



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL  
ESTADO DE MORELOS

**Universidad Autónoma del Estado de Morelos**

---

---

Facultad de Ciencias Químicas e Ingeniería

**“DESAFÍOS EN LA CONFIABILIDAD Y PRODUCCIÓN  
DEL PETRÓLEO DE LA INDUSTRIA EN MÉXICO”**

**TESIS**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERIA INDUSTRIAL**

PRESENTA

**ING. LUIS IVAN RUIZ FLORES**

DIRECTOR DE TESIS

**DRA. JESÚS DEL CARMEN PERALTA ABARCA**



Facultad de Ciencias  
Químicas e Ingeniería

**CUERNAVACA, MORELOS**

**MARZO, 2020**



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS



Facultad de Ciencias Químicas e Ingeniería

**FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS e INGENIERÍA**  
Programas educativos de calidad reconocidos por CIEES, CACEI y CONACYT  
SGC certificado en la norma ISO 9001:2015

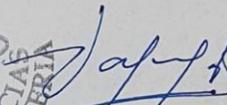
FORMATO T-2  
NOMBRAMIENTO DE COMISIÓN REVISORA  
Y DICTAMEN DE REVISIÓN

Cuernavaca, Mor., a 11 de marzo de 2020.

**DRA. VIRIDIANA AYDEÉ LEÓN HERNÁNDEZ**  
**DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS**  
**DRA. JESÚS DEL CARMEN PERALTA ABARCA**  
**MTRA. ELIZABETH MILLAN BENITEZ**  
**DR. JOSÉ GERARDO VERA DIMAS**  
**PROFESORES DE LA FCQEI**  
**P R E S E N T E**

Por este conducto, me permito informarle que ha sido asignado como integrante de la Comisión Revisora de la tesis que presenta el Ing. Luis Iván Ruiz Flores titulada: "DESAFÍOS EN LA CONFIABILIDAD Y PRODUCCIÓN DEL PETRÓLEO DE LA INDUSTRIA EN MÉXICO" realizada bajo la dirección de la DRA. JESÚS DEL CARMEN PERALTA ABARCA en el Programa Educativo de Maestría en Ingeniería Industrial. Agradezco su valiosa participación en esta Comisión y quedo a sus órdenes para cualquier aclaración o duda al respecto.

ATENTAMENTE  
*Por una humanidad culta*

  
**DRA. VIRIDIANA AYDEÉ LEÓN HERNÁNDEZ**  
**DIRECTORA**

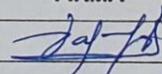
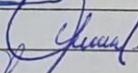
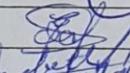
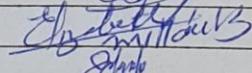
**D I C T A M E N**

**DRA. VIRIDIANA AYDEÉ LEÓN HERNÁNDEZ**  
**DIRECTORA DE LA FCQEI**

**P R E S E N T E**

En respuesta a su amable solicitud para formar parte de la Comisión Revisora de la tesis mencionada y una vez realizada la revisión correspondiente, me permito informarle que mi VOTO es:..

**D I C T A M E N**

NOMBRE	VOTO	FIRMA
Dra. Viridiana Aydeé León Hernández	Aprobatorio	
Dr. Luis Cisneros Villalobos	APROBATORIO	
Dra. Jesús del Carmen Peralta Abarca	Aprobatorio	
Mtra. Elizabeth Millan Benitez	Aprobatorio	
Dr. José Gerardo Vera Dimas	Aprobatorio	

Dedico esta tesis a:

Mi Madre Emma:

Por la superación y perseverancia en buscar un bienestar de mi persona  
mientras pude convivir con ella en los años de mi infancia.

Mis Abuelos Guadalupe y Ezequiel:

Por el apoyo en mi juventud ante la adversidad que me agobiaba,  
facilitándome las herramientas que tuvieron a su alcance mientras vivieron.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a la Universidad Autónoma del Estado de Morelos, que me permitió culminar un ciclo que inicie en 2003 y termine en 2004, colaborando diversas autoridades, profesores y departamentos que han sufrido los estragos de los tramites de academia y que han impedido una evolución bidireccional humana y justa para la casa de estudios de la cual me permitió cumplir una meta en esos dos años.

Gracias a mis profesores que en su momento permitieron contribuir en mi formación del área industrial, algunos que ya partieron de esta vida, siempre recordaré sus valiosos consejos, observaciones y discusiones técnicas constructivas, que permitieron mantener la fe en que los ciclos se deben cumplir.

Agradezco a mi asesora la Dra. Jesús del Carmen Peralta Abarca, mi co-asesora la M. I. Elizabeth Millán Benitez, a la Dra. Viridiana Ayde León Hernández, a la Dra. María del Carmen Torres Salazar y a el Dr. Luis Cisneros Villalobos, por sus atinadas observaciones en conjunto que permitieron mejorar este trabajo de tesis.

Agradezco a mis profesores de la selección de estudios universitarios de la Maestría en Ingeniería Industrial de la Universidad Autónoma del Estado de Morelos, por compartir sus conocimientos y experiencias conmigo y a mis compañeros durante la realización de mi preparación profesional.

---

## RESUMEN

La Industria Petrolera en México, es representada por Petróleos Mexicanos (PEMEX) que procesa en su eje principal el crudo o petróleo, mismo que permite al país contribuir en su desarrollo interno y de negocios internacionales. En los últimos 20 años, ha sido modificada su estructura organizacional, que en consecuencia le ha mermado la eficiencia en poder mantener una confiabilidad en su producción de más de 50 derivados del petróleo. Durante estas 2 décadas, han intervenido a la Paraestatal o lo que de aquí en adelante denominaré la Industria Nacional Petrolera (INP) su proyección en un *Plan Nacional de Desarrollo* que ha sido modificado por 4 Sexenios de Gobierno, mismos que han permitido cambiar rumbos técnicos, económicos, inversiones y actualización del sistema industrial de PEMEX.

Hoy en día, la INP, ha tenido que producir con diferentes rumbos y objetivos de 4 sexenios como sigue: a) Sexenio que inició en el año 2000: una actualización del sistema industrial en su equipo primario, b) Sexenio que inició en el año 2006: una posible reconfiguración de la infraestructura eléctrica, c) Sexenio que inició en el año 2012: omitir la inversión de actualizar y reconfigurar por una Reforma Energética enfocada en las energías renovables, disminuyendo el proceso de los productos derivados nacionales y d) Sexenio que inició en el año 2018: impulsar la producción del petróleo de manera interna para promover la inversión en instalaciones actuales, más la construcción de 1 nueva refinería. La consecuencia de las proyecciones de estos 4 (cuatro) sexenios, han permitido visualizar de manera social, industrial y de inversión externa la consecuencia del déficit energético industrial para autoconsumo de las gasolinas dentro del territorio nacional, dejando a los usuarios finales de la

---

industria del petróleo, coordinadores y diseñadores de los proyectos de modernización, *la toma de decisiones* adecuada en una situación que pueda concretar eficazmente lo que requiere el país en sentido urgente que es la: *confiabilidad y producción del petróleo en México con su propia infraestructura*.

Desde la puesta en servicio en los años 70's de los sistemas modernos en ese entonces de la INP para aportar a una independencia extranjera y consolidar la soberanía de la propia paraestatal PEMEX, el país sufrió una serie de cambios en el organigrama de los operadores de cada planta industrial, ya que para los años 80's no se invirtió significativamente en la infraestructura industrial del proceso. Lo anterior, hizo una dependencia en continuar utilizando la infraestructura por más de 3 décadas que generó una serie de fallas abruptas acumuladas mostrando una interrupción que se denomina "*Índice de paros no programados*", afectando la producción nacional y el incremento en la demanda de los energéticos de la INP del exterior.

En los años 90's, por ejemplo, la producción creció de 50 MW en promedio un 40% de procesamiento de Gasolinas adicional, por ejemplo. De aquí que el objetivo de la tesis para no invadir un tema amplio o que se enfoque en una gran cantidad de datos, me referiré en este trabajo a la Industria Nacional de Refinación (INR) que cuenta con 6 (seis) refinerías del país desde inicios de los años 80's y que a inicios del año 2000 se vislumbró algo que era inexorable que era el *crecimiento de la demanda* al orden de procesamiento dentro de cada refinería en promedio de más de 75 MW de proceso.

---

La INR tomo un giro abrupto en cuanto se percató que mientras la demanda de productos petrolíferos como la Gasolina en México, también se sumaban las cifras de demanda global por países consumidores de petróleo, al no contar con la producción suficiente en inicios del año 2000.

Desde entonces, PEMEX con inmejorables esfuerzos emprendió un camino a poder realizar ejes dirigidos a varias necesidades que centraré este trabajo de tesis:

- i) intentar abastecer la demanda de gasolina nacional,
- ii) cumplir la normatividad internacional de reducción de los gases de efecto invernadero,
- iii) implementar la sustentabilidad energética con optimizar el proceso petrolífero en el contenido de azufre en cada producto,
- iv) invertir en la infraestructura del proceso de manufactura para regularizar las 2 décadas que no tuvieron oportunidad de optimizar sus sistema eléctrico y
- v) continuar contribuyendo como un pilar en las cifras del Producto Interno Bruto (PIB) que permitiese un crecimiento económico.

El propósito de esta tesis es indicar una oportunidad de mejora y comprensión a la sociedad mexicana que permita impulsar la toma de decisiones adecuada ante un cambio inminente en el país por un crecimiento exponencial en un desafío de 6 años y que es muy posible no alcanzará a culminarse para el año 2024.

El presente trabajo describe la metodología, esquematización y propuesta literaria que proporcione una asertiva toma de decisiones con base en la inversión interna, la transición energética y resolución de áreas de oportunidad existentes.

La tendencia de esta tesis es contribuir a largo plazo a la confiabilidad operacional del sistema industrial de la INR y en poder aportar en los diseños

---

industriales enfocados en el sistema de energía que podría beneficiar en otros países aprendiendo de las optimizaciones de estas 5 décadas en México para su sistema industrial desde su implementación.

Para cumplir dicho objetivo, se propone aportar con literatura publicada en estas últimas 2 décadas, que proporcionará una guía de sinergia a los diseños de los sistemas industriales similares, la presente tesis formaría parte de un resumen de diversos artículos técnicos, conferencias impartidas y tutoriales técnicos que se enfocan en el desafío industrial de la INP.

Por último, el esfuerzo del trabajo de tesis será recompensado con el escudriñamiento en el estudio de las tendencias y tecnologías actuales, para determinar con mayor exactitud el basamento teórico de las nuevas tendencias energéticas a desarrollar en los temas de ingeniería industrial, eléctrica y sistemas eléctricos del país.

---

## ABSTRACT

The Petroleum Industry in Mexico is represented by Petróleos Mexicanos (PEMEX), which processes crude or oil on its main axis, which allows the country to contribute to its internal development and international business. In the last 20 years, its organizational structure has been modified, which has consequently reduced its efficiency in maintaining a reliability in its production of more than 50 petroleum products. During these 2 decades, they have intervened at the Parastatal or what I will hereinafter call the National Petroleum Industry (INP) their projection in a National Development Plan that has been modified by 4 Government Periods, which have allowed changing technical directions, economic, investments and updating of the industrial system of PEMEX.

Today, the INP, has had to produce with different directions and objectives of 4 periods as follows: a) Period that began in 2000: an update of the industrial system in its primary equipment, b) Period that began in 2006: a possible reconfiguration of the electrical infrastructure, c) Period that began in 2012: omit the investment to update and reconfigure for an Energy Reform focused on renewable energies, reducing the process of national derivative products and d) Period that began in the year 2018: boost oil production internally to promote investment in current facilities, plus the construction of 1 new refinery. The consequence of the projections of these 4 (four) six-year periods, have allowed to visualize in a social, industrial and external investment way the consequence of the industrial energy deficit for self-consumption of gasoline within the national territory, leaving the final users of the industry of the oil, coordinators and designers of modernization projects, the appropriate decision-making in a situation that can effectively specify what the country requires in an urgent sense that is: reliability and production of oil in Mexico with its own infrastructure.

Since the commissioning of the modern systems at the time of the INP in the 1970s to contribute to a foreign independence and consolidate the sovereignty of the PEMEX parastatal itself, the country underwent a series of changes in the organizational chart of the operators of each industrial plant, since by the 80's there was not significant investment in the industrial infrastructure of the process. The above, made a dependence on continuing to use the infrastructure for more than 3 decades that generated a series of accumulated abrupt failures showing an interruption called "*Index of unscheduled shutdowns*", affecting national production and the increase in demand for energy of the INP abroad.

In the 90's, for example, production grew by an average of 50 MW by an additional 40% of Gasoline processing, for example. Hence, the objective of the thesis not to invade a broad topic or focus on a large amount of data, I will refer in this work to the National Refining Industry (INR) that has 6 (six) refineries in the country since The beginning of the 80's and at the beginning of the year 2000 something that was inexorable that was the growth of the demand to the order of processing within each refinery on average of more than 75 MW of process.

The INR took an abrupt turn as soon as it was noticed that while the demand for petroleum products such as Gasoline in Mexico, global demand figures for oil-

---

consuming countries were also added, as there was insufficient production at the beginning of the year 2000.

Since then, PEMEX with unimprovable efforts undertook a path to be able to carry out axes directed to several needs that I will focus on this thesis work: i) try to supply the demand for national gasoline, ii) comply with the international regulations for reducing greenhouse gases, iii) implement energy sustainability with optimizing the oil process in the sulfur content in each product, iv) invest in the manufacturing process infrastructure to regularize the 2 decades that had no opportunity to optimize and v) continue contributing as a pillar in the Gross Domestic Product (GDP) figures that allowed economic growth.

The purpose of this thesis is to indicate an opportunity for improvement and understanding for Mexican society that allows for the promotion of adequate decision-making in the face of an imminent change in the country due to an exponential growth in a 6-year challenge and which is very possible will not reach culminate by the year 2024.

This paper describes the methodology, schematization and literary proposal that provides an assertive decision making based on internal investment, energy transition and resolution of existing areas of opportunity.

The tendency of this thesis is to contribute in the long term to the operational reliability of the industrial system of the INR and to be able to contribute in the industrial designs focused on the energy system that could benefit in other countries learning from the optimizations of these 5 decades in Mexico for its industrial system since its implementation.

To meet this objective, it is proposed to contribute with literature published in these last 2 decades, which will provide a synergy guide to the designs of similar industrial systems, this thesis would be part of a summary of various technical articles, lectures and technical tutorials that focus on the industrial challenge of the INP.

Finally, the effort of my thesis work will be rewarded with scrutiny in the study of current trends and technologies, to more accurately determine the theoretical basis of the new energy trends to be developed in the areas of industrial, electrical engineering and power systems of the country.

---

# CONTENIDO

RESUMEN .....	i
ABSTRACT .....	iii
CONTENIDO.....	iv
LISTA DE FIGURAS.....	93
LISTA DE TABLAS .....	95
GLOSARIO DE TESIS.....	96
TERMINOLOGÍA .....	99

## **CAPITULO I    MARCO CONTEXTUAL**

1.1	Introducción .....	6
1.2	Antecedentes.....	8
1.3	Planteamiento del problema.....	8
1.4	Hipòtesis .....	12
1.5	Objetivo general.....	12
1.6	Objetivos específicos .....	12
1.7	Justificaciòn .....	13
1.8	Alcances del trabajo.....	14
1.9	Organizaciòn de la tesis.....	14

## **CAPITULO II    Marco Teórico: Antología de problemas existentes**

2.1	Antología de problemas existentes .....	16
2.1.1	Situaciòn de México a favor del cambio climático .....	16
2.1.2	Situaciòn de México con el país vecino del Norte .....	16
2.1.3	Situaciòn de México acorde al período Kyoto-TLC: Normatividad aplicable.....	17
2.1.4	Situaciòn de México dentro de PEMEX para cumplimiento de GHG, Kyoto y NOM .....	17
2.1.5	Situaciòn de México referido al desabasto petrolífero .....	19
2.1.6	Situaciòn de México con la INR .....	22
2.1.7	Situaciòn energética de producciòn: Proyecto de Calidad de Combustibles .....	31

## **CAPITULO III    Proyectos planteados de planificaciòn**

3.1	Áreas de oportunidad no son una ficciòn de ingeniería.....	34
3.2	Conceptualizaciòn de ingeniería planeada:.....	35

---

3.3	Reconfiguración con proyectos en paralelo dentro de la INR .....	40
3.4	Alternativas para el proceso industrial típico .....	42
3.5	Reconfiguración complementaria para la INR .....	46
3.6	Solución paralela para dar continuidad a los proyectos P. ....	49
3.7	Sistema eléctrico planteado a futuro .....	52

## **CAPITULO IV Recomendaciones para superar los desafíos de confiabilidad operacional y producción del petróleo en refinación de México**

4.1	Recomendaciones en general.....	58
4.2	Recomendaciones para el personal operativo .....	59
4.3	Recomendaciones para las instalaciones industriales .....	60
4.4	Recomendaciones para la Confiabilidad Operacional .....	67

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Conclusiones.....	78
Recomendaciones .....	82

<b>BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS .....</b>	<b>83</b>
---	-----------

### **Anexo Técnico 1 Conceptualización de los activos de un SEP**

A.1	Interpretación de diagramas unifilares. ....	87
A.2	Conceptualización de un sistema eléctrico de potencia (SEP) y equipos eléctricos instalados en la industria de refinación del petróleo.....	88

# CAPITULO



## MARCO CONTEXTUAL

---

### 1.1 Introducción

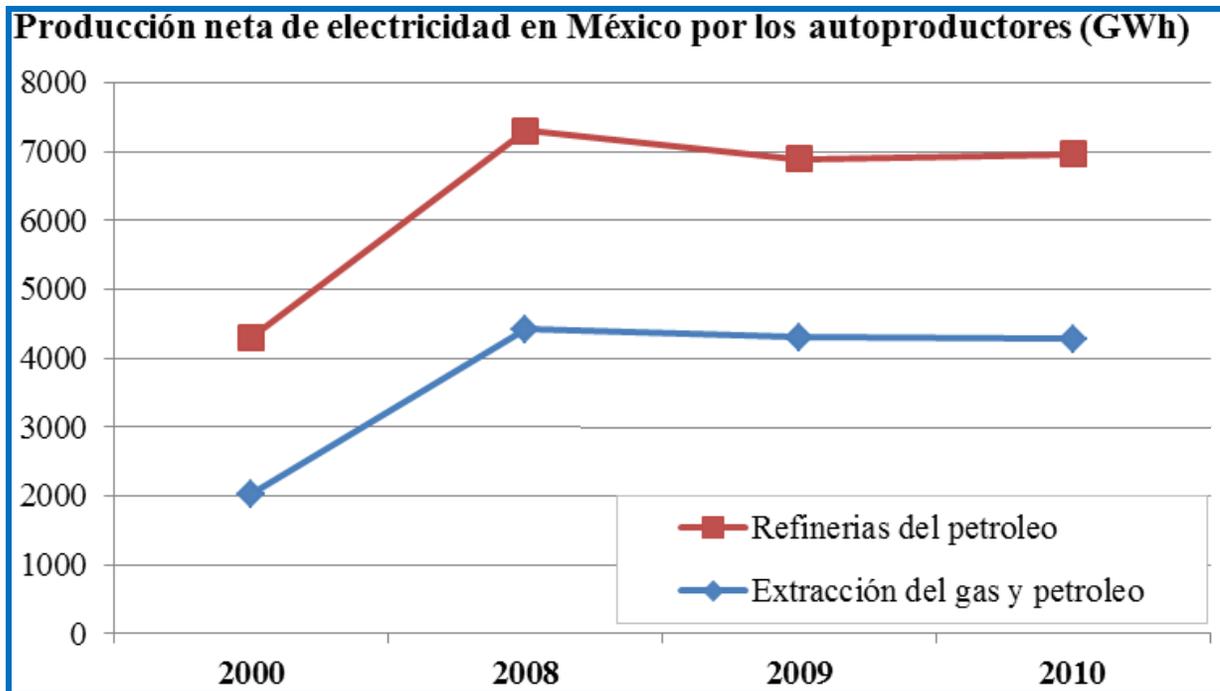
A inicios del año 2000, en la Industria Nacional de Refinación (INR) existió una tendencia a planear proyectos que mejorarán las condiciones operativas de producción en la demanda de combustibles [1]. Existía un vector financiero programado de más de 200 millones de dólares en proyectos que tenían un beneficio directo a la INR, con esquemas establecidos que permitiesen una condición operativa para los futuros sistemas eléctricos de distribución y su implementación en condiciones optimas

En contraste, y para entonces el sistema industrial de la INR ya tenía un déficit de energía actual del orden de 20 MW promedio en cada refinería que implicaba integrar más servicios de energía, aire, agua y vapor [2]. Dicho déficit requirió realizar proyectos de ingeniería desde principios del año 2000 para: a) la elaboración de la ingeniería conceptual para los sistemas eléctricos, b) los estudios de factibilidad técnica-económica [3], c) las especificaciones de equipo eléctrico, d) las bases de usuario, e) las bases de licitación y f) los análisis de los sistemas eléctricos de potencia para implementar soluciones específicas del equipo eléctrico, mecánico y de control [4].

Los esfuerzos de estas programaciones en inversión se encontraban enfocados a la **confiabilidad** del Sistema Nacional de Refinación. Sin embargo, la frecuencia de paros no programados en las refinerías supera los estándares internacionales [5]. Lo anterior, implica que se reduzca el procesamiento del crudo y se aumente la importación durante las contingencias que se presentan con las fallas en el sistema eléctrico de potencia, por ejemplo.

La demanda energética de gasolina en México se abastecía con seis refinerías de Pemex que contaba con una filial denominada *Pemex Refinación* (hasta diciembre de 2012) que ofrecía una capacidad de procesamiento combinado de hasta 1.54 millones de barriles diarios (b/d), por ejemplo se procesaban en: Salina Cruz, Oaxaca (330,000 b/d); Tula, Hidalgo (315,000 b/d); Cadereyta, Nuevo León (275,000b/d); Salamanca, Guanajuato (245,000b/d); Minatitlán, Veracruz (185,000b/d) y Ciudad Madero, Tamaulipas (190,000b/d). Sin embargo, la realidad es que por capacidad operativa por cuellos de botella solo procesaban alrededor de 1.35 millones de barriles diarios.

Por el otro lado, dicha demanda energética la paraestatal Pemex autogeneraba su propia energía para procesar sus combustibles, desde la extracción hasta la refinación y la autogeneración de energía alcanza en estos últimos años del orden de 7000 GWh como se muestra en la **Figura 1**.



**Figura 1.** Producción de energía por parte de la Paraestatal Pemex en México en la primera década del siglo XX para autoconsumo [6].

Es por tanto necesario, mencionar que por un lado se tenía una demanda energética actual en procesamiento en México y por el otro existía ya un déficit de energía para el procesamiento dentro de cada refinería. Asimismo, existía la necesidad de modernizar los sistemas eléctricos con planeación y vector financiero, y por el otro ya se presentaban paros no programados que dependían de diversos factores de ese periodo, así como, criterios para la operación de los sistemas eléctricos mencionados en [7].

En esta tesis, se presenta las experiencias y realidades que durante 20 años se ha buscado para brindar confiabilidad a la INR, con la aportación y colaboración del presente trabajo de tesis en los diseños de ingeniería eléctrica, procesos industriales y mejora continua para el desarrollo de ingeniería y las soluciones particulares para cada refinería; así como la colaboración entre especialistas de diferentes disciplinas de la denominada filial Pemex Refinación y, las realidades de proyectos aun no ejecutados e implementados en su totalidad para dicho periodo.

## 1.2 Antecedentes

En el año 2012 cuando inició el 3er Sexenio indicado en el resumen, la filial Pemex Refinación, se encontraba en la posición número 13 del ranking mundial por capacidad de procesamiento de gasolina como se muestra en la **Tabla 1**; tenía una capacidad bruta aproximada de 1,703 en miles de b/d calendario, por debajo de Petróleo Brasileiro SA (Petrobras) que ocupa el número 12 en la lista según [8].

El objetivo de la filial Pemex Refinación era suministrar con calidad, oportunidad y eficiencia los productos petrolíferos de la INR en México que consiste en seis refinerías localizadas en: Cadereyta, Nuevo León (HRLS); Cd. Madero, Tamaulipas (FIM); Tula, Hidalgo (MHI); Salamanca, Guanajuato (AMA); Minatitlán, Veracruz (LC) y Salina Cruz, Oaxaca (ADJ).

**Tabla 1. Capacidad bruta de las refinerías más grandes del mundo (año 2012)**

Posición por capacidad	Empresa	Capacidad bruta, miles de barriles por día calendario
1.	Exxon Mobil Corporation®	5,783
2.	Royal Dutch / Shell (Países Bajos) ®	4,509
3.	Sinopec (China) ®	3,971
4.	BP (Reino Unido) ®	3,325
5.	ConocoPhillips®	2,778
6.	Chevron Corp. ®	2,756
7.	Petróleos de Venezuela.SA (Venezuela) ®	2,678
8.	Valero Energy Corporation®	2,616
9.	China National Petroleum Company (China) ®	2,615
10.	Total (Francia)®	2,451
11.	Saudi Arabian Oil Company (Arabia Saudita) ®	2,433
12.	Petroleo Brasileiro SA (Brasil)®	1,997
13.	Petróleos Mexicanos (México)®	1,703
14.	Flint Hills Resources	816

Fuente: [7]

La finalidad de este trabajo es describir la antología, esquematización y propuesta literaria que proporcione una asertiva toma de decisiones con base en la inversión interna, la transición energética y resolución de áreas de oportunidad existentes.

## 1.3 Planteamiento del problema

La INR cuenta con refinerías que tienen más de 35 años de operación; es decir, que si se enfoca el tema de este trabajo en **confiabilidad y producción** dependerá de factores de desempeño clave para poder superar desafíos de más de 5 décadas de sistemas industriales operando en las 6 (seis) refinerías, así como de las inversiones para preservar la seguridad operativa e integral de las plantas de proceso. Entonces, la modernización del sistema industrial era inminente en el año 2000 que tenían ya operando cerca de 25 años en promedio.

## Capítulo II

Por lo anterior, se presentan en la **Tabla 2**, las áreas de oportunidad en 3 bloques: a) problemas existentes, b) problemas de planificación y ejecución y c) riesgo de déficit energético. Ahora bien, para mayor comprensión, a continuación, se definen las causas de las áreas de oportunidad necesarias resolver la producción del petróleo de la industria en México:

**Tabla 2. Planteamiento del Problema en la Industria Petrolera de Refinación en México**

<b>Problemas existentes (hasta el año 2000)</b>	<b>Problemas de planificación y ejecución (hasta el año 2012)</b>	<b>Riesgo de déficit energético (hasta el año 2018)</b>
Equipos primarios obsoletos	Decisión de planificación en 2 sexenios de Gobierno	Importación de gasolinas
No existe refaccionamiento industrial	Departamentos internos de Pemex Refinación involucrados	Cumplimiento de normatividad nacional para gasolinas con bajo contenido de azufre
Desventaja tecnológica en sistemas de protecciones	Presupuestos económicos limitados por las leyes gubernamentales con cambios del Sistema de Administración Tributaria	Ausencia de inversión en el sistema de generación propia
Aislamientos envejecidos de equipo eléctrico	Plan Nacional de Desarrollo en 2 sexenios para suministro confiable	Ausencia de inversión en el mantenimiento de equipo primario
Limitación en transmisión de energía	Altos costos de operación y baja capacidad de ejecución	Proyectos detenidos para modernizar la infraestructura de la INR
Capacidad limitada en el sistema de distribución	Filosofía de Prevención a través del diseño	Enfoque de sustentabilidad energética para la Reforma Energética y omisión del Transición Energética en la INR
Índice de Paros No Programados por encima del promedio	Ejecución de Mantenimiento de Activos Basados en Confiabilidad	Implementación de Leyes Energéticas industriales con un enfoque en energías renovables que omiten inversión en tecnología para su conexión paulatina
Fallas recurrentes por falta de mantenimiento eléctrico	Cumplimiento del Protocolo de Kyoto firmado por México en los años 90's	Tecnología de punta con altos costos para integrar un esquema de más impuestos tributarios en el Sector Energético

Desde el año 2000 se proyectaban esfuerzos en los esquemas industriales más convenientes basados en la toma de decisiones de la experiencia de los especialistas en proyectos similares según [9]. La toma de decisiones por parte de Pemex en ese entonces se encontraba involucrados un gran número de

especialistas de diferentes departamentos dentro de la Paraestatal, tales como: la Gerencia de Análisis de Inversión y Gasto Operativo (GAIGO); la Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos (DCIDP), la Dirección Corporativa de Operaciones (DCO), la Gerencia de Ingeniería de Procesos (GIP) y los usuarios locales de cada refinería en el país o lo que se denomina la INR.

En consecuencia, tal vez el postergar la ejecución y planificación de los proyectos que se buscaba en una proyección de 1 (una) década pretendía cumplir el enunciado del Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012, que establece: “Asegurar un suministro confiable, de calidad y a precio competitivo de los insumos energéticos que demanden los consumidores”.

En contraste, se fueron presentando factores que influían en no concretar la confiabilidad operacional de los sistemas eléctricos en el SNR, tales como: la falta de recursos de inversión, los altos costos de operación y baja capacidad de ejecución, así como la autonomía e independencia para diseñar estrategias comerciales y mejorar la cadena de distribución de gasolinas.

Para cumplir con los requerimientos técnicos normativos vigentes mediante la actualización tecnológica, mejora sustancial de eficiencia, cubrir la demanda, confiabilidad operativa y el incremento de producción, ya que para la INR pudiera preservar la seguridad operativa e integral de las plantas de proceso a través de su sistema eléctrico es su mayor prioridad y dar solución a la problemática mencionada en la **Tabla 2** de los sistemas industriales de la INR se plantea los efectos en los desafíos de tres ejes: **el personal, las instalaciones y la confiabilidad operacional** que permita contar con una **producción idónea en el futuro**, según la **Tabla 3**.

**Tabla 3. Efecto de los Desafíos de la Industria Petrolera de Refinación en México**

Condición Ideal para el personal	Condición Ideal de Instalaciones Industriales	Condición ideal para la Confiabilidad Operacional
Filosofía de Prevención a través del Diseño (PtD)	Migrar el nivel de tensión eléctrica del bus de sincronización de cada refinería	Contar con una aplicación real del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) a corto plazo
Utilizar el Equipo de Protección de Personal (EPP) adecuado para transitar en una industria similar	Cumplir con los lineamientos de la normatividad internacional para el tema del factor de seguridad en la capacidad interruptiva de los tableros existentes.	Aplicar el “Mantenimiento de Activos Basado en Confiabilidad” conocido por sus siglas en inglés como RCAM ( <i>Reliability Centered Active Maintenance</i> ) como filosofía en los sistemas industriales de la INR
Actualización en programas de entrenamientos acordes a la normatividad internacional vigente	Gradualmente migrar a las tecnologías mencionadas como las subestaciones aisladas en gas o sistemas híbridos [10,11]	Invertir en un posible laboratorio de pruebas para PEMEX que permita indirectamente una recepción de pruebas en sitio de sus propios equipos primarios y de equipos que en el futuro sean instalados

## Capítulo II

Actualización en entrenamientos de operación de sistemas industriales	Optimizar el flujo de potencia entre el SNR y la red pública que pertenece al SEN. Adaptar los dispositivos de barra simple a doble/triple	Dar seguimiento a una mejora continua con proyectos que en una década están aún sin definirse la fecha de ejecución
Programas de Gestión del Conocimiento para Ingenieros por Jubilarse y transmitir conocimientos a los Seniors	Sustituir en algunos casos transformadores de instrumento para tener una coordinación de protecciones adaptiva.	Diseñar los sistemas del futuro en la INR usando PtD
Promover programas de desmantelamiento de plantas o equipo primario fuera de operación	Implementar nuevos desarrollos tecnológicos y nuevas tecnologías como los señalados en [12, 13].	Cumplir con las recomendaciones de la normatividad internacional aplicable a los análisis de sistemas eléctricos
Promover programas de entrenamiento para verificar pruebas de puesta en marcha en equipo primario	Dar posibilidad que las nuevas cargas y nuevos módulos de generación puedan ser conectados en un futuro a las celdas disponibles del nuevo bus de sincronización, por ejemplo.	Iniciar y concretar un plan de acción para realizar "Análisis de Confiabilidad en cada refinería de la INR"
Implementar programas de concientizar el Aseguramiento de Seguridad en los Procesos	Monitorear y supervisar las instalaciones con tecnología de punta tales como las señaladas en [14]	Transferencia de conocimientos del personal con amplia experiencia para las nuevas generaciones que operaran los sistemas eléctricos en los próximo 30 años
Entrenamiento de soluciones de inteligencia operacional versus inteligencia situacional	Contar con un sistema de monitoreo en tiempo real de las instalaciones industriales que permita, el uso de Funcionalidades de lo que se conoce como "sistema avanzado de administración de la distribución" o conocido como ADMS por sus siglas en inglés ( <i>Advanced Distribution Management System</i> ).	Implementación de la Tecnología ADMS que permite el "Monitoreo, control, gestión y análisis de sistemas eléctricos reales para verificar y validar la operación efectiva del sistema de energía".

Actualmente, la INR y Pemex se encuentra en una etapa de incertidumbre de las problemáticas planteadas en la **Tabla 2**, generando una *inexorable e insípida espera* de poder ejecutar con agilidad los desafíos indicados en la **Tabla 3**.

### 1.4 Hipótesis

La hipótesis estipulada en esta tesis es:

“Para optimizar la confiabilidad operacional y la producción en la industria de refinación del petróleo, se requiere agilidad de tomar decisiones que permitan cumplir desafíos en un periodo que no implique acciones sexenales excluyendo las necesidades emergentes para una operación que vincule la seguridad del personal y de las instalaciones”

#### a) **Variable independiente**

Dentro de la hipótesis estudiada, la variable independiente es el desarrollo de la antología que permita una comprensión técnica y disolver las inquietudes nacionales que merman una paulatina inversión en los problemas reales de confiabilidad operacional y de producción. Asimismo, una clara proyección técnica industrial con un enfoque energético que promueva acciones periódicas en la industria de refinación del petróleo.

#### b) **Variable dependiente**

La variable dependiente para este caso es el cambio sexenal de gobierno que puede ser un contrapeso en la agilidad necesaria específica y asertiva para coadyuvar al esplendor de la Paraestatal Pemex. El Plan Nacional de Desarrollo acotado a un sexenio en 4 anteriores es la muestra y ejemplo de que no se permite una eficiencia en la solución necesaria de una empresa que estuvo en un ranking de las primeras 10 del mundo para producción de derivados del petróleo.

### 1.5 Objetivo general

Utilizar la conceptualización y literatura que ha sido manifiesto de esfuerzos técnicos industriales enfocados en la INR, así como, conceptos significativos que permitan cimentar las bases técnicas que se emplearán en acciones de un posible Plan Nacional de Desarrollo de Pemex y la Transformación Industrial del Petróleo.

### 1.6 Objetivos específicos

- Comprender conceptos de impacto social de los proyectos necesarios
- Obtener los requerimientos funcionales y no funcionales asociados a la confiabilidad operacional y optimizarla a largo plazo
- Especificar un análisis de causas reales en los problemas existentes enfocados en el tema industrial y enfoque energético
- Especificar soluciones posibles de bajo, mediano y alto impacto en inversión

- Utilizar literatura y cifras estadísticas que permitan una mejor comprensión del déficit energético
- Apegar que el desarrollo de una nueva refinería no completa una necesidad de la producción de gasolinas en cifras concretas
- Proponer una guía de acción periódica que permita una mejor comprensión de del desabasto petrolífero
- Proponer una guía de diseño con base en la metodología de “Prevención a través del Diseño (PtD)”.
- Complementar una metodología enfocada en la verdadera ejecución del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC)
- Brindar recomendaciones técnicas industriales y eléctricas que permitan alcanzar las condiciones ideales para el personal, las instalaciones y la confiabilidad operacional

### 1.7 Justificación

La idea es proponer la expectativas y realidades en más de 2 décadas que coadyuve y consolide una toma de decisiones en quienes deseen ejecutar las acciones en un eje transversal que no esté vinculado a un cambio sexenal. Por ello, es necesario integrar una antología de esfuerzos técnicos y recomendaciones que permita, tener un fundamento específico para su realización.

