

**MODELO PARA LAS ESPECIFICACIONES DEL MANTENIMIENTO
PREVENTIVO Y CORRECTIVO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE
POTENCIA DEL CAMPO RUBIALES Y QUIFA MEDIANTE EL USO DE LAS
TECNICAS DE TRABAJOS EN LINEA VIVA.**

JOSE GREGORIO GARAVITO AGUILAR.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA.
2014.**

**MODELO PARA LAS ESPECIFICACIONES DEL MANTENIMIENTO
PREVENTIVO Y CORRECTIVO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE
POTENCIA DEL CAMPO RUBIALES Y QUIFA MEDIANTE EL USO DE LAS
TECNICAS DE TRABAJOS EN LINEA VIVA.**

JOSE GREGORIO GARAVITO AGUILAR

**Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de
Especialista en Gerencia de Mantenimiento**

**Director: JOSE ALEJANDRO CARRILLO LOPEZ
Ingeniero Electromecánico.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA.
2014.**

DEDICATORIA.

A nuestro Dios quien está presente durante todo el desarrollo personal y profesional.

A mi esposa Pilar quién con su amor, paciencia y colaboración acompañó esta importante etapa de mi vida.

Jose Gregorio Garavito Aguilar.

AGRADECIMIENTOS.

Al Ing. José Alejandro Carrillo López, ingeniero electromecánico, director del proyecto quien brindó su apoyo incondicional y me guio durante el desarrollar de esta monografía.

A la Universidad Industrial de Santander – UIS – por construir en nosotros personas profesionalmente integras e idóneas para el ejercicio de esta especialización.

Al Ing. Isnardo González Jaimes, docente de la catedra Seminario I y II, por su colaboración total dentro del desarrollo de este trabajo, quien siempre estuvo atento a nuestras dudas y dispuesto a brindarnos su apoyo.

A nuestros profesores porque sin ellos no hubiéramos logrado los conocimientos que hoy en día se ven reflejados en este trabajo y a futuro en nuestra vida profesional.

CONTENIDO.

INTRODUCCIÓN	22
1. GERENCIA DE MANTENIMIENTO EN CAMPO RUBIALES	24
1.1 RESEÑA HISTORICA DE CAMPO RUBIALES	24
1.2 UBICACIÓN GEOGRAFICA	26
1.3 PROCESO DE ELECTRIFICACION DEL CAMPO RUBIALES	28
1.3.1 <i>Antecedentes</i>	28
1.3.2 <i>Configuracion Tipica de respaldo de la Red</i>	29
1.3.3 <i>Plan de Electrificación masiva</i>	32
1.3.4 <i>Estructura de la Red</i>	32
1.3.5 <i>Criterios para la Selección</i>	32
1.3.5.1 <i>Naturaleza del Terreno</i>	32
1.3.5.2 <i>Vegetación</i>	33
1.3.5.3 <i>Características técnicas de estructuras</i>	33
1.3.6 <i>Portico de salida principal</i>	40
1.3.7 <i>Equipos de proteccion de la red</i>	41
1.3.8 <i>Topologia de la Red de 34,5kV</i>	42
1.3.9 <i>Estado actual de las redes de 34,5kV en campo rubiales</i>	49
2. CONCEPTOS BASICOS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO	51
2.1.¿QUÉ ES MANTENIMIENTO PREVENTIVO?	51
2.1.1 <i>Definición</i>	51
2.1.2 <i>Implementación</i>	51
2.1.3 <i>Mantenimiento preventivo basado en condición</i>	52
2.1.4 <i>Alcance de Mantenimiento preventivo</i>	54
2.1.5 <i>Beneficios del Mantenimiento preventivo</i>	55
2.1.6 <i>Costos del Mantenimiento preventivo</i>	56
2.1.7 <i>Alternativas</i>	59
2.2.ASPECTO PARA LA IMPLEMENTACION DE UN MATENIMIENTO PREVENTIVO	60
2.2.1 <i>Determine las metas y objetivos</i>	60
2.2.2 <i>Establecer los requerimientos para el mantenimiento preventivo</i>	60
2.2.3 <i>Pasos para establecer su programa de mantenimiento preventivo</i>	62
2.2.4 <i>Procedimientos del mantenimiento preventivo. (Listados de rutinas.)</i>	64
2.3.PLAN DE IMPLEMENTACIÓN	64
2.4.MEDICIÓN DE RESULTADOS Y ESTABLECIMIENTO DE NUEVAS METAS	66
2.5.REVISIÓN DEL PLAN	67
3.MARCO LEGAL NACIONAL E INTERNACIONAL	68

4. ANALISIS DE MODOS DE FALLA, EFECTOS Y CRITICIDAD DEL SISTEMA DEL DISTRIBUCION DE ENERGIA DE CAMPO RUBIALES	71
4.1. DEFINICION DE FMECA	71
4.2. ETAPAS DEL ANALISIS DEL FMECA	72
4.2.1 <i>Norma de referencia y aspecto tecnicos:</i>	72
4.2.2 <i>Procedimiento para valorar la criticidad del sistema</i>	74
4.2.3 <i>Conformación del Equipo FMECA</i>	76
4.2.4 <i>Estructuración</i>	79
4.2.5 <i>Identificacion</i>	80
4.2.6 <i>Evaluacion</i>	80
4.2.7 <i>Acción</i>	84
5. APLICACIÓN DE MODOS DE FALLA, EFECTOS Y CRITICIDAD DEL SISTEMA DEL DISTRIBUCION DE ENERGIA DE CAMPO RUBIALES	86
5.1.1. JERARQUIA DEL SISTEMA	86
5.2. VALORACION DE LA CRITICIDAD DE LOS CIRCUITOS ELECTRICOS	88
5.2.1. <i>Definicion de rangos:</i>	88
5.2.2. <i>Definicion de criterios y Subcriterios:</i>	88
5.2.3. <i>Valoración la criticidad por circuito</i>	92
5.3. FALLAS FUNCIONALES	124
5.4. MODOS DE FALLA	125
5.4.1 <i>Causa de Falla y calificacion del N.R.P.:</i>	125
5.5. ACCIONES Y PLANES DE MANTENIMIENTO	135
6. MANTENIMIENTO PREVENTIVO MEDIANTE APLICACIÓN DE TRABAJOS EN LINEA VIVA	138
6.1. DESCRIPCION Y ANTECEDENTES	138
6.1.1 <i>Ventajas y desventajas de los trabajos en redes energizadas.</i>	139
6.2. FASES DE IMPLEMENTACION DEL MANTENIMIENTO EN LINEA VIVA	140
6.2.1. <i>Conceptualizacion y elaboracion del Estandar para trabajos en redes energizadas:</i>	140
6.2.2 <i>Capacitacion:</i>	142
6.2.3. <i>Asesoría Externa:</i>	143
6.2.4 <i>Contruccion de patio de pruebas en Frio:</i>	143
6.2.5 <i>Elaboracion y analisis de riesgo de la actividad en Linea Viva:</i>	144
6.2.6. <i>Etapas previas antes de intervenciones de Linea Viva:</i>	145
7. CONCLUSIONES	146
BIBLIOGRAFIA	148

LISTA DE FIGURAS

Figura1. Ubicación geográfica del Campo Rubiales y Quifa	26
Figura 2. Mapa del Campo Rubiales y Quifa	27
Figura 3. Franja de petróleos pesados	28
Figura 4. Unifilar eléctrico típico en un cluster de pozos	30
Figura 5. Generador Reciprocante	30
Figura 6. Esquema eléctrico típico en un cluster de pozos	31
Figura 7. Estructura típica SH-225	34
Figura 8. Estructura típica SH-226	35
Figura 9. Estructura típica SH-227	36
Figura 10. Estructura típica SH-228	37
Figura 11. Estructura típica SH-230	38
Figura 12. Estructura típica SH-231	39
Figura 13. Distribución de los circuitos en el pórtico de salida	40
Figura 14. Distribución de los reconectores en el pórtico principal	41
Figura 15. Estructura típica y sus componentes principales	43
Figura 16. Unifilar típico de un circuito y componentes	44
Figura 17. Principales características del Reconector	45
Figura 18. Seccionador monopolar de operación sin carga para uso exterior	46
Figura 19. Corta circuito	47
Figura 20. DPS o Pararrayos de media tensión Poliméricos	48
Figura 21. Transformador de potencia	49
Figura 22. Modelo típico de estructuración para determinar fallas, funcionales y modos de falla	79
Figura 23. Jerarquización del Sistema Electrico, redes a 34,5kV	87
Figura 24. Unifilar del Cto#1 y valores porcentuales en relación a la producción total del sistema	93
Figura 25. Unifilar del Cto#2	96
Figura 26. Unifilar del Cto#3	99
Figura 27. Unifilar del Cto#4	102
Figura 28. Unifilar del Cto#5	105
Figura 29. Unifilar del Cto#6	108

Figura 30. Unifilar del Cto#7	111
Figura 31. Unifilar del Cto#8	114
Figura 32. Unifilar del Cto#9	116
Figura 33. Unifilar del Cto#10	118
Figura 34. Unifilar del Cto#11	121
Figura 35. Jerarquía, funciones y componentes	124
Figura 36. Cronología del desarrollo de la Línea Viva	138
Figura 37. Ventajas y desventajas de la actividad	139
Figura 38. Registro del Estándar de Seguridad Eléctrica	141
Figura 39. Registro del curso Teórico práctico	142
Figura 40. Registro del patio de pruebas en "Frio"	143

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Inventario inicial de Locaciones a electrificar	29
Tabla 2. Características de cables desnudos para redes eléctricas	42
Tabla 3. Inventario de los componentes del sistema de distribución a 34,5kV	49
Tabla 4. Matriz RAM de Pacific Rubiales Energy	72
Tabla 5. Flujograma de valoración de Criticidad de un Equipo o Sistema	75
Tabla 6. Valoración de la Detectibilidad	81
Tabla 7. Valoración de la Severidad	81
Tabla 8. Valoración de la Ocurrencia	82
Tabla 9. Valoración del N.R.P	82
Tabla 10. Matriz de decisión para clasificación de la forma de Mantenimiento	83
Tabla 11. Lista de tarea genéricas a asignar	85
Tabla 12. Definición de criterios, Subcriterios y valoración para Criticidad	89
Tabla 13. Probabilidad de ocurrencia y redundancia	91
Tabla 14. Valoración en porcentaje de producción del Cto#1 por estructura	94
Tabla 15. Calificación de CRITICIDAD de las estructuras del Cto#1	95
Tabla 16. Valoración en porcentaje de producción del Cto#2 por estructura	97
Tabla 17. Calificación de CRITICIDAD de las estructuras del Cto#2	98
Tabla 18. Valoración en porcentaje de producción del Cto#3 por estructura	100
Tabla 19. Calificación de CRITICIDAD de las estructuras del Cto#3	101
Tabla 20. Valoración en porcentaje de producción del Cto#4 por estructura	103
Tabla 21. Calificación de CRITICIDAD de las estructuras del Cto#4	104
Tabla 22. Valoración en porcentaje de producción del Cto#5 por estructura	106
Tabla 23. Calificación de CRITICIDAD de las estructuras del Cto#5	107
Tabla 24. Valoración en porcentaje de producción del Cto#6 por estructura	109
Tabla 25. Calificación de CRITICIDAD de las estructuras del Cto#6	110
Tabla 26. Valoración en porcentaje de producción del Cto#7 por estructura	112
Tabla 27. Calificación de CRITICIDAD de las estructuras del Cto#7	113
Tabla 28. Valoración en porcentaje de producción del Cto#8 por estructura	114
Tabla 29. Calificación de CRITICIDAD de las estructuras del Cto#8	115
Tabla 30. Valoración en porcentaje de producción del Cto#9 por estructura	116
Tabla 31. Calificación de CRITICIDAD de las estructuras del Cto#9	117

Tabla 32. Valoración en porcentaje de producción del Cto#10 por estructura	119
Tabla 33. Calificación de CRITICIDAD de las estructuras del Cto#10	120
Tabla 34. Valoración en porcentaje de producción del Cto#11 por estructura	122
Tabla 35. Valoración en porcentaje de producción del Cto#11 por estructura	123
Tabla 36. Calificación de NRP – Transformador en Falla	127
Tabla 37. Calificación de NRP – Falla en Sistema de DPS y Apantallamiento	128
Tabla 38. Calificación de NRP – Reconectador NO opera	129
Tabla 39. Calificación de NRP – Cable Roto o Abierto	130
Tabla 40. Calificación de NRP – Crucetas; Tornillería; Bayonetas Deteriorados	131
Tabla 41. Calificación de NRP – Elemento Seccionador Dañado	132
Tabla 42. Calificación de NRP – Aislador Roto o Flameado	133
Tabla 43. Calificación de NRP – Poste desplomado o fracturado	134
Tabla 44. Resumen de tareas y frecuencias para los modos de falla	135
Tabla 45. Análisis de Riesgo de la actividad de Línea Viva	144
Tabla 46. Flujoograma de actividades preliminares antes de Línea Viva	145

RESUMEN.

TÍTULO: Modelo para las Especificaciones del Mantenimiento Preventivo y Correctivo en el Sistema de Distribucion de Potencia del Campo Rubiales y Quifa mediante el uso de las técnicas de trabajos en Linea Viva.

AUTOR(S): JOSE GREGORIO GARAVITO AGUILAR.

PALABRAS CLAVES: Análisis de modos, efectos de falla y criticidad (FMECA), NRP (Numero de Riesgo Ponderado), Mantenimiento basado en Condición (CBM), Sistema de Distribucion, Trabajos en Linea Viva.

DESCRIPCIÓN:

Esta monografía pretender analizar las redes de distribución de campo rubiales, dando una revisión de manera general a los antecedentes de la construcción de redes eléctricas, sus principales equipos, la topología y normatividad que se aplica en el proyecto de electrificación del campo.

El documento hace referencia teórica al mantenimiento preventivo, mantenimiento predictivo, sus técnicas y como establecer una gestión de mantenimiento optimizando los recursos. Posteriormente se indican los procedimientos para evaluar la criticidad de un sistema de distribución

Empleando el método FMECA, la criticidad del sistema eléctrico de distribución es analizada, soportando dicho análisis a través de una serie de tablas que son indicadas, donde la referencia es el potencial de producción diario que se tiene en cada una de las estructuras. Pasando luego a calificar la criticidad teniendo en cuenta los aspectos de Severidad, Impacto y Ocurrencia ante una falla en una de las estructuras, posteriormente se procede a identificar las funciones del sistema, sus modos de falla, calificar el NRP de las causas de falla y a determinar las acciones y tipo de mantenimiento apropiado a realizar. De las tareas resultantes se concluye que una de las de mayor impacto es: **Actividades de Linea Viva.**

Dado que permite, con el suministro de energía permanente ejecutar tareas de mantenimiento, siendo una herramienta de gran ayuda.

Finalmente el documento concluye elaborando las etapas y especificaciones para implementar y mejorar permanentemente en una compañía del sector de petróleo y gas, un modelo de aplicación para del mantenimiento preventivo y correctivo mediante el uso de las técnicas de Linea Viva.

*Proyecto de Grado.

**Facultada de Ingenierías Fisico-Mecanicas Escuela: Ingenieria Mecánica. Especialización en Gerencia de Mantenimiento. Director: Ing Jose Alejandro Carrillo Lopez.

SUMMARY

TITLE: Specification Model for Preventive and Corrective Maintenance in Power Distribution System Rubiales and Quifa Fields using energized power lines techniques.

AUTHOR(S): JOSE GREGORIO GARAVITO AGUILAR.

KEY WORDS: Failure modes, effects and criticality Analysis (FMECA), NRP (Number of Weighted Risk), Condition Based Maintenance (CBM), Distribution System, energized power lines jobs.

DESCRIPTION:

This monograph pretend analyze distribution networks Rubiales field, giving a review on a general history of the construction of electricity networks, its main equipment, topology and regulations that apply in the electrification of the field.

The document makes reference to theoretical preventive maintenance, predictive maintenance techniques and how to establish a maintenance management optimizing resources. Subsequently provides procedures to evaluate the criticality of a distribution system

Using the method called FMECA, the criticality of the system is analyzed, the analysis is supporting through a series of tables which are referred to the reference used is the production potential which supports each of the structures. Then going to qualify the criticality, taking into account aspects of Severity, Occurrence and Impact to a fault in one of the structures, then proceeds to identify the functions, their failure modes, causes of failure are qualified through their NRP, being determined appropriate actions and type of maintenance performed.

Due to allow the permanent power supplied, perform maintenance task being a useful tool.

From the resulting tasks is concluded that most of the impact is: Energized power lines techniques.

Finally, the paper concludes by developing stages and specifications to implement and continuously improve in the oil and gas company, a model for the preventive and corrective maintenance using live line techniques.

* Monograph.

**School of Physic-Mechanical Engineering Maintenance Management Specialization. Director: Ing Jose Alejandro Carrillo Lopez.

GLOSARIO.

Este glosario incluye términos o siglas que son propios de la gestión de mantenimiento y específicamente del ámbito eléctrico con enfoque a redes de distribución; o que a veces se usan de una forma diferente o con un significado más concreto en este ámbito que en el uso cotidiano y general.

ACTIVIDAD: un componente del trabajo realizado en el transcurso de un proyecto.

ACOMETIDA: derivación de la red local del servicio respectivo, que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios, la acometida llega hasta el registro de corte general.

AISLANTE ELECTRICICO: material de baja conductividad eléctrica que puede ser tomado como no conductor o aislador.

AMBEINTE ELECTROMAGNETICO: la totalidad de los fenómenos electromagnéticos existentes en un sitio dado.

ARCO ELECTRICICO: haz luminoso producido por el flujo de corriente eléctrica a través de un medio aislante, que produce radiación y gases calientes.

BEOPD: Barriles Equivalentes de Petróleo Crudo por día (**Barrels Equivalent Oil per Day**)

CAUSA DE FALLA: estas son las causas, referentes a la opción y a la definición de un elemento del producto, que puede provocar un modo de fallo. Estas causas pueden implicar:

- El material (naturaleza y cantidad).
- La forma.
- La posición.
- Los acoplamientos con los elementos adyacentes.
- La identificación.

Puede haber varias causas posibles para un modo de fallo. Asimismo, una causa puede generar varios modos de fallo. Estas causas pueden ser:

- Independiente: una causa genera un modo de fallo para sí mismo, por ejemplo: Forma mal definida.
- Combinado: varias causas deben presentarse juntas para que un modo de fallo sea generado, por ejemplo: Forma y posición mal definidas.

C.B.M : CONDITIONED BASED MAINTENANCE

CRITICIDAD: una medida relativa de las consecuencias de un modo de fallo y su frecuencia de ocurrencia.

CMMS: sistema Computarizado de Gestión del Mantenimiento.

CONTEXTO OPERACIONAL: las circunstancias en las que se espera que un activo físico o sistema opere.

CONSECUENCIASDE FALLA: las formas en que los efectos de un modo de una falla múltiple se muestran (evidencia de falla, el impacto en la seguridad, medio ambiente, capacidad operativa, los costos de reparación directos e indirectos).

CORRIENTE ELECTRICA: es el movimiento de cargas eléctricas entre dos puntos que no se hallan al mismo potencial, por tener uno de ellos un exceso de electrones respecto al otro.

DETECTABILIDAD (D): la capacidad para detectar el fallo en una fase incipiente antes de que sus efectos empiecen a manifestarse

DIELECTRICO: material de tan baja conductividad eléctrica, que puede ser utilizado como no conductor.

DOM : design out of maintenance – diseño fuera de mantenimiento.

EFFECTOS DEFALLA: estas son las consecuencias posibles del modo de fallo en el funcionamiento de los productos durante su uso, según lo percibido por el cliente, como por ejemplo: La disminución de la presión, desgaste irregular de la cubierta, etc.

FASE: denominación dada a uno de los cables o hilos conductores de un sistema eléctrico, que transporta energía y que tiene una tensión eléctrica. En sistemas eléctricos se denominan generalmente por las letra **A, B, C** o **R, S, T** o **U, V, W**.

FMEA: es una técnica analítica para identificar y analizar la influencia (probabilidad) de los potenciales modos de falla de un producto (proyecto, procesos y sistemas) o servicio, cuyos efectos deban ser considerados, eliminados o minimizados, por medio de una evaluación de índices (probabilidad de ocurrencia, severidad y posibilidad de detección de Fallas), que corresponden a un valor de la criticidad en la utilización del producto, su mantenibilidad y seguridad (operacional y ambiental).

FMECA: es una extensión del FMEA que plantea criterios cuantitativos de los modos de fallo asignándoles una criticidad de acuerdo al impacto (consecuencia) y la frecuencia (probabilidad) con que estos se presentan. Es un procedimiento de análisis que documenta todas las fallas probables en un equipo dentro de reglas definidas, determina por análisis del modo de falla el efecto en la operación, identifica puntos de falla, y jerarquiza cada falla según una clasificación de severidad y de efecto.

FALLA EVIDENTE: modo de falla cuyos efectos son evidentes para los operadores bajo circunstancias normales si el modo de fallo ocurre por sí solo.

FALLA OCULTA: es aquel que por sí solo no es evidente a los operarios bajo circunstancias normales. Estos no tienen consecuencias directas, pero si exponen a la empresa al riesgo de fallos múltiples.

FUNCION: es el propósito para el cual se adquirió el equipo o instalación. La función principal es la acción o requerimiento que debe cumplir un equipo o sistema dentro de un proceso productivo.

FUNCION SECUNDARIA: la función que un activo físico o sistema tiene que cumplir además de su función primaria, como los necesarios para cumplir con los requisitos reglamentarios y los que se refieren a cuestiones tales como la protección, control, contención, comodidad, apariencia, eficiencia energética e integridad estructural.

FALLA FUNCIONAL: estado en el cual un activo físico o sistema es incapaz de realizar una función específica a un nivel de rendimiento deseado. Negación del estándar de función parcial o total.

INSTALACION ELECTRICA : conjunto de aparatos eléctricos, conductores y circuitos asociados, previstos para un fin particular: generación, transmisión, transformación, conversión, distribución o uso final de la energía eléctrica.

KPI: key performance indicators

LINEA BASE: un plan aprobado para un proyecto con los cambios aprobados. Se compara con el desempeño real para determinar si el desempeño se encuentra dentro de umbrales de variación aceptables. Por lo general, se refiere al punto de referencia actual, pero también puede referirse al punto de referencia original o a algún otro punto de referencia. Generalmente, se utiliza con un modificador (p.ej., línea base del desempeño de costos, línea base del cronograma, línea base para la medición del desempeño, línea base técnica).

LINEA ELECTRICA: conjunto compuesto por conductores, aisladores, estructuras y accesorios destinados al transporte de energía eléctrica.

LINEA FRIA: término aplicado a una línea sin tensión o desenergizada.

LINEA VIVA: término aplicado a una línea con tensión o línea energizada.

MODO DEFALLA: son las maneras como puede fallar el componente, es decir, la forma como ocurre la falla y es observada.

MATRIZ R.A.M (Risk Assessment Matrix)

MANTENIMIENTO CORRECTIVO: mantenimiento realizado con posterioridad a la falla declarada y con la intención de colocar un equipo en un estado en el que puede realizar una función requerida.

MP: mantenimiento preventivo.

MCM o KCMIL: unidad de medida dada para indicar el calibre de cables, procedente de una circula mil, que a su vez es el área de una circunferencia cuyo radio es una pulgada (1”).

NUMERO DE RIESGO PONDERADO: índice jerárquico de la organización resultado del producto de las diversas cuentas para la severidad, la ocurrencia y la detección asignadas a cada causa además del modo de fallo. **NRP= Detectabilidad*Ocurrencia*Severidad.**

OCURRENCIA (O): es la probabilidad que la causa potencial de la falla ocurra y eso causará el modo de fallo que es considerado. Esto es independiente de la severidad de las consecuencias.

ORDEN DE TRABAJO: documento que se emite para ordenar la ejecución de un trabajo y en el que se consignan los recursos, repuestos, costos planeados y causados, las operaciones de mantenimiento y su fecha de ejecución.

PMM: Plan Maestro de Mantenimiento.

POTENCIA ELECTRICA: es la capacidad que tiene la energía para producir trabajo.

PRESUPUESTO: la estimación aprobada para el proyecto o cualquier otro componente de la estructura de desglose del trabajo u otra actividad del cronograma.

PRIORIDAD: es el código por medio del cual se informa la urgencia que tiene el equipo para que se realice el trabajo.

PROBABILIDAD CONDICIONAL DEFALLA: es la probabilidad de que un fallo ocurra en un período determinado, siempre que el activo en cuestión ha sobrevivido desde el comienzo de ese período.

PROCEDIMIENTO: una manera especificada de efectuar una actividad.

PROCESO: un conjunto de recursos y actividades interrelacionados que transforma entradas en salidas.

SEVERIDAD (S): es una indicación de su efecto sobre el ambiente, seguridad, producción o la calidad del producto y sobre el tiempo durante el cual la máquina estará probablemente fuera de servicio.

SISTEMA DE DISTRIBUCION. (SD): conjunto de dispositivos eléctricos, tales como Línea Eléctrica, Transformadores, Reconectores y Equipos de Maniobra.

TRANSFORMADORES SECOS: son aquellos en los que el núcleo y las bobinas están en un medio de composición aislante seco y cuyo medio de refrigeración es el aire circundante.

TRANSFORMADORES EN ACEITE: son aquellos en los que el núcleo y las bobinas se encuentran sumergidos en aceite dieléctrico y refrigerante.

TENSION: la diferencia de potencial eléctrico entre dos conductores, que hace que fluyan electrones por una resistencia. Tensión es una magnitud, cuya unidad es el voltio; un error frecuente es hablar de “voltaje”.

TRABAJOS CON TENSION (TcT): trabajo en el cual un trabajador entra en contacto con elementos en tensión o entra en zona de peligro.

TRABAJO DE PROXIMIDAD: trabajo en el cual un trabajador entra o puede entrar a la zona de proximidad sin entrar a la zona de peligro.

VANO: distancia que existe entre dos postes o Estructuras Eléctricas.

INTRODUCCIÓN.

El gerenciamiento del mantenimiento debe contemplar todos los activos de la compañía desde la gestión de repuestos hasta la búsqueda de certificaciones de su proceso.

Los objetivos trazados desde la gerencia de mantenimiento son el punto de apoyo para que la empresa tome las decisiones enfocadas hacia la preservación de los activos, metas de producción, disponibilidad de equipos. Es por esto que el mantenimiento debe ser una de las gerencias más importantes dentro del núcleo del negocio. Utilizando las tecnologías más recientes y llevando consigo las estrategias de la administración moderna.

Es vital que la gerencia analice muy bien su equipo de trabajo, talento humano que la acompaña a diario, pues deben ser personas que cada día propendan por su mejoramiento académico, logrando de esta manera ser más eficientes en su área y con una visión de optimización de los recursos y cumplimiento los programas trazados.

Teniendo en cuenta que el sistema de redes de media tensión de los campos Rubiales y Quifa son críticos, por tratarse de un sistema radial y con alta producción de barriles de crudo asociada, es necesario dedicar buena parte de la gestión del mantenimiento hacia su mantenibilidad. Adicionalmente estos campos son dos de los mejores y mayores activos que la compañía tiene, tanto para la producción del crudo como para el sostenimiento del negocio en los próximos 2 años.

La estrategia de cómo atender y controlar las fallas en el sistema de distribución de redes, hace parte de las tareas más importantes de la gerencia de mantenimiento, por tratarse de uno de los sistemas más crítico, las fallas que se presente en el sistema se ven reflejadas inmediatamente en el indicador de producción diaria, por tal motivo es necesario plantear un tipo de mantenimiento que evite las paradas innecesarias y que permita programar actividades preventivas, de mejora y correctivas programadas, independientemente del área de producción, quien son los usuarios y demandan el servicio permanentemente.

Las intervenciones en la red de Media Tensión sin suspender el servicio a nuestros clientes, nos representa un gran reto para toda la organización, sin embargo es una actividad con tal grado de riesgo, que se hace obligatorio un control planeado, con recursos físico apropiados y alta competencia humana. Se debe elaborar un plan de implementación de trabajos en línea viva, con suficiente tiempo, donde es clave la selección del personal idóneo y los elementos de protección a emplear. Logrando esto, los resultados son altamente visibles en cuanto a costo beneficio.

De otra parte es de gran relevancia que el análisis de criticidad de las redes, sea actualizado frecuentemente para detectar las diferentes configuraciones que va tomando el sistema y su nuevo reparto de carga eléctrica, lo que se traduce en una **CRITICIDAD** diferente. El sistema es dinámico.

El tema central del documento es solo una parte de los roles de la gerencia de mantenimiento, pero su criticidad hace necesario formular un modelo con especificaciones técnicas para llegar a la ejecución de trabajos en Línea Viva, sin afectaciones al personal, el medio ambiente y los activos.

1. GERENCIA DE MANTENIMIENTO EN CAMPO RUBIALES Y QUIFA.

1.1. RESEÑA HISTORICA DE CAMPO RUBIALES.

Pacific Rubiales Energy es una compañía productora de Crudo y Gas Natural Colombo-Canadiense. Es la compañía independiente más grande de Exploración y Producción de Petróleo y Gas en Colombia. Pacific Rubiales Energy es propietaria del 100% de Pacific Stratus y Kappa Energy Holding, al igual que Meta Petroleum Limited, operadora Colombiana, la cual opera los Campos Rubiales y Piriri en los Llanos, en Asociación con Ecopetrol S.A.

La compañía esta enfocada en identificar oportunidades de crecimiento, inicialmente en la Cuenca de los Llanos Orientales al igual que en otras áreas en Colombia y norte de Perú. La compañía tiene una fuerte y base de reserva en crecimiento y esta maximizando la producción futura a través de actividades de Exploración.

Pacific Stratus fue fundada en 2004 por un grupo de veteranos de petróleo venezolano que se buscaban aprovechar la experiencia que habían adquirido durante muchos años de trabajar para, o con PDVSA en el sub - cuencas de los Andes en Venezuela. Pacific Stratus quería transferir su experiencia a perspectivas fuera de Venezuela, y se centró inicialmente en la adquisición de intereses, a partir de su primera exploración y el contrato de explotación en La Creciente, en Colombia.

Durante los próximos tres años, Pacific Stratus siguió ampliando sus fondos, evaluando cuidadosamente su cartera, dando prioridad a los clientes potenciales más probables, y la recaudación de dinero en el mercado público para financiar sus actividades.

Su estrategia de exploración demostró ser muy exitosa. A raíz del éxito de la exploración en pozos en Ortega (ya no pertenece a la sociedad) y Puli – 7, Pacific Stratus comenzó la perforación en La Creciente, que resultó ser un descubrimiento de gas natural muy importante.

El éxito de La Creciente fue seguido por otro éxito, en Moriche, así como un mayor éxito el campo de gas de La Creciente. Petro Rubiales comenzó con el descubrimiento de petróleo en el Bloque Rubiales de Colombia en 1982. Aunque la extracción de crudo pesado del bloque fue rentable en el momento, el campo se estudió y tuvo una producción

esporádica entre 1988y 2000. A finales de 2000, Petrolex Energy Corporation reanudó la Producción en 1.300 barriles por día (bbl/d). El campo petrolero de Rubiales se vendió finalmente por Petrolex a Rubiales Holdings Ltd., que siguió para desarrollar y explorar el campo a través de su subsidiaria de propiedad absoluta, Meta Petroleum. La gerencia de Petro Rubiales reconoció que los flujos de efectivo desde el campo Rubiales se podrían ampliar en gran medida a través de una combinación de servicios a pozo, la inversión de capital y de marketing innovador. La producción en Rubiales, aumento a lo largo de 2007, continuó su incremento en PetroRubiales, alcanzando niveles récord a finales de 2007. Estos registros de producción han seguido desde entonces, más recientemente, alcanzando una producción bruta media de 58.000 bbl / d (31 de marzo de 2009).

En julio de 2007, Petro Rubiales llegó a un acuerdo con los propietarios de Rubiales Holdings de vender el 75% de Rubiales Holdings a Consolidated AGX Resources, que inmediatamente cambió su nombre por el de Petro Rubiales Energy Corp. Al mismo tiempo, Petro Rubiales recaudó \$ 421 millones en equidad pública, para financiar la adquisición y proporcionar capital de trabajo. En noviembre de 2007, Petro Rubiales había adquirido el 25% restante de Rubiales Holdings.

Mientras que ambas compañías estaban bien posicionadas y habían entrado a formar parte de empresas mixtas en Colombia, pronto se dieron cuenta que esta era la mejor estrategia de diversificación. Ambas empresas eran fuertes, pero en áreas complementarias: Petro Rubiales en la producción, Pacific Stratus en la exploración. También eran complementarias en recursos: Petro Rubiales en el petróleo pesado, Pacific Stratus del gas natural.

Igual de importante, la combinación de los dos sería una compañía posicionada en finanzas, la producción y el perfil de la exploración podría abrir oportunidades en Colombia que estaban reservadas normalmente a las Grandes Ligas. El 23 de enero de 2008, la fusión de las dos empresas crea Pacific Rubiales Energy Corp., una empresa que es una de las de producción más dinámica, emocionante historia y crecimiento en América Latina. La compañía agregó a sus recursos y potencial de producción mediante la adquisición de Kappa Energy Holdings de EE.UU. \$ 168 millones en el otoño de 2008 y ha sido capaz de tomar ventaja de su mayor tamaño para obtener oportunidades, como la

concesión en 2008 de las propiedades en dos licitaciones de Colombia, que no habría tenido a su disposición antes de la combinación.

1.2. UBICACIÓN GEOGRAFICA.

El campo rubiales está ubicado en:

- Departamento del Meta
- 167 Km. Al Sur Este desde Puerto Gaitán
- 465 km desde Bogotá D.C.
- Total área 56.900 Hectáreas.

Figura. 1. Ubicación geográfica del campo rubiales.



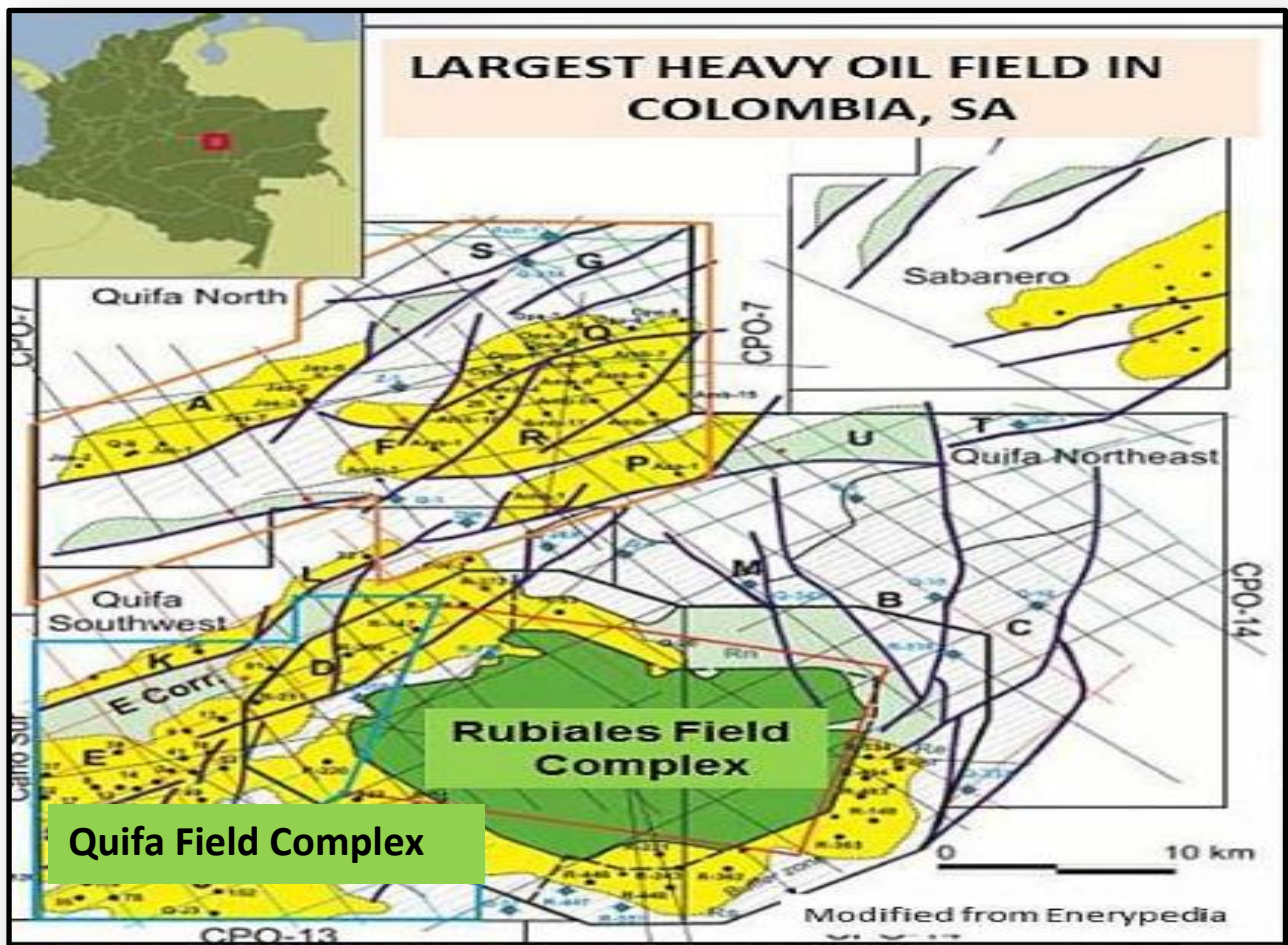
Fuente. Instituto Nacional de Vías.

El Campo Rubiales localizado en el sureste de la Cuenca de los Llanos Orientales es uno de los campos con mayores reservas de crudo pesado en Colombia (12º API). El

yacimiento lo constituyen las areniscas de la parte inferior de la Formación Carbonera depositadas en un ambiente predominantemente fluvial de edad Eoceno Tardío-Oligoceno Temprano, sobre algunos sedimentos Paleógenos y Neógenos descansando sobre rocas Precámbricas y Paleozoicas del Escudo de la Guyana.

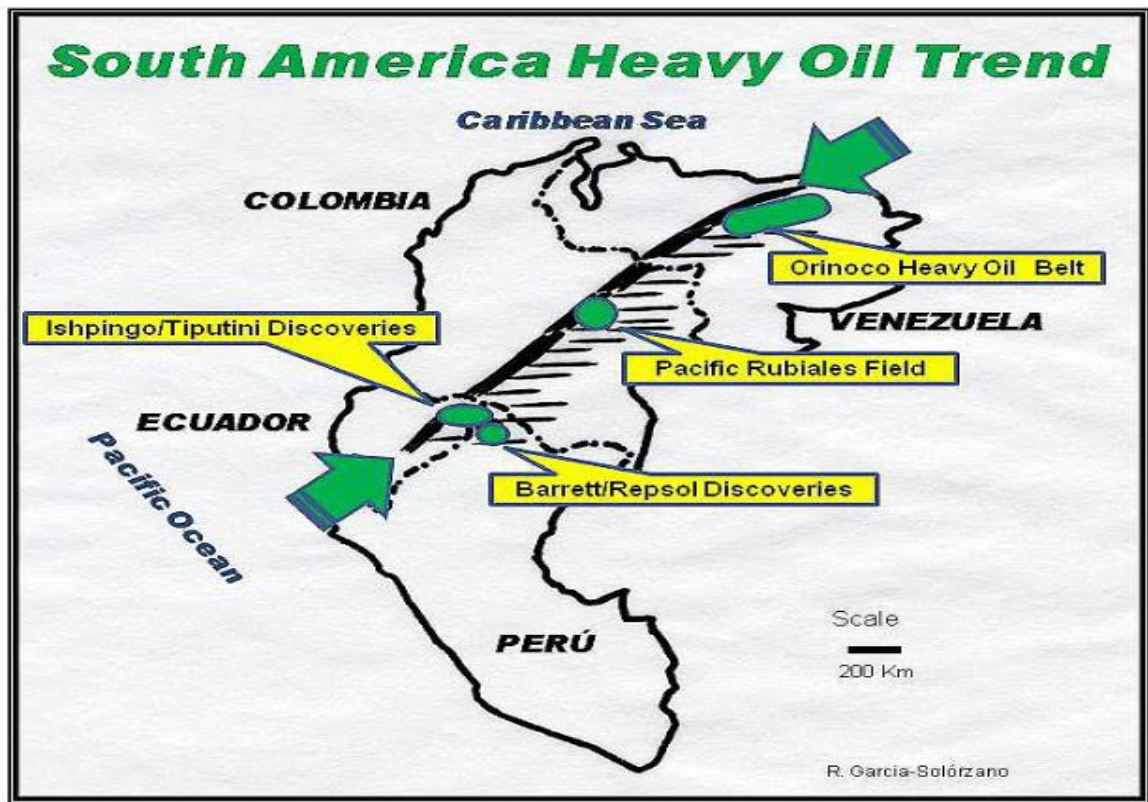
http://archives.datapages.com/data/meta/colombia_acggp/simp10/yohaney_gomez_firstpa_ge.pdf

Figura. 2. Mapa del campo Rubiales y Quifa.



