

**“CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO DCS  
HONEYWELL EXPERION DE LA UNIDAD DE CENTRAL DEL NORTE DE LA  
GERENCIA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A.”**

**BRIGGITTE CATALINA FORERO GÓMEZ**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA  
SECCIONAL BUCARAMANGA  
ESCUELA DE INGENIERÍAS  
FACULTAD DE INGENIERA ELECTRONICA  
2011**



**“CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO DCS  
HONEYWELL EXPERION DE LA UNIDAD DE CENTRAL DEL NORTE DE LA  
GERENCIA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A.”**

**Proyecto de grado para optar por el título de Ingeniero Electrónico**

**BRIGGITTE CATALINA FORERO GÓMEZ**

**Ing. JUAN CARLOS MANTILLA SAAVEDRA  
DIRECTOR UPB**

**Ing. AILEEN DIANE PUSEY MITCHELL  
TUTOR ECOPETROL S.A.**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA  
SECCIONAL BUCARAMANGA  
ESCUELA DE INGENIERÍAS  
FACULTAD DE INGENIERA ELECTRONICA  
2011**

**Nota de Aceptación**

---

---

---

---

---

---

---

**Firma de Presidente del Jurado**

---

**Firma del Jurado**

---

**Firma del Jurado**

Bucaramanga, Junio de 2011

**Bucaramanga, Junio de 2011**

A Dios, por brindarme la oportunidad de gozar de vida, salud y una hermosa familia, por el privilegio de haber tenido una excelente educación y haberme dado las fuerzas necesarias para culminar exitosamente este proceso.

A mi madre, por su apoyo constante e incondicional, por el sin número de veces que ayudó a levantarme cuando creí que ya no valía la pena, por su infinito amor y confianza depositada en mí y por todos sus años de sacrificio, este logro es todo para ti.

A mi hermosa familia, por toda su preocupación y colaboración, por todas las veces que me encomendaron a Dios y por sus infinitas muestras de cariño a pesar de que el tiempo ya no era suficiente.

A Reynaldo, por todo el apoyo que me ha brindado en esta etapa de mi vida, por ayudarme a ver todo lo bueno cuando para mí era inminente la derrota, por su desmedido amor y entrega.

A mis niñas, Estefanía, Alejandra y Gabriela, por cada risa y felicidad que han producido en vida desde su llegada, por cada muestra cariño, son el motor de mi vida.

A todos los integrantes de la Coordinación de Control y Electrónica, por su hospitalidad, amabilidad y paciencia, por ser más que tutores en mi proceso de aprendizaje y por el sin número de explicaciones y respuestas a un mar de preguntas.

A todos los docentes, compañeros de carrera y amigos, por cada explicación, por cada esfuerzo, por todas las oportunidades de aprender juntos.

Mil gracias a todos, todo lo que soy se lo debo a ustedes.

Brigitte Catalina Forero Gómez

## **AGRADECIMIENTOS**

A los ingenieros de soporte de la Coordinación de Control y Electrónica de ECOPETROL S.A. por recibirme y adoptarme con la amabilidad que los caracteriza, por hacerme sentir como en casa, por despejarme una y otra vez todas mis dudas y compartir todo su conocimiento.

A Aileen Diane Pusey Mitchell, por los 5 minutos diarios que resolvía horas de preguntas, por todo su esfuerzo por enseñarme la integridad y calidad de un ingeniero, por todas sus consejos profesionales y personales.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>OBJETIVOS .....</b>	<b>3</b>
<b>Objetivos Generales: .....</b>	<b>3</b>
<b>Objetivos Específicos: .....</b>	<b>3</b>
<b>ACTIVIDADES A DESARROLLAR .....</b>	<b>4</b>
<b>1. GENERALIDADES DE LA EMPRESA .....</b>	<b>5</b>
<b>1.1 RESEÑA HISTÓRICA .....</b>	<b>6</b>
<b>1.2 MISIÓN .....</b>	<b>7</b>
<b>1.3 VISIÓN .....</b>	<b>7</b>
<b>1.4 ACTIVIDAD ECONÓMICA.....</b>	<b>8</b>
<b>1.5 PRODUCTOS Y SERVICIOS .....</b>	<b>8</b>
<b>1.6 ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA.....</b>	<b>9</b>
<b>1.7 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA ESPECÍFICA DE TRABAJO .....</b>	<b>10</b>
<b>2. SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO HONEYWELL EXPERION DE LA UNIDAD DE SERVICIOS INDUSTRIALES REFINERÍA U2400 .....</b>	<b>12</b>
<b>2.1 CONTROL DISTRIBUIDO .....</b>	<b>13</b>
<b>2.2 GENERALIDADES DE UN DCS .....</b>	<b>15</b>
<b>2.3 DCS HONEYWELL .....</b>	<b>17</b>
<b>2.4 SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO HONEYWELL EXPERION .....</b>	<b>20</b>
<b>2.4.1 Módulos de Control.....</b>	<b>21</b>
<b>2.4.2 Módulos de Red de Control .....</b>	<b>23</b>
<b>2.4.3 Módulos de Red de Supervisión .....</b>	<b>31</b>
<b>2.4.4 Módulos de I/O .....</b>	<b>33</b>

2.5	DCS HONEYWELL EXPERION U2400 .....	36
3.	CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO HONEYWELL EXPERION DE LA UNIDAD DE CENTRAL DEL NORTE.....	45
3.1	RECOPIACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE INFORMACIÓN .....	46
4.	CONFIABILIDAD, MANTENIBILIDAD Y DISPONIBILIDAD EN SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN.....	56
4.1	FALLA.....	56
4.2	CONFIABILIDAD $R(t)$ .....	58
4.3	INFIABILIDAD $Q(t)$ .....	59
4.4	TASA DE FALLA $\lambda(t)$ .....	59
4.5	MANTENIBILIDAD $M(t)$ .....	60
4.6	TASA DE REPARACIÓN $\mu(t)$ .....	61
4.7	TIEMPOS MEDIOS.....	61
4.8	DISPONIBILIDAD $D$ .....	62
4.9	CÁLCULO DE INDICADORES DE DISPONIBILIDAD PARA DCS Y ESD 63	
	APORTES AL CONOCIMIENTO .....	74
	CONCLUSIONES.....	75
	BIBLIOGRAFÍA.....	76

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1. Yacimientos explotados por Ecopetrol S.A. ....</b>	<b>7</b>
<b>Tabla 2. Número máximo de Repetidores por Link .....</b>	<b>24</b>
<b>Tabla 3. IOM disponibles para instalación .....</b>	<b>34</b>
<b>Tabla 4. Recopilación de cantidad máxima permisible instalada de módulos .....</b>	<b>35</b>
<b>Tabla 5. IOP disponibles para instalación .....</b>	<b>38</b>
<b>Tabla 6. Dispositivos Honeywell Experion instalados en DCS U2400 .....</b>	<b>39</b>
<b>Tabla 7. Dispositivos Honeywell TPS instalados en DCS U2400 .....</b>	<b>40</b>
<b>Tabla 8. Consolidado de componentes y APL por EGI .....</b>	<b>55</b>
<b>Tabla 9. Tipos de Falla según índice .....</b>	<b>57</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1. Organigrama ECOPETROL S.A. ....</b>	<b>9</b>
<b>Figura 2. Capas de protección de un proceso industrial .....</b>	<b>12</b>
<b>Figura 3. Esquema para Control Distribuido .....</b>	<b>13</b>
<b>Figura 4. Esquema para Sistemas de Control Distribuido .....</b>	<b>14</b>
<b>Figura 5. Arquitectura básica de un DCS .....</b>	<b>16</b>
<b>Figura 6. DCS Honeywell Planta Aromáticos GRB Ecopetrol S.A. ....</b>	<b>18</b>
<b>Figura 7. Estaciones de Operador GUS, NIM y HM Honeywell .....</b>	<b>20</b>
<b>Figura 8. Módulos Honeywell Experion serie C200 .....</b>	<b>20</b>
<b>Figura 9. Nodo de ControlNet .....</b>	<b>23</b>
<b>Figura 10. Links y Segmentos de la Red de Control .....</b>	<b>24</b>
<b>Figura 11. Repetidores instalados en serie .....</b>	<b>24</b>
<b>Figura 12. Repetidores instalados en paralelo .....</b>	<b>25</b>
<b>Figura 13. Conexión CNI a la ControlNet y I/O Remotos .....</b>	<b>25</b>
<b>Figura 14. Direccionamiento de I/O Remotos por CNI .....</b>	<b>26</b>
<b>Figura 15. Conexión por slots para CNI.....</b>	<b>27</b>
<b>Figura 16. Conexión entre I/O Link Interface y módulos I/O de versiones anteriores .....</b>	<b>28</b>
<b>Figura 17. Conexión de SIM y componentes al DCS .....</b>	<b>29</b>
<b>Figura 18. Tarjeta PCIC .....</b>	<b>30</b>
<b>Figura 19. Controlnet Modular Repeater Adapter - Controlnet Repeater Fiber Optic .....</b>	<b>31</b>
<b>Figura 20. Red de Supervisión FTE .....</b>	<b>32</b>
<b>Figura 21. Etherner Swicht y tarjeta NIC .....</b>	<b>33</b>
<b>Figura 22. I/O Modules .....</b>	<b>33</b>
<b>Figura 23. Conexión entre IOP y FTA .....</b>	<b>37</b>

<b>Figura 24. Conexión de IOP y FTA a través de CFA .....</b>	<b>37</b>
<b>Figura 25. APMM (Advanced Process Manager Module).....</b>	<b>41</b>
<b>Figura 26. Arquitectura DCS U2400.....</b>	<b>42</b>
<b>Figura 27. Distribución y conexión de IOM en el DCS U2400 .....</b>	<b>43</b>
<b>Figura 28. Distribución y conexión de IOP en el DCS U2400 .....</b>	<b>44</b>
<b>Figura 29. Códigos Familia Componente para DCS / ESD .....</b>	<b>46</b>
<b>Figura 30. Información recopilada por Componente .....</b>	<b>47</b>
<b>Figura 31. Árbol de Jerarquía establecido para Caracterización.....</b>	<b>49</b>
<b>Figura 32. Listado de Repuestos y Partes APL del equipos de red .....</b>	<b>50</b>
<b>Figura 33. Caracterización en Ellipse de subsistema DCS C200 1-2.....</b>	<b>51</b>
<b>Figura 34. Componentes para subsistema DCS C200 3-4 en Ellipse .....</b>	<b>52</b>
<b>Figura 35. Componentes para subsistema DCS C200 1-2 en Ellipse .....</b>	<b>52</b>
<b>Figura 36. Componentes para DCSU2400 en Ellipse.....</b>	<b>53</b>
<b>Figura 37. Descripción extendida de componente .....</b>	<b>54</b>
<b>Figura 38. Curva de la Bañera.....</b>	<b>60</b>
<b>Ilustración 39. Relación entre MTBF, MTTF y MTTR.....</b>	<b>61</b>
<b>Figura 40. Relación de Grupos de Componentes y el Sistema.....</b>	<b>64</b>
<b>Figura 41. Relación de Estados y Tiempo – Número de Fallas.....</b>	<b>65</b>
<b>Figura 42. Cálculo de indicadores para cada Componente .....</b>	<b>65</b>
<b>Figura 43. Cálculo de indicadores para cada Grupo de Componentes y Sistema .....</b>	<b>69</b>
<b>Figura 44. Cambios de estado exportados a Excel de la herramienta Ellipse</b>	<b>70</b>
<b>Figura 45. Cambios de estado organizados por Subsistema, Agrupador y Componente .....</b>	<b>71</b>
<b>Figura 46. Información inicial requerida .....</b>	<b>72</b>
<b>Figura 47. Estado previo de cada Componente .....</b>	<b>72</b>
<b>Figura 48. Código implementado en Visual Basic para Excel .....</b>	<b>73</b>

## GLOSARIO

**Árbol de jerarquía:** Diagrama de estructura operacional que permite localizar en cada planta los sistemas productivos con sus respectivos equipos y componentes dentro de un orden jerárquico con el propósito de asignar su identificación y su participación en el sistema productivo.

**APL:** Listado de partes o repuestos codificados en el catálogo de materiales de mayor consumo, asociados a un componente, de acuerdo a recomendaciones del fabricante. Debe contener el número de parte, fabricante y cantidad instalada en el componente.

**Caracterización:** Conjunto de información sobre las plantas, equipos y componentes que se requieren para los diferentes acciones de mantenimiento.

**Componente:** Elemento que cumple una función técnica específica y es indispensable para el funcionamiento del equipo.

**DCS (Distributed Control System):** Sistema de Control Distribuido.

**Ellipse:** Herramienta para la gestión de Mantenimiento utilizada por Ecopetrol S.A.

**Equipo:** Estructura productiva con características técnicas propias que requiere la asignación independiente de acciones de mantenimiento.

**ESD (Emergency ShutDown):** Sistema de Parada de Emergencia.

**Falla:** Estado de un elemento que se caracteriza por la incapacidad para realizar una función determinada, excluyendo aquella incapacidad durante mantenimiento preventivo u otras acciones previstas, o debido a la falta de recursos externos.

**GRB:** Gerencia Refinería Barrancabermeja.

**MTBF (Mean Time Between Failures):** TMEF - Tiempo Medio Entre Fallas. Tempo medio entre dos fallas consecutivas de un equipo.

**MTTF (Mean Time To Failure):** TMDF – Tiempo Medio De Falla. Tiempo que se espera un equipo opere antes de presentarse un fallo

**MTTR (Mean Time To Restore):** TMPR – Tiempo Medio Para Reparar. Tiempo requerido para devolver a su condición operativa un equipo luego de presentarse una falla funcional, incluye el tiempo de análisis, diagnóstico, planeación y ejecución de la reparación.

**Tasa de Falla ( $\lambda$ ):** Proporción de fallas por unidad de tiempo.

**Tasa de Reparación  $\mu(t)$ :** Proporción de reparaciones por unidad de tiempo.

**Planta:** Unión de proceso que contiene un conjunto de equipos con un propósito funcional común.

**Sistema:** Definido como agrupación de circuitos con un propósito de proceso único.

**TAG:** Número de identificación único para cada componente, equipo o sistema.

## **RESUMEN GENERAL**

**TITULO:** CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO DCS HONEYWELL EXPERION DE LA UNIDAD DE CENTRAL DEL NORTE DE LA GERENCIA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A

**AUTOR(ES):** BRIGGITTE CATALINA FORERO GÓMEZ

**FACULTAD:** FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRONICA

**DIRECTOR(A):** JUAN CARLOS MANTILLA SAAVEDRA

## **RESUMEN**

Con el fin de gestionar los activos de los sistemas de control y monitorear su comportamiento en la etapa operativa se hizo necesario realizar la caracterización de los sistemas de control y protección de las unidades productivas de la Refinería de Barrancabermeja en la herramienta para la gestión del mantenimiento Ellipse con que cuenta ECOPETROL S.A., además, generar una plantilla que permita el cálculo de indicadores de Disponibilidad y Confiabilidad de los mismos a partir de reportes obtenidos de la aplicación.

Este proceso de caracterización se realiza al Sistema de Control Distribuido Honeywell – Experion PKS de la unidad productiva U2400 Central del Norte. Este proyecto cuenta con tres fases fundamentales: Recolección y verificación de información, Caracterización del sistema en la herramienta Ellipse y finalmente, cálculo de indicadores de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad. En la primera etapa fue necesario recopilar toda la información del sistema, comprender su funcionamiento y finalmente clasificar y organizar el árbol de jerarquías. En la segunda etapa, luego de clasificar la información que se registró en la herramienta; es de vital importancia, tener un completo dominio del sistema de gestión de mantenimiento Ellipse para crear en él, el sistema de control con todos sus componentes, adicionalmente, obtener reportes operativos de los dispositivos los cuales servirán de base para la siguiente etapa. Finalmente, con el fin de gestionar en tiempo real y de forma verás el comportamiento de los sistemas de control y protección, se genera una plantilla que permita determinar los indicadores como Fiabilidad, Mantenibilidad, Disponibilidad, entre otros.

**PALABRAS CLAVE:** DCS, Ellipse, Caracterización, Confiabilidad, Mantenibilidad, Disponibilidad.

**V° B° DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO**

## ABSTRACT

**TITLE:** CHARACTERIZATION OF DCS HONEYWELL EXPERION DISTRIBUTED CONTROL SYSTEM FROM NORTH CENTRAL UNIT OF THE ECOPETROL SA REFINERY MANAGEMENT IN BARRANCABERMEJA.

**AUTHOR(S):** BRIGGITTE CATALINA FORERO GÓMEZ

**SCHOOL:** SCHOOL OF ELECTRONIC ENGINEERING

**DIRECTOR:** JUAN CARLOS MANTILLA SAAVEDRA

## ABSTRACT

In order to manage the assets of control systems and monitor their behavior in the operative phase, it is necessary to perform the characterization of the control and protection systems of the production units in Barrancabermeja Refinery in maintenance management tool "Ellipse" available to Ecopetrol S.A. besides, to create a template that allows the calculation of indicators of availability and reliability of these from reports obtained from the application.

This characterization process is performed to the Honeywell - Experion PKS Distributed Control System of the production unit from North Central U2400. This project has three key phases: Collecting and verifying information, Characterization of the system with tool "Ellipse" and finally, calculation of indicators of Reliability, Maintainability and Availability. In the first stage it was necessary to collect all the system information, understand its operation and finally classify and organize the hierarchies tree. In the second stage, after classifying the information recorded in the tool, it is of vital importance, to have a complete domain of the maintenance management system Ellipse, to create in it the control system with all its components, in addition, to obtain the operational devices reports which provide the basis for the next stage. Finally, in order to manage in real time and accurate way the behavior of control and protection systems, generate a template to determine the indicators as Reliability, Maintainability, Availability, among others.

**KEY WORDS:** DCS, Ellipse, Characterization, Reliability, Maintainability, Availability.

**V° B° THESIS DIRECTOR**

## INTRODUCCIÓN

Para un grupo empresarial como lo es Ecopetrol S.A., posicionarse como una empresa competitiva, es de gran importancia. Es por esta razón que se hace necesario implementar estrategias que permitan lograr aspectos fundamentales como la optimización costos, desempeño y reducción en la exposición al riesgo de los activos con los que se cuentan. El Gerenciamiento de Activos permite alcanzar estas metas y finalmente suministra información para la toma de decisiones asertivas y rentables en los procesos productivos. La implementación de indicadores de gestión y desempeño es necesaria para efectuar el seguimiento continuo a los activos ya que permiten tener un barrido del estado en el que se encuentran y aseguran la Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad de los mismos; los siguientes son los indicadores que serán considerados:

- **MTBF (Mean Time Between Failures):** TMEF - Tiempo Medio Entre Fallas. Indicador de Confiabilidad que determina el tiempo promedio en el que un equipo realice su función sin interrupción debido a una falla funcional.
- **MTTR (Mean Time To Restore):** TMPR – Tiempo Medio Para Reparar. Indicador de Mantenibilidad que determina el tiempo promedio para reparar o restaurar un equipo cuando ha entrado en falla funcional. Este promedio incluye el tiempo utilizado en el análisis, diagnóstico, planeación y ejecución de la reparación.
- **Tasa de Falla ( $\lambda$ ):** Se define como la proporción de fallas por unidad de tiempo.
- **Tasa de reparación ( $\mu$ ):** Proporción de reparaciones por unidad de tiempo.

Ecopetrol tiene implementado una herramienta para la gestión del mantenimiento llamada ELLIPSE la cual servirá como base de información para la determinación de los indicadores de gestión; sin embargo, es necesario contar con toda la información y conocimiento de los elementos de los procesos para realizar seguimiento al estado y comportamiento y finalmente implementar las estrategias propuestas. Por esta razón, es importante realizar la respectiva caracterización de los activos en dicho sistema.

La Coordinación de Control y Electrónica tiene actualmente a su cargo el soporte de los sistemas de control y protección de la refinería de Barrancabermeja y ha creado la necesidad de desarrollar la “Caracterización del Sistema de Control Distribuido DCS Honeywell Experion de la Unidad de Central del Norte de la Gerencia Refinería de Barrancabermeja de Ecopetrol S.A” como parte de las acciones que permitan aportar al Gerenciamiento de Activos. Dentro de estos sistemas de control se encuentran los equipos y sistemas que forman parte de las diferentes capas de protección de las unidades productivas y serán a los que finalmente se les aplicará la respectiva caracterización:

- **DCS (Distributed Control System):** Sistema de Control Distribuido. Sistema que ejerce el control de los procesos de las unidades productivas.
- **ESD (Emergency ShutDown):** Sistema de Parada de Emergencia. Sistema que ofrece la capa de protección al proceso y lo lleva a una condición segura.
- **F&G (Fire and Gas):** Fuego y Gas. Sistema de Mitigación que actúa cuando ya ha ocurrido una falla que genera fuga de gases tóxicos en un sistema energizado.
- **Control de Turbomaquinaria:** Control aplicado a equipos rotativos donde se ejecuta Control de Velocidad, Gobernación, Desempeño y Antibombeo. Ejemplo: Compresores.
- **SMV (Sistemas de Monitoreo de Vibración):** Sistema que monitorea las señales de vibración de los equipos rotativos, tales como: compresores, turbinas y bombas.

## OBJETIVOS

### Objetivos Generales:

Utilizar un modelo de caracterización para los Sistemas de Control Distribuido – DCS, en la herramienta para la gestión del mantenimiento Ellipse para hacer el cálculo de los indicadores de confiabilidad y mantenimiento.

### Objetivos Específicos:

- Identificar y conocer la funcionalidad de los componentes del sistema de control DCS HONEYWELL de la unidad de Central del Norte de la Gerencia Refinería de Barrancabermeja.
- Conocer la funcionalidad del sistema de gestión de mantenimiento Ellipse, utilizado en la Gerencia Refinería de Barrancabermeja.
- Identificar los componentes de los sistemas de control DCS HONEYWELL de la unidad de Central del Norte, para la caracterización de los equipos en el sistema de gestión de mantenimiento Ellipse.
- Calcular el indicador tasa de falla ( $\lambda$ ) mediante la utilización de la distribución exponencial ó Weibull.

## **ACTIVIDADES A DESARROLLAR**

1. Documentación del Sistema de Control Distribuido Honeywell Experion U2400.
  - Documentación del DCS Honeywell Experion.
  - Recolección de Información.
  - Clasificación de Información.
  - Arquitectura del Sistema.
  
2. Caracterización del sistema en la Herramienta para la Gestión de Mantenimiento Ellipse.
  - Catalogación de componentes. Diligenciamiento del formato de catalogación de equipos FACI.
  - Árbol de Jerarquía.
  
3. Cálculo de Indicadores de Confiabilidad y Disponibilidad para Sistemas de Control y Protección.

## 1. GENERALIDADES DE LA EMPRESA [1]

Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, Ecopetrol S.A. pertenece al grupo de las 35 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica.

Considerada como dueña absoluta o con la participación mayoritaria de la infraestructura de transporte y refinación de combustibles del país, posee el mayor conocimiento geológico de las diferentes cuencas, cuenta con una respetada política de buena vecindad entre las comunidades donde se realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos, es reconocida por la gestión ambiental y, tanto en el upstream (exploración y producción) como en el downstream (refinación, venta y distribución), ha establecido negocios con las más importantes petroleras del mundo.

Cuenta con campos de extracción de hidrocarburos en el centro, el sur, el oriente y el norte de Colombia, dos refinerías, puertos para exportación e importación de combustibles y crudos en ambas costas y una red de transporte de 8.124 kilómetros de oleoductos y poliductos a lo largo de toda la geografía nacional, que intercomunican los sistemas de producción con los grandes centros de consumo y los terminales marítimos.

Tiene a disposición de sus socios el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), considerado el más completo centro de investigación y laboratorio científico de su género en el país, donde reposa el acervo geológico de un siglo de historia petrolera de Colombia.

Desde 1997 ha marcado récords al obtener las más altas utilidades de una compañía colombiana en toda la historia. En 2003 se convirtió en una sociedad pública por acciones y emprendió una transformación que le garantiza mayor autonomía financiera y competitividad dentro de la nueva organización del sector de hidrocarburos de Colombia, con la posibilidad de establecer alianzas comerciales fuera del país.

En 2007, Ecopetrol consolidó grandes transformaciones. Por un lado renovó su marca y asumió a una iguana verde como su nuevo logotipo. Por el otro, desarrolló el proceso de capitalización más grande de Colombia con el que vinculó a cerca de 450 mil colombianos de todos los niveles y regiones del país como accionistas.

Para garantizar la transparencia de sus operaciones y fluidez e integridad en la información, ha adoptado un código de Buen Gobierno. Gracias a sus fortalezas y

competencias, Ecopetrol S.A. es líder en Colombia y el socio preferido para explorar y producir hidrocarburos.

Ecopetrol S.A. es una Sociedad de Economía Mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006, regida por los Estatutos Sociales que se encuentran contenidos de manera integral en la Escritura Pública No. 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C.

## **1.1 RESEÑA HISTÓRICA [2]**

Inicialmente conocida como Empresa Colombiana de Petróleos es una empresa industrial y comercial del Estado que tuvo sus inicios el 25 de agosto de 1951 debido a la reversión al Estado Colombiano de la Concesión De Mares y asumió las actividades petroleras realizadas en Colombia anteriormente por Tropical Oil Company en el campo La Cira – Infantas en el Valle Medio del Río Magdalena; desde entonces es la encargada de la administración del recurso hidrocarburífero de la nación. Hacia 1961 se encarga del manejo directo de la refinería de Barrancabermeja y trece años más tarde de la refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956.

En septiembre de 1983, en asocio con OXY, se realiza el descubrimiento del yacimiento Caño Limón con una reserva estimada en 1.100 millones de millones de barriles permitiéndole a Colombia convertirse nuevamente en un país exportador de petróleo hacia 1986. Hacia los años noventa Ecopetrol, en asocio con British Petroleum Company, ratifica su capacidad petrolera con el descubrimiento de los yacimientos Cusiana y Cupiagua, en el piedemonte llanero.

Con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 se modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 4832 del 31 de octubre de 2005, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D.C., y aclarada por la Escritura Pública número 5773 del 23 de diciembre de 2005. De esta manera la Compañía se liberó de las funciones de Estado como administrador del recurso petrolero, tarea que es asumida por ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos).

A partir de 2003, Ecopetrol S.A. inició una era en la que, con mayor autonomía, ha acelerado sus actividades de exploración, su capacidad de obtener

resultados con visión empresarial y comercial y el interés por mejorar su competitividad en el mercado petrolero mundial.