El desarrollo de esta tesis de maestría pretende:

- Proponer las recomendaciones idóneas para cumplir desafíos en la industria de refinación del petróleo
- Identificar y desarrollar nuevas tecnologías que permitan una mejora continua en el desempeño del sistema de energía.
- Respaldar, interpretar y entender el desabasto energético en México; permitiendo agilizar las acciones de una futura actualización los sistemas energéticos específicos de la INR.

### 1.8 Alcances del trabajo

El desarrollo de esta tesis considera la experiencia y una veintena de proyectos industriales para modernizar los sistemas industriales en la INR. Por lo que se pretende:

- Establecer alternativas periódicas que agilicen acciones expeditas.
- Complementar los diseños que en 2 décadas han influenciado en mermar la agilidad de modernización del sistema energético de la INR.
- Aportar con literatura técnica del Sector Energético y establecer el uso de tecnologías con ejemplificaciones de ventajas y desventajas de algunos equipos primarios que pueden integrarse a la red de cada refinería.
- Establecer una comprensión de que la confiabilidad y la producción del petróleo puede cumplir desafíos con la implementación de Tecnología de punta que aporte a la sinergia entre Inteligencia Operacional versus Inteligencia Situacional.

### 1.9 Organización de la tesis

El documento está estructurado por 4 capítulos y 2 anexos técnicos:

#### **Capítulo I. Marco Contextual**

Este capítulo comprende el estado del arte sobre el tema tratado, se presenta la introducción al problema, haciendo una breve explicación en los antecedentes. Se describe la justificación, el objetivo y la organización de esta tesis.

#### **Capítulo II. Marco Teórico: Antología de problemas existentes**

Este capítulo presenta el desarrollo de la antología de problemas en las instalaciones existentes dentro de la industria de refinación del petróleo. Se plantean los conceptos y las definiciones situaciones dentro del INR. Se presentará el enfoque deductivo para fundamentar la perspectiva que se presenta en la tesis.

#### **Capítulo III. Proyectos planteados de planificación**

En este capítulo se plantean las definiciones de proyectos enfocados para cumplir condiciones ideales para el personal operativo, las instalaciones industriales y optimizar la confiabilidad operacional. Se presentan las características, ventajas de algunas tecnologías necesarias dentro de las instalaciones de la INR. Además, se plantea un análisis de confiabilidad que respalda la justificación de la ejecución ágil en México

#### **Capítulo IV. Recomendaciones para superar los desafíos de confiabilidad operacional y producción del petróleo en refinación de México.**

En el capítulo se plantean un enfoque de aportaciones y las recomendaciones para la industria del petróleo. También se presenta un resumen de acciones para México.

### **Conclusiones.**

Esta sección incluye las conclusiones a las que se llega con el desarrollo de esta tesis y se presentan los argumentos que sustentan el cumplimiento del objetivo planteado.

El resultado de este trabajo, son las recomendaciones técnicas inclusivas que permitirá a la industria de refinación del petróleo, contar con una aportación de neutral sin un enfoque sexenal, para que en un futuro se realicen acciones posibles en la INR.

## CAPITULO



## MARCO TEÓRICO: ANTOLOGÍA DE PROBLEMAS EXISTENTES

---

### 2.1 Antología de problemas existentes

#### 2.1.1 Situación de México a favor del cambio climático

Hoy en día, México está comprometido a implantar acciones que conlleven a cumplir con lo establecido en el protocolo de Kyoto de 1997, que indica la reducción de emisiones de los gases de efecto invernadero. Por tanto, la industria del petróleo a nivel mundial tiene la necesidad de disminuir las emisiones contaminantes a la atmósfera provenientes de combustibles como la gasolina y el diesel. Para cumplir con los criterios establecidos, es necesario contar con plantas de proceso adicionales que disminuyan los contenidos de azufre en los productos combustibles de las Refinerías.

México, debía reducir las cifras de emisión de gases de efecto invernadero al 5% entre 2008 y 2012 comparado con las cifras de los años 90's.

#### 2.1.2 Situación de México con el país vecino del Norte

La Industria Nacional de Refinación (INR) en México ha considerado y planteado nuevos esquemas de acción ante el crecimiento de la producción de combustibles con una alta calidad.

Por lo anterior, en México se estableció que ante el tratado de Kyoto era necesario implementar dentro del Proceso del Petróleo una mejora a la Norma Oficial Mexicana (NOM) que se refiera a la calidad de combustibles con las especificaciones citadas con el objeto de disminuir significativamente las emisiones a la atmósfera de los combustibles como la gasolina, el diesel, la turbosina, el gas natural, el combustóleo, gasóleo y gas LP [15].

Por otro lado, el Tratado de Libre Comercio (TLC) con los países vecinos de EE.UU. y Canadá, se contemplaba una importación de vehículos automotor por naturaleza; es decir, que la NOM, también debía contemplar una homologación de gasolinas que permitiese obtener combustibles que dieran funcionalidad para los vehículos importados principalmente de EE.UU.

### 2.1.3 Situación de México acorde al período Kyoto-TLC: Normatividad aplicable

La paraestatal PEMEX desde finales de los años 90's e inicios del año 2000 se vislumbraba una necesaria modificación en la Normatividad Nacional emitida en versión de 1994, ya que la necesidad de disminuir las emisiones de efecto invernadero o lo conocido como *Greenhouse Gas Emissions* por sus siglas en inglés *GHG* obligaría a México a realizar modificaciones en su Normatividad Nacional.

Entonces, la condicionante de reducir el contenido de azufre a cantidades del orden de: a) 30 partes por millón (ppm) para la gasolina Premium® y Magna® y b) 15 ppm para el diesel, por mencionar algunos era referida a la modificación de la Norma NOM-086 emitida entre las Secretarías de: a) de Energía (SENER), b) de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y c) Comercio y Fomento Industrial (SECOFI) que para dicho momento debiese tomar una versión nueva de 1994 acorde a la mejora de los combustibles utilizados y producidos en México desde el punto de vista ambiental.

### 2.1.4 Situación de México dentro de PEMEX para cumplimiento de GHG, Kyoto y NOM

El reto de la primera década dentro de Pemex y derivado de las situaciones anteriormente descritas era lidiar con una planificación que tomará en cuenta la resolución de: a) reducción de GHG, b) cumplir la calidad de gasolinas para vehículos de importación y c) producir gasolinas acordes a la NOM que fuese a implementarse.

La proyección gráfica de dichas situaciones estaba enfocada en las **Figuras 2 y 3** que describen: el crecimiento del parque vehicular y la misión de cumplir la reducción del contenido de azufre en los combustibles.

Ahora bien, aun y cuando la problemática a resolver estaba enfocada a la contribución de México en favor del **cambio climático**, el cumplimiento de regulaciones internacionales y cumplimiento de normatividad nacional, una de las situaciones internas dentro de Pemex es el tipo de esfuerzo técnico por planificar un proyecto de tal magnitud que permitiera concretar la situación de ese entonces de inicios del año 2000.

Para tal labor era inevitable determinar las condiciones actuales de cada refinería en México y determinar un plan enfocado en fases de ejecución; sin embargo, el crecimiento en la oferta y la demanda energética de una refinería típica estaba enfocada en la potencia energética que se procesaba en combustibles desde los años 80s's. En la **Figura 4** por ejemplo se muestra un esquema descriptivo de la proyección en oferta y demanda de 1 (una) refinería en México en 50 años.

## Capítulo II

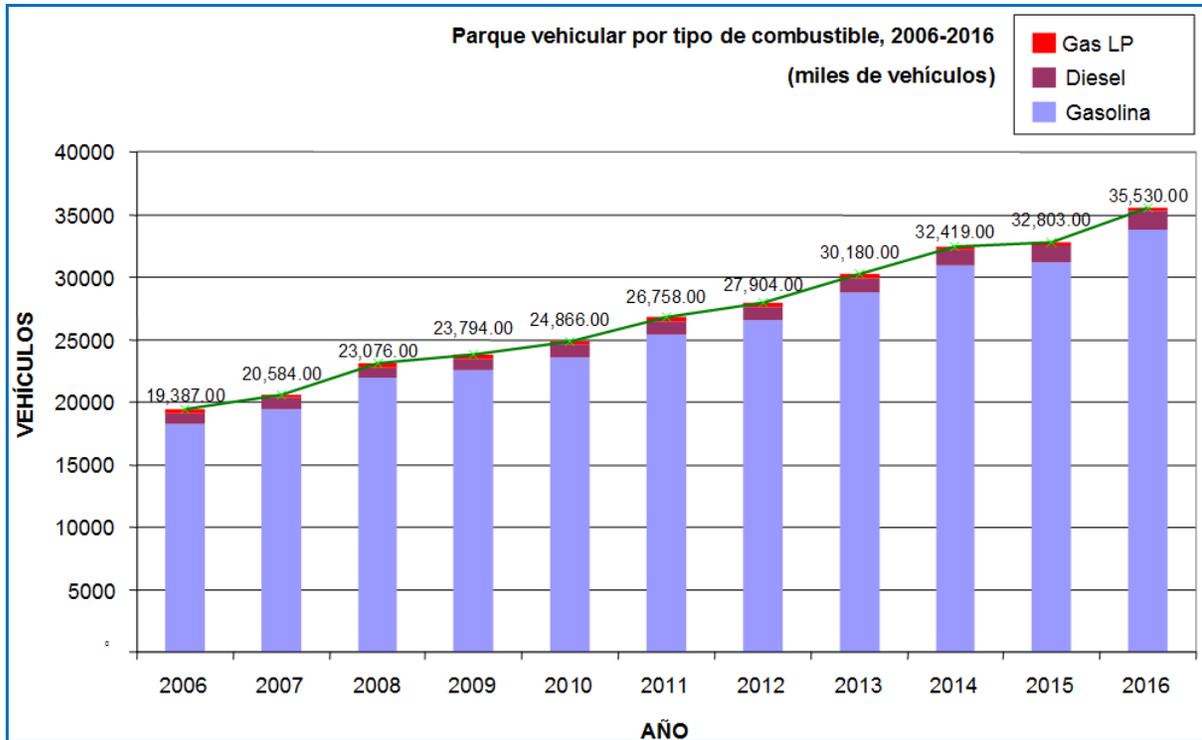


Figura 2. Prospectiva de crecimiento del parque vehicular en México (SENER, 2007-2016) [16].

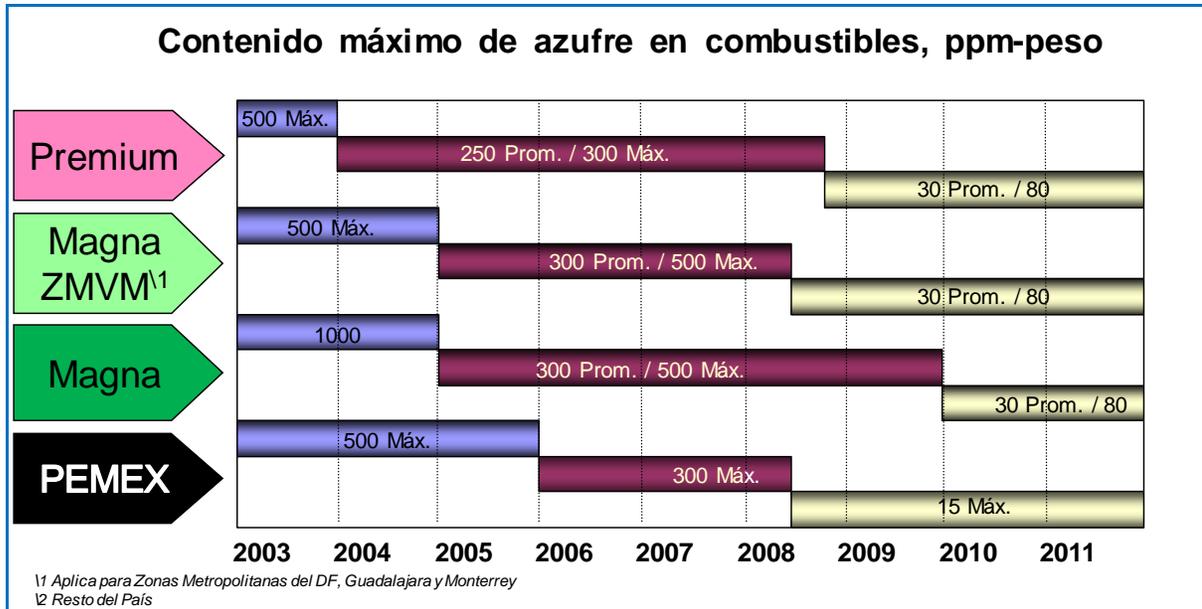


Figura 3. Prospectiva del cambio en la producción de combustibles y su contenido máximo de azufre [16].

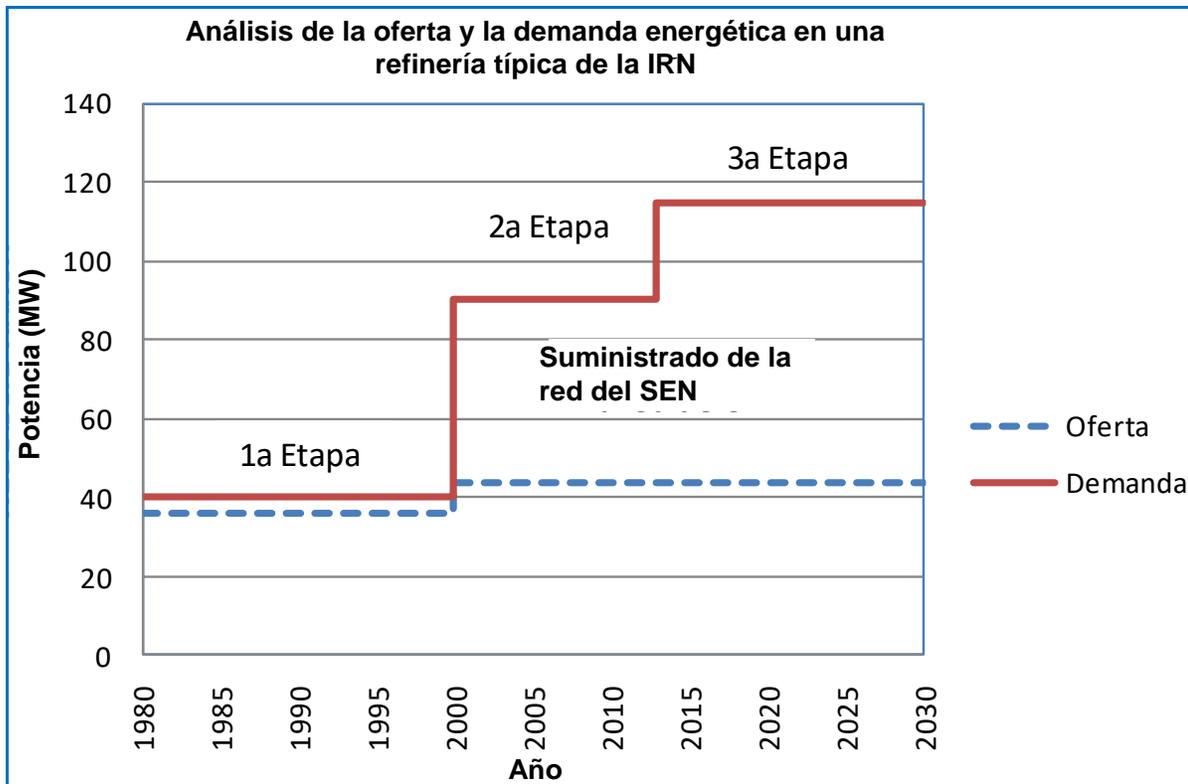


Figura 4. Esquema descriptivo de la oferta y demanda de energía en una refinería en México [17].

Entonces, la situación de inicios del siglo XX traía por naturaleza de la oferta y la demanda una reconfiguración del sistema industrial y el proceso de combustibles. Asimismo, el abasto de petrolíferos de México dependía de una infraestructura acorde al cambio tecnológico y la planificación determinante y la comparación de recurrir a la importación de gasolinas para abastecer la demanda nacional.

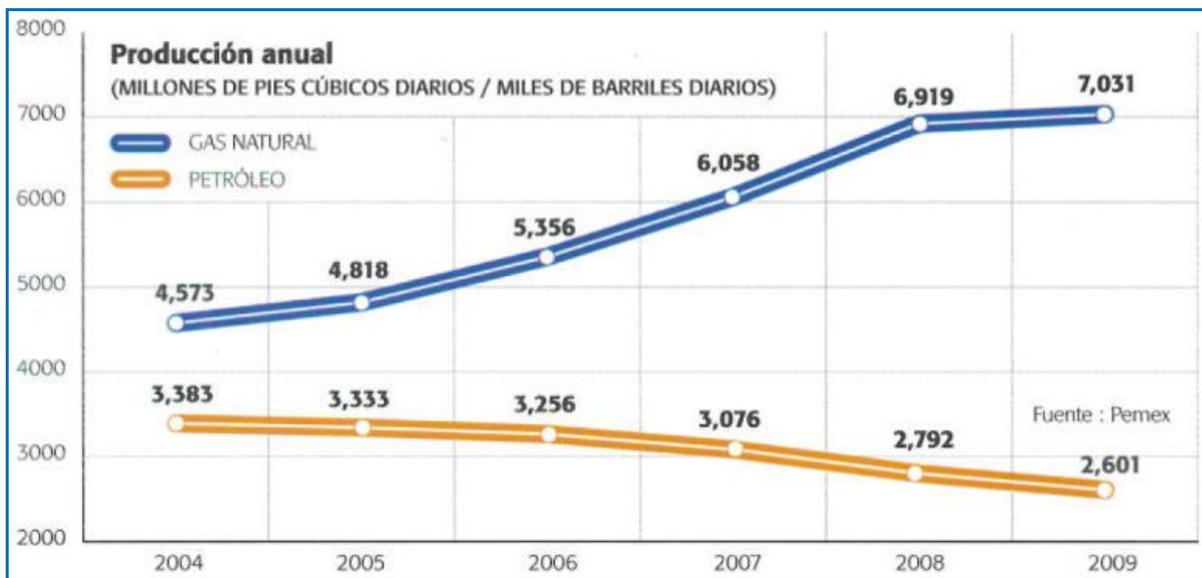
### 2.1.5 Situación de México referido al desabasto petrolífero

Para el año 2006, la Secretaría de Energía que planteó la “**Prospectiva de Petrolíferos a 10 años**”, manifestó que “*el abasto de petrolíferos en el país depende de contar con una infraestructura actual de plantas de proceso de primer nivel y de la ejecución de los proyectos de reconfiguración eléctrica de las refineras*” según lo indicado en [18].

El Sistema Nacional de Refinación, en poco incrementó la producción de destilados y ha sido necesario recurrir a importaciones para abastecer la demanda. Esta situación se agravó al haber permitido la entrada en vigor las nuevas especificaciones de combustibles de bajo azufre, puesto que, como resultado de esto, se ha llegado a que más del 90% del consumo de diesel de ultrabajo azufre y un 70% de la gasolina Premium sean de importación [16].

En la INR, existe una carga promedio del orden de 70 a 100 MW por refinería, que es abastecida con 3 a 6 generadores de turbinas de vapor dependiendo la refinería. Existe un respaldo en el suministro de energía eléctrica con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con acometidas entre 115 o 230 kV. Lo anterior para garantizar la previsión eléctrica para las plantas de producción de acuerdo con el análisis de la demanda presentado en la **Figura 5**.

Por tanto, México mostraba cifras en descenso de la producción anual desde el inicio del 2004 como se muestra en la **Figura 5**. Lo que en muchas décadas parecía imposible, el desabasto de productos petrolíferos nacionales ya se experimentaba desde entonces. Por otro lado, en contraste las cifras entre el año 2015 y el año 2018 que muestran en la **Figura 6A y 6B** no han sido diferentes, motivo que hace hincapié en una dependencia de importación de gasolinas por falta de producción anual suficiente y en consecuencia un incremento en la demanda de combustibles nacional.



**Figura 5.** Esquema descriptivo de la producción anual en México del 2004 al 2009 según [2].

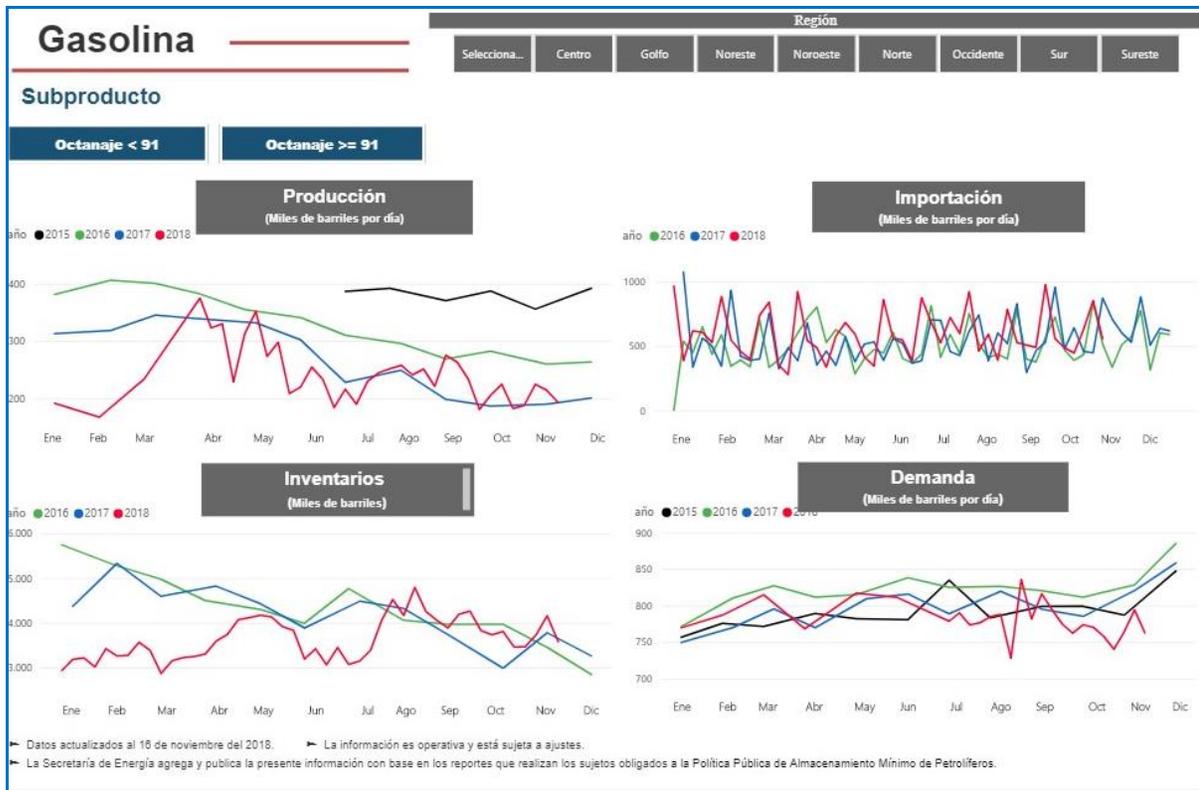


Figura 6A. Esquema descriptivo de la producción anual en México del 2015 al 2018 [19].



Figura 6A. Zoom de la Figura 6A Fuente [19].

### 2.1.6 Situación de México con la INR

Para soportar las demandas de energía nacional es necesario describir las problemáticas internas de la INR en sus refinerías. Lo anterior, derivado a que mientras se buscaba considerando una capacidad de crecimiento y garantía de la continuidad del servicio, por otro lado, se buscaba una flexibilidad y confiabilidad operacional de la infraestructura.

Para comprender la problemática de la INR, es necesario desglosar una serie de conceptos que permitan al lector las diversas situaciones que la [Tabla 2](#) describe y clasificados en:

- a) Problemas existentes hasta el año 2000
- b) Problemas de planificación y Ejecución hasta el año 2012
- c) Riesgo de déficit energético hasta el año 2018

Se inicia con la descripción de la corresponsabilidad de confiabilidad y producción de combustibles en los siguientes incisos:

#### 2.1.6.1 Definición de confiabilidad

Dentro del marco de una definición técnica, el concepto de **confiabilidad** de un sistema o equipo se relaciona con la idea de que la probabilidad que dicho equipo o sistema permanezca en funcionamiento por un número de horas (años) sin fallas.

En parte de la literatura, es definida como la probabilidad que un activo efectúe una función requerida bajo ciertas condiciones, en un periodo de tiempo establecido [20].

Por ejemplo, si se tuviera que definir el concepto básico de confiabilidad se podría definir conforme a la fórmula 1.

$$R(t) = P(X > t) = 1 - P(X \leq t) \quad (1)$$

En la INR, es derivado el procesamiento de la materia prima en un sistema serie y un sistema paralelo; es decir que influye la conceptualización en ambos sistemas que el resultado será la continuidad de la producción durante un cierto periodo definido en horas. Así que, por ejemplo, mientras para un sistema en serie que se define con la fórmula 2 y el sistema en paralelo definido con la fórmula 3, se reflejan el valor esperado que operará el sistema eléctrico de potencia sin que falle, usando una distribución exponencial definidas en las fórmulas 4 y 5.

$$P(T < t) = P_1(T < t) * P_2(T > t) + P_1(T > t) * P_2(T < t) + P_1(T < t) * P_2(T < t) \quad (2)$$

$$P(T < t) = P1(T < t) * P2(T < t) \quad (3)$$

$$Pk(t) = 1 - e^{-\lambda kt} \quad (4)$$

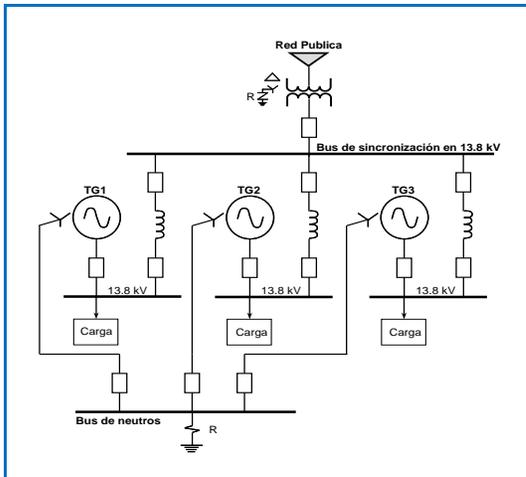
$$Pk(t) = 1 - e^{-\lambda k^t} \quad (5)$$

Por tanto, el diseño de los sistemas eléctricos de potencia de los años 70's planteado en la **Figura 7** para Pemex Refinación, fue enfocado en tener un sistema redundante o paralelo que ofreciera una ventaja de brindar continuidad de producción y que en tan solo 2 décadas originó en los años 90's se tuvieron que integrar más servicios de generación.

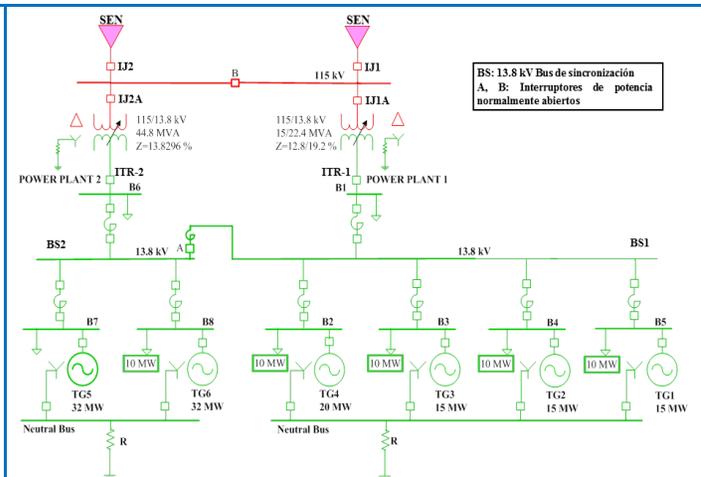
Para demostrarlo, se define el ejemplo típico de *sistema serie* en los términos denominados como “interlocks” o “candadeos”, que describen una coordinación de protecciones de un alimentador aguas arriba de la fuente como un tablero de distribución en donde los relevadores que tiene un elemento como el marcado en la **Figura 8** y que al abrir por ejemplo el interruptor de potencia “IJ1A”, automáticamente deberá abrir en consecuencia el interruptor de potencia “ITR-1” como parte del candadeo de protección. Lo anterior significa que la probabilidad conjunta el interruptor “IJ1A” falle antes de “t”, o que el interruptor “ITR-1” falle antes de “t” y que ambos elementos falles antes de “t” está directamente relacionado a un candadeo que dejará sin alimentación directa del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a la Refinería. Dicho lo anterior, la falla que se presenta en dicha trayectoria definida durará menos tiempo la “continuidad de producción” que en el caso comparativo de un sistema paralelo.

Un *sistema paralelo*, por consiguiente, es lo que se conoce en la INR como el “sistema redundante” o también conocido como “un selectivo secundario”, que es un diseño de un sistema eléctrico de potencia con dos alimentadores conectados en dos tableros de distribución definidos como Bus BS1 y BS2 mostrados en la **Figura 8**. En dicho sistema de selectivo secundario se ve como una ventaja técnica y una alternativa para mantener la producción del procesamiento de la gasolina durante más tiempo que el sistema serie.

Por tanto, los sistemas actuales de la INR tienen una ventaja que brinda más confiabilidad en condiciones de alimentación redundante de las subestaciones eléctricas en todo el SNR. Sin embargo, las condiciones de confiabilidad del sistema eléctrico de potencia no dependen solamente del tipo de sistema serie o paralelo, sino que influye el factor de las condiciones de los equipos instalados que conforman la configuración eléctrica del sistema eléctrico actual en operación.



**Figura 7** Sistema típico de energía de una refinera en conceptualización de los años 70



**Figura 8.** Sistema típico de energía en una refinera en conceptualización de los años 90

Por consecuencia el cambio de 2 décadas partiendo de los años 70's y en el proceso de combustible para una refinera típica tuvo que adaptarse al incremento de la carga por consecuencia de la demanda energética

En la INR, existe una carga promedio del orden de 70 a 100 MW por refinera, que es abastecida con 3 a 6 generadores de turbinas de vapor dependiendo la refinera. Existe un respaldo en el suministro de energía eléctrica con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con acometidas entre 115 o 230 kV. Lo anterior para garantizar la previsión eléctrica para las plantas de producción de acuerdo con el análisis de la demanda presentado en la **Figura 4**.

En la **Tabla 4**, se muestran la carga promedio total de las seis refineras (567 MW) distribuidas en el territorio nacional en: Cadereyta, Nuevo León (HRLS); Cd. Madero, Tamaulipas (FIM); Tula, Hidalgo (MHI); Salamanca, Guanajuato (AMA); Minatitlán, Veracruz (LC), y Salina Cruz, Oaxaca (ADJ). Así mismo, la capacidad de generación eléctrica instalada que esta 21% arriba de la carga total.

**Tabla 4. Magnitud de cargas instaladas promedio en cada refinera de la INR**

Capacidad en la INR de	Refinerías					
	HRLS	FIM	MHI	AMA	LC	ADJ
Carga actual [MW]	90	97	100	70	130	80
Carga total *	567					
Generación instalada [MW]	82	129	132	153	77	114
Generación estimada *	687					

\* Magnitud promedio

### 2.1.6.2 Proceso típico de refinación del petróleo de una refinera

La demanda de energía eléctrica en las plantas de proceso ha crecido considerablemente desde su diseño original. Al inicio de operación de las plantas de refinación de combustibles en los años 70, se tenía una demanda de 25 MW a una tensión de 4.16 kV; en los años 80, el consumo de energía eléctrica se incrementó a 50 MW, con una tensión de distribución principal de 13.8 kV. A los inicios del Sexenio del 2006, la demanda de energía eléctrica ya fue del orden de 100 MW, conservando una tensión de 13.8 kV (ver [Tabla 5](#)); con esta acción se presentan inconvenientes como caídas de tensión considerables.

**Tabla 5. Evolución de la red de energía para abastecer la demanda en las refinerías**

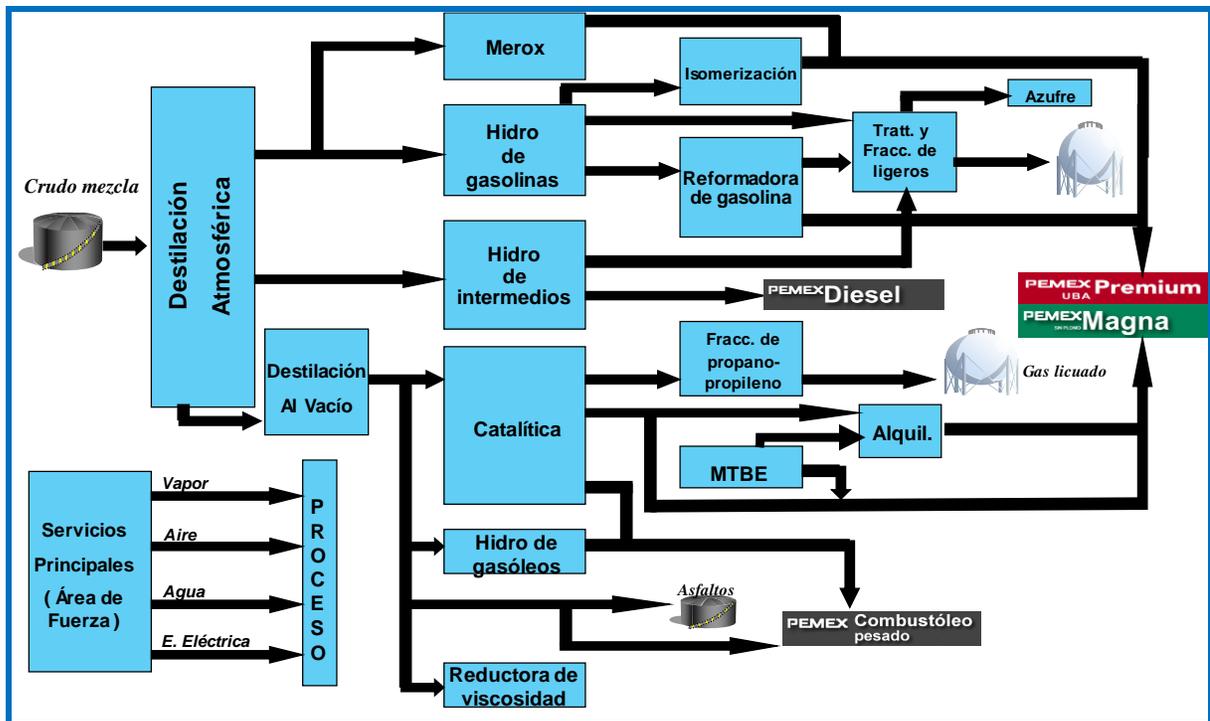
Concepto	Año 1970	Año 1979	Año 2006
Capacidad instalada para procesar	25 MW	50 MW	108 MW
Requerimientos de energía	12.5 MW	25 MW	100 MW
Nivel de tensión eléctrica	4.16 kV	13.8 kV	13.8 kV
Generación Eléctrica propia para proceso	3x5 MW   1x10 MW	2 x 25 MW	2 x 32 MW   2 x 25 MW
Ubicación	Azcapotzalco	Salina Cruz, Oaxaca   Tula, Hidalgo   Cadereyta, Nuevo León	Típico en las 6 refinerías

En la década de 1950, el sistema eléctrico de potencia de las refinerías de México fue creado como un sistema aislado de la red pública. La capacidad de generación era de 20 MW en promedio y la demanda de carga era de 10 MW en promedio. La generación y distribución de tensión se efectuó en 4.16 kV. Para la conexión a tierra de los generadores se utilizó un banco de baja resistencia.