<http://www.nejasayoil.com/2012/08/el-campo-de-petroleo-pesado-mas-exitoso.html>

Figura. 3. Faja de petroleos pesados.



Fuente: <http://www.nejasayoil.com/2010/08/petroleos-pesados-sur-america-venezuela.html>

El tren de aceites pesados de Colombia es el mismo que se encuentra en la faja de petróleos pesados de Venezuela y que sigue hacia el sur pasando por Colombia, Ecuador y culminando en Perú

1.3 PROCESO DE ELECTRIFICACION DEL CAMPO RUBIALES.

1.3.1 Antecedentes. Para el segundo semestre del año 2.007 se toma como objetivo corporativo por parte de la Vicepresidencia de Proyectos de Pacific Rubiales Energy Corp, contratar los servicios de desarrollo de ingeniera básica de redes eléctricas a nivel de 34,5kV que se construirían, inicialmente se concibió electrificar el siguiente grupo de locaciones donde se ubicaba gran parte de la producción.

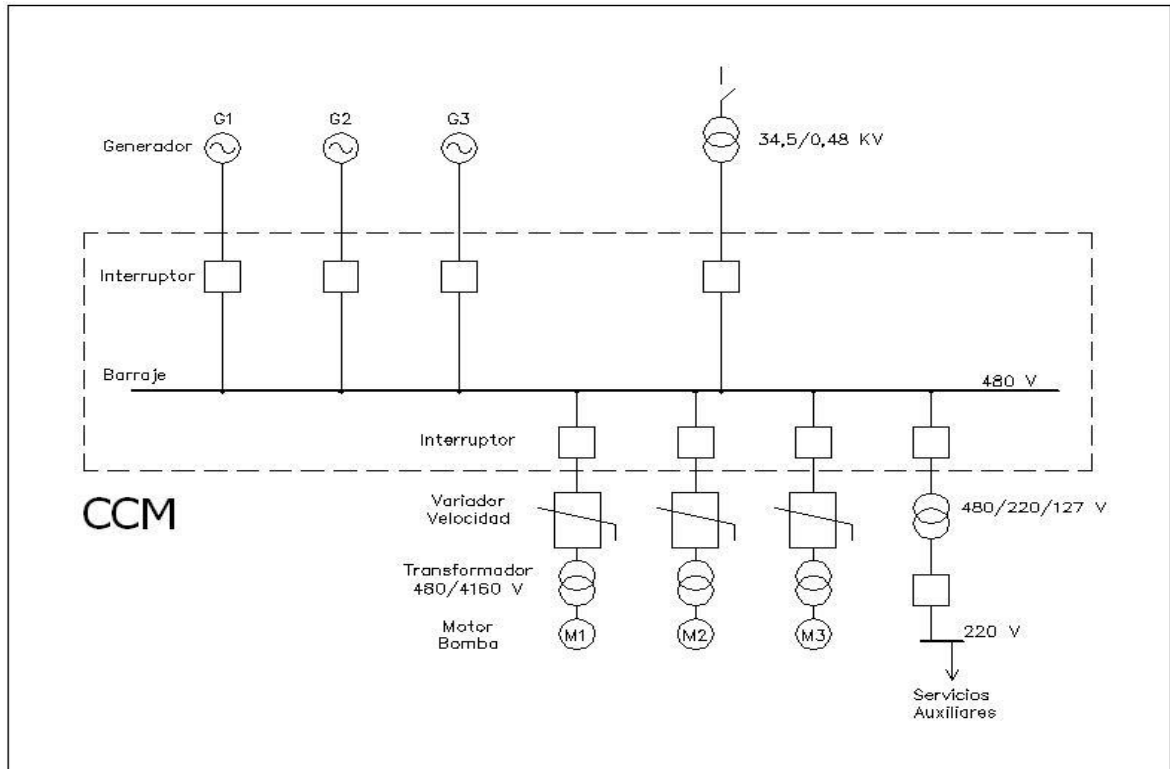
Tabla 1. Inventario inicial de Locaciones a electrificar.

ITEM	LOCACIÓN	No Unidades X Capacidad (kW)
1	· Clúster 54	4 X 280
2	· Pozo RB -40	1 X 60
3	· Arrayanes	1 X 300 + 1 X 275
4	· Clúster 38	4 X 275
5	· Pozo RB-12 (Batería 3)	1 X 80
6	· Clúster 30	2 X 275 + 2 X 300
7	· Clúster 41	1 X 60
8	· Clúster 47	4 X 275
9	· Clúster 33	1 X 60
10	· Clúster 37	1 X 60
11	· Clúster 27	1 X 60
12	· Clúster 25	1 X 275
13	· Batería 1	2 X 275
14	· Pozo RB -23	1 X 150
15	· Pozo RB - 24	1 X 125
16	· Batería 2	2 X 500
17	· CPF	4 x 275 + 2 x 280 + 1 x 300
18	· Clúster 19	1 x 275
19	· Pozo RB -10	1 x 80

Fuente: Ingeniería Básica y de Detalle Electrificación en Media. CAMPO RUBIALES - Octubre 8 de 2.007.

1.3.2 Configuración Típica de respaldo de la Red. Dado que la producción en campo se inició con generación distribuida, esto es, generadores estáticos de combustión interna a diesel, en cada locación, se hizo necesario concebir un sistema de sincronismo entre la generación existente y la nueva red de distribución eléctrica con el objeto de dar un respaldo a la producción en caso de alguna falla prolongado del sistema de distribución.

Figura. 4. Unifilar electrico tipico en un Cluster de pozos.

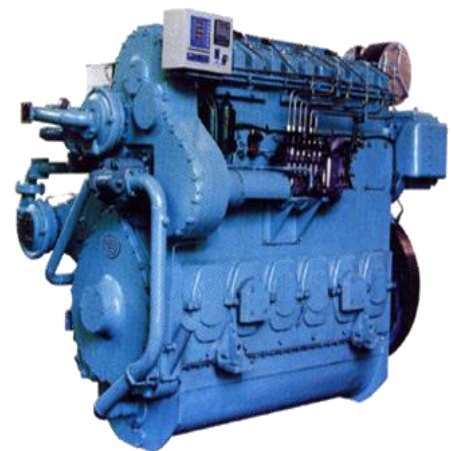


Fuente: Ingeniería Básica y de Detalle Electrificación en Media. CAMPO RUBIALES - Octubre 8 de 2.007.

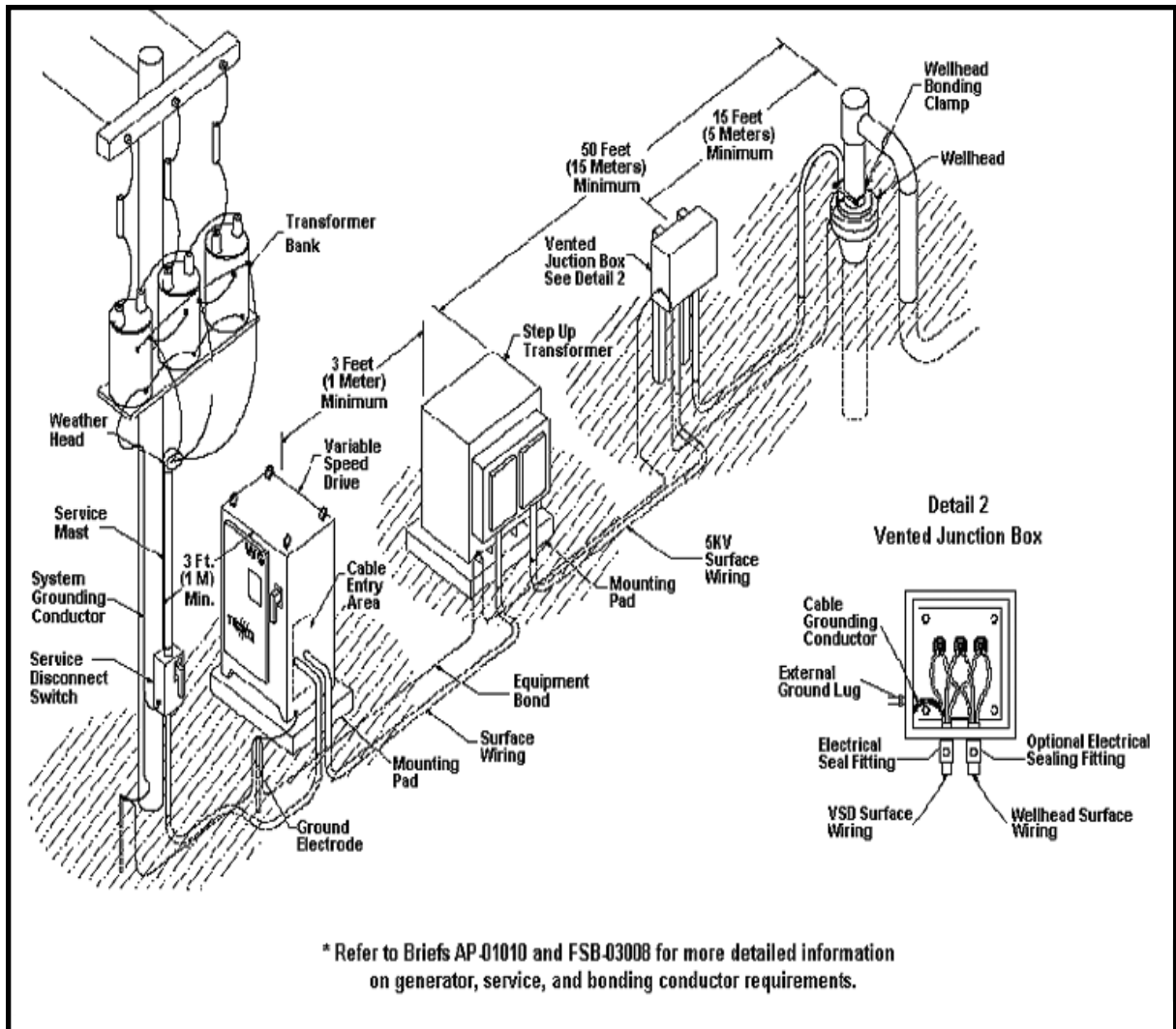
Los generadores estáticos que se cuenta como respaldo a la red en caso de una falla mayor del sistema, son equipos cuya capacidad de potencia de generación, oscila desde los 275kW hasta los 600kW.

La demanda de combustible incrementa notablemente los costos de operación, por tal motivo es muy importante la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico de distribución, para evitar al máximo la operación continua de los generadores de respaldo.

Figura.5 Generador Reciprocante



**Figura. 6. Esquema electrico tipico en un Cluster de pozos.
(sin respaldo de plantas de generacion)**



Fuente:Manual de Operación y Mantenimiento Variadores Wood Group Vector IV. 2010.

1.3.3 Plan de Electrificación Masiva. Durante los próximos años desde el 2.008, hasta el 2012, se realizaron varias campañas de electrificación rural en campo rubiales, llevando el sistema desde unos iniciales 20km de red construida hasta 190km que actualmente llevan la energía desde la central de generación térmica centralizada hasta cada una de las cargas.

1.3.4 Estructuras de la Red. De acuerdo con las condiciones topográficas del campo Rubiales, las condiciones de ingeniería y normatividad se selecciona una gama de estructuras a utilizar en los diseños y posterior construcción y montaje de las línea de 34.5kV que conformarán la red de electrificación a media tensión de Pozos y Clúster del Campo Rubiales.

1.3.5 Criterios para la Selección. Para realizar la selección de estructuras se deben tener en cuenta las condiciones particulares del terreno, las condiciones requeridas de diseño de líneas y la normatividad existente del Sector Eléctrico. A continuación se explican estos criterios de selección.

Debido a que la electrificación del Campo será a 34.5 kV, el tipo de estructuras que se deben implementar deben provenir de la Normatividad del Sector Eléctrico a ese nivel de voltaje. Para este estudio se considerarán las estructuras IPSE pues su normatividad proviene de una amplia experiencia del sector eléctrico en la construcción y montaje de líneas de distribución en sitios anteriormente denominados territorios nacionales.

1.3.5.1. Naturaleza del Terreno. El Campo Rubiales está ubicado en terreno ondulado combinado con algunos sectores planos. La topografía permite ubicar estructuras en zonas altas de ese terreno (cima de colinas) ofreciendo la ventaja de poder trabajar con una gama de vanos que pueden ir desde vanos cortos del orden de 50-100 m a vanos de 300-400 m. De acuerdo con lo anterior se puede establecer que las estructuras requeridas deben ser apropiadas para el sector rural en terreno plano y ondulado.

1.3.5.2. Vegetación. La vegetación del Campo Rubiales y Quifa se compone principalmente de pastos y de zonas de morichales. Las restricciones ambientales exigen evitar los morichales, pero no hay restricciones de propiedad privada diferente a Metapetroleum. La única excepción para el paso de morichales es si estos se encuentran encañonados y la flecha del vano de la línea está suficientemente alta. De acuerdo con lo anterior el tipo de estructura aplicable es la IPSE, sector rural.

1.3.5.3. Características técnicas de estructuras. Las características principales que deben tener las estructuras para las líneas de electrificación del Campo Rubiales son las siguientes:

- Utilizables para el nivel de voltaje de 34.5 kV.
- Normalización IPSE.
- Apropriadas para el sector rural, terreno plano y ondulado.
- Sin limitaciones de servidumbres.
- Que soporten conductores ACSR entre 4/0 AWG a 266 kCM.
- Con alturas totales entre 14 m a 18 m.
- Configuración en H.
- Autosoportadas.
- Conformadas por postes de concreto con crucetas metálicas.

Con base en lo anterior y de acuerdo con la normatividad, se recomiendan las siguientes estructuras tipo IPSE autosoportadas:

Para suspensiones

SH – 225

SH – 226

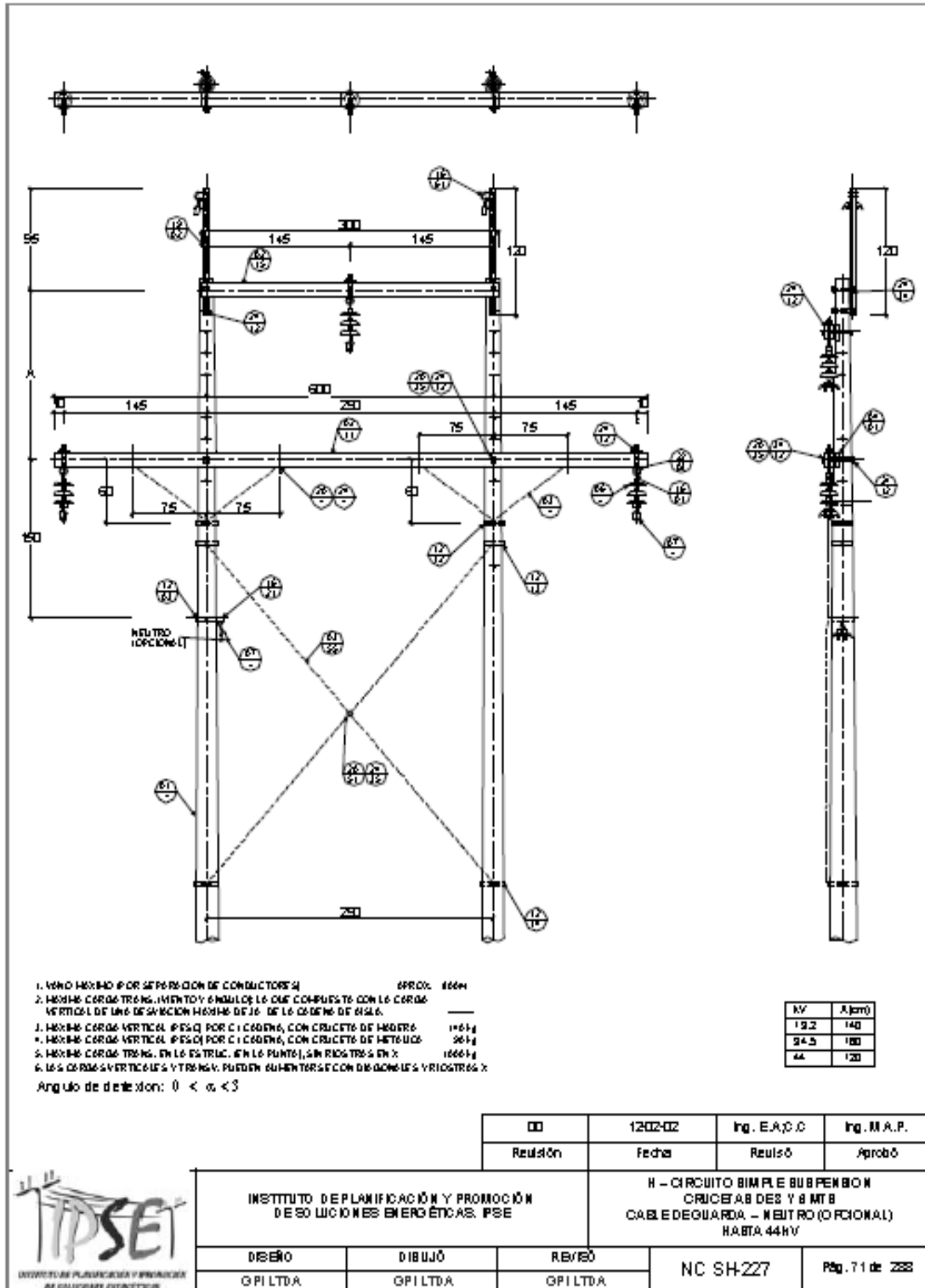
SH – 227

SH – 228

Para retenciones

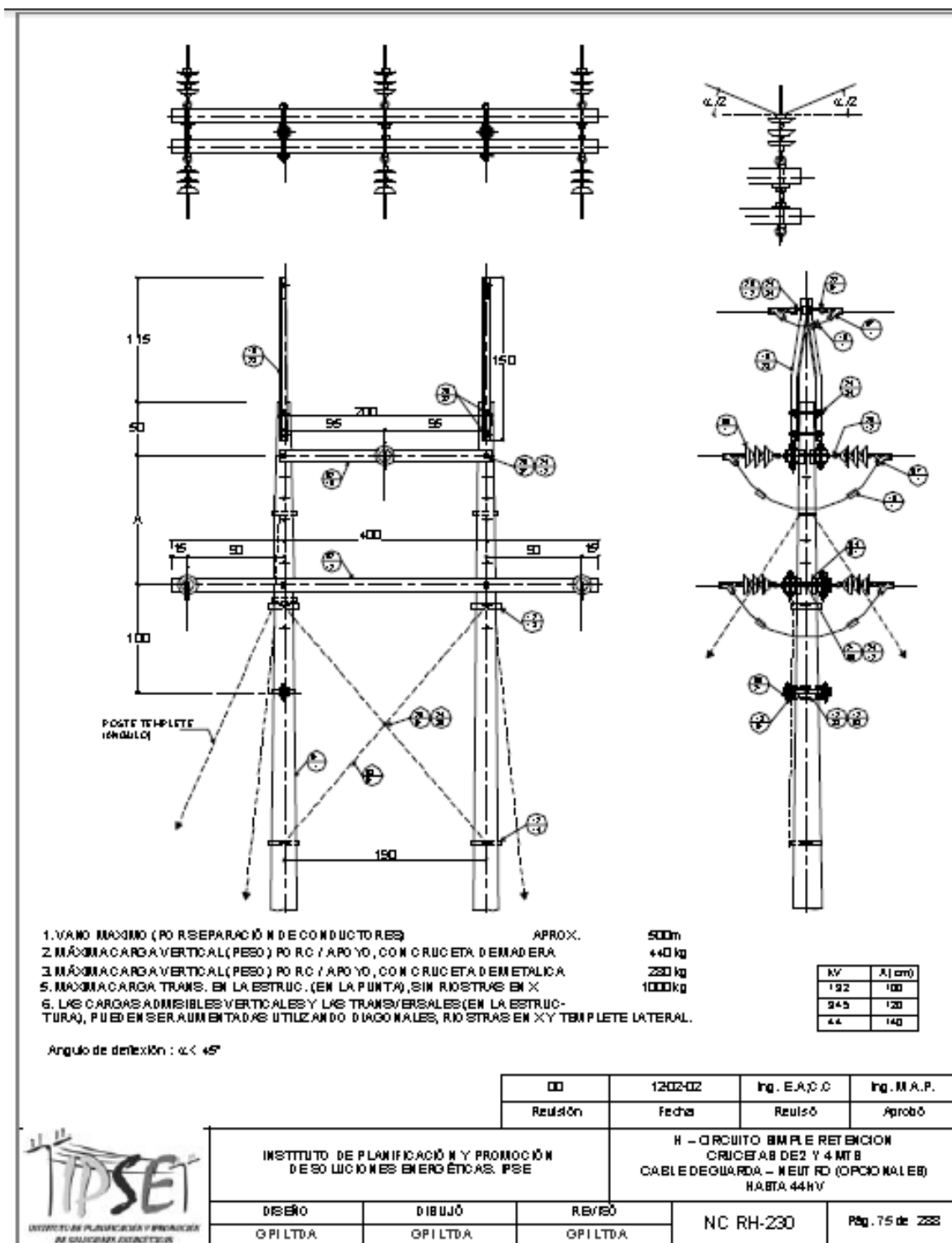
RH – 230

Figura. 9. Estructura típica SH -227



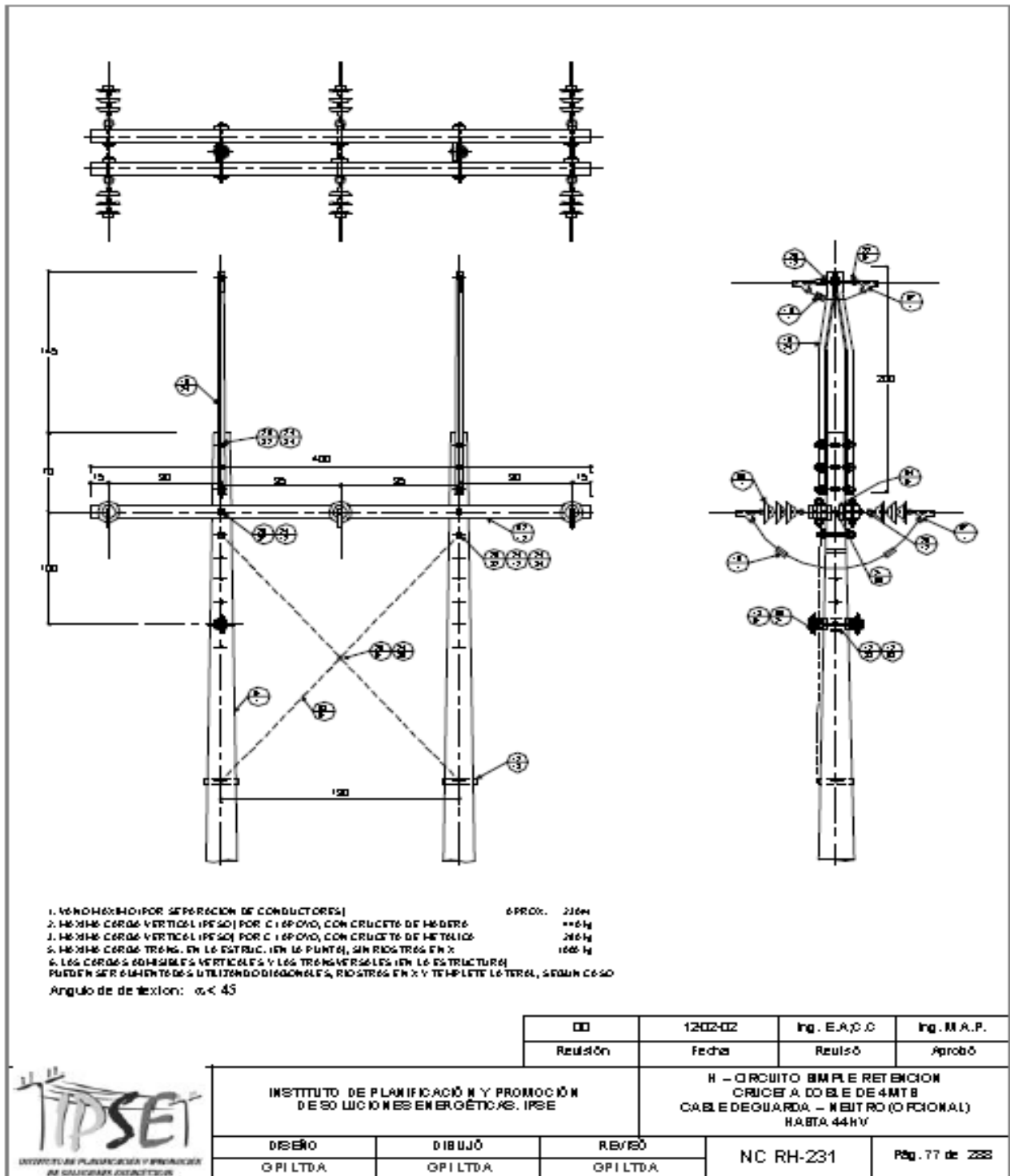
Fuente: Normas IPSE

Figura. 11. Estructura típica RH -230



Fuente: Normas IPSE

Figura.12. Estructura típica RH -231

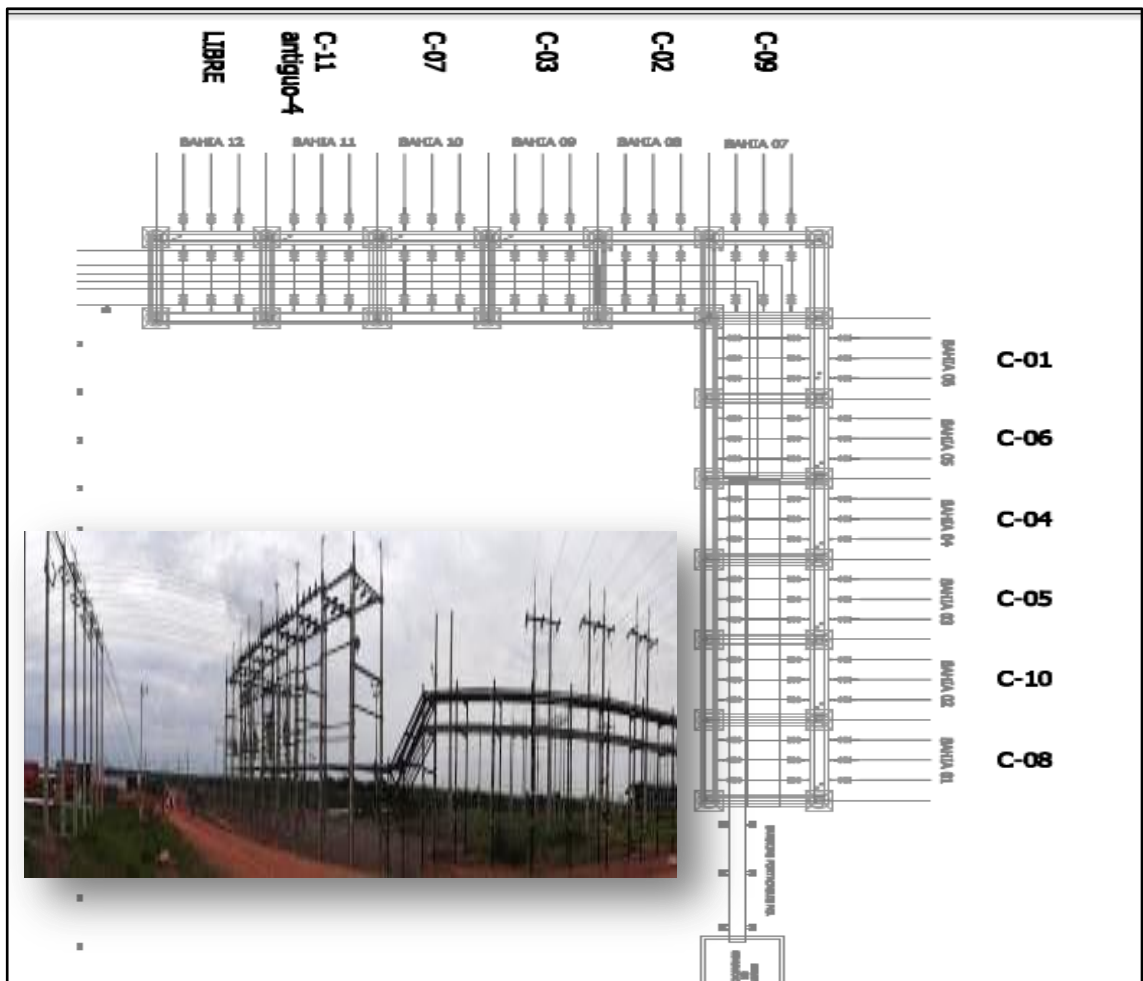


Fuente: Normas IPSE

1.3.6 Pórtico de salida principal. Para la salida de la energía desde la planta térmica de generación centralizada se construyó un pórtico con posteria de 18m, donde se cuenta con equipos de seccionamiento, pararrayos, crucetas metálicas y reconectores.

El principal objeto de este pórtico es la protección de los circuitos eléctricos desde su arranque y tener concentrada la operación y maniobrabilidad del sistema.

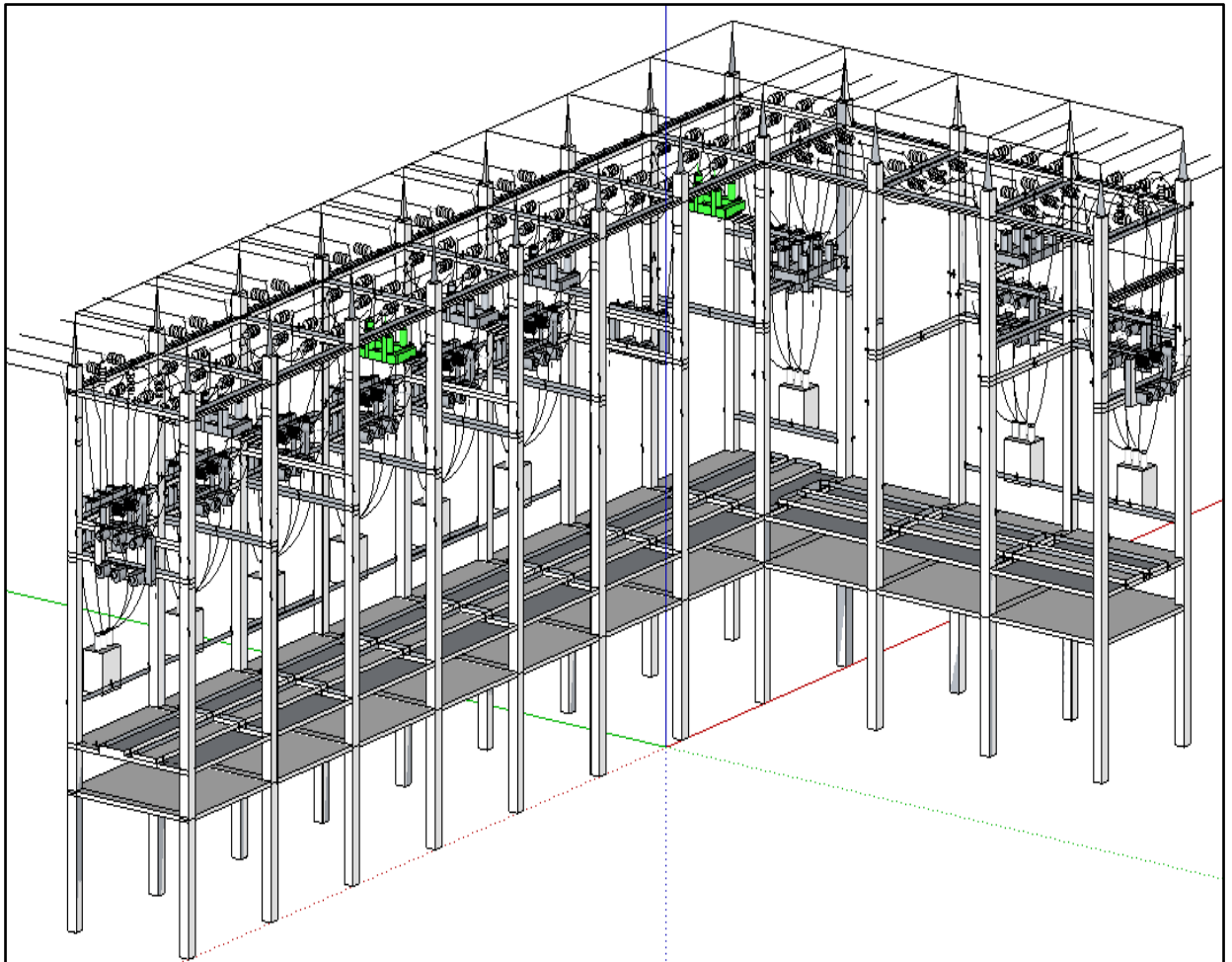
Figura. 13. Distribucion de los circuitos en el portico de salida.



Fuente: Ingeniería Básica y de Detalle Electrificación en Media. CAMPO RUBIALES - Octubre 8 de 2.007.

1.3.7 Equipos de protección de la red. En el pódico de salida principal se cuenta con los reconectadores, equipos que son programables, con el fin de proteger las redes contra fallas de corto eléctrico entre las fases o fase- tierra. De igual manera los reconectadores son elementos muy importantes dentro del sistema coordinado de protecciones eléctricas.

Figura. 14. Distribucion de los Reconectadores en el portico principal.



Fuente: Ingeniería Básica y de Detalle Electrificación en Media. CAMPO RUBIALES - Octubre 8 de 2.007.

1.3.8 Topología de la Red de 34,5kV. Las redes de distribución para campo rubiales se construyeron en un sistema radial, partiendo de una zona central de generación térmica cuyo combustible es el crudo rubiales mezclado con diesel en una proporción 90% a 10%, respectivamente.

Las redes son construidas en cable conductores ACSR 266 kCM. Con las siguientes capacidades de corriente entre **393A a 401A**, siendo muy apropiados para la construcción de redes de distribución eléctrica dada su gran capacidad de tracción y alta carga de rotura, son fabricados con un recubrimiento en zinc para crear una alta resistencia a la corrosión.

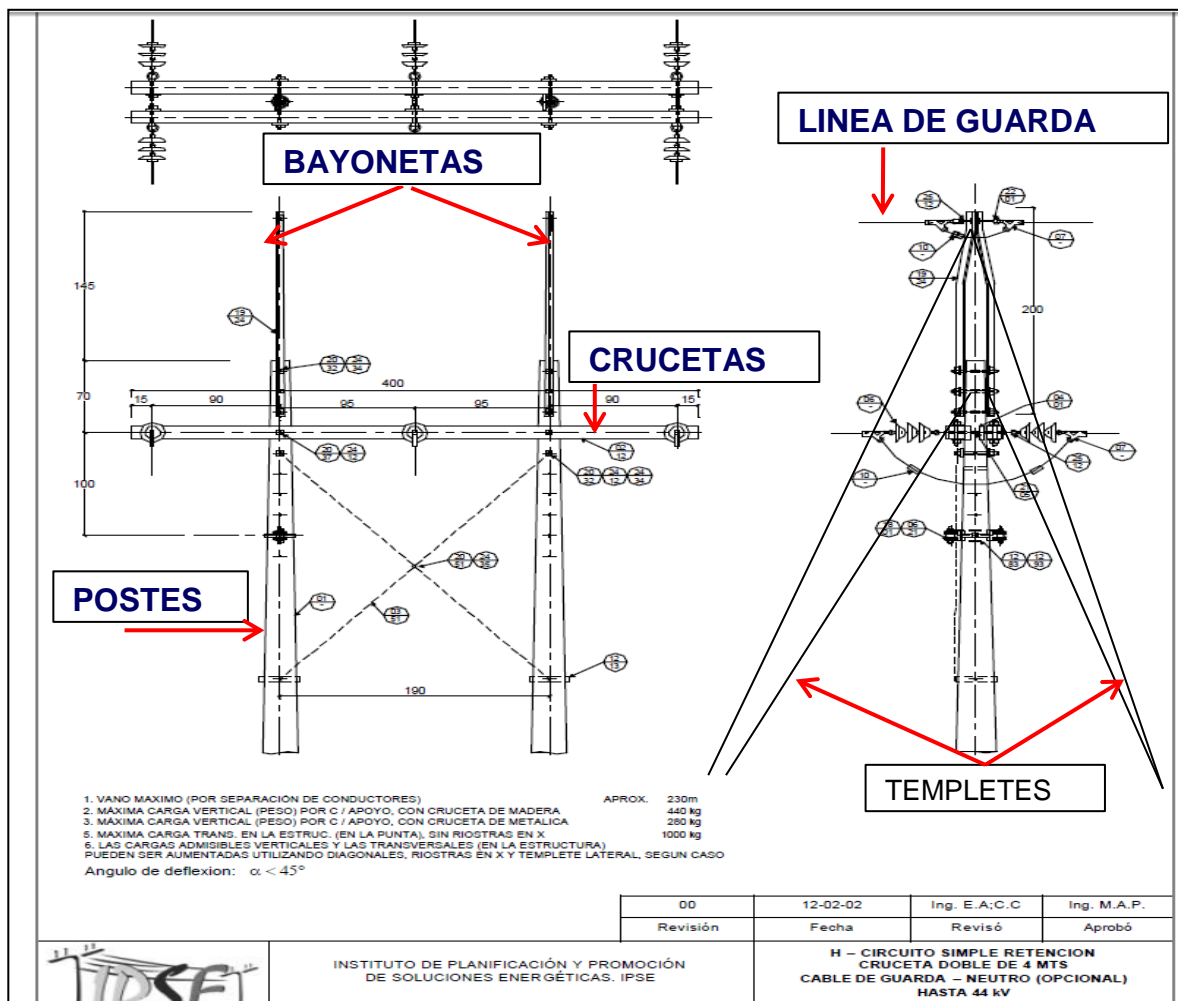
Tabla 2. Características de cables desnudos para redes electricas.