<b>Nombre</b>	<b>Año de Descubrimiento</b>	<b>Reservas Millones de Barriles*</b>
La Cira-Infantas	1918	800
Tibú	1940	270
Casabe	1941	300
Velásquez-Palagua	1946	300
Yariguí	1954	200
Provincia-Payoa	1960	300
Río Zulia	1962	140
Orito	1963	240
Castilla	1969	320
Chuchupa	1972	7TPC**
Apiay-Suria	1981	215
Caño Limón	1983	1250
San Francisco	1985	150
Cusiana	1988	750
Cupiagua	1993	510
Guando	2000	130
Gibraltar	2003	630 GPCG y 15 MBLS

**Tabla 1. Yacimientos explotados por Ecopetrol S.A. [2]**

En el año 2009 Ecopetrol registró una utilidad neta de \$ 5,25 billones convirtiéndola en la empresa más grande del país, en una de las 40 petroleras más grandes del mundo y la cuarta en Latinoamérica.

## **1.2 MISIÓN [3]**

ECOPETROL S.A. tiene como misión descubrir y convertir fuentes de energía en valor para sus clientes y accionistas, asegurando el cuidado del medio ambiente, la seguridad de los procesos e integridad de las personas, contribuyendo al bienestar de las áreas donde operan, con personal comprometido que busca la excelencia, su desarrollo integral y la construcción de relaciones de largo plazo con los grupos de interés.

## **1.3 VISIÓN [3]**

Ecopetrol, grupo empresarial enfocado en petróleo, gas, petroquímica y combustibles alternativos, será una de las 30 principales compañías de la industria petrolera, reconocida por su posicionamiento internacional, su innovación y compromiso con el desarrollo sostenible.

#### 1.4 ACTIVIDAD ECONÓMICA

Ecopetrol S.A. es una empresa que se dedica a la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos y sus derivados desde hace 59 años.

#### 1.5 PRODUCTOS Y SERVICIOS [4]

Por su capacidad de producción y gracias a la experiencia adquirida desde sus inicios, Ecopetrol S.A., ofrece a sus clientes productos<sup>1</sup> enfocados en petróleo, gas, petroquímicos y combustibles alternativos:

##### 1. Combustibles Líquidos:

- |                      |                        |
|----------------------|------------------------|
| ✓ Gasolina Corriente | ✓ Gasolina Extra       |
| ✓ Diesel Corriente   | ✓ Diesel Extra         |
| ✓ Bencina            | ✓ Queroseno            |
| ✓ Combustóleo        | ✓ Jet 1A               |
| ✓ Diesel Marino      | ✓ Gasolina de Aviación |
| ✓ IFOs 380 y 180     | grado 100              |

##### 2. Petroquímicos e Industriales:

- |                             |                       |
|-----------------------------|-----------------------|
| ✓ Disolventes Alifáticos    | ✓ Xilenos Mezclados   |
| ✓ Tolueno                   | ✓ Ortóxileno          |
| ✓ Hoja de Seguridad Apiasol | ✓ Ciclohexano         |
| ✓ Propileno                 | ✓ Ceras Parafínicas   |
| ✓ Bases Lubricantes         | ✓ Arotar              |
| ✓ Asfaltos                  | ✓ Polietileno de Baja |
| ✓ Azufre Petroquímico       | Densidad (Polifèn).   |
| ✓ Benceno                   |                       |

##### 3. Gases Industriales y Domésticos:

- ✓ Gas Licuado del Petróleo (GLP)

##### 4. Gas Natural

##### 5. Crudos

## 1.6 ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA

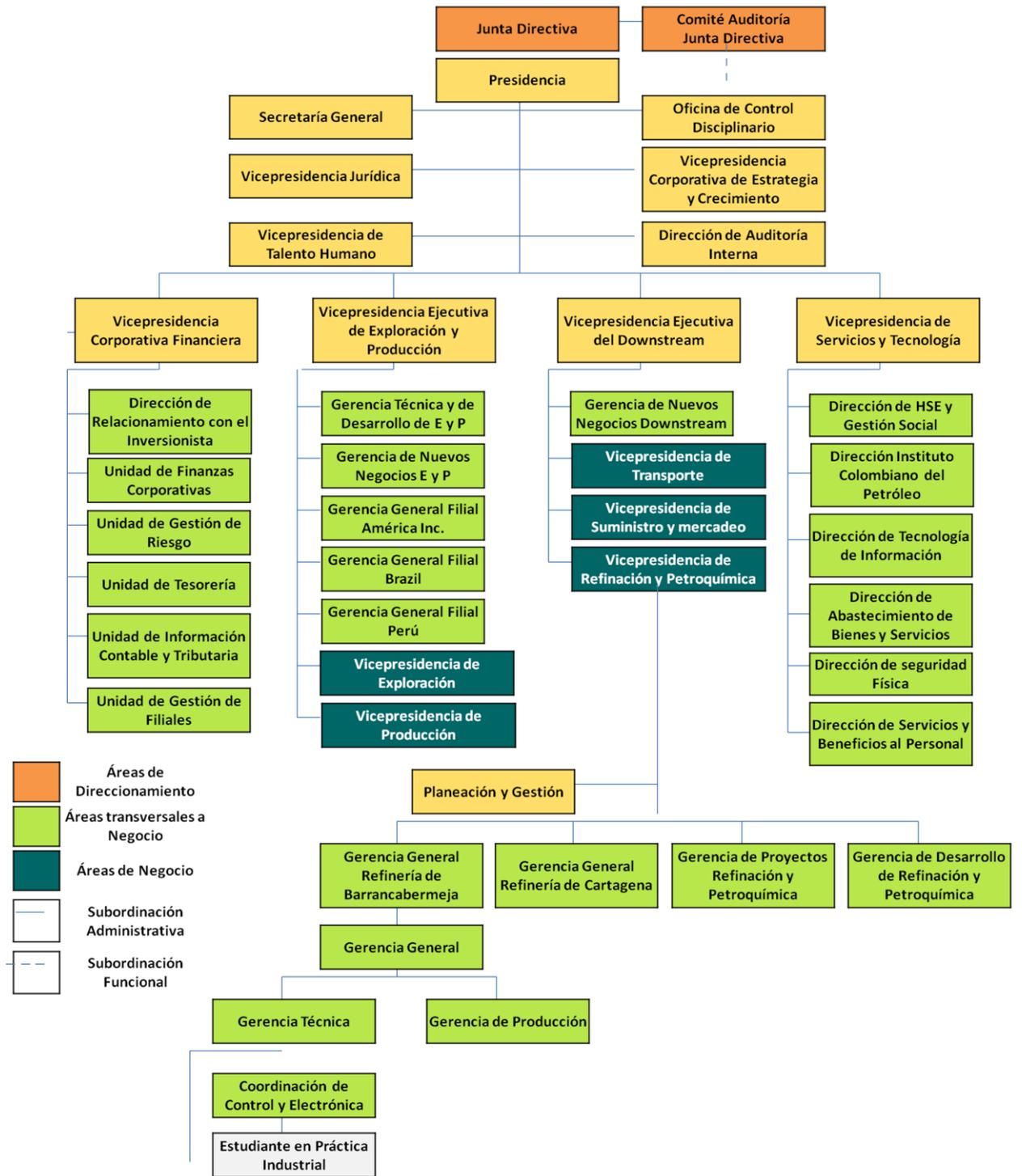


Figura 1. Organigrama ECOPETROL S.A. [5]

## 1.7 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA ESPECÍFICA DE TRABAJO [6]

Al servicio de la Refinería de Barrancabermeja se encuentra la Coordinación de Control y Electrónica la cual se encarga de:

- ✓ Ejercer el rol de autoridad técnica en el establecimiento de los estándares a aplicar para la definición de las ventanas operativas de Integridad, guías de control, gestión de activos, diseño mecánico y las estrategias de mantenimiento y administración de los Sistemas Electrónicos y aplicaciones de Control, sistemas de parada de emergencia e instrumentación de proceso.
- ✓ Gestionar conjuntamente con el Instituto Colombiano del Petróleo los programas de automatización e integración de los sistemas de control y protección de las unidades de proceso.
- ✓ Gestionar los programas de modernización de los sistemas de control, instrumentación y protecciones de las unidades de proceso.
- ✓ Establecer las metodologías, guías y mejores prácticas para la evaluación del desempeño integral de los activos (monitoreo y análisis de tendencias de acuerdo con los estándares de ingeniería, preservación, ciclo de vida, incluyendo la definición de los alcances de los trabajos).
- ✓ Coordinar el análisis de desempeño diario, mantener actualizada y validada las bases de datos y estadísticas de las unidades de proceso para identificar desviaciones, cuellos de botella, fusibles, malos actores, estudios de benchmarking y generar las recomendaciones de acciones operacionales o de mantenimiento (definición de alcances).
- ✓ Fijar las directrices para evaluar y monitorear todos los sistemas y elementos de protección de los equipos y unidades de proceso, para la prevención del impacto ambiental, daños en equipos y la seguridad de las personas.
- ✓ Coordinar el soporte técnico para el proceso de gestión de paradas de plantas programadas y asistir técnicamente las paradas no programadas.
- ✓ Proponer iniciativas de mejoramiento conjuntamente con el Instituto Colombiano del Petróleo para la actualización tecnológica de sistemas y procesos.
- ✓ Coordinar los proyectos y servicios de soporte tecnológicos mediante el aprovechamiento de la infraestructura del Instituto Colombiano del

Petróleo (planta piloto, laboratorios, simuladores, centro aprendizaje y entrenamiento) para mejorar el desempeño de las áreas de proceso.

- ✓ Asegurar la utilización de las herramientas tecnológicas disponibles en los sistemas de control de las unidades de proceso, para garantizar mediante la administración efectiva de lazos de control y su óptima sintonía para que operen en automático.
- ✓ Asegurar la utilización de las herramientas tecnológicas disponibles en los sistemas de control de las unidades de proceso, para garantizar mediante la administración efectiva y el gerenciamiento de alarmas la operabilidad segura y ergonómica de las unidades de proceso.
- ✓ Asegurar la ejecución de los planes de pruebas funcionales y programas de mantenimiento de las Funciones de Protección Instrumentadas (IPF) asociadas a las unidades de proceso.
- ✓ Administrar y propiciar los procesos de aprendizaje, aseguramiento de información y transferencia del conocimiento generado en el desarrollo de su gestión de acuerdo con las políticas corporativas.
- ✓ Gestionar las actividades planeadas por la coordinación, con el fin de asegurar la disponibilidad, confiabilidad y eficacia de los sistemas y aplicaciones de control.
- ✓ Asegurar la implementación y cumplimiento de los estándares y mejores prácticas en los sistemas de control e instrumentación.
- ✓ Definir las bases para los presupuestos de las plantas: Reposición de equipos, Repuestos para equipos críticos, Contratos de Mantenimiento.<sup>6</sup>
- ✓ Asegurar el cumplimiento e implementación de las acciones definidas en los talleres de metodologías como RRM (RCM, IPF) y RCA.
- ✓ Asegurar la disponibilidad de toda la información técnica de los sistemas de control distribuido, de parada de emergencia, de F&G, control de turbo maquinaria, control de combustión y sistemas locales de control.
- ✓ Realizar el seguimiento, evaluación y control de los proyectos, programas y actividades a cargo de la dependencia.
- ✓ Asumir y desarrollar las funciones y responsabilidades específicas establecidas por el modelo normativo de seguridad informática en el rol de usuario informático y dueño de la información.

## 2. SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO HONEYWELL EXPERION DE LA UNIDAD DE SERVICIOS INDUSTRIALES REFINERÍA U2400

Todo proceso productivo debe contar con capas de protección que garanticen en todo momento el control y seguridad a la operación (ver Figura 2).

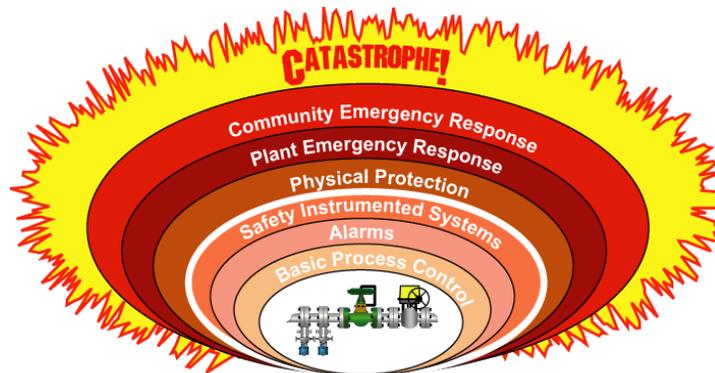
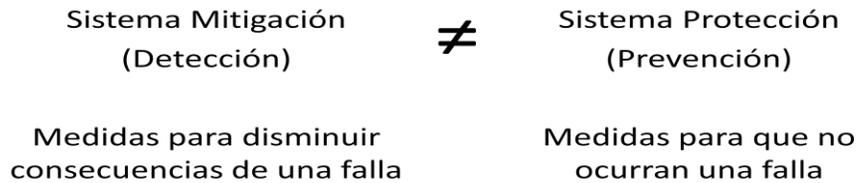


Figura 2. Capas de protección de un proceso industrial

De acuerdo al orden en que ejercen el control en el proceso, las capas de protección son:

- **BPCS (Basic Process Control System):** Sistema Básico de Control de Proceso. Realiza el control regulatorio con el fin de desarrollar las tareas del proceso manteniéndolo en condición segura. Nivel donde se encuentra el *Sistema de Control distribuido DCS*.
- **Alarmas:** En esta capa se generan una serie de alarmas visuales y sonoras que le indican al operador de planta que se ha generado una situación que se encuentra fuera de las condiciones seguras del proceso. En esta capa se le permite al operador realizar acciones que permitan controlar la operación. Normalmente está embebida en el sistema de control distribuido.
- **SIS (Safety Instrumented System):** Sistema Instrumentado de Seguridad. Capa de protección donde se encuentra el *Sistema de Parada de Emergencia ESD (Emergency ShutDown)*. Su labor es ejercer la protección en el proceso a través de acciones de corte para regresarlo nuevamente a estado seguro si se ha presentado una situación que pueda que generar una condición de emergencia (antes de falla).
- **Sistema de Mitigación:** Sistema que minimiza las consecuencias de una falla en un sistema energizado. En el caso de las unidades productivas, el Sistema de Detección de Fuego y Gas F&G es quien interviene a través de una serie de detectores y si el proceso lo permite, dispositivos de rocío.

La diferencia fundamental entre el ESD y F&G radica en que el primero implementa una función instrumentada de protección que disminuye la frecuencia de un evento y actúa para evitar una falla, por el contrario, el F&G implementa una función instrumentada de mitigación que aminora la magnitud de las consecuencias de una falla y de esta manera ganar tiempo de evacuación y respuesta de emergencias.



Para que todos los sistemas que le brindan control, protección y seguridad a la operación sean confiables es necesario que sean completamente independientes el uno del otro.

## 2.1 CONTROL DISTRIBUIDO [7]

Un proceso industrial presenta gran cantidad de unidades de proceso que deben ser ejecutadas para obtener el producto final; el sistema de control implementado debe contar con los recursos necesarios para cumplir con la demanda, sin embargo, centralizar el control y supervisión a un solo dispositivo hace que la fiabilidad del proceso dependa de la fiabilidad del equipo, por esta razón se hace necesario distribuir la regulación de las variables a diferentes dispositivos y separar la capa de supervisión de la de control.

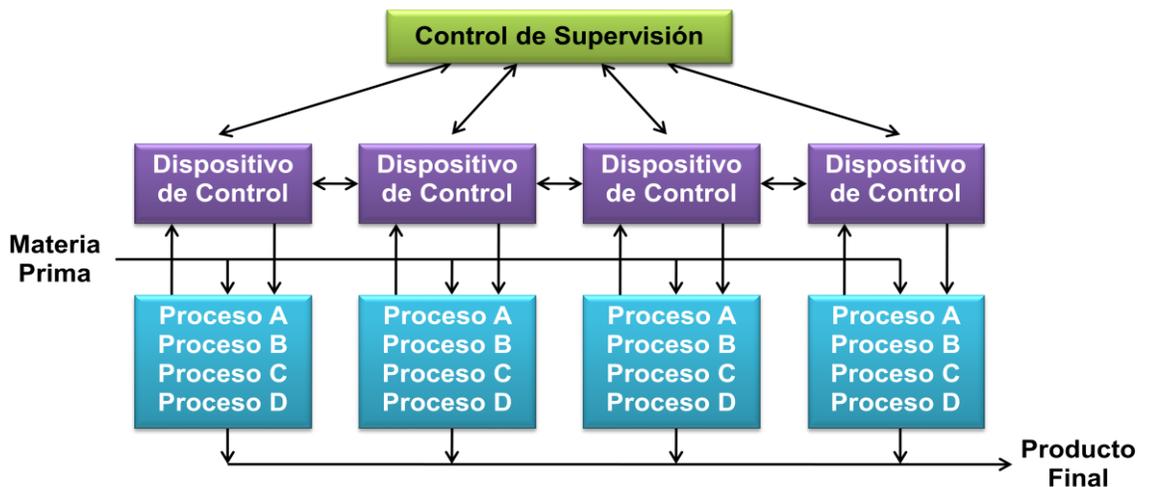
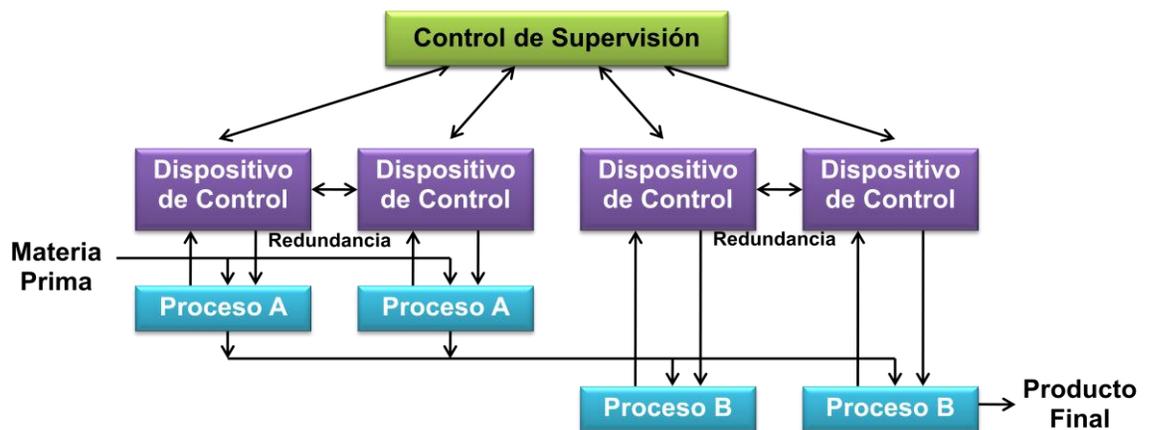


Figura 3. Esquema para Control Distribuido [7]

Al distribuir las tareas a varios equipos, como se muestra en la Figura 3, se implementa el concepto de Control Distribuido. En este tipo de arquitectura el procesador que ejecuta las estrategias de control presenta comunicación vertical y horizontal; la primera, le permite establecer contacto directo con el proceso o parte operativa; y en la segunda, establece comunicación con otros dispositivos de control del sistema. Adicionalmente, un ordenador o servidor ejecuta las tareas de supervisión, configuración y gestión de alarmas. La ventaja fundamental que presenta un sistema de control basado en distribución de tareas es, en caso de sobrecarga de trabajo o avería, transferir parte o todas las funciones a otros componentes evitando bloqueos no deseados del sistema y como consecuencia generar paradas del proceso y la producción, además, permite hacer intervenciones de mantenimiento o restauración. Sin embargo, exige una asignación dinámica de tareas entre procesadores, mayor capacidad de tratamiento de datos y una red de gran capacidad de transferencia de información.

El DCS basa su funcionamiento en el concepto de control distribuido, no obstante, muestra una diferencia fundamental. Al presentar distribución de las tareas del proceso por equipos de control, se establece comunicación horizontal sólo entre procesadores redundantes quienes finalmente manejan cada unidad de proceso. En el concepto inicial se contempla que si un dispositivo de control entra en falla y le impide cumplir las funciones asignadas, cualquiera de los controladores adjuntos al sistema debe estar en la capacidad de retomar las tareas del dispositivo que sale de operación, sin embargo, en un DCS, según se observa en la Figura 4, únicamente el controlador capaz de entrar a ejecutar las funciones de un procesador fallado es su pareja redundante.



**Figura 4. Esquema para Sistemas de Control Distribuido**

## **2.2 GENERALIDADES DE UN DCS**

El Sistema de Control Distribuido es un sistema abierto con capacidad de adquisición de grandes volúmenes de datos que integra los sistemas implementados para ejercer el control regulatorio y los de información en un entorno interactivo que permite manipular total y de forma remota el proceso. Se encuentra compuesto por instrumentos de campo, de acondicionamiento y procesamiento de señal, dispositivos de control, interfaz hombre-máquina y redes de comunicación entre campo, control y operador, que hacen del DCS un sistema que visualiza, documenta y controla el funcionamiento del proceso en tiempo real.

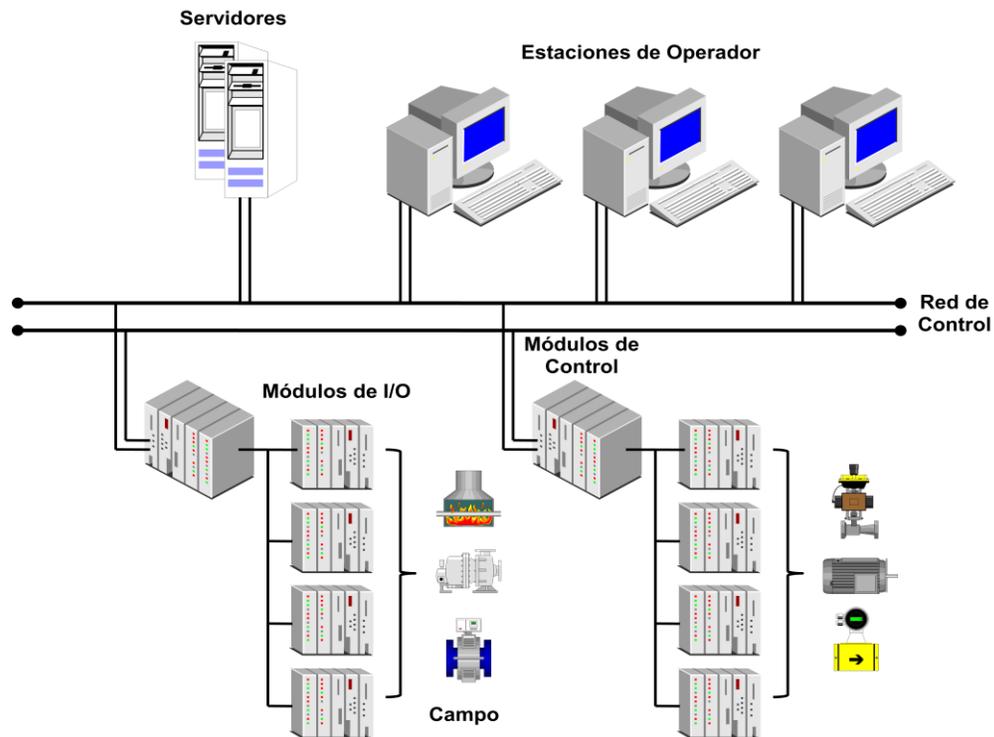
El control ejercido por el DCS se realiza de forma estable y lo segura a través de algoritmos matemáticos, el diseño permite que el sistema de control se expanda conforme el proceso se amplía y distribuye el control del proceso en diferentes dispositivos de tal manera que las funciones de control no recaen sobre un único componente.

### **Arquitectura Básica y Funcionamiento de un DCS**

La arquitectura de red básica que presenta un Sistema de Control Distribuido está compuesta por uno o dos niveles de control donde se encuentran adjuntos los diferentes dispositivos que intervienen en el control del proceso, (ver Figura 5). Los dispositivos básicos que conforman un DCS son las Estaciones de Operador o Pantallas de Proceso, Módulos de I/O, Módulos de Control y Servidores o Estaciones de Aplicaciones y las Redes de Control.

Los sistemas de medida proporcionan grandes volúmenes de información de campo en tiempo real. Esta información está compuesta por las variables de proceso (temperatura, nivel, caudal, presión, PH, ect.) que son captadas y transmitidas por sensores y el estado de los equipos ya sea de marcha, paro, entre otras. Las señales son enviadas a través de un bus de campo que permite comunicación con los dispositivos de acondicionamiento. Luego de proporcionar el aislamiento por medio de mecanismos de barrera, la información se acondiciona y procesada por tarjetas electrónicas con el fin de que pueda ser entregada al controlador en el formato digital requerido por el mismo.

Los algoritmos de control se encuentran configurados en los diferentes entornos del procesador, el cual se encarga de ejecutar la lógica implementada y generar acciones de mando a los actuadores para realizar el ajuste a las variables de proceso de acuerdo a los valores fijados por el operador o el sistema de control. Estas consignas son nuevamente procesadas, acondicionadas, aisladas y transmitidas por medio del bus de campo y los respectivos dispositivos electrónicos.



**Figura 5. Arquitectura básica de un DCS**

Las estaciones de operación son dispositivos autónomos adjuntos al sistema que le permiten al operador visualizar el estado del proceso en tiempo real y alarmas generadas no sólo en el proceso sino también en el sistema de control, realizar modificaciones a valores de referencia, iniciar secuencias, poner en marcha equipos y observar tendencias del proceso. Equipos como Host, Estaciones de Ingeniería y Servidores permiten modificar, configurar y cargar lógica de control a través de los entornos y aplicaciones del procesador, determinar supervisión al sistema, establecer base de datos e históricos y comunicación con redes corporativas.

Lograr una perfecta comunicación entre dispositivos y niveles del sistema es posible gracias a las redes de comunicación implementadas, son quienes se encargan, a través de buses redundantes, de transmitir datos a alta velocidad de manera confiable.

### **Supervisión Vs. Control**

Un SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) es un sistema basado en software de ordenador que permite establecer de forma remota control de supervisión y adquisición de datos a procesos industriales a diversos usuarios.