En la década de 1970, la carga se incrementó a 50 MW y el sistema cambió a un nivel de distribución en 13.8 kV con un bus de sincronización, utilizando dos fuentes de 32 MW con turbogeneradores y una acometida en 115 kV con la red pública o conocido como SEN. Los generadores estaban conectados al bus de sincronización a través de reactores limitadores de corriente, para prevenir que los niveles de cortocircuito trifásico fueran superados en los tableros. El neutro de los generadores fue conectado a un punto común denominado bus de neutros a través de un interruptor y conectado a tierra a través de un banco de baja resistencia. Sólo el neutro del transformador de enlace con la red pública y el neutro de un generador estaban conectados a tierra y el otro generador estaba funcionando flotado.

El bus de sincronización de 13.8 kV se ha ampliado gradualmente a lo largo del tiempo. La demanda de carga en las refinerías oscila entre 70 y 100 MW. Con el fin de tener una flexibilidad adecuada. Como premisa de diseño se previó que la carga instalada sea del doble de la demanda de carga.

El proceso industrial de la transformación de los combustibles para ejemplificar se muestra en la **Figura 2.1.6.2.1** con la presencia de Servicios Principales para poder procesar los combustibles.



**Figura 9** Esquema típico de procesamiento de combustibles en una refinería en México

La capacidad de generación industrial en la mayoría de las refinerías es prácticamente la misma que la demanda de carga (100 MW), por lo que no existe la garantía en el suministro continuo de energía eléctrica para las plantas de proceso, en casos de contingencia.

La *flexibilidad* está limitada, pues opera dividido en ocasiones en subsistemas, el esquema eléctrico actual cuenta con reactores limitadores de corriente para evitar que se supere la capacidad de corto circuito de los tableros. Sin embargo, en condiciones de contingencia, la alta impedancia de los reactores, generan caídas de tensión mayores [21 y 22].

La *confiabilidad* de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's) depende en gran medida del sistema de protecciones actual y del sistema de segregación de cargas denominado SECA, para casos de contingencia [23].

La distribución de energía no es del todo eficiente en el nivel de tensión de 13.8 kV, puesto que está limitada la *capacidad* de los equipos en la mayoría de las refinerías, donde se distribuye una potencia del orden de hasta 90 MW. La potencia máxima que se puede distribuir en el nivel de tensión de 13.8 kV es de 70 MW, por lo que las condiciones actuales de los SEP's en los flujos de carga, el nivel de corto circuito y la sensibilidad de las protecciones deben optimizarse.

También, la red eléctrica actual de las 6 (seis) refinerías de México, se encuentran con limitaciones en la capacidad interruptiva de los tableros de distribución de 13.8 kV. La capacidad promedio actual de estos tableros es de 31.5 kA de corriente de corto circuito en caso de falla trifásica ( $I_{cc} 3\phi$ ). La magnitud de 31.5 kA representa el 100% de la capacidad que soportarían los equipos de acuerdo con la línea de producción de los fabricantes. Sin embargo, se ha considerado mantener un margen de seguridad del 20% para futuras expansiones en este nivel de tensión.

En algunos SEP's, se utilizan *fusibles pirotécnicos* o conocidos también como interruptores rápidos para disminuir la magnitud de  $I_{cc} 3\phi$ . La función de estos dispositivos es limitar la  $I_{cc} 3\phi$  a niveles de operación seguros, de esta manera se evita alcanzar el valor de diseño de los tableros de 750 MVA o 31.5 kA simétricos.

El uso de fusibles pirotécnicos, en refinerías se debe a que estos equipos cuentan básicamente de un interruptor extremadamente rápido, capaz de conducir una elevada corriente nominal, pero con una capacidad de corte pequeña y un fusible dispuesto en paralelo con una capacidad de corte elevada. Para alcanzar el reducido tiempo de corte característico, se utiliza una pequeña carga química, como almacenamiento de energía en la apertura del interruptor (camino principal de la corriente). Tras la apertura del camino principal de la corriente, fluye la corriente a través del fusible colocado en paralelo, donde en un intervalo inferior a 0.5 milisegundos se limita y finalmente se interrumpe en el próximo paso por cero de la tensión.

De acuerdo con lo anterior, era necesario reestructurar el esquema de los sistemas eléctricos para soportar la integración de nuevas cargas por concepto de:

- a) las plantas nuevas para un **Proyecto de Calidad de Combustibles (PCC)** y
- b) la integración de los nuevos módulos de generación eléctrica.

Otras razones, por las que las refinerías no podían soportar eficazmente una integración de nuevos módulos de generación y nuevas cargas, es debido a que existen “cuellos de botella” para el flujo de potencia, es decir, existen circuitos de fuerza que no tienen la capacidad suficiente para transmitir la energía necesaria de un punto a otro en caso de contingencia. Asimismo, se cuentan con interruptores que tienen una capacidad nominal del orden de 1200 A y con el incremento de la energía se requiere de un mayor número de conductores por fase. Por lo tanto, se requieren ductos disponibles en las instalaciones de cada refinería y en algunos casos nuevas trayectorias para la construcción civil de registros, trincheras y ductos nuevos.

La problemática mencionada anteriormente afecta la *flexibilidad, confiabilidad, continuidad de servicio y capacidad* en los sistemas eléctricos actuales de refinerías dando como resultado una inversión considerable para solucionarlo. No obstante, es

común que en las decisiones técnicas se presente el síntoma de “*prisa patológica*” que recae en planeación prematura de los SEP’s.

Por otro lado, la capacidad de diseño por corto circuito de los equipos eléctricos instalados para este nivel de tensión es inferior a 1000 MVA, de tal modo que si se desea mantener a todas las fuentes de generación propia en sincronía con la red pública, se presenta un nivel de saturación de su capacidad de diseño, por lo que se emplean reactores limitadores serie, que en casos de contingencia producen caídas de tensión considerables, afectando la *flexibilidad, confiabilidad y seguridad* del sistema eléctrico.

### 2.1.6.3 Prevención a través del diseño (PtD)

Los diseños de los años 70’s son diferentes a los diseños de los sistemas eléctricos del futuro, ya que hoy en día se toma en cuenta un parámetro fundamental conocido como “PtD” definido por sus siglas en inglés como *Prevention Through Design* o ya traducido al español como “*Prevención a través del diseño*”. Dicho termino, es utilizado en países como Inglaterra y Australia en donde los gobiernos solicitan a las compañías que diseñan, una ingeniería con una prioritaria construcción segura, para eliminar o reducir lesiones y fatalidades durante la puesta en servicio [24].

Los índices de mortalidad en la “construcción” son altos y como se recomienda en [24], es necesario que los propietarios de plantas cambien radicalmente el pensamiento en el enfoque de instalaciones eléctricas que consideren un ciclo completo de desmantelamiento, demolición, construcción, operación, mantenimiento y re-ingeniería.

El diseño de los sistemas de potencia y los equipos eléctricos tienen impacto en la construcción eléctrica y las tasas de mortalidad.

Los sistemas de potencia hoy en día son complejos. Asimismo, para modernizarlos, es necesario utilizar la experiencia del recurso humano de la INR, ya que los procedimientos de seguridad y operación de igual forma son complejos y requieren de prácticas y procedimientos seguros ya aplicados en la INR, principalmente en lo que se refiere a los temas que se indican en [25] para regulaciones de seguridad en lugares de trabajo:

- Riesgos eléctricos,
- Reemplazo de equipos eléctricos y accesorios
- Controles de ingeniería
- Equipo de protección personal
- Advertencias con señales y otros medios de comunicación

En contraste a este Diseño usando PtD, requiere una ejecución integral en la que los proyectos de reconfiguración sean ejecutados en una sola partida sin tener que rebasar un vector financiero de 5 años como lo autorizaba la *Secretaría de*

*Hacienda y Crédito Público (SHyCP)* en esos Sexenios entre 2000 y 2012, es decir que las alternativas planteadas durante esta década se han ejecutado parcialmente por diversas razones: falta de presupuesto, atención a contingencias del sistema eléctrico en donde se invierte parte del presupuesto anual de cada refinería, clara definición de invertir en una solución integral para el sistema eléctrico de potencia, esfuerzos grupales internos en PEMEX para ejecutar por separado los proyectos, entre otros.

Uno de los proyectos que se intentó impulsar dentro de PEMEX por ejemplo, fue un proyecto integral para sostener confiabilidad en la Refinería Francisco I. Madero (FIM) y migrar el sistema eléctrico de distribución de 13.8 kV a 34.5 kV en los dos subsistemas eléctricos definidos como Termo I y Termo II, solo se migró en la Termo II para el 2008. Las condiciones de este sistema eléctrico para recibir nuevos módulos de generación como el TG-7 para Termo I y TG-8 en Termo II es necesaria la modernización integral. Sin embargo, los esfuerzos se dividen en instalar con un Grupo Técnico el TG-7 y por el otro dejar en “*stand-by*” la integración del TG-8.

Por otro lado, la realidad del sistema eléctrico en la Refinería FIM, es que se presentaron fallas un promedio de doce meses por condiciones de los equipos, dejando endeble la **confiabilidad operacional**.

En un caso similar, se encontraron las Refinerías de Tula de Allende, Hidalgo denominada Miguel Hidalgo (MHI) y la denominada Ing. Héctor R. Lara Sosa (HRLS) de Cadereyta, Nuevo León, que los proyectos que ya tenían una “solución planteada” y debidamente fundamentada en la primer década del año 2000 de migrar el sistema eléctrico a un Bus de Sincronización en 115 kV y a un Bus de 34.5 kV respectivamente, no se concretaron; mientras tanto en las refinerías se presentaron fallas eléctricas entre los años 2005 y 2010, que fueron desde una *ionización* que genera un disparo en la coordinación de protecciones, hasta una *electroerosión* de barras de cobre en los tableros principales por ausencia de un sistema eléctrico robusto con sistemas de puesta a tierra adecuados.

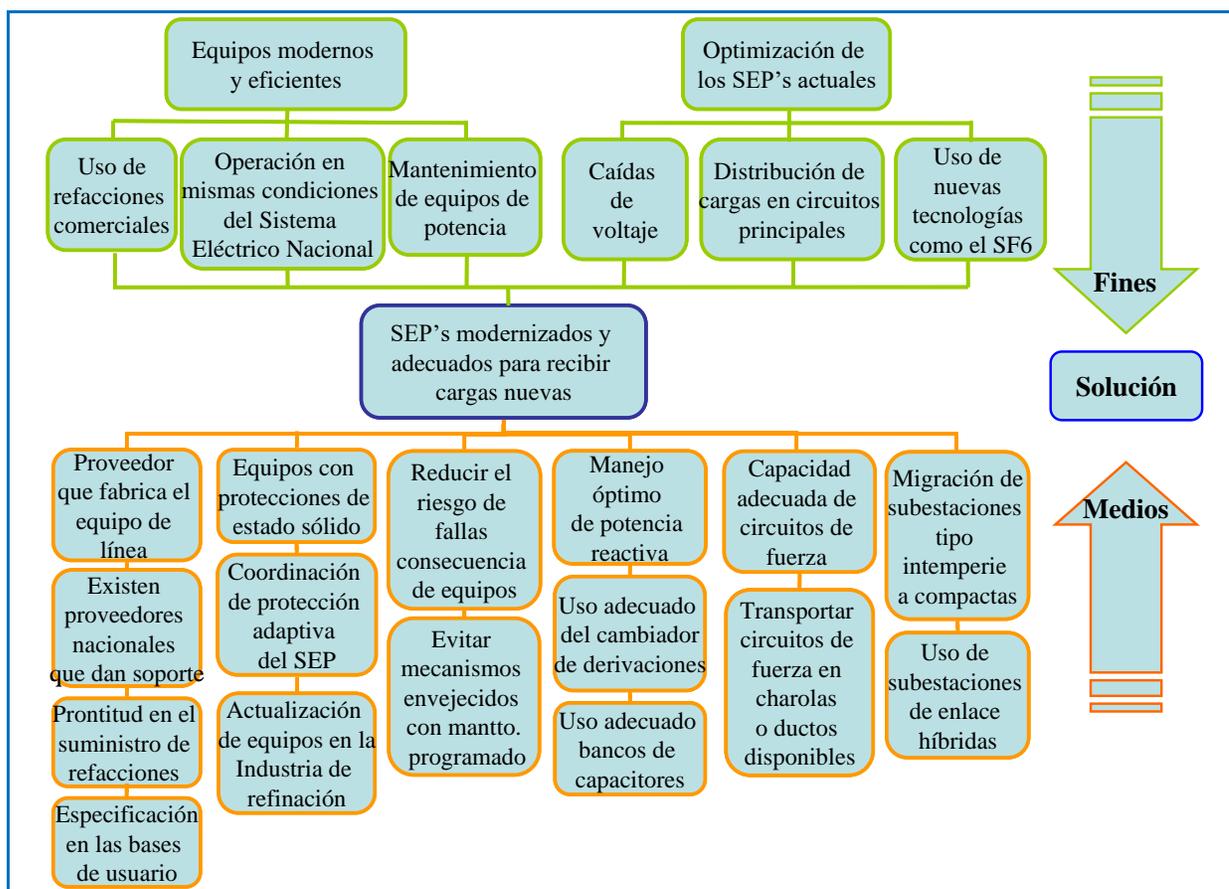
En los casos mencionados, se tuvo que dejar de producir continuamente la gasolina generando pérdidas multimillonarias que en consecuencia pudieron haber sido mitigadas con la ejecución de cada proyecto de forma integral y cumpliendo lo que entre los años 2006 y 2010 se decidió implantar la metodología en el INR definida como **MCC (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad)**.

#### 2.1.6.4 Riesgos latentes en los sistemas de energías típicos

En la **Tabla 6**, se muestra una síntesis descriptiva de las situaciones de riesgo latentes en los SEP's de las refinerías. Asimismo, la **Tabla 6**, muestra una antología de variables que se presentan en la industria de refinación del petróleo.

Por otro lado, en la **Figura 10**, se muestra un esquema gráfico propuesto que reincide en tener sistemas de potencia modernizados para recibir nuevas cargas eléctricas. Por ejemplo, las causas y efectos detectados son resueltos con los fines

y medios originados de la “identificación del problema” descrito en la [Tabla 2](#) para los “Problemas de planificación y ejecución hasta el año 2012”.



**Figura 10.** Propuesta de objetivos de solución ante la problemática en los SEP's.

**Tabla 6. Antología y riesgos latentes en los SEP's típicos de refinерías en México**

Variable		Riesgo
Arreglo del sistema eléctrico original	→	Los sistemas se diseñaron para operar aislados
Crecimiento de la demanda de carga	→	Instalan nuevas plantas sin reservar el factor de seguridad de los equipos críticos
Aterrizamiento del neutro	→	Operan con neutros flotados en la mayoría de las refinерías
Sobretensiones por resonancia	→	Fallas presentadas en 4 de 6 refinерías
Manejo inadecuado de reactivos	→	Pago de facturas por más de \$ 800 mil USD mensuales a la compañía del Sistema Eléctrico Nacional. Se sobreexcitan generadores del 2 al 5 %
Problemas de regulación de tensión	→	Existencia de reactores limitadores de corriente y ausencia de cambiadores de derivaciones bajo carga
Tecnología empleada en tableros	→	Operación de tableros espalda con espalda, equipos obsoletos y de alto riesgo
Distribución de la carga	→	Saturación de los medios de tránsito para los circuitos de fuerza (ductos y charolas), provocando degradación del cable por calentamientos
Capacidad interruptiva en límite permisible desde hace 2 décadas	→	Niveles de Icc 3φ en un margen de seguridad del 80% como recomendación acorde a los estándares [21 y 22].

### 2.1.7 Situación energética de producción: Proyecto de Calidad de Combustibles

Hasta el momento se ha descrito una antología de áreas de oportunidad que no permitieron arrancar los cambios necesarios en la Industria Nacional de Refinación en un periodo del año 2000 al año 2012, mismos que se tradujeron a incorporar un **Proyecto de Calidad de Combustibles (PCC)** para intentar optimizar como objetivo las Regulaciones Internacionales y la Normatividad Internacional; sin embargo, la necesidad de incorporar plantas de Gasolinas y Diesel con bajo contenido de azufre se denominaron los proyectos GUBA y DUBA por las siglas que describen a:

- Proyecto GUBA: Gasolinas Ultra Bajas de Azufre
- Proyecto DUBA: Diesel Ultra Bajas de Azufre

De los Proyectos GUBA y DUBA, se reactivó la idea de optimizar el sistema industrial y colocar las plantas necesarias para el nuevo proceso de refinación; es decir, que la problemática se veía un resultado de incorporar nuevos servicios principales con más “agua, vapor, aire y energía eléctrica”.

Del esquema colocado en la **Figura 9** se planteó incorporar nuevas soluciones en el proceso de refinación como se plantea en la **Figura 11** en donde se incluía el Proyecto de Calidad de Combustibles integrando una magnitud de cargas a futuro para el proyecto en las seis refinerías de México.

Para el Sexenio del 2006 ya era contundente buscar la inversión ágil en la infraestructura necesaria y reconfigurar el sistema industrial en diversas disciplinas y se plantearon soluciones para las áreas indicadas en la **Tabla 7**.

**Tabla 7 Estudios y áreas disciplinarias en la reconfiguración industrial en la INR**

Disciplina Térmica	Disciplina Eléctrica	Disciplina Civil y Arquitectura	Disciplina de Control e Instrumentación
Realizar un estudio de factibilidad técnico-económico en el tema de vapor y energía	Modernizar la red eléctrica de distribución	Realizar los estudios de impacto ambiental necesarios en cada refinería	Realizar una propuesta de integrar equipos primarios nuevos en cada refinería
Realizar los estudios necesarios para el balance de vapor y energía	Integrar fuentes de generación para abastecer los nuevos servicios	Realizar los diseños típicos para alojar los equipos primarios nuevos necesarios	Realizar el diagnóstico de infraestructura de telecomunicaciones actuales y las necesarias para el nuevo proyecto
Modelar los cabezales de vapor según corresponda	Realizar los estudios del sistema actual y la proyección a futuro	Realizar los estudios de mecánica de suelos y cimentación en edificios nuevos	Realizar una propuesta para integrar los nuevos equipos primarios

Por esta razón es conveniente realizar una reconfiguración de la red eléctrica principal, a través del incremento del nivel de la tensión de distribución, por ejemplo

34.5 kV o 115 kV; con estas tensiones es posible manejar una potencia eléctrica del orden de 120 MW o 320 MW respectivamente.

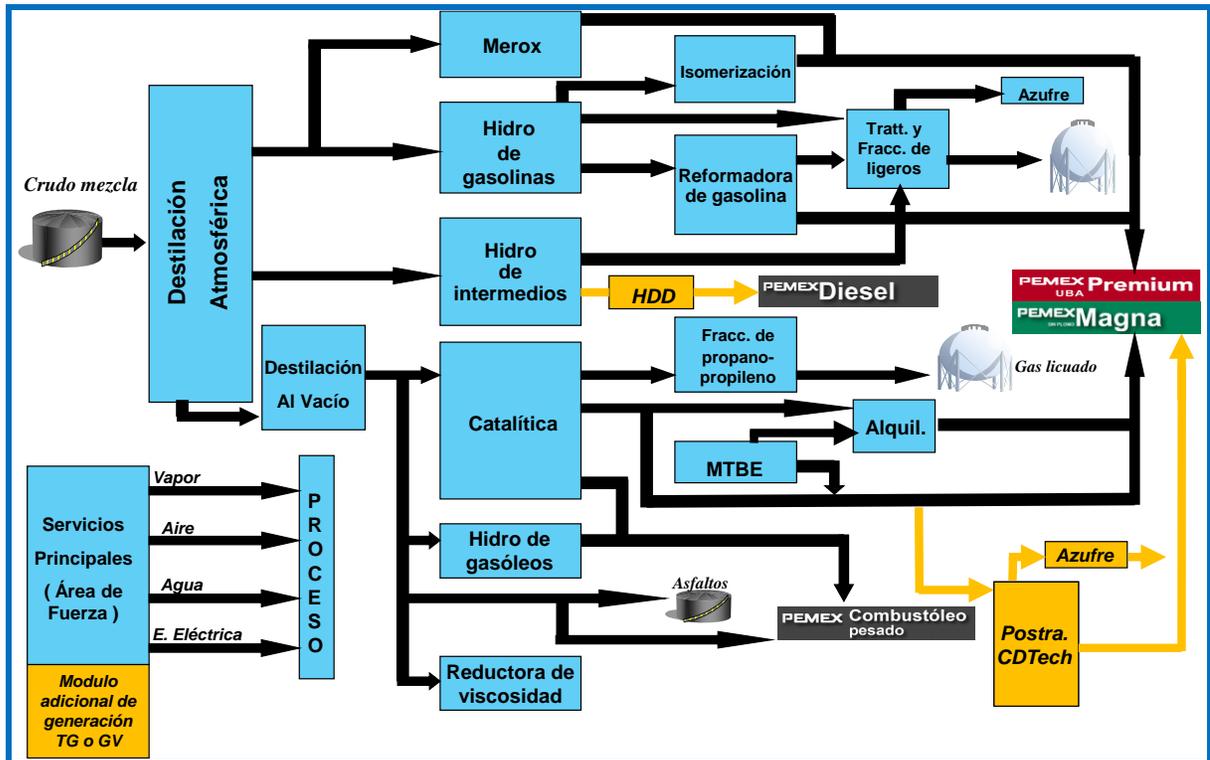


Figura 11. Esquema típico del nuevo proceso de refinación incluyendo el Proyecto de Calidad de Combustibles (PCC)

La integración de nuevas plantas de proceso para procesar combustibles en gasolinas y diesel en la reducción del contenido de azufre demanda un consumo de energía eléctrica ente 8 MW y 20 MW adicionales, según sea el caso en cada una de las refinерías de la INR. Para mantener un sistema de autoabastecimiento de energía eléctrica es obligatoria la integración de nuevas unidades de generación de ésta, sin embargo, su integración en las condiciones actuales no es recomendable.

La reestructuración de la red eléctrica de las principales refinерías de la INR debe cambiar una filosofía de migrar las tensiones eléctricas de distribución de energía por ejemplo a 34.5 kV o 115 kV. Con esta acción, la red eléctrica está formada por módulos de generación y distribución de energía independientes y a su vez interconectadas a la red eléctrica principal, como se describirá en el **siguiente Capítulo III**.

Los beneficios potenciales, incluyen la operación sincronizada de todas las fuentes de energía con la red pública, minimización de las pérdidas de transmisión de esta al prescindir de reactores limitadores de energía, integración de nuevos generadores eléctricos, capacidad de diseño por corto circuito superior y la regulación de la tensión a través de transformadores conectados al bus de sincronización. A manera de comparación, una ventaja en los circuitos de

distribución a través de cables de energía, por ejemplo, un conductor de 34.5 kV, es 2.5 veces superior a un conductor de 13.8 kV.

En la [Tabla 8](#), se desglosan las magnitudes de carga que se integrarán a cada refinería que suman un total de 90.1 MW. Dicha magnitud implica que la carga se incrementará más de un 15 % al 2012. Como consecuencia, se tenía contemplado dentro del proyecto de reconfiguración eléctrica integrar nuevos módulos de generación eléctrica que permitieran abastecer la energía en casos de contingencia.

**Tabla 8. Magnitud de cargas futuras para el Proyecto de Calidad de Combustibles en las seis refinerías de México al 2012**

Cargas para las plantas nuevas de:	Refinerías					
	HRLS	FIM	MHI	AMA	LC	ADJ
Gasolinas [MW]	9	4.5	7.5	3.2	5	6.9
Diesel [MW]	11.3	15.7	4.8	5	11.1	5.8
Carga total por refinería *	20.3	20.2	12.6	8.2	16.1	12.7
Carga total a integrar *	90.1					

(\*) *Magnitudes promedio de nuevas cargas a incorporarse en cada refinería (fuente del año 2008)*

El propósito de este **Capítulo** es proporcionar la experiencia obtenida, que puede ser útil para los problemas que enfrentan los ingenieros ante proyectos similares. También este artículo muestra: a) las condiciones actuales de operación de los sistemas eléctricos de potencia (SEP's) y b) un análisis que fundamenta la reestructuración eléctrica.

## CAPITULO



## PROYECTOS PLANTEADOS DE PLANIFICACIÓN

---

### 3.1 Áreas de oportunidad no son una ficción de ingeniería

El propósito de esta Capítulo es establecer las bases que coadyuven a tomar las decisiones técnicas como aportación o recomendaciones que serán indicadas en el siguiente **Capítulo IV**. Asimismo, los proyectos planteados de planificación serán descritos para mermar la imposibilidad de ejecución ágil de lo astringentemente necesario para el esplendor de la Industria Nacional de Refinación. El esfuerzo de este trabajo va encaminado a establecer y aportar en un futuro a las ejecuciones y acciones en la toma de decisiones que se presentan en la industria del petróleo.

Tomando como base las áreas de oportunidad planteados en la [Tabla 2](#) descritos en el **Capítulo I** que son:

- a) Problemas existentes hasta el año 2000
- b) Problemas de planificación y Ejecución hasta el año 2012
- c) Riesgo de déficit energético hasta el año 2018

Se describen algunas de las soluciones planteadas y planificadas que son necesarias para el Inciso (a) y (b) para posteriormente finiquitar las recomendaciones en el **Capítulo IV** y aportar en contrarrestar el inciso (c).

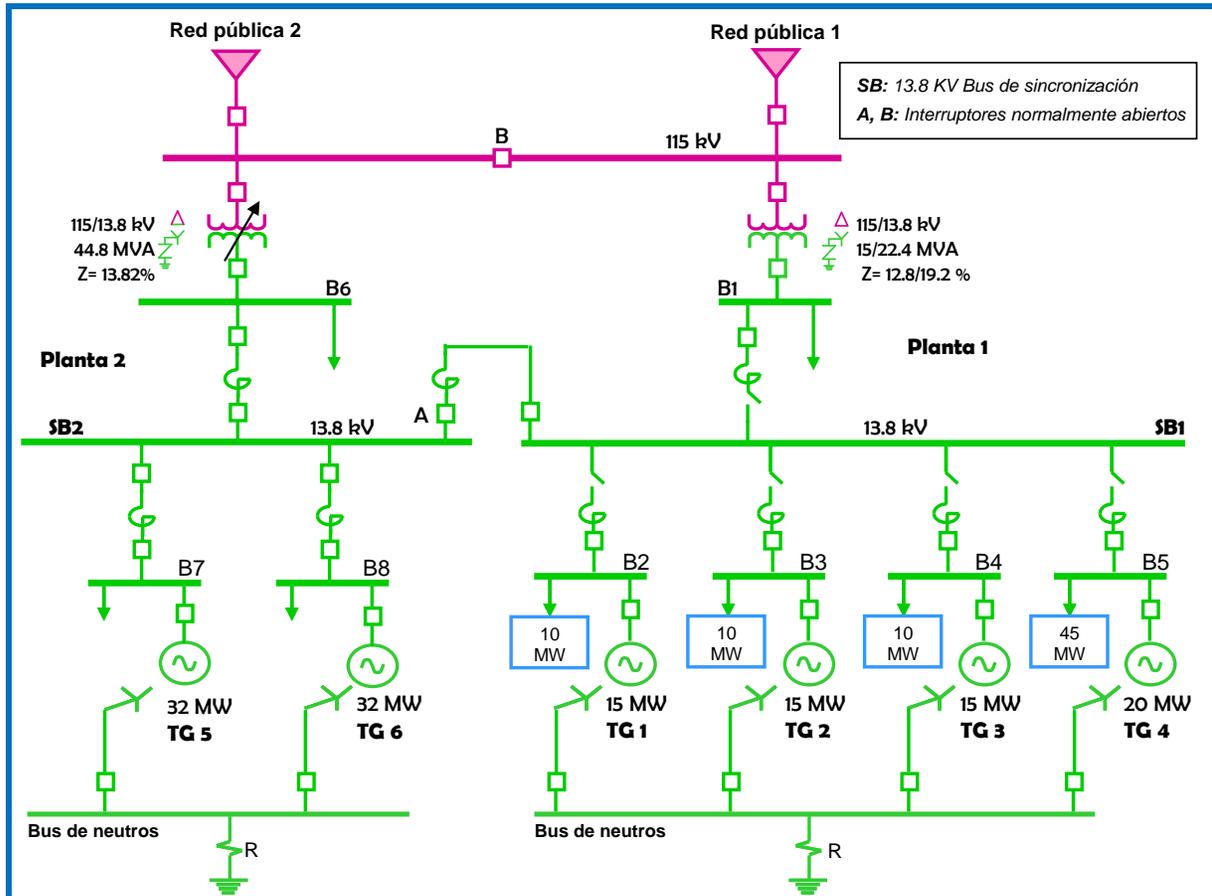
Es indiscutible que actualmente existe un bajo nivel de confiabilidad operacional de algunos equipos primarios en las 6 refinerías y que existe una falta de flexibilidad en casos de contingencia que no brindan las condiciones adecuadas para operar en condiciones confiables [\[26\]](#).

Para los 2 (dos) Sexenios del año 2000 y del año 2006 el Congreso Legislativo en varias ocasiones dictaminó que las decisiones de inversión era responsabilidad de la Paraestatal Pemex; sin embargo, las decisiones de ejecución de los proyectos se tomaron como una **ficción de ingeniería** mas que una acción real en 12 años.

Aun y con posibilidad de presupuesto del **vector financiero** de 200 millones de dólares americanos en el año 2000 en Pemex para resolver las áreas de oportunidad descritos en la [Tabla 2](#), la INR encumbró un camino a la necesidad de garantizar un nuevo sistema de energía en cada refinería y una reconfiguración eléctrica.

### 3.2 Conceptualización de ingeniería planeada

Para comprender los proyectos que buscaban encumbrar en la filial Pemex Refinación se presenta el Esquema de una refinería típica de los años 90 como se mostró en la **Figura 8** se presenta un esquema eléctrico de 2 plantas industriales dentro de una misma refinería en la **Figura 12**



**Figura 12.** Esquema actual típico (representativo) de una refinería de México

Esta figura muestra que el bus de sincronización de 13.8 kV tuvo que ser dividido para prevenir que la corriente de cortocircuito supere la capacidad interruptiva de los tableros. También, el bus de neutros fue dividido en dos secciones. Solamente, un neutro de cada transformador de enlace y de un generador es conectado en cada subsistema para operar aterrizados. Sin embargo, aunque el bus de sincronización fue dividido, se presentan problemas de saturación para recibir nuevas cargas y módulos de generación.

La alta magnitud de las reactancias entre las fuentes y los buses de cargas, causan problemas de regulación de tensión en condiciones de contingencia. Por último, el neutro flotado de los generadores genera sobre voltajes transitorios o múltiples fallas monofásicas [27-28].

En la **Figura 12**, el sistema se divide en dos secciones: la Planta 1 y la Planta 2. Las Planta 1 y 2 funcionan de manera independiente. En condiciones normales, el neutro de los transformadores y los generadores TG1 y TG5 están conectados a tierra, mientras que las otras fuentes operan flotadas. La Planta 1 se instaló en el año de 1950 y la Planta 2 en el año 1999.

Los tableros de los buses B2, B3, B4, B5, B7 y B8 son tableros del tipo *metal-clad* de 31.5 kA, mientras que el suministro de las cargas críticas es a través de transformadores de 13.8/4.16 kV. Existen conexiones entre cada par de buses, en los niveles de 4.16 kV, con el fin de intercambiar las cargas cuando un bus sale de servicio por falla o mantenimiento.

El esquema de la **Figura 12** debe modernizarse a fin de eliminar su déficit de energía eléctrica. Por otra parte, es necesario integrar una nueva carga de 10 MW y un turbogenerador de 25 MW.

El bus de 115 kV es una subestación aislada en SF6. Los servicios auxiliares de la subestación están conectados al bus B1.

En el año 2000, no existían referencias específicas para el diseño conceptual de sistemas eléctricos de potencia de una refinería. Sin embargo, lo que si existía era muchas experiencias de tipo documental que hacen referencia a la expansión o modernización de sistemas de potencia, así como proyectos de cogeneración [29, 30, 31 y 32]. Una reseña de las recomendaciones para la realización de un estudio conceptual se muestra en la **Tabla 9** según [32].

Estas recomendaciones indican que un diseño conceptual debe implicar un procedimiento racional para determinar el mejor plan a partir del análisis de tres esquemas conceptuales como mínimo. Dichas recomendaciones se han utilizado para modificar el esquema que se muestra en la **Figura 12**. En la **Figura 12** se muestra el sistema eléctrico de potencia para ser modernizado.

**Tabla 9. Etapas recomendadas para el diseño conceptual de sistemas eléctricos de potencia**

Etapa	Objetivo
I	Formular el estudio del diseño base. Determinar las características del rendimiento operacional, incluidos los límites y las necesidades futuras.
II	Desarrollar la base de datos del esquema actual, identificando problemas operativos, equipos obsoletos, las cargas críticas y los esquemas de protección.
III	Desarrollar tres diseños conceptuales como mínimo (mínimo-impacto, mediano-impacto y alto-impacto)
IV	Selección del esquema óptimo de los diseños conceptuales con una evaluación técnica económica. Realizar estudios de flujos de carga y corto circuito. Analizar la factibilidad de implantación.
V	Re-estudio a detalle del diseño seleccionado, incluyendo los sistemas de protección y aterrizamiento del neutro en el sistema.
VI	Elaborar las especificaciones de los equipos a ordenar en la implantación del diseño seleccionado.

### 3.2.1 Modernización planificada con etapas

#### 3.2.1.1 Etapa I. Diseño base

El diseño base para el esquema mostrado en la **Figura 12**, fue formulado con lo siguiente:

- 1) la modernización debe llevarse a cabo en la Planta 1, porque es más antigua que la Planta 2;
- 2) debe considerarse que los generadores TG1, TG2, TG3 y TG4 serán reparados y se alcanzará una generación máxima de 65 MW;
- 3) la nueva carga considerada de 10 MW de carga y el nuevo módulo de generación de 25 MW deberá estar conectado a la Planta 1;
- 4) el nuevo esquema debe eliminar los problemas operativos actuales y
- 5) los excedentes de energía eléctrica de la Planta 1 deben enviarse a la red eléctrica (35 MW).

#### 3.2.1.2 Etapa II. Base de datos

Se encontraron los siguientes problemas: a) el bus de sincronización (SB) de la Planta 1 no tiene tablero, este bus está formado por cables de energía; b) no es posible conectar el nuevo generador al esquema actual del sistema eléctrico, porque el nivel de  $I_{cc}$  en el SB1 y en el SB2 es excedida a más de 32.8 kA; c) sobretensiones transitorias y múltiples fallas monofásicas han sido generados por neutros flotados en la Planta 1; d) en la Planta 1, hay problemas de regulación de voltaje en condiciones de contingencia, que han sido causados por un exceso de reactancias entre las fuentes y el bus de carga; e) no es posible conectar la Planta 1 con la Planta 2, porque la capacidad de corriente de cortocircuito del SB1 es superada y f) no es posible enviar el excedente de energía eléctrica de la Planta 1 (35 MW) a la red eléctrica pública a través del transformador de 22 MVA.

#### 3.2.1.3 Etapa III. Diseño conceptual

Se analizaron seis alternativas como parte de un diseño conceptual. Solamente la alternativa de mediano impacto es presentada en este artículo; de las seis se eligieron tres definiéndolas como: a) de mínimo impacto (una modificación del bus de sincronización de 13.8 kV), b) de mediano impacto (con un bus de sincronización en 34.5 kV) y c) una de mayor impacto en el diseño (un bus de sincronización en 115 kV). En las **Figura 13** se muestra el esquema seleccionado.