Conductores ACSR/GA (Sistema métrico de unidades)															
CALIBRE * AWG o [mm]	CÓDIGO	Nº. HILOS		DIÁMETRO HILO (mm)		ÁREA (mm²)		DIÁMETRO CONDUCTOR (mm)	PESO CONDUCTOR APROX (kg/km)	RESISTENCIA ELÉCTRICA DC a 20°C * (ohm/km)	CARGA A ROTURA (kg)	CAPACIDAD DE CORRIENTE * (A)	RADIO MEDIO GEOMÉTRICO (mm)	REACTANCIA INDUCTIVA * (Ohm/km)	REACTANCIA CAPACITIVA * (pF/km-km)
		ALUMINIO	ACERO	ALUMINIO	ACERO	ALUMINIO	ACERO								
2/0	QUAIL	6	1	3.784	3.784	67.48	11.24	11.35	272.7	0.413	2403	243	3.66	0.3335	0.1900
134.6 HS	LEGHORN	12	7	2.691	2.691	68.25	39.78	13.45	500.0	0.389	6183	236	5.22	0.3067	0.1819
159 HS	GUINEA	12	7	2.924	2.924	80.58	47.00	14.62	590.6	0.329	7277	255	5.67	0.3004	0.1779
3/0	PIGEON	6	1	4.248	4.248	85.04	14.17	12.74	343.7	0.328	3000	277	4.10	0.3248	0.1845
176.9 HS	DOTTEREL	12	7	3.084	3.084	89.64	52.29	15.42	657.0	0.296	7860	268	5.98	0.2964	0.1754
190.8 HS	DORKING	12	7	3.203	3.203	96.69	56.40	16.02	708.7	0.275	8478	278	6.21	0.2935	0.1736
203.2 HS	BRAHMA	16	19	2.863	2.863	103.0	91.93	18.14	1005	0.247	12932	278	7.36	0.2807	0.1677
211.3 HS	COCHIN	12	7	3.371	3.371	107.1	62.47	16.86	784.9	0.248	9391	291	6.54	0.2897	0.1712
4/0	PENGIN	4	1	4.270	4.270	107.2	17.88	14.31	433.6	0.240	3284	314	4.41	0.3167	0.1780
266.8	WAXWING	18	1	3.093	3.093	135.2	7.509	15.46	431.6	0.211	3122	393	6.00	0.2962	0.1753
266.8	PARTRIDGE	26	7	2.574	2.002	135.3	22.04	16.30	547.2	0.208	5126	401	6.42	0.2888	0.1727
300	OSTRICH	28	7	2.729	2.121	152.1	24.73	17.28	614.8	0.185	5757	432	7.02	0.2844	0.1700
336.4	WIDGEON	18	1	3.473	3.473	170.5	9.473	17.37	544.2	0.167	3937	455	6.74	0.2874	0.1697
336.4	LINNET	26	7	2.890	2.244	170.6	27.73	18.30	689.5	0.165	6400	464	7.43	0.2800	0.1672
336.4	ORIOLE	30	7	2.690	2.690	170.5	39.78	18.83	784.6	0.164	7983	469	7.78	0.2766	0.1659
397.5	CHICADEE	18	1	3.775	3.775	201.5	11.19	18.88	642.9	0.141	4509	505	7.32	0.2811	0.1658
397.5	BRAINT	24	7	3.269	2.180	201.4	26.13	19.62	762.6	0.141	6643	512	7.88	0.2756	0.1639
397.5	IBIS	26	7	3.141	2.441	201.5	32.76	19.89	814.5	0.140	7398	515	8.07	0.2738	0.1633
397.5	LARK	30	7	2.924	2.924	201.4	47.00	20.47	927.1	0.139	9249	521	8.45	0.2703	0.1619
477	PELICAN	18	1	4.135	4.135	241.7	13.44	20.68	771.5	0.118	6332	566	8.02	0.2743	0.1614
477	FLICKER	24	7	3.581	2.388	241.7	31.35	21.49	915.1	0.117	7801	573	8.63	0.2688	0.1596
477	HAWK	26	7	3.441	2.675	241.8	39.34	21.79	977.7	0.117	8882	577	8.85	0.2669	0.1589
477	HEN	30	7	3.203	3.203	241.7	56.40	22.42	1112	0.116	10798	584	9.26	0.2634	0.1575
556.5	OSPREY	18	1	4.467	4.467	282.1	15.66	22.33	900.2	0.101	6221	623	8.67	0.2684	0.1577
556.5	PARAKEET	24	7	3.868	2.579	282.0	36.57	23.21	1068	0.100	9008	631	9.32	0.2630	0.1559
556.5	DOVE	26	7	3.717	2.891	282.1	45.95	23.54	1141	0.0999	10277	635	9.56	0.2611	0.1552
556.5	EAGLE	30	7	3.460	3.460	282.1	65.82	24.22	1298	0.0991	12600	643	10.00	0.2576	0.1539
605	PEACOCK	24	7	4.033	2.690	306.6	39.78	24.20	1161	0.0924	9796	665	9.72	0.2598	0.1539
605	SQUAB	26	7	3.875	3.013	306.6	49.91	24.54	1240	0.0919	11066	669	9.96	0.2579	0.1532
605	WOOD-DUCK	30	7	3.608	3.608	306.7	71.53	25.25	1411	0.0912	13106	677	10.43	0.2545	0.1518

Fuente:Catalogo Cables Desnudos – ACSR Conductors. pag.24 Centelsa S.A

La configuración típica de los circuitos de la redes son en estructuras tipo IPSE, sobre posteria de concreto, crucetas metálicas, templetes directos a tierra necesarios para contrarrestar los esfuerzos mecánicos de la tensión que ejercen los cables, en cuanto a la protección contra descargas atmosféricas se cuenta con una línea continua a través de todo el recorrido de los circuitos, llamada Línea de Guarda y una línea en fibra óptica para el enlace futuro con un sistema SCADA.

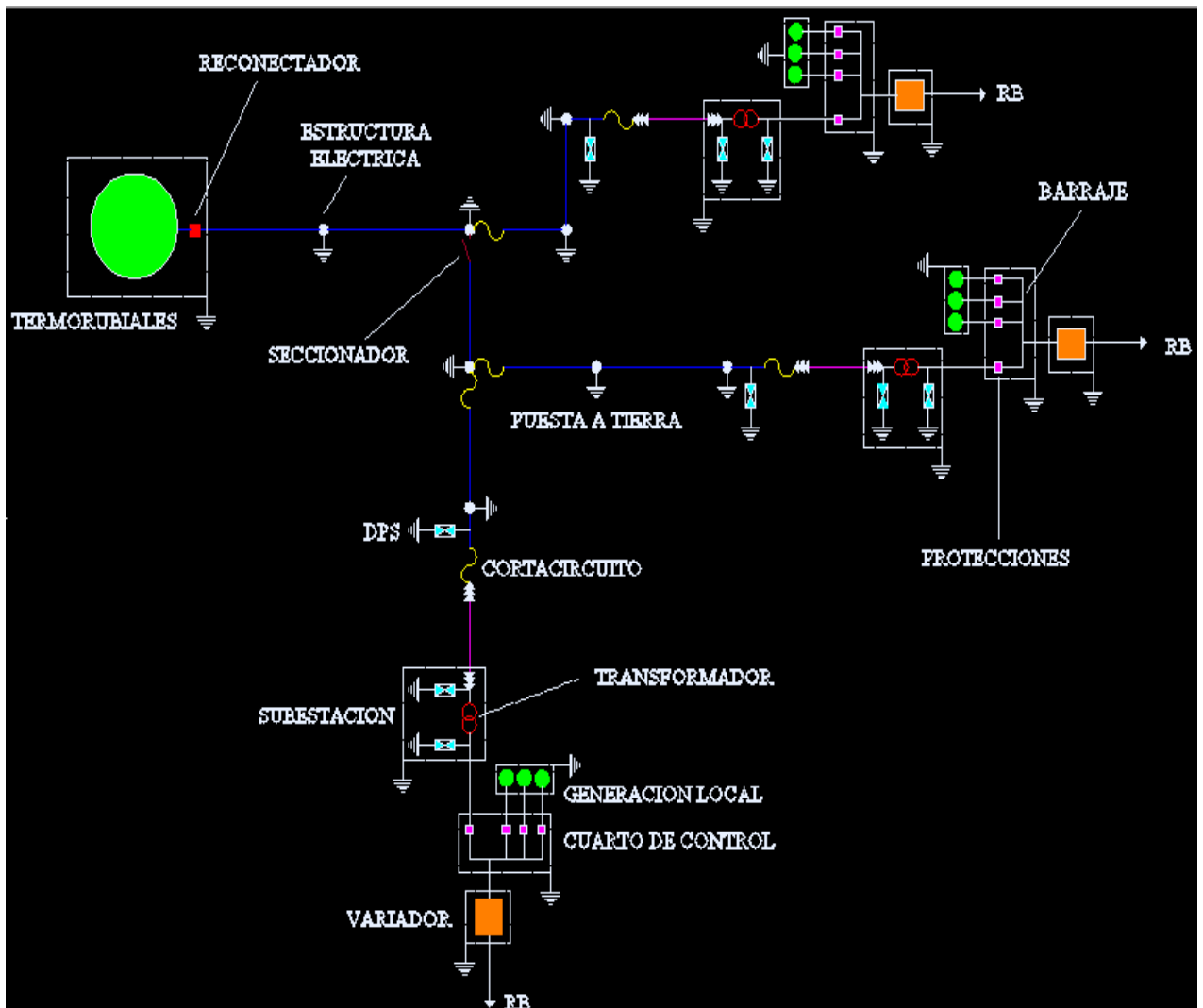
Figura. 15. Estructura típica y sus componentes principales.



Fuente: Normas IPSE. Cap. Construcción. Vol. 1. Año 2.008

Los componentes principales de un circuito son desde la central térmica, esta conformado por: reconectador, seccionamiento, corta circuitos, dps o pararrayos, acometida de alta tensión (XLPE), transformador de potencia y acometida eléctrica de baja tensión hasta el cuarto eléctrico de control.

Figura. 16. Unifilar típico de un circuito y componentes.



Fuente: Informes internos supervisión eléctrica. Año 2.009.

Las principales características de estos equipos son:

- **Reconectores.** Equipos de maniobra, cuya principal función es proteger la fuente de generación contra eventos que se presenten aguas abajo de los mismos, tales como fallas a tierra, fallas entre fases, sobrecargas debido a descargas atmosféricas, adicionalmente cuentan con un gran cantidad de parámetros que permiten realizar una programación de protección eléctrica, ya sean estas por sobre-corrientes, ausencia de tensión o variaciones en la frecuencia. Estas herramientas se vuelven muy útiles durante los desarrollos de programas para protecciones eléctricas.

Figura. 17. Principales características del Reconectores.

Serie N – Especificación Técnica

- Voltaje de Sistema: 15,5 / 27 / 38 kV
- Capacidad de falla: 12,5 kA / 16 kA (Sólo N38)
- Nivel de Aislamiento: 125 / 150 / 170 kV
- Corriente Nominal: 400 / 630 / 800 A
- Rango de Temperatura: -40 to 50°C
- Acero Inoxidable Grado 316
- 3 CTs incorporados
- 6 CVTs moldeados en cada bushing
- Interrupción – VACÍO
- Aislamiento – Gas SF6
- Monitoreo de presión del gas SF6 y Lockout



Schneider Electric – Francisco Perdomo – 08/03/2010

Schneider
Electric

Cortesía: Schneider Electric S.A - Colombia.

- **Seccionadores tipo cuchilla.** Son equipos de manipulación de las redes para realizar corte visible, aislar eléctricamente tramos de red donde se vaya realizar algún tipo de trabajo de mantenimiento o expansión del sistema (nuevos ramales eléctricos). Se deben operar en vacío mediante pértiga y esta diseñadas con mecanismo de enganche tipo trinquete, tensión máxima de operación 38kV, BIL de 150V. El aislamiento está fabricado en porcelana con distancia de fuga de 609mm, contactos en cobre o bronce y herrajes de acero galvanizado o en acero inoxidable.

Características Generales:

- Tensión nominal de 17,5kV, 24kV y 36kV.
- Corrientes nominales para 630 amperios.
- Corrientes asimétricas de corto circuito de 12,5kA, 16kA y 20kA.

Figura. 18. Seccionador monopolar de operación sin carga para uso exterior.



- **Corta-Circuitos monopolares.** Los cortacircuitos intercambiables tipo expulsión, fabricados por Celsa S.A, son diseñados y fabricados de acuerdo a lo establecido en las normas internacionales ANSI C37.40, ANSI C37.41, ANSI C7.42 y las normas nacionales NTC 2132 y NTC 2133. Son apropiados para proteger las redes de distribución de energía por sobre-corrientes y sobrecargas.

Certificados por el CIDET con certificados N°s 00214 y 01193 y certificados por ICONTEC bajo la norma NTC 2133.

Figura. 19. Corta-circuito.




Características Generales:

- Tensión nominal de 15kV, 27kV y 38kV.
- Corrientes nominales para 100 y 200 amperios.
- Corrientes asimétricas de corto circuito de 8kA, 12kA, 16kA y 20kA.
- Aisladores en porcelana o poliméricos.
- Con contacto superior con resortes en acero inoxidable que garantiza una buena presión de contacto.
- Herraje de sujeción tipo B según norma ANSI C37.41, galvanizados en caliente.

- **DPS o Pararrayos de media tensión Poliméricos.** Elementos que se instalan fase-tierra, cuya principal función es atenuar las ondas pico de tensión que generan las descargas atmosféricas durante las tormentas, evitando que se presenten altos niveles de sobre-tensiones que pueden afectar los equipos o instrumentos.

Figura. 20. DPS o Pararrayos de media tension Polimericos.



Insulation data, dimensions and weight for POLIM-D					
RATING	Creepage Distance	Recommended Clearances (4)		Height H	Weight
		S min	T min		
kV	mm	mm	mm	mm	kg
3	153	73	100	144	<0.8
6	153	96	121	144	<0.8
9	306	118	143	191	<1.2
10	306	127	154	191	<1.2
12	306	140	165	191	<1.2
15	460	184	208	239	<1.6
18	460	207	230	239	<1.6
21	460	229	251	239	<1.6
27	610	274	295	286	<2.2
30	610	296	316	286	<2.2

(4) National and local requirements have priority and may be used

- **Transformadores de Potencia.** Equipo estático que mediante el cambio de nivel de tensión de alta a baja, permite la transferencia de potencia a nivel de voltaje seguro para la energización de las cargas. Este es uno de los equipos críticos del sistema de potencia. Para nuestro caso las potencias estandarizadas son las siguientes:

Transformador Trifásico Inmerso en Aceite **1.000kVA**; 34.5kV+/- 2x2.5% 480/277V, k=12.

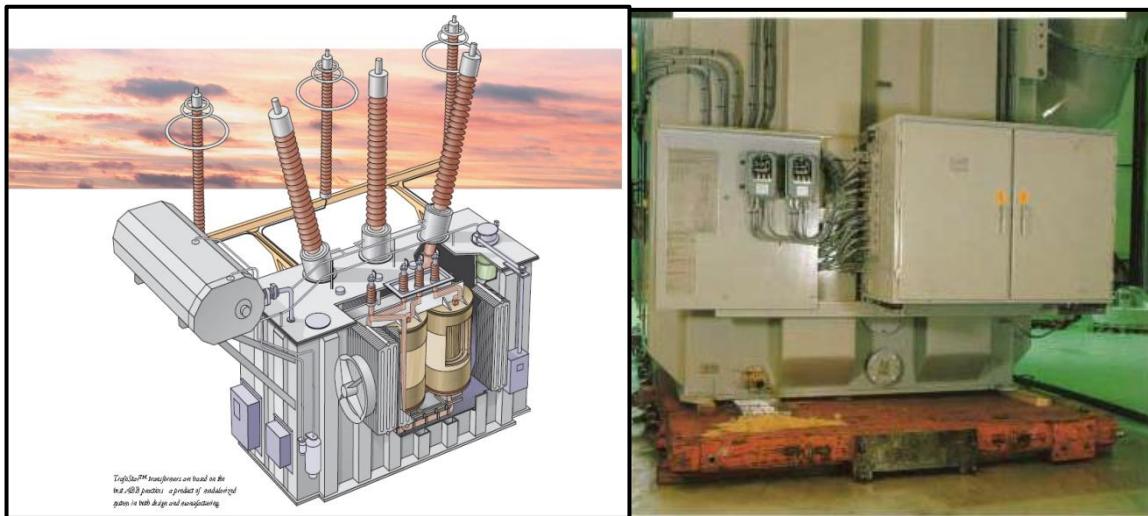
Transformador Trifásico Inmerso en Aceite **1.250kVA**; 34.5kV+/- 2x2.5% 480/277V, k=12.

Transformador Trifásico Inmerso en Aceite **1.600kVA**; 34.5kV+/- 2x2.5% 4160/2400V, k=12.

Transformador Trifásico Inmerso en Aceite **1.600kVA**; 34.5kV+/- 2x2.5% 480/277V, k=12.

Transformador Trifásico Inmerso en Aceite **5.000kVA**; 34.5kV+/- 2x2.5% 480/277V, k=12.

Figura. 21. Transformador de Potencia.



Cortesía: Siemens S.A - Bogota - Colombia.

1.3.9 Estado actual de la redes del Sistema 34,5kV en campo rubiales. En la actualidad el sistema de distribución de potencia está compuesto por las siguientes cantidades de redes, estructuras, subestaciones de variadas potencias, equipos de seccionamiento (reconectores) y la proyección que se tiene a mediano plazo.

Tabla 3. Inventario de los componentes del Sistema de Distribución a 34,5kV de Campo Rubiales.

Inventario Redes eléctricas.		
Descripción.	Actual.	+Proyecc
Bahía de salida circuitos a 34.5KV	14	16
Reconectores	20	31
Seccionadores Tripolares	50	40
Juego Seccionadores Monopolares	100	50
Corta Circuito	380	140
Estructura Doble RH-231 (IPSE)	110	60

Estructura RH-231 (IPSE)	270	80
Estructura SH-226 (IPSE)	330	120
Postes 14 m X 1350 Kg	1.900	320
Postes 16 y 18 m X 1750 Kg	40	20
Conductor ACSR AWG 336,4 Kcmil	80.000	27.000
Conductor ACSR AWG 226,4 Kcmil	380.000	120.000
Acometidas de equipos en MT (XLPE)	300	54
Acometidas de equipos en BT	1.840	80
Transformadores	215	25
CCMs Cluster y RB	230	20
CCMs CPF1	10	0
CCMs CPF2	9	1
CCMs PADs	6	1
CCMs Otros periféricos	5	2
Cajas de Halado	1.496	400
Luminarias AP	2.500	300
UPS	180	5

Fuente:Informe Gerencial. Julio 2013.

2. CONCEPTOS BÁSICOS DE GERENCIA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

2.1 ¿QUÉ ES MANTENIMIENTO PREVENTIVO?

2.1.1 Definición. La finalidad del mantenimiento preventivo es: encontrar y corregir los problemas menores antes de que estos provoquen fallas de las máquinas y equipos, utilizando para ello una serie de datos sobre los distintos sistemas y sub-sistemas e incluso partes. “El objetivo del mantenimiento es asegurarse que los activos físicos, continúe desempeñando lo que los usuarios deseen que haga, lo que los usuarios desean que haga el activo, puede definirse a través de un estándar mínimo de funcionamiento”¹. Este concepto aclara que lo importante es realmente lo que el usuario desea, el proceso o las áreas de producción requieren. Para esto se debe conocer el contexto operaciones del cual hace parte el activo a mantener, su régimen de trabajo y las variables que lo pueden afectar o reducir su capacidad de desempeño, teniendo siempre en cuenta que el impacto que la intervención pueda generar sea menor en costo que el de la misma falla del componente o sistema.

2.1.2 Implementación. Para la implementación de este tipo de mantenimiento es necesario hacer un plan de seguimiento por sistema y se diseña indicando el tipo de técnica² a emplear y las frecuencias calendario o tiempo (horas, # de veces) de uso del equipo, para realizar cambios de sub-ensambles, cambio de partes, reparaciones, ajustes, cambios de aceite y lubricantes, etc., a maquinaria, equipos e instalaciones y que se consideran importantes a intervenir para evitar fallos.

Haciendo uso de los datos hacemos su planeación esperando con ello evitar los paros y obtener con ello una alta efectividad de la planta.

Es importante trazar la estructura del diseño incluyendo en ello las componentes de Conservación, Confiabilidad, Mantenibilidad, y un plan que fortalezca la capacidad de gestión de cada uno de los diversos estratos organizativos y empleados sin importar su

¹MOUBRAY, John. RCM2 -Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. p.23.

²ELOLA, Luis Navarro. Gestión Integral de Mantenimiento. Marcombo S.A. p.33.

localización geográfica, ubicando las responsabilidades para asegurar el cumplimiento.

Los metodos o tecnicas mas usuales empleados por el mantenimiento preventivo son:

- **Inspección Visual**, mediante el uso del sentido de vista o mediante elementos de desarrollo tecnologico como boroscopio o flexiscopios, para las inspecciones internas.
- **Medicion de Temperaturas**, a elementos rodantes, salidas de intercambiadores, calderas entre otros mediante el uso de pistolas termicas.
- **Control de la lubricacion**, con las rutinas de lubricacion debidamente programadas y el analisis de aceite, se puede detectar preventivamente el estado de los elementos lubricados.
- **Medicion de vibraciones**, determinar los rangos de los espectros y magnitud de la amplitud en que estan vibrando los elementos rotativos y/o rozantes, nos indica el estado de los mismos y acciones a tomar para el iniciar algun cambio.

El mantenimiento preventivo podrá en un futuro ser potencialmente mejorado por medio de la incorporación de un programa de Mantenimiento Predictivo o a Condición.

2.1.3 Mantenimiento Preventivo Basado en Condición. Por sus siglas en ingles (C.B.M. Condition Based Maintenance), es la técnica que mediante el uso del desarrollo tecnológico de las herramientas determina el estado en que se encuentra un componente de un sistemas o equipo.

Este mantenimiento³ reconoce que la razón principal para realizar las tareas de intervención es el cambio en la condición y que estan basadas en el estado real del elemento o sistema. De esta forma, mediante la vigilancia de ciertos parámetros sería posible identificar el momento más conveniente en que se deben realizar las tareas de mantenimiento preventivo.

Consecuentemente, la tarea de mantenimiento condicional representa una tarea de

³KNEZEVIC, Jezdimir. Mantenimiento Ingeniería de Sistemas. p.30.

mantenimiento preventivo que se realiza para conseguir una visión de la condición del elemento o sistema, o descubrir un fallo oculto, a fin de determinar, desde el punto de vista del usuario, el curso de acción posterior para conservar la funcionalidad del elemento o sistema.

La tarea de **mantenimiento condicional** se basa en actividades de vigilancia de la condición que se realizan para determinar el estado físico de un elemento o sistema. Por tanto, el objetivo de la vigilancia de la condición, sea cual sea su forma, es la observación de los parámetros que suministran información sobre los cambios en la condición y/o en las prestaciones del elemento o sistema. La filosofía de la vigilancia de la condición es por tanto la evaluación de la condición en ese momento del elemento o sistema, mediante el uso de técnicas, para determinar la necesidad de realizar una tarea de mantenimiento preventivo, que pueden variar desde los simples sentidos humanos hasta un instrumental complejo.

El desarrollo de la tecnología ha dado gran apoyo al desarrollo del Mantenimiento Basado en Condición, el cual mediante el uso de herramientas especializadas detecta condiciones que no son apreciables por los sentidos humanos, y comparando el estado detectado contra los estándares, se puede decir que dicho componente puede o está altamente predispuesto a fallar, a esta proyección se le conoce como una predicción de estado y a su vez como mantenimiento predictivo. La importancia en la industria moderna es alta y

de gran ayuda, ya que entrega información (datos) vitales para evaluar si un sistema está entrando en zona crítica, y tomar la decisión de programar la intervención para evitar la falla del componente, manteniendo de este modo la función del equipo y aumentando su confiabilidad.

Los métodos o técnicas más usuales empleados por el mantenimiento preventivo Basado en Condición son:

- **Control de Fisuras.** Para detectar este tipo de falla, existen los métodos como radiografías, líquidos penetrantes, ultrasonidos, ultrasonidos, corrientes inducidas, entre otras.
- **Control de la corrosión.** Se emplean medición de espesores mediante ultrasonidos o radiografías, cuyo fin es detectar posibles puntos donde los metales hayan sido atacados por el óxido y sea esta una causa de falla.
- **Inspección Termográfica.** Mediante el uso de cámaras termográficas se pueden detectar anomalías que van acompañadas de generación de calor debido a rozamientos, mala lubricación, fuga en válvulas, conexiones eléctricas sueltas, con el fin de determinar el estado del componente y proceder a intervenir mediante el mantenimiento preventivo.
- **Inspección por Ultrasonido en Redes de Distribución.** Esta tecnología es utilizada para grabar los ruidos eléctricos encontrados en los seccionadores, pararrayos, interruptores, CT's, PT's, transformadores, celdas, cadenas de aisladores tipo suspensión y de retención, entre otros, al igual que los cambios de amplitud en decibeles; esto proporciona la capacidad para corregir anomalías, y confirmar problemas potenciales de descargas parciales y arcos eléctricos que por calor no es posible su detección.

2.1.4 Alcance de Mantenimiento Preventivo. Generalmente el alcance del programa de mantenimiento se toma priorizando por equipos (estructuras) críticos, o tal vez iniciando por los circuitos o línea de mayor incidencia en la producción. En el mejor de los casos se tomaría todas las estructuras de todos los circuitos, pero esto resultaría bastante costo y emplear tiempo innecesarios que desviaría la atención de los ingenieros de mantenimiento, desenfocándolos de sus puntos de atención.

También se debe considerar el alcance en cuanto al presupuesto, para que sea consistente y tener en cuenta todos los costos asociados al mantenimiento preventivo de la red de distribución .

El alcance del mantenimiento preventivo MP, en cuanto a su duración y para que nos arroje resultados, se debe cumplir a cabalidad, desarrollando todas las tareas que le sean cargadas al programa.

Observaciones sobre el alcance del programa de mantenimiento preventivo:

- El mantenimiento preventivo puede variar de simples rutas de inspección hasta el más complejo sistema de monitoreo en tiempo real de las condiciones de operación de las estructuras.
- Muchos de los sistemas complejos de monitoreo proporcionan bastante información útil que debe ser considerada en su MP.
- Punto de vista del mantenimiento simple: Un programa de mantenimiento preventivo puede incluir otros sistemas de mantenimiento y pueden ser considerados todos en conjunto como un programa de mantenimiento preventivo.
- Dependiendo del tipo de programa que se utilice, se necesita obtener información real del estado de las máquinas, equipos e instalaciones y en algunos casos se requerirá de inversiones para llevarles a condiciones básicas de funcionamiento.

2.1.5 Beneficios del mantenimiento preventivo. Se necesitará proyectar los beneficios del mantenimiento preventivo, los más relevantes son los siguientes:

- Reduce las fallas y tiempos muertos (incrementa la disponibilidad de equipos e instalaciones): Obviamente, si se tienen muchas fallas que atender menos tiempo se le dedicará al mantenimiento programado y se estará utilizando un mantenimiento reactivo mucho más caro por ser un mantenimiento de "apaga incendios".
- Incrementa la vida de los equipos e instalaciones: Si se tiene buen cuidado con los equipos se puede ayudar a incrementar su vida. Sin embargo, se debe involucrar a

todos en la idea de la prioridad ineludible de realizar y cumplir fielmente con el programa.

- Mejora la utilización de los recursos: Cuando los trabajos se realizan con calidad y el programa se cumple fielmente. El mantenimiento preventivo incrementa la utilización de maquinaria, equipo e instalaciones, esto tiene una relación directa con el programa de mantenimiento preventivo que se hace. Lo que se puede hacer, y como debe hacerse.
- Reduce los niveles del inventario: Al tener un mantenimiento planeado se pueden reducir los niveles de existencias del almacén.
- Ahorro: Un peso ahorrado en mantenimiento son muchos pesos de utilidad para la compañía. Cuando los equipos trabajan más eficientemente el valor del ahorro es muy significativo.

2.1.6. Costos del mantenimiento preventivo. Antes de iniciar el programa de mantenimiento preventivo será necesario tener una idea completa de cuál será su costo, ya que hay un número de requerimientos a considerar. A continuación se señalan algunos de estos costos.

- Arranque: Siempre existen costos asociados con el arranque de cualquier programa, en el inicio del programa de mantenimiento preventivo se necesitará.
- Tiempo Extra: Muy probablemente se necesitará de este tiempo, considerando que es bastante el trabajo a realizar en relación a: Seleccionar la maquinaria y equipo que será incluido en el programa de mantenimiento preventivo y reunir todos los datos necesarios. (Manual del fabricante y sus recomendaciones, Historiales del equipo, partes, repuestos, refacciones críticas, datos de placa, etc.). Éste tiempo también debe ser tomado en cuenta para ordenar los datos y hacer los manuales de mantenimiento, así como escribir los procedimientos del mantenimiento preventivo y

determinar los valores de la frecuencia y uso que utilizará en el disparo de las órdenes de trabajo.

- Tiempo de ayudantes: Una vez se ha seleccionado el equipo y recolectado toda la información para el programa, se necesita transferir esa información a su forma final, ya sea en un programa de mantenimiento preventivo manual, o en un sistema computarizado, normalmente este tipo de trabajo es manejado mejor por alguien con experiencia en el área.
- Mano de obra (Técnicos de mantenimiento): Si se requiere recabar información de la maquinaria y equipo, como datos de placa, refacciones utilizadas, materiales, y otros, hay que considerar la mano de obra para este trabajo.
- Almacenes: Dada la importancia que tiene los almacenes y el inventario de refacciones y su relación con el programa de mantenimiento preventivo, se necesita también información al respecto.

En la medida que se incrementa el mantenimiento preventivo se aumentará el número de refacciones que debe almacenar, por lo cual se debe asegurar que sea de acuerdo a los programas de confiabilidad de cada equipo y sus refacciones críticas.

Se necesita también de información acerca de proveedores, tiempos de entrega, costos, tiempos de tránsito, etc. Así se estará en posición de determinar un adecuado nivel de lubricantes, filtros, sellos, refacciones especiales, refacciones comunes, y otros artículos de almacén normalmente usados durante el mantenimiento preventivo.

También se deben determinar las herramientas especiales que se requieren, muchos programas de mantenimiento preventivo se ven afectados por no considerar las herramientas.

Si se ha decidido que el análisis de aceite o de algún otro sub-programa especial de mantenimiento predictivo será incluido en su mantenimiento preventivo, se necesitarán

instrumentos especiales y provisiones especiales para esos programas. O contratar una firma especializada en el monitoreo de acuerdo a la programación. Sin embargo, de acuerdo a lo anteriormente señalado, la reducción del inventario es uno de los beneficios a alcanzar. Si el programa de mantenimiento preventivo tiene algún enlace con una base de datos electrónica o bien alguna hoja de cálculo se podrán comprometer y adquirir las partes de repuesto en anticipación en los próximos 3 a 6 meses. También es posible dado al conocimiento de las partes comprometidas adquirir las partes a consignación.

De esta manera la inversión de su empresa en inventario de repuestos será baja y en tiempo justo a la necesidad.

Es muy importante tener un sistema de compras técnicas o bien entrenar al comprador o colocar a un ingeniero de mantenimiento en este puesto. Aquí cabe señalar que muchas órdenes de trabajo del programa de mantenimiento preventivo no se pueden realizar por falta de refacciones, de aquí la importancia de las compras técnicas.

El impacto negativo que causa un mal manejo de inventario en el programa de mantenimiento preventivo afecta la efectividad, y promueven las desviaciones de desempeño de equipos y la no calidad, se debe ser cuidadoso y se debe buscar la información necesaria.

- Entrenamiento: Se debe determinar si se requiere algún tipo de entrenamiento y planear el mismo, al menos se necesitará catalogar el tiempo de entrenamiento para familiarizarse con el plan de mantenimiento preventivo.

Es buena idea formar un grupo de trabajo directamente relacionado con el soporte de los programas de mantenimiento preventivo, considerando siempre su cumplimiento o al menos dar entrenamiento a su personal de base, así es que aquí también se requiere de capacitación.

Si se incluyeron otras disciplinas de mantenimiento predictivo en el programa, se necesita un entrenamiento especial de cómo usarlo, así como programas de control e integración.

- **Costos:** La mayoría de los costos son recurrentes; por ejemplo: Los almacenes deben ser re-aprovisionados, es probable que se necesite personal adicional y entrenarlo, se necesitarán herramientas especiales, capacitación constante en el programa, y si se empezó con una parte limitada de la operación general, probablemente se quiera expandir el programa hasta que se obtenga la totalidad.

2.1.7. Alternativas. En cualquier implementación de un programa específico deben mencionarse alternativas, aquí se presentan algunas.

- **No hacer nada:** Se puede decidir que es demasiado difícil, o muy consumista de tiempo y que no vale la pena cambiar después de todo, ninguna elección es digna de hacerse.
- **Solo reparar fallas:** Se puede dar cualquier forma al programa de mantenimiento y arreglar solamente los equipos cuando fallan o le afecten a la calidad del trabajo.
- **Contratar todos los mantenimientos preventivos:** Se puede decidir que el tiempo, esfuerzos y gastos para establecer un programa de mantenimiento preventivo interno justificará los gastos de contratación del mantenimiento preventivo para el equipo crítico.

Si se opta por esta alternativa, se debe planear un contrato de corto tiempo y si es posible, incluir en el contrato requerimientos para construir una librería de mantenimiento preventivo de; Equipo / frecuencia / procedimientos de referencia cruzada, así como establecer un programa de entrenamiento para el personal.

El Mantenimiento Correctivo se utilizará como la acción que emana de los programas de mantenimiento preventivo y predictivo (Tiempos dirigidos y Condiciones dirigidas de los equipos).

2.2. ASPECTOS PARA LA IMPLEMENTACION DE UN MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

Probablemente el modelo utilizado tenga algunas diferencias no significativas, dependiendo de cómo este estructurada la organización, de sus políticas y otros factores pero; todas las opciones se pueden manejar en un momento determinado.

2.2.1 Determinar las metas y objetivos. El primer paso para desarrollar un programa de mantenimiento preventivo es determinar exactamente (qué es lo que se quiere obtener del programa). Usualmente el mejor inicio es trabajar sobre una base limitada y expandirse después de obtener algunos resultados positivos.

Si se tiene alguna dificultad con las metas se pueden tomar algunos "tips" de la lista de beneficios del programa de mantenimiento mencionado con anterioridad, se muestran algunos ejemplos muy simples:

- Incrementar la disponibilidad de los equipos en un 60%.
- Reducir las fallas en un 70%.
- Mejorar la utilización de la M. O. en un 30%.
- Incrementar el radio del mantenimiento programado respecto al mantenimiento reactivo en una proporción 2 a 1.

2.2.2 Establecer los requerimientos para el mantenimiento preventivo. Se debe decidir qué tan extenso pueda ser su programa de mantenimiento preventivo. Qué debe de incluir y dónde debe de iniciar.

- Maquinaria y Equipo a incluir: La mejor forma de iniciar esta actividad es determinar cuál es la maquinaria y equipo más crítico en la planta; algunas veces esto es muy fácil y otras veces no (esto depende de la actividad económica que realice la compañía). Hacer del programa de mantenimiento preventivo un "sistema activo"; donde participen todas las partes interesadas.

- Se debe decidir si se van a incluir disciplinas adicionales al programa de mantenimiento preventivo: Se debe determinar si implementará rutas de lubricación, realizar inspecciones y hacer ajustes y/o calibraciones, o cambiar partes en base a frecuencia y/o uso. (Mantenimiento preventivo tradicional).
Inspecciones periódicas de monitoreo, y análisis de aceite (el cual es parte de un mantenimiento predictivo).
- Lecturas de temperatura / presión / volumen (que es; la condición de monitoreo y forma parte de mantenimiento predictivo por operadores.) O cualquier otro subsistema.
- La maquinaria y equipo que se seleccionaron para incluir en el programa, determinarán si se necesitan disciplinas adicionales de mantenimiento preventivo, cada subsistema provee beneficios pero también influirá en los recursos disponibles. Hay que tener esto siempre presente e incluirlo en el propuesta original.
- Declarar la posición del mantenimiento preventivo: Es importante que cualquier persona en la organización entienda exactamente qué se consideró como el mayor propósito del programa de mantenimiento preventivo. No tiene que ser tan breve, es decir sin sentido, pero tampoco deberá ser tan extenso que cree confusión.

No desarrollar un enunciado claro y conciso, puede hacer el programa muy difícil.

- Medición del mantenimiento preventivo: Muchos de los componentes del plan de mantenimiento preventivo han sido ya discutidos aquí, solo queda ponerlos todas bajo una cubierta y desarrollar una línea de tiempo para su implementación, así como para desarrollar los requerimientos de los reportes y la frecuencia, para la medición del progreso. Se debe poner particular atención en la medición del progreso, ya que es en donde muchos programas de mantenimiento preventivo fallan.

Si no se mide el progreso no se tendrá ninguna defensa, y como se sabe, lo primero que se reduce cuando existen problemas de este tipo, es precisamente en el presupuesto del programa de mantenimiento preventivo.

También cuando se requiere expandir el programa y no se puede probar que se está trabajando para obtener los resultados que se predijeron, no se encontrarán fondos u otros recursos necesarios.

Por último y de mucha importancia, si no se miden los resultados no se podrá afinar el programa; en concreto, si no se hace del sistema un programa activo, esto puede lentamente destruir las intenciones del MP.

- Desarrollar un plan de entrenamiento: No se necesita mencionar demasiado sino solo la invariabilidad del requerimiento de un entrenamiento completo y consistente, determinar estos requerimientos y desarrollar un plan comprensible para acoplarlo a la línea de tiempo establecida que se desarrolló.
- Reunir y organizar los datos: Esta puede ser una actividad bastante pesada. Independientemente de si se tiene implementado o no, un sistema completo, (CMMS). (se debe recordar que se habla del programa de mantenimiento preventivo).

Son diversos los elementos requeridos para ordenar e implementar un programa de mantenimiento preventivo.

2.2.3 Pasos para establecer su programa de mantenimiento preventivo. Los equipos que se incluyan en el programa de mantenimiento preventivo deben estar en el listado de equipos recopilados por la compañía.

- Se requiere de una tabla de criterios (frecuencias de mantenimiento preventivo). Esta tabla indicará al sistema con qué frecuencia se deben generar las órdenes de trabajo, o el gráfico de MP, así como el establecimiento de otros parámetros para el programa.
- Planear los operarios y contratistas para las órdenes de trabajo de MP, el programa necesitará de códigos de oficios y actividades. Adicionalmente, se deben ingresar estos datos a la base de datos electrónica o enlazarlos de alguna manera con el MP.

- La planeación y el uso de materiales y refacciones en los registros del MP por máquina, se requiere para ello ingresar con anticipación los artículos de inventario y enlazarlos al MP.
- Tener procedimientos detallados o listados de rutinas, listos en el sistema o en algún procesador que facilite su control de allí que se tenga que planear su codificación, también es buena idea mantenerlos en “file” por máquina o equipo. Buscar siempre soluciones simples.
- Tabla de frecuencias de mantenimiento preventivo. Una vez que se ha seleccionado la maquinaria y equipo que será incluido en el MP, se debe determinar qué frecuencia se va a utilizar en cada orden de trabajo que se ha de emitir. Una máquina puede llegar a tener programados varios MP, los que van desde simple inspección, ruta de lubricación, análisis de aceite, reposición de partes, diagnósticos de predictivo, etc. Por lo que se sugiere utilizar criterios como, múltiplos de 28 días, horas de operación, piezas producidas, o bien emitir OT de inspección previa a la ejecución del MP. Si es requerido, toma de lecturas, inspección diaria o rutas de lubricación se recomienda usar un programa de tareas que soporte este tipo de MP. Como se puede observar esto puede incrementar las cargas de trabajo, utilizar entonces un sistema basado en la confiabilidad de máquina, sub-ensamble o componente, así como historiales de intervenciones.
- Calendario. Determinar un número de días entre las inspecciones o ejecución de los MP. Usualmente la mayoría de equipos caerá dentro de esta categoría. Este el tipo de mantenimiento preventivo más fácil para establecer y controlar.
- USO. El número de horas, litros, kilogramos, piezas u otra unidad de medición en las inspecciones, requiere que alguna rutina sea establecida para obtener la lectura y medición de los parámetros.
- CALENDARIO / USO. Una combinación de los dos anteriores. Entre 30 días o 100 horas lo que ocurra primero. Solamente se requiere una rutina de medición y lectura de los datos.

2.2.4 Procedimientos del mantenimiento preventivo. (Listados de rutinas.)

El programa de mantenimiento preventivo deberá incluir procedimientos detallados que deben ser completados en cada inspección o ciclo. Existen varias formas para realizar estos procedimientos en las órdenes de trabajo de mantenimiento preventivo.