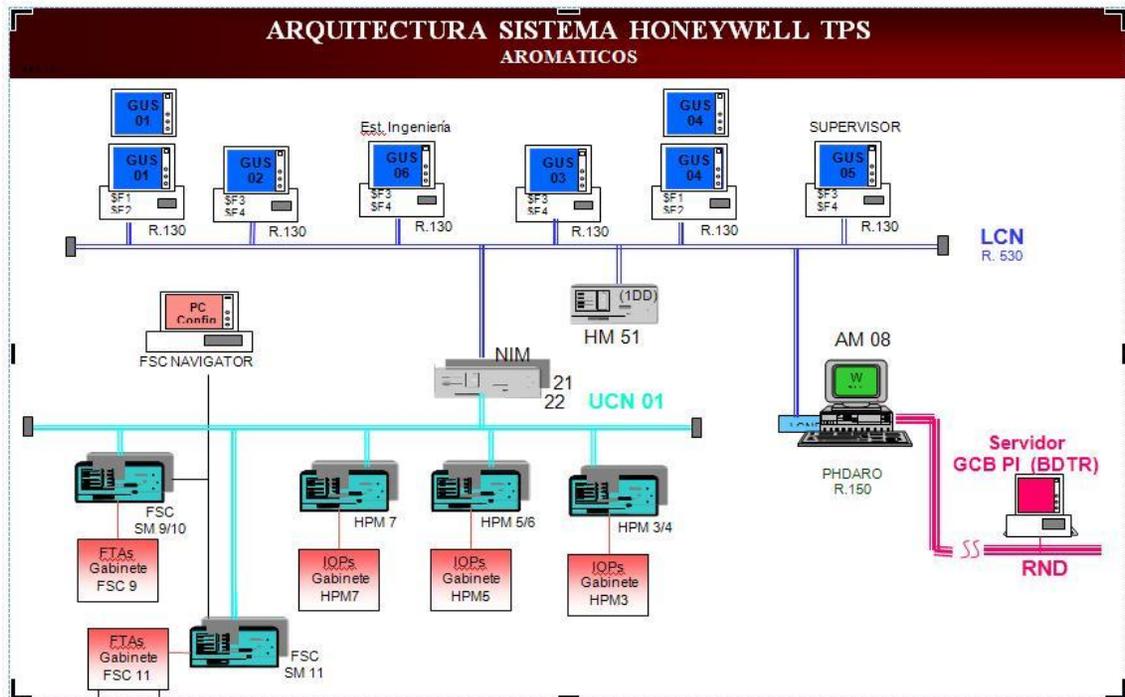
Actualmente es difícil establecer las diferencias de funcionalidad entre un SDACA y un DCS debido a que el control ejercido por un SCADA + PLC es en este momento muy similar al que brinda un Sistema de Control Distribuido, la accesibilidad al sistema es más sencilla y la arquitectura muy similar. Anteriormente el DCS se caracterizaba por su gran capacidad de procesamiento y esquema de programación, sin embargo, la tecnología implementada hoy en día en un PLC lo convierte en dispositivo capaz de asumir tareas ejecutadas en el pasado por un controlador de un DCS. Por otra parte, la imposibilidad de establecer un protocolo abierto que permitiera la integración de terceros, era una ventaja que un DCS no presentaba a comparación de un SCADA, no obstante, este sistema ha venido implementando una arquitectura abierta en su capa de control y supervisión que permite integrar diferentes sistemas. Pese a lo anterior, aún se presentan algunas diferencias que permiten distinguir un sistema del otro.

Partiendo del punto de que un SCADA hace referencia a un sistema que coordina y supervisa más no controla los procesos en tiempo real; las diferencias fundamentales entre un sistema SCADA y un DCS son: el primero presenta múltiples bases de datos que residen en cada uno de los dispositivos de control y los equipos que componen la red de supervisión, mientras que un Sistema de Control Distribuido presenta una única base de datos establecida en la red de supervisión y es direccionada hacia los controladores y demás equipos que requieran su uso. Por otra parte, el DCS está orientado al proceso y su estado y un sistema SCADA está orientado a los eventos y adquisición de datos para su monitoreo. Adicionalmente, la capa de supervisión que se encuentra embebida en el DCS permite realizar modificaciones y configuración a las estrategias de control y lógica de programación del sistema; este tipo de configuración no es posible ejecutarla directamente en un sistema SCADA ya que no presenta acceso directo con el dispositivo de control y su entorno operativo.

Finalmente, todo SCADA establece supervisión y adquisición de datos de forma remota que permite integrar uno o más sistemas en los que se encuentran DCS.

### **2.3 DCS HONEYWELL [8]**

Para el caso específico de Honeywell, la solución inicial al control de procesos industriales que esta firma ofrece presenta una arquitectura de red compuesta por dos etapas, una capa de supervisión y una capa de control a las que se encuentran fijados los dispositivos (véase la Figura 6).



**Figura 6. DCS Honeywell Planta Aromáticos GRB Ecopetrol S.A. [8]**

Presenta un primer nivel denominado Proceso donde se encuentran todos los dispositivos que intervienen directamente en él, es decir, todos los equipos instalados en campo como sensores, transmisores, actuadores, válvulas, entre otros. Dentro de los equipos que pertenecen a este nivel se localizan los módulos de procesamiento y digitalización de señales de entrada y salida IOP y demás tarjetas electrónicas que permiten el aislamiento (Barreras) y acondicionamiento de señal (FTA). Son estos dispositivos los que se encargan de comunicar al sistema de control las condiciones de la planta y procesar hacia los actuadores las órdenes instauradas por los módulos de control para que sean ejecutadas. Este nivel presenta un bus de campo FieldBus que permita la coordinación de todos dispositivos.

El segundo nivel conocido como Control y Regulación tiene adjunto todos los controladores y dispositivos de terceros, los cuales ejecutan algún tipo de control de variables; la comunicación se realiza a través de la red de control UCN (Universal Control Network) que se caracteriza por ser una red de alta velocidad (5 Mbps) y seguridad con capacidad de comunicación Peer-to-Peer lo que permite involucrar uno o más controladores.

Finalmente se encuentra el nivel de Supervisión. La red que establece la comunicación de los equipos que pertenecen a este nivel es la LCN (Local Control Network) que se distingue por:

- Bus redundante (Switchero automático)
- Medio de conexión: Cable coaxial 75 OHM, RG11.
- Protocolo propietario Honeywell, tipo Token Pass con tiempo de comunicación para cada nodo de 30 mseg.
- Velocidad de red de 5 Mbps.
- Longitud máxima en su ramal principal de 300 m extensible por tarjetas extensoras y fibra óptica.

En este nivel se establecen todas las estaciones de operador GUS (Global User Station) de cada una de las unidades de proceso y son quienes presentan la información de planta en un formato fácilmente comprensible. Estos equipos se caracterizan por su robustez, protocolo propietario Honeywell y permiten acceder a aplicaciones de ingeniería por medio de una llave física. En este nivel se encuentran también las estaciones de ingeniería que permiten la configuración y carga de estrategias de control y configuración de las diferentes aplicaciones del procesador.

Adicionalmente, existen módulos especiales que desempeñan tareas específicas como:

- **Network Interface Module (NIM):** Dispositivo físicamente redundante que desempeña la función de interface entre la red de supervisión LCN y la red de control UCN permitiendo la comunicación entre los dos niveles.
- **History Module (HM):** Provee el almacenamiento masivo de grandes bloques de información en un disco duro con posibilidad de redundancia. Dentro de la información que este dispositivo guarda en un histórico se encuentran alarmas de proceso, cambios y mensajes del operador, cambios de estado, errores y recomendaciones de mantenimiento del sistema. Además del almacenamiento de información, el HM permite recopilar datos requeridos para cargas en los diferentes nodos y Checkpoints o valores de referencia, entrega tendencias y reportes en tiempo continuo del proceso y análisis de mantenimiento.
- **Application Module (AM):** Este dispositivo permite la conexión a la red corporativa y particularmente a la base de datos en tiempo real (BDTR-PI)

La conexión y ubicación física típica en el cuarto de control de las estaciones y ordenadores que hacen parte del DCS se puede observar en la Figura 7.

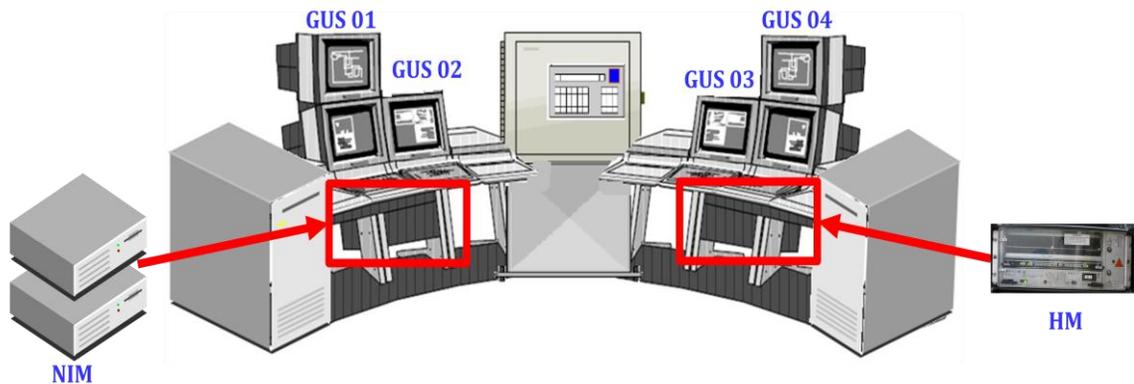


Figura 7. Estaciones de Operador GUS, NIM y HM Honeywell [8]

Debido a que por seguridad, todo proceso crítico debe contar con un Sistema Instrumentado de Seguridad SIS, la estación de ingeniería de este tipo de sistemas se encuentra conectada a la red de control para visualización y monitoreo del mismo a través del DCS.

## 2.4 SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO HONEYWELL EXPERION<sup>1</sup>

Dentro de los últimos productos que la firma Honeywell ha puesto a disposición para el control distribuido de sistemas industriales se encuentra la serie Experion, la cual cuenta con diferentes dispositivos que permiten la coordinación de todas las actividades que debe desempeñar el DCS. Esta serie presenta diferentes tipos de módulos y su funcionalidad y características dependen del entorno en el vayan a desempeñar sus tareas y dentro de las clases existentes se encuentra la serie 200.

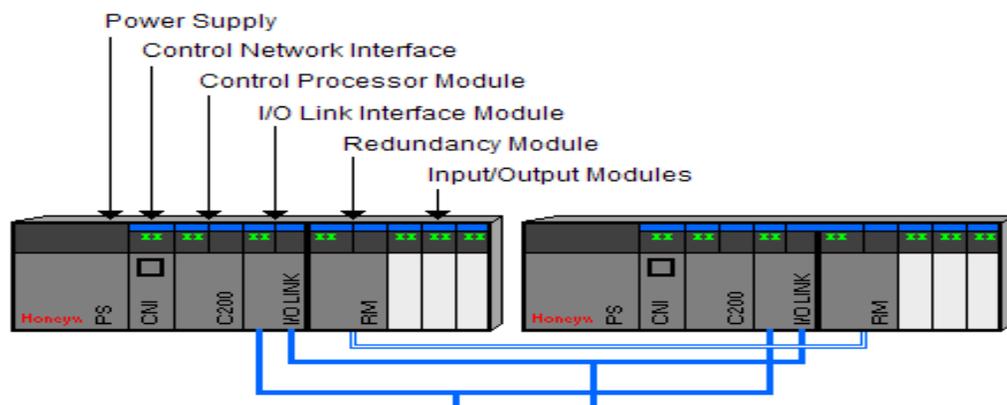


Figura 8. Módulos Honeywell Experion serie C200

<sup>1</sup> Capítulo basado en documentación Honeywell [9 – 16]

Todos los dispositivos Honeywell 200 se encuentran diseñados para ser conectados en un único chasis que permite mayor optimización de espacio en gabinetes y comunicación interna (véase la Figura 8). Cada posición dentro del este chasis se denomina Slot. Estos dispositivos cuentan con las siguientes características:

### 2.4.1 Módulos de Control

Para la serie Experion, los módulos que se encargan de realizar y garantizar el control regulatorio del sistema son:

- **Control Processor Module (CPM):** Dispositivo que ejecuta el control regulatorio del sistema a través de las estrategias de control configuradas en él. Sus principales características son:
  - ✓ **Serie** : C200
  - ✓ **Modelo** : TC-PRS021
  - ✓ **Slot** : 1 – 2 (Uno por chasis)
  - ✓ **Capacidad de procesamiento** : 64 módulos I/O sin importar de la densidad de puntos (máximo 32 módulos análogos I / O).
  - ✓ **Procesadores redundantes** : Modo Backup

A pesar de que sea posible la conexión redundante entre procesadores, el modo de trabajo es en Backup, es decir, sólo la pareja redundante entra en operación siempre y cuando el procesador a cargo de ejecutar las tareas entra en falla. Por otra parte, Cada chasis sólo puede instalar un único controlador, por tal razón, si se desea establecer pardejes redundantes de procesadores, cada unidad debe contar con su propio chasis.

Los diferentes entornos configurables que este procesador presenta son:

- ✓ **Control Execution Environment (CEE):** Software base del controlador que proporciona un entorno de control de ejecución y programación donde se configuran las estrategias de control. Su arquitectura abierta permite la integración con controladores Honeywell existentes y sistemas de control o dispositivos de terceros. Presenta dos tasa de ejecución:

1. 50 ms (Normal)

2. 5 ms (rápido)

- ✓ **Control Builder:** Herramienta gráfica, orientada a objetos, donde se construyen las estrategias de control.

- ✓ **Application Control Environment (ACE):** Entorno de Control de Aplicación.
  - ✓ **C200 Simulation Environment (SIMC200):** Entorno de simulación del sistema completo sin necesidad de controlador dedicado hardware o proceso de conexiones.
  - ✓ **Control Processor Redundancy:** Permite que el controlador reconozca cuando su integridad se encuentra comprometida. Sólo soporta C200.
- **Redundancy Module (RM):** Módulo que garantiza la correcta conexión y sincronización entre controladores redundantes. Este dispositivo presenta las siguientes características:
    - ✓ **Modelo** : TC-PRR021
    - ✓ **Aislamiento de fallas:** Si el controlador que se encuentra en operación presenta una falla, este evento no se propaga a su pareja redundante al momento de realizar la sincronización.
    - ✓ **Diagnóstico de falla por pareja:** RM puede diagnosticar fallas de su pareja redundante.
    - ✓ **Reemplazo On-Line:** Permite reemplazado en línea sin generar interrupciones y ejecuta inmediatamente sincronización entre módulos.

Los tiempos de operación y modos de conexión de este equipo son:

- ✓ **Tiempo de Conmutación** : 500 ms
- ✓ **Cable Conexión** : Fibra Óptica
- ✓ **Longitud Cable** : 1, 3, 10 metros
- ✓ **Tiempo inicial de sincronización** : 90 s
- ✓ **Máximo tiempo entre Conmutación y fin de Sincronización inicial** : 150 s

Debido a que los procesadores trabajan en modo de backup, los módulos RM presentan los siguientes estados de operación:

- ✓ **PRIM (Primario):** Chasis se encuentra con funciones asignadas y en ejecución.
- ✓ **DISQ (Secundario Descalificado):** Actúa como secundario pero no está en la capacidad de llevar a cabo tareas del primario de presentarse la demanda.

- ✓ **SYNC (Secundario Sincronizado):** En caso de conmutación, se encuentra en capacidad de tomar las tareas asignadas y ejecutarlas.

## 2.4.2 Módulos de Red de Control

Esta serie de DCS Honeywell, al igual que las anteriores, presenta dos capas de red. La primera que ejecuta tareas de red denominada ControlNet. Este tipo de red, diseñada especialmente para aplicaciones de control industrial, se caracteriza por presentar un protocolo de red abierto de propiedad y su gestión está bajo la supervisión de ControlNet Internacional. Su función principal es la comunicación entre la capa de control y la red de supervisión del sistema. Sus principales características son:

- ✓ **Rendimiento de procesamiento de datos:** 5 Mbps simple o redundante.
- ✓ **Conexión física:** RG6 coaxial con conectores BNC en topología de bus.
- ✓ **Longitud total de red posible:** 10 km, utilizando repetidores de Fibra Óptica, y 6 km, utilizando cable coaxial y repetidores.

Para la implementación de una red ControlNet con conexión de cable coaxial y fibra óptica es necesario tener en cuenta:

- ✓ Máxima longitud del segmento de red coaxial: 1 km
- ✓ Máxima longitud del segmento de red de fibra: 3 km (dependiendo del tipo de fibra)

Cada dispositivo que requiera comunicarse a través de la ControlNet, debe estar conectado a ella por medio de un nodo, es decir, una conexión al sistema de cable de la red vía TAP, CNI o PCIC (dispositivos que se estudiarán más adelante) como se observa en la Figura 9. Cada nodo requiere una dirección de red de acuerdo a su funcionalidad en la misma. Una vez el nodo sea conectado y configurado el sistema puede establecer comunicación con él.

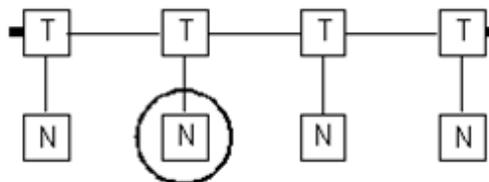
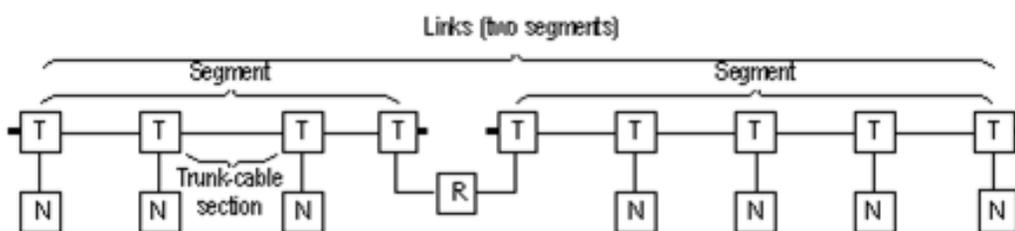


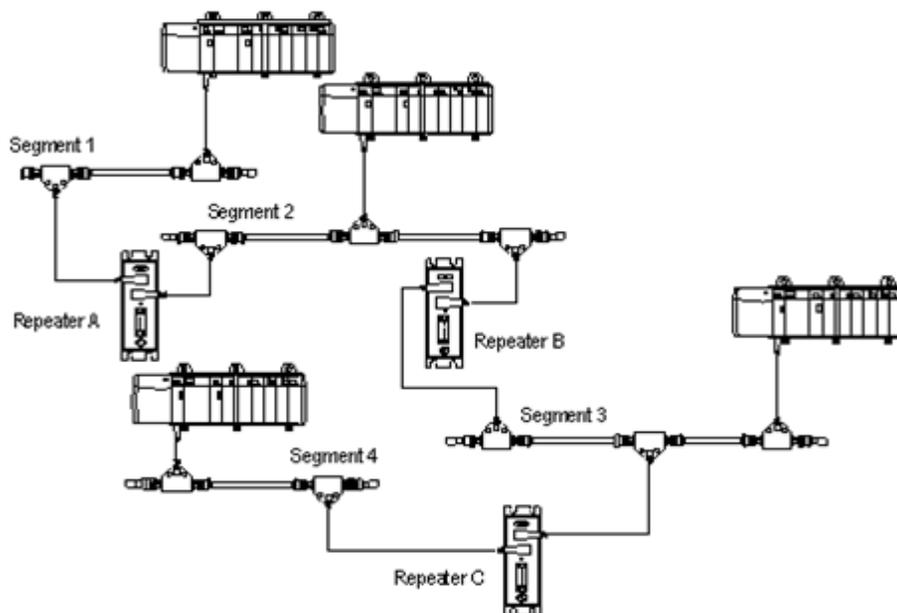
Figura 9. Nodo de ControlNet [9]

Todo dispositivo conectado a la ControlNet se encuentra asignado a un link compuesto por segmentos, los cuales son limitados por repetidores que permiten extender la longitud de la red y el número total de taps conectados a la misma (ver Figura 10).



**Figura 10. Links y Segmentos de la Red de Control [9]**

Cada repetidor instalado en la red de control para conexión de equipos permite lograr arreglos de segmentos en serie, paralelo y combinación de ambos tal como se muestra en las Figuras 11 y 12, sin embargo, existe una cantidad máxima permisible a instalar de repetidores por link (ver Tabla 2).



**Figura 11. Repetidores instalados en serie [9]**

Configuración	Número Máximo de Repetidores
Serie	5
Paralelo	48
Serie / Paralelo	5 en serie y 48 en paralelo

**Tabla 2. Número máximo de Repetidores por Link [9]**

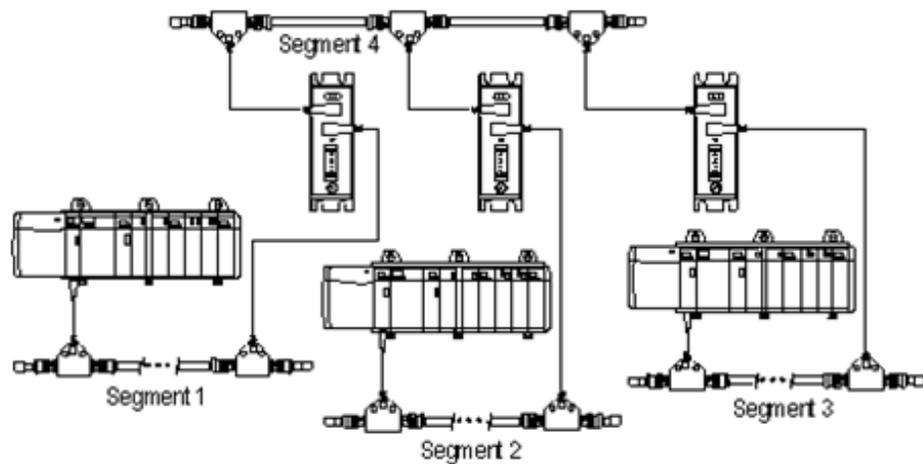


Figura 12. Repetidores instalados en paralelo [9]

En la serie Experion C200, los módulos que se encargan de formar la red de control son:

- Control Network Interface (CNI):** Este dispositivo puede desempeñar dos funciones. La primera, realiza la conexión del chasis del controlador o bus de campo a la red ControlNet con conexión simple o redundante, es decir, sirve como interface entre la red de control y el procesador. Por otra parte, cuando la unidad de proceso demanda gran cantidad de módulos de I/O o simplemente por distribución de espacio no es posible que estos módulos se encuentren ubicados en el mismo rack del controlador, se hace necesario una conexión remota de I/O, este equipo conecta y direcciona chasis I/O remoto al chasis del controlador.

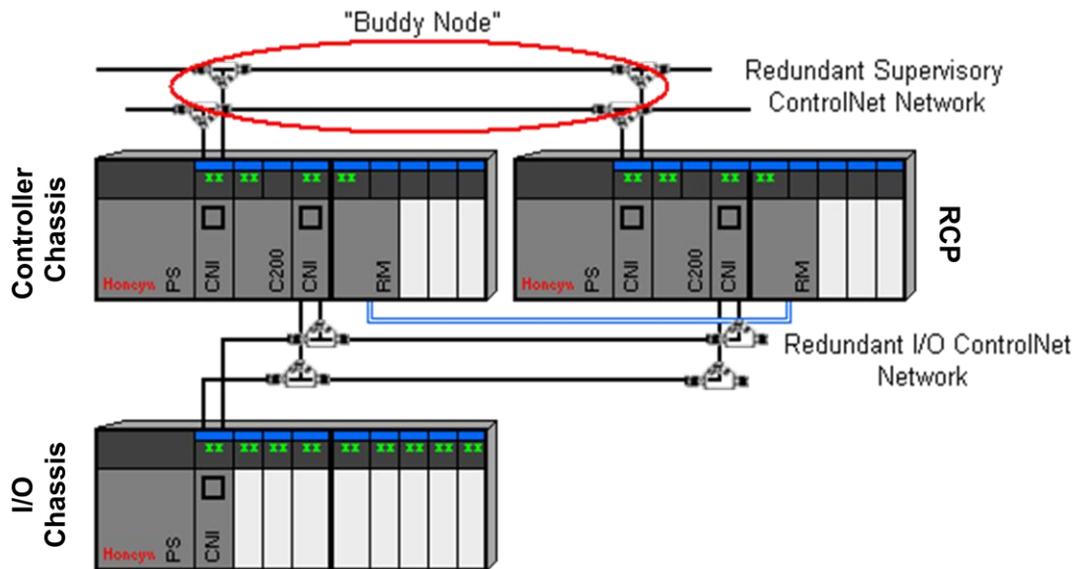
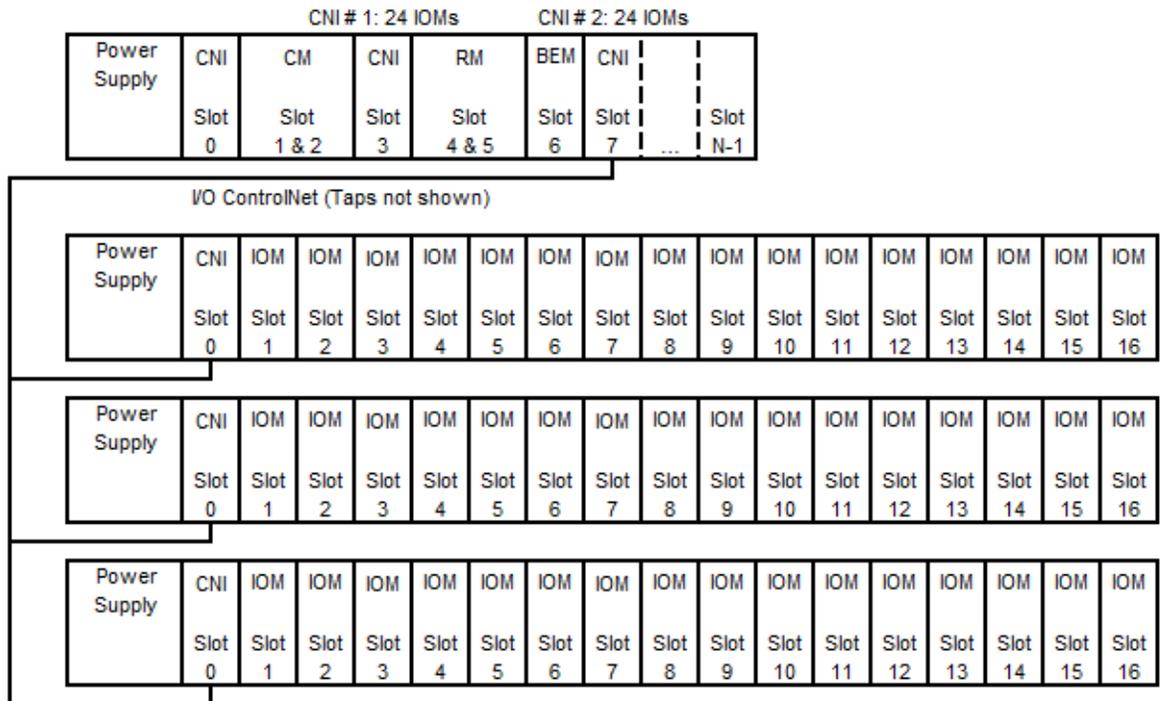


Figura 13. Conexión CNI a la ControlNet y I/O Remotos

✓ **Modelo** : TC-CCR013

Este dispositivo es capaz de soportar la redundancia en controladores, no obstante, para garantizar que el Par de Chasis Redundante (RCP) no se encuentre temporalmente invisible en sus segmentos de ControlNet durante la operación de conmutación debido a un solo nodo ControlNet, cada RCP debe contar con al menos un CNI generando lo que se denomina nodo amigo o "Buddy Node".

Cuando un CNI se encarga de direccionar I/O remotos, el máximo permitido de IOM (Input / Output Module) por CNI es 24 unidades que pueden estar distribuidas en varios chasis y sólo ser direccionadas por un CNI. Es necesario tener en cuenta que en el rack del controlador sólo es posible instalar máximo 3 CNI para conexión de I/O remotos y una única unidad para conexión a red.