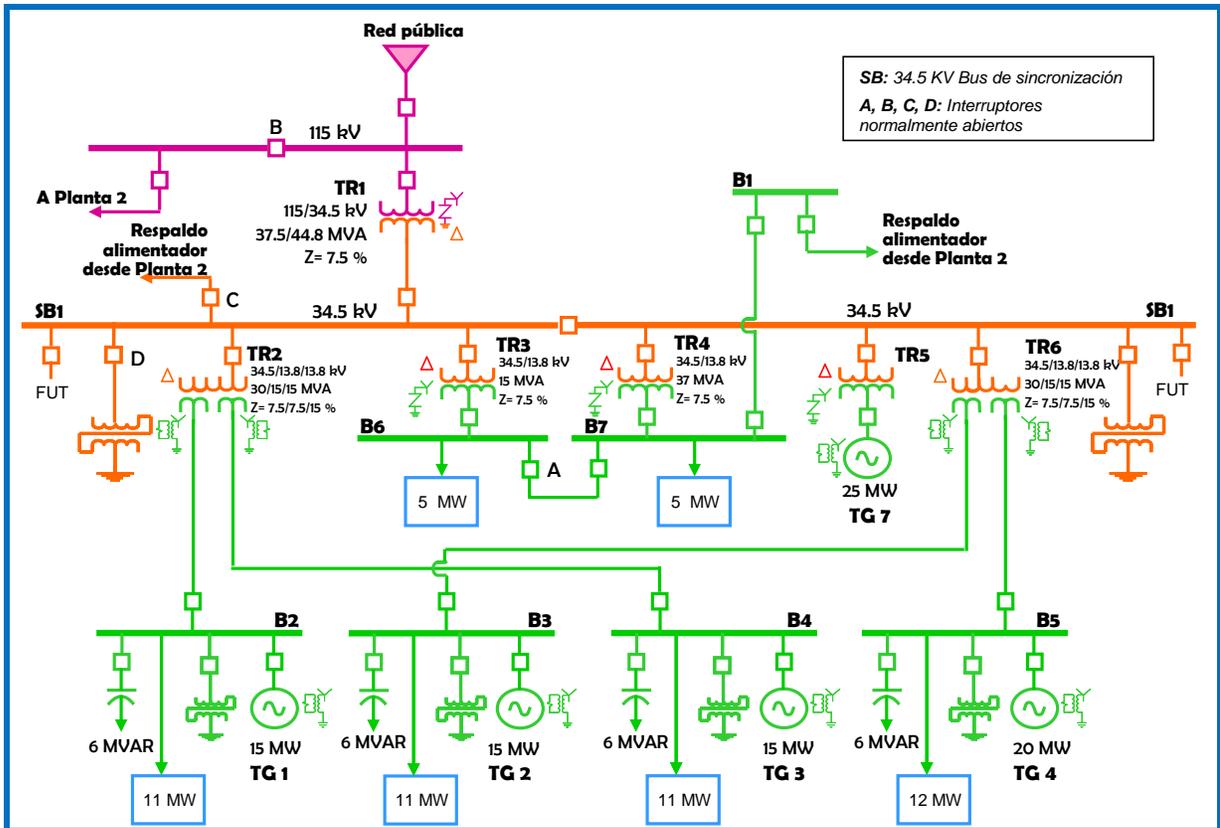


Figura 13. Esquema representativo del bus de sincronización en 34.5 kV seleccionado

### 3.2.1.4 Etapa IV. Selección del esquema óptimo

En la [Tabla 10](#) se muestran las ventajas del esquema de mediano impacto. Por lo anterior, es necesario que el usuario o cliente que requiere la implementación del proyecto elija la alternativa que este acorde de sus requerimientos y posibilidades económicas.

Tabla 10. Ventajas (V) y desventajas (D) del esquema de mediano impacto seleccionado para describir

	Descripción
V1	La capacidad interruptiva de los tableros existentes no es superada
V2	En el futuro, la Planta 2 puede ser cambiada a un SB de 34.5 kV. En estas condiciones, se convierte en un bus de distribución. Esto permitirá la conexión entre la Planta 1 y la Planta 2
V3	El nuevo generador y la nueva carga están directamente conectados con el SB de 34.5 kV. Esto reduce el número de cables por circuito
V4	El nivel de voltaje (34.5 kV) permite proteger los buses de carga de 13.8 kV por disturbios en el bus de 115 kV. El uso transformador de 3 devanados divide la potencia en 2 circuitos de 13.8 kV
V5	Los buses B2, B3, B4 y B5 tienen dos fuentes de energía y los buses B6 y B7 tienen dos transformadores para alimentar la carga. Esto garantiza la previsión de las plantas de producción
V6	El flujo de potencia de la refinería a la red pública es óptimo y viceversa

V7	El diseño contiene ocho islas para falla a tierra. Cinco islas están conectadas a tierra a través del aterrizamiento de los transformadores y las tres restantes por baja resistencia.
V8	En el futuro, las nuevas cargas y nuevos módulos de generación pueden ser conectados a las celdas disponibles del bus de 34.5kV
D9	Si el lado derecho del bus de sincronización en 34.5 kV sale de servicio, el generador TG7 queda fuera de servicio

### 3.2.1.5 Etapa V. Re-estudio del esquema seleccionado

El bus de sincronización de 34.5 kV requiere de un esquema simple de protección, que se basa en protección de respaldo con relevadores con función diferencial: a) 87B, para todos los buses; b) 87T, para los transformadores TR1, TR2, TR5 y TR6 y 87G para generadores.

Las fallas a tierra de alimentadores en 13.8 kV pueden ser detectadas por relevadores de secuencia cero con transformadores de corriente y relevadores con función instantánea (50G dispositivo), incluyendo la protección de sobre corriente (50/51 dispositivo). Este esquema puede utilizarse para los alimentadores de los transformadores TR3 y TR4 (Ver **Figura 13**).

El relevador de respaldo de falla en el aterrizamiento de los transformadores debe disparar los interruptores de las fuentes en el caso de que relevadores de protección de falla a tierra no actúen. Por último, el esquema de protección para los bancos de capacitores debe estar basado con dispositivos de sobre y bajo voltaje (59N y 27N).

### 3.2.1.6 Etapa VI. Especificaciones

Las principales especificaciones de los equipos eléctricos para la implementación de la solución debe considerar la toma de decisiones en la inversión, partiendo con: 1) la tecnología de tableros aislados en SF6; 2) La tecnología de los transformadores de potencia con doble enfriamiento (OA/FA), utilizando conexiones comerciales, tales como *“multi contact elbow bushings*, así como cambiadores de derivaciones bajo carga; 3) la decisión de instalar aterrizamiento con transformadores del tipo *“zig-zag”* y 4) el uso de los circuitos de fuerza para los niveles de 13.8 kV y 34.5 kV con aislamiento de polietileno entrecruzado o conocido como (XLPE) al 133% del nivel de aislamiento.

### 3.3 Reconfiguración con proyectos en paralelo dentro de la INR

Derivado que la INR cuenta con 6 (seis) refinerías distribuidas en el territorio nacional en: Cadereyta, Nuevo León (HRLS); Cd. Madero, Tamaulipas (FIM); Tula, Hidalgo (MHI); Salamanca, Guanajuato (AMA); Minatitlán, Veracruz (LC), y Salina Cruz, Oaxaca (ADJ). En la [Tabla 11](#), se muestran los proyectos en paralelo que se establecieron en 1 (una) década para implementar 4 generadores eléctricos con recuperador de calor, 1 caldera de vapor, 2 reestructuraciones eléctricas con la migración del BS de 13.8 kV a 34.5 kV en 2 refinerías en el norte del país y de 1 reestructuración eléctrica del BS de 13.8 kV a 115 kV en 1 refinería en la zona centro de México.

**Tabla 11. Proyectos en paralelo para la reconfiguración de la INR**

Concepto	Refinerías					
	HRLS	FIM	MHI	AMA	LC	ADJ
Ingeniería conceptual	<input checked="" type="checkbox"/>					
Bases de licitación de generadores	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			
Bases de usuario de cargas del PCC	<input checked="" type="checkbox"/>					
Aterrizamiento c/ alta impedancia	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			
Factibilidad técnica-económica	<input checked="" type="checkbox"/>					
Reestructuración Eléctrica	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			
Asesoría técnica en licitación		<input checked="" type="checkbox"/>				
Bases usuarios de caldera de vapor						<input checked="" type="checkbox"/>

La modernización de cada SEP fue considerando la conveniencia de implementar 2 alternativas para las nuevas unidades de generación: a) con un generador a gas y b) con un generador de vapor. En la [Tabla 12](#), se muestra la comparación de las alternativas para la decisión de integrar un generador a gas en los nuevos esquemas.

En la valoración de las reconfiguraciones eléctricas intervinieron diversos especialistas que van desde los que desarrollan la ingeniería conceptual hasta los que deciden si cada proyecto tiene viabilidad económica para su ejecución. Así, por ejemplo, en la INR, existían en ese periodo como se mencionó diversas instancias que intervinieron en las decisiones de los proyectos, tales como: la Gerencia de Análisis de Inversión y Gasto Operativo (GAIGO); la Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos (DCIDP), la Dirección Corporativa de Operaciones (DCO), la Gerencia de Ingeniería de Procesos (GIP) y los usuarios locales de cada refinería en el país

La intervención de las entidades de la INR permitió que se gestionarán y se planificarán los proyectos que buscaban un futuro prometedor en:

- a) el abastecimiento actual de energía,
- b) la integración de los nuevos módulos de generación,
- c) aterrizar los neutros de las fuentes de generación con alta impedancia,
- d) el flujo óptimo de energía,
- e) la redistribución de cargas y
- f) el abastecimiento a futuro del Proyecto de Calidad de Combustibles (PCC) mencionado en [16 y 33].

**Tabla 12. Comparación de un generador a gas Vs. generador de vapor**

TURBOGENERADOR DE VAPOR	TURBOGENERADOR A GAS
<i>Esta alternativa requiere:</i>	
Un generador de vapor adicional (180 t/h) para garantizar la producción y rehabilitación de los existentes	Un recuperador de calor para aprovechar los gases de combustión y generar vapor de 19 bar
Rehabilitación de los generadores eléctricos existentes TG1 y TG2	Rehabilitación de los generadores eléctricos y vapor existentes TG1 y TG2
Ampliar el sistema de enfriamiento en caso de que trabaje parcialmente a condensación. Esto implica aumentar el consumo de agua de la Refinería	Revisar la disponibilidad de gas y considerar la volatilidad de sus precios
La mejora del sistema eléctrico actual	La mejora del sistema eléctrico actual
Adquirir el turbogenerador y sus equipos periféricos	Adquirir el turbogenerador y sus equipos periféricos
<i>Ventajas:</i>	
Utilizar combustóleo y/o gas como combustible en las calderas	Se reduce el consumo de combustible de la refinería (se ahorra el de una caldera de presión de media)
Estos esquemas son bien conocidos en las refinerías	Utilizar diesel y/o gas como combustibles en turbina de gas
	Se mantiene el consumo de agua actual
	Se obtiene una mejora en la eficiencia global de la Refinería
<i>Desventajas:</i>	
No se tiene una mejora en la eficiencia global de la refinería	Considerar que el mantenimiento es mayor si se quema diesel, además el recuperador de calor requerirá de sopladores de hollín
Parar el nuevo proceso de la refinería, para llevar a cabo la conexión del nuevo turbogenerador	Estos esquemas no son bien conocidos por los usuarios de las refinerías

### 3.4 Alternativas para el proceso industrial típico

La red eléctrica actual de las seis refinerías de México, se encuentran con limitaciones en la capacidad interruptiva de los tableros de distribución de 13.8 kV. La capacidad promedio actual de estos tableros es de 31.5 kA de corriente de corto circuito en caso de falla trifásica ( $I_{cc} 3\phi$ ). La magnitud de 31.5 kA representa el 100% de la capacidad que soportarían los equipos de acuerdo con la línea de producción de los fabricantes. Sin embargo, se ha considerado mantener un margen de seguridad del 20% para futuras expansiones en este nivel de tensión.

El neutro de los generadores fue conectado a un punto común denominado bus de neutros a través de un interruptor y conectado a tierra a través de un banco de baja resistencia. Sólo el neutro del transformador de enlace con la red pública y el neutro de un generador está conectado a tierra y el resto de los generadores funcionan flotados.

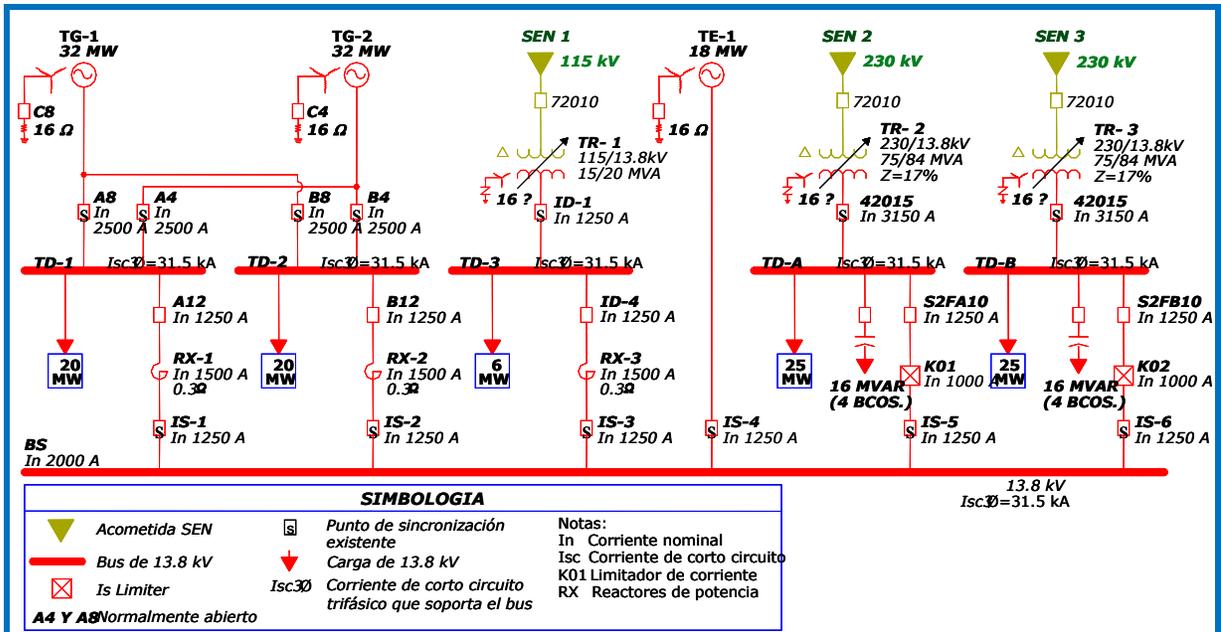
Cuentan con un sistema redundante para abastecer energía con al menos dos fuentes de generación mediante los buses de distribución en 13.8 kV o los interruptores de enlace existentes en el nivel de tensión de 4.16 kV denominados “*selectivos secundarios*”. En casos de contingencia, si un tablero sale a mantenimiento, las cargas pueden ser transferidas a su tablero adyacente o mediante el bus de sincronización para obtener un flujo de energía que abastece la energía eléctrica en dos subsistemas inclusive.

#### 3.4.1 Sistema eléctrico con 3 fuentes de generación.

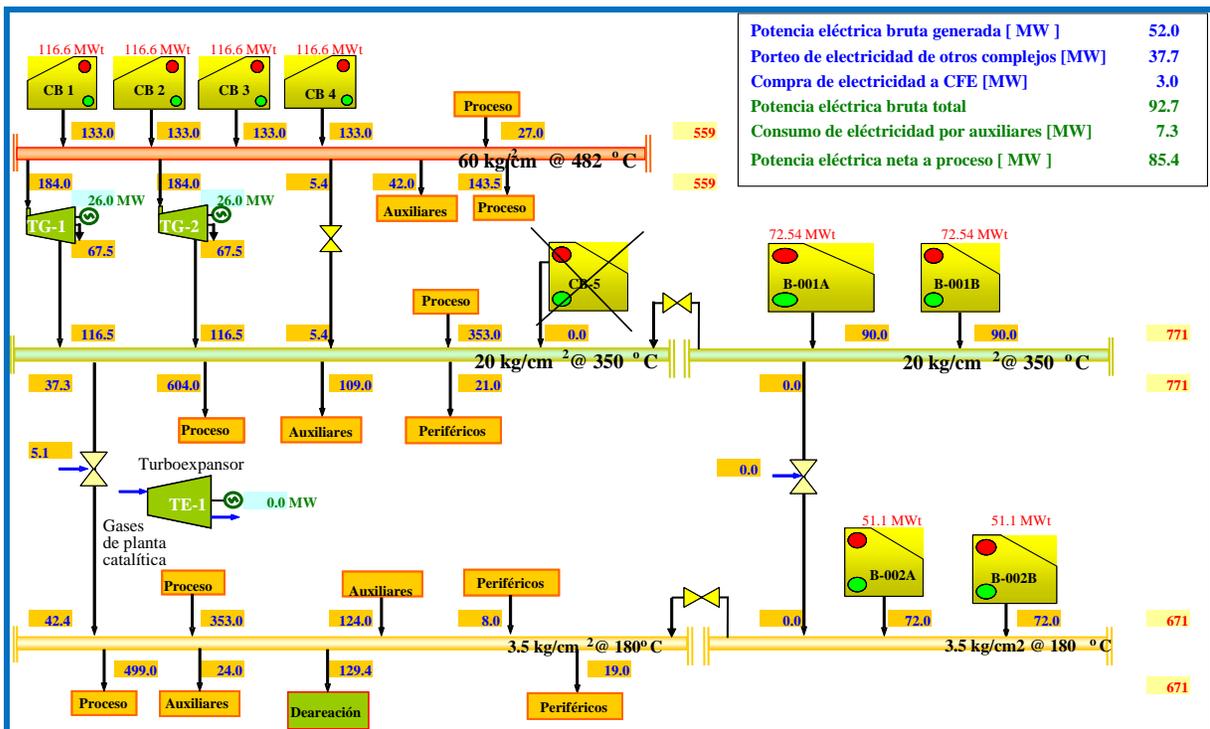
En las **Figuras 14 y 15** se muestra el esquema actual de una refinería que cuenta con dos plantas de fuerza que suministran la energía eléctrica (92 MW) y el vapor que requieren sus plantas de proceso con dos generadores. La Planta de Fuerza No.1 cuenta con un turboexpansor de 18 MW (TE-1) instalado en la planta catalítica y dos turbogeneradores de vapor de 32 MW (TG-1 y TG-2), así como 4 calderas que generan vapor de 60 kg/cm<sup>2</sup> man y una caldera que genera vapor de 20 kg/cm<sup>2</sup> man. El generador TG-1 y el TG-2 operan con extracción, aportando vapor de 20 kg/cm<sup>2</sup> man. La Planta de Fuerza No. 2 cuenta con dos calderetas que aportan vapor de 20 kg/cm<sup>2</sup> man (B-001A y B-001B) y dos calderetas que aportan vapor de 3.5 kg/cm<sup>2</sup> man (B-002A y B-002B). Adicionalmente, la Refinería cuenta con tres acometidas, dos de 230 kV y una de 115 kV provenientes del SEN. Cada acometida de 230 kV tiene una capacidad máxima de 84 MVA y la de 115 kV tiene una capacidad de 20 MVA. La acometida de 115 kV se encuentra conectada en el tablero TDP-3 y actualmente está fuera de operación debido a que se utiliza como respaldo una de las acometidas de 230 kV, de esta manera se abastece el déficit de energía en la Refinería mediante las subestaciones de enlace. Finalmente, todos los tableros de distribución en 13.8 kV tienen una capacidad interruptiva y de diseño de 31.5 kA para la corriente de corto circuito trifásico simétrica.

## Capítulo III

En las condiciones actuales, la planta de fuerza no cubre la necesidad total de energía eléctrica de la Refinería, de 92 MW, por lo que es necesario el porteo de 40 MW de otros centros de trabajo de la INR o del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).



**Figura 14.** Esquema representativo de una refinera que cuenta con 2 fuentes de generación sincronizadas con el SEN



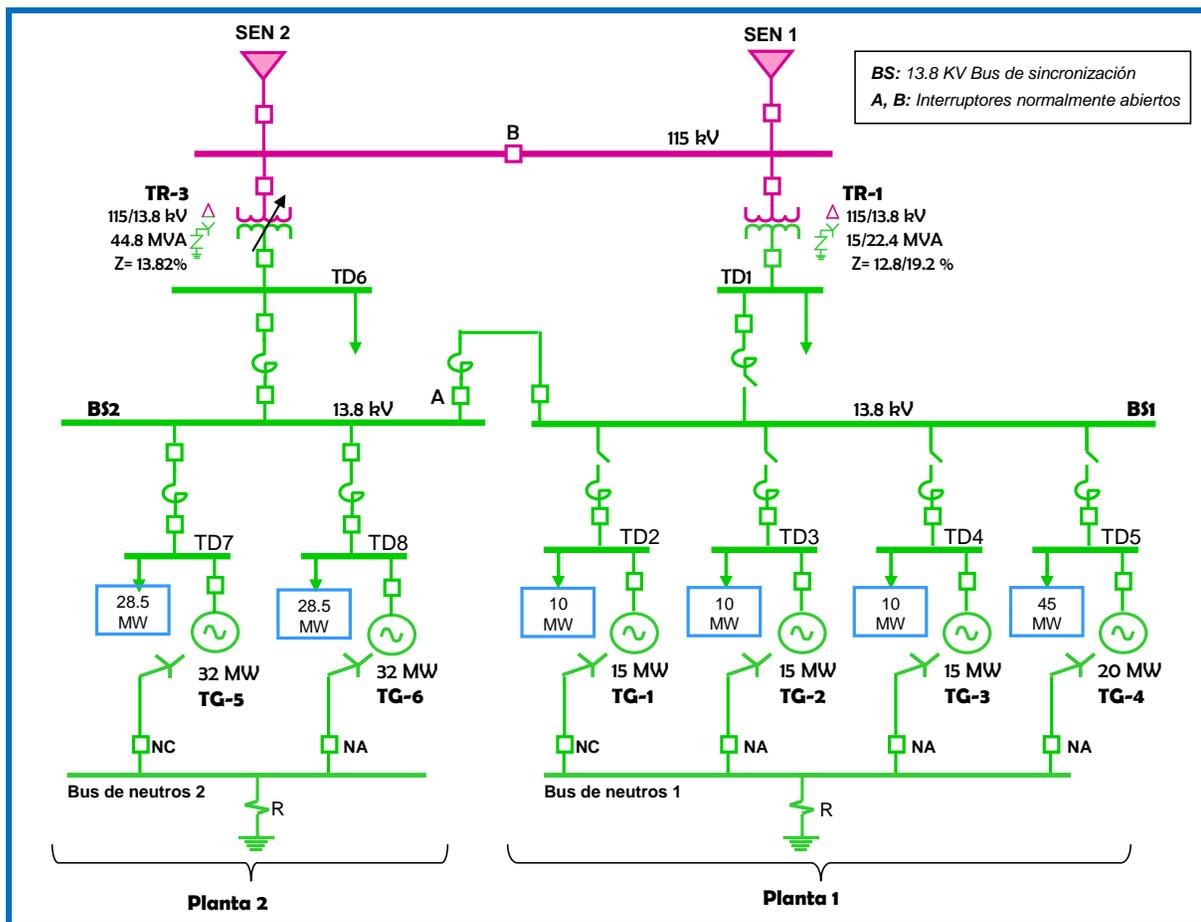
**Figura 15.** Esquema actual típico (representativo) de generación de vapor de una refinera con dos generadores eléctricos sincronización con el SEN.

### 3.4.2 Sistema eléctrico con más de 4 fuentes de generación.

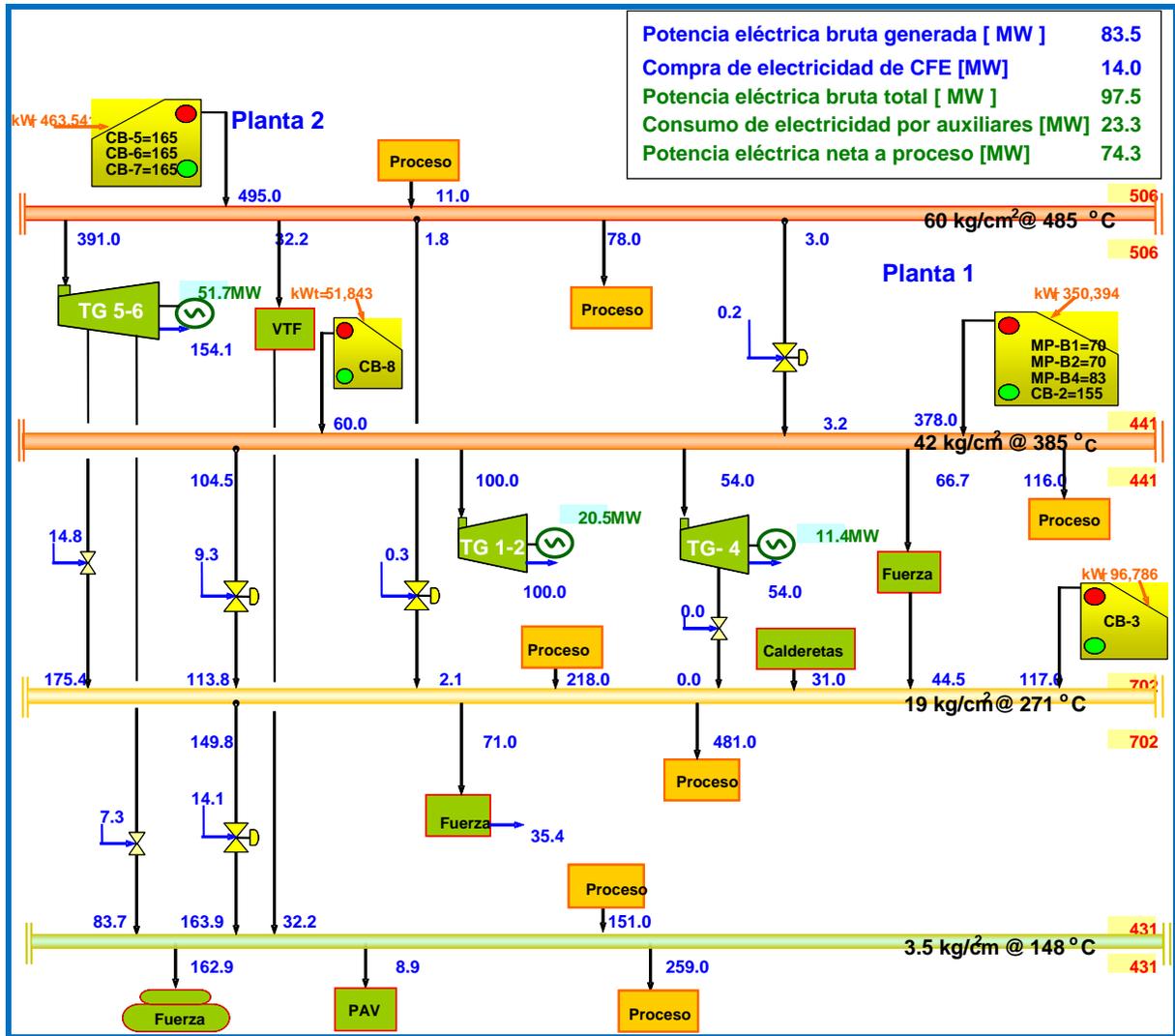
En las **Figuras 16 y 17** se muestra el esquema actual de una refinería con más de cuatro generadores eléctricos dividido en dos plantas termoeléctricas que abastecen una carga promedio de 97 MW. La Planta 1 cuenta con 6 calderas denominadas MP-B1, MP-B2, MP-B3, MP-B4, CB2 y CB3, y 4 turbogeneradores denominados TG-1, TG-2, TG-3 y TG-4.

Los turbogeneradores TG-1, TG-2 y TG-3 están diseñados para trabajar a condensación plena, mientras que el turbogenerador TG-4 está diseñado para operar con extracción de vapor y condensación. Los tableros de la Planta 1, son de capacidad interruptiva de 31.5 kA. La Planta 2 cuenta con 3 calderas denominadas CB-5, CB-6 y 2 turbogeneradores denominados TG-5 y TG-6. Los Turbogeneradores TG-5 y TG-6 operan con extracción de vapor. Los tableros de la Planta 2, son de capacidad interruptiva de 41 kA.

En las condiciones actuales, la planta de fuerza no cubre la necesidad total de energía eléctrica de la Refinería, de 97 MW, por lo que es necesario el porteo de 14 MW de otros centros de trabajo de la INR o del SEN.



**Figura 16.** Esquema actual típico (representativo) de una refinería con más de cuatro generadores eléctricos sincronización con el SEN



**Figura 17.** Esquema actual típico (representativo) de generación de vapor de una refinera con más de cuatro generadores eléctricos sincronización con el SEN.

Estas descripciones indican que un diseño conceptual debe implicar un procedimiento racional para determinar el mejor plan a partir del análisis de tres esquemas conceptuales como mínimo. En otros artículos publicados se describen recomendaciones que se han utilizado para modificar los esquemas mostrados en las **Figuras 14 y 16** según [5, 23 y 34].

Para efectos de descripción de las alternativas seleccionadas en las reconfiguraciones eléctricas de la INR se plantearán los factores que sufrieron cambios a partir de los proyectos elaborados en 1 (una) década y los beneficios técnicos que tendrían en la implementación para inicios del 3er Sexenio que comenzaría en el año 2012.

### 3.5 Reconfiguración complementaria para la INR

La capacidad de generación de la mayoría de las seis refinerías es prácticamente la misma que la demanda de carga (100 MW), no existe la garantía en el suministro continuo de energía eléctrica ni para las plantas de proceso actuales en casos de contingencia ni para las nuevas plantas. Por esta razón, se determinó reconfigurar el nivel de tensión en dos refinerías a 34.5 kV. En este inciso se incluirán los esquemas eléctricos a implantar para los esquemas mostrados en las **Figuras 14 y 16**.

Cada esquema mostrado, tanto para la refinería de 3 generadores, como para la de más de 4 generadores eléctricos, fue analizado mediante la evaluación en estado estable del comportamiento del sistema eléctrico ante corrientes de corto circuito trifásico, flujo de cargas, caídas de tensión, factor de potencia y regulación de la tensión [23 y 34].

Los esquemas para implementar en los esquemas comentados de las refinerías a migrar el nivel de distribución en 34.5 kV tendrán fases de instalación y suministro. Las fases de suministro, instalación, integración, pruebas en sitio, capacitación y puesta en operación son divididas como sigue:

- Integración de un primer generador eléctrico de capacidades entre 31 y 38 MW para la refinería de tres generadores y de 20 a 25 MW para la refinería de más de cuatro generadores, para abastecimiento de la demanda actual de energía
- Reconfiguración del bus de sincronización existente de 13.8 kV a 34.5 kV en ambas refinerías
- Integración de un segundo generador eléctrico de capacidades entre 31 y 38 MW para la refinería de tres generadores y de 20 a 25 MW para la refinería de más de cuatro generadores, para abastecimiento de la demanda futura del PCC
- Distribución eléctrica en los tableros de distribución para el Proyecto de Calidad de Combustibles
- Puesta a tierra con alta impedancia de las fuentes de generación
- Integración de los nuevos sistemas al Sistema de Control Operacional Avanzado (SCOA)

En la **Tabla 13**, se muestra una programación tentativa más no limitativa de la ejecución de los proyectos de reconfiguración eléctrica en las refinerías. La programación dependerá de que la INR tenga el presupuesto disponible y de los periodos de ejercicio fiscal a los que se ve sometido anualmente.

Las principales especificaciones indicadas en el **Inciso 3.2.1.6** de los equipos eléctricos para la implementación de la reconfiguración eléctrica de las refinerías incluyó adicionar dentro de la toma de decisiones en la inversión económica, los siguientes incisos complementarios: 1) la integración de los generadores eléctricos; 2) la tecnología de tableros aislados en SF6; 3) La tecnología de los transformadores de potencia con doble enfriamiento (OA/FA), utilizando conexiones comerciales, tales como “*multi contact elbow bushings*”, así como cambiadores de derivaciones bajo

carga; 4) la decisión de instalar aterrizamiento con transformadores del tipo “zig-zag”; 5) el uso de los circuitos de fuerza para los niveles de 13.8 kV y 34.5 kV con aislamiento de polietileno entre cruzado o conocido como (XLPE) al 133% del nivel de aislamiento y 6) la integración de los nuevos sistemas de control a los actuales sistemas SCOA de forma correspondiente.

**Tabla 13. Programación tentativa de las fases de implementación del sistema eléctrico a futuro en la INR**

	Fases	T	Programación en trimestres											
			2009		2010				2011				2012	
			3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
1	Integración del 1er TG	130		●	●	●								
2	Reconfiguración del BS	115			●	●								
3	Circuitos de fuerza	90				●	●			●				
4	Integración del 2º TG	112						●	●					
5	Distribución plantas del PCC	110						●	●	●				
6	Puesta a tierra con alta Z	108			●	●								
7	Integración de sistemas	100				●		●			●	●		

Notas:

T Duración en días laborales

Z Impedancia

TG Generador eléctrico

● tres meses

En las **figuras 18 y 19** se muestran los esquemas descriptivos mas no limitativos que se implementarán para las refinerías de tres y más de cuatro generadores eléctricos respectivamente.

Las figuras representan un esquema eléctrico integral para ejecución en el mismo ejercicio económico. La diferencia en inversión económica para el esquema de la **Figura 18** asciende al orden de más de USD \$ 50 millones, a diferencia del esquema de la **Figura 19** que asciende a más de USD \$ 120 Millones.

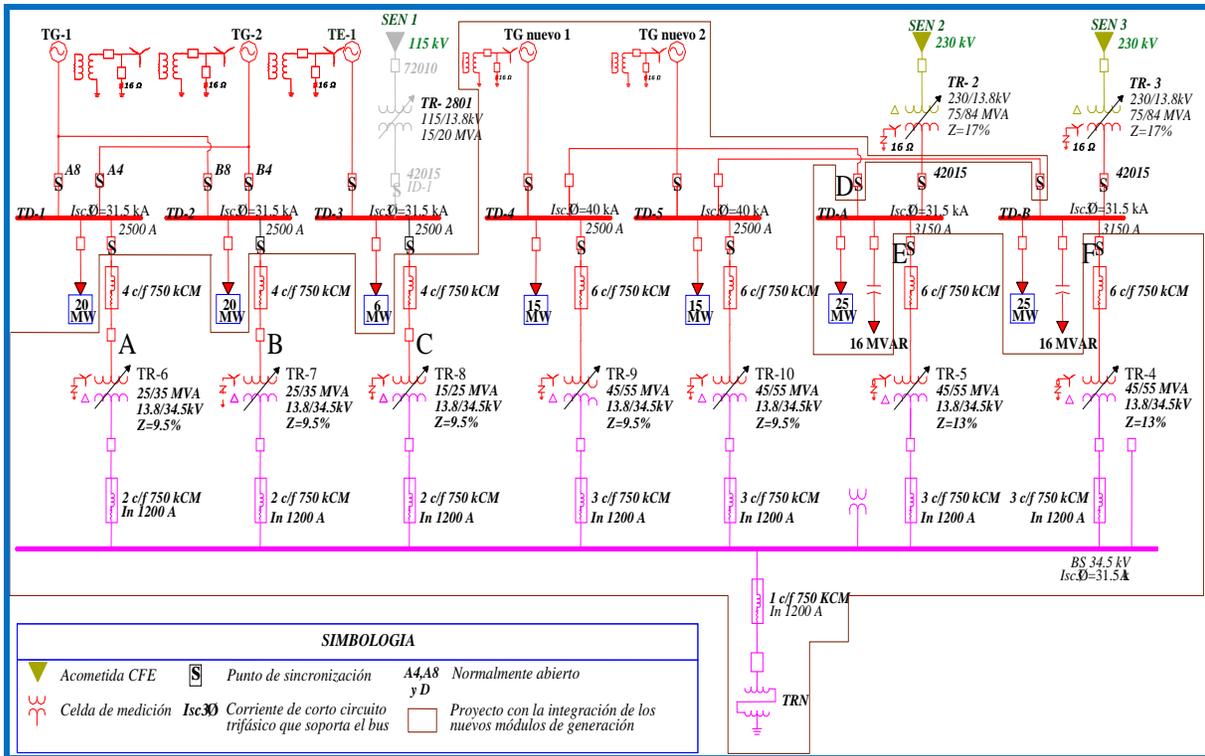


Figura 18. Esquema descriptivo mas no limitativo del BS en 34.5 kV seleccionado para la reconfiguración eléctrica del esquema de la Figura 14.