Los procedimientos permiten insertar detalles de liberación de máquina o equipo, trabajo por hacer, diagramas a utilizar, planos de la máquina, ruta de lubricación, ajustes, calibración, arranque y prueba, reporte de condiciones, carta de condiciones, manual del fabricante, recomendaciones del fabricante, observaciones, etc.

Relacionar los procedimientos a la orden de trabajo y los reportes maestros individuales de mantenimiento preventivo. De ser posible utilizar o diseñar procedimientos para la orden de trabajo correctivo, o rutinario. En algunos casos se colocan los procedimientos en un lugar específico en la máquina.

Utilizar un procesador de palabras externos para esta función, y programas para planos, dibujos y fotografías.

2.3 PLAN DE IMPLEMENTACIÓN.

Hasta este punto solo se ha mencionado toda la información de un programa dedicado al mantenimiento preventivo manual o computarizado.

Cualquier buen sistema de mantenimiento preventivo necesita de esta información y casi cualquier sistema podría hacer buen uso de este frente final de trabajo. Una vez reunido y organizado el trabajo es simple el resto.

Esto por supuesto no es una rutina pequeña pero es donde realmente la fase de implementación comienza.

No se debe omitir la necesidad de la utilización del factor humano, por lo que seguramente habrá que diseñar programas de capacitación tanto para operadores y

técnicos. Una vez que la información está reunida, se debe revisar la prioridad para comenzar la operación. Deben existir varios reportes que permiten este tipo de revisión, pero el primero a revisar es el programa maestro de mantenimiento preventivo (Sabana).

Un reporte así, prevé un buen panorama de todos los equipos con registro de mantenimiento preventivo y permite una selección completa y capacidad de ordenamiento para la impresión o elaboración de las órdenes de trabajo, de acuerdo los requerimientos.

Se puede también utilizar una gráfica de carga de trabajo. La idea principal es observar las órdenes de trabajo de mantenimiento preventivo con una prioridad definida, y aquellos MP que no se han generado todavía, con un abanderamiento, como la fecha de su generación para su fácil detección.

Con estos dos reportes, el programa maestro de MP y la gráfica de carga de trabajo serán útiles una vez se hayan generado las órdenes de trabajo del mantenimiento preventivo y se necesite ajustar la carga de trabajo, proporcionándole también la predicción del MP antes de que se genere y hacer los ajustes necesarios a las necesidades de producción de la disponibilidad de maquinaria y equipos.

Para ajustar la carga de trabajo del mantenimiento preventivo antes de la generación, se debe usar una opción de cambios en el programa de mantenimiento preventivo y asignar los datos a los registros maestros con el fin de generarlos sobre los datos que se desean.

Una vez que todos los ajustes se hayan hecho, se estará listo para generar el primer listado de órdenes de trabajo de mantenimiento preventivo; en un sistema computarizado, esto es básicamente un proceso automático. Todo lo que se necesita es dar la instrucción de generación, una vez generado, cualquier ajuste fino puede ser realizado, a través de la característica de programación de órdenes de trabajo.

Cuando se tiene todo como se requiere, se estará listo para generar los programas y despachar las órdenes de trabajo.

2.4 MEDICIÓN DE RESULTADOS Y ESTABLECIMIENTO DE NUEVAS METAS.

Es éste un punto muy importante y el más comúnmente pasado por alto en el plan de mantenimiento preventivo.

Muchos programas de mantenimiento preventivo bien planeados fallarán debido a que este paso es dejado fuera del plan. Si se usa un sistema computarizado, no hay ninguna razón para pasar por alto esta función. Una base de datos electrónica proporciona muchos reportes que pueden ser usados para medir el funcionamiento. El truco real es poner los puntos de referencia para obtener los parámetros a medir.

Algunos ejemplos:

- ¿Cuántas órdenes de trabajo de emergencia o urgentes se emitieron durante el mes?
- ¿Cuál es el gasto mensual en mano de obra y materiales por reparaciones en mantenimiento?
- ¿Cuántos equipos tienen problemas crónicos?.
- ¿Cuál es su nivel corriente de actividad de mantenimiento preventivo en relación con la actividad total de órdenes de trabajo dentro de mantenimiento?
- ¿Cuál es el valor corriente del inventario y cuál ha sido el promedio en los últimos seis meses?

Existen muchos reportes más, sin embargo estos pueden algunas ideas. Todas estas preguntas pueden ser contestadas con los reportes estándar. Realizar mediciones una vez al mes es más que recomendable.

2.5 REVISIÓN DEL PLAN.

Hay que recordar, se debe hacer del programa de mantenimiento preventivo un programa activo, revisando el plan constantemente, cada vez que se obtengan los reportes del progreso se debe revisar y ajustar el plan.

Por ejemplo: Si un equipo en particular se muestra en la lista cada vez que se consulta el reporte resumen de costos por equipo, hay que revisar el programa de mantenimiento preventivo para ese equipo y si es posible, hacer ajustes en el MP que reduzcan la cantidad de reparaciones de mantenimiento (Correctivo) que se deban realizar a este equipo. Para ello se debe poner particular atención en este equipo, puede ser que el programa o el trabajo técnico no estén siendo efectivos.

Si el programa no parece avanzar, a través de las metas que se propusieron, entonces hay que ajustar las metas, conduciendo una revisión detallada de todos los programas y realizando los ajustes necesarios para llevar el programa por un buen camino.

Otro consejo de valor: "PLANEAREL TRABAJO Y TRABAJAR CON EL PLAN". Si sólo se siguen algunas recomendaciones no se puede esperar poder ejecutar el plan de mantenimiento preventivo en forma correcta, por otra parte, no se podrán prever todos los imponderables; es decir, que cada vez que se cambie el programa de producción el plan de mantenimiento preventivo necesitará algunos ajustes.

Como un ejemplo: El programa de MP cuando la maquinaria y equipos están bajo una producción máxima es totalmente diferente al programa que se ejecuta cuando la producción es baja.

3. MARCO LEGAL NACIONAL E INTERNACIONAL.

Todas las actividades de mantenimiento en los campos Rubiales y Quifa, y todas las actividades relacionadas con el mantenimiento de los equipos, su preservación y gestión de activos, están regidas por las Leyes Nacionales, dentro de las cuales están:

- CONSTITUCION NACIONAL DE 1.991.
- CODIGO SUSTATIVO DE TRABAJO.
- DERECHO A LA LIBRE UNION LABORAL SINDICAL.

PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP., sus Afiliadas, Subsidiarias y Filiales, cumple con los requisitos mínimos de Salud Ocupacional, Seguridad Industrial, Medio Ambiente, calidad (HSEQ). La empresa cuenta con certificaciones, estándares, cuyos requisitos y procedimientos se consideran aplicables a las actividades desarrolladas en el marco de los contratos suscritos con sus **CONTRATISTAS**. Los requisitos de: Salud Ocupacional, Seguridad Industrial, Medio Ambiente, Calidad (HSEQ), formarán parte integral de las especificaciones técnicas de las actividades a desarrollar de mantenimiento preventivo.

LA COMPAÑÍA, mantiene un sistema de gestión bajo las directrices de ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001 en las versiones vigentes, en las que se consideran las actividades de los CONTRATISTAS como parte de la organización.

Dentro de las actividades de mantenimiento preventivo MP, para redes eléctricas de trabajos con tensión, se consideran parte la legislación nacional e internacional, las siguientes resoluciones y normas técnicas:

- Resolución 2400 de 1979. Ministerio de Trabajo y Seguridad Social. Capítulo VII.
Artículos 121 a 152.
- Ley 19 de 1990 / Decreto 0277 de 1993.
- LEY 1264 DE 2008 (diciembre 26).
- Resolución 070 del 8 de junio de 1998, expedida por la CREG
- Reglamento técnico de Instalaciones eléctricas (RETIE) Ministerio de Minas.
- Norma Técnica Colombiana NTC – 2050 ICONTEC Código Eléctrico Colombiano.

- ICONTEC NTC 4120 – 4121.
- OSHA 29CFR Sub parte K 1929. Método, componentes y equipos de cableado para uso general.
- Resolución 001348 del 30 de Abril de 2009, expedida por la Min Protección Social
- Norma Técnica Colombiana NTC-1523 – Cascos de Seguridad Industrial.
- Norma Internacional ANSI Z.89.1- Protective Headwear for Industrial Workers.
- IEEE 516 – Guía para Métodos de Mantenimiento en Líneas de Potencia Energizadas.

Dentro de las Normas Internacionales que aplican están las ASTM, aplicadas a los equipos a utilizar:

- ANSI Z.89.1 - NTC- 1523 Protective Headwear for Industrial Workers. (Casco)
- ASTM D120 – Especificación Normativa para Guantes Dieléctricos de Goma.
- ASTM D1051 - Especificación Normativa para Mangas Dieléctricas de Goma.
- ASTM F1117 & F1116 - Especificación Normativa para Calzado de Protección.
- ANSI Z.87.1 - NTC-1825 y NTC-1826. Practice for Occupational and educational eye and face protection – (Gafas)
- ASTM D1048 - Especificación Normativa para Mantas Dieléctricas de Goma.
- ASTM D1049 - Especificación Normativa para Cubridores Dieléctricas de Goma.
- ASTM D1050 - Especificación Normativa para Mangueras Dieléctricas de Goma.
- ASTM F496-08 – Especificación Normativa para el Cuidado en Servicio de Guantes y Mangas Aislantes
- ASTM F479-06 – Especificación Normativa para el Cuidado en Servicio de Mantas Aislantes.
- ASTM F478-09- Especificación Normativa para el Cuidado en Servicio de Mangueras y Cubridores aislantes.
- ASTM F2412-11- Especificación Normativa para el Cuidado en Servicio de Calzado de Protección.
- ASTM/SIA A.92.2-09 Especificación Normativa para Vehículo de elevación y Dispositivos Aéreos de Rotación.
- ASTM F711-02 Especificación Normativa para Vara en Plástico reforzado y fibra de Vidrio y Tubos, usados como herramientas en L.V.

- ASTM D149- Método de Prueba Estandarizado para Voltaje de Ruptura Dieléctrica y Esfuerzo Dieléctrico de Materiales Aislantes Sólidos a Frecuencia Comercial.

Referente al tema de las certificaciones la COMPAÑÍA aplica la **Ley 19 de 1.990** reglamenta el trabajo eléctrico en el país usando como ente de certificación el Ministerio de Minas y Energía, generando las clases de matrícula para el personal que trabaja en el sector eléctrico, Ley que está reglamentada en su cumplimiento desde el 1o. de agosto de 1993.

Siendo así, se exige al personal que interviene la generación eléctrica la Matrícula Clase **TE-4**, y para trabajo en las redes eléctricas la Matrícula Clase **TE-5**, dando así cumplimiento a la **Ley 19 de 1.990, Decreto 991 de 1.991**.(DECRETO 0277 DE 1993) (*“...no podrá ejercer la profesión de Técnico Electricista, quien no posea la correspondiente matrícula expedida por el Ministerio de Minas y Energía...”*)

4. ANALISIS DE MODOS FALLA, EFECTOS Y CRITICIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA DE CAMPO RUBIALES.

4.1 DEFINICION DE FMECA.

El FMECA⁴ o AMFEC consiste en las siguientes etapas: Definición de la intención de diseño, análisis funcional, identificación de modos de falla, efectos de la falla, criticidad o jerarquización del riesgo y recomendaciones. Con la aplicación del FMECA o AMFEC se identifican los modos de falla que representan un mayor riesgo para la instalación, considerando los riesgos a la producción, instalación y al personal. Los modos de falla de mayor riesgo, son enviados a un proceso de selección de tareas de mantenimiento detallado, mientras que los modos de falla de medio y bajo riesgo, son tratados con un proceso genérico. Esto permite identificar las áreas donde el mantenimiento tendrá una mejor oportunidad para impactar la seguridad y confiabilidad de la instalación. Esto permite también, optimizar los recursos ya que la planeación del mantenimiento cambia al ser ahora enfocada en los modos de falla derivados de un análisis funcional y no enfocada en los equipos, es decir, el plan es por modo de falla y no por equipo. La incorporación de criterios de riesgo y confiabilidad en la planeación del mantenimiento es una tendencia global, que requiere la incorporación no solo de nuevas tecnologías en el proceso de mantenimiento sino en la planeación misma del mantenimiento. Esto representa el mayor reto en la actualidad, ya que la resistencia al cambio en los paradigmas tradicionales es un obstáculo importante, principalmente por una concepción inadecuada del proceso de planeación, ya que el empleo de metodologías como el FMECA o AMFEC no pretenden cambiar como tal, la forma en la que se hace el mantenimiento, sino la forma en la que se planea el mantenimiento. Mejores planes darán mejores programas y, por lo tanto, mejor mantenimiento, uno óptimo, lo que se espera redunde en un mejor rendimiento de los activos y mayor seguridad.

⁴ AGUILAR OTERO, Jose R. Análisis de Modos de Falla, Efectos y Criticidad (AMFEC), para la planeación del mantenimiento empleando criterios de riesgo y confiabilidad. p.1.

4.2 ETAPAS DEL ANALISIS DEL FMECA.

4.2.1 Norma de referencia y aspectos técnicos. El procedimiento aplica para las operaciones de Pacific Rubiales en todas las áreas de mantenimiento en las cuales sirve de base para optimizar recursos, por medio de la erradicación o control de fallas reales o potenciales en los elementos, equipos y sistemas.

Este procedimiento está basado principalmente en el Procedimiento **Militar Estándar MIL-STD-1629 A**, la cual establece unos requisitos cuantitativos para realizar el análisis de modo de falla, efectos y criticidad FMECA, evaluar y documentar sistemáticamente por análisis del modo de falla del elemento, el impacto potencial de cada falla funcional o del equipo en el cumplimiento de la tarea o función, HSEQ, desempeño, mantenibilidad

Tabla 4. Matriz RAM de Pacific Rubiales Energy.

Puntaje (Nivel de Gravedad)	CONSECUENCIAS				SEVERIDAD	PROBABILIDAD (Antes de controles)	A	B	C	D	E
	Personales (PE)	Económicas (EC)	Ambientales (MA)	Calidad e Imagen (Q)		FRECUENCIA (Después de Controles)	Puede ocurrir en ocasiones excepcionales	puede ocurrir en algunas ocasiones	Hay una posibilidad media	Puede ocurrir en la mayoría de circunstancias	Es el resultado mas probable y esperado si la situación de riesgo tiene lugar
						Ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Empresa	Ocurrió hace 5 - 1 año	Ocurrió hace 11 - 1 mes	Ocurrió hace menos de un mes	
5	1 o más fatalidades	Catastrófica más de 1 millón de dólares - Daños generalizados	Efectos masivos o derrames >200 Bls No Controlados	Internacional / impacto cliente	Catastrófico						
4	Incapacidad permanente / parcial > 100 días-Enfermedad Profesional	Grave de 100 mil a 1 millón de dólares - Daños mayores	Efectos mayores o derrame NC 101 a 200 Bls	Nacional / Impacto corporación	Mayor						
3	Incapacidad temporal , de 2 a 99 días	Severo de 10 mil a 100 mil dólares - Daños locales	Efectos localizados o derrame contenido de 51 a 100 Bls	Regional / impacto a la unidad de negocio	Serio						
2	Lesión menor sin incapacidad. Caso médico / trabajo restringido	Importante de 5 mil a 10 mil dólares - Daños menores	Efectos menores o derrame contenido de 21 a 50 bls	Local / impacto gerencia proceso	Menor						
1	Lesión Leve primeros auxilios	Marginal menos de 5 mil dolares - Daños leves	Efectos leves o derrame contenido de 1 a 20 Bls	Interna / Impacto al proceso o actividad	Leve						
0	Ninguna Lesión	Ninguna	Sin efectos	Ningún Impacto	Ninguna						
N	Trivial	L	Bajo	M	Medio		H	Alto		Muy alto	
RIESGO ACEPTABLE							RIESGO NO ACEPTABLE				

Fuente: Procedimiento de Análisis de Modos, efectos de falla y criticidad

Las técnicas⁵ de análisis de riesgo son empleadas en la búsqueda y evaluación de escenarios que pueden representar un impacto adverso para una instalación o planta de proceso, identificando los escenarios de mayor riesgo y emitiendo acciones de recomendación tendientes a minimizar el mismo. El principio de cualquier estudio de riesgo, está basado en encontrar respuesta a tres interrogantes: 1) ¿Qué puede salir mal? 2) ¿Qué tan frecuente es? y 3) ¿Cuáles son sus efectos? Analizando y entendiendo la respuesta a estas preguntas, podemos entender los riesgos y diseñar mejores acciones para la prevención y control. Sin embargo, en la mayoría de los casos, las acciones recomendadas se quedan así, en recomendaciones las cuales, en la mayoría de los casos no son implementadas o si lo son, no se les da seguimiento para validar el impacto real en la disminución del riesgo. Existen diferentes metodologías de identificación de peligros, empleadas como parte del proceso de evaluación de riesgos:

- Estudios de peligro y operatividad (HazOp, Hazard and Operability)
- Análisis de modos de falla y sus efectos (FMEA, por sus siglas en inglés, (Failure Mode and Effect Analysis))
- Listas de verificación.
- Árboles de falla.
- Árboles de eventos, etc.

Dependiendo de las necesidades del estudio y de las características de los resultados deseados, será la técnica a seleccionar. Dentro de las mencionadas metodologías de identificación de peligros, el Análisis de Modos de Falla y Efectos, AMFE (FMEA, por sus siglas en inglés), en combinación con una calificación o jerarquización del grado de criticidad del riesgo, es normalmente empleada para la planeación del mantenimiento centrado en confiabilidad, ya que nos permite lograr un entendimiento global del sistema, así como del funcionamiento y la forma en la que pueden presentarse las fallas de los equipos que componen este sistema. Las acciones de recomendación derivadas de un FMECA o AMFEC quedan definidas como acciones o tareas de mantenimiento.

⁵ AGUILAR OTERO, José R. Análisis de Modos de Falla, Efectos y Criticidad (AMFEC), para la planeación del mantenimiento empleando criterios de riesgo y confiabilidad. p.2.

Lo que permite diseñar una estrategia completa de mantenimiento aplicando criterios de riesgo para cada activo o equipo considerado en la evaluación, así de esta forma poder evaluar el impacto del plan de mantenimiento en el riesgo de la instalación, así como también, asegurar que el plan de mantenimiento es aplicado en los equipos que representan un mayor riesgo para las personas, medio ambiente, producción e instalación.

4.2.2 Procedimiento para valorar la criticidad del Sistema. El método de evaluación de criticidad para el mantenimiento de las redes de distribución, supone un buen conocimiento del proceso, de las funciones de los sistemas y equipos.

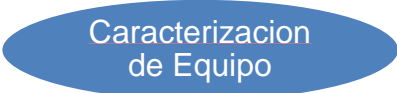

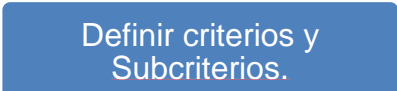
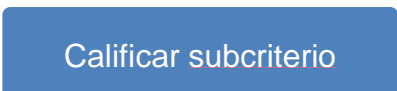
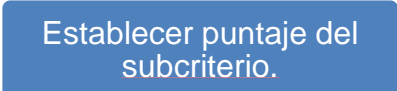
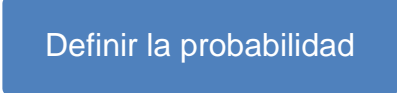

Los criterios y sub-criterios son definidos con las autoridades de HSEQ, Mantenimiento y Producción y basados en la matriz RAM de Pacific Rubiales Energy.

Para este procedimiento en especial se debe contar con el respectivo análisis de Criticidad de los equipos, pues con este análisis se definirán a que equipos (estructuras) se les realizará el respectivo análisis de modo y efecto de fallas. A través de reuniones del grupo del trabajo definido, se determinarán cuales son las causas más frecuentes de los modos de fallo identificados para cada elemento de la instalación, así como las soluciones más viables.

Aplica para los equipos mantenibles de los campos de Pacific Rubiales Energy Corp, enmarcado en el estándar “De criterios y evaluación de consecuencias y tomando como referencia la **norma MIL-STD-1629A U.S. Department of Defense** en primera instancia , aplicando el Instructivo de Cálculo de Criticidad de Equipos en Módulo PM SAP (I-MTO-001) y como normas de complemento o consulta las siguientes:

- IEC 60812 Analysis techniques for system reliability – Procedure for failure mode and effects analysis (FMEA).
- SAE JA1011 Evaluation Criteria for RCM Processes.
- SAE JA-1012 Evaluation Criteria for RCM Processes.

Tabla 5. Flujograma de Valoración de Criticidad de un Equipo o Sistema.

No	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	RESPONSABLE	DOCUMENTO
1.		Facilitador de metodología	Acta
2.		Facilitador de metodología y equipo evaluador	P&D, diagramas de control, unifilares, lógica Shutdown.
3.		Equipo evaluador	Criterios y sub_criterios definidos.
4.		Equipo evaluador	Análisis de criterio cualificado.
5.		Equipo evaluador	Sub_criterio cuantificado.
6.		Equipo evaluador	Probabilidad de ocurrencia en el campo.
7.		Equipo evaluador	Listado de equipos críticos e informe final de criticidad.

Fuente:Manual de Procedimiento Evaluación de la Criticidad. Área de Mantenimiento. Versión 2.

La aplicación de la metodología FMECA a cualquier proceso debe estar precedida de un estudio previo y el detalle de la instalación, deben estudiarse los historiales de fallos y

datos existentes de mantenimiento de los distintos equipos (si existen), este proceso debe contar además con un equipo de personas (Grupo de Trabajo) con dedicación total durante el análisis e implantación de soluciones propuestas.

Las conclusiones obtenidas tras un análisis FMECA son válidas solamente para las instalaciones estudiadas en las condiciones actuales de operación. A medida de que las condiciones cambien, se usen equipos tecnológicamente distintos, etc. deberán actualizarse las causas raíces determinadas para cada modo de fallo, su frecuencia, soluciones, etc.

4.2.3 Conformación del Equipo FMECA. El grupo de trabajo está generalmente conformado como mínimo por un líder, un facilitador, un ingeniero con experiencia en el proceso y conocimiento de los equipos e instalaciones y en caso de ser requeridos personal contratista o técnico especializado.

Este grupo se encarga de:

- Verificar los límites de los sistemas o equipos y sus variables operacionales.
- Relacionar los posibles modos de falla.
- Recomendar las acciones a desarrollar.
- Preparar la conclusión (los hechos excepcionales principales que se presentan del FMECA) que aparecerá en el informe del estudio.

El Líder: Persona responsable del desarrollo del proceso FMECA. Antes de que se realice el FMECA, el líder debe:

- Tener el conocimiento del equipo, sistema o facilidad a analizar y cómo funciona.
- Definir los límites del estudio.
- Analizar el activo y sus funciones. Hacer una lista de los diversos sub-ensambles parciales o componentes.
- Estructurar el plan de trabajo y estimar el número de las reuniones necesitadas para realizar el estudio. Precisar la frecuencia (máximo 2 por la semana) de las reuniones (duración recomendada = 3 horas), considerando el plazo para el final del FMECA; se

debe realizar en un máximo de 6 meses, si no, se debe de reevaluar la conveniencia o no del FMECA o si definitivamente se descarta.

- Estudio de criticidad de equipos.

Durante el FMECA

- Crear el grupo de trabajo, recolectando todo el conocimiento del activo (investigación y desarrollo).
- Definir el área donde estarán los efectos.
- Determinar, en el acuerdo con el grupo de trabajo, quién será responsable del expediente de FMECA.
- Seleccionar el nivel de análisis, definir fronteras y alcance, además de estimar el impacto, la duración y los recursos requeridos para el mismo.
- Determinar las características del estudio para dar todos los detalles necesarios en el contexto del estudio:
 - El activo tomado como referencia.
 - Las condiciones y las pruebas del control.
 - Otras particularidades adicionales.

El Facilitador. Persona con conocimientos en la metodología FMECA y encargada de conducir al equipo al logro de los objetivos. Es responsabilidad del facilitador del FMECA:

- Organizar y dirigir todas las actividades inherentes a la metodología.
- Planificación, programación y dirección de reuniones. Garantizar la ejecución de reuniones en cualquier caso, por lo tanto, deberá manejar alternativas para solventar cualquier inconveniente con los miembros del equipo.
- Asegurar que cada plazo sea plenamente comprendido antes de su ejecución.
- Asegurar que el proceso se cumpla dentro de lo planificado con un margen de error aceptable.
- Coordinar todo el material de apoyo para el trabajo del equipo (planos, diagramas, etc.), así como, mantener al día toda la documentación del proceso (expedientes, avances, etc.) y compartirla en línea con el grupo.

- Ser el punto focal de comunicaciones del grupo centralizando la información relacionada al tema de trabajo.
- Ser la voz técnica que aclare cualquier duda (metodológica) presentada por los miembros de los equipos durante cualquier etapa del proceso.
- En la mayoría de los casos deberá desempeñarse como el transcriptor de la información generada.
- Investigar profundamente sobre temas tratados y no conformarse con información superficial, debiendo, en muchos casos, dedicarse a corroborar la información generada en las reuniones. Por lo tanto, se debe tener el suficiente juicio para saber cuándo la participación de un especialista es requerida.
- Asegurar el consenso de las decisiones tomadas.
- Motivar el grupo.
- Dar adecuado manejo a los problemas: choques personales, interrupciones, etc.

Ingeniero con Experiencia. Persona encargada del área o activo al que se le va a hacer el estudio FMECA, no necesariamente tiene que conocer esta metodología. Es responsabilidad del ingeniero:

- Asistir a las reuniones FMECA programadas por el facilitador
- Ser la voz técnica que aclare cualquier duda (Operacional) presentada por los miembros de los equipos durante cualquier etapa del proceso.

Personal Especializado. Como su nombre lo indica es la persona especialista generalmente del activo en estudio. Es responsabilidad del especialista:

- Aconsejar en los asuntos técnicos en su área de especialidad cuando ésta sea solicitada por el equipo FMECA.

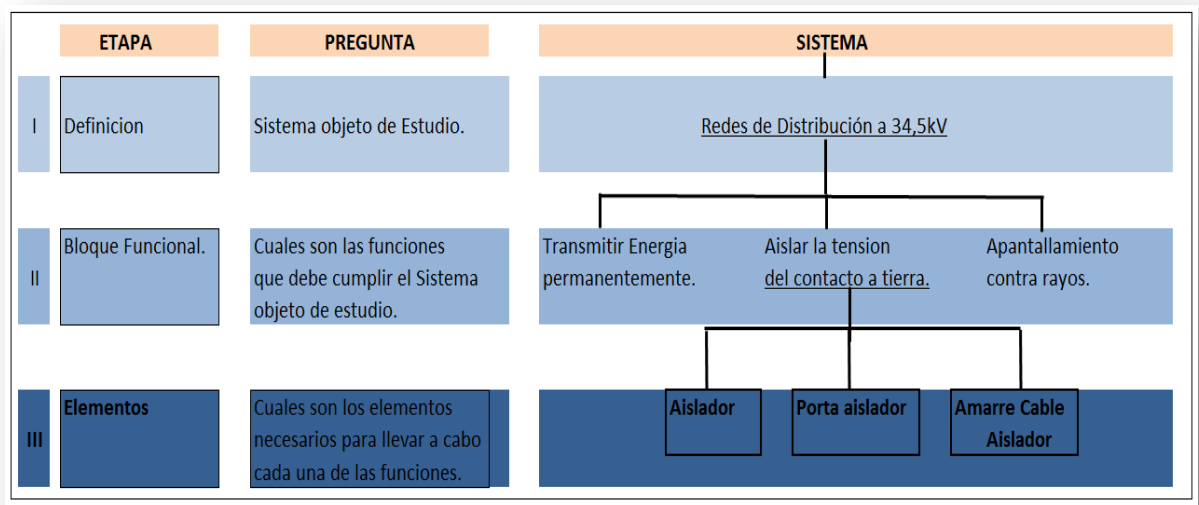
Metodología FMECA. Para la construcción de un FMECA se tienen en cuenta estas 5 etapas:

- Estructuración.
- Identificación.
- Evaluación.
- Acciones.
- Seguimiento.

4.2.4 Estructuración. Determinación de la **Función y Falla Funcional** propios de cada equipo.

Una vez determinada la instalación a la que vamos a aplicar la metodología de estudio, hemos de dividirla en sus bloques funcionales. Estos bloques son los diferentes subsistemas que funcionando de manera conjunta, desempeñan la funcionalidad global del sistema. Los diferentes bloques deben ser divididos a su vez en sus elementos constitutivos. El FMECA es válido para la identificación de causas de falla de elementos individuales en procesos en los que la función de cada uno de ellos está claramente definida.

Figura. 22. Modelo típico de Estructuración para determinar Fallas Funcionales y Modos de Falla.



Fuente: Propia.

4.2.5 Identificación. Determinación de los potenciales Modos de Falla, Efecto y Causas propias de cada equipo.

⁶Para obtener los diferentes modos de fallo que aplican a un determinado elemento debemos preguntarnos: ¿Qué problemas pueden aparecer en el elemento como consecuencia de un mal funcionamiento.

Para determinar los Efectos nos ayudaría mucho el preguntarnos ¿Cuál es el impacto de cada modo de falla en el proceso? ó ¿Qué es lo que el proceso siente o el operador ve cuando este modo de falla ocurre?, se debe tener en cuenta que el Efecto que se va a plasmar en el documento/formulario FMECA es lo que ocurre en el proceso cuando se presenta el Modo de Falla.

Para determinar las Causas ¿Cuáles son las razones que posibilitan la ocurrencia de cada modo de falla? ó ¿Por qué este modo de falla ocurre?, se debe anotar en el reporte, las posibles razones que llevan a ocurrir estos modos de fallo.

4.2.6 Evaluación. En esta etapa se evalúan las consecuencias, el **Número de Riesgo Ponderado (N.R.P)** y los controles actuales.

Las consecuencias son los Efectos Críticos que suceden cuando se manifiesta la falla y los Controles, son las medidas o tareas que se están realizando para mitigar los riesgos.

Para cada causa posible de la falla, se hace una estimación de su efecto sobre la máquina, conjunto o subconjunto en términos de la probabilidad de ocurrencia de esta, las posibles consecuencias y la detectabilidad de la falla.

La evaluación del **Número de Riesgo Ponderado (NRP)**, una vez que el modo de fallo y el análisis de los efectos de todos los sub-ensambles o componentes se hayan realizado,

⁶SANCHEZ RODRIGUEZ, Antonio. Aplicación de metodología a Análisis de Modos de Falla y Efectos (FMEA) a Subestaciones Eléctricas de Transporte y Transmisión. p.9.

se evalúa el número de riesgo para cada causa más el modo de fallo usando las escalas siguientes:

Detectabilidad (D)

Tabla 6. Valoración de la Detectabilidad.

DETECTABILIDAD	CRITERIO	VALOR
Fácil (Por Operador)	El efecto de la falla es detectable fácilmente por el operador o técnico <u>sin experiencia en Mtto.</u>	1
Media (Por mtto)	El efecto puede escapar a una primera revisión por el Operador pero <u>seguramente es detectado por personal de Mantenimiento.</u>	2
Difícil (Por mtto)	El <u>efecto es detectable por monitoreo o técnicas especializadas</u> y después de una revisión detallada.	3
Imposible	El efecto <u>es indetectable</u> con métodos predictivos o preventivos.	4

Fuente: Manual de Procedimiento Evaluación de FMECA. Área de Mantenimiento. Versión 1.

Severidad (S).

Tabla 7. Valoración de la Severidad.

SEVERIDAD	Seguridad a las personas	Productividad asociada a sistema. Área afectada (Grupo de sistemas)	Ambientales
4	Muerte, quemaduras 2-3 grado, lesiones laceraciones, Fracturas (incapacidad laboral mayor de 3 días)	Reducción entre 75 - 100 % de la producción del sistema / Downtime del sistema >12h	Efectos masivos o derrames no contenidos con afectación a personas.
3	Trabajo restringido, Lesión incapacitante, contusiones, (incapacidad de 1-3 días)	Reducción entre 50 - 75% de la producción del sistema. Parada de multiples sistemas. Downtime del sistema >8h	Efectos mayores o derrames no contenidos
2	Tratamiento medico	Reducción entre 25 - 50% de la producción del sistema. Parada de un único sistema. Downtime del sistema >4h	Efectos localizados o derrame contenido de 51 a 100 BIs.
1	No afectaciones a personas	Reducción entre 0 - 25% de la producción del sistema / Downtime del sistema < 1h	Efectos menores o derrame contenido de 21 a 50 bls.

Fuente: Manual de Procedimiento Evaluación de FMECA. Área de Mantenimiento. Versión 1.

Ocurrencia (O)

Tabla 8. Valoración de la Ocurrencia.

Poco Probable	Probable	Puede ocurrir	Ocurre
Ocurre entre 6 y 12 meses	Ocurre entre 3 y 6 meses	Ocurre entre 1 y 3 meses	Ocurre 1 vez al mes
1	2	3	4

Fuente: Manual de Procedimiento Evaluación de FMECA. Área de Mantenimiento. Versión 1.

El **Número de Riesgo Ponderado** puede variar de **1 a 64**, dependiendo de los valores de la multiplicación de (S), (O) y (D). La siguiente tabla nos ayudará a priorizar u ordenar de mayor a menor las causas posibles de falla por medio del puntaje del N.P.R.

Criticidad(S).

Tabla 9. Valoración del N.R.P.

RANGO NPR	CRITICIDAD	CRITERIO
1= < RPN < =18	L	LOW. Riesgo menor de falla. Equipo de Propósito General.
19= < RPN < = 36	M	MEDIUM. Riesgo Medio ó moderado. Equipo Esencial. Requiere una evaluación del diseño ó caracterización del proceso para reducir el valor del RPN.
37= < RPN < = 64	H	HIGH. Riesgo Alto. Equipo Crítico: Requiere revisiones detalladas al diseño y ó proceso para reducir el valor del RPN.

Fuente: Manual de Procedimiento Evaluación de FMECA. Área de Mantenimiento. Versión 1.

Por lo tanto, una vez los valores de (S), (O), y (D) han sido estimados y el valor **N.R.P.** se ha calculado e insertado en la tabla de FMECA, se toma la siguiente Tabla de Decisión para la clasificación de la forma de mantenimiento, como guía para elegir la estrategia más

apropiada de mantenimiento, la cual es múltiple, así que es necesario utilizar los valores del NRP conjuntamente con los valores correspondientes para (S), (O), y (D).

Tabla 10. Matriz de Decisión para clasificación de la Forma de Mantenimiento.

Forma de Mantenimiento	Ocurrencia (O)	Severidad (S)	Detectabilidad (D)	Número de Riesgo Ponderado NPR = D*O*S	Observaciones
Mantenimiento Correctivo MC	1	1	1.2.3.4	1 a 4	Si O o S es igual a 3, la selección es entre CBM y PREVENTIVO
	2	1	1.2.3.4	2 a 8	
	1	2	1.2.3.4	2 a 8	
	2	2	1.2.3.4	2 a 16	
Monitoreo de condiciones CBM	1	3	1.2.3	3 a 9	Si la detectabilidad (D) es muy difícil o imposible, el uso de CBM no es una solución. Por lo tanto, cuando
	3	1	1.2.3	3 a 9	
	3	2	1.2.3	6 a 18	
	2	3	1.2.3	6 a 18	
	3	3	1.2	9 a 18	
	3	3	3	27	
Mantenimiento Preventivo	3	1	4	12	O y S = 3 y D = 3 o 4, la selección tiene que ser hecha entre PREVENTIVO y DM
	1	3	4	12	
	2	3	4	24	
	3	2	4	24	
	3	3	3.4	27.36	
Diseño fuera de Mantenimiento (modificaciones) DOM	4	1.2.3.4	1.2.3.4	4 a 64	
	1.2.3.4	4	1.2.3.4	4 a 64	

Fuente: Referencia, ACAI **Consultores Ltda.** U.S. Department of Defense MIL-STD-1629A.

La tabla anterior ofrece las posibles combinaciones existentes para calcular el **N.P.R.** y nos facilita la forma de mantenimiento requerido para cada causa posible de falla. Por ***ejemplo para una causa de falla con NPR total de 12***, podríamos seleccionar en la tabla una Forma de **mantenimiento correctiva**, un monitoreo por condición, un mantenimiento preventivo o hasta un nuevo diseño, pero lo que realmente nos muestra que forma de mantenimiento escoger, es cada uno de los ítems que contiene el **N.P.R.** Si (O) es 3, (S) es 2 y (D) es 2 la forma de mantenimiento a realizar es C.B.M. Las Tareas genéricas a asignar se detallan en la Tabla 11.

4.2.7. Acciones. En esta etapa decidimos cuáles son las Tareas para prevenir el Modo de Falla (Prevención de la Causa)

Una vez hecha la selección de la forma de mantenimiento apropiado, **el equipo de trabajo** decidirá qué acciones específicas, resultantes del uso de FMECA, harán parte del programa de mantenimiento. Estas acciones están dirigidas a reducir la probabilidad de una falla particular o mal funcionamiento, por lo cual, cada acción se debe amarrar al correspondiente modo de falla.

Estas acciones pueden ser agrupadas para crear o servir de guía para un nuevo programa de mantenimiento, o se pueden utilizar para modificar un programa de mantenimiento existente. Ver siguiente tabla: 1 Tareas a asignar:

Tabla 11. Lista de Tareas genericas a asignar.

Forma de Mtto	Ejemplos de Acciones Recomendadas
Mantenimiento Correctivo.	La acción "opere a falla " se utiliza para baja criticidad, sustitución de repuestos, ejemplo: ciertas correas de transmisión, rodamientos, etc.
Mantenimiento Basado en Condiciones (máquina en operación)	<p>La acción "inspeccione" o "examine" permite al personal de mantenimiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Encontrar ciertos tipos de daños visibles -Encontrar fugas -Comprobar ruidos o niveles de vibración excesivos -Comprobar velocidades, temperaturas, presiones de operación anormales.
Mantenimiento Basado en Condiciones, (máquina parada)	<p>La acción "inspeccione y" o "examine y....." con la máquina parada, permite al personal de mantenimiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Examinar y reparar ciertos tipos de daños visibles del equipo -Comprobar y apretar sujetadores sueltos -Comprobar y rellenar niveles de fluidos a tiempo -Examinar y sustituir piezas defectuosas de menor importancia -Investigar y reparar las causas de ruido o vibración excesiva -Examinar y sustituir sensores o instrumentos de medida defectuosos -Examinar y reparar sistemas de protección, alarmas, etc. -Examinar estructuras para grietas, deformaciones
Mantenimiento Preventivo. (máquina parada)	<p>La acción "sustituya después" permite al personal:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Sustituir periódicamente repuestos de mantenimiento -Sustituir periódicamente partes importantes o sub-conjuntos según las horas trabajadas -Realizar cambios regulares de aceite y filtro -Realizar chequeos regulares, incluyendo mediciones, de todos los componentes críticos
Monitoreo de Condiciones. (máquina en operación)	<p>Monitoreo continuo de componentes críticos, complejos y costosos, medición de parámetros tales como ruido, vibración, temperaturas y presiones, y comparar éstos con valores de referencia</p> <ul style="list-style-type: none"> -Chequeos regulares de muestras de aceite, para contaminación y deterioro de los aditivos
Diseño fuera de mantenimiento. (DFM)	<p>Mejoras (modificaciones) al equipo, sistema o subsistema.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Mejoras a sistemas de monitoreo.

Fuente: Manual de Procedimiento Evaluación de FMECA. Área de Mantenimiento. Versión 1.

5. APLICACION DE MODOS FALLA, EFECTOS Y CRITICIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA DE CAMPO RUBIALES.

5.1 JERARQUIA DEL SISTEMA.

Para la Jerarquización del Sistema Eléctrico de Campo rubiales se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

Los unifilares de los circuitos de la Red de Distribución de Campo Rubiales tomados como referencia para el presente FMECA son los actualizados y tomado de información levantada en campo, por uno de los proveedores de servicios de la compañía.