**Figura 14. Direccionamiento de I/O Remotos por CNI [9]**

Como se muestra en la Figura 14, se tiene una unidad de proceso que requiere 48 IOM para tratamiento de señales de campo, las cuales se encuentran instaladas en racks remotos al chasis del controlador. Cada rack remoto cuenta con una unidad de CNI para conexión del chasis. En el rack del procesador se tienen instalados 3 CNI en los slots 0, 3 y 7. El primero se encarga de realizar la interface entre la ControlNet y el módulo de control. En que se encuentra ubicado en el slot 3 direcciona

las 16 IOM's del primer chasis remoto y las primeras 8 IOM's del segundo rack. Finalmente, es el CNI ubicado en el slot 7 quien se encarga de direccionar las IOM's restantes del segundo rack y la totalidad de módulo I/O del tercer chasis.

Debido a que todos los racks por defecto ya se encuentran configurados para la instalación de módulos específicos, un dispositivo no puede ubicarse en un slot que no se encuentre configurado para esta tarea, por esta razón los slots permitidos para conexión a la red y direccionamiento de I/O remotos ya sea en el chasis del controlador o chasis de I/O se observa en la Figura 15.

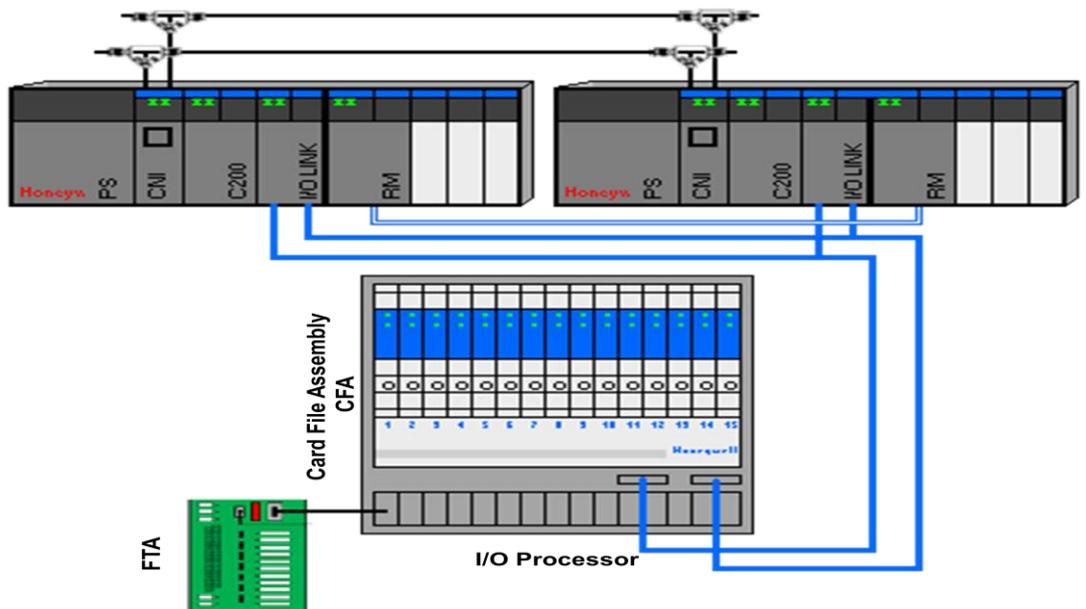
	Supervisory ControlNet	I/O ControlNet	Additional CNI	Slot
Controller Chassis	0	3	7, 8, 9	
I/O Chassis		0		

**Figura 15. Conexión por slots para CNI**

- **I/O Link Module (IOLIM):** Este dispositivo actúa como "Gateway" entre el entorno de control Experion PKS y bus de campo compuesto por módulos de I/O de series Honeywell anteriores como TPS. Las principales características del IOLIM son:
  - ✓ **Modelo** : TC-IOLI01.
  - ✓ **Número máximo IOLIM** : 2 Unidades (por Controlador)  
20 Unidades (por Servidor)
  - ✓ **Número máximo módulos I/O por IOLIM:** 40 Unidades

La cantidad de módulos de I/O que puede direccionar un I/O Link varía de acuerdo al periodo de muestreo de cada uno, sin embargo, sólo puede llegar a direccionar hasta 40 módulos de I/O. Cuando los módulos de I/O son serie TPS se denominan IOP (Input / Output Processor).

La conexión establecida de los módulos IOP hacia el DCS a través del I/O Link es por medio redundante y en conjunto con módulos CFA (Card File Assembly) como se observa en la Figura 16. Esta conexión permite además establecer la comunicación con las tarjetas electrónicas FTA.



**Figura 16. Conexión entre I/O Link Interface y módulos I/O de versiones anteriores**

Cada dispositivo IOLIM desempeña funciones como:

- ✓ Sirve y procesa todas las comunicaciones entre IOP y controladores C200.
- ✓ Establece comunicación bidireccional que provee una conexión lógica entre IOP's y el control automático y bloques lógicos que se encuentran en el Control Processor.
- ✓ Crea un bus de conexión redundante (A / B).

Un módulo IOLIM no presenta la capacidad de soportar redundancia entre procesadores, por tal motivo, cada RCP debe contar con su dispositivo Gateway para direccionar las IOP's existentes y de esta manera cada procesador pueda tener comunicación con los módulos cuando se presente la demanda y deba entrar en operación.

- **Serial Interface Module (SIM):** Este equipo permite la comunicación bidireccional por protocolo serial entre el procesador C200 y dispositivos de terceros para su visualización y monitoreo en el DCS. Sus características son:

- ✓ **Modelo** : TC-MUX021.
- ✓ **Número máximo SIM por C200** : 3 Unidades
- ✓ **Número máximo de puntos** : 32 CH

- ✓ **Número de puertos de comunicación:** 2 (A-B / FTA Power Adapter)

A: 0 – 15 CH  
B: 16 – 32 CH

- ✓ **Tasa máxima de actualización** : 250 ms
- ✓ **Velocidad máxima de Comunicación datos** : 19.2 kilobaud por FTA

La conexión de los dispositivos de terceros hacia el DCS por medio del SIM se realiza a través de FTA's (Field Termination Assembly) que permiten una comunicación serial ya sea Modbus o protocolo propietario Allen Bradley. De acuerdo a lo anterior, las FTA que soporta el Serial Interface Module son:

- ✓ MU-TSIM12 (Comunicación Modbus RTU RS-232 o RS422/485).
- ✓ MU-TSIA12 (Protocolo serial DF1 Allen-Bradley por RS-232 )

Teniendo en cuenta que al conectar un dispositivo de terceros al DCS para su visualización y monitoreo, estas señales se convierten en entradas para el sistema, por tal razón, cada SIM FTA equivale a 4 unidades de IO hacia el Controlador.

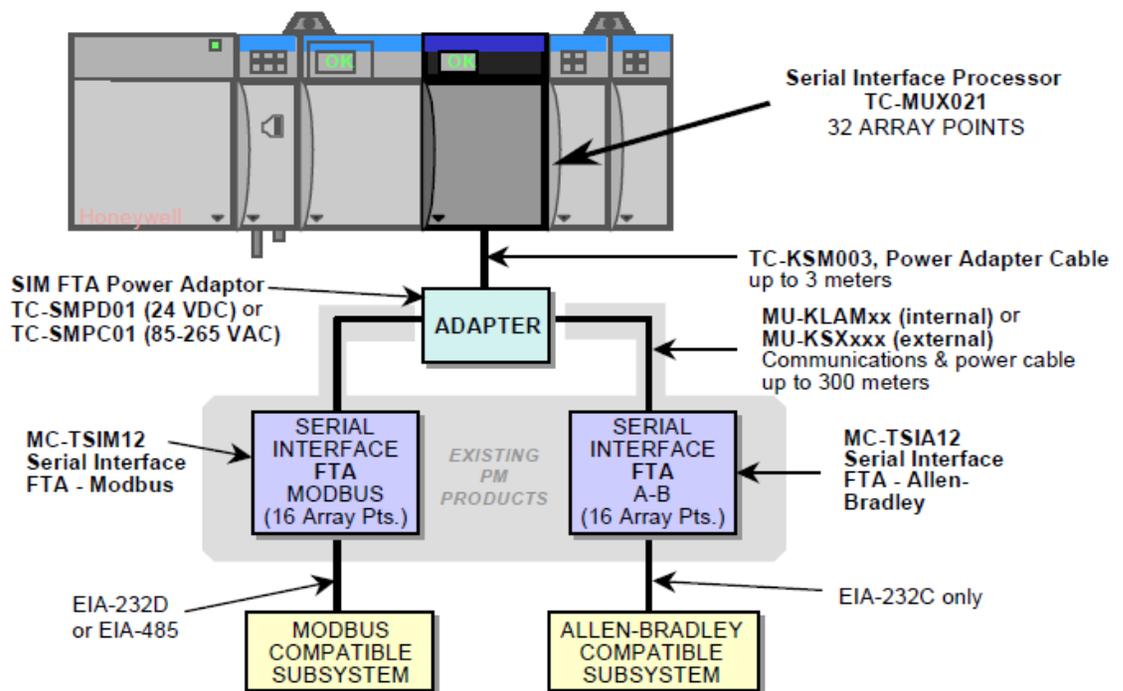


Figura 17. Conexión de SIM y componentes al DCS [10]

La conexión de los dispositivos y medios físicos para establecer comunicación serial con terceros hacia el DCS por medio de SIM se observa en la Figura 17 con las respectivas referencias.

- **Peripheral Component Interconnect Communication (PCIC):** Tarjeta de interfaz que permite interconectar directamente componentes periféricos compatibles a la red ControlNet (ver Figura 18). Esta tarjeta permite hacer la conexión de las Servidores, Estaciones y todos aquellos ordenadores que requieran comunicación a través de la red de control.

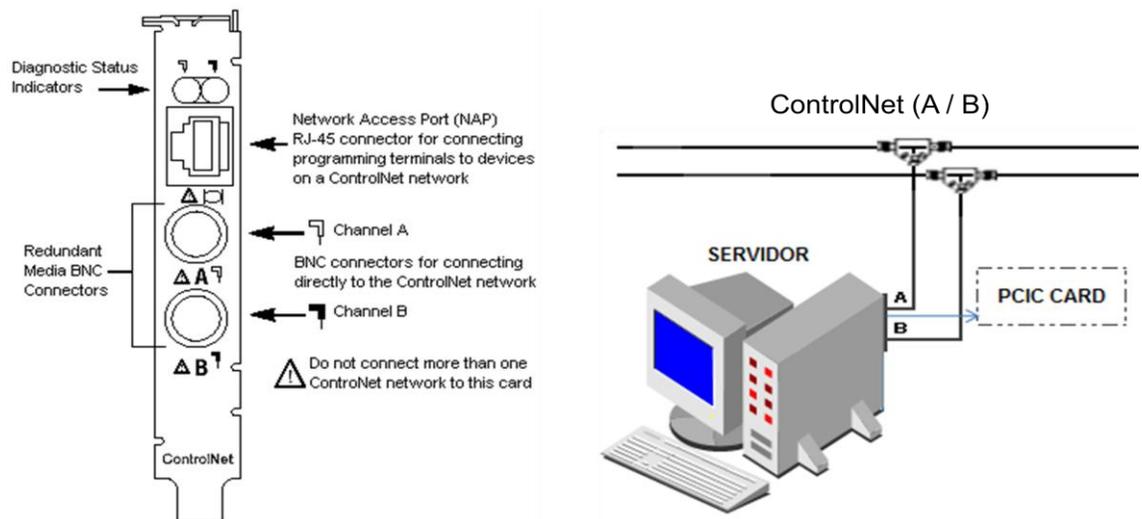


Figura 18. Tarjeta PCIC [9]

- **Controlnet Modular Repeater Adapter - Controlnet Repeater Fiber Optic:** El trabajo conjunto de estos dos módulos permite formar un Repetidor / Concentrador de Fibra que proporciona finalmente una ampliación en la longitud del segmento de cable coaxial a través de enlaces de fibra óptica con el fin de aumentar la distancia de la red de control (véase la Figura 19).

#### Controlnet Modular Repeater Adapter:

- ✓ **Modelo** : TC- RPA002
- ✓ **Alimentación** : 24 Vdc
- ✓ **Número máximo de Módulos de Fibra por Adaptador Repetidor:** 4 Módulos

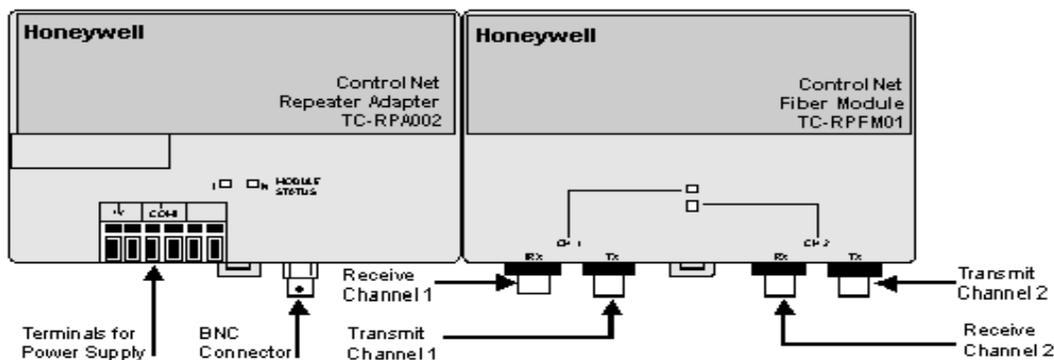
#### Controlnet Repeater Fiber Optic:

- ✓ **Modelo:**

1. TC-RPFS01 (Modelo de corta distancia = 300m = 984 pies)
2. TC-RPFM01 (Modelo de media distancia = 3 km = 9842 pies)

✓ **Puerto de Conexión:** 1 par Rx, 1 par Tx

Debido a que el Repetidor de Fibra no cuenta con un conector propio para conexión a una fuente de alimentación, es el Adaptador Repetidor quien se la suministra.



**Figura 19. Controlnet Modular Repeater Adapter - Controlnet Repeater Fiber Optic [9]**

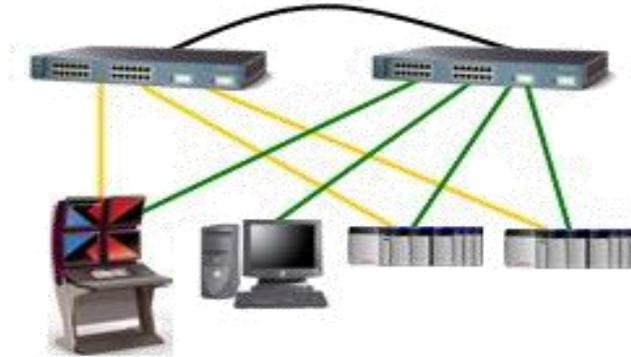
Por otra parte, cada Módulo de Fibra presenta un puerto de recepción y de transmisión por tal razón, además de ofrecer una conversión de medios de coaxial a fibra, también permite repetir la señal a varios segmentos de la red; la cantidad máxima de segmentación es 4 por cada Adaptador Repetidor.

### 2.4.3 Módulos de Red de Supervisión

Honeywell presenta a sus usuarios la posibilidad de implementar una red Ethernet tolerante a fallos para desempeñar las funciones de supervisión en el sistema. Esta red denominada FTE (FAULT TOLERANT ETHERNET) es una red de protocolo abierto redundante que proporciona tolerancia a fallos (gestión y monitoreo de datos) con respuesta rápida y segura para aplicaciones de control industrial. Esta FTE se caracteriza por:

- ✓ Rápida detección de fallas y recuperación (1 seg aproximadamente).
- ✓ Fácil configuración.
- ✓ Rápido desempeño: 100 / 1000 Mbps.
- ✓ Conexión en STP o Fibra Óptica para protección contra ruido.
- ✓ Creación / Eliminación de nodos en línea.
- ✓ No presenta hardware de tipo propietario.
- ✓ Mínimo gasto: No duplica mensajes.

- ✓ Cuatro rutas de comunicación entre nodos para tolerar fallos simples o múltiples.
- ✓ Transparente para las aplicaciones de PC.
- ✓ Permite nodos Ethernet.



**Figura 20. Red de Supervisión FTE [16]**

Los dispositivos que intervienen en la formación de la red de supervisión son:

- **Ethernet Switch for STP Connection [11]:** Dispositivo donde se conectan todos los equipos que requieren comunicación a través de la red de supervisión FTE.
  - ✓ **Modelo** : Nortel Baystack™ 450-12T NE-SWSB01
  - ✓ **Número puertos** : 12 puertos auto diagnosticables
  - ✓ **Medio de Conexión** : CAT5 STP/UTP, conector RJ-45
  - ✓ **Expansion Stacking Capability:** 8 SW (total 96 puertos)

Este tipo de swicht permite generar una red principal compuesta por 12 puertos cuya comunicación puede ser dos tipos de protocolo Ethernet:

- ✓ 10BaseT (10 Mbit/s)
- ✓ 100BaseTx (100 Mbit/s)

- **Dual Network Interface Controller (NIC) for STP Connection [11]:** Tarjeta de interfaz que permite interconectar directamente y de forma dual componentes periféricos a la red FTE. Esta tarjeta permite hacer la conexión de las Servidores, Estaciones y todos aquellos ordenadores que requieran comunicación a través de la red de supervisión.
  - ✓ **Modelo** : Intel® PRO/100 S Dual Port Server Adapter NE-NICS01
  - ✓ **Topología de Red** : 10BASE-T, 100BASE-TX
  - ✓ **Número puertos** : 2 puertos auto diagnosticables

- ✓ **Cableado y Conexión** : 2 pares CAT-5 STP/UTP – 2 conectores RJ-45



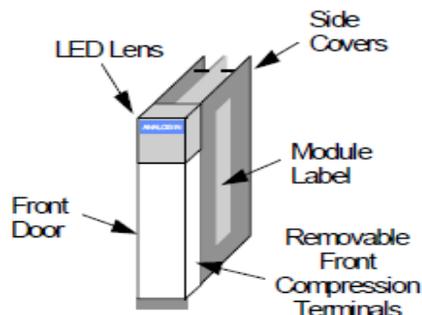
**Figura 21. Ethernet Switch y tarjeta NIC [11]**

#### 2.4.4 Módulos de I/O [8]

Los módulos que se encargan del acondicionamiento y procesamiento de las señales obtenidas de campo y aisladas por las barreras se denominan IOM (I/O Module). Este procesamiento que consiste en acondicionar y digitalizar las señales del proceso para entregarlas al procesador se realiza de manera aislada a las funciones ejecutadas por el controlador con el fin de que la tasa de escaneo de I/O sea independiente a la cantidad de módulos, la carga del controlador, el nivel de procesamiento y alarmas.

Para esta serie, Honeywell implementó tres tipos de módulos de I/O cuyas funciones y características dependen del entorno en el se vayan a ejecutar sus tareas. Para el caso del DCS donde los componentes no se encuentran expuestos a ambientes hostiles, se diseñó la serie A, CIOM-A (Chassis Mounted I/O Series A) que al igual que los anteriores módulos estudiados fueron diseñados por ser instalados en racks configurados (ver Figura 22). Las principales características de estos módulos electrónicos son:

- ✓ **Serie** : A
- ✓ **Familia** : Módulo compacto empotrado.
- ✓ Tasa de actualización determinística.
- ✓ Características de diagnóstico.
- ✓ Conexión local o remota hacia el controlador.
- ✓ Recubrimiento de protección de corrosión.
- ✓ Acondicionamiento y acople de señal integrado (No requiere FTA).



**Figura 22. I/O Modules [10]**

Debido a que estos dispositivos no requieren FTA para el acondicionamiento de señal, ésta llega directamente de campo hacia el módulo luego de ser aislada por las barreras. Existen varios tipos de IOM que depende de la clase señal a procesar y su naturaleza.

- ✓ Análogas de Entrada (AI)
- ✓ Análogas de Salida (AO)
- ✓ Digitales de Entrada (DI)
- ✓ Digitales de Salida (DO)

---

### Model Numbers

---

**Table 2. Input/Output Modules Model Numbers**

Description	Model Number
<b>Analog</b>	
High Level Analog Input, 6-pt (10V & 4-20ma)	TC-IAH061
Analog Output, 6-pt (4-20ma)	TC-OAH061
Analog Output, 6-pt (10v)	TC-OAV061
Thermocouple Input, 6-pt	TC-IXL061
Spare CJR Thermistor (replacement part for TC-IXL061)	TC-CJRT01
RTD Input, 6-pt	TC-IXR061
Analog Input, 16-pt, Voltage and Current	TC-IAH161
Analog Output, 8-pt, Current/Voltage	TC-OAV081
Pulse Input, 8-Ch Input/2-Ch Output	TC-MDP081
Serial Interface, 2-Channel	TC-MUX021
<b>AC Input</b>	
120 VAC, 16-pt (Isolated)	TC-IDK161
220 VAC, 16-pt (Isolated)	TC-IDW161
120 VAC, 8-pt (Diagnostic)	TC-IDX081
120 VAC, 16-pt	TC-IDA161
<b>AC Output</b>	
120/220 VAC, 16-pt. (Isolated)	TC-ODK161
120 VAC, 8-pt. (Diagnostic)	TC-ODX081
120/220 VAC, 16-pt.	TC-ODA161
<b>DC Input</b>	
24 VDC, 16-pt (Isolated)	TC-IDJ161
10-30 VDC, 16-pt (Diagnostic)	TC-IDX161
24 VDC, 32-pt	TC-IDD321
<b>DC Output</b>	
24 VDC, 16-pt (Isolated)	TC-ODJ161
10-30 VDC, 16-pt (Diagnostic)	TC-ODX161
24 VDC, 32-pt	TC-ODD321
<b>FOUNDATION Fieldbus Integration</b>	
Allen-Bradley Fieldbus Linking Device	1757-CN2FF

**Tabla 3. IOM disponibles para instalación [10]**

Los modelos de IOM serie A disponibles para instalación en sistemas industriales se encuentran referenciados en la Tabla3.

Debido a que por configuración de red, carga para el procesador y demás módulos de direccionamiento, este DCS Honeywell Experion presenta una cantidad máximas permisibles instaladas. Estos valores se encuentran recopilados en la Tabla 4.

Capacidad de Bus Campo y Módulos I/O		
Capacidad de módulos por C200/CPM	50 ms CEE	5 ms CEE
Soporte de redundancia en Controlador	Si	No
Número máximo de módulos I/O por Controlador	64 I/O Uni	12 I/O Uni
Número máximo de CNI por Chasis	4	0
Número máximo de módulos I/O por CNI	24 IOM	0
Número máximo de IOLIM por Controlador	2	
Número máximo de IOLIM por Servidor	20	
Número máximo IOPs lógicas configuradas en I/O Link Interface (IOLIM)	40 IOP Primarias	
	80 IOP Redundantes	
Número máximo CFAs configuradas por C200	8	
Número máximo de SIM por Controlador	3	1
Número máximo de FTA por SIM	2	2
Máximo I/O Rack remoto por C200	8	0
Número máximo de nodos permitidos (Controlador, Servidores, I/O Rack remotos,...)		12
Número máximo de combinación de controladores permitido por Servidor		10

**Tabla 4. Recopilación de cantidad máxima permisible instalada de módulos [12]**

## 2.5 DCS HONEYWELL EXPERION U2400

La Unidad U2400 de Servicios Industrias Refinería o también denominada Central del Norte, hace parte del área que se encarga de proveer servicios tales como energía eléctrica, vapor, aire de instrumentos e industrial, agua desmineralizada, potable e industrial a las demás unidades productivas y al complejo de Barrancabermeja en general. Estos servicios son obtenidos a través de sistemas de turbogeneradores, calderas, torres enfriadoras y sistemas de compresores que son controlados y monitoreados por un sistema de control distribuido DCS marca Honeywell modelo Experion. La explicación detallada del proceso de la unidad de Central del Norte, no está considerada dentro del alcance del presente trabajo.

En su gran mayoría, las unidades de proceso ubicadas en la GRB son plantas que presenta varios años de operación, sus Sistemas de Control Distribuido han ido migrando a nuevas versiones según la necesidad y vida útil de los dispositivos electrónicos, por esta razón el DCS de la U2400 migró recientemente a serie Experion, sin embargo, no todos sus componentes fueron reemplazados por módulos nuevos. Gran parte de las tarjetas electrónicas encargadas del procesamiento de las señales de campo no fueron migradas a IOM, por el contrario se mantuvieron en la serie anterior TPS (TotalPlant Solution).

Los equipos que se mantuvieron en la versión Honeywell anterior y pertenecen al grupo de componentes de I/O son:

- **Input / Output Processor (IOP):** Dispositivo responsable del escaneo, procesamiento y conversión a formatos digitales aceptables de las señales I/O hacia el I/O Link Interface Module. Sus principales características son:
  - ✓ Conversión a EU.
  - ✓ Verificación de salida.
  - ✓ Soporte de redundancia en modo backup para mayor disponibilidad.
  - ✓ Soporte de varios tipos de FTA por IOP (DIP puede manejar 24 Vdc, Vac 120 Vcc 125 Vac o 240, dependiendo de la FTA seleccionada.
  - ✓ Protección opcional contra corrosión.
  
- **Field Termination Assembly (FTA):** Tarjeta electrónica encargada de realizar la conexión bidireccional entre el controlador y campo efectuando un acondicionamiento de las señales I/O. Las FTA's se caracterizan por:
  - ✓ Proporcionar acondicionamiento de señal.
  - ✓ Generar aislamiento de campo hacia el DCS y viceversa estableciendo protección contra sobretensiones.

- ✓ Presentar aislamiento contra la corrosión.
- ✓ Limitación de corriente.
- ✓ Conexión hacia IOP: 50 m max.
- ✓ Conexión para IOP redundante.

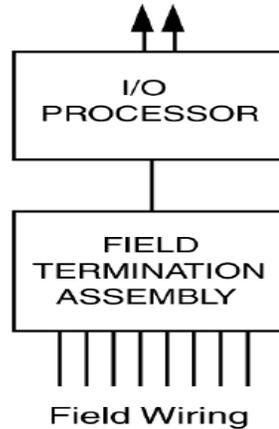


Figura 23. Conexión entre IOP y FTA [13]

- **Card File Assembly (CFA):** Board donde se instalan físicamente las IOP. funciones son:
  - ✓ Proporcionar un punto físico de montaje para cada IOP (7 – 15 Slots).
  - ✓ Suministrar potencia (24 Vdc) y bus de comunicación entre cada IOP y FTA.
  - ✓ Distribuir señales desde IOP hacia FTA y viceversa.
  - ✓ Proporcionar conexión hacia interfaces (IOLIM).