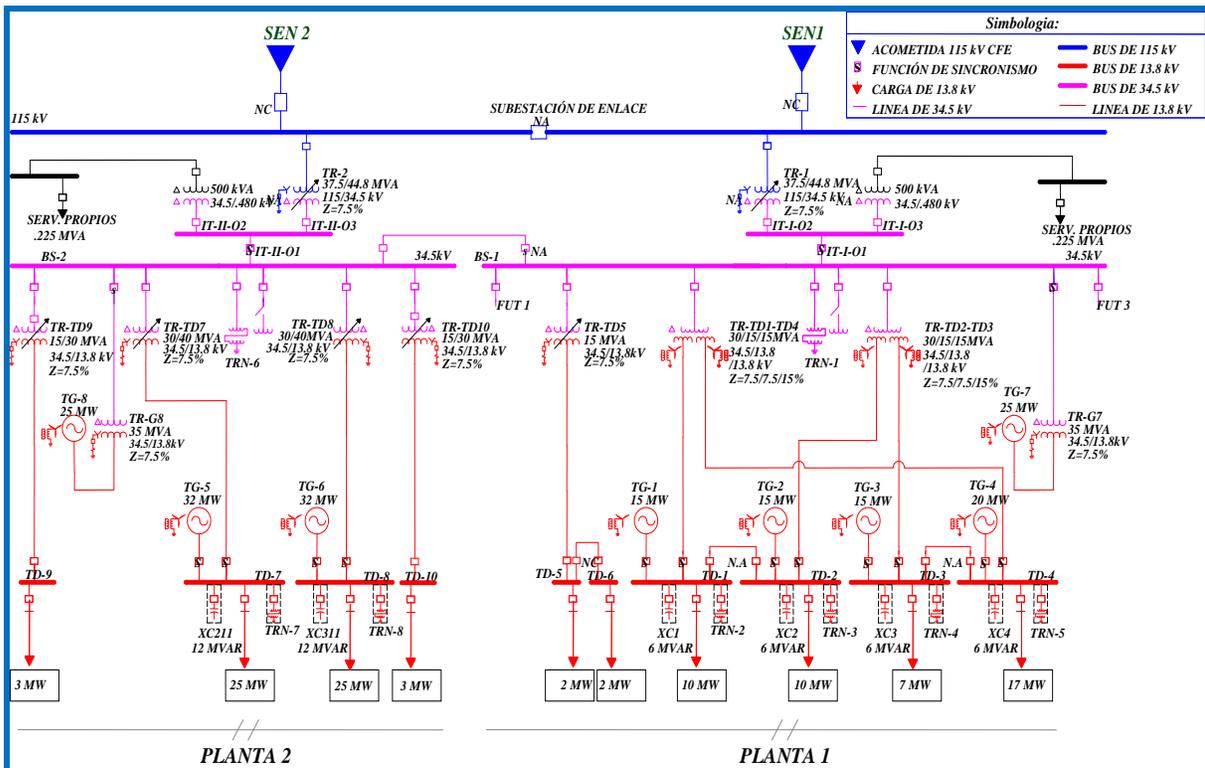


Figura 19. Esquema descriptivo mas no limitativo del BS en 34.5 kV seleccionado para la reconfiguración eléctrica del esquema de la Figura 16.

Los beneficios que tienen al implantar este tipo de esquemas son: 1) el nuevo esquema permitirá un flujo óptimo de potencia eléctrica hacia las cargas, en todos los escenarios de operación, sin “cuellos de botella”; 2) en condiciones de contingencia, las caídas de tensión son menores de  $\pm 5\%$  en todos los buses de carga; 3) la acometida de respaldo tiene la capacidad para sustituir a un generador de algunas de las plantas, en caso de que éste salga de servicio por falla o mantenimiento; 4) las plantas pueden recibir la integración de 18 MW adicionales; 5) todas las redes eléctricas de las plantas cuentan con un solo neutro conectado a tierra para la simplificación del esquema de protección de falla a tierra. El devanado de 115 kV tiene su neutro conectado sólidamente a tierra. El bus de sincronización de 34.5 kV, cuenta con un transformador tipo zig-zag. El neutro de los generadores, se encuentran conectados a tierra con alta impedancia; 6) Cuando un generador salga de servicio, se contará con bancos de capacitores que pueden suministrar la potencia reactiva necesaria, para mantener un factor de potencia del orden de 0.9, en la acometida de enlace; entre otros beneficios mencionados en los artículos de las referencias [5, 7, 16, 23, 27, 33, 35, y 35].

### 3.6 Solución paralela para dar continuidad a los proyectos

Las refinerías desde el año 2008 tenían un déficit de energía y un requerimiento adicional de 20 MW, dicho requerimiento bien puede ser abastecido con la integración de un nuevo generador eléctrico.

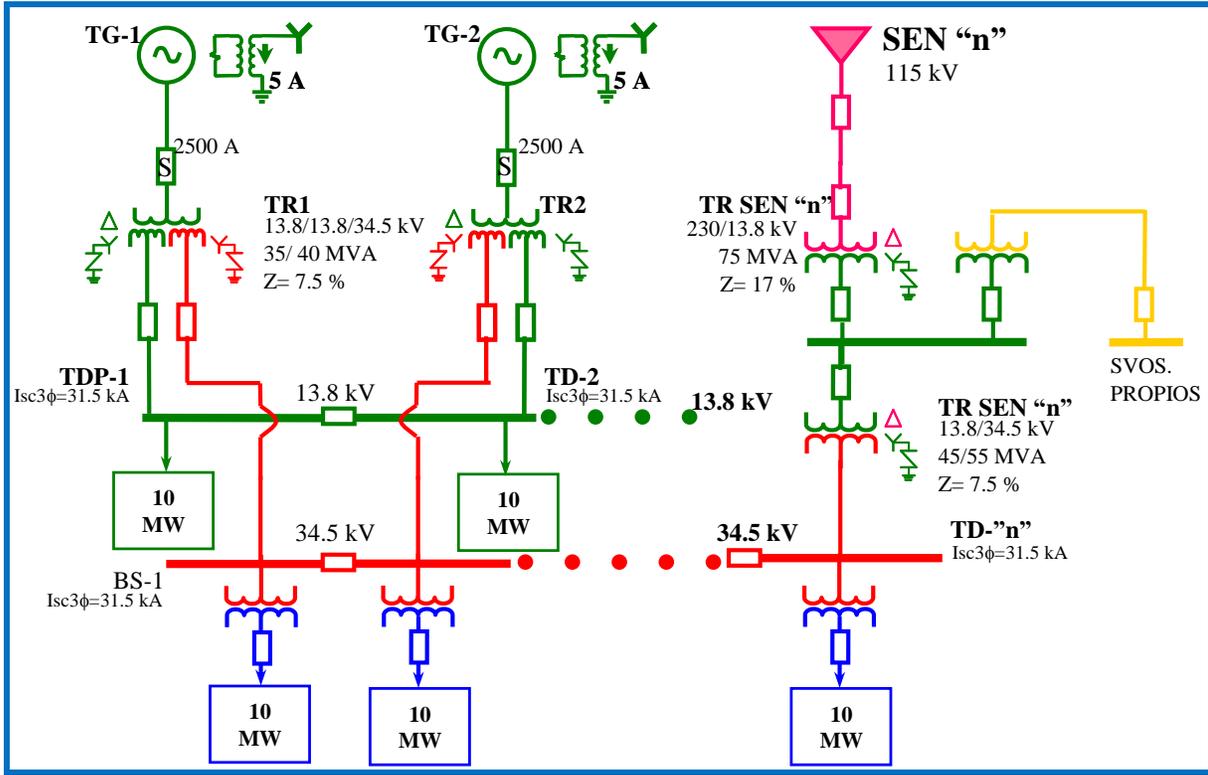
Desde entonces se proponía ante los cambios mencionados y para los casos en los que se requiere migrar los niveles de distribución de 13.8 kV a 34.5 kV una “etapa de transición”. Dicha etapa puede implementarse en caso de que las refinerías no contaran con el presupuesto disponible para un proyecto integral de una sola ejecución y al mismo tiempo de las Fases 1 y 2 (Ver [Tabla 13](#)).

En la siguiente sección se muestra una de posibles alternativas de transición para conectar un generador eléctrico en el sistema eléctrico típico actual de una refinería. (Ver [Figura 20](#)).

El análisis muestra la integración de un primer generador utilizando dos alternativas para su integración: a) a través de un reactor limitador de corriente de corto circuito de  $0.346 \Omega$ , 1500 A en serie con el generador y b) a través de un transformador de tres devanados de relación 35/35/35 MVA, 13.8/14.4/34.5 kV, donde las terminales del generador TG-“n1” se encuentran conectadas al devanado de 13.8 kV, su tablero de distribución de carga al devanado de 14.4 kV y el devanado de 34.5 kV se integrará al proyecto futuro de implantación de un bus de sincronización en 34.5 kV.

Con el fin de determinar la opción técnica y económicamente más viable de conexión de un nuevo generador eléctrico al sistema eléctrico actual en una refinería típica, se consideraron las dos alternativas mencionadas mediante un análisis de los valores de las corrientes de corto circuito y flujo de la potencia en los buses de carga

principales con las condiciones establecidas de operación exclusivamente para el primer generador.



**Figura 20.** Esquema descriptivo más no limitativo de una alternativa paralela para conectar un generador con el esquema actual en las refinéricas.

La *flexibilidad y confiabilidad* del sistema eléctrico se ve beneficiado con el uso del transformador de tres devanados, asimismo permite el uso de los equipos de potencia a instalar a diferencia del uso de reactores limitadores de corriente que en un futuro serán retirados.

La evaluación técnica de analizar las dos alternativas de la “etapa de transición” ofrecen ventajas y desventajas. En la [Tabla 14](#) se muestran las ventajas y desventajas técnicas para las dos alternativas de integrar el primer generador eléctrico en un esquema de refinería típico.

En las [Tablas 15 y 16](#), se muestran las evaluaciones económicas de las dos alternativas y sus equipos asociados para la integración del primer generador. Es importante mencionar que, comparando las dos alternativas con respecto al costo de inversión del equipo eléctrico principal, la alternativa del reactor limitador resulta ser la de menor costo, hasta en un 37.8% con respecto a la inversión necesaria para la alternativa del transformador de tres devanados. Sin embargo, este costo es a corto plazo, como se ha mencionado, se planea una reconfiguración con un bus de sincronización en 34.5 kV, por lo que el transformador de tres devanados seguirá siendo utilizado en esta reconfiguración y el costo a largo plazo resultaría menor, evitando la inversión de un transformador para sincronizar en 34.5 kV el 1<sup>er</sup> nuevo generador a futuro.

### Capítulo III

**Tabla 14. Evaluación técnica de instalar el primer generador eléctrico usando: A) un reactor limitador de corriente de Icc ó B) un transformador de tres devanados.**

Ventajas	A	B
Icc $3\phi \leq 25.2$ kA y flujo de potencia óptimo en condiciones de contingencia		<input checked="" type="checkbox"/>
Si falla la acometida del SEN los turbos pueden alimentar el 100% de la carga		
Si falla un generador, su bus de cargas queda alimentado por el TBS	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Si falla el BS cada generador queda con su bus de cargas	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Si un tablero sale a mantenimiento, sus cargas pueden ser transferidas a su tablero adyacente	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Todos los generadores pueden operar con su neutro conectado a tierra	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Puede recibir un crecimiento futuro del 60%		
Puede recibir un crecimiento futuro del 30%		
Requiere la mínima inversión porque mantiene el nivel de 13.8 kV como tensión de distribución	<input checked="" type="checkbox"/>	
Mayor facilidad para su implantación		<input checked="" type="checkbox"/>
La inversión en el equipo será utilizada en proyectos futuros		<input checked="" type="checkbox"/>
Desventajas	1	2
Cuando sale de servicio un tablero, queda fuera de servicio un generador	<input checked="" type="checkbox"/>	
Cuando sale de servicio el Bus A o el Bus B se pierde una acometida del SEN	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Si falla el bus de sincronización se pierde el SEN		
Requiere la mayor inversión		<input checked="" type="checkbox"/>
Se requiere repotenciar los circuitos de buses de distribución hacia el TBS	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
No se puede repotenciar los circuitos de buses de distribución hacia el TBS		
Si falla el bus de sincronización, la Refinería tiene que importar 50 MW	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Si falla el bus de sincronización se pierde la aportación de un generador	<input checked="" type="checkbox"/>	
La Icc $3\phi$ supera el límite de la capacidad de los tableros aun utilizando "fusibles pirotécnicos" o "Is-limiters"	<input checked="" type="checkbox"/>	
Si fallan todos los generadores, el SEN no puede alimentar el 100% de la carga	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
No existe referencia de potencial de tierra en el bus de sincronización		
Las acometidas del SEN no tienen bus de cargas		
Los generadores nuevos no tienen bus de cargas		

**Tabla 15. Costo del equipo principal al integrar el TG-8 a través de un reactor limitador con núcleo de aire (no se incluye el costo del TG)**

Partida	Concepto	Características	Costo [MUSD]
1	Reactor	Reactor limitador de corriente de Icc con núcleo de aire, 2300 A, 0.346 $\Omega$	\$ .058
2	Circuito de fuerza	4 conductores por fase de cable XLP, clase 15 kV, 133 %, calibre 750 kCM. Con una longitud aproximada de 500 m	\$ 0.390
3	Tableros de distribución	Tablero de 3000 A de corriente nominal con una Icc de 40 kA, 6 celdas incluyendo la del TG-8	\$ 0.210
4	Celdas de recepción del TG-8	Dos celdas Metal Clad, clase 15 kV, incluyen interruptor en vacío de 2000 A, kit de medición y protección	\$ 0.075
<b>TOTAL</b>			<b>\$ 0.733</b>

**Tabla 16. Costo del equipo principal al integrar el TG-8 a través de un transformador de tres devanados (no se incluye el costo del TG)**

Partida	Concepto	Características	Costo [MUSD]
1	Transformador de tres devanados	Transformador de tres devanados de 35/35/35 MVA con relación de transformación de 13.8/13.8/34.5 kV	\$ 1.1
2	<i>Circuito de fuerza</i>	Cable XLP, clase 15 kV, 133 %, calibre 750 kCM. Para una longitud de 500 m y 4 conductores por fase	\$ 0.390
3	<i>Celdas de recepción del TG-8</i>	Dos celdas Metal Clad, clase 15 kV, incluyen interruptor en vacío de 2000 A, kit de medición y protección	\$ 0.075
4	<i>Tableros de distribución</i>	Tablero de 3000 A de corriente nominal con una lcc de 40 kA, 6 celdas incluyendo la del transformador de tres devanados	\$ 0.210
<b>TOTAL</b>			<b>\$ 1,775</b>

Es necesario optimizar y modernizar los sistemas eléctricos de la INR, ya que es bien sabido que en México desde 1979 no se ha construido una nueva refinería y ante los nuevos proyectos que vienen para el 2012 con el cumplimiento de la NOM-086, se deben adquirir nuevas tecnologías para ser implantadas en las refinerías mencionadas.

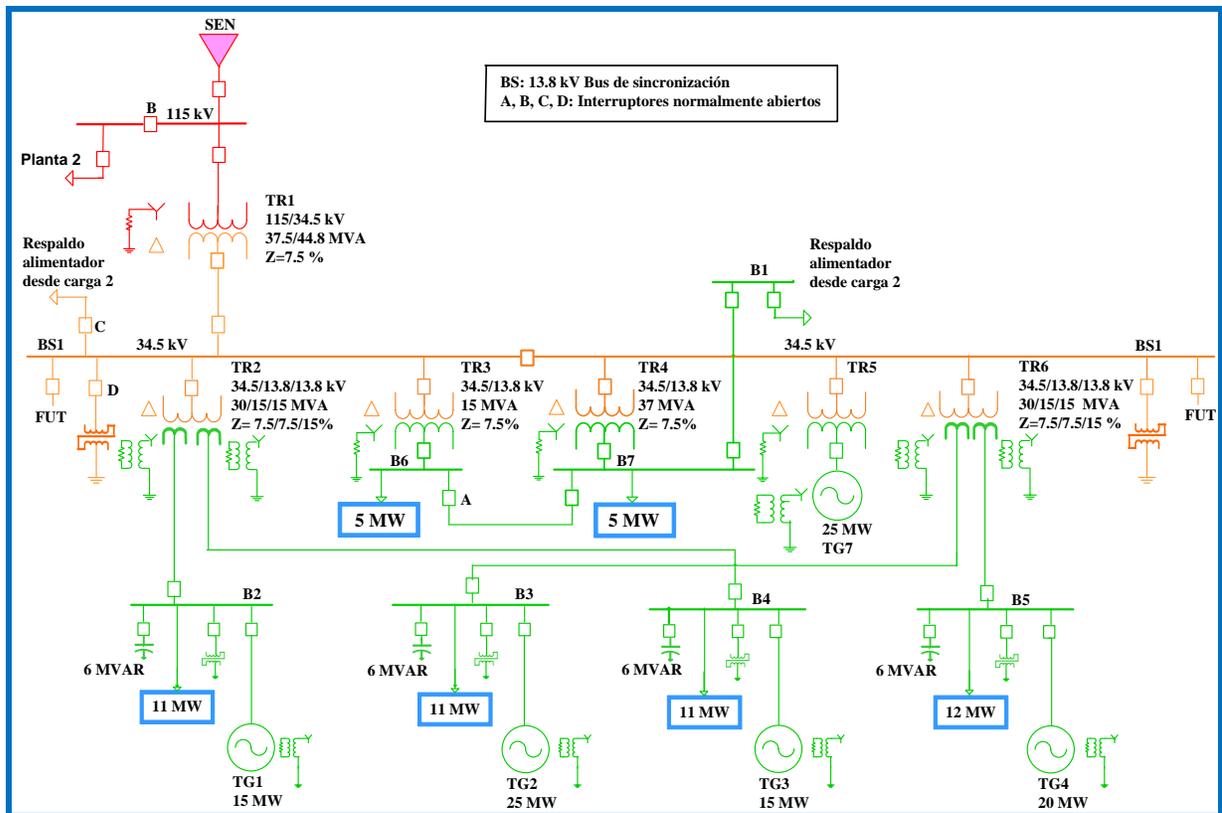
El nuevo Bus de Sincronización (BS) de 34.5 kV mostrado en la **Figura 20** para la implementación en dos refinerías puede recibir nuevas cargas y nuevos módulos de generación, el flujo de potencia entre el SEN y el sistema local es óptimo y no requiere de equipos especiales para su ejecución, adicionalmente puede estar asociado a dos fuentes para un bus de cargas.

Es posible implementar “etapas de transición” mediante el uso de tecnologías como el transformador de tres devanados, toda vez que los presupuestos de los usuarios locales de la INR no cuenten con el monto total disponible para la ejecución de Fases en forma paralela.

### 3.7 Sistema eléctrico planteado a futuro

#### 3.7.1 Basado en tecnología

En la **Figura 21**, se muestra el esquema representativo del sistema eléctrico para el año 2012, teniendo como efectos principales técnicos: a) retirar los reactores limitadores de lcc 3Φ, b) reemplazar tableros de distribución de 31.5 kA a 41 kA, c) adquirir subestaciones de enlace con el SEN del tipo de aislamiento en hexafluoruro de azufre (SF6), d) puesta a tierra con alta impedancia de las fuentes de generación.



**Figura 21.** Esquema eléctrico propuesto usando un bus de sincronización de 34.5 kV y transformadores de tres devanados: fase de reconfiguración eléctrica de la **Figura 14**.

Por lo anterior, es necesario modificar el régimen actual del sistema de energía eléctrica de las refinerías mexicanas, a fin de cubrir los nuevos requisitos. Para garantizar que el nuevo régimen de abastecimiento funcionará, sea fiable y económicamente aceptable, fue necesario llevar a cabo un estudio conceptual para cada refinería a reconfigurarse eléctricamente, como se menciona en [32], que es literatura especializada en diseño de sistemas industriales.

El cambio radical en el sistema eléctrico de potencia de cada refinería impacta en instalar equipos de alta tecnología como lo son: i) subestaciones aisladas en SF6, ii) tableros de distribución aislados en gas SF6, iii) circuitos de fuerza para operación en alta temperatura y aislamiento etileno-propileno, iv) equipos para puesta a tierra con sistemas híbridos y controlados por sistemas de control distribuido, v) transformadores de tres devanados con cambiador de derivaciones, vi) entre otras tecnologías existentes en el mercado internacional.

### 3.7.2 Basado en parámetros técnicos

Otros parámetros que se denotaron en los análisis de los sistemas de potencia típicos de la INR fueron los indicados en la [Tabla 17](#).

**Tabla 17. Parámetros considerados para los análisis de la reconfiguración eléctrica en la INR**

Efecto a optimizar	Causa que lo origina
Flexibilidad	Caídas de tensión por la alta impedancia de los reactores
Confiabilidad	Operación de las protecciones de una manera inadecuada por falta de sensibilidad
Capacidad	El nivel de tensión está limitado en su capacidad de distribución de energía indicado en la Tabla 18
Continuidad del servicio	Los sistemas eléctricos de potencia de las refinerías pueden salir de operación en cualquier momento

### 3.7.3 Basado en capacidad instalada e interruptiva

En la [Tabla 18](#) se presenta una relación descriptiva de las potencias que se pueden manejar en los esquemas eléctricos típicos; que difiere en gran manera con lo que se ve en los esquemas de una refinería en México, que distribuye la energía en el nivel de 13.8 kV ante una demanda de carga de 100 MW, excediendo la capacidad de nivel de tensión en los equipos eléctricos instalados en un 30%.

**Tabla 18. Potencia (MW) que se puede manejar en un esquema eléctrico en relación con el nivel de tensión y sus usos de abastecimiento de energía en México**

Nivel de tensión (kV)	Límite de potencia (MW)	Plantas típicas que manejan SEP's con abastecimiento de energía en México
4.16	25	Plataformas marítimas
13.8	70	INR y Complejos Procesadores de Gas (CPG's) en PEMEX
23	85	Hidroeléctricas y Petroquímicas
34.5	120	Petroquímicas
69	240	Transmisión en el SEN
115	380	Transmisión en el SEN

Comparativamente el flujo de energía a futuro está planteado para migrar el nivel de tensión de 13.8 kV a 34.5 kV para dos refinerías del Norte del país y, de 13.8 kV a 115 kV para dos refinerías del centro y sureste respectivamente. Dichas migraciones se basan de igual forma en los beneficios potenciales que incluyen la operación sincronizada de todas las fuentes de energía con la red pública o SEN, minimización de las pérdidas de transmisión de esta al prescindir de reactores limitadores de energía, integración de nuevos generadores eléctricos, capacidad de diseño por corto circuito superior y la regulación de la tensión a través de transformadores conectados al bus de sincronización. A manera de comparación, una ventaja en los circuitos de distribución a través de cables de energía, por ejemplo, un conductor de 34.5 kV, es 2.5 veces superior a un conductor de 13.8 kV.

Existen circuitos de fuerza que no tienen la capacidad suficiente para transmitir la energía necesaria de un punto a otro en caso de contingencia. Asimismo, se cuentan con interruptores que tienen una capacidad nominal del orden de 1200 A y con el incremento de la energía se requiere de un mayor número de conductores por fase. Por lo tanto, se requieren ductos disponibles en las instalaciones de cada refinería y en algunos casos nuevas trayectorias para la construcción civil de registros, trincheras y ductos nuevos

En la [Tabla 19](#) se presenta una relación descriptiva de las capacidades interruptivas mostradas en la [Tabla 18](#) relacionadas con el factor de seguridad recomendado en los estándares internacionales con equipos instalados en los años 70's y su recomendación para no exceder dicho límite.

Por esta razón, se consideraron los reemplazos en la mayoría de los tableros de la INR en el nivel de 13.8 kV para poder tener factores de seguridad acordes a las capacidades requeridas.

**Tabla 19. Potencia (MW) que se puede manejar en un esquema eléctrico en relación con el nivel de tensión**

Nivel de tensión (kV)	Limite de potencia (MW)	Capacidad interruptiva típica (kA)	
		De diseño	Factor de seguridad recomendado [21]
4.16	25	48	35*
13.8	70	31.5	25*
		41	33*
34.5	120	31.5	12.5*
		40	16*
115	380	50	18*

*\* Valor eficaz típico de corta duración que depende de la marca del fabricante*

### **3.7.4 Basado en costos de inversión**

La confiabilidad del sistema de distribución eléctrica de la INR, es de vital importancia sobre todo para asegurar el cumplimiento de los programas de

producción y la seguridad de las instalaciones y de su personal, minimizando las posibilidades de afectación a la producción por fallas generadas en el sistema de generación de energía eléctrica. Por esta razón, la reconfiguración eléctrica planteo más de 5 alternativas de las cuales se mostraron a los usuarios finales en 3 definitivas:

- a) **bajo impacto**, con la instalación de transformadores de unidad, y que presentó el costo más económico con respecto a las otras alternativas. Su costo es de MUSD \$ 30;
- b) **mediano impacto**, con la instalación de un bus de sincronización de 34.5 kV que tiene un costo que fluctúa de MUSD \$ 36 y
- c) **de alto impacto**, mediante un bus de sincronización de 230 kV que cuesta MUSD \$ 64.

El análisis de factibilidad técnica-económica fue entregado en un cuadernillo de forma confidencial en [36] para el año 2004 y actualizados los montos económicos en la **Tabla 20**. Los resultados del análisis técnico-económico tuvieron como objetivo que el usuario o cliente de la INR, seleccionará el esquema de dos alternativas: la de implantar un bus de sincronización de 230 kV o la de implantar un TBS de 34.5 kV. De ambas alternativas, los usuarios de la INR tuvieron reuniones con las dependencias respectivas mencionadas en [9] y coincidieron que la reconfiguración es evidente, y que la sinergia conlleva a gran parte por la inversión a mediano plazo.

Por ello en este tipo de estudios se debe ser explícito y contundente para mostrar las ventajas, desventajas, así como, los beneficios técnicos en cada uno de los esquemas propuestos de la **Tabla 20**.

**Tabla 20. Resumen de la evaluación económica comparativa de cinco alternativas como propuestas en la reconfiguración eléctrica de dos refinerías**

Alternativa técnica	Descripción	Costo (MUSD)	Confiabilidad (R)
1	Reestructuración en nivel de 230 kV	64	Recomendable
2	Reestructuración en nivel de 115 kV	42	Opción Viable
3	Reestructuración en nivel de 34.5 kV	36	Opción Viable
4	Conexión del SEN en 34.5 kV	34	Opción Posible
5	Reestructuración en nivel de 13.8 kV	30	Opción sin resupuesto

### 3.7.5 Basado en fases de implementación-beneficio

Los esquemas eléctricos de la reconfiguración en la INR, a lo largo de los primeros 2 (dos) sexenios del año 2000 y del año 2006, fueron organizados de tal forma que se integrarán las nuevas cargas del PCC y los nuevos módulos de generación en fases de implementación. La sinergia lograda con los especialistas participantes permitirá integrar nuevos equipos con fases de suministro, instalación, integración de

pruebas en sitio, capacitación y puesta en operación. Lo anterior, también fue organizado para ejecutar las fases de forma gradual considerando lo ya mencionado:

- Integración de un primer generador eléctrico de capacidades entre 31 y 38 MW para las refinерías de tres generadores y de 20 a 25 MW para la refinерía de más de cuatro generadores, para abastecimiento de la demanda actual de energía
- Reconfiguración del bus de sincronización existente de 13.8 kV a 34.5 kV en dos refinерías y de 13.8 kV para otras dos refinерías.
- Integración de un segundo generador eléctrico de capacidades entre 31 y 38 MW para las refinерías de más de cuatro generadores, para abastecimiento de la demanda futura del PCC en dos refinерías
- Re-distribución eléctrica en los tableros de distribución para el PCC y optimizar el balance de la carga conectada en cada tablero
- Integración de los nuevos sistemas eléctricos y nuevos equipos al sistema de control operacional avanzado (SCOA).

El sistema eléctrico de potencia de las refinерías del país necesitaba una reconfiguración eléctrica debido a que próximos años se debían implementar nuevas cargas al sistema en el cual el sistema actual se vería afectado ya que su diseño actual no soportaría las nuevas cargas, con ello se llega a la conclusión de migrar de en nivel de tensión de 13.8 kV a 34.5 kV en unos casos y de 13.8 kV a 115 kV en otros. Lo anterior, para abastecer todas las cargas del sistema actual más las que se acoplaran al sistema de energía como se indicó en el **Capítulo II** (ver **Figura 4**).

El migrar los niveles de distribución de energía eléctrica actuales de 13.8 kV a 34.5 kV o 115 kV en las refinерías, permite recibir nuevas cargas y nuevos módulos de generación, el flujo óptimo de potencia entre el SEN y el sistema, adicionalmente con la reconfiguración eléctrica se visualiza que no son necesarios equipos especiales para su ejecución. También, que es posible integrar hasta dos fuentes de generación en el sistema de 34.5 kV y hasta 4 generadores adicionales en un sistema de 115 kV.

Un caso particular muy importante de los sistemas de las refinерías típicas del país es la protección del neutro tanto de generadores como del sistema por lo que hay diversas filosofías de aterrizamiento en el cual se deben de tener ciertas características y proporcionar siempre una referencia a tierra entre la tierra y el neutro. Este tema se planteará la recomendación en el **Capítulo IV**.

La reconfiguración, es de vital importancia para mejorar la confiabilidad del sistema de distribución eléctrica de las refinерías, también, para asegurar el cumplimiento de los programas de producción y la seguridad de las instalaciones y su personal, minimizando las posibilidades de afectación a la producción por fallas generadas en el sistema de generación de energía eléctrica.

El esquema eléctrico ideal de una refinерía se basa en el estudio conceptual del sistema en el cual requiere de una flexibilidad, confiabilidad y continuidad del servicio y analizar su comportamiento en contingencia, con base en esto, se puede llegar al esquema ideal para la nueva refinерía en México.

# CAPITULO IV

## RECOMENDACIONES PARA SUPERAR LOS DESAFÍOS DE CONFIABILIDAD OPERACIONAL Y PRODUCCIÓN DEL PÉTROLEO EN REFINACIÓN DE MÉXICO

### 4.1 Recomendaciones en general

Las experiencias de la reconfiguración eléctrica de la INR en estas 2 (dos) décadas, reflejaba que en México se requieren sistemas robustos que permitan una operación de al menos 40 años con tecnologías acordes al futuro para el 2040.

La tendencia y resultados de este tipo de trabajos de más de 20 años, es con la firme intención de proponer un sistema eléctrico nuevo para las próximas refinerías del país.

Hoy en día, está en puerta la séptima refinería en México y es recomendable considerar y analizar los aspectos mencionados en la INR, así como los factores mencionados de la [Tabla 21](#), y por último los riesgos asociados por la ejecución de este tipo de proyectos del **Inciso 4.1.1**.

**Tabla 21. Factores que se deben considerar para la instalación de una nueva refinería y su nuevo diseño.**

Factor	Descripción
<b>1</b>	<b>Abastecimiento de energía</b>
	Uso de generadores a gas con turbina industrial o aeroderivada dependiendo el centro industrial y sus requerimientos de vapor a futuro
<b>2</b>	<b>Distribución de energía</b>
	Uso de transformadores de tres devanados para brindar flexibilidad en la distribución de energía
	Uso de tableros metal clad con aislamientos en gas de hexafluoruro de azufre (SF6) para tener un ahorro considerable en el mantenimiento eléctrico de al menos 15 años de servicio
	Distribuir la energía en un sistema flexible de 13.8 kV o 34.5 kV dependiendo la magnitud de carga a instalar, ya que los equipos eléctricos dependen de la capacidad interruptiva y el límite de potencia descrita en la <a href="#">Tabla 19</a> indicada dentro del artículo
	Instalar bancos de capacitores instalados y distribuidos a lo largo de los tableros de distribución para compensar los reactivos del sistema eléctrico en condiciones de contingencia
<b>3</b>	<b>Aterrizamiento del sistema eléctrico</b>
	Puesta a tierra con alta impedancia o sistemas híbridos que garanticen que el sistema no quedara flotado, que evite las sobretensiones y resonancias en el sistema eléctrico
	Uso de resistencias de la puesta a tierra con aleaciones de acero-cromo aluminio con coeficiente de resistividad de 0.0002 %
	Uso de transformadores zig-zag para aterrizar los buses de sincronización que no tienen referencia a tierra
<b>4</b>	<b>Protecciones eléctricas</b>
	Instalación de relevadores de estado sólido con rápida respuesta en los disparos de equipos primarios
	Uso de relevadores de protección que incluyan adaptación al protocolo IEC61850 para un control avanzado y eficiente

5	Análisis del sistema eléctrico
	El nuevo diseño de la séptima refinería deberá considerar como mínimo los siguientes análisis que respaldaran su implantación: i) flujos de carga, ii) corto circuito, iii) coordinación adaptativa de protecciones, iv) arranque de grandes motores, v) flameo por arco y vi) confiabilidad del sistema

### **4.1.1 Riesgos asociados que se presentan en un proyecto de ejecución de sistemas de potencia en la INR**

Es importante mencionar que existen riesgos asociados que se presentarán en los nuevos proyectos de PEMEX y que deben ser considerados, tales como:

- 1) el costo presentado es estimado de acuerdo con el mercado nacional del periodo de 2 (dos) Sexenios de los años 2000y 2006, que pueden incrementarse al realizarse el paquete de concursos debido a la volumetría con las medidas más exactas;
- 2) puede sufrir incremento de costo por actualizaciones de los siguientes factores de acuerdo con la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas (LOPSRM);
- 3) factores Pemex- Cámara Nacional de la Industria,
- 4) índice inflacionario indicado por el Banco de México,
- 5) estudio del mercado de la Zona,
- 6) incremento de costo por trabajos adicionales no considerados en la volumetría;
- 7) incremento en tiempo y costos por actualización en caso de que se declare desierta la licitación pública de la obra;
- 8) incremento de costo y tiempo por rescisión del contrato de obra pública a la compañía ganadora y
- 9) incremento en tiempo por retrasos imputables a condiciones climatológicas y ambientales (lluvias torrenciales).

Los riesgos asociados, normalmente influyen en la ejecución de la modernización de la INR considerada al año 2012. Sin embargo, estos riesgos también influirán en la construcción de la nueva refinería de hidrocarburos, es decir que la demanda energética de México en cuestión de crudos en los próximos 20 años a lo largo del horizonte debe considerarse en los montos económicos y en los cambios que día con día suceden en los desarrollos tecnológicos.

## **4.2 Recomendaciones para el personal operativo**

Uno de los pilares de la estructura de la **Confiabilidad Operacional** indicada en los **Capítulos I y II** es la Confiabilidad Humana que se refiere a la probabilidad que un ser humano alcance de forma exitosa su misión bajo un tiempo y condiciones específicas; es decir, que se enfoca desde la Alta Dirección hasta el personal de confianza y personal sindicalizado.

Por esta razón, desde el año 2008 la planeación de implementación del MCC se enfoca en lograr el “personal comprometido” que refuerce una disciplina operativa.

La realidad hoy en día es que el personal de la Filial denominada antes como Pemex Refinación y ahora denominada Pemex Transformación Industrial requiere entrenarse no solo en las tecnologías que van ingresando en el mercado, sino que también en las tecnologías existentes que le permitan obtener la meta de sostener una producción continua en la INR. Por ejemplo, requiere enfocar sus esfuerzos en aplicar técnicas emergentes para la protección adaptiva de relevadores, simulando condiciones emergentes de contingencia en las subestaciones eléctricas, que en promedio son más de 70 en cada refinería. Hoy en día estas simulaciones permitirían determinar las condiciones de operación de más de 10 marcas que existen en el mercado y en sus instalaciones con equipos que datan de los años 50. Lo anterior, para disminuir los altos costos que implica realizar contratos para modificar o calibrar relevadores de equipos instalados de las empresas trasnacionales.