Para el presente análisis, los componentes de las estructuras que se deben incluir en el FMECA son los que corresponden a elementos de protección y maniobra: Aisladores, Sistema de Puesta a Tierra, Apantallamiento, Cable, Cortacircuitos Tipo Cañuela, Seccionador, Reconectador y Transformador.

El nivel de jerarquía es dado para iniciar el análisis de criticidad de manera ordenada, donde se listan los circuitos y las estructuras que lo componente.

5.2 VALORACION DE LA CRITICIDAD DE LOS CIRCUITOS ELECTRICOS.

5.2.1 Definición de rangos. La evaluación de criticidad se realizó teniendo en cuenta los criterios y rangos definidos por Pacific Rubiales Energy Corp:

- **No Crítico:** Puntuación menor que **250**.
- **Poco Crítico:** Puntuación mayor o igual que **250** y menor que **351**.
- **Crítico:** Puntuación mayor o igual a **351**.

5.2.2 Definición de Criterios y Sub-criterios. La definición de criterios y sub-criterios es un ejercicio que debe realizarse en concordancia con los lineamientos que tiene la compañía materia de:

- Seguridad a las personas.
- Productividad asociada al sistema, pérdidas económicas por reducción de la producción.
- Impactos al Medio ambiente.
- La cuantificación de las y costos de mantenimiento.

En principio la evaluación se puede realizar hasta el nivel deseado en la jerarquización de equipos del campo, sin embargo hay que tener en cuenta que no es práctico llegar hasta el nivel de componentes.

Los criterios definidos para Pacific Rubiales Energy Corp, son basados en la política integral de HSEQ y el impacto en el mantenimiento. Para la definición de sub criterios la compañía tuvo en cuenta los aspectos más significativos en cada uno de los criterios; los cuales se definen en la siguiente tabla:

**Tabla 12. Definición de Criterios, Subcriterios.
Y Valoración para Criticidad.**

SEVERIDAD O GRAVEDAD.		
RANGO	CRITERIO	Puntaje Subcriterio
SEGURIDAD		Puntaje. Subcriterio
I	Seguridad a las personas	
Valor asignado	Muerta, quemadura de 2 o 3 grado, lesiones, laceraciones, fracturas (incapacidad laboral mayor de 3 días)	300
300 puntos	Incapacidad total o parcial	225
	Trabajo restringido, Lesión incapacitante, contusiones. (incapacidad de 1 - 3 días)	150
	Tratamiento médico.	75
	No afectaciones a personas.	1
PRODUCTIVIDAD ASOCIADA AL SISTEMA		Puntaje. Subcriterio
II	Area Afectada (Grupo del Sistema)	
Valor asignado	Reducción entre el 75 - 100% de la producción del sistema /Downtime del Sistema >12hrs.	300
300 puntos	Reducción entre el 50 -75 % de la producción del sistema. Parada de múltiples sistemas. /Downtime del Sistema >8hrs.	200
	Reducción entre el 25 - 50 % de la producción del sistema. Parada de un único sistema. /Downtime del Sistema >4hrs.	100
	Reducción entre el 0 - 25 % de la producción del sistema. Parada de un único sistema. /Downtime del Sistema >1hrs.	25
	AMBIENTALES	
III	Impactos Potenciales, Derrames Contenidos o NO Contenidos	
Valor asignado	Efectos masivos o derrames NO contenidos con afectación a personas.	300
300 puntos	Efectos mayores o derrames NO contenidos.	225
	Efectos localizados o derrames contenidos de 51 a 100 Barriles.	150
	Efectos menores o derrame contenido de 21 a 50 Barriles.	75
	MANTENIMIENTO	
IV	Impactos en el Costo de Mantenimiento.	
Valor asignado	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 50.001 - 75.000 USD	100
100 puntos	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 25.001 - 50.000 USD	75
	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 10.001 - 25.000 USD	50
	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 2000 - 10.000 USD	25
	CALIFICACION DE LA SEVERIDAD	

Fuente: Desarrollo de P&P de propiedad de Pacific Rubiales Energy.

Para la calificación de los sub criterios se han definido valores y cualidades teniendo en cuenta sus características, de tal forma que la calificación sea de una manera estandarizada para todos los campos de Pacific Rubiales Energy Corp.

Los subcriterios asociados a Seguridad de las personas, Medio Ambiente, Reducción de la capacidad de producción tienen un rango de valoración entre 0-300 puntos, siendo 300 la calificación mayor para cada sub criterio. Para el impacto en Mantenimiento se le asigno una valoración de 0 – 100 puntos ya que por políticas de la compañía es mas relevante las Seguridad de las personas, el Medio Ambiente y la Reducción de la capacidad de producción que el costo en la reparación de los equipos, esto sin demeritar que los activos deben ser mantenidos al menor costo.

Las fugas consideradas contemplan las fugas de aceite de los transformadores y las fugas del gas SF6 presente en los reconectadores (El SF6 no es un gas tóxico, pero en presencia de arcos eléctricos sus gases de descomposición si lo son, por ***ejem: CF4,S02, SOF2, HF Y SF4***).

La reducción de la capacidad de producción del sistema se valoró de acuerdo a los cálculos de Potencial de Producción [BEOPD] que esta asociado a cada una de las estructuras del circuito. En el ítem Downtime del sistema según histórico de eventos el mayor downtime que se ha presentado en las estructuras de la red es cercano a las 8 horas en los diferentes tipos de estructuras, caso contrario las estructuras con presencia de reconectadores en las cuales el downtime puede llegar a las 24 horas.

Para la calificación de confiabilidad del equipo se debe tener en cuenta la cercanía de las estructuras a posibles fuentes de contaminación (polvo, polución, etc) de los elementos de las mismas. El impacto potencial tiene su máximo valor en las estructuras encargadas de los procesos de los CPF's.

Los cálculos de Potencia Nominal y Producción asociada a cada clúster, incluidos las tablas que se verán mas adelante y capacidades por estructura, son tomados del archivo: Generación de Campo Rubiales, así mismo algunos de ellos que no se

contemplan en el archivo mencionado fueron calculados teniendo en cuenta un BSW =92%, aproximando el BSW presentado en éste archivo

Para la probabilidad de ocurrencia de un evento en la red de distribución se considera una falla semestral para cada estructura, teniendo en cuenta un MTBF=1semana para toda la red de distribución, así como la característica aleatoria (diferentes estructuras)de las mismas.

Para la redundancia se consideró que ninguna de las estructuras posee un sistema en paralelo, sin embargo el hecho de contar con un respaldo gracias a la posible interconexión de los circuitos mediante suplencias entre si; esta facilidad es considerada como una redundancia, valorada en 0,8 excepto en los puntos de salida de los circuitos.

Las fallas en la ejecución de procedimientos de mantenimiento y montaje, inadecuada especificación o selección de equipos no son tenidas en cuenta en el análisis. Si se presenta en el sistema analizado, se puede generar una acción de remediación o rediseño.

Tabla 13. Probabiliadd de ocurrencia y redundancia .

REDUNDANCIA		CALIFICACION
	No tiene Redundancia, por tanto la función principal es requerida para evitar cualquier perdida	1
	Tiene una unidad paralelo, por tanto puede sufrir una falla sin influenciar su función	0,8
	Tiene dos o mas Unidades pararelos, puede sufrir una falla al mismo timpo y no influenciar la función.	0,4

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE UNA FALLA EN UNA ESTRUCTURA. (FRECUENCIA)		CALIFICACION
RANGO	CRITERIO	Puntaje Subcriterio
OCURRE	OCURRE 1 VEZ AL MES	4
PUEDE OCURRRIR	OCURRE ENTRE 1 Y 3 MESES	3
PROBABLE	OCURRE ENTRE 3 Y 6 MESES.	2
POCO PROBABLE	OCURRE ENTRE 6 y 12 MESES.	1

Fuente:Desarrollo de P&P de propiedad de Pacific Rubiales Energy Corp.

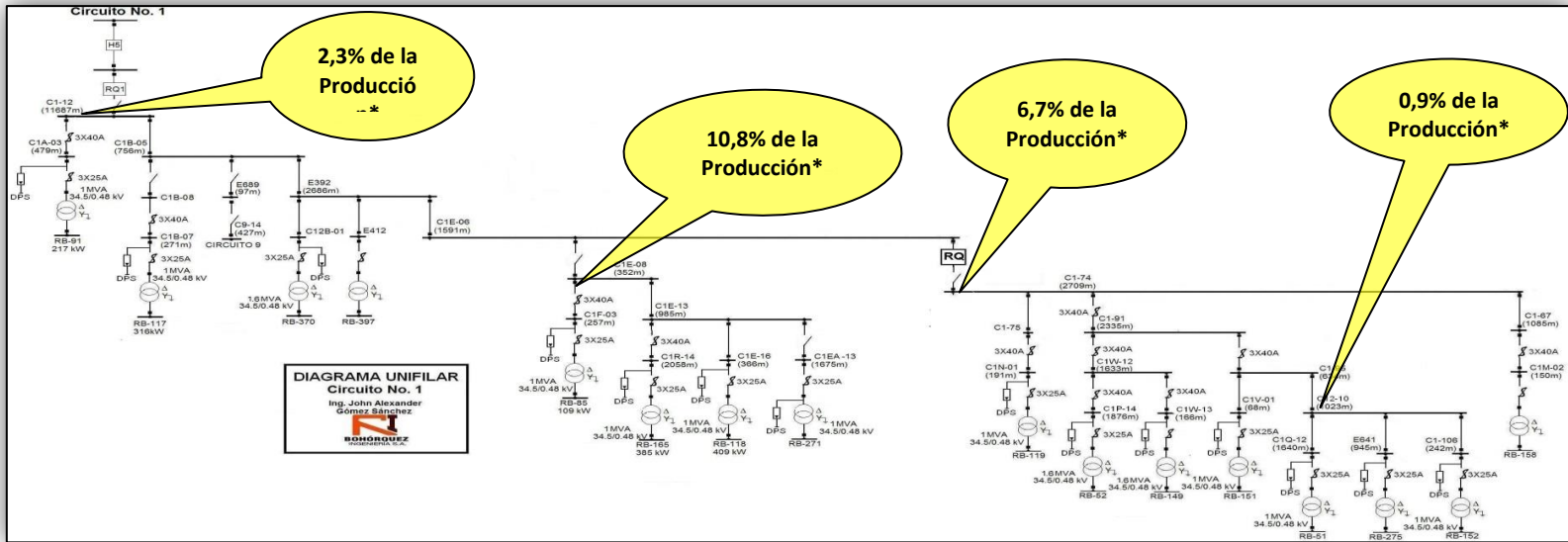
5.2.3 Valoración de la Criticidad por circuito.

Los circuitos eléctricos son valorados en relación a la producción que manejan, se toma el análisis desde el inicio (pórtico) y avanzando hacia el final, en la medida en que se avanza el circuito está cada vez menos cargado en potencia (kW) y por lo tanto su porcentaje de participación en la carga total se va haciendo menor, de igual manera las estructuras dejan de ser un poco menos importantes y críticas. Actualmente se tiene una producción total asociada a las redes de distribución de:

723.795 [BEOPD] – Barrels Equivalents Oil Per Day.

A continuación se indica el **Unifilar del Circuito #1**, mostrando su topología, la producción asociada el mismo que es de **16.341 BEOPD**, el porcentaje (%) de participación que es de **2,3%**, respecto a toda la producción que el sistema eléctrico tiene de producción equivalente total, indicándose este dato al inicio del circuito.

Figura. 24. Unifilar del Circuito #1 y valores porcentuales en relación a la producción total del sistema.



Fuente: Archivo de planos Unifilares, propiedad de Pacific Rubiales Energy Corp.

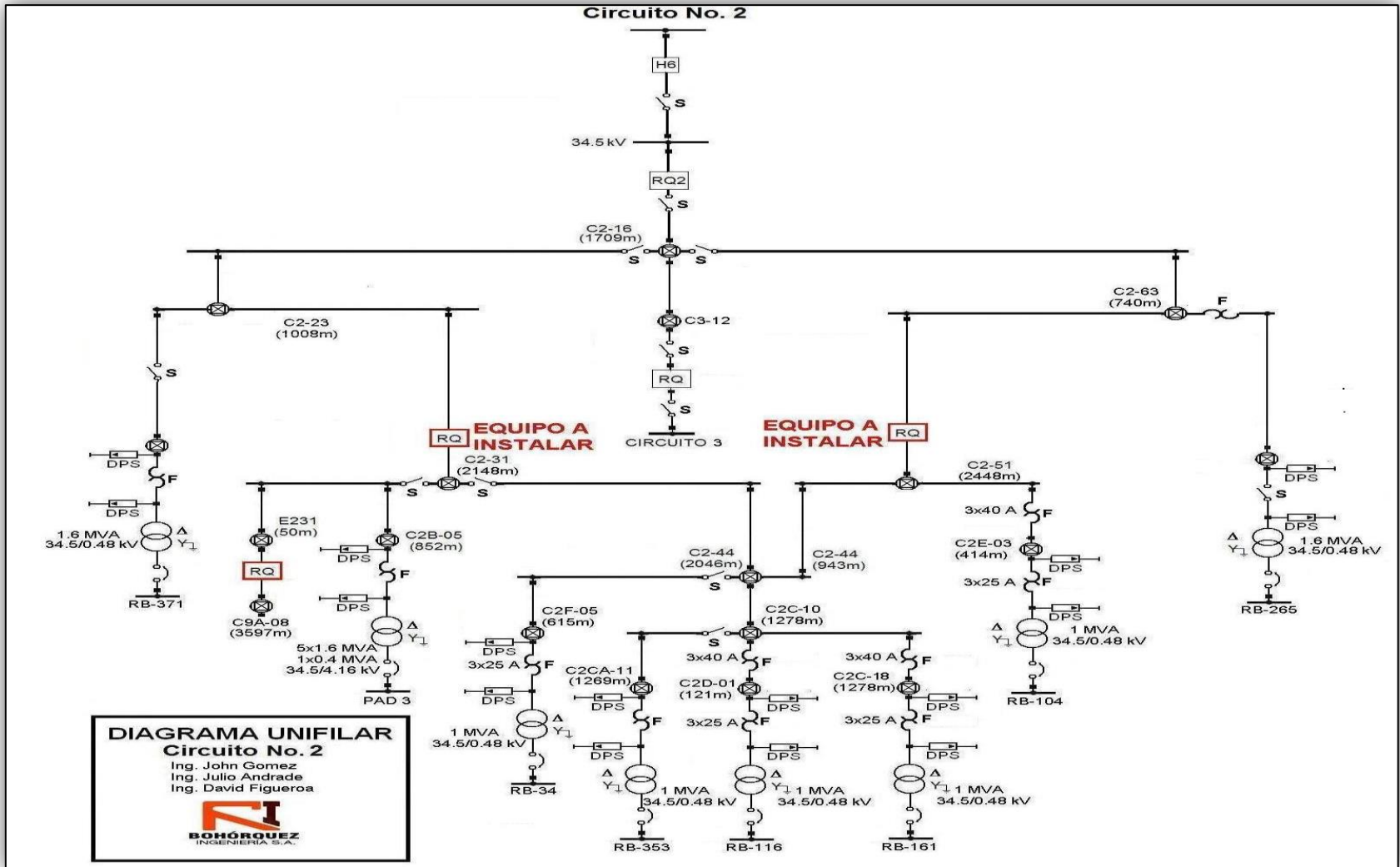
En las siguientes tablas se listan los valores de producción que cada circuito a través de sus estructuras esta entregando a los diferentes pozos o clústeres en producción.

Tabla 14. Valoración en porcentaje de producción del Circuito #1 por estructura.

Potencial de Producción por Red Eléctrica				723.795 [BEOPD]		CÁLCULO DE PORCENTAJE (%) DE PRODUCCIÓN POR CIRCUITO.				
CIRCUITO 1										
Estructura	Cargas	Cluster Asociado	Prod. Cluster [BOPD]	Prod. Gnal [BOPD]	Porcent Prod. Específica del Circuito	Potencia Nominal MT [KW]	Potencia Nominal Acumulada [KW]	Porcentaje Potencia Nominal MT	Observaciones	
BAHIA CTO 1	C1-12			16.341	2,3%		12.200	8,2%		
C1-12	C1A-03 + C1B-05			16.341	100,0%		12.200	8,2%		
C1A-03	RB-31	31	982	982	6,0%	1.000	1.000	0,7%		
C1B-05	C1B-08 + E689 + E392			15.359	94,0%		11.200	7,5%		
C1B-08	C1B-07			392	2,4%		1.000	0,7%		
C1B-07	RB-117	117	392	392	2,4%	1.000	1.000	0,7%		
E689	C9-14			0	0,0%		0	0,0%		
C9-14	CIRCUITO 3				0,0%		0	0,0%		
C1- E392	C12B-01 + E412 + C1E-06			14.967	91,6%		10.200	6,8%		
C12B-01	RB-370				0,0%			0,0%	La producción del RB-370 no se tiene en cuenta porque opera con generación local	
E412	RB-397				0,0%		0	0,0%	La producción del RB-397 no se tiene en cuenta porque opera con generación local	
C1E-06	C1E-08 + C1-74			14.967	91,6%		10.200	6,8%		
C1E-08	C1F-03 + C1E-13			5.687	34,8%		4.000	2,7%		
C1F-03	RB-85	85	461	461	2,8%	1.000	1.000	0,7%		
C1E-13	C1R-14 + C1E-16 + C1EA-13			5.226	32,0%		3.000	2,0%		
C1R-14	RB-165	165	2263	2.263	13,8%	1.000	1.000	0,7%		
C1E-16	RB-118	118	1497	1.497	9,2%	1.000	1.000	0,7%		
C1EA-13	RB-271	271	1466	1.466	9,0%	1.000	1.000	0,7%		
C1-74	C1-75 + C1-91 + C1-67			3.280	56,8%		6.200	4,2%		
C1-75	C1N-01			719	4,4%		1.000	0,7%		
C1N-01	RB-119	119	719	719	4,4%	1.000	1.000	0,7%		
C1-91	C1W-12 + C1-95			8.561	52,4%		5.200	3,5%		
C1W-12	C1P-14 + C1W-13			4.445	27,2%		2.600	1,7%		
C1P-14	RB-52	52	3334	3.334	20,4%	1.600	1.600	1,1%		
C1W-13	RB-149	149	1111	1.111	6,8%	1.000	1.000	0,7%		
C1-95	C1V-01 + C12-10			4.116	25,2%		2.600	1,7%		
C1V-01	RB-151	151	2886	2.886	17,7%	1.000	1.000	0,7%		
C12-10	C1Q-12 + E641 + C1-106			1.230	7,5%		1.600	1,1%		
C1Q-12	RB-51			0	0,0%		0	0,0%	La producción del RB-51 no se tiene en cuenta porque opera con generación local	
E641	RB-275			0	0,0%		0	0,0%	La producción del RB-275 no se tiene en cuenta porque opera con generación local	
C1-106	RB-152	152	1230	1.230	7,5%	1.600	1.600	1,1%		
C1-67	C1M-02			0	0,0%		0	0,0%		
C1M-02	RB-158	158	2284	2.284	14,0%	1.000	1.000	0,7%		

Fuente: Análisis de FMECA redes de Distribución, año 2012.

Figura. 25. Unifilar del Circuito #2.



Fuente: Archivo de planos Unifilares, propiedad de Pacific Rubiales Energy Corp.

Tabla 16. Valoración en porcentaje de producción del Circuito #2 por estructura.

Potencial de Producción por Red Eléctrica			723.795 [BEOPD]						
CALCULO DE PORCENTAJE (%) DE PRODUCCION POR CIRCUITO.									
CIRCUITO 2									
Estructura	Cargas	Cluster Asociado	Prod. Cluster [BOPD]	Prod. Gnral [BOPD]	Porcent Prod. Especifica del Circuito	Potencia Nominal MT [KW]	Potencia Nominal Acumulada [KW]	Porcentaje Potencia Nominal MT	Observaciones
BAHIA CTO 2	C2-16			32.622	4,5%		19.800	13%	
C2-16	C2-63+C2-23+C3-12			32.622	100,0%		19.800	13,3%	
C3-12	CTO 3			0	0,0%		0	0,0%	Acople con Circuito 12.
C2-63	C2-51+ RB-265			6.425	19,7%		5.600	3,8%	La producción del RB-265 no se tiene en cuenta porque opera con generación local
C2-51	C2E-03+ C2-44			6.425	19,7%		5.600	3,8%	
C2E-03	RB-104	104	2828	2.828	8,7%	1.000	1.000	0,7%	
C2-44	C2C-10+C2F-05			3.597	11,0%		4.600	3,1%	
C2C-10	C2C-18+C2D-01+C2CA-11			1.697	5,2%		3.600	2,4%	
C2C-18	RB-161	161	0	0	0,0%	1.000	1.000	0,7%	
C2D-01	RB-116	116	1345	1.345	4,1%	1.000	1.000	0,7%	
C2CA-11	RB-353	353	352	352	1,1%	1.600	1.600	1,1%	
C2F-05	RB-34	34	1900	1.900	5,8%	1.000	1.000	0,7%	
C2-23	C2-31+ RB-371			26.197	80,3%		14.200	3,5%	La producción del RB-371 no se tiene en cuenta porque opera con generación local
C2-31	C2-44+C2B-05+E231			26.197	80,3%		14.200	3,5%	
C2B-05	PAD 3			22.600	69,3%	3.600	3.600	6,4%	El PAD3 maneja 260 mil BWPd, para el cálculo de producción diferida se maneja un BSW promedio de 92%. Dato suministrado por Confiabilidad PFE.
E231	C3A-08				0,0%		0	0,0%	

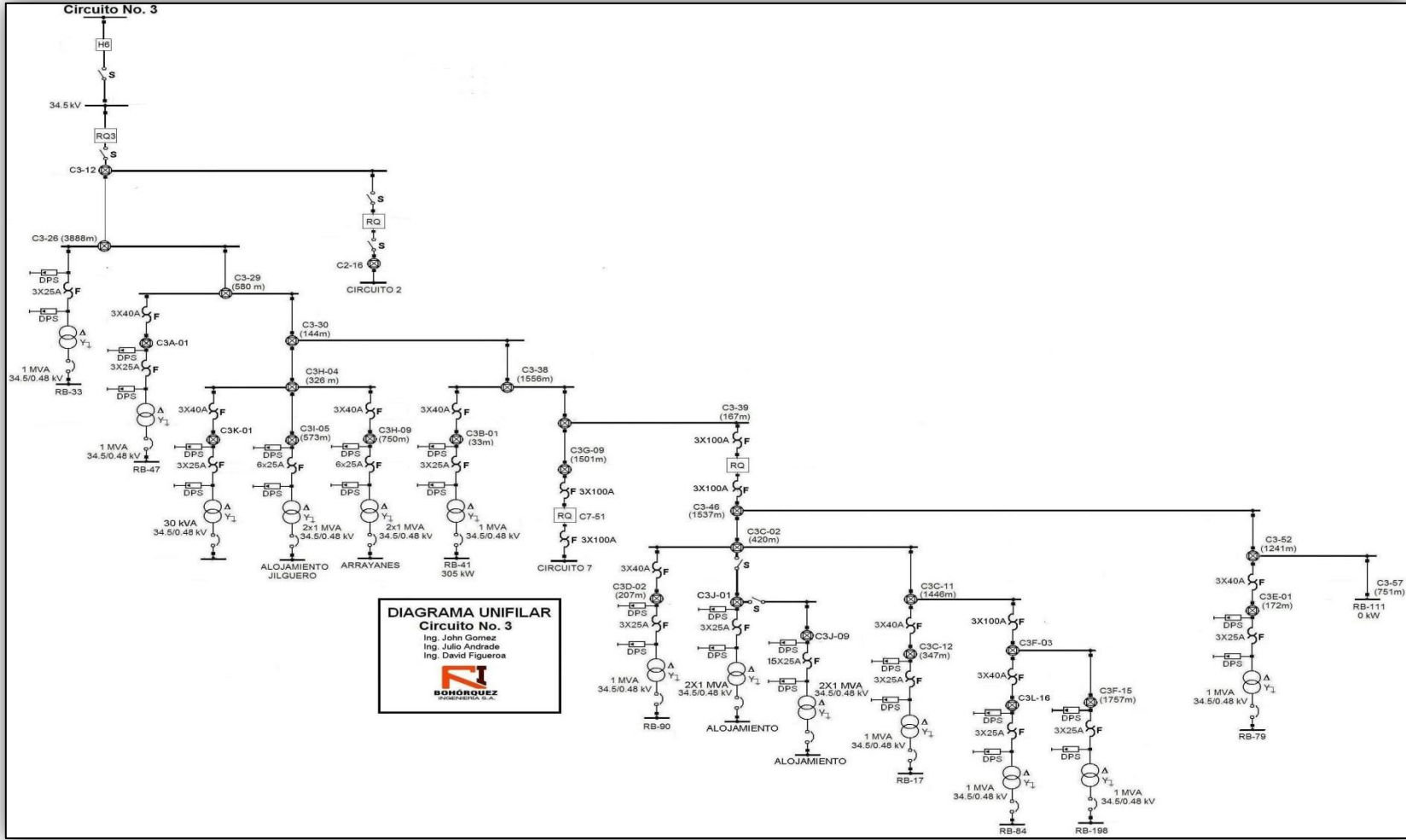
Fuente: Análisis de FMECA redes de Distribución, año 2012.

Tabla 17. Calificación de CRITICIDAD de las Estructuras del Cto #2

SEVERIDAD O GRAVEDAD.			REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ESTRUCTURAS CIRCUITO 2																
RANGO	CRITERIO	Puntaje Subcriterio	BAHIA CTO 2	C2-16	C3-12	C2-63	C2-31	C2E-03	C2-44	C2C-10	C2C-18	C2D-01	C2CA-11	C2F-05	C2-23	C2-31	C2B-05	E231	
SEGURIDAD			Puntaje Subcriterio																
I	Seguridad a las personas	Puntaje Subcriterio																	
Valor asignado	Muerta, quemadura de 2 o 3 grado, lesiones, laceraciones, fracturas (incapacidad laboral mayor de 3 días)	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
300 puntos	Incapacidad total o parcial	225																	
	Trabajo restringido, Lesión incapacitante, contusiones. (incapacidad de 1-3 días)	150																	
	Tratamiento médico.	75																	
	No afectaciones a personas.	1																	
PRODUCTIVIDAD ASOCIADA AL SISTEMA			Puntaje Subcriterio																
II	Area Afectada (Grupo del Sistema)	Puntaje Subcriterio																	
Valor asignado	Reducción entre el 75 - 100% de la producción del sistema. /Downtime del Sistema >12hrs.	300	300	300												300	300	300	
300 puntos	Reducción entre el 50 - 75 % de la producción del sistema. Parada de multiples sistemas. /Downtime del Sistema >6hrs.	200																	
	Reducción entre el 25 - 50 % de la producción del sistema. Parada de un unico sistema. /Downtime del Sistema >4hrs.	100																	
	Reducción entre el 0 - 25 % de la producción del sistema. Parada de un unico sistema. /Downtime del Sistema >1hrs.	25			25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25				25
	AMBIENTALES			Puntaje Subcriterio															
III	Impactos Potenciales, Derrames Contenidos o NO Contenidos	Puntaje Subcriterio																	
Valor asignado	Efectos mayores o derrames NO contenidos con afectación a personas.	300																	
300 puntos	Efectos mayores o derrames NO contenidos.	225	225																
	Efectos localizados o derrames contenidos de 51 a 100 Barriles.	150		100												100	100	100	
	Efectos menores o derrame contenido de 21 a 50 Barriles.	75			75	75	75	75	75	75	75	75	75	75					75
	MANTENIMIENTO			Puntaje Subcriterio															
IV	Impactos en el Costo de Mantenimiento.	Puntaje Subcriterio																	
Valor asignado	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 50.001 - 75.000 USD	100																	
100 puntos	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 25.001 - 50.000 USD	75	75																
	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 10.001 - 25.000 USD	50		50												50	50	50	
	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 2000 - 10.000 USD	25			25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25				25
	CALIFICACION DE LA SEVERIDAD			PTOS															
			900	750	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	750	750	750	425	
REDUNDANCIA			CALIFICACION																
			1																
				0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE UNA FALLA EN UNA ESTRUCTURA. (FRECUENCIA)			CALIFICACION																
RANGO	CRITERIO	Puntaje Subcriterio																	
OCURRE	OCURRE 1 VEZ AL MES	4																	
PUEDO OCURRIR	OCURRE ENTRE 1 Y 3 MESES	3																	
PROBABLE	OCURRE ENTRE 3 Y 6 MESES.	2																	
POCO PROBABLE	OCURRE ENTRE 6 y 12 MESES.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CALIFICACION DE LA CRITICIDAD			CALIFICACION																
RANGO	CRITERIO	CRITICIDAD	900	600	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	600	600	600	340	
1 < X <= 250	NO CRITICO :	N.C																	
251 < X <=350	POCO CRITICO :	P.C			PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC					PC
X > 351	CRITICO :	C	C	C													C	C	C

Fuente: Propia.

Figura. 26. Unifilar del Circuito #3.



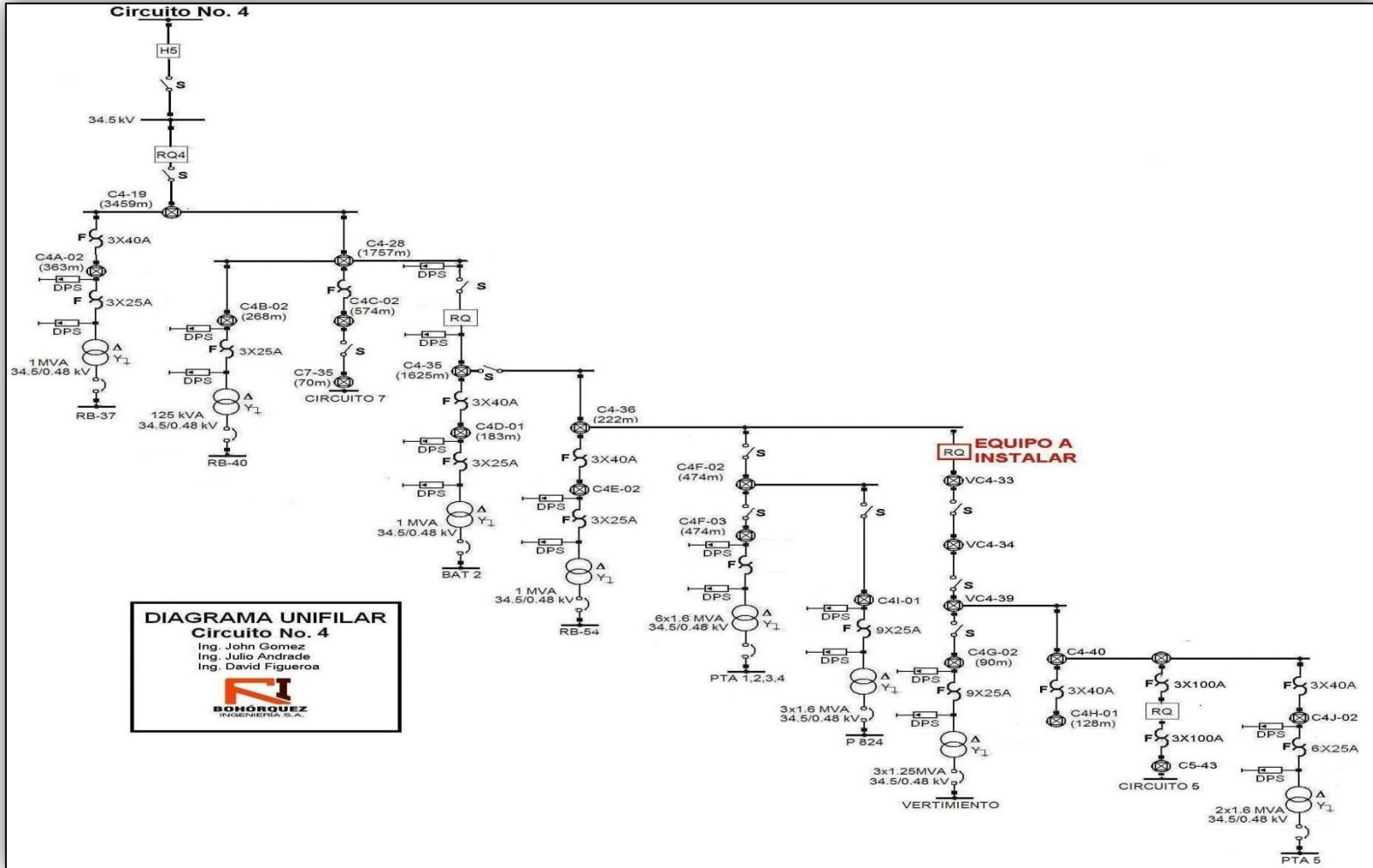
Fuente: Archivo de planos Unifilares, propiedad de Pacific Rubiales Energy Corp.

Tabla 18. Valoración en porcentaje de producción del Circuito #3 por estructura.

Potencial de Producción por Red Eléctrica				723.795 [BOPD]		CALCULO DE PORCENTAJE (%) DE PRODUCCION POR CIRCUITO.				
CIRCUITO 3										
Estructura	Cargas	Cluster Asociado	Prod. Cluster [BOPD]	Prod. Gnral [BOPD]	Porcent Prod. Especifica del Circuito	Potencia Nominal MT [KW]	Potencia Nominal Acumulada [KW]	Porcentaje Potencia Nominal MT	Observaciones	
BAHIA CTO 3	C3-12			7.270	1,0%		8.000	5%		
C3-12	C3-26+CIRCUITO2			7.270	100,0%		8.000	5,4%		
C3-26	RB33 + C3-29	33	1283	7.270	100,0%	1.000	8.000	5,4%		
C3-29	C3A-01+ C3-30			5.987	82,4%		7.000	4,7%		
C3A-01	RB-47				0,0%		0	0,0%	La producción del RB-47 no se tiene en cuenta porque opera con generación local	
C3-30	C3H-04 + C3-38			5.987	82,4%		7.000	4,7%		
C3H-04	C3K-01+ C3I-05 + C3H-09			0	0,0%		2.000	1,3%		
C3K-01	ARRAYANES 2			0	0,0%		0	0,0%		
C3I-05	JILGUERO			0	0,0%	2.000	2.000	1,3%		
C3H-09	ARRAYANES			0	0,0%		0	0,0%		
C3-38	C3B-01+ C3-39			5.987	82,4%		5.000	3,4%		
C3B-01	RB-41	41	1159	1.011	13,9%	1.000	1.000	0,7%		
C3-39	C3G-09 + C3-46			4.976	68,4%		4.000	2,7%		
C3G-09	CIRCUITO 7			0	0,0%		0	0,0%		
C3-46	C3C-02 + C3-52			4.976	68,4%		4.000	2,7%		
C3C-02	C3D-02 + C3J-01 + C3C-11			3.260	44,8%		3.000	2,0%		
C3D-02	RB-90	90	1258	1.401	19,2%	1.000	1.000	1%		
C3J-01 (E665)	ALOJAMIENTO + C3J-09			0	0,0%		0	0,0%		
C3J-09 (E663)	ALOJAMIENTO			0	0,0%		0	0,0%		
C3C-11	C3C-12 + C3F-03			1.859	25,6%		2.000	1,3%		
C3C-12	RB-17	17	1424	1.437	19,8%	1.000	1.000	0,7%		
C3F-03	C3L-16 + C3F-15			422	5,8%		1.000	0,7%		
C3L-16	RB-84			0	0,0%		0	0,0%	La producción del RB-84 no se tiene en cuenta porque opera con generación local	
C3F-15	RB-198	198	422	140	1,9%	1.000	1.000	0,7%		
C3-52	C3E-01 + C3-57			1.716	23,6%		1.000	0,7%		
C3E-01	RB-79	79	1716	2.074	28,5%	1.000	1.000	0,7%		
C3-57	RB-111			0	0,0%		0	0,0%	La producción del RB-111 no se tiene en cuenta porque opera con generación local	

Fuente: Análisis de FMECA redes de Distribución, año 2012.

Figura. 27. Unifilar del Circuito #4.



Fuente: Archivo de planos Unifilares, propiedad de Pacific Rubiales Energy Corp.

Tabla 20. Valoración en porcentaje de producción del Circuito #4 por estructura.

Potencial de Producción por Red Eléctrica			723.795 [BEOPD]						
CALCULO DE PORCENTAJE (%) DE PRODUCCION POR CIRCUITO.									
CIRCUITO 4									
Estructura	Cargas	Cluster Asociado	Prod. Cluster [BOPD]	Prod. Gnral [BOPD]	Porcent Prod. Especifica del Circuito	Potencia Nominal MT [KW]	Potencia Nominal Acumulada [KW]	Porcentaje Potencia Nominal MT	Observaciones
BAHIA CTO 4	C4-19			167.539	23,1%		22.750	15%	
C4-19	C4A-02 + C4-28			167.539	100,0%		22.750	15,3%	
C4A-02	RB-37	37	1153	1.153	0,7%	1.000	1.000	0,7%	
C4-28	C4B-02 + C4C-02 + C4-35			166.386	99,3%		21.750	14,6%	
C4B-02	RB-040	40	176	176	0,1%	1.000	1.000	0,7%	
C4C-02	C7-35 (Circuito 7)			0	0,0%		0	0,0%	
C4-35	C4D-01 + C4-36			166.210	99,2%		20.750	13,9%	
C4D-01	BAT2			18.132	10,8%		0	0,0%	El valor de producción de BAT2 fue suministrado por Confiabilidad PRE La potencia nominal de BAT2 no se tiene en cuenta porque opera con generación local
C4-36	C4E-02 + C4F-02 + VC4-33			148.078	88,4%		20.750	13,9%	
C4E-02	RB-54	54	478	478	0,3%	1.000	1.000	0,7%	
C4F-02	C4F-03 + C4I-01			69.500	41,5%		14.400	9,7%	
C4F-03	PTA 1,2,3,4			69.500	41,5%	9.600	9.600	6,4%	El valor de producción diferida de PTA 1,2,3,4 fue suministrado por Confiabilidad PRE, cada PTA maneja 200 mil BPWD
C4I-01	P 824			0	0,0%	4.800	4.800	3,2%	
VC4-33	VC4-34			78.100	46,6%		5.350	3,6%	
VC4-34	VC4-39			78.100	46,6%		5.350	3,6%	
C4-39 (VC4-39)	C4G-02 + C4-40			78.100	46,6%		5.350	3,6%	
C4G-02	VERTIMIENTO			52.100	31,1%	3.750	3.750	3%	El valor de producción diferida de vertimiento fue suministrado por Confiabilidad PRE, vertimiento maneja 600 mil BWPD
C4-40	C4H-01 + C5-43 (CIRCUITO 5) + C4J-02			26.000	15,5%		1.600	1,1%	
C4H-01	Sin			0	0,0%		0	0,0%	
C4J-02	PTA-5			26.000	15,5%	1.600	1.600	1,1%	El valor de producción diferida de PTA5 fue suministrado por Confiabilidad PRE, este PTA maneja 300 mil BWPD

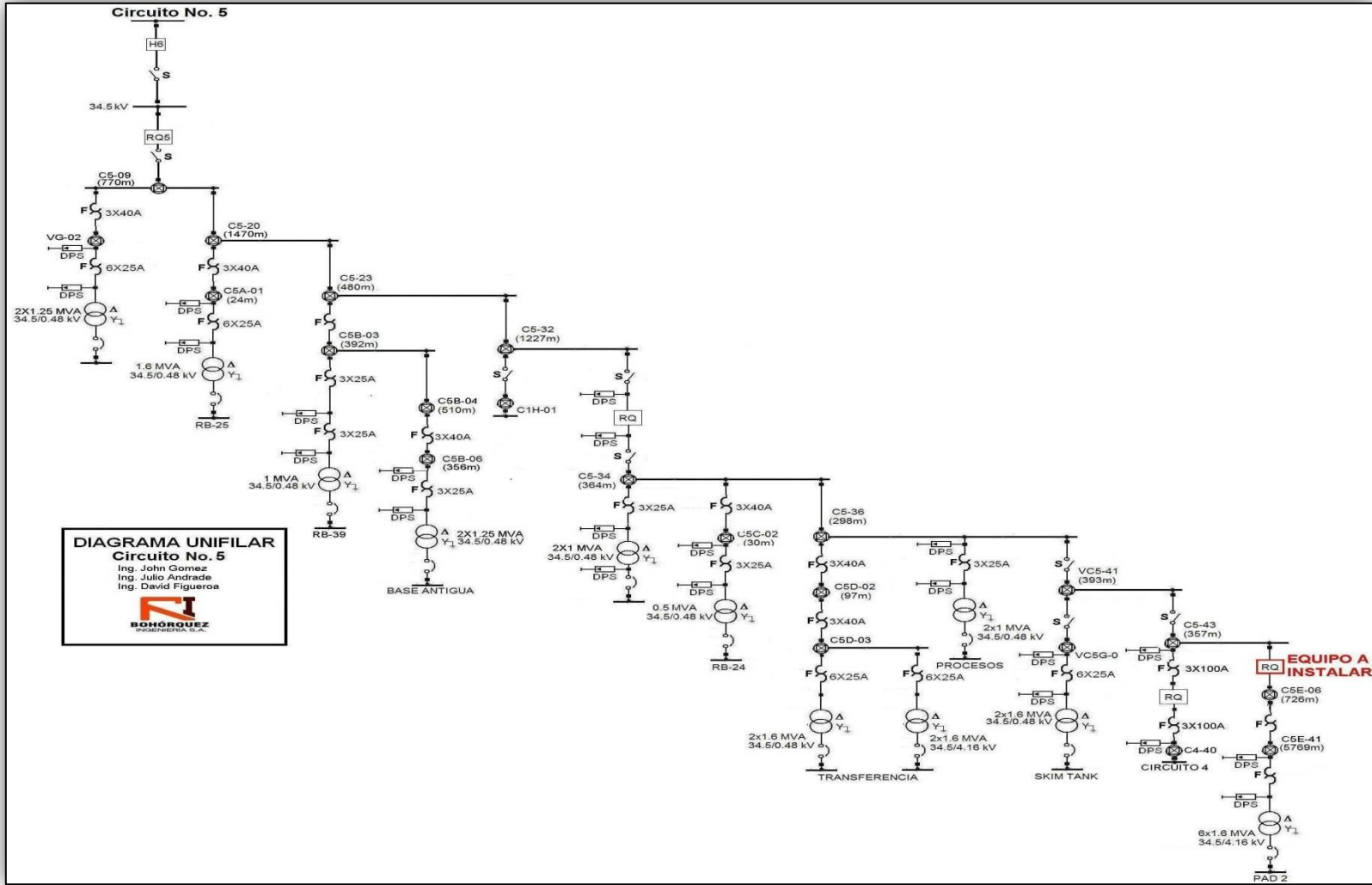
Fuente: Análisis de FMECA redes de Distribución, año 2012.