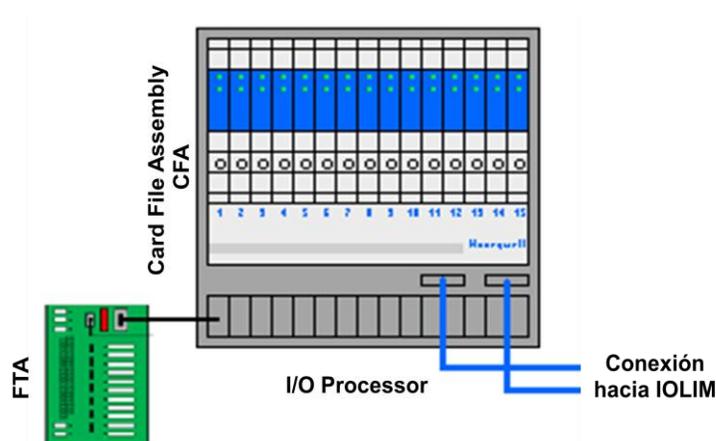


Figura 24. Conexión de IOP y FTA a través de CFA

Los modelos de IOP disponibles para instalación son:

**Summary Listing of all available PMIO IOPs**

MU-	MC-	IOP Model Number	IOP Face Plate Legend	This IOP Scans and Processes	I/O Channels (points)	Redundancy supported?	CE mark	Acronym
	✓	<b>PAIH03</b>	High Level Analog Input	Analog inputs (1-5 VDC, 4-20 mA)	16	Yes	✓	HLAI
✓	✓	<b>PAIL02</b>	Low Level Analog Input	Analog inputs (1-5VDC, 4-20 mA, T/C, RTD)	8	No	✓	LLAI
	✓	<b>PHAI01</b>	High Level Analog Input HART	Analog inputs (1-5 VDC, 4-20 mA, etc.) and fully supports HART digital signals	16	Yes	✓	HLAI HART
✓	✓	<b>PLAM02</b>	Low Level Analog MUX	Analog inputs (T/C, RTD, mV). FTA can be mounted in remote location	32	No	✓	LLMux
✓	✓	<b>PRHM01</b>	Remote Hardened MUX Input	Analog inputs (T/C mV) inputs. FTA can be mounted in mote (Gx) location.	32	No	✓	RHMUX
✓	✓	<b>PSTX03</b>	Smart MV Xmtr Interface	Honeywell DE smart transmitter devices. Supports multi-variable Xmtr's.	16	Yes	✓	STI / MV
	✓	<b>PAOX03</b>	Analog Output	Analog Outputs (4-20 mA)	8	Yes	✓	AO
	✓	<b>PAOY22</b>	Analog Output 16	Analog Outputs (4-20 mA)	16	Yes	✓	AO_16
	✓	<b>PHAO01</b>	Analog Output 16 HART	Analog Outputs (4-20 mA) and fully supports HART digital signals	16	Yes	✓	AO_16 HART
✓	✓	<b>PDIX02</b>	Digital Input	Digital Inputs (On/Off discrete)	32	No	✓	DI
✓	✓	<b>PDIY22</b>	Digital Input 24VDC	Digital Inputs (On/Off discrete)	32	Yes	✓	DI_24v
✓	✓	<b>PDIS12</b>	Digital Input SOE	Digital Inputs (On/Off discrete) w/ high resolution Sequence of Events (DISOE)	32	Yes	✓	DI SOE
✓	✓	<b>PDOX02</b>	Digital Output	Digital Outputs (drives On/Off discrete outputs)	16	No	✓	DO
✓	✓	<b>PDOY22</b>	Digital Output 32	Digital Outputs (drives On/Off discrete outputs)	32	Yes	✓	DO_32

Note: An MU- indicates no conformal coating. An MC- indicates that the IOP is conformal coated.

**Tabla 5. IOP disponibles para instalación [14]**

Luego de un proceso de recopilación y clasificación de información, la totalidad de los módulos instalados en el DCS de la U2400 es de 149 módulos electrónicos que se encuentran consolidados en las Tablas 6 y 7.

	Descripción	Cantidad Instalada	Modelo
Experion	<b>Módulos de Control</b>		
	Control Processor C200	5	TC-PRS021
	Redundancy Module RM	4	TC-PRR021
	Battery Extension Module BEM	1	---
	<b>Módulos de I/O</b>		
	High Level Analog Input Module (16CH)	3	TC-IAH161
	24 Vdc Discrete Input Module (32CH)	1	TC-IDD321
	Analog Output Current Loop 4-20 mA Module (6CH)	1	TC-OAH061
	24 Vdc Isolated Discrete Output Module (16CH)	1	TC-ODJ161
	<b>Módulos para ControlNet</b>		
	Control Network Interface Module CNI	6	TC-CCR013
	Control Network Interface Module CNI	2	TC-CCR012
	I/O Link Module IOLIM	4	TC-IOLI01
	Serial Interface Module SIM	2	TC-MUX021
	Peripheral Component Interconnect Communication (PCIC)	2	TC-PCIC01K
	Controlnet Modular Repeater Adapter	4	TC-RPA002
	Controlnet Repeater Fiber Optic (3000 M)	4	TC-RPFM01
	10 Slot Chasis	5	TC-FXX102
	13 Slot Chasis	1	
	<b>Módulos para FTE</b>		
	Dual Network Interface Controller (NIC) for STP Connection	6	MZ-PCEB31
	Ethernet Switch for STP Connection	2	NE-SWSB01
	<b>Módulos de Alimentación</b>		
Power Supply 24 Vdc Experion	7	TC-FPDXX2	

**Tabla 6. Dispositivos Honeywell Experion instalados en DCS U2400**

Descripción		Cantidad Instalada	Modelo
<b>TPS</b>	<b>Módulos de I/O</b>		
	<b>IOP (32 Uni)</b>		
	Analog Output Processor (16 Outputs)	7	MC-PAOY22
	Smart Transmitter Interface Multivariable Processor (16 Inputs)	12	MU-PSTX03
	Low Level Analog Input Multiplexer Processor (32 Inputs)	4	MC-PLAM02
	High Level Analog Input Processor (16 Inputs)	2	MC-PAIH03
	Digital Output 32 Processor (32 Outputs)	5	MC-PDOY22
	Digital Input 24 Vdc Processor (32 Inputs)	2	MC-PDIY22
	<b>FTA (49 Uni)</b>		
	LLMUX / SDI / SI Power Adapter FTA (2CH)	4	MC-TLPA02
	LLMUX TC FTA (16CH)	4	MC-TAMT03
	LLMUX TC FTA (16CH)	4	MC-TAMT04
	Redundant STI / HLAI FTA (16CH)	12	MC-TAIH52
	Redundant STI / HLAI FTA (16CH)	1	MC-TAIH12
	Analog Output FTA (16CH).	6	MC-TAOY52
	Analog Output FTA (16CH).	1	MC-TAOY22
	DO Relay FTA (16CH).	10	MC-TDOY63
	DI 24 Vdc FTA (32CH).	2	MC-TDIY22
	Sim Power Adapter (2CH).	2	TC-SMPC01
	Serial Device Interface / Serial Interface FTA (1CH).	3	MC-TSIM12
<b>Módulos de Alimentación</b>			
Redundant Power System With Mounting (20 A).	7	MC-PSRX04	

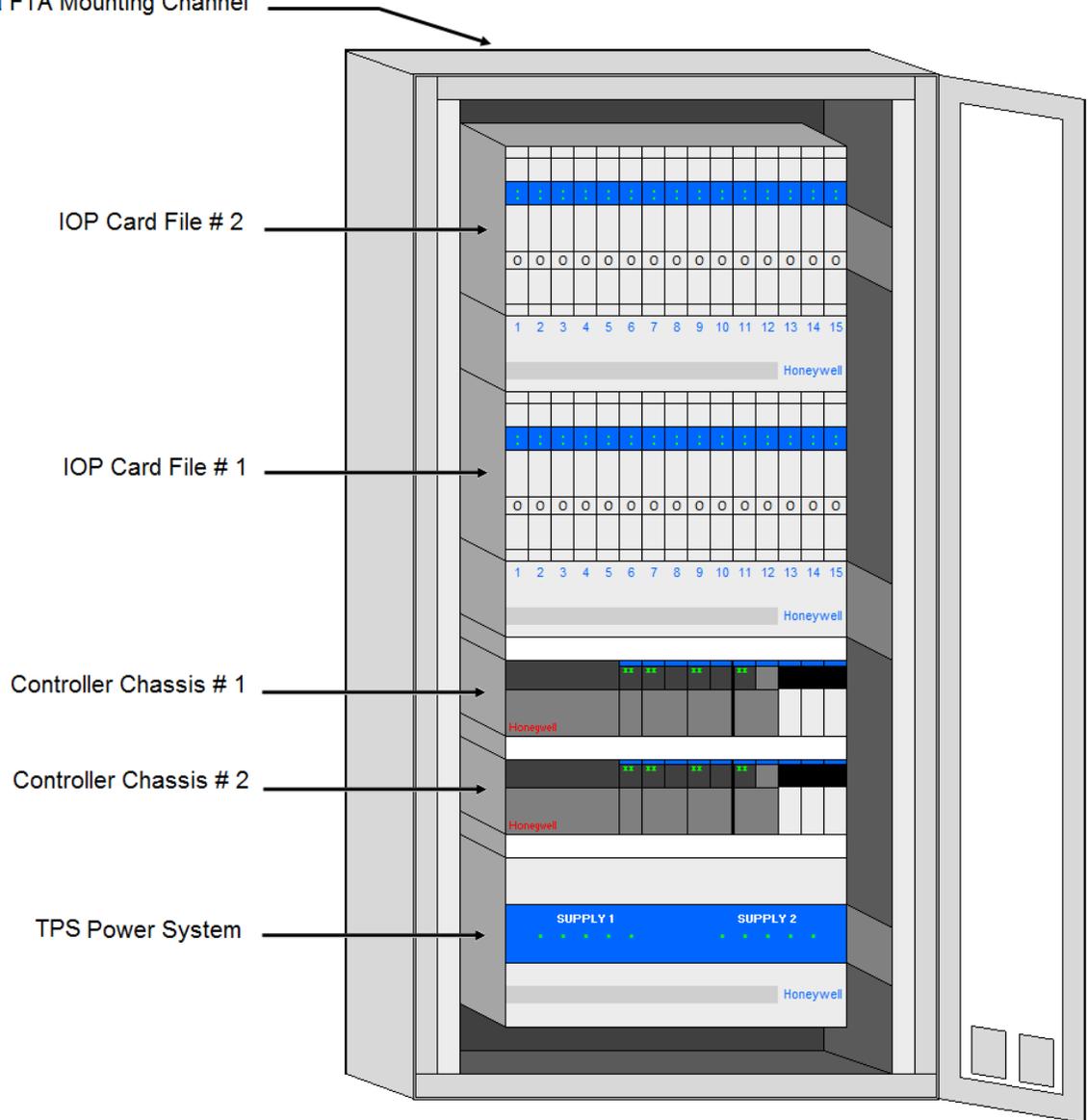
**Tabla 7. Dispositivos Honeywell TPS instalados en DCS U2400**

Todos los dispositivos instalados en el Sistema de Control Distribuido de esta unidad se encuentran repartidos en 6 gabinetes ubicados en 2 cuartos de control (Calderas y Satélite):

- DCS-2400A (Calderas)
- DCS-2400B (Calderas)
- DCS-2400C (Calderas)
- DCS-2400D (Calderas)
- DCS-2400E (Satélite)
- LAN-24001 (Calderas)

Los gabinetes donde se encuentran alojadas los dispositivos electrónicos ya sean Experion o TPS que componen el DCS se denominan APMM (Advanced Process Manager Module). La distribución de los componentes en el gabinete se establece como se muestra en la Figura 25.

FTA are installed in the rear on a FTA Mounting Channel



**Figura 25. APMM (Advanced Process Manager Module)**

Luego de realizar la documentación necesaria y reconocer en campo todos los componentes del sistema de control comprendiendo su funcionalidad y características, fue posible establecer la distribución completa de todos los dispositivos electrónicos. Por tal razón, la arquitectura que presenta este DCS se observa en la Figura 26.

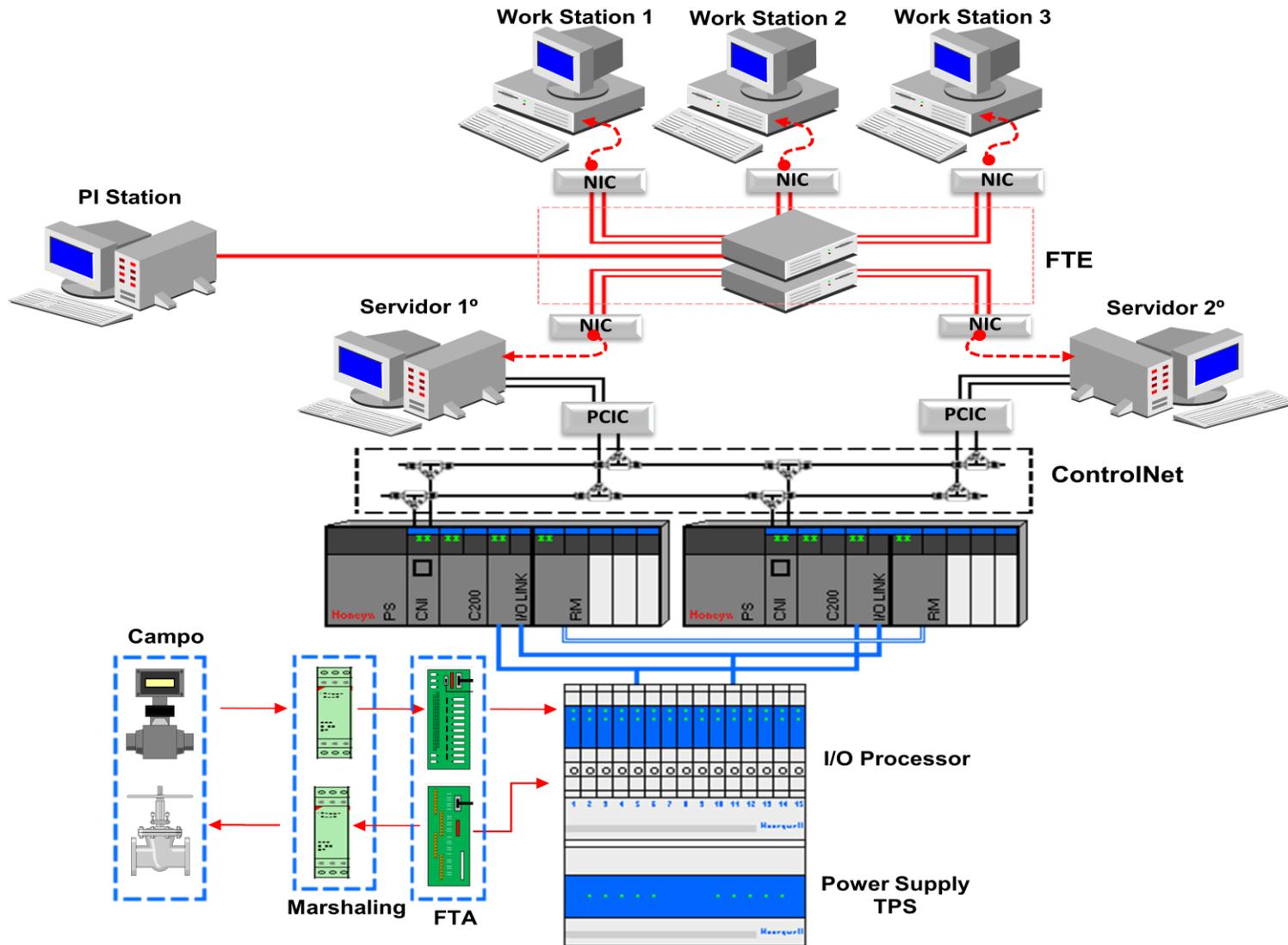
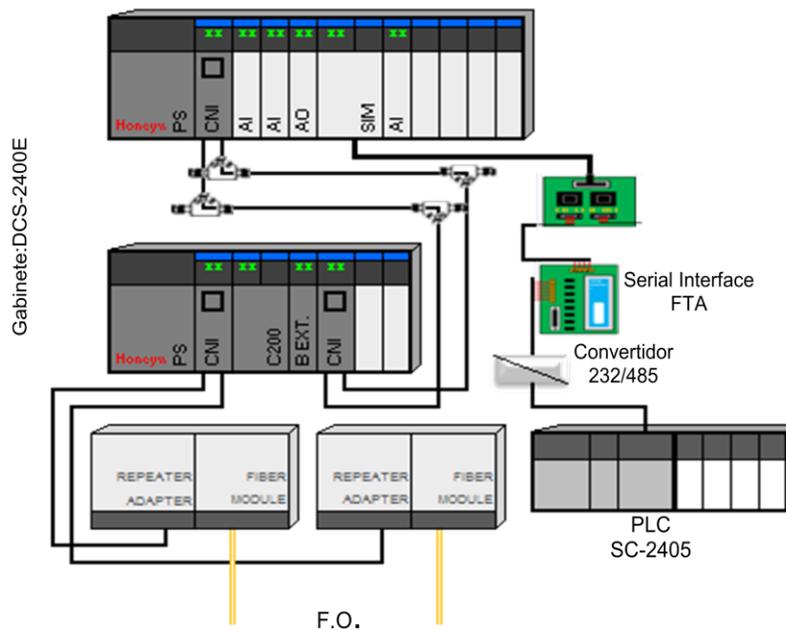


Figura 26. Arquitectura DCS U2400

El DCS Honeywell instalado en la U2400 cuenta tres Estaciones de Operador convencionales, es decir, son equipos robustos estándar que tienen instalados las aplicaciones y presentan todos los medios físicos necesarios para cumplir su función, caso que también ocurre con sus dos servidores y Estación PI. Además presenta módulos I/O de versión Experion y TPS distribuidos y conectados como muestran las Figuras 27 y 28.



**Figura 27. Distribución y conexión de IOM en el DCS U2400**

Algunos de los procesos que son llevados a cabo en la U2400 son ejecutados por sistema de control de terceros, sin embargo, estas unidades de procesos son visualizadas y monitoreadas en el DCS a través de módulos SIM que permiten su comunicación, estos procesos son:

- Proceso de Deshollinado de 5 calderas B-2401, B-2402, B-2403, B-2404 y B-2405.
- Torres Enfriadoras TE-850 y TE-890.
- Sistemas de Compresores de la unidad de Combustóleo SC-2405.

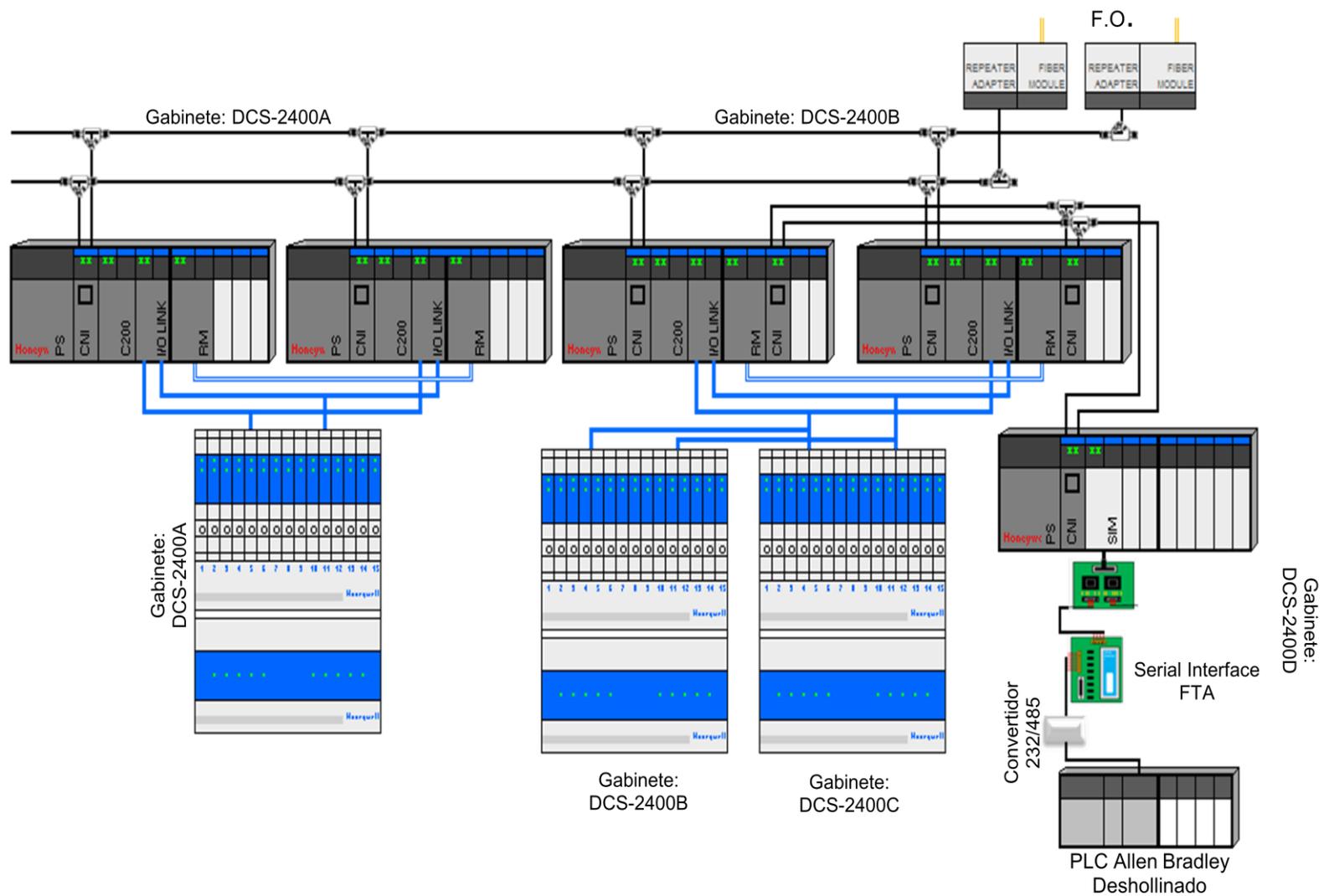


Figura 28. Distribución y conexión de IOP en el DCS U2400

### 3. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO HONEYWELL EXPERION DE LA UNIDAD DE CENTRAL DEL NORTE

El Gerenciamiento de activos permite optimizar costos, aumentar el desempeño, reducir la exposición al riesgo de los elementos que intervienen en lo proceso y tomar decisiones asertivas y rentables para el negocio, sin embargo, todas sus estrategias deben basarse en Confiabilidad y garantizar su aseguramiento permanente en las etapas de diseño, construcción, montaje, puesta en marcha, operación y mantenimiento de los equipos. El Gerenciamiento de Mantenimiento es quien finalmente se encargará de sostener la Confiabilidad requerida por el proceso mediante la incorporación de las mejores prácticas en mantenimiento y restauración para que los activos logren desempeñar completamente sus funciones asignadas en el momento requerido.

Para lograr el aseguramiento de la Confiabilidad se hace necesaria la implementación de indicadores de gestión y desempeño que permitan analizar y efectuar un seguimiento continuo al comportamiento de los equipos, lo cual sólo es posible a través de la información suministrada por bases de datos que recopilen un histórico del sistema. Ecopetrol tiene implementada una herramienta para la gestión del mantenimiento ELLIPSE la cual servirá como fuente de información, por esta razón es de gran relevancia que todos los sistemas a analizar se encuentren registrados en la herramienta. Es en este punto donde nace la iniciativa de comenzar un proceso de Caracterización de todos los sistemas electrónicos que intervienen en el proceso productivo.

La Caracterización se conoce como el proceso de identificación de los componentes que conforman un sistema o equipo y determinación de sus características.

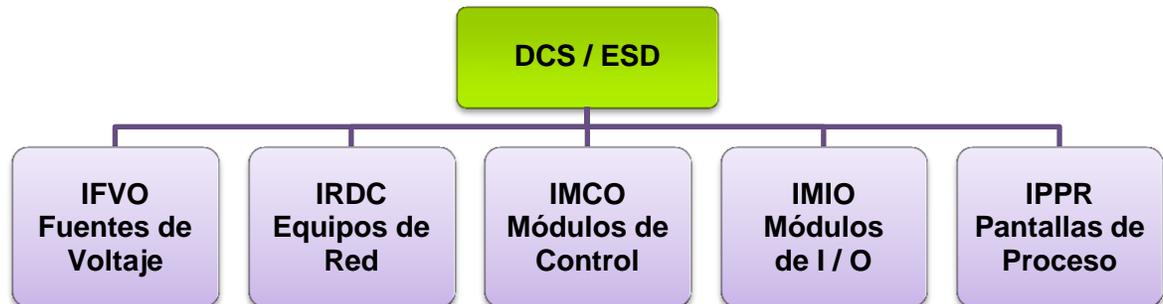
Según la definición registrada en documentos e instructivos internos de la organización este concepto comprende:

**Caracterización:** Conjunto de información sobre las plantas, equipos y componentes que se requieren para los diferentes acciones de mantenimiento. Esta información comprende:

- Parámetros y formas definidas para identificar las plantas, equipos y componentes.
- Formatos definidos de acuerdo a los parámetros establecidos para equipos y componentes.
- Árbol de jerarquía de las plantas actualizado.
- Listas de partes (APL's) de configuración de los componentes asociados a los equipos<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> ECOPEPETROL S.A. Instructivo para la Caracterización de Plantas, Equipos y Componentes PAO-00-I-501. Barrancabermeja: GRB, 2001. P. 2.

Para caracterizar cualquier equipo o sistema en la herramienta Ellipse es necesario establecer el Código de Familia Componente, término que hace referencia a los agrupadores que compilarán a todos los componentes que conforman el sistema, en el caso de sistemas de control o protección los códigos establecidos son los mostrados en la Figura 29.



**Figura 29. Códigos Familia Componente para DCS / ESD**

### 3.1 RECOPIACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE INFORMACIÓN

Para iniciar el proceso de Caracterización del Sistema de Control Distribuido instalado en la Unidad de Servicios Industriales Refinería U2400, fue necesario comenzar una etapa de recopilación de información tanto digital como en físico de todos los componentes que incluyera:

- Tipo de componente
- TAG
- Modelo
- Número de Parte
- Ubicación espacial
- Cableado
- Conexión
- Funcionalidad
- Posición en el sistema
- Descripción

Luego de hacer la respectiva validación en campo de la información, se inicia un proceso de organización y clasificación de la misma generando un archivo que contenga toda la documentación filtrada (ver Figura 30). La organización de los componentes se determina con base en su posición en el sistema y las tareas desempeñadas.

