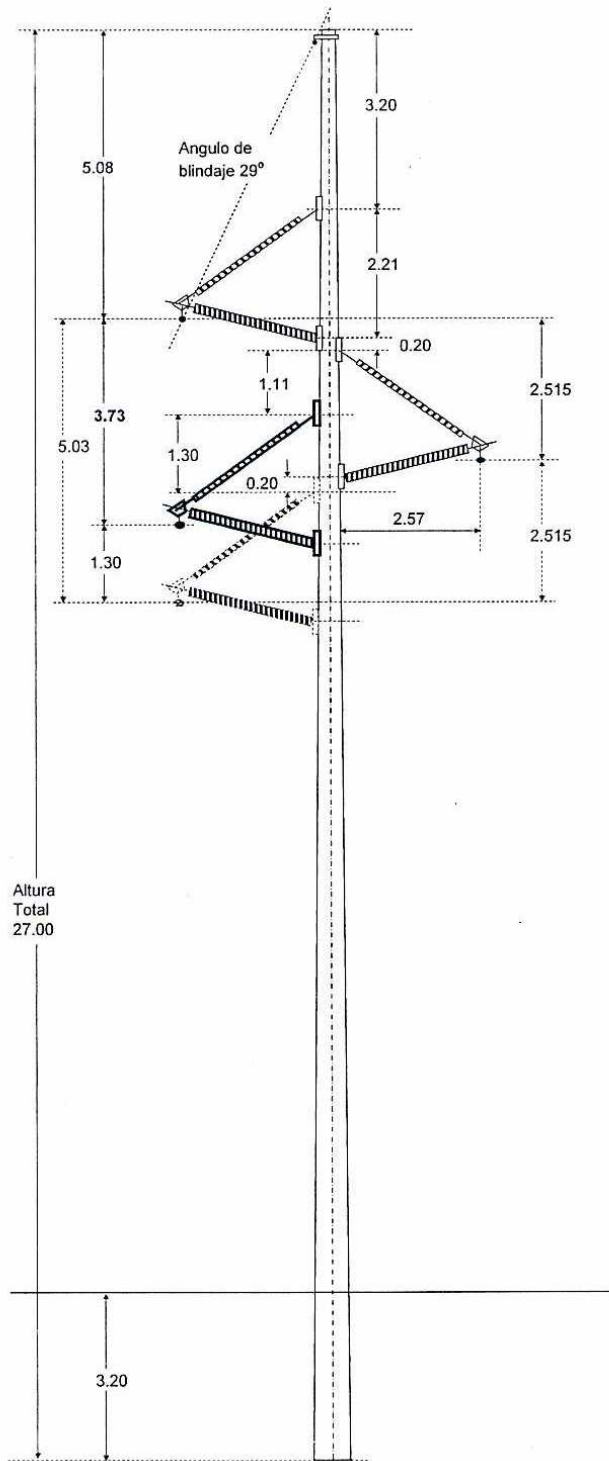
* Design Condition

□

APÉNDICE K



Geometria Estructura Tipo I Modificada



Nota:
 Todas las dimensiones son en metros

CONDUCTOR 230 kV:
 740.8 Kcmil 37 AAAC
 "FLINT"

HILO DE GUARDIA :
 5/16" acero galv. Clase B
 EHS

Altura Total
 27.00

Geometria Estructura Tipo I Modificada (0-1°)

APÉNDICE L

Estimado de Costos en la Línea de 230kV Puerto Quetzal-Subestación Alborada por Incremento en la Capacidad

Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Unidad GTQ	Costo Total GTQ
1.MATERIALES					
1	Poste de Concreto de 33 m	c/u	11	44,912.00	494,032.00
2	Poste de Concreto de 27 m	c/u	20	35,908.00	718,160.00
3	Conjunto de Aislador Sintético 230 kV en V P/Tangente 740.8	c/u	93	3,944.00	366,792.00
4	Conjunto de Herrajes de suspensión para conductor Flint	c/u	93	4,432.00	412,176.00
5	Conjunto de Herrajes de suspensión para Hilo de Guarda	c/u	31	223.50	6,928.50
6	Amortiguadores de vibración para Hilo de Guarda	c/u	31	65.00	2,015.00
7	Amortiguadores de vibración para Conductor FLINT	c/u	93	167.00	15,531.00
8	Varilla p/tierra de 8" y materiales para puesta a tierra	c/u	31	174.00	5,394.00
				Subtotal Materiales	2,021,028.50
2.MANO DE OBRA					
9	Inserción de Estructuras Tipo I con postes de 27	c/u	14	7,500.00	105,000.00
10	Inserción de Estructuras Tipo II con postes de 27	c/u	6	9,000.00	54,000.00
11	Inserción de Estructuras Tipo I con postes de 33	c/u	9	9,750.00	87,750.00
12	Inserción de Estructuras Tipo II con postes de 33	c/u	2	10,500.00	21,000.00
13	Modificación de la Estructura Tipo I	c/u	32	3,000.00	96,000.00
				Subtotal Mano de Obra	363,750.00
3.SERVICIOS DE TOPOGRAFÍA					
14	Levantamiento topográfico y relocalización de estructuras	km	9	3,000.00	27,000.00
				Subtotal Topografía	27,000.00
				Subtotal 1-2-3	2,411,778.50
				Imprevistos 15 %	361,766.78
				TOTAL GTQ	2,773,545.28
				TOTAL US DOLLAR	360,200.69