Otra de las necesidades que hoy en día se presenta en Pemex, es contar con un Laboratorio de Pruebas de equipo eléctrico que permita la valoración y cumplimiento de normatividad internacional en las pruebas de puesta en servicio; mientras que en *Comisión Federal de Electricidad (CFE)* se cuenta con un Laboratorio de Pruebas como LAPEM en Pemex aún no se cuenta con una inversión de estas magnitudes.

El entrenamiento del personal en el SNR ante los retos tecnológicos y de condiciones emergentes, es una inversión que permite obtener un Grupo Colegiado de alto nivel que actúe en condiciones operativas de contingencia, aprovechando la experiencia del personal que año con año se retira por condiciones jubilatorias.

### 4.3 Recomendaciones para las instalaciones industriales

Las condiciones energéticas del país debieron haber sido una prioridad en el Gobierno Federal del Sexenio entre los años 2006 y 2012, que en diversas reuniones se mencionó una modernización de la paraestatal PEMEX. La ejecución de los proyectos en la filial de PEMEX como es la INR, conlleva a modernizar las instalaciones que permitan una producción de 2.5 millones de barriles de petróleo diarios (m/bdp).

La realidad de la producción de hidrocarburos en México tiene que ver con aumentar la producción y potenciar a la INR, y a la misma paraestatal PEMEX a que recupere el liderazgo mundial.

Los indicadores de producción desde el 2004 mostrados en la **Figura 5**, presentaban cifras que hacen que la INR justificará una reconfiguración eléctrica de sus sistemas eléctricos, no solo para optimizar la eficiencia en su producción y evitar fallas no programadas, sino que, también para dejar de ser dependientes de productos extranjeros y de minimizar la importación de gasolinas. También, porque la INR necesita estar dentro de las futuras regulaciones sobre reducción de emisiones de carbono y estar dentro de las empresas competitivas de América del Norte y de América Latina.

### 4.3.1 Criterios que considerar para la puesta a tierra

La seguridad y confiabilidad de un sistema eléctrico, requiere escudriñar desde la gestión de prácticas operativas y regulaciones de procedimientos de mantenimiento correctivo, hasta las técnicas de diseño, regulación de las compañías para construcción para una administración preventiva.

Lo anterior, nos optimiza la posibilidad de mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica en casos de contingencia de un sistema de potencia actual y también para considerar criterios de mejora de un diseño nuevo.

Uno de los temas que se ha presentado en la INR, es el tema de la puesta a tierra de las fuentes de generación, ya que por lo presentado en [27 y 37] se denota que es necesario realizar una implementación de un nuevo sistema de aterrizamiento en media tensión.

Actualmente en la INR, el punto neutro del sistema es una referencia conveniente para la protección del sistema y de los equipos evitando las sobretensiones transitorias y la liberación de la corriente de lcc de una manera adecuada y segura.

Por lo tanto, el aterrizamiento del neutro de los SEP de las refinerías tal como un transformador y un generador no es posible dar una simple respuesta al problema del aterrizamiento, para propósitos generales debido a que cada posible solución que se realice, se presentan características especiales de acuerdo con las necesidades del sistema.

Por lo tanto, seleccionar la clase de sistema a utilizar y los medios para lograr el tipo de aterrizamiento, establece una solución que compromete para proporcionar siempre un punto de referencia a tierra cuando menos a todo el SEP de la refinería.

El esquema eléctrico que implantar requería de un sistema de aterrizamiento que garantice un sistema seguro y confiable y no tener problemas con lcc3 $\Phi$  indeseables en el sistema por una mala selección en el método de puesta a tierra.

#### 4.3.1.1 Tipos de aterrizamiento

En las plantas industriales se utilizan diversos métodos de aterrizamiento, tales como: aterrizamiento con baja resistencia, alta impedancia, híbrido y flotado. A continuación se describen brevemente los métodos

- i) *Aterrizamiento con baja resistencia (BR)*. El neutro del generador, es conectado mediante una baja resistencia con respecto a tierra. Limita la corriente de falla de tierra a varios cientos de amperios (típicamente de 200A-1000A) [38]. Generalmente, por las magnitudes recomendadas corresponde a una resistencia que se encuentra entre los 10 y 20  $\Omega$ .
- ii) *Aterrizamiento con alta resistencia (AR)*. En este método el neutro del generador, es conectado al sistema por medio de un transformador de puesta a tierra con una resistencia en el secundario. La resistencia en el secundario es generalmente menor a un 1 $\Omega$ .
- iii) *Aterrizamiento híbrido (HIB)*. Este método está diseñado para funcionar con ambos métodos en paralelo: baja resistencia y alta resistencia.

iv) *Flotado (FL)*. Es cuando el sistema se encuentra sin punto de referencia a tierra.

En la [Tabla 22](#), se hace referencia de las ventajas y desventajas de los métodos utilizados principalmente por las INR.

**Tabla 22. Comparación de los métodos de puesta a tierra en sistemas industriales (V: ventajas y DV: desventajas)**

Método de Baja Resistencia (BR)	
V	Minimizar la corriente de falla pero a su vez permite la suficiente corriente de falla para el disparo de las protecciones (sensibilidad del sistema) [21].
DV	1) La principal desventaja, es el costo de la resistencia y la posibilidad de quemaduras en las láminas del hierro por corrientes de falla a tierra más altas que las marcadas por el estándar [40]. 2) Problemas en la coordinación de protecciones por tener varios puntos a tierra (elevación corriente de falla a tierra) [21]. 3) Si se tiene varios puntos de referencia de puesta a tierra la corriente de falla se multiplica por el número de puntos de puesta a tierra, aumentando la corriente de falla considerablemente [21].
Método de Alta Resistencia (AR)	
V	1) La falla a tierra está normalmente limitado a (5 a 10A) y producen un daño mínimo en el punto de falla [37 y 39] 2) Se reducen las sobre tensiones en las fases no falladas [27] 3) producen un daño mínimo en el punto de falla y se protege el generador 4) La corriente de falla no es suficiente para operar la protección, permitiendo continuar el servicio [38] 5) dispositivo de conexión a tierra es más económico que la inserción directa de una resistencia de neutro
DV	Los equipos de protección contra sobretensiones transitorias deben ser seleccionados sobre la base de una mayor sobretensión temporal durante las fallas a tierra [41].
Método Híbrido (HIB)	
V	La baja resistencia de puesta a tierra proporciona la limitación de la corriente y la sensibilidad del sistema para el disparo de las protecciones, mientras que la alta resistencia proporciona la protección del generador y también reduce sobretensiones transitorias. Por lo cual el generador siempre tendrá un punto de referencia a tierra [41].
DV	1) Debido a que el sistema es más complejo en material su costo se incrementa considerablemente 2) Requiere de un espacio para montarlo y si no hay lugar disponible para su instalación presenta un problema (por su magnitud y mayor equipo a instalar)
Método de Neutro Flotado (FL)	
V	Continuidad del servicio a un en condiciones de fallas [41].
DV	1) Al ocurrir una falla a tierra se produce desbalance de tensión de fase y sobretensiones que pueden llegar a ser del orden de hasta el 173% del valor de la tensión eléctrica nominal en las fases no falladas de la red. 2) la aparición de una falla no afecta la operación, pero pone al sistema en una condición muy riesgosa, ya que una segunda falla creará una condición de lcc bifásica, con corriente de falla elevada y que puede afectar distintas líneas [42]. 3) La detección de fallas a tierra en sistemas con neutro aislado requiere disponer de equipos costosos los cuales, en general, presentan complejidad de mediana a alta para implementar sus funciones

En términos generales no existen limitaciones técnicas específicas las cuales condicionen el tipo de conexión del neutro a tierra para una instalación.

Sin embargo, a lo largo del tiempo, los criterios y las filosofías de diseño para los sistemas industriales han venido cambiando, pasándose del criterio del usuario final “*continuidad de servicio por encima de cualquier cosa*” característico de sistemas con neutro aislado de tierra, usado en sistemas eléctricos industriales antiguos, al de “*seguridad ante todo*” el cual se logra fácilmente con los sistemas conectados a tierra.

Con la reconfiguración del esquema típico de las refinerías con buses de 34.5 y 115 kV, se ha considerado segregarse el sistema en islas por los transformadores de enlace de cada bus de sincronización, cada isla queda asociado con dos neutros por lo menos referidos a tierra.

Es recomendable que en un nuevo sistema eléctrico de una refinería deben cumplirse los criterios y mantenimientos preventivos marcados en [42] que establece los lineamientos de carácter técnico obligatorio para instalaciones destinadas al uso de energía dentro de PEMEX que eliminen los incidentes/accidentes relacionados en las instalaciones o equipos de potencia en su etapa operativa.

### 4.3.2 Criterios para el diseño del sistema eléctrico

Los diseños de los sistemas eléctricos de una nueva refinería deben enfocarse en un parámetro fundamental como lo que se denomina “PtD” definido por sus siglas en inglés como *Prevention through design* o ya traducido al español como “*Prevención a través del diseño*”. Dicho termino, es utilizado en países como Inglaterra y Australia en donde los gobiernos solicitan a las compañías que diseñan, una ingeniería con una prioritaria construcción segura, para eliminar o reducir lesiones y fatalidades durante la puesta en servicio [43].

Los índices de mortalidad en la “construcción” son altos y como se recomienda en [24], es necesario que los propietarios de plantas cambien radicalmente el pensamiento en el enfoque de instalaciones eléctricas que consideren un ciclo completo de desmantelamiento, demolición, construcción, operación, mantenimiento y re-ingeniería. El diseño de los sistemas de potencia y los equipos eléctricos tienen impacto en la construcción eléctrica y las tasas de mortalidad.

Los sistemas de potencia hoy en día son complejos. Sin embargo, si se diseñará una nueva refinería, es necesario utilizar la experiencia del recurso humano de los Departamentos de Mantenimiento Eléctrico y Superintendencias de Fuerza de cada refinería, ya que los procedimientos de seguridad y operación de igual forma son complejos y requieren de prácticas y procedimientos seguros ya aplicados en la INR, principalmente en lo que se refiere a los temas que se indican en [24 y 43] para regulaciones de seguridad en lugares de trabajo:

- Riesgos eléctricos,
- Reemplazo de equipos eléctricos y accesorios
- Controles de ingeniería
- Equipo de protección personal
- Advertencias con señales y otros medios de comunicación

### 4.3.3 Criterios por considerar para el uso del transformador de tres devanados.

En las instalaciones de la INR el uso del transformador de tres devanados no es del todo conocido. Sin embargo, con los proyectos que se están desarrollando en PEMEX, ya se planteó la implantación del uso de esta tecnología. Por ejemplo, en dos refinерías del norte y noreste de México respectivamente, ya tienen en su ingeniería conceptual y en proceso de licitación-adquisición de equipos la compra de dichos transformadores.

Dichos proyectos de reconfiguración que están implantando estas tecnologías fue planteado en [9] y se mostraron las ventajas y desventajas ante la integración de un generador eléctrico mediante el uso de transformadores de tres devanados. Por lo recomendado en [9], la licitación de la refinерía del noreste de México fue aprobada en el año 2008; los resultados de la licitación serán integrar generadores eléctricos migrando primeramente el nivel de tensión eléctrica de 34.5 kV y permitir una implementación modular de distribución en 5 años.

Por otro lado, en la refinерía del norte de México, se tiene contemplado instalar dicha tecnología de igual forma. En las **Figuras 22, 23 y 24** se muestran las fases de implementación y reconfiguración del bus de sincronización para poder recibir el 1<sup>er</sup> generador eléctrico, hasta la instalación del 2<sup>o</sup> generador eléctrico.

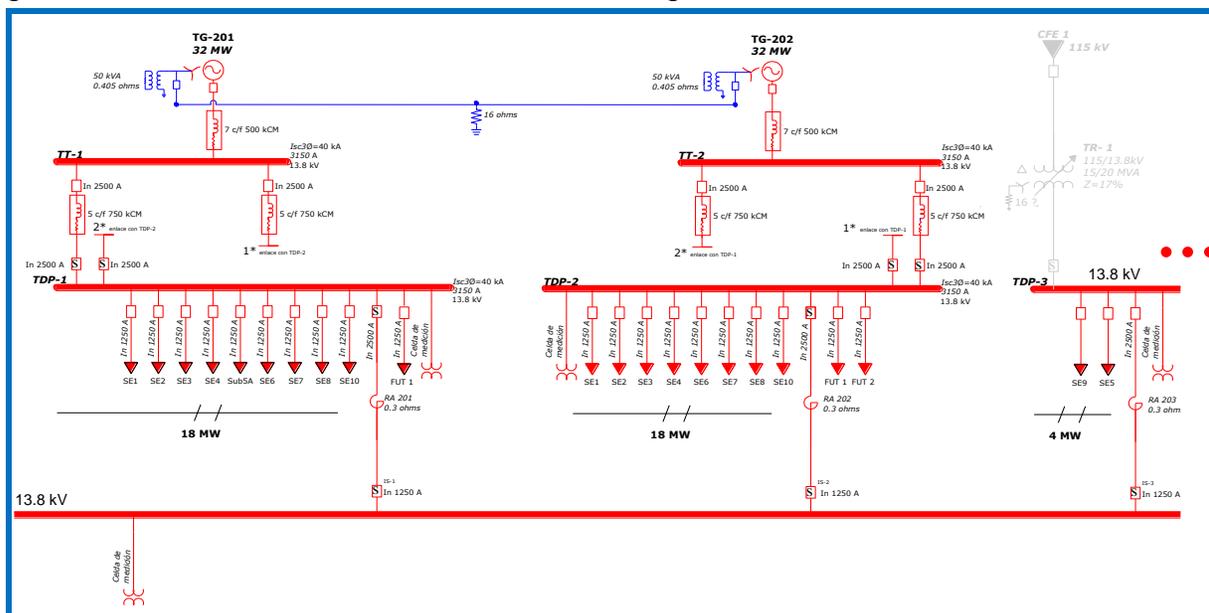


Figura 22. Esquema descriptivo típico de la refinерía del Norte de México, año 2008

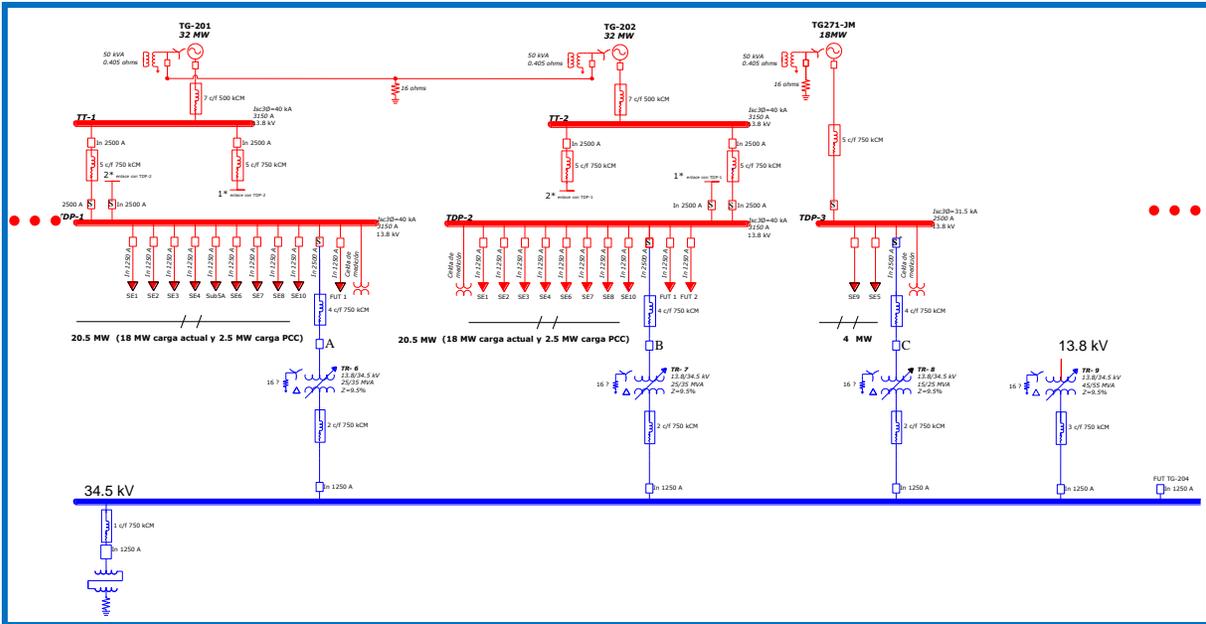


Figura 23. Esquema descriptivo mas no limitativo que sufriría un cambio en el nivel de 13.8 kV para implantar un bus de sincronización en 34.5 kV y alistarlo para la integración del 1<sup>er</sup> generador eléctrico

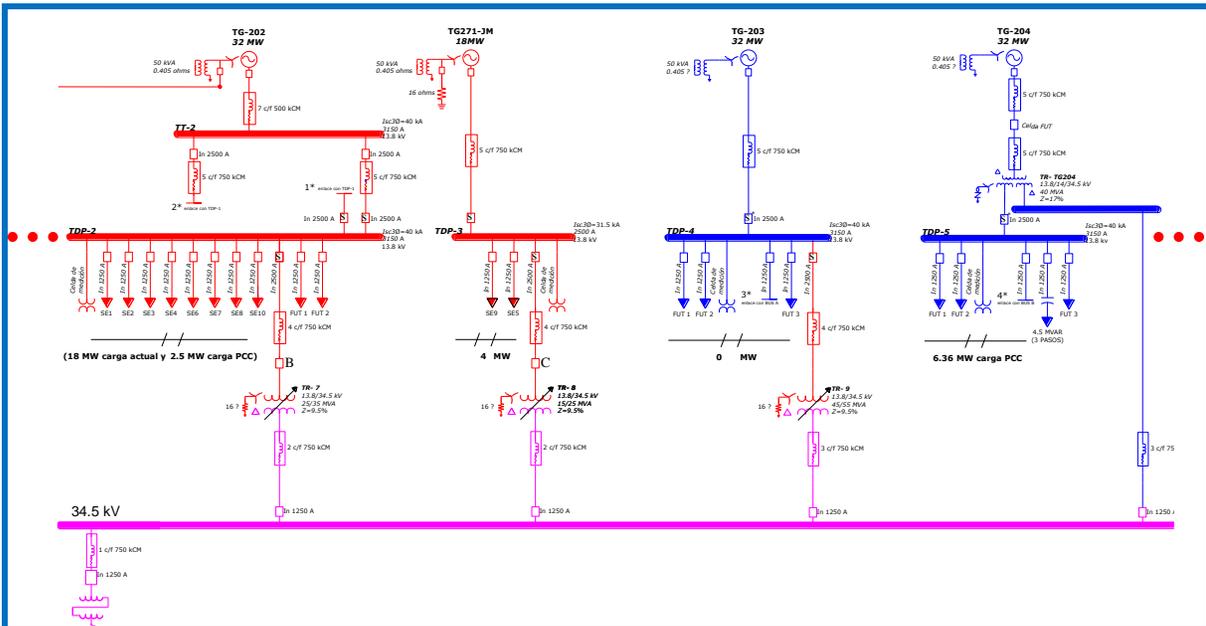


Figura 24. Esquema descriptivo mas no limitativo que tendría efecto en el año 2012 con la integración de 2 generadores eléctricos usando transformador de 3 devanados

El diseño de la nueva refinería no debiera descartar el uso de estos transformadores que en la actualidad la INR ya está implementando, asimismo, que garantiza poder utilizarlo durante “*etapas de transición*” para integración de los nuevos generadores eléctricos. De igual forma, se consolida la *flexibilidad* y *confiabilidad* del sistema eléctrico con su uso.

### 4.3.4 Criterios por considerar para el uso de circuitos de fuerza con conexiones menores de 1 km y con bahías en SF6.

La INR, tiene en su reconfiguración eléctrica el implementar bahías aisladas en SF6 en 34.5 kV y en 115 kV. La conexión de los circuitos de fuerza en ocasiones alcanza distancias de adquisición de lotes de más de 1 km. Una de las prerrogativas en la instalación de este tipo de circuitos de fuerza, conlleva a determinar la conexión de a) las terminales, b) la pantalla de cada circuito de fuerza y c) la envolvente de las subestaciones aisladas en SF6.

La instalación de subestaciones encapsulada en gas o conocidas como GIS por sus siglas en inglés (*Gas Insulator Substations*) en la INR ha venido a revolucionar los métodos más seguros y que garantizan mínimo de mantenimiento. Sin embargo, es recomendable considerar que las conexiones de las GIS y los circuitos de fuerza eviten una circulación de corriente en las pantallas en condiciones normales de operación y en el caso de una falla en el cable o en la GIS como se indica en [44]. También, es necesario utilizar los limitadores de voltaje o conocidos por sus siglas en inglés como SVL's (*Sheath Voltage Limiters*) en el lado de las terminales "Cable-Aire", que, al estar sometidos a una sobretensión transitoria, obliga a conducir y permiten el paso de la corriente de falla, por lo que se eliminan rápidamente las sobretensiones.

### 4.3.5 Criterios de confiabilidad del sistema eléctrico

En la planificación de la nueva refinería se sugiere se realice un análisis de confiabilidad previamente, ya que, con la experiencia de estos 20 años y su reconfiguración eléctrica como resultado, se ha observado que se pueden reducir costos de modernización, si se hubieran planificado gradualmente los incrementos de carga e integración de módulos de generación.

En la práctica de estos 20 años de colaboración, es difícil llevar a efecto con prontitud la ejecución de las recomendaciones de la reconfiguración eléctrica. Sin embargo, es posible ahora para un diseño fiable del sistema eléctrico en la séptima refinería.

La literatura especializada recomienda que se realice este estudio, usando herramientas de software ya probados en Europa [45]. También, existen aplicaciones industriales en parques eólicos que manejan dimensiones de carga del orden de 100 MW que aplican análisis de confiabilidad para diseñar con diferentes configuraciones similares a la de la INR como lo son de bajo, mediano y gran impacto [46].

### 4.3.6 Criterios de protecciones eléctricas del sistema eléctrico

La nueva refinería, debe instalar sus protecciones eléctricas con la firme intención de tener seguridad, monitoreo, protección y control del sistema eléctrico nuevo. Asimismo, para mitigación del riesgo por flameo por arco.

El uso de relés microprocesados, es ampliamente recomendable, ya que proporcionan los siguientes beneficios sustanciales: i) la operación de la planta de forma remota, aun y el personal estando frente al tablero de distribución brindando

seguridad en caso de ser necesario, ii) el personal de mantenimiento puede saber anticipadamente los niveles de flameo por arco en los tableros de distribución, en consecuencia reducir al mínimo un riesgo de choque eléctrico por falta de equipo de protección personal, iii) los datos de medición y registro estarán centralizados en el cuarto de control principal que dará información muy valiosa para la toma de decisiones en segregación de cargas u operación de interruptores, iv) la implementación de relevadores con protección diferencial de bus, permitirán una transición en los disparos de carga total por tableros o fallas que se presenten en el sistema, éstos relevadores contribuirán en reducir al mínimo el riesgo de que se presente un arco eléctrico que dañe al personal operativo en tiempo real.

En la **Tabla 23** se muestra el uso en la industria petrolera en México de diferentes tecnologías para la Subestación Eléctrica de Enlace con CFE que van desde la modernización en Petróleos Mexicanos (Pemex) de los Complejos Procesadores de Gas (PGPB), las Refinerías (PR) y los Complejos Petroquímicos (PPQ) dentro del territorio nacional.

En la actualidad se está tendiendo a analizar de ser posible el uso de los sistemas híbridos de las subestaciones eléctricas del futuro.

**Tabla 23. Uso de tecnología en la industria petrolera: planeación del uso en diferentes centros petroquímicos**

Tecnología de Subestaciones de Enlace	Tipo de Industria Petrolera Nacional		
	PR	PGPB	PPQ
AIS	✓	✓	✓
GIS	✓	✓	✓
HYB	✗	✗	✗

*Nota: PR, Pemex Refinación; PGPB, Pemex Gas y Petroquímica Básica; PPQ, Pemex Petroquímica.*

### 4.4 Recomendaciones para la Confiabilidad Operacional

Tal como se mencionó en el **Capítulo I** y en el **Capítulo II** se ha tenido que dejar de producir continuamente la gasolina generando pérdidas multimillonarias que en consecuencia pudieron haber sido mitigadas con la ejecución de cada proyecto de forma integral y cumpliendo que en el año 2008 se propuso implantar la metodología en la INR definida como MCC (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad).

Esta metodología pretende ejecutar desde el 2008 una conciencia en lo que se conoce como: RCA, FMECA y FMEA que son definiciones por sus siglas en inglés de: “*Root Cause Analysis (RCA)*”, “*Failure mode, effects and criticality analysis (FMECA)*” y *failure modes and effects analysis (FMEA)*.

Entonces, en estos últimos años se busca la planeación de ejecutar y concientizar al personal para aplicar las diferentes filosofías que a nivel mundial se están utilizando como la “*PtD*” y que en su momento redundan en un foco principal

que son los equipos y sistemas eléctricos de potencia, tal como se muestra en la **Figura 25**.

	Cuando aplicarlo	A quien aplicarla	Ventajas	Desventajas
RCA	Eliminar o reducir las fallas cuando se desconoce la causa que lo provoca	Equipos críticos	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tiempo</li> <li>-recursos</li> </ul>	Solo propone soluciones a las fallas que se han presentado
FMEA / EMECA	Eliminar o reducir las causas de fallas que se han presentado o se pudieran presentar	Equipos criticos	Prevé fallas	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ tiempo</li> <li>+recursos</li> </ul>
RCM	Eliminar o reducir la causas de fallas que se han presentado ó de pudieran presentar	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sistemas críticos</li> <li>Sistemas de Alto riesgo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Elimina fallas</li> <li>Prevé fallas</li> <li>Optimiza costos y recursos para la conservación de equipos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>++ tiempo (mínimo un mes)</li> <li>++ Recursos</li> </ul>

**Planeación de la metodología MCC en Pemex**

**Figura 25.** Planeación de la metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad para ejecutarse en Pemex del 2008 al 2013.

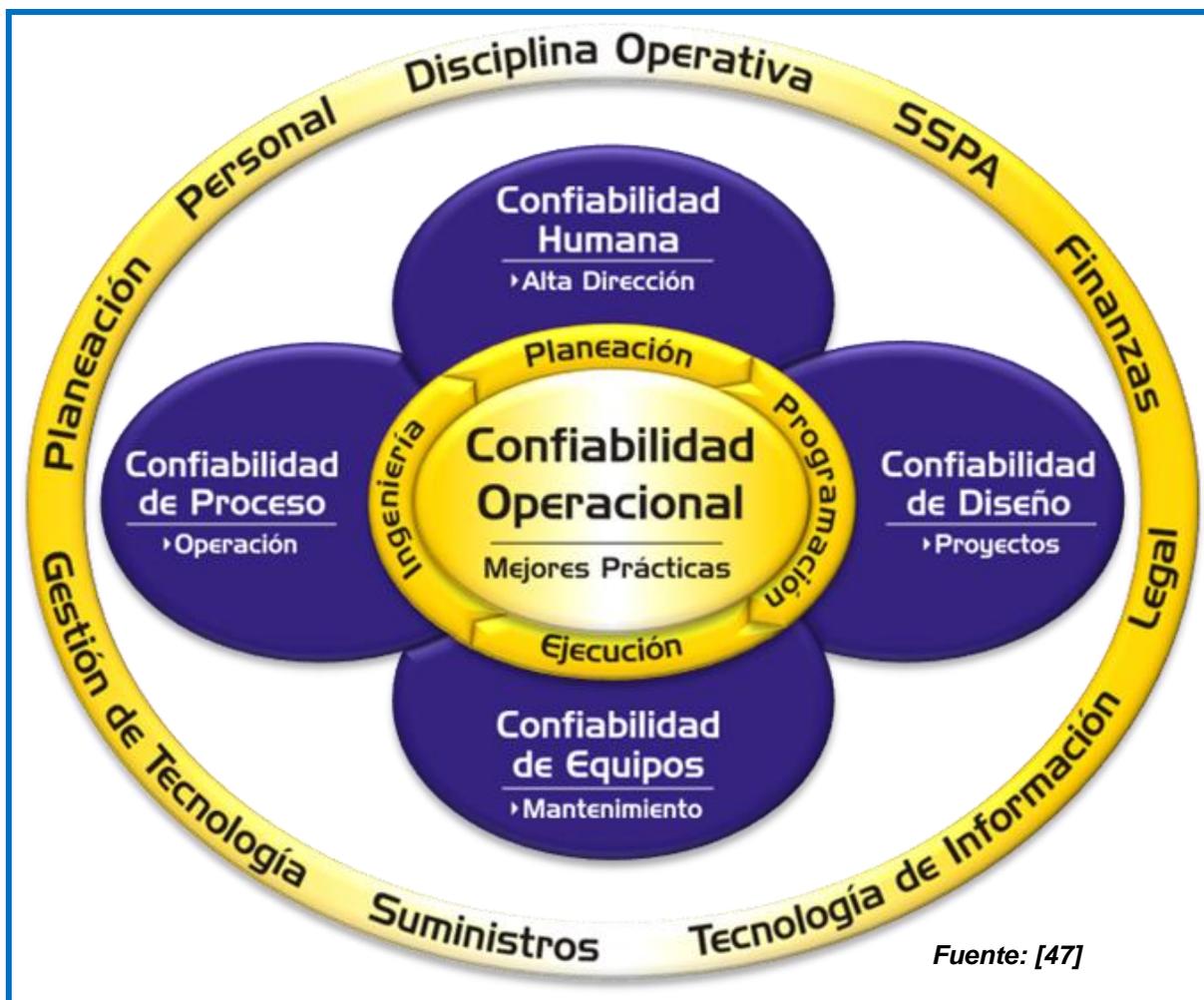
#### 4.4.1 Confiabilidad operacional

Actualmente en Pemex, existe una guía técnica que permita a los administradores generar un compromiso de Confiabilidad operacional, a través de la aplicación de prácticas consistentes a lo largo del tiempo, de forma tal que se integre como uno de los valores fundamentales de la cultura de la paraestatal. El alcance de la guía se basa en tener una interacción entre compromiso y liderazgo mostrado en la **Figura 26**, así como en la mejora continua de las prácticas que permitan el compromiso solido de los elementos que conforman a la confiabilidad operacional marcado en la [Tabla 24](#).

La confiabilidad operacional, se basa en el ciclo de vida de los activos, sus diseños y la normatividad aplicable; es la unificación de objetivos de las confiabilidades humana, de proceso, de equipos y de diseño, orientado a maximizar la rentabilidad de la empresa.

El modelo de confiabilidad operacional, es integrado por 14 mejores prácticas, mismas que interactúan y crean valor a través de toda la organización; representa el

marco conceptual y normativo, éste último contiene un eje de cumplimiento de al menos 5 documentos referidos a confiabilidad operacional y que es mostrado en la [Tabla 25](#).



**Figura 26.** Esquema que representa la interacción del personal de Pemex para mejor práctica de compromiso y liderazgo [47].

**Tabla 24. Prácticas que tienen como objetivo permitir una interacción del personal para un compromiso sólido y liderazgo en la Confiabilidad Operacional [47]**

	Establecer una cultura de Confiabilidad Operacional	Mantener el cumplimiento de los estándares aplicables	Establecer la competencia en confiabilidad del proceso	Promover el involucramiento del personal
Elementos	Establecer la Confiabilidad como valor fundamental	Asegurar la implementación consistente de sistema de estándares	Establecer objetivos	Asegurar una implementación consistente
	Proveer un liderazgo fuerte	Identificar cuándo se requiere el cumplimiento de estándares	Definir responsables	Involucrar personal competente
	Establecer y reforzar	Involucrar personal	Identificar beneficios	

## Capítulo IV

	altos estándares de desempeño	competente		
	Documentar la cultura de la Confiabilidad	Asegurar que las prácticas para el cumplimiento de estándares son efectivas	Promover aprendizaje organizacional	

**Tabla 25. Documentos de referencia normativa para cumplir con la Confiabilidad Operacional dentro de Pemex**

Referencia	Descripción
SAE JA-1011-1999	Criterios de evaluación para procesos de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad
SAE JA-1012-2002	Guía para la norma de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.
ISO-14224:1997	Industrias del Petróleo y del gas natural – Recolección e intercambio de información de confiabilidad y mantenimiento para equipos
800/16000/DCO/GT/017/07	Guía técnica para integridad mecánica
800/16000/DCO/MA/001/07	Manual del Sistema de Administración de PEMEX SSPA

En contraste, la realidad es que los sistemas de una planta de proceso del SNR, típicamente se componen de un número de equipos y subsistemas que pueden ser eléctricos, mecánicos dinámicos, mecánicos estáticos, instrumentación y estructuras, los cuales al fallar generan la pérdida de la función del sistema.

Ahora bien, mientras que para la ejecución del MCC en el SNR da como resultado que el 70% de las fallas se pueden eliminar ejecutando el método y el otro 30% se pueden eliminar por una implementación de una mejora continua; ambos pilares conlleva a realizar un sinnúmero de actividades mediante responsables que operan el SNR; es decir, que es necesario converger los esfuerzos de mejora continua y aplicación de una lista de tareas preventivas, predictivas, de procedimientos, entre otros marcados en la **Figura 27**, y ejecutar los planes de acción de una forma eficiente y fluida que permita tener sistemas eléctricos disponibles y en consecuencia una continua producción reduciendo las causas que generan los modos de falla.

La realidad de la ejecución de la metodología es que: surgió años posteriores de la necesidad de la modernización de los sistemas eléctricos; es decir, que mientras ya se realizaban desde el año 2003 esfuerzos para robustecer los sistemas eléctricos de potencia de la INR con reconfiguraciones eléctricas, años posteriores surge la necesidad de concientizar en todos los ejes del personal la mejora continua y aplicación del método MCC.

Los indicadores del índice de paros no programados, el porcentaje de trabajos de mantenimiento correctivo de emergencia, el número de fallas no previstas en los últimos 2 años hacen imperiosa la necesidad de implementar lo que algunos llaman el Liderazgo Transformador que busca la armonía en una organización y lograr el

cambio cultural en los procesos y el compromiso del personal de la Paraestatal para tener una confiabilidad operacional de primer nivel.