Para cada agrupador de componentes se le asigna un solo tipo de dispositivo, los demás componentes y periféricos del sistema se clasifican como repuestos:

- **IMCO** : Procesador C200
- **IMIO** : IOP / IOM
- **IRDC** : ControlNet / FTE
- **IFVO** : Fuentes de Voltaje



SV1

U2400

DCSU2400

**DCS C200 1-2**

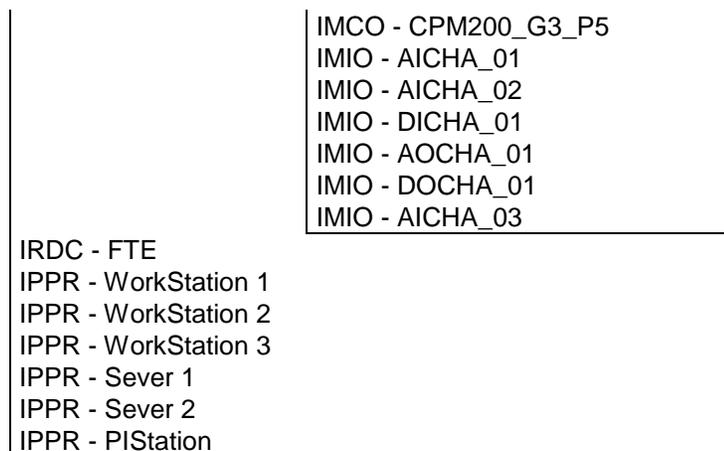
IRDC - ControlNet  
IFVO - PS Experion  
IFVO - PS TPS  
IMCO - CPM200\_G1\_P1  
IMCO - CPM200\_G1\_P2SEC  
IMIO - G1\_T1\_AO16  
IMIO - G1\_T2\_AO16  
IMIO - G1\_T1\_STIMV  
IMIO - G1\_T2\_STIMV  
IMIO - G1\_T5\_STIMV  
IMIO - G1\_T6\_STIMV  
IMIO - G1\_T7\_STIMV  
IMIO - G1\_T1\_LLMUX  
IMIO - G1\_T1\_HLAI  
IMIO - G1\_T1\_DO32  
IMIO - G1\_T11\_DO32  
IMIO - G1\_T3\_AO16  
IMIO - G1\_T1\_DI

**DCS C200 3-4**

IRDC - ControlNet  
IFVO - PS Experion  
IFVO - PS TPS  
IMCO - CPM200\_G2\_P3  
IMCO - CPM200\_G2\_P4SEC  
IMIO - G2\_T1\_AO16  
IMIO - G2\_T2\_STIMV  
IMIO - G2\_T3\_STIMV  
IMIO - G2\_T4\_LLMUX  
IMIO - G2\_T5\_DO32  
IMIO - G2\_T2\_AO16  
IMIO - G2\_T7\_DI  
IMIO - G3\_AO\_T3\_AO16  
IMIO - G3\_AO\_T4\_AO16  
IMIO - G3\_T3\_STIMV  
IMIO - G3\_T4\_STIMV  
IMIO - G3\_T5\_STIMV  
IMIO - G3\_T6\_STIMV  
IMIO - G3\_HLAI  
IMIO - G3\_TC\_T1\_LLMUX  
IMIO - LLMUX  
(DESCONECTADA)  
IMIO - DO32 (DESCONECTADA)  
IMIO - DO32 (DESCONECTADA)  
IMIO - STIM (DESCONECTADA)

**DCS C200 5**

IRDC - ControlNet  
IFVO - PS Experion



**Figura 31. Árbol de Jerarquía establecido para Caracterización**

Un criterio que se tuvo en cuenta al momento de organizar todos los dispositivos que hacen parte del sistema, además de su funcionalidad (grupo de componente), en el caso de procesadores, módulos I/O, fuentes de voltaje y equipos de red de control es el subsistema al que pertenece, es decir, a qué procesadores obedecen, sean redundantes o no, por esta razón hubo la necesidad de crear en la herramienta tres subsistemas que tuvieran fijados sus respectivos componentes esto con el fin de lograr una mejor organización y presentación del sistema y optimización en las posiciones ocupadas:

- **DCS C200 1-2** : Procesadores C200 redundantes N. 1 y 2
- **DCS C200 3-4** : Procesadores C200 redundantes N. 1 y 2
- **DCS C200 5** : Procesador C200 N. 5

Al final del proceso de clasificación fue posible determinar el listado de partes y repuestos APL de cada tipo de componente asignado a un agrupador (véase la Figura 32). Para componentes como la red de control ControlNet, el componente creado en la herramienta fue la Red y cada uno de los dispositivos que la forman se encuentra registrado como repuesto de la misma. Por esta razón elementos como Serial Interface Module, I/O Link Module, Control Network Interface, entre otros, quienes generan un bus de comunicación o interface entre dispositivos, fueron registrados en la herramienta como APL de la ControlNet.

Cuando se habla de módulos de I/O, el componente que presenta listado de repuestos es la IOP, para serie TPS, e IOM, para serie Experion. Dispositivos como FTA, Barreras y cables de conexión son los elementos que se encuentran enlistados en el APL, sin embargo, para el caso de FTA donde varios modelos permiten hacer el acondicionamiento de señal a una misma IOP, todos los

modelos que aplican y que se encuentran catalogados e instalados en el sistema hacen parte del listado de partes.

GRUPO COMPONENTE	EGI	SF	APL	NOMBRE	DESCRIPCIÓN DATASHEET	ITEM NAME	MODELO	M / P	CÓDIGO STOC
HONEYWELL	EXP	IRDC	APL CONFIGURACIÓN	SERIAL INTERFACE	SERIAL INTERFACE MODULE		TC-MXJ0021	.....	004383067
				SIM FTX POWER ADAPTER	SIM FTX POWER ADAPTER 35-285 VAC		TC-SMP001	.....	004383663
				SIM FTX POWER ADAPTER	SIM FTX POWER ADAPTER 35-285 VAC		TC-SMP001	.....	004383663
				SERIAL DEVICE INTERFACE / SERIAL INTERFACE	SERIAL INTERFACE FTA FOR MOBUS (1 OH), CE	PRINTED CIRCUIT BOARD	MC-TSIM12	.....	001036870
				SERIAL DEVICE INTERFACE / SERIAL INTERFACE	SERIAL INTERFACE FTA FOR MOBUS	SERIAL INTERF. MODULES EIA232- MC-TSIM12	MC-TSIM12	.....	001036870
				SIM TO POWER ADAPTER CABLE (3 METERS)	SIM TO POWER ADAPTER CABLE (3 METERS)		TC-KSM003	.....	004383042
				INTERNAL CABINET CABLE, 30 CM	INTERNAL CABINET CABLE, 30 CM		MU-KLAM01	.....	004388101
				INTERNAL CABINET CABLE, 66 CM	INTERNAL CABINET CABLE, 66 CM		MU-KLAM02	.....	004024482
				IO LINK INTERFACE	IO LINK INTERFACE MODULE	MODULE	TC-IOL01	.....	004307682
				POWER AND IO LINK INTERFACE CABLE 2M	POWER AND IO LINK INTERFACE CABLE 2M	PM IO LINK MODULE CABLE	TC-IOL02	.....	004307674
				POWER AND IO LINK INTERFACE CABLE 5M	POWER AND IO LINK INTERFACE CABLE 5M	PM IO LINK INTERFACE CABLE 5M	TC-IOL05	.....	004307674
				NET INTERFACE	CONTROL NETWORK INTERFACE MODULE	CONTROL INTERFACE	TC-CCR013	.....	004307641
				PCIc	PERIPHERAL COMPONENT INTERCONNECT COMMUNICATION	CONTROL INTERFACE RED MEDIA	TC-PCI00K	.....	004307575
				RIGHT ANGLE Y TAP	RIGHT ANGLE Y TAP	CABLE ASSEMBLY, CONTROL CONNECTION	3904-TPR	.....	004304028
				TRUNK TERMINATOR (BNC - 75 OHMS) REPEATER ADAPTER	TRUNK TERMINATOR (BNC - 75 OHMS) REPEATER ADAPTER		TC-TCX000	.....	004383103
FIBER MODULE	CONTROLNET MODULAR REPEATER ADAPTER FIBER MODULE		TC-RFA002	.....	004383125				
SLOT CHASSIS	SLOT CHASSIS		TC-RPFM01	.....	004383083				
CONTROLNET TRUNK CABLE 3M	CONTROLNET TRUNK CABLE 3M WITH CONNECTORS, PVC-CL2	10 SLOT RACK	TC-FXX102	.....	004304002				
CONTROLNET TRUNK CABLE 10M	CONTROLNET TRUNK CABLE 10M WITH CONNECTORS, PVC-CL2		TC-KCCX03	.....	004383267				
CONTROLNET TRUNK CABLE 30M	CONTROLNET TRUNK CABLE 30M WITH CONNECTORS, PVC-CL2		TC-KCCX10	.....	004383317				
FTE SWITCH	MORTEL BAYSTACK 450 - 12T SWITCH	CABLE ASSEMBLY, CONTROL CONNECTION	TC-KCCX30	.....	004304010				
MIC	MORTEL BAYSTACK 450 - 12T SWITCH	SWITCH	MORTEL BAYSTACK 450 - 12T	.....	004307567				
			BOARD TRANSMITTER ASSEMBLY		004307567				
			ETHER COMM BOARD FOR SERVER PC		004307534				

Figura 32. Listado de Repuestos y Partes APL del equipos de red

Todo componente o equipo creado en Ellipse puede tener adjunto un agrupador EGI (Grupo Identificador de Equipo); aprovechando esta cualidad, todos los listados de repuestos ingresados fueron creados a un EGI específico de tal manera que al establecer las características del componente se determine un EGI que por defecto que adjunte al componente su respectivo APL y de esta manera no crear un listado de partes más de una vez.

Con base a la información recolectada de todos los dispositivos y su respectiva búsqueda en el inventario en bodega del distrito de Barrancabermeja y la organización, se determinó que algunos de los módulos instalados no se encuentran identificados en el sistema de inventarios, por esta razón se inició un proceso de catalogación de los mismos a través del diligenciamiento del formato FACI que permite realizar esta solicitud.

Luego de recopilar, organizar y clasificar la información del sistema de control y jerarquizar los dispositivos que lo componen, el DCS de Servicios Industriales Refinería U2400 se encuentra caracterizado en la herramienta de gestión de mantenimiento Ellipse como muestran las figuras 33, 34, 35 y 36.

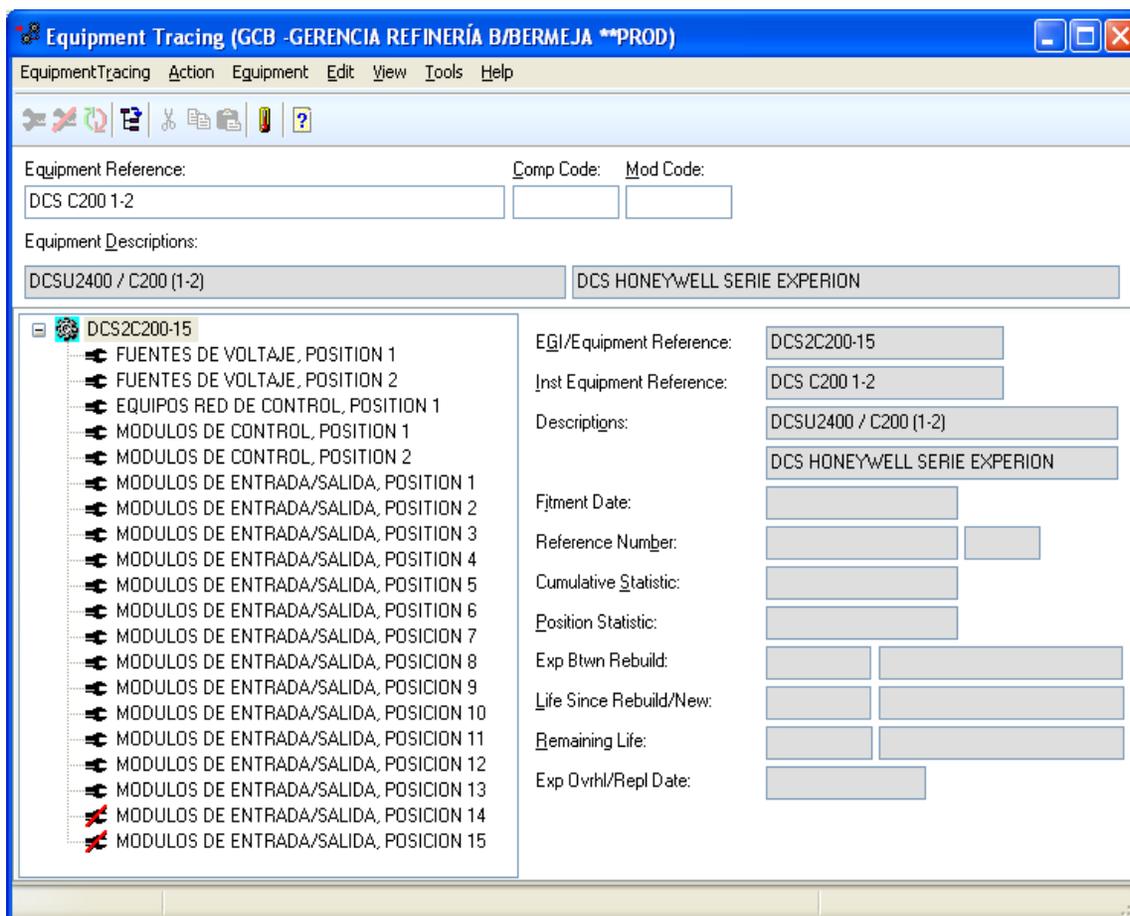


Figura 33. Caracterización en Ellipse de subsistema DCS C200 1-2

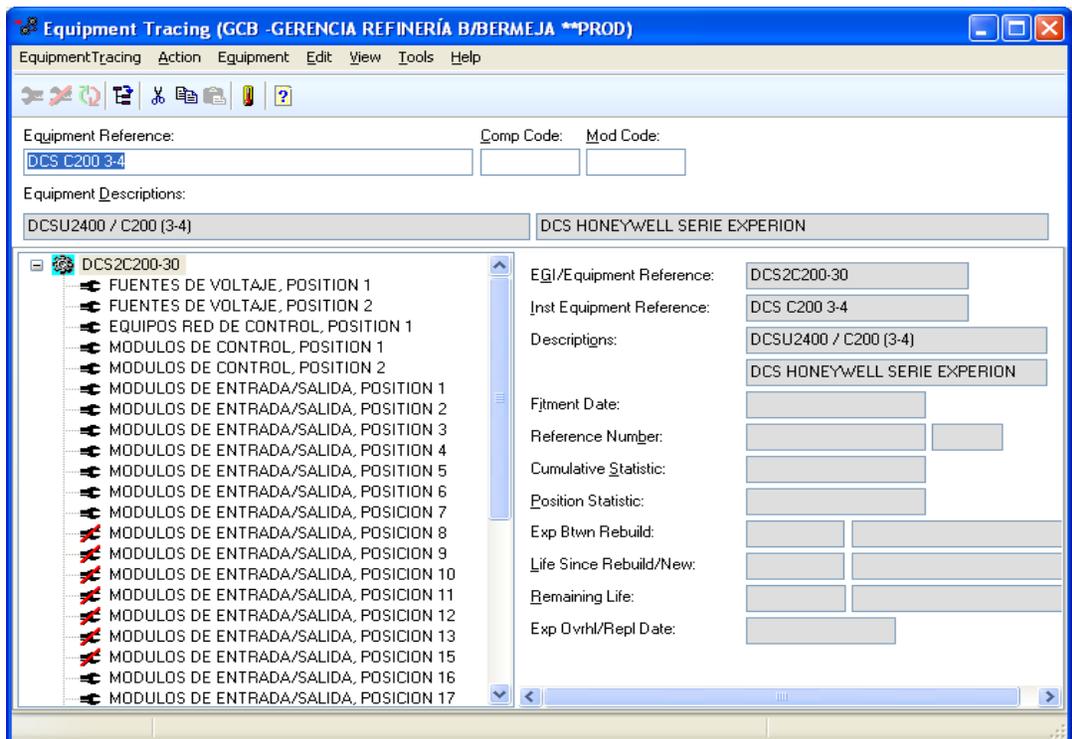


Figura 34. Componentes para subsistema DCS C200 3-4 en Ellipse

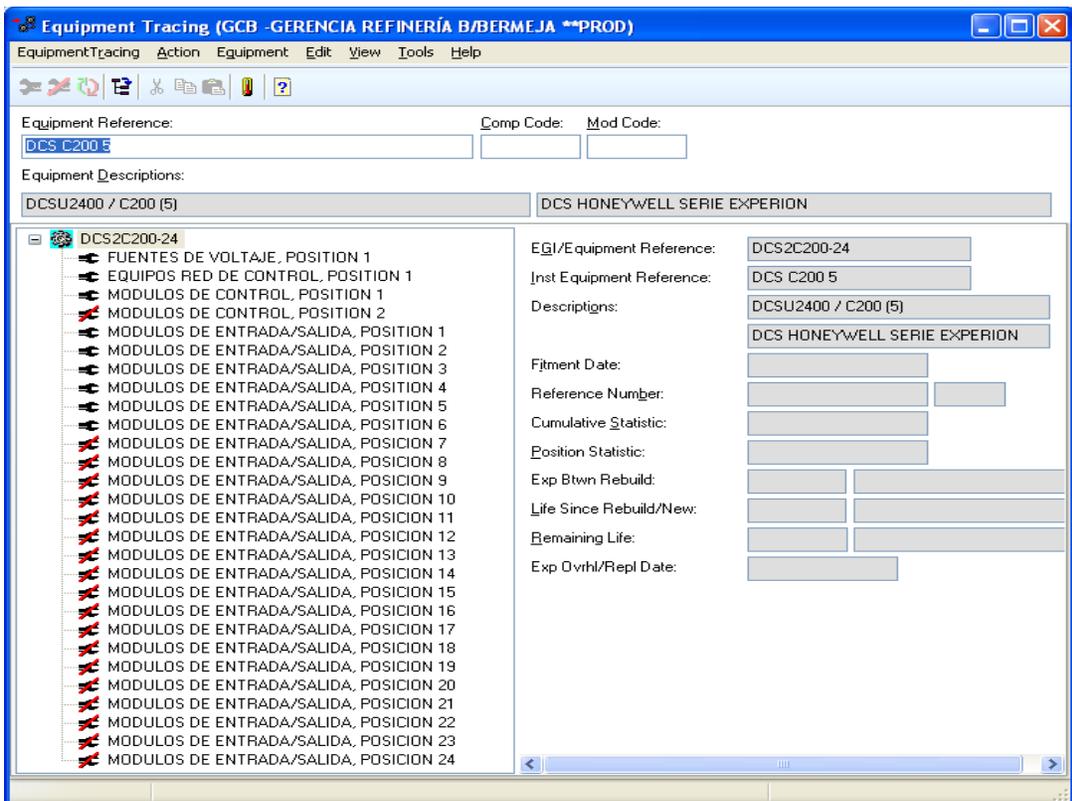
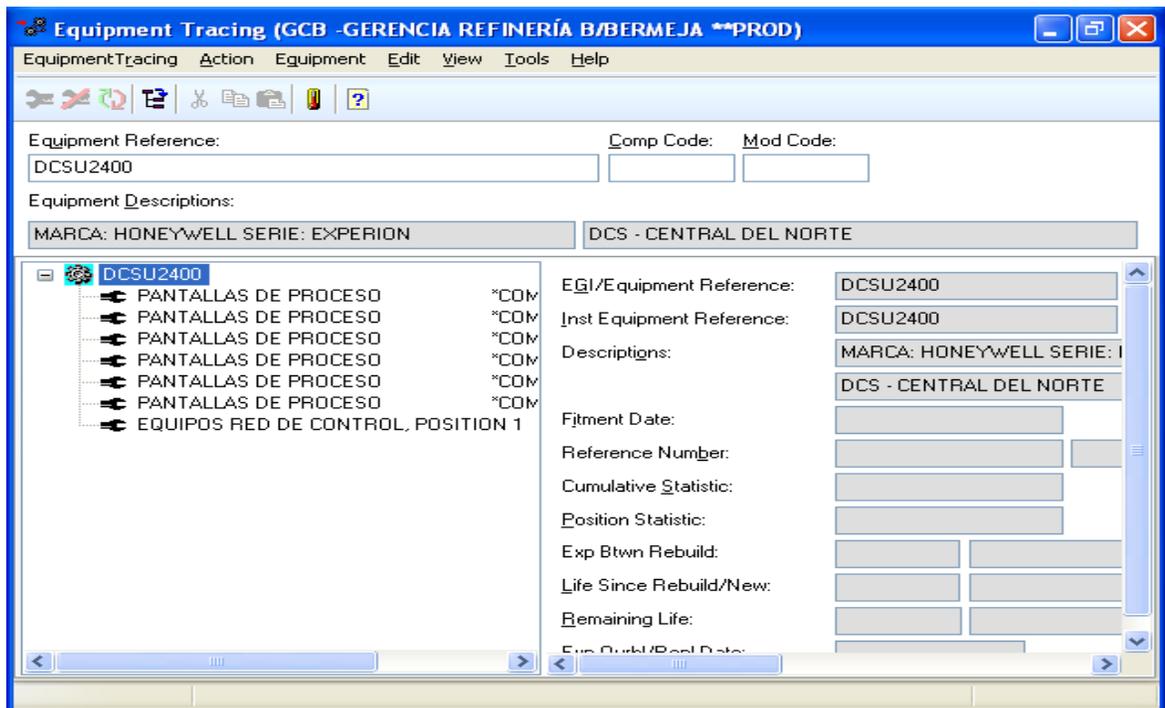


Figura 35. Componentes para subsistema DCS C200 1-2 en Ellipse



**Figura 36. Componentes para DCSU2400 en Ellipse**

Al momento de ingresar los componentes en Ellipse son necesarios algunos datos para costeo, trazabilidad, clasificación e información del dispositivo:

#### ✓ Localización

- Unidad productiva : U2400 (Unidad 2400 Central del Norte – Aplica sólo para DCS)  
DCSU2400 (DCS U2400 – Aplica sólo para subsistemas)
- Localización Equipo : SV1 (Unidad Servicios Industriales Refinería)
- Distrito Dueño : GCB (Gerencia Refinería Barrancabermeja)

#### ✓ Información Dispositivo

- Tipo Equipo : IINE (Instrumentación y Control)
- Clase : CM (Componente)  
CS (Sistema de Control)
- Estado : OP (Operando)  
FS (Fuera de Servicio)  
EF (En Falla)  
OF (Operando en Falla)
- Código Componente : IMCO, IMIO, IFVO, IPPR, IRDC
- Código Stock : Código en bodega según inventarios

- Nemónico : Honeywell (Fabricante)
- N° Parte : Según modelo de fabricante

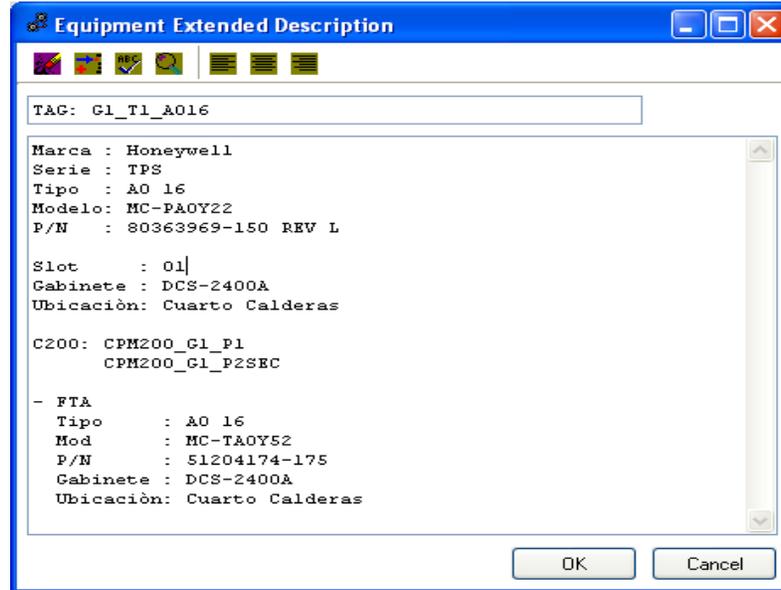
✓ **Clasificación**

- Especialidad Componente : IN (Instrumentación / Electrónica)
- Familia Componentes : 10 (Sistema de Control Distribuido)
- Grupo Componentes : SE (Sistema de Control Distribuido)
- Tipo Componentes : MB (Electrónicas)
- Criticidad Componente : CR (Crítico)

✓ **Costeo**

- GRP Planta / Negocio : SI (Servicios Industriales)
- Planta / Área : 2I (U2400 Generación Vapor)
- Cargo Contable : MRF0582 (Vapor Refinería)

Además de la información anterior, la herramienta permite ingresar una descripción extendida del dispositivo que brinda la oportunidad de diligenciar información adicional de tipo general, funcional y de conexión de cada uno de los componentes (véase la Figura 37).



**Figura 37. Descripción extendida de componente**

El Número de Equipo de cada dispositivo ingresado es un consecutivo único de 12 dígitos con el que Ellipse lo identifica, para el caso de componentes, los primeros 4 dígitos debe contemplar el código familia y las posiciones restantes son el consecutivo que presente la herramienta (Ej.: IMCO00000082).

De acuerdo a la clasificación de la información obtenida en este proceso, los agrupadores con sus respectivos componentes y APL son:

CODIGO COMPONENTE	DESCRIPCION	COMPONENTE	CANTIDAD INSTALADA	APL
IMCO	Módulos de Control	Procesadores	5	Módulo de Redundancia
				Cables de conexión
IRDC	Equipos de Red	Red de Supervisión	1	SWICTH
		Red de Control	1	PCIC
				SIM
				SIM Power Adapter
				Serial Interface FTA
				Cables de conexión
				I/O Link Interface Module
				Cables de conexión
				CNI
				PCIC
				Repetidores ControlNet
				Repetidores de Fibra Óptica
				Taps
				Terminadores 75 Ohms
				Chasis
Cables de conexión				
IFVO	Fuentes de Voltaje			Módulos de Batería
IPPR	Pantallas de Proceso	WorkStation	3	Periféricos
		Estación PI	1	
		Servidores	2	CPU
IMIO	Módulos de I / O	IOP	32	FTA
		IOM	6	Adaptadores
				Barreras
				Cables de conexión

**Tabla 8. Consolidado de componentes y APL por EGI**

#### 4. CONFIABILIDAD, MANTENIBILIDAD Y DISPONIBILIDAD EN SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN<sup>3</sup>

Debido a que todo sistema, subsistema o componente presenta eventos que interrumpen o degradan su capacidad de trabajo en el transcurso de su vida útil es vital hacer seguimiento a su comportamiento y posterior análisis, por esta razón nace la necesidad de comenzar a medir que tan confiable, mantenible y disponible es el equipo.

Para tener claridad en el tema, a continuación una breve descripción de los conceptos que aplican en el estudio de la Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad de sistemas y componentes.

##### 4.1 FALLA

De acuerdo a la norma ISO14224, falla se define como:

“Estado de un elemento que se caracteriza por la incapacidad para realizar una función determinada, excluyendo aquella incapacidad durante mantenimiento preventivo u otras acciones previstas, o debido a la falta de recursos externos”<sup>4</sup>.