Tabla 21. Calificación de CRITICIDAD de las Estructuras del Cto #4.

SEVERIDAD O GRAVEDAD.			REDES DE DISTRIBUCION ELECTRICA ESTRUCTURAS CIRCUITO 4																				
RANGO	CRITERIO	Puntaje Subcriterio	BAHIA CTO 4	C4-19	C4A-02	C4-28	C4B-02	C4C-02	C4-35	C4D-01	C4-36	C4E-02	C4F-02	C4F-03	C4I-01	VC4-33	VC4-34	C4-39 (VC4-39)	C4G-02	C4-40	C4H-01	C4J-02	
SEGURIDAD			Puntaje Subcriterio																				
I Seguridad a las personas			Puntaje Subcriterio																				
Valor asignado	Muerta, quemadura de 2 o 3 grado, lesiones, laceraciones, fracturas (incapacidad laboral mayor de 3 dias)	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
300 puntos	Incapacidad total o parcial	225																					
	Trabajo restringido, Lesion incapacitante, contusiones. (Incapacidad de 1-3 dias)	150																					
	Tratamiento medico.	75																					
	No afectaciones a personas.	1																					
PRODUCTIVIDAD ASOCIADA AL SISTEMA			Puntaje Subcriterio																				
II Area Afectada (Grupo del Sistema)			Puntaje Subcriterio																				
Valor asignado	Reduccion entre el 75 - 100% de la produccion del sistema /Downtime del Sistema >12hrs.	300	300		300				300		300												
300 puntos	Reduccion entre el 50 - 75 % de la produccion del sistema. Parada de multiples sistemas. /Downtime del Sistema >8hrs.	200																					
	Reduccion entre el 25 - 50 % de la produccion del sistema. Parada de un unico sistema. /Downtime del Sistema >4hrs.	100											100	100			100	100	100	100			
	Reduccion entre el 0 - 25 % de la produccion del sistema. Parada de un unico sistema. /Downtime del Sistema >1hrs.	25			25		25	25		25		25			25						25	25	25
AMBIENTALES			Puntaje Subcriterio																				
III Impactos Potenciales, Derrames Contenidos o NO Contenidos			Puntaje Subcriterio																				
Valor asignado	Efectos mayores o derrames NO contenidos con afectación a personas.	300																					
300 puntos	Efectos mayores o derrames NO contenidos.	225											225	225			225	225	225	225			
	Efectos localizados o derrames contenidos de 51 a 100 Barriles.	150		150					150														
	Efectos menores o derrame contenido de 21 a 50 Barriles.	75	75		75		75	75		75		75			75						75	75	75
MANTENIMIENTO			Puntaje Subcriterio																				
IV Impactos en el Costo de Mantenimiento.			Puntaje Subcriterio																				
Valor asignado	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 50.001 - 75.000 USD	100																					
100 puntos	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 25.001 - 50.000 USD	75																					
	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 10.001 - 25.000 USD	50											50	50									
	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 2000 - 10.000 USD	25		25	25	25	25	25	25	25	25	25			25	25	25	25	25	25		25	25
CALIFICACION DE LA SEVERIDAD			PTOS																				
REDUNDANCIA			CALIFICACION																				
No tiene Redundancia, por tanto la función principal es requerida para evitar cualquier perdida			1																				
Tiene una unidad paralelo, por tanto puede sufrir una falla sin influenciar su función.			0,8																				
Tiene dos o mas Unidades paralelos, puede sufrir una falla al mismo tiempo y no influenciar la función.			0,4																				
PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE UNA FALLA EN UNA ESTRUCTURA. (FRECUENCIA)			CALIFICACION																				
RANGO	CRITERIO	Puntaje Subcriterio	CALIFICACION																				
OCURRE	OCURRE 1 VEZ AL MES	4																					
PUEDA OCURRIR	OCURRE ENTRE 1 Y 3 MESES	3																					
PROBABLE	OCURRE ENTRE 3 Y 6 MESES.	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
POCO PROBABLE	OCURRE ENTRE 6 y 12 MESES.	1																					
CALIFICACION DE LA CRITICIDAD			CALIFICACION																				
RANGO	CRITERIO	CALIFICACION	750	620	340	620	340	340	620	340	500	340	540	540	340	520	520	520	520	380	340	340	
1 < X <= 250	NO CRITICO :	N.C																					
251 < X <= 350	POCO CRITICO :	P.C		PC		PC	PC		PC		PC			PC							PC	PC	
X > 351	CRITICO :	C	C	C		C			C		C		C	C		C	C	C	C				

Fuente: Propia.

Figura. 28. Unifilar del Circuito #5.



Fuente: Archivo de planos Unifilares, propiedad de Pacific Rubiales Energy Corp.

Tabla 22. Valoración en porcentaje de producción del Circuito #5 por estructura.

Potencial de Producción por Red Eléctrica			723.795 [BEPD]		CÁLCULO DE PORCENTAJE (%) DE PRODUCCIÓN POR CIRCUITO.				
CIRCUITO 5.									
Estructura	Cargas	Cluster Asociado	Prod. Cluster [BOPD]	Prod. Gnal [BOPD]	Porcent Prod. Específica del Circuito	Potencia Nominal MT [KW]	Potencia Nominal Acumulada [KW]	Porcentaje Potencia Nominal MT	Observaciones
BAHIA CTO 5	C5-09			210.447	29,1%	3.200	26.850	18%	
C5-09	VG-02 + C5-20 + Camp. Morichal			210.447	100,0%	3.200	26.850	18,0%	
C5VG-02	FUTURA SUPLENCIA			0	0,0%		0	0,0%	
C5-20	C5A-01 + C5-23			210.447	100,0%		23.650	15,3%	
C5A-01	RB-25	25	1621	1.621	0,8%	1.600	1.600	1,1%	
C5-23	C5B-03 + C5-32			208.826	99,2%		22.050	14,8%	
C5B-03	RB-39 + C5B-04 + BAT1			16.400	7,8%	1.000	2.250	1,5%	El valor de producción diferida de BAT1 fue suministrado por Confiabilidad PRE, BAT1 maneja 16400 BOPD. La producción del RB-39 no se tiene en cuenta porque opera con generación local
C5B-04	C5B-06			0	0,0%		1.250	0,8%	
C5B-06	BASE ANTIGUA			0	0,0%	1.250	1.250	0,8%	
C5-32	C1H-01 + C5-34			192.426	91,4%		19.800	13,3%	
C1H-01	SUPLENCIA DE CAMPO.			0	0,0%		0	0,0%	
C5-34	? + C5C-02 + C5-36			192.426	91,4%		19.800	13,3%	
C5C-02	RB-24	24	1026	1.026	0,5%	500	500	0,3%	
C5-36	C5D-02 + PROCESOS + VC5-41			191.400	90,9%	2.500	19.300	12,3%	El valor de producción diferida de Procesos fue suministrado por Confiabilidad PRE, Procesos maneja 78100 BOPD
C5D-02	C5D-03			63.000	29,3%		4.200	2,8%	
C5D-03	TRANSFERENCIA			63.000	29,3%	4.200	4.200	2,8%	El valor de producción diferida de Transferencia fue suministrado por Confiabilidad PRE.
VC5-41	VC5G-0 + C5-43			50.300	23,3%		12.600	8%	
VC5G-0	SKIM TANK			21.700	10,3%	3.000	3.000	2,0%	El valor de producción diferida de Skim Tank fue suministrado por Confiabilidad PRE, Skim Tank maneja 250 mil B/WPD
C5-43	C4-40 + C5E-06			28.600	13,6%		9.600	6%	
C4-40	CIRCUITO 4			0	0,0%		0	0,0%	
C5E-06	C5E-41			28.600	13,6%		9.600	6%	
C5E-41	PAD2			28.600	13,6%	9.600	9.600	6,4%	El valor de producción diferida de PAD2 fue suministrado por Confiabilidad PRE, PAD2 maneja 330 mil B/WPD

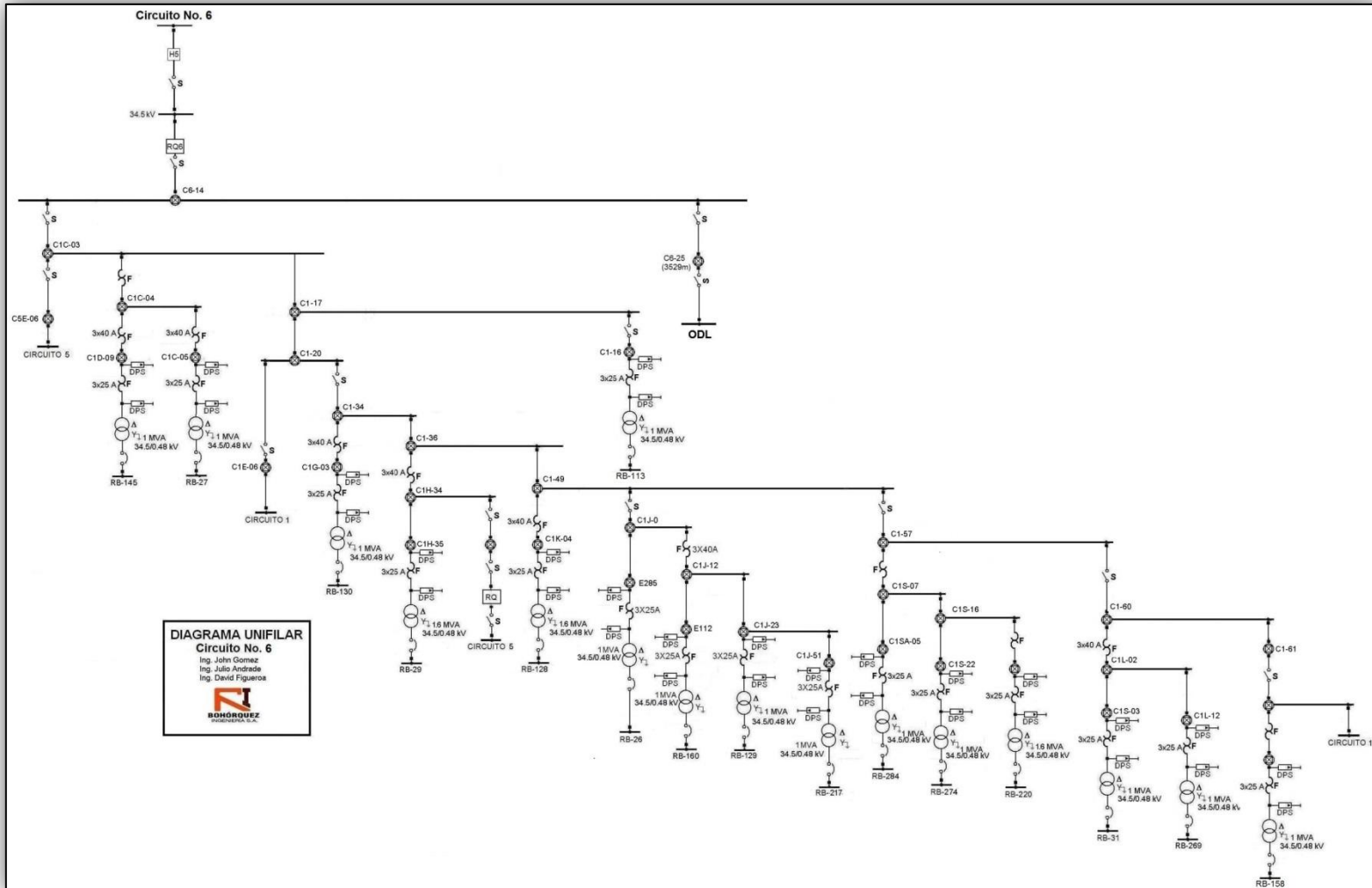
Fuente: Análisis de FMECA redes de Distribución, año 2012.

Tabla 23. Calificación de CRITICIDAD de las Estructuras del Cto #5.

SEVERIDAD O GRAVEDAD.			REDES DE DISTRIBUCION ELECTRICA ESTRUCTURAS CIRCUITO 5																							
RANGO	CRITERIO	Puntaje Subcriterio	BAHIA CTO 5	C5-09	VG-02	C5-20	C5A-01	C5-23	C5B-03	C5B-04	C5B-06	C5-32	C5H-01	C5-34	C5C-02	C5-36	C5D-02	C5D-03	VC5-41	VC5G-0	C5-43	C4-40	C5E-06	C5E-41		
SEGURIDAD																										
I	Seguridad a las personas	Puntaje Subcriterio																								
Valor asignado	Muerta, quemadura de 2 o 3 grado, lesiones, laceraciones, fracturas (Incapacidad laboral mayor de 3 dias)	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
300 puntos	Incapacidad total o parcial	225																								
	Trabajo restringido, Lesión incapacitante, contusiones. (Incapacidad de 1-3 dias)	150																								
	Tratamiento medico.	75																								
	No afectaciones a personas.	1																								
PRODUCTIVIDAD ASOCIADA AL SISTEMA																										
II	Area Afectada (Grupo del Sistema)	Puntaje Subcriterio																								
Valor asignado	Reduccion entre el 75 - 100% de la produccion del sistema /Downtime del Sistema >12hrs.	300	300	300								300		300		300	300	300								
300 puntos	Reduccion entre el 50 -75 % de la produccion del sistema. Parada de multiples sistemas. /Downtime del Sistema >8hrs.	200																								
	Reduccion entre el 25 -50 % de la produccion del sistema. Parada de un unico sistema. /Downtime del Sistema >4hrs.	100																								
	Reduccion entre el 0 - 25 % de la produccion del sistema. Parada de un unico sistema. /Downtime del Sistema >1hrs.	25			25		25		25	25	25		25		25					25	25		25	25	25	25
	AMBIENTALES																									
III	Impactos Potenciales, Derrames Contenidos o NO Contenidos	Puntaje Subcriterio																								
Valor asignado	Efectos masivos o derrames NO contenidos con afectación a personas.	300																								
300 puntos	Efectos mayores o derrames NO contenidos.	225	225	225									225		225		225	225	225							
	Efectos localizados o derrames contenidos de 51 a 100 Barriles.	150																								
	Efectos menores o derrame contenido de 21 a 50 Barriles.	75			75		75		75	75	75		75		75											
	MANTENIMIENTO																									
IV	Impactos en el Costo de Mantenimiento.	Puntaje Subcriterio																								
Valor asignado	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 50.001 - 75.000 USD	100																								
100 puntos	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 25.001 - 50.000 USD	75	75									75														
	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 10.001 - 25.000 USD	50																								
	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 2000 - 10.000 USD	25			25		25		25	25	25		25		25					25	25		25	25	25	25
	CALIFICACION DE LA SEVERIDAD																									
REDUNDANCIA	CALIFICACION	PTOS	300	875	425	850	425	875	425	425	425	900	425	875	425	875	875	875	600	675	575	625	600	625	625	
No tiene Redundancia, por tanto la función principal es requerida para evitar cualquier perdida	1	1																								
Tiene una unidad paralelo, por tanto puede sufrir una falla sin influenciar su función	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
Tiene dos o mas Unidades paralelos, puede sufrir una falla al mismo tiempo y no influenciar la función.	0,4	0,4																								
PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE UNA FALLA EN UNA ESTRUCTURA. (FRECUENCIA)																										
RANGO	CRITERIO	Puntaje Subcriterio																								
OCURRE	OCURRE 1 VEZ AL MES	4																								
PUEDER OCURRIR	OCURRE ENTRE 1 Y 3 MESES	3																								
PROBABLE	OCURRE ENTRE 3 Y 6 MESES.	2																								
POCO PROBABLE	OCURRE ENTRE 6 y 12 MESES.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CALIFICACION DE LA CRITICIDAD																										
RANGO	CRITERIO	CALIFICACION	900	700	340	680	340	700	340	340	340	720	340	700	340	700	700	700	480	540	460	500	600	625	625	
t < X <= 250	NO CRITICO :	N.C																								
251 < X <= 350	POCO CRITICO :	P.C			PC		PC		PC	PC	PC		PC		PC		PC									
X > 351	CRITICO :	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	

Fuente: Propia.

Figura. 28. Unifilar del Circuito #6.



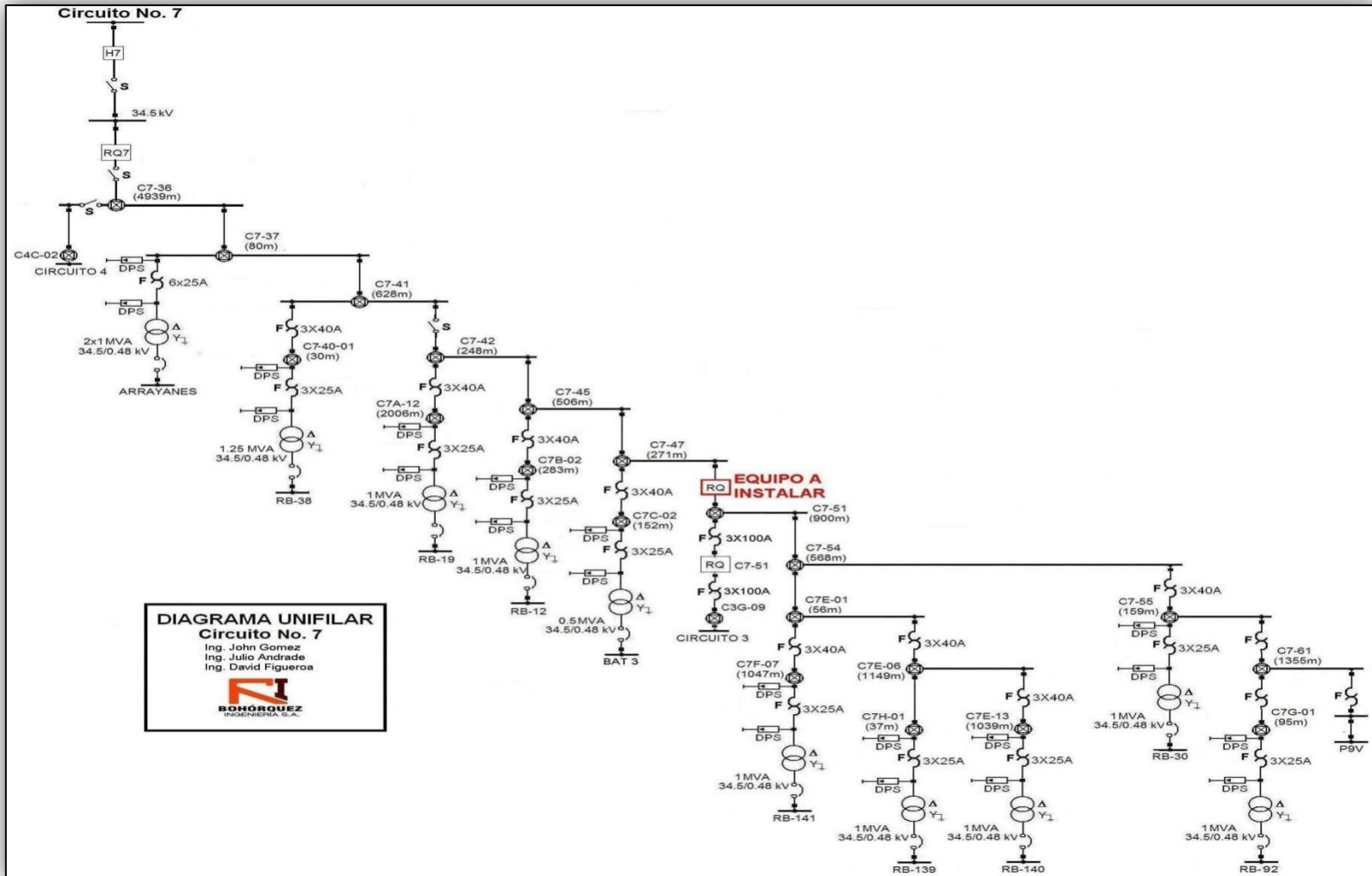
Fuente: Archivo de planos Unifilares, propiedad de Pacific Rubiales Energy Corp.

Tabla 24. Valoración en porcentaje de producción del Circuito #6 por estructura.

Potencial de Producción por Red Eléctrica				723.795 [BEOPD]							
CALCULO DE PORCENTAJE (%) DE PRODUCCION POR CIRCUITO.											
CIRCUITO 6.											
Estructura	Cargas	Cluster Asociado	Prod. Cluster [BOPD]	Prod. Gnal [BOPD]	Porcent Prod. Especifica del Circuito	Potencia Nominal MT [KW]	Potencia Nominal Acumulada [KW]	Porcentaje Potencia Nominal MT	Observaciones		
BAHIA CTO 6	C6-14			18.763	2,6%		11.400	8%			
C6-14	C1C-03 + C6-25			18.763	100,0%		11.400	7,6%			
C1C-03	C5E-06 + C1C-04 + C1-17			18.763	100,0%		11.400	7,6%			
C5E-06	SUPLENCIA CIRCUITO 5				0,0%		0	0,0%			
C1C-04	C1D-09 + C1C-05			1.654	8,8%		2.000	1,3%			
C1D-09	RB-145	145	1530	1.530	8,5%	1.000	1.000	0,7%			
C1C-05	RB-27	27	64	64	0,3%	1.000	1.000	0,7%			
C1-17	C1-20 + C1-16			17.109	91,2%		9.400	6,3%			
C1-20	C1E-06 + C1-34			17.109	91,2%		9.400	6,3%			
C1E-06	CIRCUITO 1				0,0%		0	0,0%			
C1-34	C1G-03 + C1-36			17.109	91,2%		9.400	6,3%			
C1G-03	RB-130	130	1272	1.272	6,8%	1.000	1.000	0,7%			
C1-36	C1H-34 + C1-49			15.837	84,4%		8.400	5,6%			
C1H-34	C1H-35 + CIRCUITO 5			0	0,0%		0	0,0%			
C1H-35	RB-29			0	0,0%		0	0,0%	La producción del RB-29 no se tiene en cuenta porque opera con generación local		
C1-49	C1K-04 + C1J-06 + C1-57			15.837	84,4%		8.400	5,6%			
C1K-04	RB-128	128	2203	2.203	11,7%	1.600	1.600	1%			
C1J-06	E285 + C1J-12			0	0,0%		0	0,0%			
E285	RB-26			0	0,0%		0	0%	La producción del RB-26 no se tiene en cuenta porque opera con generación local		
C1J-12	E112 + C1J-23			0	0,0%		0	0,0%			
E112	RB-160			0	0,0%		0	0%	La producción del RB-160 no se tiene en cuenta porque opera con generación local		
C1J-23	RB-129 + C1J-51			0	0,0%		0	0%	La producción del RB-129 no se tiene en cuenta porque opera con generación local		
C1J-51	RB-217			0	0,0%		0	0,0%	La producción del RB-217 no se tiene en cuenta porque opera con generación local		
C1-57	C1S-07 + C1-60			13.634	72,7%		6.800	5%			
C1S-07	C1SA-05 + C1S-16			6.087	32,4%		3.200	2%			
C1SA-05	RB-284			0	0,0%		0	0,0%	La producción del RB-284 no se tiene en cuenta porque opera con generación local		
C1S-16	C1S-22 + RB-220	220	3698	6.087	32,4%	1.600	3.200	2%			
C1S-22	RB-274	274	2189	2.189	11,7%	1.600	1.600	1%			
C1-60	C1L-02 + C1-61			7.547	40,2%		3.600	2,4%			
C1L-02	C1S-03 + C1L-12			5.263	28,0%		2.600	2%			
C1S-03	RB-31	31	1847	1.847	9,8%	1.000	1.000	1%			
C1L-12	RB-269	269	3416	3.416	18,2%	1.600	1.600	1,1%			
C1-61	C1-62			2.284	12,2%		1.000	1%			
C1-62	RB-158 + CIRCUITO 1	158	2284	2.284	12,2%	1.000	1.000	1%			
C1-16	RB-113	113	0	0	0,0%	0	0	0,0%	La producción del RB-113 no se tiene en cuenta porque opera con generación local		
C6-25	DDL	0	0	0	0,0%		0	0%			

Fuente: Análisis de FMECA redes de Distribución, año 2012.

Figura. 30. Unifilar del Circuito #7.



Fuente: Archivo de planos Unifilares, propiedad de Pacific Rubiales Energy Corp.

Tabla 26. Valoración en porcentaje de producción del Circuito #7 por estructura.

Potencial de Producción por Red Eléctrica				723.795 [BEOPD]					
CALCULO DE PORCENTAJE (%) DE PRODUCCION POR CIRCUITO.									
CIRCUITO 6.									
Estructura	Cargas	Cluster Asociado	Prod. Cluster [BOPD]	Prod. Gnal [BOPD]	Porcent Prod. Especifica del Circuito	Potencia Nominal MT [KW]	Potencia Nominal Acumulada [KW]	Porcentaje Potencia Nominal MT	Observaciones
BAHIA CTO 7	C7-36			13.163	1,8%		10.750	7,2%	
C7-36	C4C-02 + C7-37			13.163	100,0%		10.750	7,2%	
C4C-02	SUPLENCIA CIRCUITO 4			0	0,0%		0	0,0%	
C7-37	ARRAYANES + C7-41			13.163	100,0%	2.500	10.750	7,2%	
C7-41	C7-40-01 + C7-42			13.163	100,0%		8.250	5,5%	
C7-40-01	RB-38	38	2983	2.983	22,7%	1.250	1.250	0,8%	
C7-42	C7A-12 + C7-45			10.180	77,3%		7.000	4,7%	
C7A-12	RB-19	19	1629	1.629	12,4%	1.000	1.000	0,7%	
C7-45	C7B-02 + C7-47			8.551	65,0%		6.000	4,0%	
C7B-02	RB-12	12	691	691	5,2%	1.000	1.000	0,7%	
C7-47	C7C-02 + C7-51			7.860	59,7%		5.000	3,4%	
C7C-02	BAT 3			0	0,0%		0	0,0%	
C7-51	C3G-09 + C7-54			7.860	59,7%		5.000	3,4%	
C3G-09	CIRCUITO 3			0	0,0%		0	0,0%	
C7-54	C7E-01 + C7-55			7.860	59,7%		5.000	3,4%	
C7E-01	C7F-07 + C7E-06			6.140	46,6%		3.000	2,0%	
C7F-07	RB-141	141	1982	1.982	15,1%	1.000	1.000	1%	
C7E-06	C7H-01 + C7E-13			4.158	31,6%		2.000	1,3%	
C7H-01	RB-139	139	2354	2.354	17,9%	1.000	1.000	1%	
C7E-13	RB-140	140	1804	1.804	13,7%	1.000	1.000	1%	
C7-55	RB-30 + C7-61	30	1295	1.720	13,1%	1.000	2.000	1,3%	
C7-61	P9V + C7G-01			425	3,2%		1.000	0,7%	
C7G-01	RB-32	92	425	425	3,2%	1.000	1.000	0,7%	

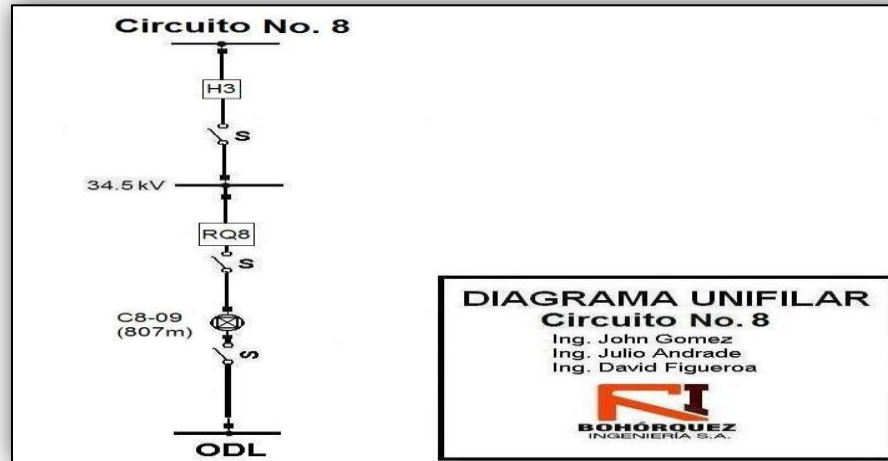
Fuente: Análisis de FMECA redes de Distribución, año 2012.

Tabla 27. Calificación de CRITICIDAD de las Estructuras del Cto #7.

SEVERIDAD O GRAVEDAD.			REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ESTRUCTURAS CIRCUITO 7																											
RANGO	CRITERIO	Puntaje Subcriterio	BAHIA CTO 7	C7-36	C4C-02	C7-37	C7-41	C7-40-0	C7-42	C7A-12	C7-45	C7B-02	C7-47	C7C-02	C7-51	C3G-09	C7-54	C7E-01	C7F-07	C7E-06	C7H-01	C7E-13	C7-55	C7-61	C7G-01					
SEGURIDAD																														
I Seguridad a las personas																														
Valor asignado	Muerta, quemadura de 2 o 3 grado, lesiones, laceraciones, fracturas (Incapacidad laboral mayor de 3 días)	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300			
300 puntos	Incapacidad total o parcial	225																												
	Trabajo restringido, Lesión incapacitante, contusiones, (Incapacidad de 1-3 días)	150																												
	Tratamiento médico.	75																												
	No afectaciones a personas.	1																												
PRODUCTIVIDAD ASOCIADA AL SISTEMA																														
II Área Afectada (Grupo del Sistema)																														
Valor asignado	Reducción entre el 75 - 100% de la producción del sistema /Downtime del Sistema >12hrs.	300	300	300		300	300																							
300 puntos	Reducción entre el 50 - 75 % de la producción del sistema. Parada de múltiples sistemas. /Downtime del Sistema >8hrs.	200								200			200																	
	Reducción entre el 25 - 50 % de la producción del sistema. Parada de un único sistema. /Downtime del Sistema >4hrs.	100																	100		100									
	Reducción entre el 0 - 25 % de la producción del sistema. Parada de un único sistema. /Downtime del Sistema >1hrs.	25			25		25		25		25		25		25		25		25		25		25		25		25			
AMBIENTALES																														
III Impactos Potenciales, Derrames Contenidos o NO Contenidos																														
Valor asignado	Efectos mayores o derrames NO contenidos con afectación a personas.	300																												
300 puntos	Efectos menores o derrames NO contenidos.	225																												
	Efectos localizados o derrames contenidos de 51 a 100 Barriles.	150																												
	Efectos menores o derrame contenido de 21 a 50 Barriles.	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75			
MANTENIMIENTO																														
IV Impactos en el Costo de Mantenimiento.																														
Valor asignado	Impactos que representen costo para el Área de Mantenimiento desde 50.001 - 75.000 USD	100																												
100 puntos	Impactos que representen costo para el Área de Mantenimiento desde 25.001 - 50.000 USD	75	75																75		75									
	Impactos que representen costo para el Área de Mantenimiento desde 10.001 - 25.000 USD	50																												
	Impactos que representen costo para el Área de Mantenimiento desde 2000 - 10.000 USD	25		25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25			
CALIFICACION DE LA SEVERIDAD			PTOS																											
			750	700	425	700	700	425	700	425	600	425	600	425	650	425	650	500	425	500	425	425	425	425	425	425	425			
REDUNDANCIA			CALIFICACION																											
			1	1																										
					0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8			
PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE UNA FALLA EN UNA ESTRUCTURA. (FRECUENCIA)			CALIFICACION																											
			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
RANGO			CRITERIO																											
OCURRE			OCURRE 1VEZ AL MES																											
PUEDA OCURRIR			OCURRE ENTRE 1 Y 3 MESES																											
PROBABLE			OCURRE ENTRE 3 Y 6 MESES																											
POCO PROBABLE			OCURRE ENTRE 6 y 12 MESES																											
CALIFICACION DE LA CRITICIDAD			CALIFICACION																											
			750	700	340	560	560	340	560	340	480	340	480	340	520	340	520	400	340	400	340	340	340	340	340	340				
RANGO			CRITICIDAD																											
1 < X <= 250			NO CRITICO :																											
251 < X <=350			POCO CRITICO :																											
X > 351			CRITICO :																											
			C	C		C	C		C		C		C		C		C		C		C		C		C					

Fuente: Propia.

Figura. 31. Unifilar del Circuito #8.



Fuente: Archivo de planos Unifilares, propiedad de Pacific Rubiales Energy Corp.

Tabla 28. Valoración en porcentaje de producción del Circuito #8 por estructura.

Potencial de Producción por Red Eléctrica			723.795 [BEOPD]						
CÁLCULO DE PORCENTAJE (%) DE PRODUCCIÓN POR CIRCUITO.									
CIRCUITO 8.									
Estructura	Cargas	Cluster Asociado	Prod. Cluster [BOPD]	Prod. Geral [BOPD]	Porcent Prod. Específica del Circuito	Potencia Nominal MT [KW]	Potencia Nominal Acumulada [KW]	Porcentaje Potencia Nominal MT	Observaciones
BAHIA CTO 8	C8-09	Sin	0	76.000	10,5%		20.000	13,4%	El valor de producción general asociado al circuito 8, se toma según información del personal de confiabilidad PRE.
C8-09	ODL	Sin	0	76.000	100,0%		20.000	13,4%	El valor de Potencia nominal acumulada corresponde a la capacidad de el transformador de entrada instalado en ODL

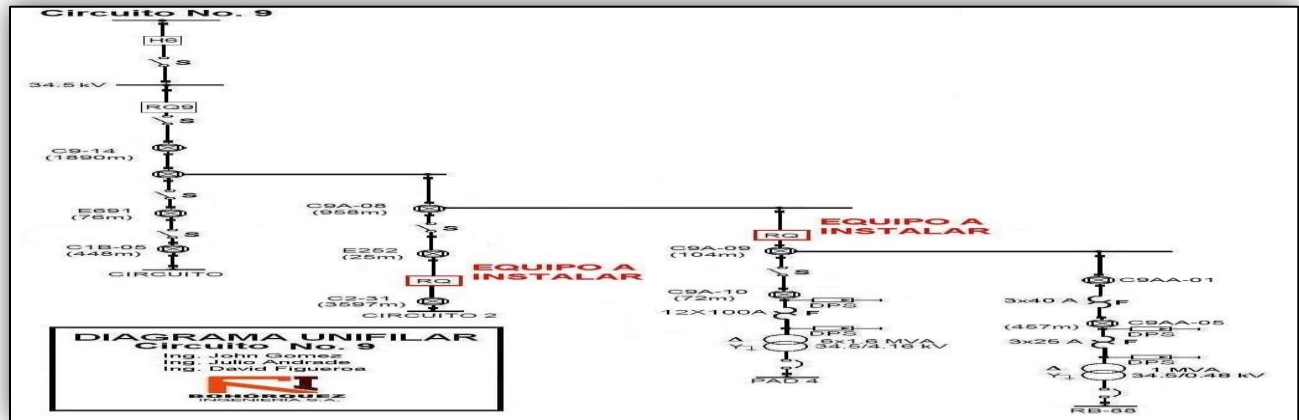
Fuente: Análisis de FMECA redes de Distribución, año 2012.

Tabla 29. Calificación de CRITICIDAD de las Estructuras del Cto #8.

SEVERIDAD O GRAVEDAD.			REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ESTRUCTURAS CIRCUITO 8	
RANGO	CRITERIO	Puntaje Subcriterio	BAHIA CTO 8	CS-08
SEGURIDAD			Puntaje Subcriterio	
I Seguridad a las personas			Puntaje Subcriterio	
Valor asignado	Muerta, quemadura de 2 o 3 grado, lesiones, laceraciones, fracturas (Incapacidad laboral mayor de 3 días)	300	300	300
300 puntos	Incapacidad total o parcial	225		
	Trabajo restringido, Lesión incapacitante, contusiones. (Incapacidad de 1- 3 días)	150		
	Tratamiento medico. No afectaciones a personas.	75		
		1		
PRODUCTIVIDAD ASOCIADA AL SISTEMA			Puntaje Subcriterio	
II Area Afectada (Grupo del Sistema)			Puntaje Subcriterio	
Valor asignado	Reducción entre el 75 - 100% de la producción del sistema /Downtime del Sistema >12hrs.	300	300	300
300 puntos	Reducción entre el 50 -75 % de la producción del sistema. Parada de multiples sistemas. /Downtime del Sistema >8hrs.	200		
	Reducción entre el 25 - 50 % de la producción del sistema. Parada de un unico sistema. /Downtime del Sistema >4hrs.	100		
	Reducción entre el 0 - 25 % de la producción del sistema. Parada de un unico sistema. /Downtime del Sistema >1hrs.	25		
AMBIENTALES			Puntaje Subcriterio	
III Impactos Potenciales, Derrames Contenidos o NO Contenidos			Puntaje Subcriterio	
Valor asignado	Efectos masivos o derrames NO contenidos con afectación a personas.	300		
300 puntos	Efectos mayores o derrames NO contenidos.	225		
	Efectos localizados o derrames contenidos de 51 a 100 Barriles.	150	150	150
	Efectos menores o derrame contenido de 21 a 50 Barriles.	75		
MANTENIMIENTO			Puntaje Subcriterio	
IV Impactos en el Costo de Mantenimiento.			Puntaje Subcriterio	
Valor asignado	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 50.001 - 75.000 USD	100		
100 puntos	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 25.001 - 50.000 USD	75	75	75
	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 10.001 - 25.000 USD	50		
	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 2000 - 10.000 USD	25		
CALIFICACION DE LA SEVERIDAD			PTOS	
			825	825
REDUNDANCIA			CALIFICACION	
No tiene Redundancia, por tanto la función principal es requerida para evitar cualquier perdida			1	
Tiene una unidad paralelo, por tanto puede sufrir una falla sin influenciar su función			0,8	0,8
Tiene dos o mas Unidades paralelos, puede sufrir una falla al mismo tiempo y no influenciar la función.			0,4	
PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE UNA FALLA EN UNA ESTRUCTURA. (FRECUENCIA)			CALIFICACION	
RANGO	CRITERIO	Puntaje Subcriterio		
OCURRE	OCURRE 1 VEZ AL MES	4		
PUEDA OCURRIR	OCURRE ENTRE 1 Y 3 MESES	3		
PROBABLE	OCURRE ENTRE 3 Y 6 MESES.	2		
POCO PROBABLE	OCURRE ENTRE 6 y 12 MESES.	1	1	1
CALIFICACION DE LA CRITICIDAD			825	660
RANGO	CRITERIO	CALIFICACION CRITICIDAD		
1 < X <= 250	NO CRITICO :	N.C		
251 < X <= 350	POCO CRITICO :	P.C		
X > 351	CRITICO :	C	C	C

Fuente: Propia.