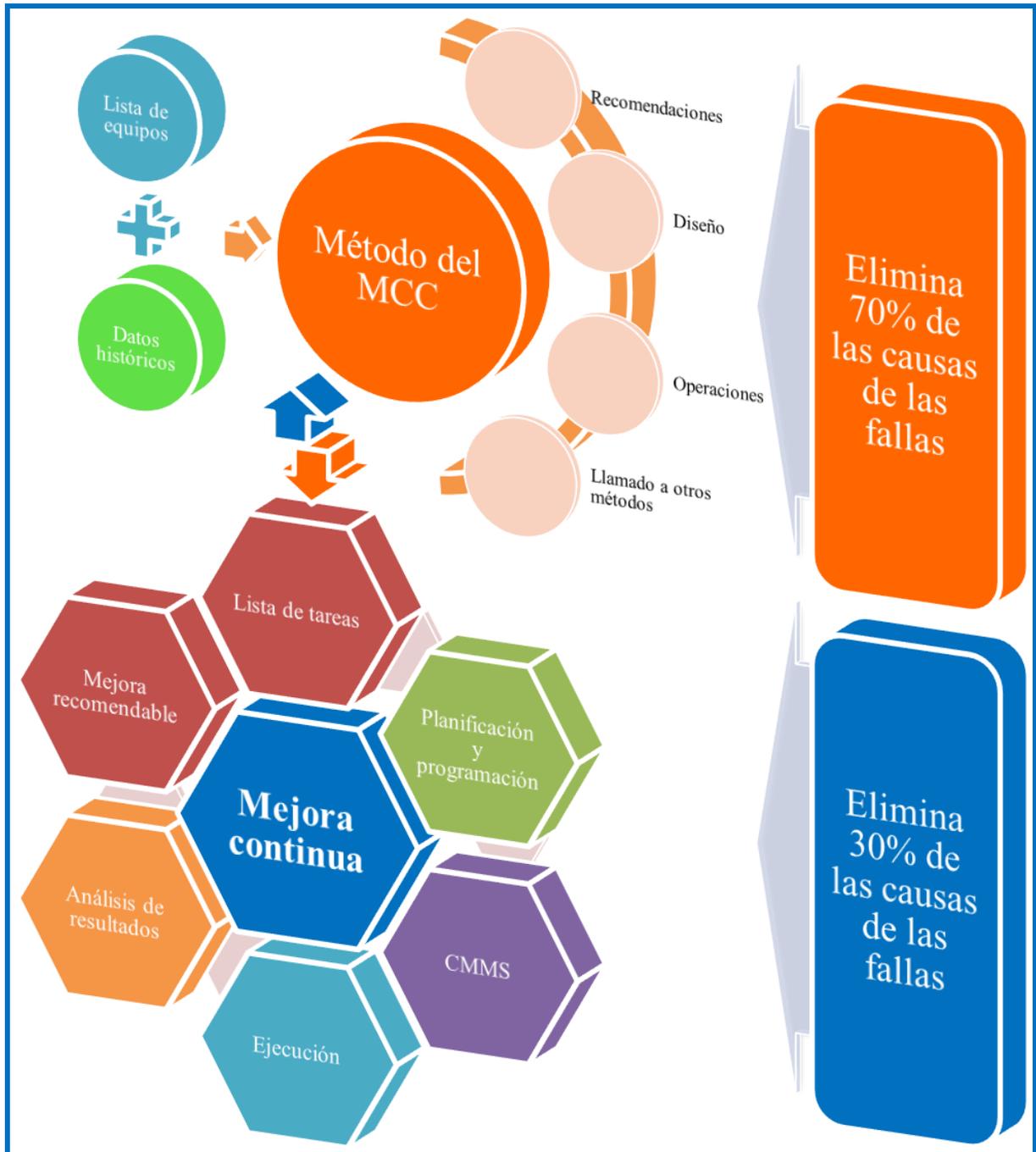


Figura 27. Ejecución del MCC para Pemex y su interrelación de Mejora Continua y aplicación del Método

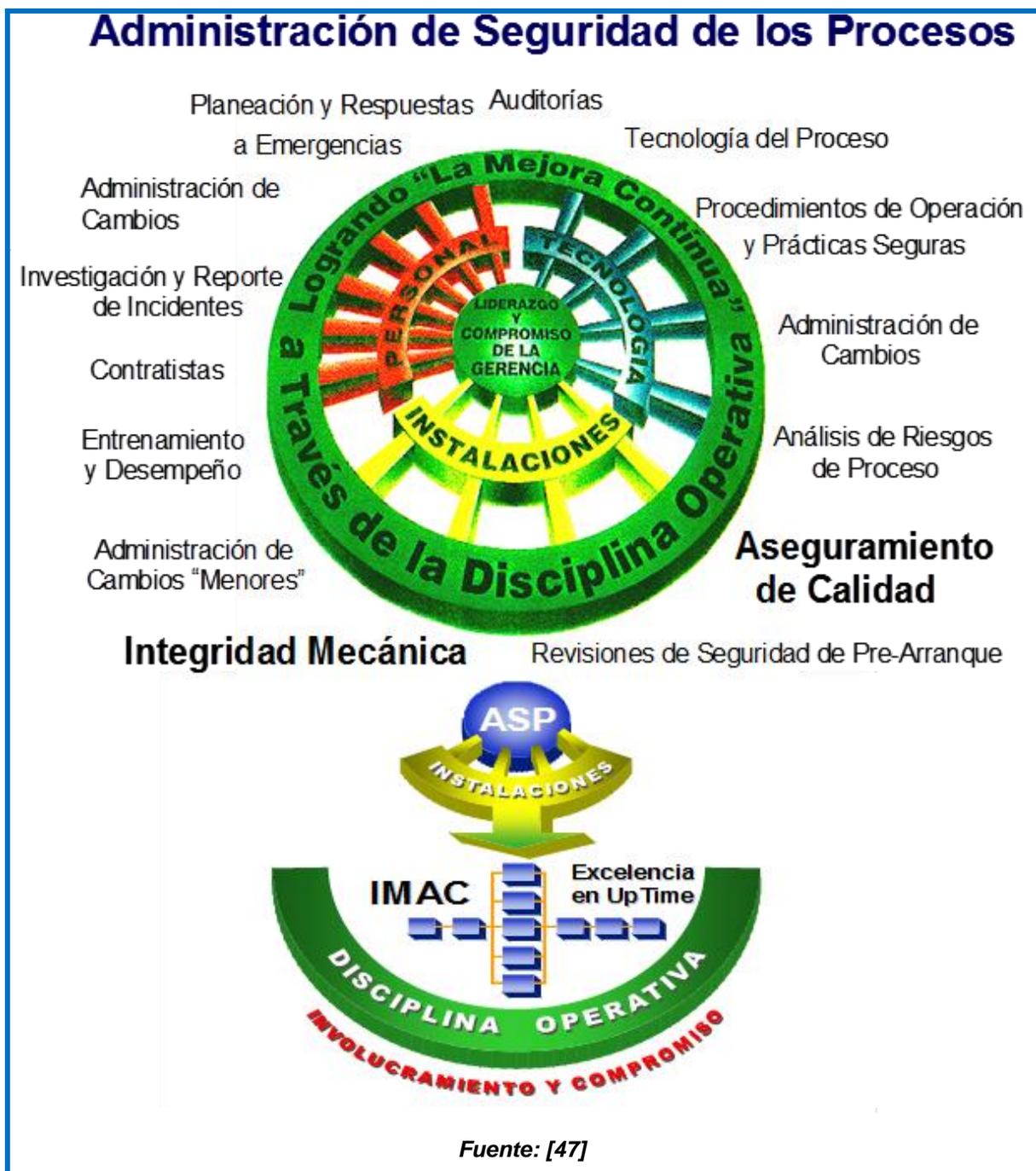
### 4.4.2 RCAM: Mantenimiento de Activos basado en Confiabilidad

El tema de RCAM define a la aplicación del método del Mantenimiento de Activos Basado en Confiabilidad o conocido por sus siglas en inglés como *RCAM (Reliability Centered Asset Maintenance)*. La literatura especializada, propone que el RCAM se ejecute en 10 pasos sustanciales que van desde el análisis de confiabilidad, el modelado de un componente confiable hasta la confiabilidad del sistema y análisis costo beneficio [23, 24].

En Pemex, ya existe la tendencia de implementar este método para los sistemas eléctricos, inclusive interrelaciona los enfoques de administración de seguridad de los procesos con los de mantenimiento preventivo y predictivo como se muestra en la **Figura 28**.

Entonces, por un lado, se busca concientizar que los Activos son la base fundamental de los procesos de producción, el maximizar la efectividad de su ciclo de vida, incrementar su utilización y reducir el riesgo asociado a su operación, impulsa la creación de valor y rentabilidad de la empresa. Y por el otro, la realidad de implantación de la metodología que permita alcanzar la máxima utilización de Capacidad Productiva de las instalaciones y Procesos Diversos del SNR, se encuentra aún en proceso de capacitación.

En ese sentido se está reflejando desde el 2008 el desempeño de las reparaciones programadas, como un área de oportunidad importante, en términos de su planeación y aplicación del RCAM.



**Figura 28.** Esquema que representa la administración de seguridad de los procesos que denota planes de mantenimiento preventivo y predictivo

### 4.4.3 Análisis de confiabilidad

Durante estos años PEMEX, como cualquier otra empresa busca ser competitiva y satisfacer las necesidades específicas de un mercado que demanda sus productos. La estrategia viable y sostenible que busca en los últimos 4 años refleje un beneficio en la empresa, en sus miembros y en sus clientes.

Esta estrategia se fundamenta en el autodiagnóstico, que permita determinar cuál es la situación actual y de esta manera establecer el plan de crecimiento cuyo objetivo sea aumentar la Productividad de la empresa, con el apoyo de herramientas y de los sistemas de información con los que se cuenta en la actualidad.

En ese sentido se considera que para el autodiagnóstico se ha efectuado un análisis estadístico de fallas de los componentes que en el término más adecuado de la literatura se denomina “Análisis de contingencias” que evalúa cualitativa y deterministamente las condiciones de la INR. Dicho Análisis desarrolla estrategias para reducir la violación de límites o para enfrentar los problemas de contingencias, requiere de menos datos y menos tiempo por decirlo de alguna forma. Por tanto, la automatización de la INR en ese sentido no se considera.

La realidad es que la INR actualmente tiene ya parámetros que son indicadores de referencia para generar un autodiagnóstico como el mostrado en la **Figura 29**. Sin embargo, la realidad en el futuro de la aplicación de las metodologías MCC, RCAM apunta a realizar un “Análisis de confiabilidad” de los sistemas eléctricos que a diferencia del “Análisis de Contingencias” se evalúa cuantitativa y probabilísticamente, así como, desarrolla estrategias para mejorar la confiabilidad del suministro o para reducir costos; además de requerir más datos y tiempo, permite analizar todas las posibles contingencias y si considera la automatización.

En consecuencia, el significado del “Análisis de Confiabilidad” se define por la evaluación de la probabilidad de interrupción del servicio al cliente para una configuración dada del sistema eléctrico.

Por ejemplo, la experiencia en la INR tiene ya una referencia de la aplicación del MCC y en ese sentido es prioritario actuar para la mejora continua de los sistemas eléctricos como se indicó en el **Inciso 4.4.1**; es decir, que lo que las refinerías requieren es realizar un “Análisis de confiabilidad” que permita una predicción del comportamiento del sistema para diferentes escenarios. En la **Figura 30**, se muestra la comparativa de un análisis estadístico de fallas y un análisis de confiabilidad que vislumbra el comportamiento del futuro.

## Capítulo IV

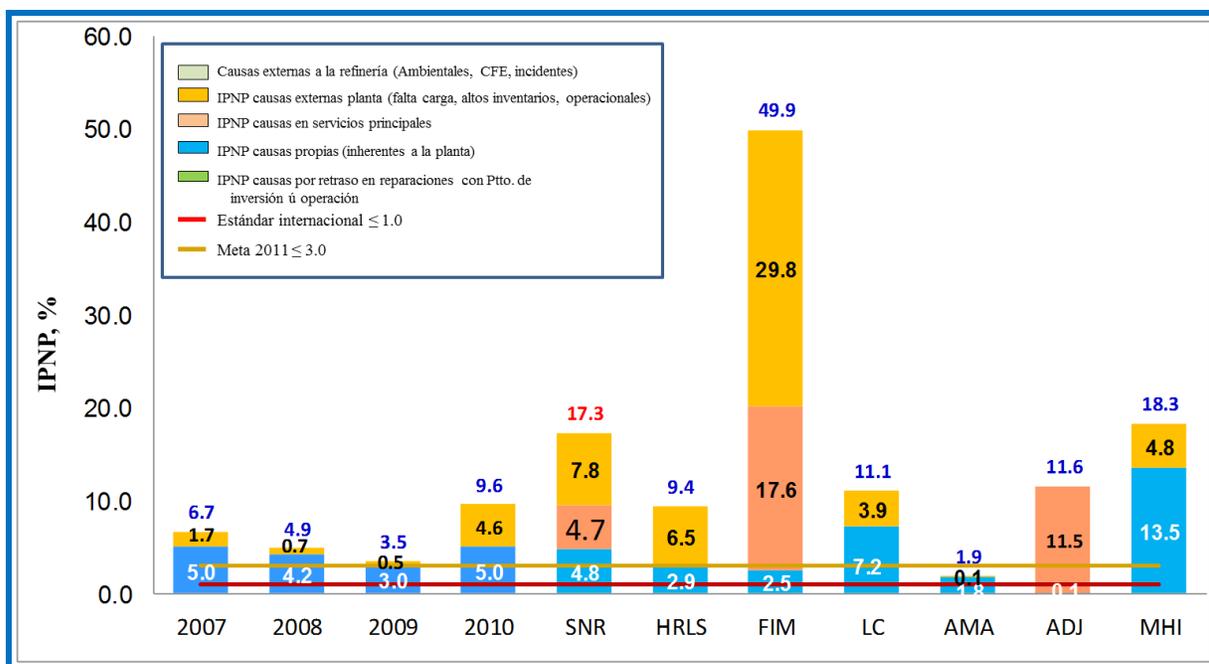


Figura 29. Índice de paros no programados del SNR hasta el 2011

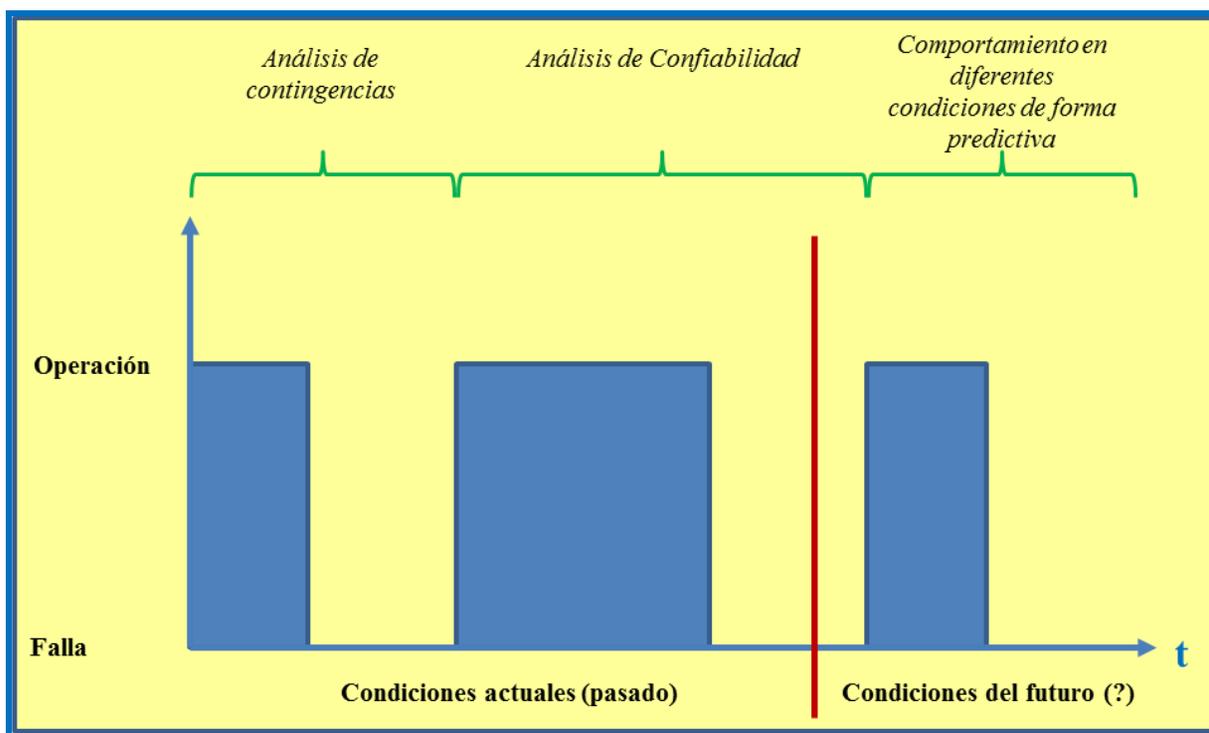


Figura 30. Esquema descriptivo de los índices de confiabilidad

Si bien los análisis de sistemas eléctricos de potencia nos dan una “fotografía” de la INR, tales como el análisis de: flujos de carga, corto circuito, coordinación de protecciones, estabilidad transitoria y ahora de arco eléctrico; estos se han desarrollado solo en algunas refinerías del país y aún falta determinar las condiciones actuales de cada sistema eléctrico como lo indica en [48].

Ahora bien, la realidad es que mientras los análisis de sistemas eléctricos de potencia de la INR se han realizado parcialmente es necesario realizar el “Análisis de Confiabilidad” de los sistemas eléctricos, ya que en ninguna de las seis refinerías del país se ha ejecutado un plan de acción para contar con las condiciones probabilísticas de los equipos. Dicho “Análisis” permite comparaciones entre diferentes variantes de planeación y diferentes configuraciones de la red, así como las mismas topologías de subestaciones; permite comparar los costos de inversión contra los costos de interrupción por usuario.

El “Análisis de Confiabilidad” permite realizar simulaciones con métodos analíticos como el de Markov que da resultados exactos y refleja los tipos de fallas constantes que se pueden presentar.

Entonces, la recomendación para contar con una predicción del comportamiento de los sistemas eléctricos y sus componentes en el futuro es iniciar con los “análisis de confiabilidad” en la INR.

#### **4.4.4 Modelar o diseñar un sistema de información como bitácora de mantenimiento y gestión de activos [49].**

Desde la puesta en servicio de las refinerías en el país en los años 70's, la información de la red eléctrica o de los sistemas eléctricos de potencia, depende en gran medida de los usuarios u operadores de los sectores eléctricos, tales como: los ingenieros de mantenimiento eléctrico e ingenieros de operación o fuerza. Dicha información, es importante para el mantenimiento de los equipos eléctricos instalados. Para el año 2008, se propuso un *sistema de información* denominado como SIEEP, que estaba orientado a la obtención de la información de los activos del SEP. Dichos activos son la razón fundamental de la producción de una refinería. De igual manera, la producción implica dinero de ingreso para la industria del petróleo [49].

En la **Figura 31** se muestra la tendencia que propone el desarrollo del SIEEP, para el uso en sistemas eléctricos en las industrias petroleras. Se plantea que el diseño físico y la realización de la tendencia, se plasme con tres bases de datos distinguidas como fases: 1) BD del SIEEP, 2) bitácora de operación y 3) aplicación del método RCAM. Cada fase se contempla que interactúe con las variables que contienen y nuestro resultado final es un *sistema informático integral*.

El diagrama de la **Figura 32**, muestra la *Pirámide Innova* describiendo tres vértices de unión definidos como los recursos de una organización: humanos (RH) programadores, analistas, operadores, diseñadores entre otros; económicos (RE) que representa la capital de la industria, y materiales (RM) que es la tecnología aplicada para el uso del sistema informático. Las bondades del SIEEP INNOVA propiciarán un manejo de los activos eléctricos brindando confiabilidad y rentabilidad con el desarrollo de este tipo de sistemas [50].



Figura 31. Esquema descriptivo de la tendencia del SIEEP, aplicado en el área eléctrica de la industria del petróleo.

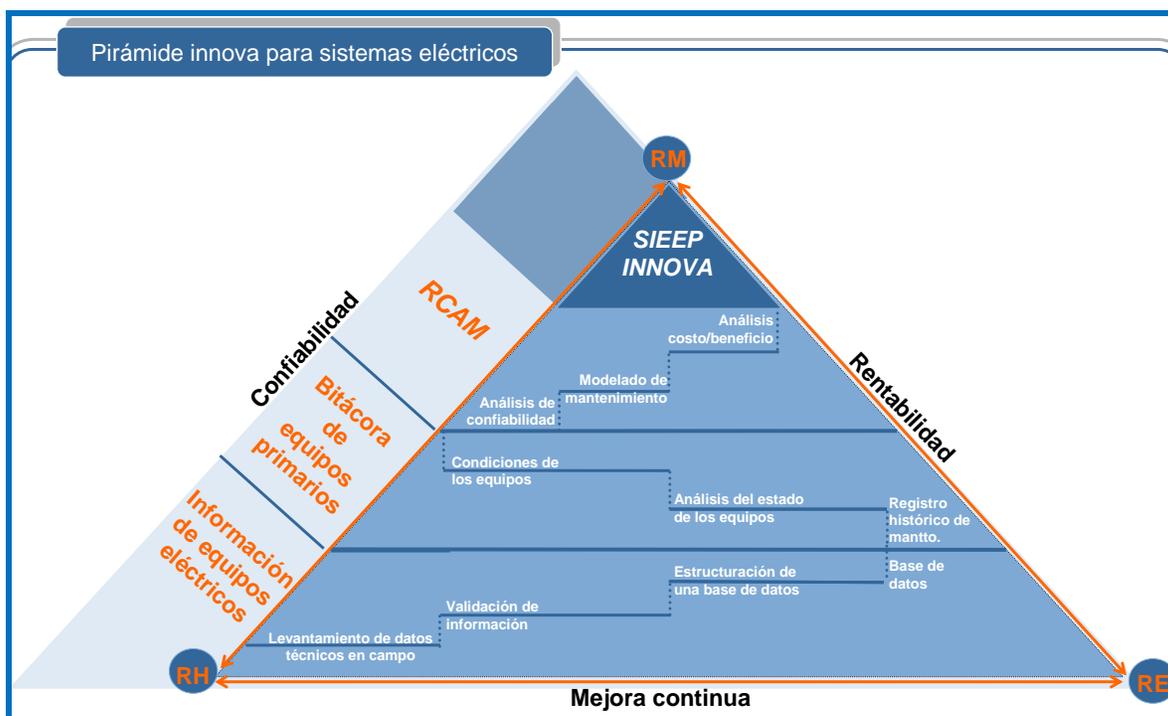


Figura 32. Esquema descriptivo de la Pirámide INNOVA (Registro de derecho de autor "Ruiz-Del Río": 03-2008-021811524600-01).

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## Conclusiones

El sistema eléctrico de potencia de la INR, requiere una modernización eléctrica debido a que en los próximos años se implementaran nuevas cargas al sistema actual, el cual es afectado ya que el diseño existente no permite la integración de nuevas cargas obteniendo niveles permitidos por los estándares y normas que aplican, adicional pone en riesgo la continuidad y seguridad de la producción y el personal operativo respectivamente, con ello se obtiene la conclusión de migrar de en nivel de tensión de 13.8 kV a 34.5 kV en unos casos y de 13.8 kV a 115 kV en otros.

El migrar los niveles de distribución de energía eléctrica actuales de 13.8 kV a 34.5 kV o 115 kV en las refinerías, permite recibir nuevas cargas y nuevos módulos de generación. Adicionalmente, la modernización es de vital importancia para mejorar la confiabilidad del sistema de distribución eléctrica de la INR, también, para asegurar el cumplimiento de los programas de producción, la seguridad de las instalaciones y su personal, minimizando las posibilidades de afectación a la producción por fallas producidas en el sistema de generación de energía eléctrica.

Es inexorable la modernización de los sistemas eléctricos de la INR, principalmente de las subestaciones eléctricas, es preferible el uso de nuevas tecnologías presentes en el mercado internacional como son los sistemas híbridos y GIS, los cuales presentan mejor calidad en los equipos, seguridad al personal, flexibilidad en el suministro de energía eléctrica, menores costos de inversión, mínimo impacto ambiental, diseños estéticos, etc., los cuales cumplen ampliamente con las expectativas futuras en cuanto a suministro de energía eléctrica de la INR.

En relación con lo indicado en el resumen de la presente tesis, se indica que parte de los planteamientos han sido publicados en foros internacionales; así como en literatura de artículos técnicos que han permitido mostrar el desafío que se encuentra la paraestatal en las últimas 2 décadas.

La explicación y definición de lo redactado en el presente trabajo ha sido contribuida con la impartición de tutoriales técnicos en vivo durante los últimos años a personal operativo de las 6 (seis refinerías) y aunque la producción de estas difiere en capacidad de proceso de gasolina y diesel se bifurcan las áreas de oportunidad con iguales necesidades astringentes.

En relación con el **objetivo general** se plantea que gran parte de la conceptualización y literatura se ha presentado en más de 70 publicaciones durante 2 (dos) décadas, con la contribución de colegas del área petrolera, mecánica, eléctrica, instrumentación, civil, etc.; así como personal de investigación y disciplinas en el sector de investigación-desarrollo tecnológico. Aún y con los cambios en los Sexenios de los años 2000, 2006 y 2012 se pudieron modificar en parte las tendencias y necesidades que se requerían antes del 2018.

## Conclusiones

Por lo anterior, es necesario tomar en cuenta que las ideas y recomendaciones de dichas publicaciones pueden ser utilizadas para el diseño y reedición del nuevo Plan Nacional de Desarrollo de Pemex y la ejecución de acciones que permitan a Pemex Transformación Industrial determinar el nivel de tensión eléctrica para distribución eléctrica en cada refinería, por ejemplo.

Por otro lado, es posible aún considerar que si se toman las decisiones correctas se podrían utilizar parte de los **objetivos específicos** de la presente tesis, tal como sigue:

Objetivo específico	Referencia dentro de la tesis	Área aplicativa
<ul style="list-style-type: none"> <li>Comprender conceptos de impacto social de los proyectos necesarios</li> </ul>	<p><i>Capítulo 1: Marco contextual</i>, relacionado a describir la planeación económica de Pemex para ejecutar proyectos en al menos dentro de 1 (un sexenio) para cumplimiento de normatividad internacional y homologación de gasolinas; así como lo descrito en la Tabla 2</p>	<p>Es necesario proyectar una inversión de un vector financiero para una nueva refinería en Dos Bocas; sin embargo, el monto para una nueva refinería oscila en 8.5 mil millones de dólares americanos y con posibilidad a instalarse y poner en marcha en 1250 días naturales. Una actualización o modernización de 1 (una) refinería existente toma 500 días naturales por la complejidad del sistema eléctrico existente en cuestión</p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Obtener los requerimientos funcionales y no funcionales asociados a la confiabilidad operacional y optimizarla a largo plazo</li> </ul>	<p><i>Capítulo 4. Recomendaciones para superar los desafíos de confiabilidad operacional y producción del petróleo en refinación de México</i>, relacionado a criterios de confiabilidad del sistema eléctrico</p>	<p>En las 6 (seis refinerías) existen al menos 4 (cuatro) generadores sincronizados para el sistema eléctrico en cuestión. Dichos generadores en ocasiones no se encuentran operando por falta de mantenimiento, motivo por el cual el sistema eléctrico completo de cada refinería disminuye su <i>confiabilidad operacional</i> que merma la eficiencia en la producción local y en la producción nacional.</p> <p>En el área aplicativa que se denota el enfoque del sector productivo de cada refinería se fundamenta en que el periodo para enviar a mantenimientos de manera interna no debería depender de presupuesto congelado, sino que debiese haber partida presupuestal para generar solicitudes de pedido por cada mantenimiento a equipos eléctricos primarios.</p> <p>Dentro del Capítulo 4, se recalca las acciones de que debe aplicarse con certidumbre y tiempos planeados la Metodología de Mantenimiento Centra de Confiabilidad (MCC) para optimizar los ciclos de vida de los activos, sus diseños y el enfoque en la normatividad aplicable</p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Especificar un análisis de causas reales en los problemas existentes enfocados en el tema industrial y enfoque energético</li> </ul>	<p><i>Capítulo 2. Marco Teórico: Antología de problemas existentes</i>, relacionado a una introducción de las áreas de oportunidad a las que México fue sometido vía modificación del proceso industrial de Pemex</p>	<p>Derivado a la normatividad internacional, la homologación de combustibles con el vecino del norte y la importación de vehículos; México se ha visto paulatinamente avanzando en beneficio de la sustentabilidad energética. Los cambios a los que se tenía que someter el proceso industrial recalcó las deficiencias existentes en infraestructura,</p>

## Conclusiones

		la falta de inversión efectiva en el proceso de combustibles generando un déficit energético y la “no ejecución de Prospectiva Petrolífera declarada por la misma Secretaría de Energía. En el Capítulo 2, se plantea una antología y riesgos latentes del sistema industrial que permite mostrar los análisis que llevaron a la INR a ejecutar los 2 proyectos de GUBA y DUBA. El complemento aplicativo es que se migre o actualice cada equipo eléctrico primario de la red de distribución.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Especificar soluciones posibles de bajo, mediano y alto impacto en inversión</li> </ul>	<p><i>Capítulo 3. Proyectos planteados de planificación, relacionado a Soluciones para el nuevo esquema de producción</i></p>	El área aplicativa se describe en el Capítulo 3, indicando que las soluciones clasificadas se denotaron 3 que describen en función del vector financiero a invertir de bajo, mediano y alto impacto. Las soluciones se plantearon desde realizar un estudio de cada esquema seleccionado, elaborar las especificaciones técnicas para cada posible licitación pública internacional. Las soluciones que se llegasen a buscar a partir del Sexenio que inicio el 2018 deberán considera la infraestructura actual de vapor y gas, ya que será inevitable confirmar que el vector financiero pudo haber crecido a un 60% de los costos del año 2011.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilizar literatura y cifras estadísticas que permitan una mejor comprensión del déficit energético</li> </ul>	<p><i>Capítulo 1: Marco contextual, relacionado al Déficit Energético</i></p>	En gran parte de la literatura mencionada dentro de los Capítulos se mencionan áreas de oportunidad de mejora al déficit energético; sin embargo, aun y cuando se plantee una nueva Refinería en Dos Bocas para el año 2024, no será suficiente para abastecer la demanda energética nacional sin dejar de importar gasolinas en consecuencia.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Apegar que el desarrollo de una nueva refinería no completa una necesidad de la producción de gasolinas en cifras concretas</li> </ul>	<p><i>Capítulo 4. Recomendaciones para superar los desafíos de confiabilidad operacional y producción del petróleo en refinación de México, relacionado a un nuevo diseño de una nueva refinería mencionado en el Inciso 4.3.2.</i></p>	El área aplicativa para mencionar que la demanda energética nacional de gasolinas oscila en 2.5 millones de barriles diarios y que la infraestructura antes del año 2012 era de 1.5 millones de barriles diarios, nos proyecta con claridad que la demanda necesaria para producir gasolinas por una nueva refinería debería ser del orden de 1 millón de barriles diarios. El diseñar una nueva refinería en Dos Bocas es el inicio para una etapa que permita un Plan Nacional de Desarrollo con un diseño, instalación y puesta en marcha de una nueva y octava refinería que pueda producir por encima de 500 mil barriles diarios.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Proponer una guía de acción periódica que permita una mejor comprensión de del desabasto petrolífero</li> </ul>	<p><i>Capítulo 4. Recomendaciones para superar los desafíos de confiabilidad operacional y producción del petróleo en refinación de México, relacionado a</i></p>	Dentro del Capítulo 4, se presentan criterios a considerar para poder coadyuvar a buscar una serie de acciones que aporten o contribuyan en el desabasto petrolífero. Asimismo, se propone un plan de acción usando la

## Conclusiones

		metodología ya implementada del MCC en Pemex que dejó de tener efectividad al vislumbrarse el cambio del 3er Sexenio entrando en el año 2012.
<ul style="list-style-type: none"> <li>Proponer una guía de diseño con base en la metodología de "Prevención a través del Diseño (PtD)".</li> </ul>	<p><i>Capítulo 2. Marco Teórico: Antología de problemas existentes, relacionado a 2.1.6.3</i></p>	<p>La filosofía de "PtD", ha sido usada en diversos países que han tenido efectos que se demostró la disminución del índice de mortalidad durante el proceso de construcción; es decir, que el tema de desmantelamiento, demolición, construcción, etc. permitirá dar efectividad en la seguridad eléctrica de las instalaciones y del personal que opera las instalaciones industriales.</p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Complementar una metodología enfocada en la verdadera ejecución del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC)</li> </ul>	<p><i>Capítulo 4. Recomendaciones para superar los desafíos de confiabilidad operacional y producción del petróleo en refinación de México, relacionado a 4.4</i></p>	<p>Las recomendaciones más objetivas es establecer el plan de acción real indicado en la Tabla 24</p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Brindar recomendaciones técnicas industriales y eléctricas que permitan alcanzar las condiciones ideales para el personal, las instalaciones y la confiabilidad operacional</li> </ul>	<p><i>Capítulo 4. Recomendaciones para superar los desafíos de confiabilidad operacional y producción del petróleo en refinación de México, relacionado a recomendaciones técnicas industriales para el personal y las instalaciones</i></p>	<p>El campo de aplicación de los desafíos de la industria petrolera nacional implica una verdadera acción de ingeniería que permita optimizar la confiabilidad operacional. Es recomendable seguir lo indicado en el Capítulo 4 para buscar lo que se conoce como el resultado de la Inteligencia Situacional.</p>

Por tanto, se considera que se han cumplido cada uno de los objetivos trazados al comenzar este trabajo, demostrándose además que, con la aportación literaria y organización de la presente tesis puede contribuir en el diseño del sistema industrial de la nueva refinería de Dos Bocas en Tabasco, México.

Parte de este trabajo de tesis será utilizado para: a) presentar un artículo técnico en un foro internacional como lo es el RVP-AI 2020 de la IEEE en Julio del 2020 y b) presentar una ponencia en Centroamérica que sea considerada como "relevante" en la Convención CONCAPAN del 2020 a celebrarse en Panamá.

### Recomendaciones

Por lo anterior, que se debiese invertir no solo en un proyecto nuevo de una 7ª refinería evitando los errores suscitados en diseños de las otras 6 (seis): se debe pensar en un diseño robusto de 34,5 kV para distribución de la energía y la armonía de inversión en entrenamiento actualizado con tecnologías de tiempo real o distribución avanzada para los ingenieros que vayan a operarla. La inversión también requiere concretar que para operar tecnologías verdes se debe adherir la idea que la normatividad internacional utiliza ya una **digitalización de sistemas de energía**; sin embargo, con la normatividad nacional se deben adherir los esfuerzos de una integración de nuevas plantas solares y eólicas a una Red Eléctrica Nacional de igual manera con eje transversal que evite el monopolio de un control de energía en el Sistema de Transmisión Operacional.

Por último, el esfuerzo de mi trabajo de tesis será recompensado con el escudriñamiento en el estudio de las tendencias y tecnologías actuales, para determinar con mayor exactitud el basamento teórico de las nuevas herramientas a desarrollar en los temas de ingeniería industrial y eléctrica del país.

## BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS

### Referencias Bibliográficas:

- [1] L. Ivan Ruiz, J. Hugo Rodríguez, G. Taboada y J. Pano, "Assessment and planning of the electrical systems in mexican refineries by 2014" ASME Power Conference 2011, Denver, Colorado, USA
- [2] L. Ivan Ruiz, A. García, E. Robles, B. Guzmán y G. Taboada, "Ideal scheme for a new refinery in Mexico: experiences and prospects", 12ª Conferencia Portuguesa-Española de Ingeniería Eléctrica, XIICLEEE 2011, Ponta Delgada, Portugal.
- [3] J. H. Rodríguez M., A. Alcaraz C, L. Ivan Ruiz F., R. Valdez V. "Technical and economic analysis of cogeneration systems for refinery power plant applications", ASME Power Conference 2010, Chicago, Illinois, USA.
- [4] L. Ivan Ruiz, A. García, E. Sosa, G. Rojas y I. Castro, "Esquema ideal de un sistema eléctrico típico de una refinera: Perspectivas de futuro en México", PCIC BR 2010, Río de Janeiro, Brasil.
- [5] L. I. Ruiz, J. García, A. García y G. Taboada, "Mexican refineries upgrading of electrical power system", IEEE I&CPS 2009, ISBN: 978-1-4244-3399-5, Calgary, Alberta, 2009.
- [6] IEA Statistics, "Electricity Information 2012", International Energy Agency Publications, Edition 2012, page 631, ISBN 978-92-64-17468-9, Printed in Luxembourg.
- [7] L. Ivan Ruiz, A. García, J. García y G. Taboada, "Criterios para la optimización de sistemas eléctricos en refineras de la industria petrolera: influencia y análisis en el equipo eléctrico", IEEE XXVIII CONCAPAN 2008, Ciudad de Guatemala, Guatemala.
- [8] Oil & Gas Journal, "Worldwide refining capacity growth rises again in 2008", Edition December 22, 2008, Mexico <http://www.ogj.com>, Copyright 2012 by PenWell Corporation, Houston, Texas
- [9] L. Ivan Ruiz, A. Alcaraz, J. García y G. Taboada, "Integración de nuevos equipos eléctricos y nuevas plantas en refineras de México. Planificación del sistema eléctrico al 2012", XXIX CONCAPAN 2009, San Pedro Sula, Honduras
- [10] L. Ivan Ruiz, A. García, E. Sosa, G. Rojas y I. Castro, "Modernización de subestaciones eléctricas en la industria petroquímica en México", IV PCIC BR 2012, Río de Janeiro, Brasil
- [11] L. Ivan Ruiz, N. A. Hernandez, I. Salazar, V. Martinez, "Modernization of power substations in the oil industry in Mexico", 47th IAS Annual Meeting, Las Vegas, Nevada, USA
- [12] L. Ivan Ruiz, N. Hernández, I. Salazar, A. Rojas, "Tableros metal-clad resistentes al arco vs. tableros aislados en gas SF6: aplicaciones en la industria petrolera de México", "XXXII CONCAPAN, 2012, Managua, Nicaragua.
- [13] J. Estrada, L. Ivan Ruiz, C. Picasso, A. Castro, "Automatización de Subestaciones Eléctricas de la industria de refinación en México usando IEC 61850", "XXXII CONCAPAN 2012, Managua, Nicaragua.