Toda falla o fallo se considera como un evento que genera que el sistema, subsistema o componente deje de cumplir o desempeñar sus funciones y su capacidad de trabajo se vea alterado. Existen varios tipos de fallas que se clasifican de acuerdo a una serie de índices tales como:

ÍNDICE DE CLASIFICACIÓN	TIPO DE FALLA
Según el grado de influencia en la capacidad de trabajo	Catastrófica
	Paramétrica
Según la influencia de fallas de otros elementos	Independiente
	Dependiente
Según su proceso de aparición	Repentina
	Gradual
Según el tiempo de permanencia del estado fallado	Estable
	Temporal
	Intermitente
Según el momento en que se manifiestan	De Interrupción
	De Bloqueo

<sup>3</sup> Capítulo basado en documentación [16 – 18]

<sup>4</sup> INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. Petroleum and natural gas industries: Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment. Suiza: ISO, 1999. 14 h. (ISO 14224)

Según la forma de detección	Revelable
	Oculto
Según la naturaleza de su causa	Primaria
	Secundaria
	Comando
	Modo común

**Tabla 9. Tipos de Falla según índice [16]**

Según el grado de influencia en la capacidad de trabajo:

- Falla catastrófica: Genera la interrupción total de la capacidad de trabajo. Corresponden ruptura y cortocircuito; rompimiento, deformación y/o obstrucción de piezas mecánicas, entre otras.
- Falla paramétrica: Falla que causa una alteración parcial de la capacidad de trabajo, pero no a su interrupción total.

Según la influencia de fallas de otros elementos (hechos casuales):

- Falla independiente: Evento que no genera falla en otros elementos.
- Falla dependiente: Suceso que se presenta debido a la falla de otro u otros elementos, es decir, la probabilidad de ocurrencia de la falla ha cambiado con la aparición de falla de otros dispositivos.

Según su aparición:

- Falla repentina: Acontecimiento inesperado que se presenta como consecuencia de la variación súbita de los parámetros fundamentales debido a defectos internos, alteración de regímenes de funcionamiento o errores del mantenedor.
- Falla gradual: Se presenta debido al envejecimiento y desgaste.

Según el tiempo de permanencia del estado fallado:

- Falla estable: Evento persistente que sólo es posible eliminarlo con la reparación o sustitución del elemento fallado.
- Falla temporal: Suceso que tiende a desaparecer sin la necesidad de intervención debido a que los factores que generan la falla desaparecen, dichos factores tienden a ser regímenes y condiciones de trabajo anormales.
- Falla intermitente: Falla temporal que se presenta varias veces y evidencian anomalías en el equipo o en las condiciones de trabajo.

Según el momento en que se manifiesta:

- Falla de interrupción: Se presenta cuando el equipo se encuentra en operación ocasionando una suspensión de su función.
- Falla de bloqueo: Irregularidad que impide puesta en marcha del equipo sobre la demanda. Aplica para dispositivos que se encuentran en estado de espera.

Según la forma de su detección:

- Falla revelable: Fallo que se presenta en equipos en funcionamiento y se manifiesta inmediatamente después de su ocurrencia debido a que sus efectos se manifiestan directamente en los parámetros de funcionamiento.
- Falla oculta: Anomalía que se genera en dispositivos que trabajan en modo de espera y permanece latente hasta que se manifiesta sobre demanda de operación o por algún tipo de prueba más no al momento de su ocurrencia.

Según la naturaleza de su origen o causas:

- Falla primaria: Anomalía intrínseca del equipo.
- Falla secundaria: Evento generado por condiciones ambientales o tensiones operativas excesivas desde el exterior.
- Fallas comando: Fallo que se presenta por operación indebida o la no operación de un elemento iniciador que controle el flujo de energía.
- Fallas de modo o causa común: Falla que presentan varios elementos debido a la misma causa directa y no por ser consecuencia de otros eventos en cadena.

## 4.2 CONFIABILIDAD $R(t)$

El término Confiabilidad o también denominado Fiabilidad hace referencia a la probabilidad que un equipo desarrolle una función determinada bajo condiciones de trabajo fijadas durante un intervalo de tiempo determinado; es decir, es la propiedad de un dispositivo de desempeñar una función específica sin experimentar ningún tipo de falla durante un período de tiempo y condiciones establecidos.

La Fiabilidad de un equipo o Probabilidad de Supervivencia  $R(t)$  se expresa como el cociente entre los elementos que sobreviven y el número total de elementos:

$$R(t) = \frac{N_s(t)}{N(0)} = \frac{N(0) - N_f(t)}{N(0)} = 1 - \frac{N_f(t)}{N(0)} \quad (1)$$

Donde:

- $R(t)$  : Fiabilidad.
- $N_s(t)$  : Número de componentes que sobreviven al cabo de t.
- $N_f(t)$  : Número de componentes que fallan al cabo de t.
- $N(0)$  : Número total de componentes.

#### 4.3 INFIABILIDAD Q(t)

La Infiabilidad o Probabilidad de Falla denotada Q(t) se refiere a la probabilidad de que un equipo presente por lo menos una falla en un periodo de tiempo determinado.

$$Q(t) = \frac{N_f(t)}{N(0)} = 1 - R(t) \quad (2)$$

#### 4.4 TASA DE FALLA $\lambda(t)$

La Tasa de Falla  $\lambda(t)$  es la probabilidad de fallo de un dispositivo operativo en un tiempo infinitamente pequeño. Es una tasa de tiempo que relaciona la cantidad de fallas presentadas por un equipo y el tiempo de operación, es por esto que la tasa de falla finalmente puede tomarse como una medición de Confiabilidad.

El comportamiento de la función de Tasa de Falla representa el ciclo de vida de todo dispositivo electrónico a través del tiempo, dicha representación simula una bañera que presenta 3 etapas (ver Figura 38):

- **Zona de mortalidad Infantil:** Período de tiempo que presenta una tasa de falla elevada que disminuye con el tiempo y se genera por errores de diseño, ensamble, control de calidad o puesta a punto. Para el caso específico de componentes electrónicos, las fallas son ocasionadas por temperatura, tensión excesiva, vibración, entre otros. El modelo matemático que caracteriza esta zona corresponde una distribución de tipo logarítmico.
- **Zona de vida útil:** Esta zona presenta una tasa de falla casi constante y se caracteriza por tener fallas de tipo aleatorio debido a que ocurren de

manera inesperada. Esta región se denomina el periodo de vital útil de todo equipo ya que es en ella donde desempeña sus funciones con una tasa de fallo aceptable. El modelo matemático que representa esta región de fallos aleatorios es una distribución exponencial.

- **Zona de desgaste o envejecimiento:** Cuando un dispositivo se encuentra en esta área, su vida media ya fue superada y comienza a presentar fallas por degradación debido al desgaste o envejecimiento; por esta razón, la tasa de falla comienza nuevamente a elevarse. El modelo matemático de esta etapa tiende a una distribución de tipo normal o campana de Gauss.

Cuando se efectúa un estudio de Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad de un equipo es necesario aclarar que debe realizarse en la etapa productiva del mismo; es decir, que el dispositivo se encuentre en la fase de vida útil donde su tasa de falla es constante.

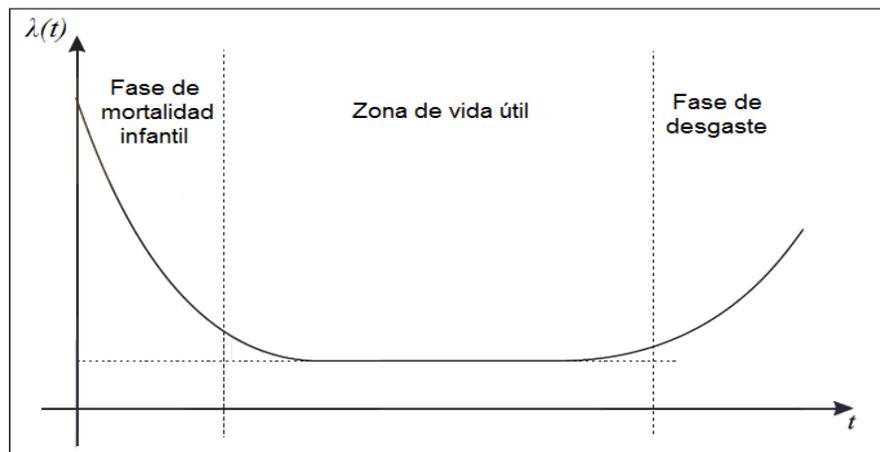


Figura 38. Curva de la Bañera

#### 4.5 MANTENIBILIDAD $M(t)$

La Mantenibilidad de un equipo es la probabilidad de que una operación de mantenimiento pueda llevarse a cabo en un intervalo de tiempo determinado para devolverlo a su condición operativa. A través de una distribución exponencial acorde a la etapa de vida útil en la que se analiza el equipo, el nivel de Mantenibilidad de un equipo se determina por medio de la expresión:

$$M(t) = 1 - e^{-\mu t} \quad (3)$$

Donde:

- $M(t)$  : Mantenibilidad.
- $\mu$  : Tasa de Reparación
- $t$  : Tiempo máximo permisible para llevar a cabo una reparación.

Un aspecto fundamental al determinar la Mantenibilidad es el tiempo máximo permisible para reparar; es decir, cuánto tiempo puede transcurrir en una operación de reparación para que ésta sea considerada efectiva. Dicho valor es determinado por el mantenedor del equipo o sistema.

#### 4.6 TASA DE REPARACIÓN $\mu(t)$

La Tasa de Reparación se define como la tasa de operaciones de mantenimiento. Debido a que la tasa de reparación es el número de operaciones de mantenimiento por unidad de tiempo puede considerarse como una medición de Mantenibilidad.

#### 4.7 TIEMPOS MEDIOS

El estudio de Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad se basa en los tiempos de operación y mantenimiento de los equipos y es necesario diferenciar los tiempos medios a partir de los cuales se calculan los valores requeridos. Entre los tiempos a tratar se encuentran:

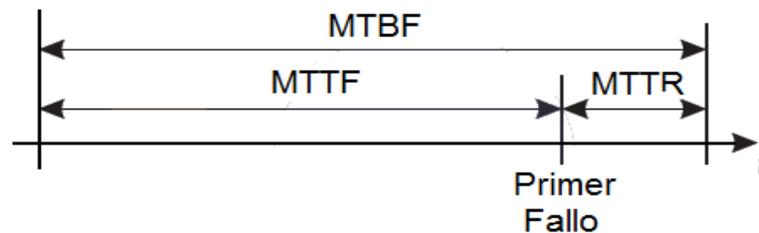


Ilustración 39. Relación entre MTBF, MTTF y MTTR

- **MTTF (Mean Time To Failure):** TMDF – Tiempo Medio de Falla. Tiempo que se espera el equipo opera antes de presentarse un fallo. La expresión para determinar el MTTF es:

$$MTTF = \frac{\sum TTO}{N} \quad (4)$$

Donde:

- $TTO$  : Tiempo de operación.
- $N$  : Número total de fallas presentadas.

Siempre y cuando la tasa de falla sea constante, es decir, el equipo se encuentre en la zona de vida útil, el MTTF es el inverso de la tasa de falla.

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (5)$$

- **MTTR (Mean Time To Repair):** TMPR – Tiempo Medio Para Reparar. La medida del tiempo requerido para mantener o devolver a su condición operativa un equipo. Este intervalo incluye el tiempo utilizado en el análisis, diagnóstico, planeación y ejecución de la reparación.

$$MTTR = \frac{\sum TTR}{N} \quad (6)$$

Donde:

**TTR** : Tiempo de reparación.

**N** : Número total de fallas presentadas.

Teniendo en cuenta que MTTR es el tiempo medio de reparación de un equipo cuando ha entrado en falla funcional, es posible expresarlo como:

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (7)$$

- **MTBF (Mean Time Between Failures):** TMEF - Tiempo Medio Entre Fallas. Tempo medio entre dos fallas consecutivas de un equipo.

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (8)$$

#### 4.8 DISPONIBILIDAD D

La disponibilidad es la probabilidad de un equipo de estar en condiciones operativas en el instante que sea requerido; por esta razón, el equipo no debe haber presentado fallas (Confiabilidad) y en el caso de presentarlas, haber sido reparado en un tiempo menor que el máximo permitido para su mantenimiento (Mantenibilidad).

$$\textit{Disponibilidad} = \textit{Confiabilidad} + \textit{Mantenibilidad}$$

Por esta razón es posible determinar que un equipo es 100% disponible en el momento en la Confiabilidad y Mantenibilidad del mismo estén 100% aseguradas.

La Disponibilidad se expresa como:

$$D = \frac{\textit{T tiempo total en condiciones de servicio}}{\textit{T tiempo total analizado}}$$

Es decir,

$$D = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} = \frac{\mu}{\mu + \lambda} = \frac{1}{1 + \frac{\lambda}{\mu}} \quad (9)$$

Donde:

**T tiempo total analizado:** Tiempo en condiciones de servicio + Tiempo en condiciones de paro.

$\mu$  : Tasa de reparación.

$\lambda$  : Tasa de falla.

#### 4.9 CÁLCULO DE INDICADORES DE DISPONIBILIDAD PARA DCS Y ESD

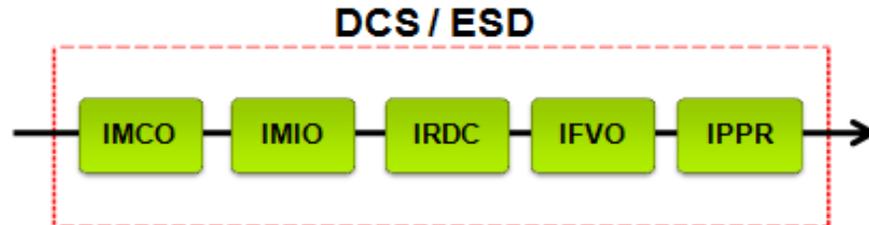
Con el objeto de crear una plantilla que permita realizar el cálculo de indicadores de Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad, se aplicarán los conceptos previamente mencionados. Dicha plantilla determina el nivel de Disponibilidad de los sistemas de control y protección que se encuentren instalados de las unidades productivas de la Refinería de Barrancabermeja y que hayan sido caracterizados en la herramienta de gestión Ellipse

Para determinar la disponibilidad de un sistema compuesto por *i* subsistemas es necesario estudiar qué configuración presenta; es decir, si los subsistemas se encuentran en serie, paralelo o combinación de ambos. Cada sistema DCS (Distributed Control System) y ESD (Emergency Shutdown), según lo planteado por la Coordinación de Control y Electrónica de la GRB, se encuentra conformado por cinco grupos de componentes que concentran los diferentes dispositivos que interactúan en el control y protección del proceso:

- **IMCO** : Módulos de Control
- **IMIO** : Módulos de Entrada / Salida
- **IRDC** : Equipos de Red de Control

- **IFVO** : Fuentes de Voltaje
- **IPPR** : Pantallas de Proceso

Cada grupo de componentes trabajará como un subsistema en serie como se muestra en la Figura 40.

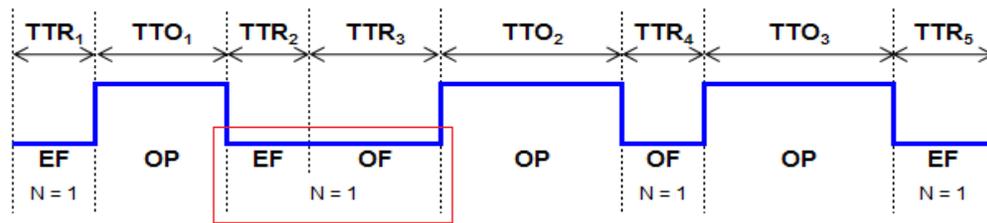


**Figura 40. Relación de Grupos de Componentes y el Sistema**

Un aspecto fundamental para tener en cuenta además de la disposición en la que se encuentren los subsistemas es el estado de cada componente y su influencia al momento de establecer el nivel de Disponibilidad. El cálculo de cada uno de los indicadores se determinará a partir de los cambios de estado reportados en la herramienta Ellipse, los cuales son:

- **OP:** Operando. Equivale a un estado activo y por tal razón su duración se incluye dentro del tiempo de operación TTO. No influye en la sumatoria de fallas.
- **OF:** Operando en Falla. Equivale a un estado no activo a pesar de estar desempeñando parcialmente sus funciones. El tiempo de duración se incluye dentro del tiempo de reparación TTR. Al presentarse este estado se adiciona una falla a la sumatoria total.
- **EF:** En Falla. Equivale a un estado no activo y su duración se incluye en el tiempo de reparación TTR y en la sumatoria de fallas.
- **FS:** Fuera de Servicio. Estado que indica modo de espera, es decir, el componente se encuentra listo para operar. Su tiempo de duración no es tenido en cuenta en tiempos de operación ni reparación y no cuenta como falla ya que el componente aún no hace parte la operación del sistema y no presenta mal funcionamiento.

De presentarse un estado OP precedido por EF, los dos estados sólo se tendrán en cuenta como una falla y el TTR será la suma del tiempo de ambos estados (véase la Figura 41).



**Figura 41. Relación de Estados y Tiempo – Número de Fallos**

A partir de los reportes de cada componente, inicialmente se determina los tiempos medios (MTTF, MTTR, MTBF) y tasas ( $\lambda(t)$ ,  $\mu(t)$ ) de cada uno de ellos. De esta manera los cálculos a efectuar en la plantilla (ver Figura 42) son:

$$MTTF = \frac{\sum TTO}{N} = \frac{1}{\lambda}, \quad MTTR = \frac{\sum TTR}{N} = \frac{1}{\mu}$$

$$MTBF = MTTF + MTTR$$

Teniendo en cuenta que es importante conocer el comportamiento de cada uno de los componentes en el periodo de análisis, se determina Mantenibilidad y Disponibilidad a través de las expresiones:

$$D = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR}, \quad M(t) = 1 - e^{-\mu t}$$

ecoPETROL		GERENCIA REFINERÍA BARRANCABERMEJA COORDINACIÓN DE CONTROL Y ELECTRÓNICA CÁLCULO DE INDICADORES DE DISPONIBILIDAD															
miércoles, 11 de mayo de 2011																	
DCSPARAFINAS																	
Grupo Componente	Subsistema / Nodo	Item	Fecha	Estado	Código		N. Fallos	Tiempo			MANTENIBILIDAD			CONFIABILIDAD		DISPONIBILIDAD	
					Componente	Modificador		Operación	Reparación	Total	Tiempo Medio Entre Fallos	Tiempo Medio Para Reparar	Tasa Reparación	Mantenibilidad	Tiempo Medio De Fallos		Tasa Falta
								TTO	TTR	Total	MTBF = $\frac{TTO+TTR}{N. Fallos}$	MTTR = $\frac{TTR}{N. Fallos}$	$\mu = \frac{1}{MTTR}$	$M(t) = 1 - e^{-\mu t}$	MTTF = $\frac{TTO}{N. Fallos}$	$\lambda = \frac{1}{MTTF}$	D = $\frac{MTTF}{MTTF+MTTR}$
IMCO	DCS C200 1-2	1	05/11/2009	OF	IMCO	5	1	443	1331	1774	1774,00	1331,00	0,00075	00,00%	443,00	0,00226	24,97%
		16	19/08/2008	OP	IMCO	5											
		19	06/06/2008	OF	IMCO	5											
		27	12/2004	EF	IMCO	5											
		05	11/2009	OP	IMCO	6											
		29	09/01/2007	OP	IMCO	6											
	DCS C200 3-4	30	28/12/2006	OF	IMCO	6	1	1031	743	1774	1774,00	743,00	0,00135	00,00%	1031,00	0,00097	58,12%
		27	12/2004	EF	IMCO	6											
		1	05/11/2009	OF	IMCO	5											
		16	19/08/2008	OP	IMCO	5											
		19	06/06/2008	OF	IMCO	5											
		27	12/2004	EF	IMCO	5											

**Figura 42. Cálculo de indicadores para cada Componente**

Todo sistema presenta un número determinado de componentes en cada agrupador los cuales son independientes el uno del otro; es decir, no se

encuentran dispuestos en ningún tipo de configuración (paralelo, serie); por esta razón, es necesario determinar el nivel de Disponibilidad de cada grupo de componentes. Para tal fin, aplicando las siguientes ecuaciones matemáticas, los tiempos medios de cada agrupador determinados en la plantilla son (ver Figura 43):

$$MTTF_{Agrupador} = \frac{\sum_{i=1}^n TTO_i}{\sum_{i=1}^n N_i} = \frac{1}{\lambda} \quad (10)$$

$$MTTR_{Agrupador} = \frac{\sum_{i=1}^n TTR_i}{\sum_{i=1}^n N_i} = \frac{1}{\mu} \quad (11)$$

$$MTBF_{Agrupador} = n * \frac{t_{TOTAL}}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (12)$$

Donde:

- TTO** : Tiempo total de operación de cada componente.
- TTR** : Tiempo total de reparación de cada componente.
- t<sub>Total</sub>** : Tiempo total analizado.
- N** : Número total de fallas de cada componente.
- n** : Número de componentes.

De igual manera, la Mantenibilidad y Disponibilidad de cada agrupador se establece a partir de los valores anteriormente calculados.

Finalmente, luego de determinar cada indicador para los cinco grupos de componentes, se procede a efectuar el cálculo para el sistema.

$$MTTF_{Sistema} = \frac{\sum_{i=1}^n TTO_i}{\sum_{i=1}^n N_i} = \frac{1}{\lambda} \quad (13)$$

$$MTTR_{Sistema} = \frac{\sum_{i=1}^n TTR_i * \lambda_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} = \frac{1}{\mu} \quad (14)$$

$$MTBF_{Sistema} = n * \frac{t_{TOTAL}}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (15)$$

Donde:

- TTO** : Tiempo total de operación de cada subsistema.
- TTR** : Tiempo total de reparación de cada subsistema.
- t<sub>Total</sub>** : Tiempo total analizado.
- N** : Acumulado total de fallas de cada subsistema.
- n** : Número total de componentes del sistema.

Para determinar la Mantenibilidad y Disponibilidad del sistema es preciso estudiar la condición de independencia, es decir, “la probabilidad de que se presente un evento, es el producto de las probabilidades de los eventos componentes”<sup>5</sup>. Para sistemas con subsistemas en serie donde su estado de operación se presenta sólo si todos sus componentes operan, la probabilidad que opere depende de la probabilidad de operación de cada uno sus subsistemas. Este concepto también aplica para efectos de Mantenibilidad y Disponibilidad, el sistema se encontrará totalmente mantenible y disponible siempre y cuando sus subsistemas conserven esta condición, por tal razón la Mantenibilidad y Disponibilidad es el producto de la Mantenibilidad y Disponibilidad de los subsistemas que lo componen. Las expresiones matemáticas que permiten obtener estos valores para la plantilla son (ver Figura 43):

$$\begin{aligned}
M_{Sistema} &= M_1 * M_2 * M_i \\
&= (1 - e^{-\mu_1 t}) * (1 - e^{-\mu_2 t}) * (1 - e^{-\mu_i t}) \\
&= \prod_{i=1}^n (1 - e^{-\mu_i t}) \quad (16)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
D_{Sistema} &= D_1 * D_2 * D_i = \left( \frac{\mu_1}{\mu_1 + \lambda_1} \right) * \left( \frac{\mu_2}{\mu_2 + \lambda_2} \right) * \left( \frac{\mu_i}{\mu_i + \lambda_i} \right) \\
&= \prod_{i=1}^n \frac{\mu_i}{\mu_i + \lambda_i} \quad (17)
\end{aligned}$$

Donde:

- $\mu$  : Tasa de reparación de cada subsistema.
- $\lambda$  : Tasa de falla de cada subsistema.
- $M$  : Mantenibilidad.
- $D$  : Disponibilidad.
- $n$  : Número de subsistemas.

Para sistemas que se encuentren compuestos por subsistemas en paralelo, es decir, el conjunto presenta un evento de fallo siempre y cuando todos sus componentes fallen, el objeto de estudio ya no es la probabilidad de éxito por el contrario el foco es la probabilidad de fallo. Para el caso de Mantenibilidad y Disponibilidad, éstas se calculan a partir de la Inmantenibilidad e Indisponibilidad de cada uno de sus componentes. Por tal razón la Mantenibilidad y Disponibilidad del sistema a partir de sus valores inversos son:

$$\begin{aligned}
R_{oSistema} &= R_{o1} * R_{o2} * R_{oi} \\
&= (e^{-\mu_1 t}) * (e^{-\mu_2 t}) * (e^{-\mu_i t}) \\
&= \prod_{i=1}^n (e^{-\mu_i t}) \quad (18)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
M_{Sistema} &= 1 - (R_{o1} * R_{o2} * R_{oi}) \\
&= 1 - \prod_{i=1}^n (e^{-\mu_i t}) \quad (19)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 D_{Sistema} &= 1 - (1 - D_1) * (1 - D_i) \\
 &= 1 - \left( 1 - \left( \frac{\mu_1}{\mu_1 + \lambda_1} \right) \right) * \left( 1 - \left( \frac{\mu_i}{\mu_i + \lambda_i} \right) \right) \\
 &= 1 - \prod_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\mu_i + \lambda_i} \quad (20)
 \end{aligned}$$

Donde:

- $\mu$  : Tasa de reparación de cada subsistema.
- $\lambda$  : Tasa de falla de cada subsistema.
- $R_o$  : No Mantenibilidad o Inmantenibilidad.
- $M$  : Mantenibilidad.
- $D$  : Disponibilidad.
- $n$  : Número de subsistemas.