Figura. 32. Unifilar del Circuito #9.



Fuente: Archivo de planos Unifilares, propiedad de Pacific Rubiales Energy Corp.

Tabla 30. Valoración en porcentaje de producción del Circuito #9 por estructura.

Potencial de Producción por Red Eléctrica			723.795 [BEPD]						
CALCULO DE PORCENTAJE (%) DE PRODUCCION POR CIRCUITO.									
CIRCUITO 9.									
Estructura	Cargas	Cluster Asociado	Prod. Cluster [BOPD]	Prod. Gnal [BOPD]	Porcent Prod. Especifica del Circuito	Potencia Nominal MT [KW]	Potencia Nominal Acumulada [KW]	Porcentaje Potencia Nominal MT	Observaciones
BAHIA CTO 9	C9-14			23.650	3,3%		10.600	7,1%	
C9-14	E691 + C9A-08			23.650	100,0%		10.600	7,1%	
E691	C1B-05			0	0,0%		0	0,0%	
C1B-05	ENLACE CON CIRCUITO 1			0	0,0%		0	0,0%	
C9A-08	E252 + C9A-09			23.650	100,0%		10.600	7,1%	
C2-52	C2-31			0	0,0%		0	0,0%	SUPLENCIA CON CIRCUITO 2
C2-31	CIRCUITO 2			0	0,0%		0	0,0%	SUPLENCIA CON CIRCUITO 2
C9A-09	C9A-10 + C9AA-01			23.650	100,0%		10.600	7,1%	
C9A-10	PAD4			22.600	95,6%	9.600	9.600	6,4%	El valor de producción diferida de PAD4 fue suministrado por Confiabilidad PRE, PAD4 maneja 260 mil BWPD
C9AA-01	C9AA-05			1.050	4,4%		1.000	0,7%	
C9AA-05	RB-88	88	1050	1.050	4,4%	1.000	1.000	0,7%	

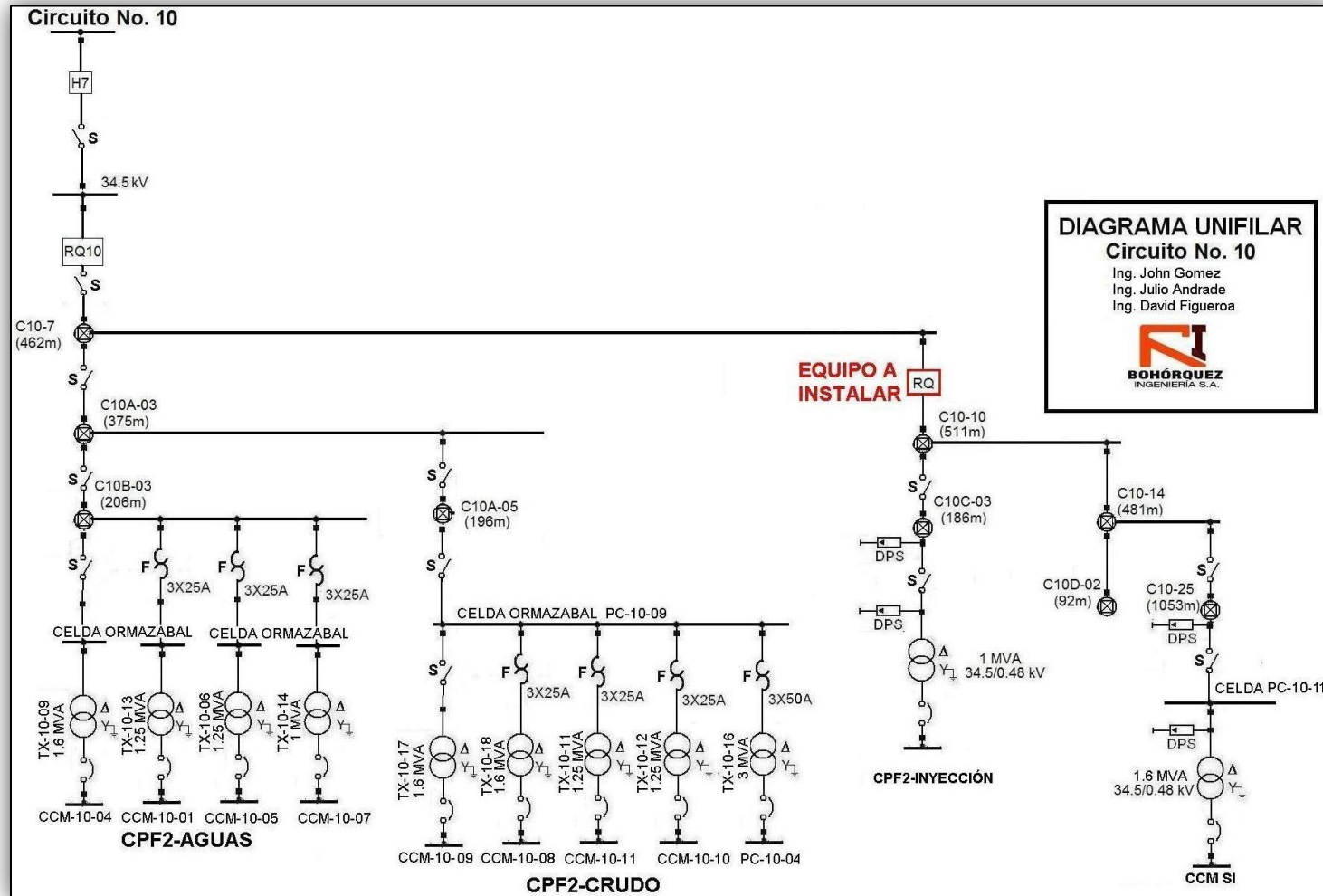
Fuente: Análisis de FMECA redes de Distribución, año 2012.

Tabla 31. Calificación de CRITICIDAD de las Estrucutras del Cto #9.

SEVERIDAD O GRAVEDAD.			REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ESTRUCTURAS CIRCUITO 9										
RANGO	CRITERIO	Puntaje Subcriterio	BAHIA CTO 9	C9-14	E691	C1B-05	C9A-08	C2-52	C2-31	C9A-09	C9A-10	C9AA-01	C9AA-05
SEGURIDAD			Puntaje Subcriterio										
I	Seguridad a las personas	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Valor asignado 300 puntos	Muerta, quemadura de 2 o 3 grado, lesiones, laceraciones, fracturas (Incapacidad laboral mayor de 3 días)	300											
	Incapacidad total o parcial	225											
	Trabajo restringido, Lesión incapacitante, contusiones. (Incapacidad de 1-3 días)	150											
	Tratamiento medico.	75											
	No afectaciones a personas.	1											
PRODUCTIVIDAD ASOCIADA AL SISTEMA			Puntaje Subcriterio										
II	Area Afectada (Grupo del Sistema)	300	300	300			300			300	300		
Valor asignado 300 puntos	Reducción entre el 75 - 100% de la producción del sistema. /Downtime del Sistema >12hrs.	300											
	Reducción entre el 50 - 75 % de la producción del sistema. Parada de multiples sistemas. /Downtime del Sistema >8hrs.	200											
	Reducción entre el 25 - 50 % de la producción del sistema. Parada de un unico sistema. /Downtime del Sistema >4hrs.	100											
	Reducción entre el 0 - 25 % de la producción del sistema. Parada de un unico sistema. /Downtime del Sistema >1hrs.	25			25	25		25	25			25	25
AMBIENTALES			Puntaje Subcriterio										
III	Impactos Potenciales, Derrames Contenidos o NO Contenidos	300											
Valor asignado 300 puntos	Efectos masivos o derrames NO contenidos con afectación a personas.	300											
	Efectos mayores o derrames NO contenidos.	225											
	Efectos localizados o derrames contenidos de 51 a 100 Barriles.	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150		
	Efectos menores o derrame contenido de 21 a 50 Barriles.	75										75	75
MANTENIMIENTO			Puntaje Subcriterio										
IV	Impactos en el Costo de Mantenimiento.	100											
Valor asignado 100 puntos	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 50.001 - 75.000 USD	100							75		75		
	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 25.001 - 50.000 USD	75											
	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 10.001 - 25.000 USD	50										25	25
	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 2000 - 10.000 USD	25											
CALIFICACION DE LA SEVERIDAD			PTOS										
			825	775	500	500	775	500	550	775	825	425	425
REDUNDANCIA			CALIFICACION										
	No tiene Redundancia, por tanto la función principal es requerida para evitar cualquier perdida	1	1										
	Tiene una unidad paralelo, por tanto puede sufrir una falla sin influenciar su función	0,8		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	Tiene dos o mas Unidades paralelos, puede sufrir una falla al mismo tiempo y no influenciar la función.	0,4											
PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE UNA FALLA EN UNA ESTRUCTURA. (FRECUENCIA)			CALIFICACION										
RANGO	CRITERIO	Puntaje Subcriterio											
OCURRE	OCURRE 1 VEZ AL MES	4											
PUEDA OCURRIR	OCURRE ENTRE 1 Y 3 MESES	3											
PROBABLE	OCURRE ENTRE 3 Y 6 MESES.	2											
POCO PROBABLE	OCURRE ENTRE 6 y 12 MESES.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CALIFICACION DE LA CRITICIDAD			CALIFICACION										
RANGO	CRITERIO	CRITICIDAD	825	620	400	400	620	400	440	620	660	340	340
1-< X <= 250	NO CRITICO :	N.C											
251 < X <= 350	POCO CRITICO :	P.C										PC	PC
X > 351	CRITICO :	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C		

Fuente: Propia.

Figura. 33. Unifilar del Circuito #10.



Fuente: Archivo de planos Unifilares, propiedad de Pacific Rubiales Energy Corp.

Tabla 32. Valoración en porcentaje de producción del Circuito #10 por estructura.

Potencial de Producción por Red Eléctrica			723.795 [BEPD]						
CALCULO DE PORCENTAJE (%) DE PRODUCCION POR CIRCUITO.									
CIRCUITO 10.									
Estructura	Cargas	Cluster Asociado	Prod. Cluster [BOPD]	Prod. Gnral [BOPD]	Porcent Prod. Especifica del Circuito	Potencia Nominal MT [KW]	Potencia Nominal Acumulada	Porcentaje Potencia Nominal MT	Observaciones
BAHIA CTO 10	C10-7			103.000	14,2%		10.900	7,3%	
C10-7	C10A-03 + C10-10			103.000	100,0%		10.900	7,3%	
C10A-03	C10B-03 + C10A-05			103.000	100,0%		9.900	6,8%	
C10B-03	CPF2 AGUAS (CCM-10-04; CCM10-01; CCM-10-05; CCM-10-07)			43.000	41,7%	5.450	5.450	3,7%	El valor de producción diferida de CPF2 Aguas fue suministrado por Confiabilidad PRE, CPF2 Aguas maneja 1 millón B/WPD; el 50% lo maneja circuito 10 y el otro 50% el circuito 11
C10A-05	CPF2 CRUDO (CCM-10-03; CCM-10-08; CCM-10-11; CCM-10-10; PC-10-04)			60.000	58,3%	4.450	4.450	3,0%	El valor de producción diferida de CPF2 Crudo fue suministrado por Confiabilidad PRE, CPF2 Crudo maneja 72 mil BOPD de los cuales el 80% lo maneja el circuito 10,
C10-10	C10C-03 + C10-14			0	0,0%	0	1.000	0,7%	
C10C-03	CPF2-INYECCION			0	0,0%	1.000	1.000	0,7%	
C10-14	C10D-02 + C10-25			0	0,0%	0	0	0,0%	
C10D-02				0	0,0%	0	0	0,0%	
C10-25	CPF2-SERVICIOS INDUSTRIALES			0	0,0%	0	0	0,0%	

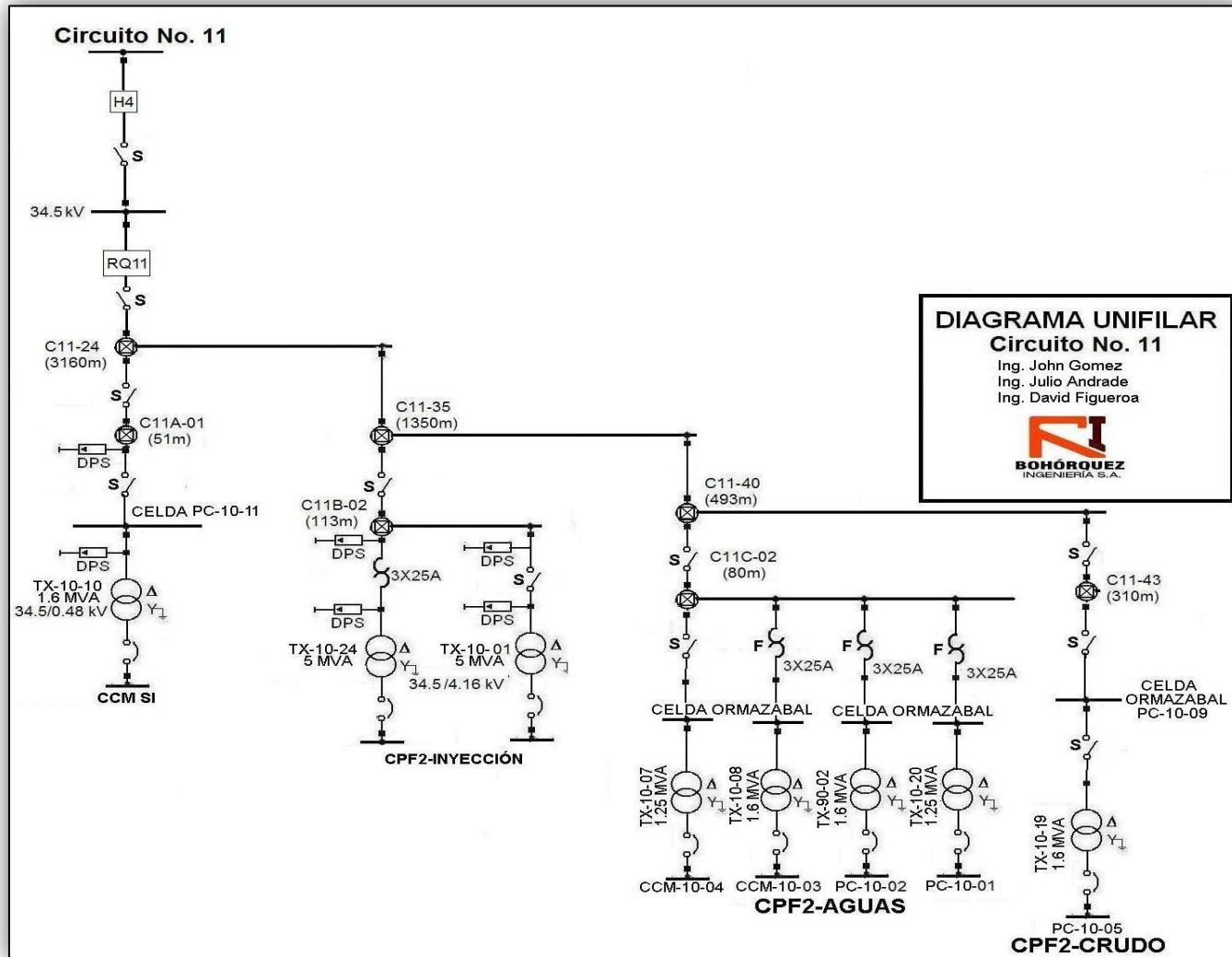
Fuente: Análisis de FMECA redes de Distribución, año 2012.

Tabla 33. Calificación de CRITICIDAD de las Estructuras del Cto #10.

SEVERIDAD O GRAVEDAD.			REDES DE DISTRIBUCION ELECTRICA ESTRUCTURAS CIRCUITO 10									
RANGO	CRITERIO	Puntaje Subcriterio	BAHIA CTO 10	C10-1	C10A-03	C10B-03	C10A-05	C10-10	C10C-03	C10-14	C10D-02	C10-25
SEGURIDAD			Puntaje Subcriterio									
I	Seguridad a las personas	Puntaje Subcriterio										
Valor asignado	Muerta, quemadura de 2 o 3 grado, lesiones, laceraciones, fracturas (Incapacidad laboral mayor de 3 dias)	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
300 puntos	Incapacidad total o parcial	225										
	Trabajo restringido, Lesión incapacitante, contusiones. (Incapacidad de 1- 3 dias)	150										
	Tratamiento medico.	75										
	No afectaciones a personas.	1										
PRODUCTIVIDAD ASOCIADA AL SISTEMA			Puntaje Subcriterio									
II	Area Afectada (Grupo del Sistema)	Puntaje Subcriterio										
Valor asignado	Reduccion entre el 75 - 100% de la produccion del sistema. /Downtime del Sistema >12hrs.	300	300	300								
300 puntos	Reduccion entre el 50 - 75 % de la produccion del sistema. Parada de multiples sistemas. /Downtime del Sistema >8hrs.	200				200						
	Reduccion entre el 25 - 50 % de la produccion del sistema. Parada de un unico sistema. /Downtime del Sistema >4hrs.	100			100							
	Reduccion entre el 0 - 25 % de la produccion del sistema. Parada de un unico sistema. /Downtime del Sistema >1hrs.	25					25	25	25	25	25	25
AMBIENTALES			Puntaje Subcriterio									
III	Impactos Potenciales, Derrames Contenidos o NO Contenidos	Puntaje Subcriterio										
Valor asignado	Efectos masivos o derrames NO contenidos con afectación a personas.	300										
300 puntos	Efectos mayores o derrames NO contenidos.	225										
	Efectos localizados o derrames contenidos de 51 a 100 Barriles.	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
	Efectos menores o derrame contenido de 21 a 50 Barriles.	75										
MANTENIMIENTO			Puntaje Subcriterio									
IV	Impactos en el Costo de Mantenimiento.	Puntaje Subcriterio										
Valor asignado	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 50.001 - 75.000 USD	100										
100 puntos	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 25.001 - 50.000 USD	75	75									
	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 10.001 - 25.000 USD	50										
	Impactos que representen costo para el Area de Mantenimiento desde 2000 - 10.000 USD	25		25	25	25	25	25	25	25	25	25
CALIFICACION DE LA SEVERIDAD			PTOS									
			825	775	775	575	675	500	500	500	500	500
REDUNDANCIA			CALIFICACION									
	No tiene Redundancia, por tanto la función principal es requerida para evitar cualquier perdida	1	1									
	Tiene una unidad paralelo, por tanto puede sufrir una falla sin influenciar su función	0,8		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	Tiene dos o mas Unidades paralelos, puede sufrir una falla al mismo tiempo y no influenciar la función.	0,4										
PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE UNA FALLA EN UNA ESTRUCTURA. (FRECUENCIA)			CALIFICACION									
RANGO	CRITERIO	Puntaje										
OCURRE	OCURRE 1VEZ AL MES	4										
PUEDA OCURRIR	OCURRE ENTRE 1Y 3 MESES	3										
PROBABLE	OCURRE ENTRE 3 Y 6 MESES.	2										
POCO PROBABLE	OCURRE ENTRE 6 y 12 MESES.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CALIFICACION DE LA CRITICIDAD			CALIFICACION									
RANGO	CRITERIO	CALIFICACION	825	620	620	460	540	400	400	400	400	400
1< X <= 250	NO CRITICO :	N.C										
251 < X <= 350	POCO CRITICO :	P.C										
X > 351	CRITICO :	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C

Fuente: Propia.

Figura. 34. Unifilar del Circuito #11.



Fuente: Archivo de planos Unifilares, propiedad de Pacific Rubiales Energy Corp.

Tabla 34. Valoración en porcentaje de producción del Circuito #11 por estructura.

SEVERIDAD O GRAVEDAD.			REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ESTRUCTURAS CIRCUITO 10							
RANGO	CRITERIO	Puntaje Subcriterio	BAHIA CTO 11	C11-24	C11A-01	C11-35	C11B-02	C11-40	C11C-02	C11-43
SEGURIDAD			Puntaje Subcriterio							
I	Seguridad a las personas	Puntaje Subcriterio								
Valor asignado	Muerta, quemadura de 2 o 3 grado, lesiones, laceraciones, fracturas (Incapacidad laboral mayor de 3 días)	300	300	300	300	300	300	300	300	300
300 puntos	Incapacidad total o parcial	225								
	Trabajo restringido, Lesión incapacitante, contusiones. (Incapacidad de 1-3 días)	150								
	Tratamiento médico.	75								
	No afectaciones a personas.	1								
PRODUCTIVIDAD ASOCIADA AL SISTEMA			Puntaje Subcriterio							
II	Área Afectada (Grupo del Sistema)	Puntaje Subcriterio								
Valor asignado	Reducción entre el 75 - 100% de la producción del sistema. (Downtime del Sistema >12hrs.	300	300	300		300		300	300	
300 puntos	Reducción entre el 50 - 75 % de la producción del sistema. Parada de múltiples sistemas. (Downtime del Sistema >8hrs.	200								
	Reducción entre el 25 - 50 % de la producción del sistema. Parada de un único sistema. (Downtime del Sistema >4hrs.	100								
	Reducción entre el 0 - 25 % de la producción del sistema. Parada de un único sistema. (Downtime del Sistema >1hrs.	25			25		25			25
AMBIENTALES			Puntaje Subcriterio							
III	Impactos Potenciales. Derrames Contenidos o NO Contenidos	Puntaje Subcriterio								
Valor asignado	Efectos masivos o derrames NO contenidos con afectación a personas.	300								
300 puntos	Efectos mayores o derrames NO contenidos.	225								
	Efectos localizados o derrames contenidos de 51 a 100 Barriles.	150	150	150	150	150	150	150	150	150
	Efectos menores o derrame contenido de 21 a 50 Barriles.	75								
MANTENIMIENTO			Puntaje Subcriterio							
IV	Impactos en el Costo de Mantenimiento.	Puntaje Subcriterio								
Valor asignado	Impactos que representen costo para el Área de Mantenimiento desde 50.001 - 75.000 USD	100								
100 puntos	Impactos que representen costo para el Área de Mantenimiento desde 25.001 - 50.000 USD	75	75							
	Impactos que representen costo para el Área de Mantenimiento desde 10.001 - 25.000 USD	50								
	Impactos que representen costo para el Área de Mantenimiento desde 2000 - 10.000 USD	25		25	25	25	25	25	25	25
CALIFICACION DE LA SEVERIDAD			PTOS							
			825	775	500	775	500	775	775	500
REDUNDANCIA			CALIFICACION							
	No tiene Redundancia, por tanto la función principal es requerida para evitar cualquier perdida	1	1							
	Tiene una unidad paralelo, por tanto puede sufrir una falla sin influenciar su función	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	Tiene dos o mas Unidades paralelos, puede sufrir una falla al mismo tiempo y no influenciar la función.	0,4								
PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE UNA FALLA EN UNA ESTRUCTURA. (FRECUENCIA)			CALIFICACION							
RANGO	CRITERIO	Puntaje Subcriterio								
OCURRE	OCURRE 1 VEZ AL MES	4								
PUEDO OCURRIR	OCURRE ENTRE 1 Y 3 MESES	3								
PROBABLE	OCURRE ENTRE 3 Y 6 MESES.	2								
POCO PROBABLE	OCURRE ENTRE 6 y 12 MESES.	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CALIFICACION DE LA CRITICIDAD			CALIFICACION CRITICIDAD							
RANGO	CRITERIO	CRITICIDAD	825	620	400	620	400	620	620	400
1 < X <= 250	NO CRITICO :	N.C								
251 < X <= 350	POCO CRITICO :	P.C								
X > 351	CRITICO :	C	C	C	C	C	C	C	C	C

Fuente: Análisis de FMECA redes de Distribución, año 2012.

Tabla 35. Calificación de CRITICIDAD de las Estructuras del Cto #11.

SEVERIDAD O GRAVEDAD.			REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ESTRUCTURAS CIRCUITO 11							
RANGO	CRITERIO	Puntaje Subcriterio	BAHIA CTO 11	C11-24	C11A-01	C11-35	C11B-02	C11-40	C11C-02	C11-43
SEGURIDAD			Puntaje Subcriterio							
I	Seguridad a las personas	Puntaje Subcriterio								
Valor asignado	Muerta, quemadura de 2 o 3 grado, lesiones, laceraciones, fracturas (incapacidad laboral mayor de 3 días)	300	300	300	300	300	300	300	300	300
300 puntos	Incapacidad total o parcial	225								
	Trabajo restringido, Lesión incapacitante, contusiones, (incapacidad de 1 - 3 días)	150								
	Tratamiento medico.	75								
	No afectaciones a personas.	1								
PRODUCTIVIDAD ASOCIADA AL SISTEMA			Puntaje Subcriterio							
II	Área Afectada (Grupo del Sistema)	Puntaje Subcriterio								
Valor asignado	Reducción entre el 75 - 100% de la producción del sistema /Downtime del Sistema >12hr.	300	300	300		300		300	300	
300 puntos	Reducción entre el 50 - 75 % de la producción del sistema. Parada de múltiples sistemas. /Downtime del Sistema >8hr.	200								
	Reducción entre el 25 - 50 % de la producción del sistema. Parada de un único sistema. /Downtime del Sistema >4hr.	100								
	Reducción entre el 0 - 25 % de la producción del sistema. Parada de un único sistema. /Downtime del Sistema >1hr.	25			25		25			25
AMBIENTALES			Puntaje Subcriterio							
III	Impactos Potenciales, Derrames Contenidos o NO Contenidos	Puntaje Subcriterio								
Valor asignado	Efectos masivos o derrames NO contenidos con afectación a personas.	300								
300 puntos	Efectos mayores o derrames NO contenidos.	225								
	Efectos localizados o derrames contenidos de 51 a 100 Barriles.	150	150	150	150	150	150	150	150	150
	Efectos menores o derrame contenido de 21 a 50 Barriles.	75								
MANTENIMIENTO			Puntaje Subcriterio							
IV	Impactos en el Costo de Mantenimiento.	Puntaje Subcriterio								
Valor asignado	Impactos que representen costo para el Área de Mantenimiento desde 50.001 - 75.000 USD	100								
100 puntos	Impactos que representen costo para el Área de Mantenimiento desde 25.001 - 50.000 USD	75	75							
	Impactos que representen costo para el Área de Mantenimiento desde 10.001 - 25.000 USD	50								
	Impactos que representen costo para el Área de Mantenimiento desde 2000 - 10.000 USD	25			25	25	25	25	25	25
CALIFICACION DE LA SEVERIDAD			PTOS							
			825	775	500	775	500	775	775	500
REDUNDANCIA			CALIFICACION							
	No tiene Redundancia, por tanto la función principal es requerida para evitar cualquier perdida	1	1							
	Tiene una unidad paralelo, por tanto puede sufrir una falla sin influenciar su función	0,8		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	Tiene dos o mas Unidades paralelos, puede sufrir una falla al mismo tiempo y no influenciar la función.	0,4								
PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE UNA FALLA EN UNA ESTRUCTURA. (FRECUENCIA)			CALIFICACION							
RANGO	CRITERIO	Puntaje Subcriterio								
OCURRE	OCURRE 1 VEZ AL MES	4								
PUEDE OCURRIR	OCURRE ENTRE 1 Y 3 MESES	3								
PROBABLE	OCURRE ENTRE 3 Y 6 MESES.	2								
POCO PROBABLE	OCURRE ENTRE 6 y 12 MESES.	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CALIFICACION DE LA CRITICIDAD			CALIFICACION							
RANGO	CRITERIO	CRITICIDAD	825	620	400	620	400	620	620	400
1=< X <= 250	NO CRITICO :	N.C								
251 < X <= 350	POCO CRITICO :	P.C								
X > 351	CRITICO :	C	C	C	C	C	C	C	C	C

Fuente: Propia.

5.3 FALLAS FUNCIONALES.

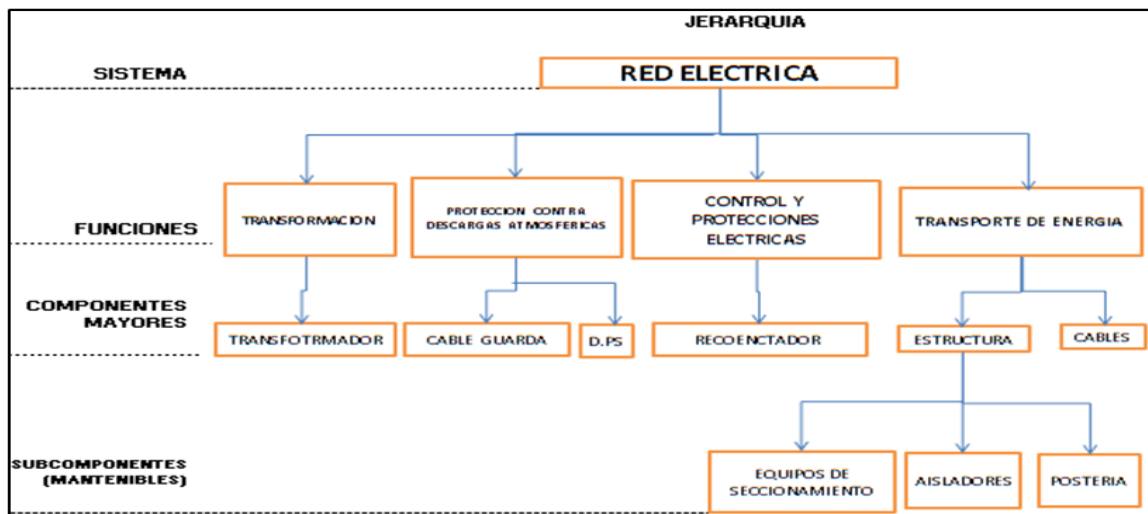
⁷Inhabilidad de un activo para cumplir un estándar de funcionamiento deseable por el usuario.

⁸ Estado en el cual un activo físico o un sistema es incapaz de realizar una función específica con un nivel de desempeño deseable.

En redes de distribución a 34,5kV del sistema de campo Rubiales, las fallas funcionales se enfocaron hacia sus componente **mayores** y algunos subcomponentes a los cuales les aplique económicamente algún modo de mantenimiento.

En la siguiente grafica se puede ver la jerarquía dada al sistema eléctrico desde el punto vista de las funciones principales que debe cumplir para la satisfacción del usuario.

Figura. 35. Jerarquía, funciones y componentes.



Fuente: Propia.

⁷ORTIZA PLATA, Daniel. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM).Posgrado en Gerencia de Mantenimiento. Convenio UIS – ASEDUIS, Bogotá, 2011

⁸Norma SAE JA 1011,

Las funciones determinadas del sistema para este análisis son:

- Transformación de tensión o voltaje.
- Protección del sistema contra descargas atmosféricas.
- Control y protecciones Eléctricas.
- Transporte de Energía.

5.4 MODOS DE FALLA.

⁹Evento que causa una Falla funcional.

¹⁰Estado en el cual un activo físico o un sistema es incapaz de realizar una función específica con un nivel de desempeño deseable.

¹⁰Son las maneras como puede fallar el componente, es decir, la forma como ocurre la falla y es observada.

5.4.1 Causa de Falla y calificación del NRP. Para efectos de este análisis las causas son a su vez un complemento descriptivo del Modo de Falla, y en las tablas que se muestran a continuación se indican por aparte para dar una mayor claridad del evento específico que genera la pérdida de la función.

Para los componentes mayores se determinaron las formas en que pueden fallar y hacer perder su función principal, de igual manera se determinan las causas y se califican el **Número de Riesgo Ponderado (N.R.P)**, determinando así el tipo de mantenimiento mas apropiado.

⁹Norma SAE JA 1011,

¹⁰ORTIZA PLATA, Daniel. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM). Posgrado en Gerencia de Mantenimiento. Convenio UIS – ASEDUIS, Bogota, 2011

Los modos de falladeterminados de los componentes mayores y subcomponentes son:

- Transformación de tensión o voltaje.
 - Transformador en Falla.

- Protección del sistema contra descargas atmosféricas.
 - Falla en sistemas de DPS y apantallamiento.

- Control y protecciones Eléctricas.
 - Reconectador NO opera.

- Transporte de Energía.
 - Cable roto o abierto.
 - Crucetas; Tornillería; Bayonetas; Grapas; Templetes, Deteriorados.
 - Elemento Seccionador dañado.
 - Aislador roto o flameado.
 - Poste desplomado o inclinado.

Tabla 36. Calificación de Numero de Riesgo Ponderado.
Transformador en Falla.

CALIFICACION DEL NUMERO PONDERADO DE RIESGO (N.P.R)																									
FUNCION : TRANSFORMACION DE TENSION O VOLTAJE.											D	O	S												
Componente del equipo (Estructuras Criticas)											Modo de falla	Causa del fallo	Detección	Gravedad Frecuencia Detectabilidad	M.P.R	Low/Med/High/N	Tipo de mantenimiento	Actividades de mantenimiento	Frecuencia	Estado Máquina	Producción	Mantenimiento			
CTO 1	CTO 2	CTO 3	CTO 4	CTO 5	CTO 6	CTO 7	CTO 8	CTO 9	CTO 10	CTO 11															
BAHIA CTO 1	BAHIA CTO 2	BAHIA CTO 3	BAHIA CTO 4	BAHIA CTO 5	BAHIA CTO 6	BAHIA CTO 7	BAHIA CTO 8	BAHIA CTO 9	BAHIA CTO 10	BAHIA CTO 11	TRANSFORMADOR EN FALLA POR	CONEXIÓN FLOJA EN CABLE DE CONTROL.	Inspección Técnica	3	2	2	12	Low	Mantenimiento Preventivo	Rutina de Inspección Visual	Manual	On	Si	X	
C1-12	C2-16	C3-12	C4-19	C5-09	C6-14	C7-36	C8-09	C9-14	C10-7	C11-24			CORTO INTERNO.	Inspección Técnica	3	2	4	24	Med	Mantenimiento Preventivo	Toma de Muestras y analisis Físico Químico de Aceite.	Manual	On	Si	X
C1A-03	C2-23	C3-26	C4-28	C5-20	C10-03	C7-37		E691	C10A-03	C11A-01			INSTRUMENTO DE CONTROL FUERA DE RANGO	Inspección Técnica	3	1	3	9	Low	Mantenimiento Preventivo	Rutina de Inspección Especializado	Manual	On	Si	X
C1B-05	C2-31	C3-29	C4-35	C5-23	C1-17	C7-41		C1B-05	C10B-03	C11-35			BAJO NIVEL DEL ACEITE	Inspección Visual	2	3	1	6	Low	Mantenimiento Correctivo	Reposicion de Nivel	Manual	Off	Si	X
C1B-08	C2B-05	C3-38	C4F-02	C5-32	C1-20	C7-42		C9A-08	C10A-05	C11B-02			ALTA O BAJA PRESION DE ENTANQUE O HUMEDAD O GASES EN ACEITE	Inspección Técnica	2	2	2	8	Low	Mantenimiento Preventivo	Alivio de presiones Toma de muestras de Aceite.	Manual	Off	Si	X
C1B-07		C3C-11	C4F-03	C5-34	C1-34	C7-45		C2-52	C10-10	C11-40															
C1-E392		C3E-01	C4-33	C5-36	C1-36	C7-47		C2-31	C10C-03	C11C-02															
C1E-06			C4-39	C5D-03	C1J-51	C7-54		C9A-09	C10-14	C11-43															
C1E-13			C4G-02	C5-41	C1-57	C7E-01		C9A-10	C10D-02	C10-25															
C1-91			C4-40	0	C15-07	C7E-06																			
C1W-12				C5-43	C15-16																				
C1-95				C4-40	C1-40																				
				C5E-06	C1L-02																				
				C5E-41																					

Fuente: Propia.

Tabla 37. Calificación de Numero de Riesgo Ponderado.
Falla en el sistema de D.P.S y apantallamiento.

CALIFICACION DEL NUMERO PONDERADO DE RIESGO (N.P.R)															
FUNCION : PROTECCION DEL SISTEMA CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS.															
D O S															
Componente del equipo (Estructuras Criticas)															
Modo de falla Causa del fallo Detección Detectabilidad Frecuencia Gravedad N.P.R															
Tipo de mantenimiento Actividades de mantenimiento Frecuencia Estado Máquinas Producción Mantenimiento															
CTO 1	CTO 2	CTO 3	CTO 4	CTO 5	CTO 6	CTO 7	CTO 8	CTO 9	CTO 10	CTO 11					
BAHIA CTO 1	BAHIA CTO 2	BAHIA CTO 3	BAHIA CTO 4	BAHIA CTO 5	BAHIA CTO 6	BAHIA CTO 7	BAHIA CTO 8	BAHIA CTO 9	BAHIA CTO 10	BAHIA CTO 11					
C1-12	C2-16	C3-12	C4-19	C5-09	C6-14	C7-36	C8-09	C9-14	C10-7	C11-24					
C1A-03	C2-23	C3-26	C4-28	C5-20	C10-03	C7-37		E691	C10A-03	C11A-01					
C1B-05	C2-31	C3-29	C4-35	C5-23	C1-17	C7-41		C1B-05	C10B-03	C11-35					
C1B-08	C2B-05	C3-38	C4F-02	C5-32	C1-20	C7-42		C9A-08	C10A-05	C11B-02					
C1B-07		C3C-11	C4F-03	C5-34	C1-34	C7-45		C2-52	C10-10	C11-40					
C1- E392		C3E-01	C4-33	C5-36	C1-36	C7-47		C2-31	C10C-03	C11C-02					
C1E-06			C4-34	C5D-02	C1-49	C7-51		C9A-09	C10-14	C11-43					
C1E-08			C4-39	C5D-03	C1J-51	C7-54		C9A-10	C10D-02						
C1E-13			C4G-02	C5-41	C1-57	C7E-01			C10-25						
C1-91			C4-40	C5G-0	C15-07	C7E-06									
C1W-12				C5-43	C15-16										
C1-95				C4-40	C1-60										
				C5E-06	C1L-02										
				C5E-41											
FALLA EN SISTEMA DE D.P.S Y APANTALLAMIENTO POR		ALTO VALOR EN LA RESISTENCIA DEL SISTEMA DE FIN DE VIDA UTIL DEL ELEMENTO.	Medicion de valor	3	4	2	24	Medio	Mantenimiento Preventivo	Mejora del Sistema de Puesta a Tierra	Anual	On	Si	X	
		VANO DESTENSIONADO ENTRE BAYONETAS	Inspeccion Tecnica	3	2	2	12	Low	Mtto Preventivo	Rutina de Medicion de Corriente de Fuga.	Semestral	On	Si	X	
		SOLTURA DE CABLE GUARDA DEL SISTEM DE PUESTA A TIERRA	Inspeccion Visual	2	2	2	8	Low	Mtto Preventivo	Rutina de Inspeccion Visual	Trimestral Semestral	On	Si	X	
		DISEÑO INAPROPIADO	Inspeccion	4	4	4	64	High	Diseño por fuera de Mantenimiento	Reporte de las Estructuras por fuera de	Anual	On	Si	X	

Fuente: Propia.

Tabla 38. Calificación de Numero de Riesgo Ponderado .
Reconector NO opera.