## Bibliografía y Referencias

---

- [14] L. Ivan Ruiz, "Substation Automation System guideline with IEC61850 for oil Refining Industry in Mexico", The 10th International Power and Energy Conference, IPEC 2012, Ho Chi Minh City, Vietnam.
- [15] Norma Oficial Mexicana NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, "Especificaciones de los combustibles fósiles para la protección Ambiental", 2005.
- [16] J. García, L. Ivan Ruiz, M. Fernandez y A. Alcaraz "Servicios principales para producir combustibles de alta calidad en PEMEX", Boletín IIE, edición abril-junio del 2009, vol. 33, núm. 2, México. ISSN 0185-0059.
- [17] L. Ivan Ruiz and F. Poujol, "Reliability of power electric systems in pemex refining: experiences and realities", ASME 2014 Power Conference, Baltimore, Maryland, USA, July 2014
- [18] SENER "Secretaría de Energía, Prospectiva de Petrolíferos 2007-2016"
- [19] SENER <https://estadisticashidrocarburos.energia.gob.mx/gas.aspx#>
- [20] Std. BS 4778-3.2:1991, IEC 60050-191:1990, "Quality vocabulary. Availability, reliability and maintainability terms. Glossary of international terms. 3.2 glossary of international terms", ISBN: 0 580 19754 9, 1991.
- [21] Std. ANSI/IEEE 141, Red Book "IEEE Recommended practice for electric power distribution for industrial plants", 1993.
- [22] Std. ANSI/IEEE 242, Buff Book, "IEEE Recommended practice for protection of industrial and commercial power systems", 1986.
- [23] L. Ivan Ruiz F. A. García, I. Rosales, J. García, "Ingeniería Eléctrica: Base de los análisis de reconfiguraciones eléctricas en refinerías típicas de México. Parte I. La definición del problema y Espiral IR", IEEE Sección México, RVP-AI Acapulco, Guerrero, México 2005
- [24] H. Landis Floyd and Danny P. Liggett, "Hazard mitigation through design" IEEE Industry Applications Magazine, may-june 2010, Vol. 16, No. 3 – ISSN 1077-2618. Año 2010.
- [25] Standard for Electrical Safety in the Workplace, NFPA 70E, 2009
- [26] A. García, J. García, "Desarrollo del paquete de concurso para la reestructuración del sistema eléctrico de potencia de la refinería Francisco I. Madero (determinación del mejor esquema de operación para el sistema de potencia de la refinería)", Reporte Final IIE/03/32/12908/RF-01/2005, IIE, Cuernavaca, Morelos, 2005.
- [27] J. García, E. Robles, R. Campuzano. "Series Resonant Overvoltages due to the Neutral Grounding Scheme Used in Petrochemical Power Systems", IEEE PES T&D LATINAMERICA, Transmission and Distribution Conference and Exposition, Bogota, Colombia 2008.
- [28] J. García and O.A. Reyes, "Sobretensiones por resonancia serie en el sistema de potencia de plantas petroquímicas" Información Tecnológica, vol. 16, No.6, pp. 43-50, 2005.
- [29] P. A. Nobile, "Power system studies for cogeneration: What's really needed?", IEEE Transactions on Industry Applications, vol. IA-23, No.5, pp. 777-785, September/October, 1987.

- [30] R. L. Doughty, V.J. Ionata, T. E. Dye and J. A. Wirant, "Optimum electrical system design for a modern chlor-alkali plant", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 25, No. 5, pp. 928-939, September/October, 1989.
- [31] E. E. Hogwood and D. E. Rice, "The electrical aspects of cogeneration system design", IEEE Transactions on Industry Applications, Vo. IA-23, No.4, July/August, 1987.
- [32] J. R. Dunki-Jacobs and C.E. Davis, "An argument and procedure for conceptual power system design studies," IEEE Industry applications society, 39 th Annual petroleum and Chemical industry conference, San Antonio Texas, pp. 1-10, September 1992.
- [33] A. M. Alcaraz, M. F. Fernández, J. H. Rodriguez, L. I. Ruiz, "Simulador de balance de vapor y energía eléctrica en refinerías de México", IEEE PCIC 2008, Río de Janeiro, Brasil 2008
- [34] L. Ivan Ruiz F. A. García, I. Rosales, J. García, "Ingeniería Eléctrica: Base de los análisis de reconfiguraciones eléctricas en refinerías típicas de México. Parte II. Las Alternativas de Solución y Conclusiones", IEEE Sección México, RVP-AI Acapulco, Guerrero, México 2005
- [35] A. García, I. Rosales, J. García, L. I. Ruiz, E. Robles, "Efectos de la red en la operación del equipo eléctrico", Boletín IIE, año 29, vol. 29, núm. 2, abril-junio 2005, pp. 69-74, ISSN 0185-0059, México
- [36] Fernández, M. "Análisis de los consumos de energía eléctrica de PEMEX facturados por la CFE". Informe técnico presentado a PEMEX Subdirección de Desarrollo Tecnológico, Dirección Corporativa de Planeación Estratégica. IIE/44/12466/I 04/F. Septiembre del 2003
- [37] L. Powell "The Impact of system grounding practices on generator fault damage", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 34, No. 34, No. 5 September/October, 1998.
- [38] ANSI/ IEEE Std. 142 "IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems", Chapter 1, Green Book IEEE, 1991
- [39] IEEE Power Engineering Society, "IEEE Tutorial on the protection of synchronous generators", IEEE Catalog Number 95TP102, August 1999
- [40] IEEE Standard Requirements, "Terminology, and Test Procedure for Neutral Grounding Devices", 1972.
- [41] Powell "Grounding and ground fault protection of multiple generator installations on medium-voltage industrial and commercial power systems. Part 1 - the problem defined", IEEE Industrial Applications Conference, 2002, Pittsburgh, PA, [Conference record]. Piscataway, NJ: IEEE industry applications society, 2002.
- [42] IEEE Std C37.101, "IEEE Guide for Generator Ground Protection", was initially published in 1985. It was subsequently reaffirmed in 1990
- [43] Standard for Electrical Safety in the Workplace, NFPA 70E, 2009
- [44] A. García, F. Peñaloza, F. Ibarra, S. Hernández, G. García y V. Martínez, "Análisis de la Conexión a Tierra de las Pantallas de los Cables de Potencia y su Interconexión con la Envolvente de una GIS", IEEE ALTAE 2009, Congreso internacional en alta tensión y aislamiento eléctrico. Medellín Colombia. Noviembre, 2009
- [45] Shima Mousavi G. "Reliability Assessment of complex power systems an the use of NEPLAN Tool", Master thesis 2005/2006, Estocolmo Suecia, Año 2006.

## Bibliografía y Referencias

---

- [46] Beng Frankén, “*Reliability Study. Analysis of electrical systems within offshore wind parks*” Elforsk report 07:65, November 2007
- [47] 800-16700-DCO-SCM-MT-001, “*Manual técnico de confiabilidad operacional en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios*”, Revisión 0, México 2008.
- [48] 800/16000/DCO/GT/071/2008, “*Guía técnica de Seguridad Eléctrica*”, Revisión 1, Octubre 2009, PEMEX, México
- [49] M. Del Río, Tesis de Licenciatura “*Desarrollo de la metodología del sistema integral de datos técnicos en sistemas eléctricos de potencia de la industria de refinación del petróleo*”, Morelos 2008
- [50] L. Ivan Ruiz, M. Del Rio, “*Pirámide Innova de registros para sistemas de potencia*”, Derechos de autor en la clasificación de obra literaria con referencia 03-2008-02-1811524600-01, Cuernavaca, 2008.
- [51] Gilberto Enríquez Harper, “*Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*”, Editorial Limusa, 133-140 pp, 2000
- [52] Gilberto Enríquez Harper, Enriquez Harper, “*Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales*”, Editorial Limusa, 19-50 pp, 2005
- [53] ANSI/IEEE 315A-1986 “*Supplement to Graphic Symbols for Electrical and Electronics Diagrams*”, 1-50 pp. (Norma de la simbología del equipo eléctrico).
- [54] [http://genc.iie.org.mx/genc/eolica/libroo/c2web/2\\_2\\_3\\_3.htm](http://genc.iie.org.mx/genc/eolica/libroo/c2web/2_2_3_3.htm)
- [55] <http://www.definicion.org/interruptor>
- [56] [http://ablaroldana.com/curso\\_elec.htm](http://ablaroldana.com/curso_elec.htm)
- [57] [http://www.procobreperu.org/c\\_condelect.pdf](http://www.procobreperu.org/c_condelect.pdf)
- [58] <http://www.toolingu.com/definicion-651140-27290-reactor.html>
- [59] <http://www.ampere.com.mx/veris/relevador.php>
- [60] <http://www.eclipse.cl/ei/instalaciones.htm> (definiciones del equipo eléctrico de potencia, como tableros.)
- [61] [http://www.fisicanet.com.ar/fisica/electrodinamica/ap04\\_transformadores.php](http://www.fisicanet.com.ar/fisica/electrodinamica/ap04_transformadores.php)

# Anexo Técnico 1

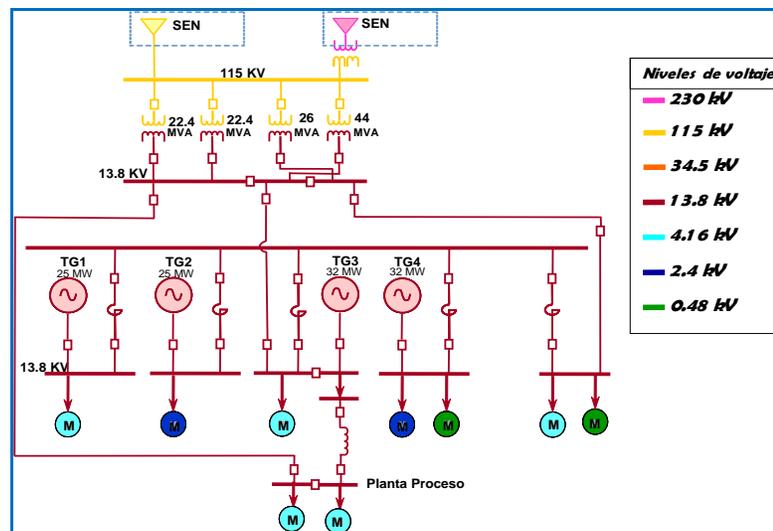
## A1. Conceptualización de los activos de un SEP

### A.1 Interpretación de diagramas unifilares

El diagrama unifilar representa gráficamente a los equipos eléctricos primarios conectados entre sí. La conexión entre ellos representa la manera de producir energía en un sistema eléctrico típico de potencia, mediante fuentes de generación o acometidas con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) [51]. Así mismo, representa el consumo interno de la energía mediante motores o cargas eléctricas instalados en plantas de proceso, torres de enfriamiento o casas de bombas destinados a realizar una determinada actividad en la industria; en este caso las refinerías de la industria del petróleo.

La generación y el consumo de energía dentro de una refinería, por ejemplo, se pueden visualizar mediante un diagrama unifilar. En él se pueden saber las magnitudes de cualesquiera de los equipos eléctricos primarios, tales como: generadores eléctricos, circuitos de fuerza, transformadores de potencia, reactores limitadores, interruptores de potencia, tableros de distribución, motores o cargas eléctricas, entre otros. El contar con un diagrama unifilar permite a los especialistas comprender el flujo de energía y las posibles conexiones de equipos primarios similares en caso de eventualidades como fallas eléctricas o mantenimiento de los mismos [52].

En la **Fig. A.1.1**, se muestra un esquema descriptivo de un diagrama unifilar típico de un sistema eléctrico de potencia.



**Figura A.1.1** Esquema descriptivo de un sistema eléctrico típico de una refinería en la industria del petróleo.

# Anexo Técnico 2

## A.2 Conceptualización de un sistema eléctrico de potencia (SEP) y equipos eléctricos instalados en la industria de refinación del petróleo.

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) es el conjunto de instalaciones de generación, transmisión y distribución, físicamente conectadas entre sí, operando como una unidad integral, bajo control, administración y supervisión. En la **Fig. A.2.1** se presenta un ejemplo general de un sistema eléctrico, que representa la conexión eléctrica entre los diversos elementos que lo componen [51, 52].

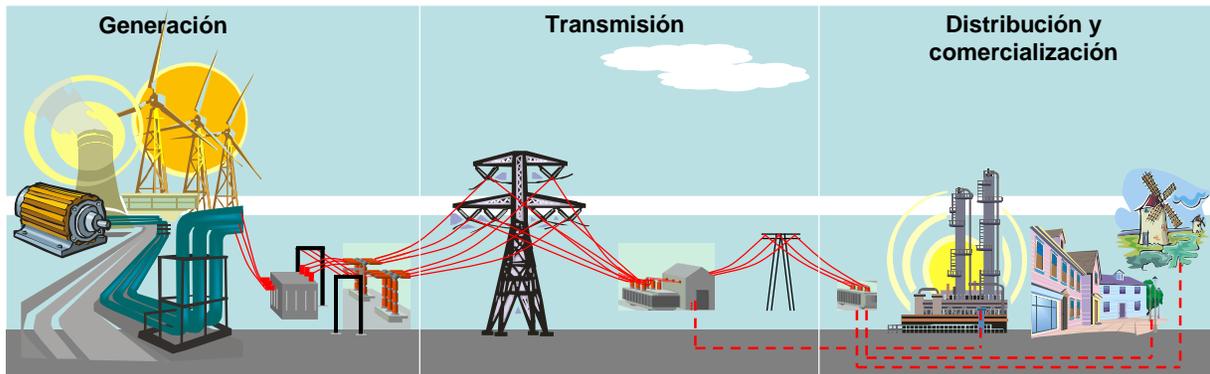


Figura A.2.1. Esquema descriptivo de un sistema eléctrico de potencia

A continuación, se presenta una tabla con la lista de algunos equipos primarios que conforman al sistema eléctrico de potencia con su respectiva descripción [53, 51]:

Tabla 26. Equipos primarios de un sistema eléctrico de potencia típico.

Símbolo	Imagen representativa	Descripción
 <b>1.1</b> Acometida		Es parte de la instalación eléctrica que está entre la red de distribución pública (o colectiva, en caso de comunidad de vecinos) y la caja general de protección de la vivienda o industria.
		Equipo eléctrico que transforma la energía mecánica en energía

### 1.2 Generador Eléctrico

eléctrica. Existen dos tipos de generadores: asíncronos y síncronos [54]. Es el equipo denominado fuente de energía, pueden existir diversos tipos de fuentes: eolétrica, termoeléctrica, hidroeléctrica, etc. Independientemente de la fuente siempre existirá un generador eléctrico.

Tabla 26. Equipos primarios de un sistema eléctrico de potencia típico (continuación)

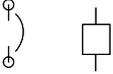
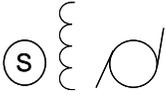
Símbolo	Imagen representativa	Descripción
 <b>1.3</b> Interruptor		Dispositivo que realiza la apertura y/o cierre de un circuito que tiene dos posiciones, encargado de desconectar la tensión eléctrica del circuito al que se le está suministrando [55, 56].
 <b>1.4</b> Conductor eléctrico		Cables que transportan la energía eléctrica, también son conocidos como circuitos de fuerza y son clasificados por el nivel de aislamiento, calibre y tipo de fabricación ya sea de aluminio o de cobre [57].
 <b>1.5</b> Motor eléctrico		Máquina que convierte energía eléctrica en energía mecánica. Los motores eléctricos de acuerdo con sus dimensiones son utilizados para distintos procesos [28]. En un SEP se le conoce como carga eléctrica, ya que son los que se utilizan en casas de bombas, torres de enfriamiento y plantas de proceso.
 <b>1.6</b> Reactor de potencia		Dispositivo que se utiliza en un SEP para limitar la corriente de corto circuito [58]. El reactor esta compuesto por una bobina de cobre que se le conoce como un inductor eléctrico.
 <b>1.7</b> Relevador de potencia		Dispositivo que controla el estado de un interruptor mediante una entrada eléctrica. En su interior, posee comúnmente una bobina que al energizarse induce una fuerza magnética que cambia el estado de un interruptor [59].

Tabla 26. Equipos primarios de un sistema eléctrico de potencia típico (continuación)

Símbolo	Imagen representativa	Descripción
<p><b>1.8</b> Tablero eléctrico</p> 		<p>Dispositivo que tiene por objeto sostener los aparatos de control, medición y protección, el bus mímico, los indicadores luminosos y las alarmas. Así mismo, tiene la responsabilidad de resguardar a los interruptores [60].</p>
<p><b>1.9</b> Transformador eléctrico</p> 		<p>Dispositivo que sirve para convertir el valor de un flujo eléctrico a un valor diferente [59, 61]. Transforma la tensión nominal mediante dos devanados de cobre, ya sea para elevarla o reducirla al valor deseado.</p>

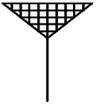
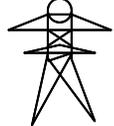
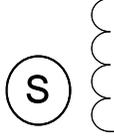
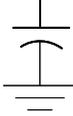
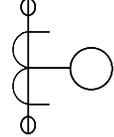
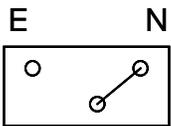
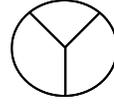
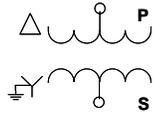
En un sistema eléctrico de potencia, los equipos eléctricos típicos son representados de manera gráfica, mediante un “símbolo”. Dicho símbolo permite al especialista eléctrico leer técnicamente las conexiones e interrelaciones en un diagrama eléctrico.

Es común observar símbolos para la identificación de equipos de potencia. También es importante mencionar que los símbolos eléctricos permiten prescindir de largas indicaciones escritas.

En la **Tabla 27**, se incluirán solo los símbolos más utilizados en un sistema eléctrico de potencia de una refinería en la industria del petróleo, puesto que no se pretende escudriñar en un tema diferente al propuesto en esta tesis [53].

## Anexos Técnicos

**Tabla 27.** Simbología de los equipos eléctricos de un SEP.

SIMBOLO	DESCRIPCION	SIMBOLO	DESCRIPCION
	ACOMETIDA		LINEA DE TRANSMISION
	BUS O TABLERO		MOTOR DE INDUCCION
	CABLE		MOTOR SINCRONO
	CAPACITOR		REACTOR
	CARGA GENERAL		RELEVADOR
	DISPOSITIVO DE TRANSFERENCIA		TABLERO DE 220 V
	FUSIBLE		TERMICO
	GENERADOR		TRANSFORMADOR DE DOS DEVANADOS
	INTERRUPTOR DE ALTA TENSION		TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS
	INTERRUPTOR DE BAJA TENSION		

Para la creación de esta tabla, se tomaron como referencia los símbolos estandarizados por la Norma ANSI/ IEEE **315A-1986** [53].

## LISTA DE FIGURAS Y TABLAS.

### LISTA DE FIGURAS

Figura no.	Descripción	Página
<b>Figura 1</b>	Producción de energía por parte de la Paraestatal Pemex en México en la primera década del siglo XX para autoconsumo	7
<b>Figura 2</b>	Prospectiva de crecimiento del parque vehicular en México (SENER, 2007-2016)	18
<b>Figura 3</b>	Prospectiva del cambio en la producción de combustibles y su contenido máximo de azufre	18
<b>Figura 4</b>	Esquema descriptivo de la oferta y demanda de energía en una refinería en México	19
<b>Figura 5</b>	Esquema descriptivo de la producción anual en México del 2004 al 2009	20
<b>Figura 6</b>	Esquema descriptivo de la producción anual en México del 2015 al 2018	21
<b>Figura 7</b>	Sistema típico de energía de una refinería en conceptualización de los años 70	24
<b>Figura 8</b>	Sistema típico de energía en una refinería en conceptualización de los años 90	24
<b>Figura 9</b>	Esquema típico de procesamiento de combustibles en una refinería en México	26
<b>Figura 10</b>	Propuesta de objetivos de solución ante la problemática en los SEP's.	30
<b>Figura 11</b>	Esquema típico del nuevo proceso de refinación incluyendo el Proyecto de Calidad de Combustibles (PCC)	32
<b>Figura 12</b>	Esquema actual típico (representativo) de una refinería de México	35
<b>Figura 13</b>	Esquema representativo del bus de sincronización en 34.5 kV seleccionado	38
<b>Figura 14</b>	Esquema representativo de una refinería que cuenta con 2 fuentes de generación sincronizadas con el SEN	43
<b>Figura 15</b>	Esquema actual típico (representativo) de generación de vapor de una refinería con dos generadores eléctricos sincronización con el SEN.	43
<b>Figura 16</b>	Esquema actual típico (representativo) de una refinería con más de cuatro generadores eléctricos sincronización con el SEN	44
<b>Figura 17</b>	Esquema actual típico (representativo) de generación de vapor de una refinería con más de cuatro generadores eléctricos sincronización con el SEN.	45
<b>Figura 18</b>	Esquema descriptivo mas no limitativo del BS en 34.5 kV seleccionado para la reconfiguración eléctrica del esquema de la figura 14	48
<b>Figura 19</b>	Esquema descriptivo mas no limitativo del BS en 34.5 kV seleccionado para la reconfiguración eléctrica del esquema de la figura 16	48

<b>Figura 20</b>	Esquema descriptivo más no limitativo de una alternativa paralela para conectar un generador con el esquema actual en las refinerías.	50
<b>Figura 21.</b>	Esquema eléctrico propuesto usando un bus de sincronización de 34.5 kV y transformadores de tres devanados: fase de reconfiguración eléctrica de la Figura 14.	53
<b>Figura 22</b>	Esquema descriptivo típico de la refinería del Norte de México, año 2008	64
<b>Figura 23</b>	Esquema descriptivo mas no limitativo que sufriría un cambio en el nivel de 13.8 kV para implantar un bus de sincronización en 34.5 kV y alistarlo para la integración del 1 <sup>er</sup> generador eléctrico	65
<b>Figura 24</b>	Esquema descriptivo mas no limitativo que tendría efecto en el año 2012 con la integración de 2 generadores eléctricos usando transformador de 3 devanados	65
<b>Figura 25</b>	Planeación de la metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad para ejecutarse en Pemex del 2008 al 2013.	68
<b>Figura 26</b>	Esquema que representa la interacción del personal de Pemex para mejor práctica de compromiso y liderazgo	69
<b>Figura 27</b>	Ejecución del MCC para Pemex y su interrelación de Mejora Continua y aplicación del Método	71
<b>Figura 28</b>	Esquema que representa la administración de seguridad de los procesos que denota planes de mantenimiento preventivo y predictivo	73
<b>Figura 29</b>	Índice de paros no programados del SNR hasta el 2011	75
<b>Figura 30</b>	Esquema descriptivo de los índices de confiabilidad	75
<b>Figura 31</b>	Esquema descriptivo de la tendencia del SIEEP, aplicado en el área eléctrica de la industria del petróleo.	77
<b>Figura 32</b>	Esquema descriptivo de la Pirámide INNOVA	77

## LISTA DE TABLAS

Tabla No.	Descripción	Página
<b>Tabla 1</b>	Capacidad bruta de las refinerías más grandes del mundo (año 2012)	<b>3</b>
<b>Tabla 2</b>	Planteamiento del Problema en la Industria Petrolera de Refinación en México	<b>4</b>
<b>Tabla 3</b>	Efecto de los Desafíos de la Industria Petrolera de Refinación en México	<b>5</b>
<b>Tabla 4</b>	Magnitud de cargas instaladas promedio en cada refinería de la INR	<b>19</b>
<b>Tabla 5</b>	Evolución de la red de energía para abastecer la demanda en las refinerías	<b>19</b>
<b>Tabla 6</b>	Antología y riesgos latentes en los SEP's típicos de refinerías en México	<b>25</b>
<b>Tabla 7</b>	Estudios y áreas disciplinarias en la reconfiguración industrial en la INR	<b>26</b>
<b>Tabla 8</b>	Magnitud de cargas futuras para el Proyecto de Calidad de Combustibles en las seis refinerías de México al 2012	<b>27</b>
<b>Tabla 9</b>	Etapas recomendadas para el diseño conceptual de sistemas eléctricos de potencia	<b>30</b>
<b>Tabla 10</b>	Ventajas (V) y desventajas (D) del esquema de mediano impacto seleccionado para describir	<b>32</b>
<b>Tabla 11</b>	Proyectos en paralelo para la reconfiguración de la INR	<b>34</b>
<b>Tabla 12</b>	Comparación de un generador a gas Vs. generador de vapor	<b>35</b>
<b>Tabla 13</b>	Programación tentativa de las fases de implementación del sistema eléctrico a futuro en la INR	<b>41</b>
<b>Tabla 14</b>	Evaluación técnica de instalar el primer generador eléctrico usando: A) un reactor limitador de corriente de Icc ó B) un transformador de tres devanados	<b>45</b>
<b>Tabla 15</b>	Costo del equipo principal al integrar el TG-8 a través de un reactor limitador con núcleo de aire (no se incluye el costo del TG)	<b>45</b>
<b>Tabla 16</b>	Costo del equipo principal al integrar el TG-8 a través de un transformador de tres devanados (no se incluye el costo del TG)	<b>46</b>
<b>Tabla 17</b>	Parámetros considerados para los análisis de la reconfiguración eléctrica en la INR	<b>48</b>
<b>Tabla 18</b>	Potencia (MW) que se puede manejar en un esquema eléctrico en relación con el nivel de tensión y sus usos de abastecimiento de energía en México	<b>48</b>
<b>Tabla 19</b>	Potencia (MW) que se puede manejar en un esquema eléctrico en relación con el nivel de tensión	<b>49</b>
<b>Tabla 20</b>	Resumen de la evaluación económica comparativa de cinco alternativas como propuestas en la reconfiguración eléctrica de dos refinerías	<b>50</b>
<b>Tabla 21</b>	Factores que se deben considerar para la instalación de una nueva refinería y su nuevo diseño	<b>52</b>
<b>Tabla 22</b>	Comparación de los métodos de puesta a tierra en sistemas industriales (V: ventajas y DV: desventajas)	<b>56</b>
<b>Tabla 23</b>	Uso de tecnología en la industria petrolera: planeación del uso en diferentes centros petroquímicos	<b>61</b>
<b>Tabla 24</b>	Prácticas que tienen como objetivo permitir una interacción del personal para un compromiso sólido y liderazgo en la Confiabilidad Operacional [47]	<b>63</b>
<b>Tabla 25</b>	Documentos de referencia normativa para cumplir con la Confiabilidad Operacional dentro de Pemex	<b>64</b>
<b>Tabla 26</b>	Equipos primarios de un sistema eléctrico de potencia típico.	<b>88</b>
<b>Tabla 27</b>	Simbología de los equipos eléctricos de un SEP	<b>91</b>

## GLOSARIO DE TESIS

**Análisis.** Distinción y separación completa de las partes de un todo hasta llegar a conocer sus principios o elementos.

Examen detallado de los hechos para conocer sus elementos constitutivos, sus características representativas, así como sus interrelaciones y la relación de cada elemento con él.

**Alta.** Procedimiento mediante el cual se registran nuevos datos de un activo eléctrico (equipos eléctricos, circuitos de fuerza, diagramas unifilares, trayectorias de circuitos, subestaciones eléctricas, plantas, termos, etc.), y el control de la administración de usuarios en el SIEEP.

**Aplicación.** Cada uno de los programas que, una vez ejecutados, permiten trabajar con la computadora. Dependiendo del tipo de trabajo para la cual fue diseñada pueden ser, los procesadores de textos, hojas de cálculo, bases de datos, programas de dibujo, paquetes estadísticos, etc.

**Baja.** Procedimiento que elimina la información del sistema SIEEP.

**BD.** Base de datos, colección de información organizada de forma que un programa de computadora pueda seleccionar rápidamente los fragmentos de datos que necesite. Una base de datos es un sistema de archivos electrónicos.

**Cambios o modificaciones.** Procedimiento que realiza alteración de información en el SIEEP.

**Diseño.** Es el proceso de definición de la arquitectura software: componentes, módulos, interfaces, procedimientos de prueba y datos de un sistema, que se crean para satisfacer requisitos específicos.

**Hardware.** Equipo físico que interactúa con el software. El hardware abarca todas las piezas físicas de un computador (disco duro, placa base, memoria, tarjeta de vídeo, salida de audio, lectura de CD, microprocesadores, salida de vídeo, puertos USB, entre otras).

**Herramientas computacionales.** Conjunto de recursos materiales de índole informático para optimizar los procesos administrativos de una empresa.

**Implementación.** Etapa o procedimiento mediante el cual se aplican los métodos y/o herramientas para desarrollar sistemas de información.

**Implantación.** Etapa o procedimiento mediante el cual se lleva a cabo la entrega y puesta en servicio de un producto o proyecto final.

**Industria.** Es el conjunto de procesos y actividades que tienen como finalidad transformar las materias primas en productos elaborados.

**Ingeniería eléctrica.** Rama de la ingeniería que resuelve las temáticas referentes a la generación, transmisión, distribución y empleo de la energía eléctrica.

**Ingeniería en sistemas computacionales o informática.** Rama de la ingeniería que consiste en la aplicación de los fundamentos de las ciencias computacionales, la electrónica y la ingeniería de software, para el desarrollo de soluciones integrales de cómputo y comunicaciones, capaces de procesar información de manera automática.

**Innovación.** Es la aplicación de nuevas ideas, conceptos, productos, servicios y prácticas con la intención de ser útiles para el incremento de la productividad. Un elemento esencial de la innovación es su aplicación exitosa de forma comercial.

**Metodología.** Parte del proceso de investigación que sigue a la propedéutica y permite sistematizar los métodos y las técnicas necesarias para llevarla a cabo.

**Métodos.** Modo o técnica de llevar a cabo una acción. Utilizado en programación orientada a objetos, el término se refiere a las porciones de código asociadas exclusivamente con una clase (se los denomina entonces métodos de clase o métodos estáticos) o con un objeto (en este caso métodos de instancia).

**Modulo.** Componente de un sistema, el cual posee una interfaz bien definida hacia otros componentes.

**Norma.** Documentos normativos, comprobados científico y tecnológicamente que reglamentan determinadas propiedades que deben reunir los productos, artículos, procesos tecnológicos y son aprobados por el organismo competente que les da la oficialidad.

**Petróleo.** Mezcla compleja no homogénea de hidrocarburos (compuestos formados principalmente por hidrógeno y carbono). Éste, por lo general, es el resultado de restos fósiles y de la expulsión de materiales del interior de la tierra.

**PM: Mantenimiento preventivo.** Acción de carácter periódica y permanente que tiene la particularidad de prever anticipadamente el deterioro, producto del uso y agotamiento de la vida útil de componentes, partes, piezas, materiales y en general, elementos que constituyen la infraestructura o la planta física, permitiendo su recuperación, restauración, renovación y operación continua, confiable, segura y económica, sin agregarle valor al establecimiento.

**POO.** Programación Orientada a Objetos, tipo de tecnología informática que orienta al programador de una manera más visual.

**Refinación.** Proceso de purificación de una sustancia química obtenida muchas veces a partir de un recurso natural. Por ejemplo, el petróleo arderá generalmente en su estado natural, pero no puede ser utilizado directamente en los motores de combustión, debido a la presencia de residuos y la generación de subproductos.

**Refinería.** Planta industrial destinada a la refinación de petróleo, la cual, mediante un proceso adecuado, obtienen diversos combustibles capaces de ser utilizados en motores de combustión: gasolina, gasóleo, etcétera. Adicionalmente, y como parte natural del proceso, obtiene diversos productos tales como aceites minerales y asfaltos.

**Requerimientos.** Condición o capacidad necesitada por un usuario para la solución de un problema o alcance de un objetivo.

**Retroalimentación.** Proceso que permite una comunicación fluida entre el campo y la oficina o entre un empleado y su supervisor, para modificar, corregir y fortalecer el desempeño y los resultados.

**SEP.** “Sistema eléctrico de potencia”, es el conjunto de instalaciones de generación, transmisión y distribución, físicamente conectadas entre sí, operando como una unidad integral, bajo control, administración y supervisión

**SGBD.** “Sistema gestor de base de datos”, programa que permite crear y administrar una base de datos asegurando su integridad, confidencialidad y seguridad en la información.

**SIEEP.** “Sistema de información de equipos eléctricos de potencia”, herramienta auxiliar en el manejo de información de un SEP en las industrias de refinación del petróleo. Repositorio que ayuda a optimizar el control y administración de información. Es el producto desarrollado para la paraestatal Pemex Refinación (*Primer nivel de la Pirámide Innova*).

**Sistema.** Conjunto de partes o elementos organizadas y relacionadas que interactúan entre sí para lograr un objetivo. Los sistemas reciben (entrada) datos, y proveen (salida) información confiable.

**Sistema de información.** Sistema formal para recabar, integrar, analizar y difundir información interna y externa de la empresa en forma oportuna, eficaz y eficiente.

**Software.** Serie de instrucciones codificadas y/o programadas que sirven para que la computadora realice una tarea.

**Tecnología.** Proceso de ingeniería que hace uso de la aplicación del conocimiento científico a las tareas prácticas por medio de sistemas ordenados que incluyen personas, organizaciones, organismos vivientes y máquinas.

**Usuario.** Persona de la industria de refinación del petróleo que harán uso del SIEEP.

**Vector Financiero.** Son los aspectos o elementos económicos y financieros ligados a la asociación: regalías, posesión, acceso, utilización, ejercicio o su amortización.

## Terminología

### TERMINOLOGÍA

<i>b/d</i>	Barriles diarios
<i>BS</i>	Bus de sincronización
<i>CCM</i>	Centro de Control de Motores
<i>CE</i>	Convenio Específico
<i>CFE</i>	Comisión Federal de Electricidad
<i>FP</i>	Factor de Potencia
<i>Icc3F</i>	Corriente de corto circuito trifásica
<i>Icc1F</i>	Corriente de corto circuito monofásica
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
<i>INR</i>	Industria Nacional de Refinación
<i>IP</i>	Interruptor de Potencia
<i>HV</i>	<i>High Voltage</i> : Alta tensión eléctrica
<i>LV</i>	<i>Low Voltage</i> : Baja tensión eléctrica
<i>MV</i>	<i>Medium Voltage</i> : Media tensión eléctrica
<i>NA</i>	Normalmente abierto
<i>NC</i>	Normalmente cerrado
<i>NOM</i>	Norma Oficial Mexicana
<i>OSBL</i>	Instalaciones e integraciones fuera del límite de batería
<i>RW</i>	Regional WAN
<i>RX</i>	Reactor limitador de corriente de corto circuito
<i>SE</i>	Subestación Eléctrica
<i>SEN</i>	Sistema Eléctrico Nacional
<i>SEP</i>	Sistema Eléctrico de Potencia
<i>SNR</i>	Sistema Nacional de Refinación
<i>TDP</i>	Tablero de Distribución Principal
<i>TG</i>	Turbo Generador
<i>TSI</i>	Tablero del Bus de Sincronización
<i>Z</i>	Impedancia