						GERENCIA REFINERÍA BARRANCABERMEJA COORDINACIÓN DE CONTROL Y ELECTRÓNICA CÁLCULO DE INDICADORES DE DISPONIBILIDAD miércoles, 11 de mayo de 2011											
DCSPARAFINAS																	
Grupo Componente	Subsistema / Nodo	Item	Fecha	Estado	Código		N. Fallos	Tiempo			MANTENIBILIDAD			CONFIABILIDAD		DISPONIBILIDAD	
					Componente	Modificador		Operación TTO	Reparación TTR	Total	Tiempo Medio Entre Fallos MTBF = $\frac{TTO + TTR}{N. Fallos}$	Tiempo Medio Para Reparar MTR = $\frac{TTR}{N. Fallos}$	Tasa Reparación $\mu = \frac{1}{MTR}$	Mantenibilidad $M(t) = 1 - e^{-\mu t}$	Tiempo Medio De Fallos MTF = $\frac{TTO}{N. Fallos}$	Tasa Falta $\lambda = \frac{1}{MTF}$	Disponibilidad $D = \frac{MTF}{MTF + MTR}$
IRDC	DCS C200 1-2	5	05/11/2009	OP	IRDC		1	64	1710	1774	1774,00	1710,00	0,00058	00,00%	64,00	0,01563	3,61%
		6	02/09/2009	OP	IRDC												
		6	01/09/2009	OF	IRDC												
	DCS C200 3-4	5	05/11/2009	OP	IRDC		1	64	1710	1774	1774,00	1710,00	0,00058	00,00%	64,00	0,01563	3,61%
		6	02/09/2009	OP	IRDC												
		6	01/09/2009	OF	IRDC												
			27/12/2004	EF	IRDC												
			05/11/2009	OP	IRDC												
			02/09/2009	OP	IRDC												
			01/09/2009	OF	IRDC												
			27/12/2004	EF	IRDC												
					IMCO		5	11818	5922		3548,00	1184,40	0,00084	00,00%	2363,60	0,00042	66,62%
					IMIO		19	54708	12830		3734,74	675,26	0,00148	00,00%	2879,37	0,00035	81,00%
					IPPR		21	7452	15792		1267,14	752,00	0,00133	00,00%	354,86	0,00282	32,06%
					IRDC		3	3676	5194		2365,33	1731,33	0,00058	00,00%	1225,33	0,00082	41,44%
					IFVO		1	8870	1774		10644,00	1774,00	0,00056	00,00%	8870,00	0,00011	83,33%
					DCSPARAFINAS		49				2715,31	12375,33	0,00008	00,00%	1765,80	0,00057	5,97%

Figura 43. Cálculo de indicadores para cada Grupo de Componentes y Sistema

Cuando se desea determinar la Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad para sistemas, es necesario conocer la disposición de cada uno de sus componentes debido a que de ella depende el estudio de independencia. La probabilidad final siempre será el producto de las probabilidades de los componentes, sin embargo, será de éxito o fallo dependiendo del arreglo en el que se encuentren los subsistemas (éxito para arreglos en serie, fracaso para arreglos en paralelo).

La base del cálculo de Disponibilidad del sistema y cada uno de sus componentes es el reporte de cambios de estado exportable a Excel de la herramienta Ellipse, el cual es diligenciado en la plantilla para su organización

por Nodo / Subsistema, Grupo de Componentes y finalmente por cada Componente (véase las Figuras 44 y 45).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Item	Date	Shift	Downtime Code	Description	Stop Time	Start Time	Lapse Time	Work Order	Component Code	Modifier Code	Commentary Flag
2	1	05/11/2009	Z	OF	OPERA EN FALLA	06:00	07:00	01:00	293480	IMCO		5 N
3	2	19/10/2009	Z	OP	ENTRA EN OPERA	06:00	07:00	01:00	282605	IPPR		8 N
4	3	14/09/2009	Z	OP	ENTRA EN OPERA	06:00	07:00	01:00	289745	IMIO	#1	N
5	4	11/09/2009	Z	OF	FUERA DE SERVI	06:00	07:00	01:00	289745	IMIO	#1	N
6	5	02/09/2009	Z	OP	ENTRA EN OPERA	06:00	07:00	01:00	252307	IRDC		N
7	6	01/09/2009	Z	OF	OPERA EN FALLA	06:00	07:00	01:00	252307	IRDC		N
8	7	29/07/2009	Z	OF	OPERA EN FALLA	06:00	07:00	01:00	286728	IMIO		N
9	8	29/05/2009	Z	OP	ENTRA EN OPERA	06:00	07:00	01:00	281290	IPPR		3 N
10	9	28/05/2009	Z	OF	OPERA EN FALLA	06:00	07:00	01:00	282605	IPPR		8 N
11	10	12/05/2009	Z	OF	OPERA EN FALLA	06:00	07:00	01:00	281290	IPPR		3 N
12	11	29/04/2009	Z	OP	ENTRA EN OPERA	06:00	07:00	01:00	254121	IMIO	1Y	N
13	12	24/10/2008	Z	OP	ENTRA EN OPERA	06:00	07:00	01:00	266065	IMIO		N
14	13	14/10/2008	Z	EF	FUERA DE SERVI	06:00	07:00	01:00	266065	IMIO		N
15	14	10/10/2008	Z	OP	ENTRA EN OPERA	06:00	07:00	01:00	265380	IPPR		N
16	15	03/10/2008	Z	EF	FUERA DE SERVI	06:00	07:00	01:00	265380	IPPR		N
17	16	19/08/2008	Z	OP	ENTRA EN OPERA	06:00	07:00	01:00	254784	IMCO		5 N
18	17	03/07/2008	Z	OP	ENTRA EN OPERA	06:00	07:00	01:00	255459	IPPR		16 N
19	18	12/06/2008	Z	OF	OPERA EN FALLA	06:00	07:00	01:00	255459	IPPR		16 N
20	19	06/06/2008	Z	OF	OPERA EN FALLA	06:00	07:00	01:00	254784	IMCO		5 N
21	20	30/05/2008	Z	OF	FUERA DE SERVI	06:00	07:00	01:00	254121	IMIO	1Y	N
22	21	01/02/2008	Z	OP	ENTRA EN OPERA	06:00	07:00	01:00	236665	IPPR		5 N
23	22	28/11/2007	Z	OP	ENTRA EN OPERA	06:00	07:00	01:00	238190	IPPR		N
24	23	27/11/2007	Z	OP	ENTRA EN OPERA	06:00	07:00	01:00	237511	IMIO	TH	N
25	24	23/11/2007	Z	OF	EN FALLA OUT	06:00	07:00	01:00	238190	IPPR		N
26	25	15/11/2007	Z	OF	FUERA DE SERVI	06:00	07:00	01:00	237511	IMIO	TH	N
27	26	07/11/2007	Z	OF	FUERA DE SERVI	06:00	07:00	01:00	236665	IPPR		5 N
28	27	09/10/2007	Z	OP	ENTRA EN OPERA	06:00	07:00	01:00	232318	IPPR		2 N
29	28	23/09/2007	Z	OF	FUERA DE SERVI	06:00	07:00	01:00	232318	IPPR		2 N
30	29	09/01/2007	Z	OP	ENTRA EN OPERA	06:00	07:00	01:00	209677	IMCO		6 N

**Figura 44. Cambios de estado exportados a Excel de la herramienta Ellipse**

Subsistema / Nodo	Item	Date	Shift	Downtime Code	Description	Stop Time	Start Time	Lapse Time	Work Order	Component Code	Modifier Code	Commentary Flag	Previous Status		
DCS C200 1-2	1	05/11/2009	Z	OF	OPERA EN FALLA	6:00	7:00	1:00	293480	IMCO	5	N	EF		
	16	19/08/2008	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	254784	IMCO	5	N			
	19	06/06/2008	Z	OF	OPERA EN FALLA	6:00	7:00	1:00	254784	IMCO	5	N			
	DCS C200 3-4	29	09/01/2007	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	209677	IMCO	6	N	EF	
		30	28/12/2006	Z	OF	OPERA EN FALLA	6:00	7:00	1:00	209677	IMCO	6	N		
		3	14/09/2009	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	289745	IMIO	#1	N	EF	
		4	11/09/2009	Z	OF	FUERA DE SERVI	6:00	7:00	1:00	289745	IMIO	#1	N		
		8	29/05/2009	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	281290	IPPR	3	N	EF	
		10	12/05/2009	Z	OF	OPERA EN FALLA	6:00	7:00	1:00	281290	IPPR	3	N		
		21	01/02/2008	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	236665	IPPR	5	N	EF	
		26	07/11/2007	Z	OF	FUERA DE SERVI	6:00	7:00	1:00	236665	IPPR	5	N		
		5	02/09/2009	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	252307	IRDC		N	EF	
6		01/09/2009	Z	OF	OPERA EN FALLA	6:00	7:00	1:00	252307	IRDC		N			
DCS C200 3-4	1	05/11/2009	Z	OF	OPERA EN FALLA	6:00	7:00	1:00	293480	IMCO	5	N	EF		
	16	19/08/2008	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	254784	IMCO	5	N			
	19	06/06/2008	Z	OF	OPERA EN FALLA	6:00	7:00	1:00	254784	IMCO	5	N			
	DCS C200 3-4	11	29/04/2009	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	254121	IMIO	1Y	N	EF	
		20	30/05/2008	Z	OF	FUERA DE SERVI	6:00	7:00	1:00	254121	IMIO	1Y	N		
		27	09/10/2007	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	232318	IPPR	2	N	EF	
		28	23/09/2007	Z	OF	FUERA DE SERVI	6:00	7:00	1:00	232318	IPPR	2	N		
		8	29/05/2009	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	281290	IPPR	3	N	EF	
		10	12/05/2009	Z	OF	OPERA EN FALLA	6:00	7:00	1:00	281290	IPPR	3	N		
		21	01/02/2008	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	236665	IPPR	5	N	EF	
		26	07/11/2007	Z	OF	FUERA DE SERVI	6:00	7:00	1:00	236665	IPPR	5	N		
		2	19/10/2009	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	282605	IPPR	8	N	EF	
		9	28/05/2009	Z	OF	OPERA EN FALLA	6:00	7:00	1:00	282605	IPPR	8	N		
		32	21/12/2005	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	154003	IPPR	8	N		
		40	27/12/2004	Z	OF	FUERA DE SERVI	6:00	7:00	1:00	154003	IPPR	8	N		
		DCS C200 3-4	17	03/07/2008	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	255459	IPPR	16	N	EF
			18	12/06/2008	Z	OF	OPERA EN FALLA	6:00	7:00	1:00	255459	IPPR	16	N	
			34	20/10/2005	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	176891	IPPR	18	N	EF
			35	19/10/2005	Z	OF	EN FALLA OUT	6:00	7:00	1:00	176891	IPPR	18	N	
			38	28/03/2005	Z	FS	FUERA DE SERVI	6:00	7:00	1:00	162360	IPPR	20	N	EF
5			02/09/2009	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	252307	IRDC		N	EF	
6	01/09/2009	Z	OF	OPERA EN FALLA	6:00	7:00	1:00	252307	IRDC		N				

**Figura 45. Cambios de estado organizados por Subsistema, Agrupador y Componente**

Para el uso de la plantilla es necesario diligenciar ciertos requerimientos al inicio de la misma (ver Figura 46) y que permite el cálculo correcto de todos los indicadores. La información requerida es:

- TAG del Sistema (DCSPARAFINAS)
- Cantidad instalada de cada Grupo de Componentes
- Cantidad de componentes en falla u operando en falla fuera del periodo de análisis.
- Fecha de inicio de análisis.
- Fecha fin del periodo analizado.
- Tiempo máximo permisible de reparación.

GERENCIA REFINERÍA BARRANCABERMEJA													Organizar Estados	
COORDINACIÓN DE CONTROL Y ELECTRÓNICA													Indicadores	
CÁLCULO DE INDICADORES DE DISPONIBILIDAD														
miércoles, 11 de mayo de 2011														
Sistema a Analisar (TAG):			DCSPARAFINAS											
Grupo de Componentes			Cantidad Instalada	Cantidad OF o EF fuera del Periodo de Análisis	N. Cambios de Estado:		80							
Módulos de Control			10	1	Periodo de Análisis									
Módulos de Entrada / Salida			40	1	Fecha Inicio:		27/12/2004							
Pantalla de Proceso			15	1	Fecha Fin:		05/11/2009							
Equipos de Red de Control			4	1	Total Tiempo Analizado:		1774							
Fuentes de Voltaje			6	1	Tiempo medio para Reparar (días):		1							
Subsistema / Nodo	Item	Date	Shift	Downtime Code	Description	Stop Time	Start Time	Lapse Time	Work Order	Component Code	Modifier Code	Commentary Flag	Previous Status	

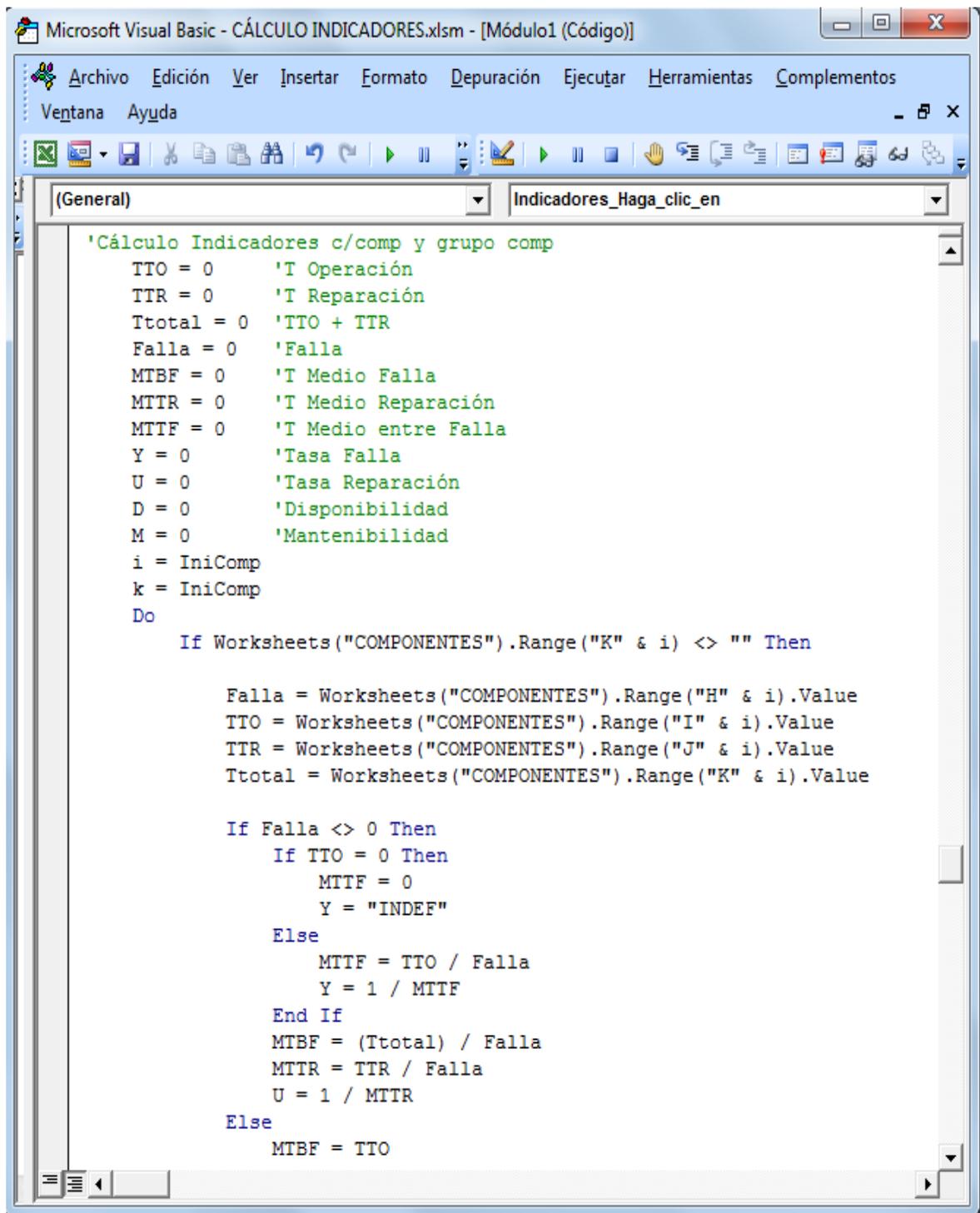
Figura 46. Información inicial requerida

Luego de diligenciar toda la información requerida y organizar los cambios de estado de cada componente es necesario indicar el estado previo de cada uno de ellos al inicio del periodo de análisis (ver Figura 47). Sin esta información no es posible continuar los cálculos y la plantilla emite un mensaje de error.

GERENCIA REFINERÍA BARRANCABERMEJA													Organizar Estados	
COORDINACIÓN DE CONTROL Y ELECTRÓNICA													Indicadores	
CÁLCULO DE INDICADORES DE DISPONIBILIDAD														
miércoles, 11 de mayo de 2011														
Sistema a Analisar (TAG):			DCSPARAFINAS											
Grupo de Componentes			Cantidad Instalada	Cantidad OF o EF fuera del Periodo de Análisis	N. Cambios de Estado:		80							
Módulos de Control			10	1	Periodo de Análisis									
Módulos de Entrada / Salida			40	1	Fecha Inicio:		27/12/2004							
Pantalla de Proceso			15	1	Fecha Fin:		05/11/2009							
Equipos de Red de Control			4	1	Total Tiempo Analizado:		1774							
Fuentes de Voltaje			6	1	Tiempo medio para Reparar (días):		1							
Subsistema / Nodo	Item	Date	Shift	Downtime Code	Description	Stop Time	Start Time	Lapse Time	Work Order	Component Code	Modifier Code	Commentary Flag	Previous Status	
	1	05/11/2009	Z	OF	OPERA EN FALLA	6:00	7:00	1:00	293480	IMCO	5	N		
	16	19/08/2008	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	254704	IMCO	5	N		
	19	06/06/2008	Z	OF	OPERA EN FALLA	6:00	7:00	1:00	166444	IMCO	5	N		
	29	09/01/2007	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	166444	IMCO	6	N		
	30	28/12/2006	Z	OF	OPERA EN FALLA	6:00	7:00	1:00	166444	IMCO	6	N		
	3	14/09/2009	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	166444	IMIO	#1	N		
	4	11/09/2009	Z	OF	OPERA EN FALLA	6:00	7:00	1:00	166444	IMIO	#1	N		
	11	29/04/2009	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	166444	IMIO	1Y	N		
	20	30/05/2008	Z	OF	OPERA EN FALLA	6:00	7:00	1:00	166444	IMIO	1Y	N		
	31	15/09/2006	Z	OP	ENTRA EN OPERA	6:00	7:00	1:00	166444	IMIO	FA	N		
	37	13/05/2005	Z	OF	OPERA EN FALLA	6:00	7:00	1:00	166444	IMIO	FA	N		

Figura 47. Estado previo de cada Componente

Parte del código implementado en la herramienta Visual Basic de Excel que permite realizar la organización y cálculo de los Indicadores de Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad del sistema y sus Componentes es:



The image shows a screenshot of the Microsoft Visual Basic for Applications editor. The title bar reads "Microsoft Visual Basic - CÁLCULO INDICADORES.xlsm - [Módulo1 (Código)]". The menu bar includes "Archivo", "Edición", "Ver", "Insertar", "Formato", "Depuración", "Ejecutar", "Herramientas", and "Complementos". The toolbar contains various icons for file operations and execution. The main window displays the following VBA code:

```
'Cálculo Indicadores c/comp y grupo comp
TTO = 0      'T Operación
TTR = 0      'T Reparación
Ttotal = 0   'TTO + TTR
Falla = 0    'Falla
MTBF = 0     'T Medio Falla
MTRR = 0     'T Medio Reparación
MTTF = 0     'T Medio entre Falla
Y = 0        'Tasa Falla
U = 0        'Tasa Reparación
D = 0        'Disponibilidad
M = 0        'Mantenibilidad
i = IniComp
k = IniComp
Do
    If Worksheets("COMPONENTES").Range("K" & i) <> "" Then

        Falla = Worksheets("COMPONENTES").Range("H" & i).Value
        TTO = Worksheets("COMPONENTES").Range("I" & i).Value
        TTR = Worksheets("COMPONENTES").Range("J" & i).Value
        Ttotal = Worksheets("COMPONENTES").Range("K" & i).Value

        If Falla <> 0 Then
            If TTO = 0 Then
                MTTF = 0
                Y = "INDEF"
            Else
                MTTF = TTO / Falla
                Y = 1 / MTTF
            End If
            MTBF = (Ttotal) / Falla
            MTRR = TTR / Falla
            U = 1 / MTRR
        Else
            MTBF = TTO
```

Figura 48. Código implementado en Visual Basic para Excel

## **APORTES AL CONOCIMIENTO**

Luego del desarrollo de este proceso, fue posible comprender el funcionamiento del Sistema que ejecuta el control regulatorio a procesos industriales reales, sus principales componentes y características fundamentales. Para el caso específico del fabricante Honeywell, profundizar en módulos específicos y conocer su funcionalidad y conectividad con el sistema.

Para realizar la respectiva Caracterización del Sistema de Control Distribuido Honeywell Experion instalado en la Unidad de Servicios Industriales Refinería U2400 fue indispensable tener un manejo básico de la herramienta para la gestión de mantenimiento Ellipse, conocer su funcionalidad y entornos que aplicaran para la parametrización del sistema como lo son: creación de componentes, APL, planificación de órdenes de trabajo, entre otras.

Para el desarrollo de este proyecto fue necesario realizar una documentación e investigación previa a cerca de Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad de sistemas industriales, comprender los conceptos básicos y expresiones para realizar los cálculos de indicadores de desempeño para finalmente determinar la aplicación correcta de este campo al caso específico de sistemas de control distribuido y parada de emergencia DCS y ESD.

Finalmente, fue necesario desarrollar una macro en Excel para el cálculo de los indicadores, este fue realmente el aporte, desde el punto de vista técnico y se deja como valor agregado a la Coordinación de Control y Electrónica, para su posterior uso en la gestión de indicadores de confiabilidad, siguiendo los lineamientos de gestión de activos.

## CONCLUSIONES

Todo DCS basa su arquitectura en el esquema de Control Distribuido, es decir, presenta una distribución de los procesos y tareas a ejecutar en varias unidades de control lo que permite transferencia de carga en caso de falla, sin embargo, los Sistemas de Control Distribuido instalados en las unidades productivas sólo establecen comunicación horizontal entre procesadores que presenta redundancia.

Es fundamental conocer la funcionalidad de cada uno de los componentes que conforman un sistema de control para determinar una correcta jerarquización del mismo.

Al calcular Confiabilidad a través de Distribución Exponencial partiendo de un valor de tasa de falla  $\lambda(t)$ , este último debe ser determinado a partir de una muestra verídica del tiempo total de vida útil del componente o un valor que sea brindado por el fabricante, por el contrario, si es calculado en un rango limitado al tiempo de análisis, al evaluar Confiabilidad en este periodo el valor siempre oscilará alrededor del 36% indicando que se encuentra al final de su periodo de vida útil, situación que no se está presentando para el sistema evaluado.

El estudio de independencia de un sistema obedece a la disposición de sus subordinados. La probabilidad final de un sistema siempre será el producto de las probabilidades de los componentes, sin embargo, ésta será de éxito o fallo dependiendo del arreglo en el que se encuentren los subsistemas (éxito para arreglos en serie, fracaso para arreglos en paralelo).

Para determinar Mantenibilidad de un equipo es necesario establecer cuál es el tiempo máximo permisible para una reparación, es decir, cuánto tiempo debe durar una operación de reparación para ser considerada efectiva y no evaluarlo con el tiempo de análisis.

Para el cálculo de los indicadores de confiabilidad es necesario registrar y mantener actualizado el cambio de estado de los equipos de los sistemas caracterizados en la herramienta de gestión del mantenimiento Ellipse, y de esta manera facilitar el seguimiento al desempeño de los componentes de los activos a lo largo de su vida útil. Adicionalmente, estas actividades ayudarán al control del costo del ciclo de vida del activo y a través de ello, considerar el posible cambio del activo de acuerdo a los parámetros de confiabilidad y costos.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ecopetrol S.A. Qué Hacemos [Página de Internet]  
<http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=30&conID=37994> [Consulta:  
Diciembre 2010].
- [2] Ecopetrol S.A. Perspectiva Histórica [Página de Internet]  
<http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=32&conID=36271> [Consulta:  
Diciembre 2010].
- [3] Ecopetrol S.A. Misión y Visión [Página de Internet]  
<http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=265&conID=38366> [Consulta:  
Diciembre 2010].
- [4] Ecopetrol S.A. Catálogo de Productos [Página de Internet]  
<http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=210&conID=37441> [Consulta:  
Diciembre 2010].
- [5] Ecopetrol S.A. Organigrama [Página de Internet]  
<http://iris/contenido/contenido.aspx?catID=278&conID=48123&pagID=145362>  
[Consulta: Diciembre 2010].
- [6] Ecopetrol S.A. Coordinación de Control y Electrónica [Página de Internet]  
[http://iris.red.ecopetrol.com.co/contenido/contenido.aspx?catID=975&conID=48809  
&pagID=143201](http://iris.red.ecopetrol.com.co/contenido/contenido.aspx?catID=975&conID=48809&pagID=143201) [Consulta: Diciembre 2010].
- [7] FERRARI, Juan Pablo. Monografía sobre Sistemas de Control Distribuido: Electiva Sistemas Distribuidos. Bogotá, 2005, 32 h. (Universidad Nacional de Rosario, Escuela de Ingeniería Electrónica).
- [8] ECOPETROL S.A. TRISTANCHO, Miguel Ángel. Introducción al DCS Honeywell Planta de Aromáticos – PPQ [Documento Digital]. Información suministrada por ECOPETROL S.A. Barrancabermeja, 2010.
- [9] HONEYWELL. Knowledge Builder: Performance Support Tools. [Software de Aplicaciones] Información suministrada por ECOPETROL S.A. Barrancabermeja, 2010.
- [10] HONEYWELL. PlantScape: Chassis – Series A I/O Specification and Technical Data PS03-232. Release 320 Revision Date: 8/11/2000. Version 0.1 [Documento Digital].

- [11] HONEYWELL. Fault Tolerant Ethernet (FTE): Specification and Technical Data PS03-850. Release 100. Revision Date: 29 August 2002. Document version 1.3 [Documento Digital].
- [12] HONEYWELL. Experion PKS: CEE-based Controller, Specifications and Technical Data EP03-300-200. Release 200. Revision Date: December 2003. Version 1.0 [Documento Digital].
- [13] HONEYWELL. TPS Process Manager I/O, Specification and Technical Data IO03-600. Release 600. 12/99 [Documento Digital].
- [14] HONEYWELL. Experion Process Knowledge System (PKS): Experion Platform, Process Manager I/O (PMIO), Specifications and Technical Data EP03-430-210. Release 210. Revision Date: September, 2004. Version 1.0 [Documento Digital].
- [15] HONEYWELL. PlantScape: Process System and Controller, Specification and Technical Data PS03-132. Release 320. Revision Date: 27 October 2000. Version 1.0 [Documento Digital].
- [16] Honeywell Experion PKS Fault Tolerant Ethernet [Página de Internet] <http://hpsweb.honeywell.com/Cultures/enUS/Products/Systems/ExperionPKS/FaultTolerantEthernet/default.htm> [Consulta: Abril 2011].
- [17] MOSQUERA C, Genaro. RIVERO O, José de Jesús. SALOMÓN L, Jesús. VALHUERDI D, Conrado. TORRES V, Antonio. PERDOMO O, Manuel. DISPONIBILIDAD Y CONFIABILIDAD DE SISTEMAS INDUSTRIALES [Documento Digital]. Centro de Altos Estudios Gerenciales ISID. Caracas, Venezuela, 1995.
- [18] CREUS, Antonio y SÁNCHEZ, Francisco. CURSO DE CONFIABILIDAD / ECOPETROL. 14 DE Diciembre de 2009. Información suministrada por ECOPETROL S.A. Barrancabermeja, 2010.
- [19] REYES A, Primitivo. CONFIABILIDAD Y MANTENABILIDAD [Documento Digital]. GNCM World Class Competitiveness.1998.
- [20] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. Petroleum and natural gas industries: Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment. Suiza: ISO, 1999. 14 h. (ISO 14224)