CALIFICACION DEL NUMERO PONDERADO DE RIESGO (N.P.R)											D	O	S																
FUNCION : CONTROL Y PROTECCIONES ELECTRICAS.											D	O	S																
Componente del equipo (Estructuras Criticas)											Modo de falla	Causa del fallo	Detección	D	O	S	Gravedad	Frecuencia	M.P. FR	Low/Mediano/Alto	Tipo de mantenimiento	Actividades de mantenimiento	Frecuencia	Estado Máquina	Producción	Mantenimiento			
CTO 1	CTO 2	CTO 3	CTO 4	CTO 5	CTO 6	CTO 7	CTO 8	CTO 9	CTO 10	CTO 11																			
BAHIA CTO 1	BAHIA CTO 2	BAHIA CTO 3	BAHIA CTO 4	BAHIA CTO 5	BAHIA CTO 6	BAHIA CTO 7	BAHIA CTO 8	BAHIA CTO 9	BAHIA CTO 10	BAHIA CTO 11	RECONECTOR NO OPERA	CONEXIÓN FLOJA	Inspeccion						Medi	Mantenimiento	Rutina								
C1-12	C2-16	C3-12	C4-19	C5-09	C6-14	C7-36	C8-09	C9-14	C10-7	C11-24		EN CABLE DE CONTROL.	Tecnica	3	3	3	#			Preventivo	de Inspecci Visual	Diaria	On	Si	X				
C1A-03	C2-23	C3-24	C4-28	C5-20	C1C-03	C7-37		E691	C10A-03	C11A-01		ROTURA DEL SISTEMA MECANICO INTERNO.	Inspeccion	4	1	4	#			Preventivo	Rutina de Diagnostico	Semestral	On	Si	X				
C1B-05	C2-31	C3-29	C4-35	C5-23	C1-17	C7-41		C1B-05	C10B-03	C11-35			Tecnica							Mantenimiento	Rutina de								
C1B-08	C2B-05	C3-38	C4F-02	C5-32	C1-20	C7-42		C9A-08	C10A-05	C11B-02										Preventivo	Especializado		On	Si	X				
C1B-07		C3C-11	C4F-03	C5-34	C1-34	C7-45		C2-52	C10-10	C11-40																			
C1- E392		C3E-01	C4-33	C5-36	C1-36	C7-47		C2-31	C10C-03	C11C-02										Mantenimiento	Rutina de								
C1E-06			C4-34	C5D-02	C1-49	C7-51		C9A-09	C10-14	C11-43			PUNTO FLOJO EN BUSHING	Inspeccion	3	1	4	#			Preventivo	Inspeccion	Quincenal	On	Si	X			
C1E-08			C4-39 (VCA-35)	C5D-03	C1J-51	C7-54		C9A-10	C10D-02											Preventivo	Inspeccion CBM		On	Si	X				
C1E-13			C4G-02	C5-41	C1-57	C7E-01			C10-25				DAÑO	Inspeccion						Mantenimiento	Rutina de								
C1-91			C4-40	C5G-0	C15-07	C7E-06							ENTARJETAS ELECTRONICAS	Inspeccion	4	2	1	8			Correctivo	de Inspecci Visual	Diaria	On	Si	X			
C1W-12				C5-43	C15-16																								
C1-95				C4-40	C1-60								BAJA PRESION GAS (SF6)	Inspeccion	3	2	2	#			Preventivo	Rutina de Diagnostico	Semestral	On	Si	X			
				C5E-06	C1L-02																								
				C5E-41																									

Fuente: Propia.

**Tabla 39. Calificación de Numero de Riesgo Ponderado.
Cable Roto o Abierto.**

CALIFICACION DEL NUMERO PONDERADO DE RIESGO (N.P.R)											D	O	S												
FUNCION : TRANSPORTE DE ENERGIA																									
Componente del equipo (Estructuras Criticas)											Modo de fallo	Causa del falla	Detección	Detección	Frecuencia	Gravedad	N.P.R	Low/Med/High	Tipo de mantenimiento	Actividades de mantenimiento	Frecuencia	Estado Máximo	Producción	Mantenimiento	
CTO 1	CTO 2	CTO 3	CTO 4	CTO 5	CTO 6	CTO 7	CTO 8	CTO 9	CTO 10	CTO 11															
BAHIA CTO 1	BAHIA CTO 2	BAHIA CTO 3	BAHIA CTO 4	BAHIA CTO 5	BAHIA CTO 6	BAHIA CTO 7	BAHIA CTO 8	BAHIA CTO 9	BAHIA CTO 10	BAHIA CTO 11	CABLE ROTO O ABIERTO. POR	CONEXIÓN FLOJA.	Inspeccion	3	3	3	27	Med	CBM	Rutina Termografica	Quincenal	On	Si	X	
C1-12	C2-16	C3-12	C4-19	C5-09	C6-14	C7-36	C8-09	C9-14	C10-7	C11-24		Inspeccion	Tecnica	3	3	3	27	Med	CBM	Rutina Ultrasonido	Quincenal	On	Si	X	
C1A-03	C2-23	C3-26	C4-28	C5-20	C10-03	C7-37		E691	C10A-0	C11A-01		DETERIORO NATURAL DE MATERIAL.	Inspeccion	Tecnica	3	2	3	18	Low	Mtto Preventivo	Actividad en LV	Semestral	On	Si	X
C1B-05	C2-31	C3-29	C4-35	C5-23	C1-17	C7-41		C1B-05	C10B-0	C11-35		Inspeccion	Tecnica	3	2	3	18	Low	Mantenimiento	Actividad en LV	Semestral	On	Si	X	
C1B-04	C2B-05	C3-38	C4F-02	C5-32	C1-20	C7-42		C9A-04	C10A-0	C11B-02		Inspeccion	Tecnica	3	3	3	27	Med	Preventivo	Actividad en LV	Semestral	On	Si	X	
C1B-07		C3C-11	03	C5-34	C1-34	C7-45		C2-52	C10-10	C11-40		Inspeccion	Tecnica	3	3	3	27	Med	CBM	Rutina Ultrasonido	Quincenal	On	Si	X	
C1-E392		C3E-01	YC4-33	C5-36	C1-36	C7-47		C2-31	C10C-0	C11C-02		PAR GALVANICO.	Inspeccion	Tecnica	3	3	3	27	Med	Mantenimiento	Actividad en LV	Semestral	On	Si	X
C1E-06			YC4-34	C5D-02	C1-49	C7-51		C9A-09	C10-14	C11-43		Inspeccion	Tecnica	3	3	3	27	Med	Preventivo	Actividad en LV	Semestral	On	Si	X	
C1E-08			C4-39 (YC4-39)	C5D-03	C1-51	C7-54		C9A-10	C10D-02			Inspeccion	Tecnica	3	3	3	27	Med	CBM	Rutina Ultrasonido	Quincenal	On	Si	X	
C1E-13			C4G-02	YC5-41	C1-57	C7E-01				C10-25		CONTACTOS A TIERRA	Inspeccion	Tecnica	3	3	2	18	Low	Mantenimiento	Actividad en LV	Semestral	On	Si	X
C1-91			C4-40	YC5G-0	C15-07	C7E-06						Inspeccion	Tecnica	3	3	2	18	Low	Preventivo	Actividad en LV	Semestral	On	Si	X	
C1W-12				C5-43	C15-16							Inspeccion	Tecnica	3	3	2	18	Low	Preventivo	Actividad en LV	Semestral	On	Si	X	
C1-95				C4-40	C1-60							Inspeccion	Tecnica	3	3	2	18	Low	Preventivo	Actividad en LV	Semestral	On	Si	X	
				C5E-06	C1L-02							DISEÑO INAPROPIADO	Inspeccion	Tecnica	4	4	4	64	High	Diseño por fuera de Mantenimiento	Reporte de las Estructura afectada	Semestral	On	Si	X
				C5E-41																					

Fuente: Propia.

**Tabla 40. Calificacion de Numero de Riesgo Ponderado.
Crucetas; Tornilleria; Bayonetas; Grapas; Templetes Deteriorados.**

CALIFICACION DEL NUMERO PONDERADO DE RIESGO (N.P.R)											D	O	S											
FUNCION : TRANSPORTE DE ENERGIA											Detectabilidad	Frecuencia	Gravedad	N.P.R	Low/Medium/High	Tipo de mantenimiento	Actividades de mantenimiento	Frecuencia	Estado Máquina	Producción	Mantenimiento			
Componente del equipo (Estructuras Criticas)											Modo de fallo	Causa del fallo	Detección											
CTO 1	CTO 2	CTO 3	CTO 4	CTO 5	CTO 6	CTO 7	CTO 8	CTO 9	CTO 10	CTO 11														
BAHIA CTO 1	BAHIA CTO 2	BAHIA CTO 3	BAHIA CTO 4	BAHIA CTO 5	BAHIA CTO 6	BAHIA CTO 7	BAHIA CTO 8	BAHIA CTO 9	BAHIA CTO 10	BAHIA CTO 11	CRUCETAS; TORNILLERIA; BAYONETAS; GRAPAS; TEMPLETES; DETERIORADAS	DETERIORO NATURAL DE MATERIAL	Inspección Técnica	3	2	2	12	Low	Mantenimiento Correctivo	Rutina de Inspeccion Visual	Semestral	On	Si	X
C1-12	C2-16	C3-12	C4-19	C5-09	C6-14	C7-36	C8-09	C9-14	C10-7	C11-24		DOBLAMIENTO DE HERRAJES POR GOLPE DE VEHICULOS.	Inspeccion Visual	2	1	4	8	Low	Mantenimiento Correctivo	Rutina de Inspeccion Visual	Semestral	On	Si	X
C1A-03	C2-23	C3-26	C4-28	C5-20	C1C-03	C7-37		E691	C10A-03	C11A-01		PAR GALVANICO.	Inspeccion Técnica	3	2	2	12	Low	Mantenimiento Preventivo	Actividad en LV CBM	Semestral	On	Si	X
C1B-05	C2-31	C3-29	C4-35	C5-23	C1-17	C7-41		C1B-05	C10B-03	C11-35		CONTACTOS A TIERRA POR EFECTOS DE ELEMENTOS EXTERNOS.	Inspeccion Técnica	3	1	2	6	Low	Mantenimiento Correctivo.	Actividad en LV	Semestral	On	Si	X
C1B-08	C2B-05	C3-38	C4F-02	C5-32	C1-20	C7-42		C9A-08	C10A-05	C11B-02		CONTACTOS A TIERRA POR EFECTOS DE ELEMENTOS EXTERNOS.	Inspeccion Técnica	3	1	2	6	Low	Mantenimiento Correctivo.	Actividad en LV	Semestral	On	Si	X
C1B-07		C3C-11	C4F-03	C5-34	C1-34	C7-45		C2-52	C10-10	C11-40		DISEÑO INAPROPIADO	Inspeccion	4	4	4	64	High	Mantenimiento Diseño por fuera de Mantenimiento	Reporte de las Estructura afectada	Semestral	On	Si	X
C1- E392		C3E-01	YC4-33	C5-36	C1-36	C7-47		C2-31	C10C-03	C11C-02														
C1E-06			YC4-34	C5D-02	C1-49	C7-51		C9A-09	C10-14	C11-43														
C1E-08			C4-39 (V)	C5D-03	C1J-51	C7-54		C9A-10	C10D-02															
C1E-13			C4G-02	YC5-41	C1-57	C7E-01			C10-25															
C1-91			C4-40	YC5G-0	C1S-07	C7E-06																		
C1V-12				C5-43	C1S-16																			
C1-95				C4-40	C1-60																			
				C5E-06	C1L-02																			
				C5E-41																				

Fuente: Propia.

5.5 ACCIONES Y PLANES DE MANTENIMIENTO.

Tomando la calificación de los modos de falla anteriormente indicada se resumen a continuación el listado de tareas que se proponen realizar para cumplir con el programa de mantenimiento en las redes de Media Tensión de campo Rubiales y Quifa.

Tabla 44. Resumen de tareas y frecuencias para los modos de Falla.

# Tarea	TIPO DE MANTENIMIENTO.	Actividad Específica de Mantenimiento	Descripción de la Tarea	Frecuencia Causa o Mod de Fallas ALTA	Frecuencia Causa o Mod de Falla MEDIA.	Frecuencia Causa o Mod de Falla BAJA.
T1	Correctivo	Reposicion de Nivel	Reponer el nivel de aceite a los transformadores que según reporte, esten bajo en nivel.			Mensual
T2	Preventivo	Rutina de Inspeccion Visual	Realizar rutina de inspeccion visual a cableado de control de los instrumentos del transformador y su panel de control.			Mensual
T3	Preventivo	Rutina Especializada.	Realizar una rutina de inspeccion y correccion de valores que este por fuera de rango en instrumentos de control			Mensual
T4	Preventivo	Analisis de aceite	Análisis de aceite (Debe involucrar: análisis de gases disueltos, aspecto, color, rigidez dieléctrica, contenido de agua, acidez, densidad relativa, entre otras). Entrega de informe y analisis de la informacion.		Semestral	
T1	Preventivo	Rutina Especializada.	Relacion de transformación		Semestral	
T2	Preventivo	Rutina Especializada.	Medición de resistencia entre devanados		Semestral	
T7	Preventivo	Rutina Especializada.	Medición de resistencia de aislamiento		Semestral	
T8	Preventivo	Rutina Especializada.	Prueba indice de polarizacion		Semestral	
T9	Preventivo	Alivio de presiones.	Mediante personal especialista realizar el respectivo alivio de presiones en los trafos de potencia.			Mensual
T10	Preventivo	Mejora de Sistema de puesta a tierra.	Mediante grupo de trabajo realizar la ampliacion y mejora del sistema de puesta a tierra de las estructuras de distribucion		Anual	
T11	Preventivo	Toma de corriente de fuga	Mediante el uso de una Pinza Amperimetrica realizar la toma de corriente de fuga que pueden estar pasando por los DPS			Semestral
T12	Preventivo	Rutina de Inspeccion Visual	Realizar una rutina de inspeccion del estado de los vanos de las redes de proteccion contra descargas , vano de cable de guarda. Destensionados.		Trimestral	
T13	Preventivo	Actividad en Linea Viva	Mediante el uso de la tecnicas de trabajos en redes energizadas realizar el reapretado de las conexión de la linea de puesta a tierra al cable guarda.		Semestral	

T14	Preventivo	Rutina de Inspeccion Visual	Realizar rutina de inspeccion visual a cableado de control de los instrumentos del Reconectador y su panel de control.		Diaria	
T15	Preventivo	Rutina de Diagnostico	Contratacion temporal de Especialista para el diagnostico de estado internos del Reconectador y presion de Gases.			Semestral
T16	Preventivo	CBM	Inspección con Ultrasonido con el objeto de determinar puntos flojos el Bushing de reconectador.			Quincenal
T17	Correctivo	Consulta de datos.	Mediante la manipulacion del sistema electronico del Equipo Reconectador proceder a realizar a verificar el estado de la comunicacion entre tanque y panel de control.			Diaria
T18	A condición	CBM	Inspección con Ultrasonido con el objeto de determinar falla en la capacidad dielectrica de los aisladores.		Quincenal	
T19	A condición	CBM	Inspección con Ultrasonido con el objeto de determinar puntos flojos en la Red.			Quincenal
T20	A condición	CBM	Inspección con Termografia con el objeto de determinar puntos flojos en la Red.			Quincenal
T21	Preventivo	Actividad en Linea Viva	Mediante el uso de la técnicas de trabajos en redes energizadas realizar el reapretado de las conexión flojas en la red		Semestral	
T22	Preventivo	Actividad en Linea Viva	Mediante el uso de la técnicas de trabajos en redes energizadas realizar la instalación de protectores para evitar el contacto de las aves con la red.		Semestral	
T23	Correctivo	Instalación de barreras	Instalar barreras de protección en cercanía a las redes de media tensión , evitando que sean golpeados postes y templetes por vehículo.			Semestral
T24	Correctiva	Correctiva	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)			Mensual
T25	Preventiva	Actividad en Linea Viva	Limpieza (lavado) de componente en redes energizadas.			Semestral
T26	Preventiva	Preventiva	Medición de puesta a tierra			Anual
T27	Preventiva	Preventiva	Verificación de settings operativos			Quincenal
T28	Preventiva	Preventiva	Podas y rocería			Semestral
T29	Correctiva	Correctiva	Calidad de la energía.			Semestral
T30	Preventiva	Preventiva	Retensionado de líneas	Cuando sea requerido.		
T31	Preventiva	Preventiva	Coordinación de protecciones	Semestral		
T32	Rediseño	Rediseño	Monitoreo de variables operativas	Cuando sea requerido.		
T33	Preventiva	Rediseño	Pruebas operativas	Cuando sea requerido.		
T34	Preventiva	Rediseño	Rediseño y/o acciones de mejora	Cuando sea requerido.		
T35	Preventiva	Preventiva	Entrenamiento del personal			Anual

Fuente : Propia.

- Mantenimiento Correctivo, realizar una vez sea detecte durante las rutinas de inspección visual, ya sea programando la actividad o en el momento de la detección.
- Mantenimiento Preventivo, a realizar durante la aplicación de técnicas predictivas (CBM), y de acuerdo a los resultado obtenido, proceder a corregir preventivamente antes de la ocurrencia de la falla, con el sistema en funcionamiento mediante tipo de trabajo Línea Viva a Contacto, actividad que se describe mejor en el próximo capítulo tanto sus ventajas como el control del riesgo.
- Los diseños por fuera de Mantenimiento serán tratados durante las reuniones entre el Área de Ingeniería, Proyectos y Mantenimiento, en los comités conjuntos a realizar semestralmente.

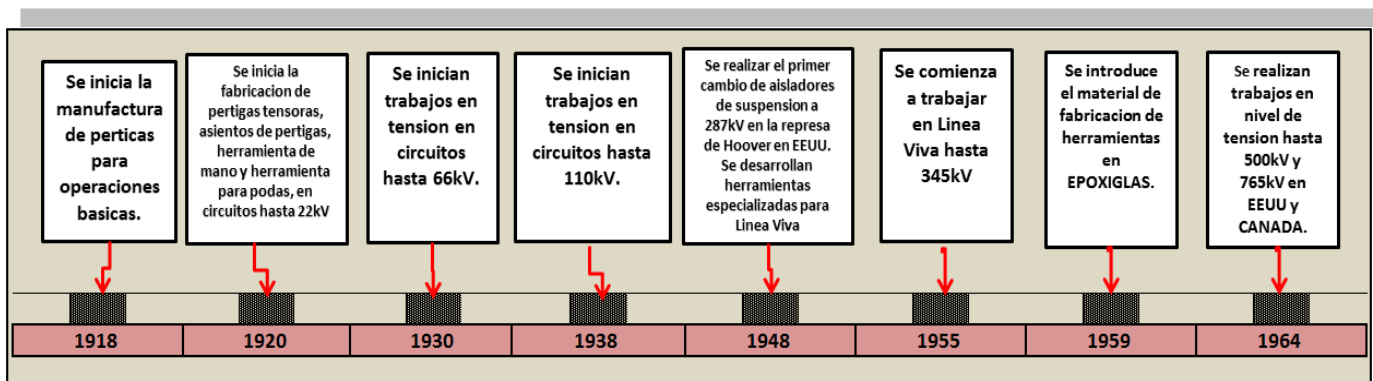
6. MANTENIMIENTO PREVENTIVO MEDIANTE APLICACIÓN DE TRABAJOS EN LINEA VIVA.

6.1 - DESCRIPCIÓN Y ANTECEDENTES.

Las intervenciones en Red Energizada como una herramienta para la ejecución del Mantenimiento Preventivo y Correctivo, en redes de distribución eléctrica.

El mantenimiento de redes en Línea Viva, desde inicios del siglo 20 viene siendo una técnica aplicada para corregir aquellas desviaciones que se presentan en las estructuras de redes de alta tensión antes de que fallen. La mejora en las herramientas aisladas para que los operarios puedan ingresar al sitio de trabajo, ha tenido un desarrollo significativo a la par con el desarrollo de la tecnología, una cronología de este desarrollo sería la siguiente:

Figura. 36. Cronología del desarrollo de la Línea Viva.



Fuente: http://www.kobbeco.com/web/trabajo_en_tension.htm

En la actualidad las actividades en Redes Energizadas son utilizadas permanentemente en los circuitos de distribución del sector eléctrico, siendo de gran utilidad, puesto que hacen parte de la estrategia de mantenimiento, aumentan la confiabilidad del sistema, al

eliminar las causas de falla presente en los componentes de la red, impidiendo su ocurrencia. Es fundamental que el recurso humano que desarrolla la actividad cumpla los más altos estándares de seguridad, en cuanto a elementos de protección y cubrimiento de las redes, estos últimos deben permanecer en perfecto estado y ser de último desarrollo tecnológico.

6.1.1 Ventajas y desventajas de los trabajos en redes energizadas. Las compañías que adopten las actividades de Línea Viva o trabajos en redes energizadas, dentro de su gestión de mantenimiento estarán utilizando una herramienta que le facilitara la programación de actividades sin la dependencia de las condiciones de producción o clientes que prolonguen la ejecución sus cronogramas, colocando con esto en riesgo el sistema eléctrico, debido a que el elemento detectado previamente mediante las técnicas predictivas llegue a su curva de falla y genere una pérdida de la función del sistema. Con las consecuencias económicas para la compañía y mala imagen para el Área Eléctrica.

Aquellas compañías que no contemplen dentro de su estrategia, el mantenimiento programado correctivo y preventivo empleado las actividades en redes energizadas, les será bastante arduo enfrentar las fallas naturales del sistema y mantener un nivel óptimo de disponibilidad y confiabilidad.

Figura. 37- Ventajas y desventajas de la actividad.

ASPECTO	VENTAJA	DESVENTAJA
OPERATIVO	INDEPENDENCIA DEL ESTADO DE LA PRODUCCION PARA LA EJECUCION DE CRONOGRAMAS DE MANTENIMIENTO CERO % HORAS DE INTERRUPCION DEL SERVICIO O FLUIDO ELECTRICO PRODUCCION PERMANENTE Y 100%.	
MANTENIBILIDAD	ELIMINAR LOS ESTADOS DE FALLA ANTES DE SU OCURRENCIA AUMENTO DE LA CONFIABILIDAD Y LA DISPONIBILIDAD DE LOS ACTIVOS PROLONGACION DE LA VIDA UTIL DEL SISTEMA ELECTRICO.	
SEGURIDAD INDUSTRIAL		AUMENTO DEL NIVEL DE RIESGO EN LA COMPAÑIA.

Fuente: Propia.

Para nuestros campos es vital contar con esta técnica de trabajo, por tratarse de una herramienta que si bien nos enfrenta a un nuevo riesgo, nos mantiene a la vanguardia de las técnicas modernas y seguras en el mantenimiento en línea con la producción.

6.2. FASES DE IMPLEMENTACION DEL MANTENIMIENTO EN LINEA VIVA.

Se describen las actividades o pasos a implementar en el campo Rubiales y Quifa para dar logar la autorización al uso del tipo de mantenimiento en **Línea Viva**, para garantizar la seguridad en las personas, al medio ambiente y a los activos de la compañía.

Si bien una de las desventajas para la compañía es el aumento del riesgo, específicamente para el área eléctrica, es vital que durante el inicio y desarrollo de las actividades se cumplan al menos las siguientes etapas:

6.2.1 Conceptualización y elaboración de Estándar para Trabajos en Redes Energizadas. Dada la importancia de la actividad para el área eléctrica, debe ser un documento que contenga los requisitos personales, procedimientos de trabajo asociados, elementos de protección individuales y colectivos, la normatividad de pruebas a equipo tanto colectivo como individual.

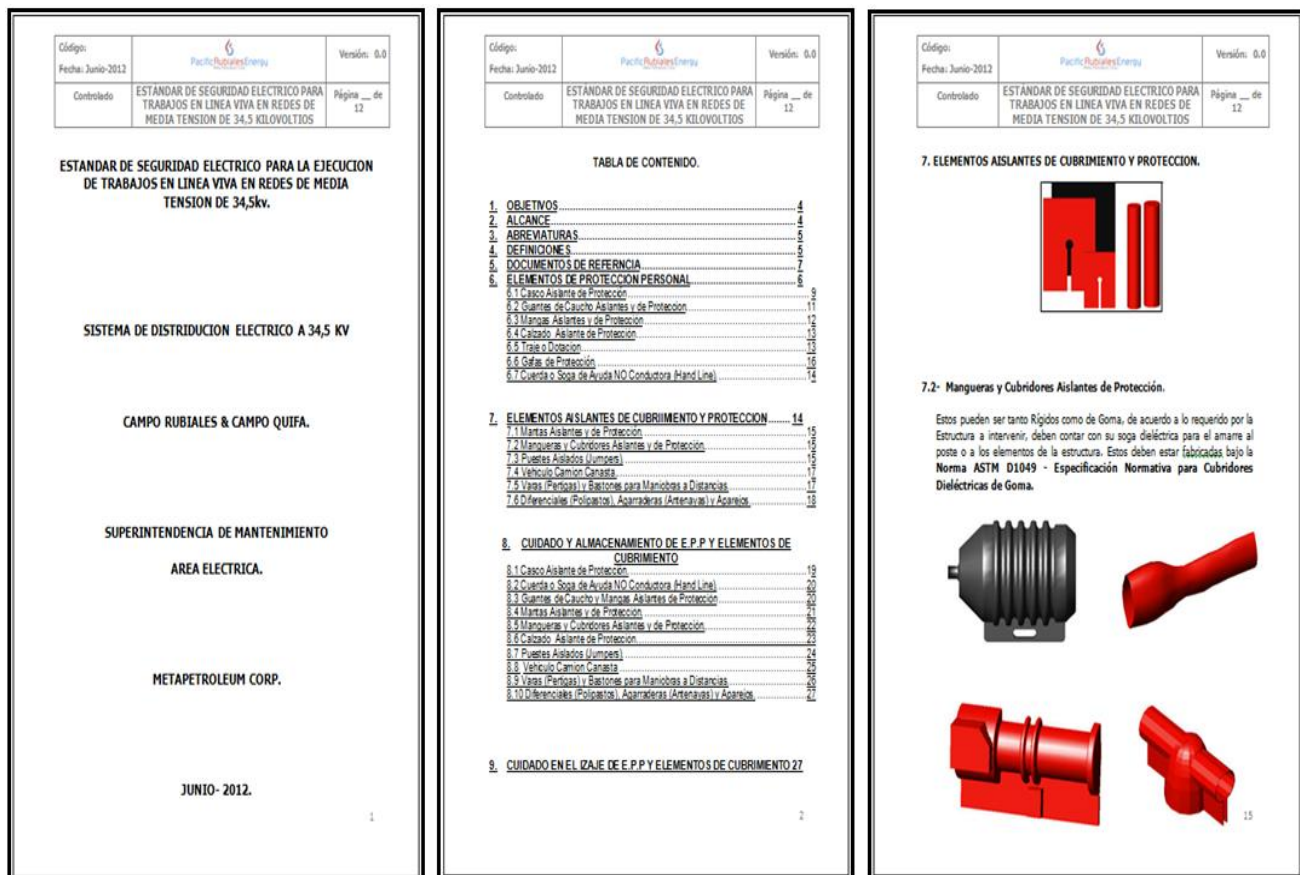
Debe describir las especificaciones en cuanto a la experiencia del personal a realizar la actividad, el líder de la cuadrilla, el Ingeniero supervisor operativo y supervisor de Seguridad industrial.

Este documento debe contener el alcance en cuanto a las actividades permitidas a realizar para el sector de petrolero, indicar las estructuras que son autorizadas a intervenir, protocolos de comunicación ante posibles eventos de falla y condiciones climáticas antes y durante el desarrollo de las actividades.

El documento debe indicar el periodo de vigencia de los permisos y certificados de los equipos dieléctricos, y del equipo camión canasta. Se toma como base para su elaboración documentación de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica y dependiente del nivel deseado, deben ser más estrictas las medidas de seguridad, garantizando así el control de los factores de riesgo.

Este estándar de trabajos en redes energizadas, debe ser debidamente aprobado y entendido por las áreas de seguridad industrial y las gerencias de producción y mantenimiento.

Figura. 38. Registro del Estándar de Seguridad Eléctrico.



Fuente: Estándar de Seguridad Eléctrico.

6.2.2 –Capacitación. Se debe elaborar un curso Teórico- práctico para el personal de supervisión eléctrica y supervisores de seguridad industrial de la compañía conozcan las aspectos mas relevantes sobre esta actividad. Este curso debe ser dictado por un experto con la suficiente experiencia en el sector de redes eléctricas, mayor a **10 años** en trabajo en Línea Viva a contacto, quien explique claramente el soporte teórico de este tipo de mantenimiento, sus principales recomendaciones al ingresar a las redes energizadas. Es obligatorio que en el curso se cuente con un patio de maniobras para realizar los simulacros de instalación de los equipos de cubrimiento y de protección personal, con el objeto de sensibilizar al personal que recibe el entrenamiento en las medidas de seguridad que deben cumplir para cuando sean supervisores de la actividad en el campo.

Figura. 39. Registro del Curso Teorico practico.



Cortesía: Empresa **Cenercol S.A** – Empresa Contratista de Codensa E.S.P.

6.2.3 Asesoría externa. Mediante un proceso de licitación contar con un asesor con la experiencia suficiente para que guíe y apoye el proceso de arranque de las actividades de mantenimiento correctivo y preventivo en las redes, el perfil de esta persona debe ser de alta experiencia en actividades de línea viva, verificar el arranque del proceso, verificar el cumplimiento de **Estándar de Seguridad Eléctrico para la ejecución de Trabajos Eléctricos en Línea Viva**, donde se debe verificar la experiencia del personal que desarrollara la actividad, verificar el estado y certificados de vigencia de los equipos de cubrimiento y protección personal.

Debe asistir y ser apoyo en los comités de elaboración y seguimiento, del análisis de Riesgo de la actividad y una vez aprobado debe asumir las veces de supervisor o interventor para hacerlo cumplir.

6.2.4 Construcción de patio de pruebas en frío. Construir un patio de pruebas a la altura normalizada y bajo las normas IPSE, donde el personal quien vaya a prestar el servicio, realice allí sus prácticas en línea desenergizada, con el objeto de identificar posibles desviaciones o inexperiencia del personal, siendo este sitio clave para la precalificación y aprobación antes del inicio de las actividades propiamente.

Figura. 40. Registro del patio de pruebas en Frio.



Fuente: Estándar de Seguridad Eléctrico.

6.2.5 Elaboración y análisis de Riesgo de la actividad en Línea Viva. Como parte fundamental antes de cualquier inicio es necesario realizar una análisis muy detallado de las posibles PELIGROS y RIESGOS a los que se está expuesto personal a cargo, para esto se debe conformar un grupo ente el experto asesor externo, la supervisión del cliente y el supervisor de seguridad industrial del contratista y su técnico líder.

Tabla 45. Analisis de Riesgo de la actividad de Línea Viva.

PELIGRO.	FACTOR DE RIESGO.	CONSECUENCIAS	CONTROL	ACEPTABILIDAD DEL RIESGO.
<p>Generación de arco eléctrico por contacto indirecto de equipos o herramientas con redes energizadas.</p> <p>Choque eléctrico por contacto directo del cuerpo o herramientas con redes energizadas.</p>	ELECTRICO	Quemaduras, paro cardio respiratorio y muerte.	<p>Aislamiento de la red y áreas energizadas en la estructura o equipo, intervenir.</p> <p>Uso de EPP, equipos y herramientas aisladas.</p> <p>Pruebas de rigidez eléctrica a equipos y EPP</p> <p>Disposición ambulancia y Medevac.</p>	NO ACEPTABLE.
<p>Caída de altura, por ascenso y desplazamiento a mas 1 metro, uso de vehículo tipo canasta.</p>	MECANICO	Golpes, heridas, fracturas, contusiones y muerte.	<p>Certificación de equipo para izaje de cargas.</p> <p>Inspección de puntos de anclaje y estructuras o equipos utilizados para el ascenso.</p> <p>Inspección de equipo de protección contraccaidas.</p> <p>Certificación de curso avanzado o certificación de competencia de trabajo en alturas, uso de equipo de protección contraccaidas.</p> <p>Suspender el trabajo en caso de falla del equipo y tormenta eléctrica</p> <p>Disposición ambulancia y Medevac.</p>	NO ACEPTABLE.
<p>Atrapamiento por uso de herramienta y equipos en movimiento.</p> <p>Golpes o choques con objetos o por caída de objetos.</p>	MECANICO	<p>Aplastamientos, amputación, fracturas, perdida de partes del cuerpo.</p> <p>Golpes o choques con objetos o por caída de elementos.</p>	<p>Concentración en la realización de la tarea, uso de mecanismos de seguridad y guardas al momento de operar el equipo hidráulico</p> <p>Orden y aseo en el área de trabajo</p> <p>Uso de ayudadores (hand line) para acercamiento de herramienta en alturas, Uso de cuba aislada para almacenamiento de herramienta.</p> <p>Señalización del área de trabajo.</p>	ACEPTABLE CON CONTROLES.

Fuente: Reportes de análisis de Riesgo.

6.2.6 Etapas previas antes intervenciones en Línea Viva. Previamente antes de realizar las actividades en el sistema eléctrico de los campos se establece el cumplimiento obligatorio de unas etapas cuyo documento debe estar debidamente diligenciado y firmado por las personas que lo realizan

Tabla 46. Flujograma de actividades preliminares antes de Linea Viva .

FLUJO GRAMA	ACTIVIDAD	DESCRIPCION	DOCUMENTO O REGISTRO.
Inicio	Generación del Reporte de C.B.M	Recibir de Reportes de Termografía o Ultrasonido o inspección visual donde se indica la falla, o Requerimiento específico.	Informe CBM
Inspección del sitio de Trabajo.	Inspección del Sitio de trabajo. (Replanteo)	Previo se debe dirigir el Supervisor de la cuadrilla al sitio donde se presenta la falla o sitio de los trabajos programados a realizar.	Reporte de Replanteo.
Elaboración de Protocolo	Elaboración de protocolo de maniobra.	Con el levantamiento de información de campo proceder a elaborar el documento Protocolo de maniobra donde se indica las condiciones generales de la actividad específica.	Documento de protocolo.
Elaboración de Permiso de trabajo	Elaboración de Permisos de trabajo.	Firmas y radicación de permiso de trabajo y Formate de autorización para intervención equipo Energizado.	Permisos de Trabajo.
Alistamiento de material	Alistamiento	Alistamiento de material.	Formatos de Inspección
Desplazamiento	Desplazamiento	Desplazamiento a sitio de trabajo	N/A
Señalización	Señalización	Señalización del área de trabajo.	N/A
Preoperacional	Socialización en grupo	Lectura de procedimiento de maniobra	Listado asistencia
Verificación	Verificación	Verificación de estado de salud de los técnicos.	Formato de estado salud
Inspección de Ambulancia	Inspección	Inspección de equipos de primeros auxilios y Estado de ambulancia.	Formato de Estado Vehículo
Inspección EPP	Elementos de Protección Personal	Inspección de EPP.	Listado asistencia
Charla Preoperacional	Preoperacional	Charla de preoperacional y retroalimentación de Hallazgos día anterior.	Listado asistencia
Explicación	Retroalimentación	Explicación de la actividad y verificación de plan de trabajo (tablero de maniobra).	Listado asistencia
Firma permiso HSE	Firmas	Firma de permiso de trabajo en sitio por HSE de Pacific.	Permisos de Trabajo.
Ejecución	Actividades en Línea Viva.	Ejecución.	Planilla de O. T.

Fuente: Reportes de análisis de Riesgo.

7. CONCLUSIONES.

- **Estandar de trabajos en redes energizadas;** Mediante el desarrollo del programa de la especialización en mantenimiento, los aspectos sobre la planeación de las actividades, el orden lógico de intervención a equipos, preservación de los activos, la documentación de los procesos, se transforman en nuestra herramientas para afrontar los retos que cada día el desarrollo tecnológico de los equipos o sistemas y las metas de producción, nos imponen. Teniendo en cuenta esto, se elaboró un documento técnico que al área de mantenimiento en su especialidad eléctricas le es de gran ayuda dado que este documento fue concebido con el fin de intervenir las redes de campo rubiales y campo Quifa, estando estas en línea con la operación y producción del campo, generándose con esto un gran valor a la corporación, puesto que son retos superados y técnicas de mantenimiento que van a la vanguardia. Actualmente el documento es uno de los estándares que se tienen en el sistema “**alejandria**”, base de datos donde reposa la documentación procedimental de la compañía.

- **Modos de Falla:** En el documento se analizaron de manera lógica los diferentes Modos de Falla, que nuestro sistema de distribución puede presentar. Esto nos ha dado las bases para el plan de mantenimiento predictivo y preventivo que se tiene actualmente en desarrollo en el campo rubiales, respecto a campo Quifa las actividades se tienen planeadas iniciar durante el primer semestre del año 2.014, ya que las redes aun están sin energizar.

- **Propuesta tecno económicas:** La propuesta tecnoeconómica para el mantenimiento integral de la redes de media tensión, incluyendo las actividades en línea energizada fue entregado a la gerencia de mantenimiento y esta en análisis para dar continuidad al proceso, se planea que la estrategia entre a operar a

mediados del año 2.014. Este documento es parte integral de un proceso licitatorio y aun no es de dominio público.

- **Sistema computacional:** El sistema de carga masivo del estado de las redes, sus modos de falla no fue aprobado por la gerencia de mantenimiento, a cambio toda información se migrara al Sistema SAP, el cual es el sistema corporativo para el mantenimiento de los dos campos, tanto en Rubiales como en Quifa.

- **Análisis FMECA:** Si bien esta metodología aplicada durante la monografía no era un objetivo inicialmente planteado, es debido a que se dejo abierta durante la conceptualización, la estrategia a utilizar, sin embargo se puede decir que es una herramienta muy apropiada para ser aplicada a las redes eléctricas, ya que siguiendo sus etapas, paso a paso , nos arroja una serie de tareas realmente enfocadas sobre los nodos críticos del sistema, esto trae implícito una optimización de recursos, que para el caso de campo rubiales, es de gran importancia, toda vez que este activo de la empresa ya se encuentra en su curva plana de producción, etapa en la cual es vital mantenerse alerta sobre los costos de la operación, área a la cual mantenimiento pertenece.

BIBLIOGRAFÍA.

AGUILAR OTERO, Jose R. Análisis de Modos de Falla, Efectos y Criticidad (AMFEC), para la planeación del mantenimiento empleando criterios de riesgo y confiabilidad. p.1.

ELOLA, Luis Navarro. Gestión Integral de Mantenimiento. Marcombo S.A.
GONZÁLES BOHÓRQUEZ, Carlos Ramón. Principios de Mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2010.

http://archives.datapages.com/data/meta/colombia_acggp/simp/yohaney_gomez_firstpage

http://www.kobbeco.com/web/trabajo_en_tension.htm

IEC 60812 Analysis techniques for system reliability – Procedure for failure mode and effects analysis (FMEA).

Ingeniería Básica y de Detalle Electrificación en Media. CAMPO RUBIALES - Octubre 8 de 2.007.

KNEZEVIC, Jezdimir. Mantenimiento Ingeniería de Sistemas.

Manual de Procedimiento Evaluación de FMECA. Área de Mantenimiento. Versión 1.

Manual de Procedimiento Evaluación de la Criticidad. Área de Mantenimiento. Versión 2.

MORA GUTIERREZ, Alberto. Mantenimiento estratégico para empresas de industriales ó de servicios. Medellín: AMG. 2011.

MOUBRAY, John. RCM2 -Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.

ORTIZA PLATA, Daniel. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM). Posgrado en Gerencia de Mantenimiento. Convenio UIS – ASEDUIS, Bogota, 2011

SAE JA1011 Evaluation Criteria for RCM Processes.

SAE JA-1012 Evaluation Criteria for RCM Processes.

SANCHEZ RODRIGUEZ, Antonio. Aplicación de metodología a Análisis de Modos de Falla y Efectos (FMEA) a Subestaciones Eléctricas de Transporte y Transmisión. p.9