



E1. INFORME DETALLADO DE LA EVALUACIÓN TÉCNICO- OPERACIONAL

EVALUACIÓN TÉCNICA DE PROYECTOS GESTIONADOS POR LA EMPRESA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS DE ECUADOR

(LOTE 1) PROYECTO DE LA REFINERÍA ESTATAL DE ESMERALDAS

CÓDIGO: ICC-TEC-L1-G-IN-002

REV.: 3

N.º Páginas: 115

Realizado	Revisado	Aprobado
		
J. Calle Director de la Consultoría ICC-Tecnatom JCM 18/12/2018	F. Flores Consortiado ICC-Tecnatom FFS 18/12/2018	F. Luna Gerente del Consorcio ICC-Tecnatom FLH 18/12/18



MOTIVO DE REVISIÓN DEL DOCUMENTO

Rev	Fecha	Aptdo.	Cambio
0	11/2018	-	Edición inicial del documento
1	12/2018	-	Ampliación general del alcance
2	12/2018	-	Incorporación de comentarios del PNUD
3	12/2018	-	Incorporación de comentarios finales

ÍNDICE

	<u>Página</u>
1	INTRODUCCIÓN5
2	OBJETIVOS.....9
2.1	OBJETIVO GENERAL9
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....9
3	GLOSARIO 10
4	DOCUMENTOS Y NORMAS DE REFERENCIA 11
4.1	DOCUMENTOS DE REFERENCIA 11
4.2	NORMAS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES 12
5	BREVE DESCRIPCIÓN DE LA REFINERÍA DE ESMERALDAS – PROCESO 15
6	PROGRAMA DE REHABILITACIÓN DE REE20
7	HALLAZGOS25
7.1	INGENIERÍA CONCEPTUAL DE LA REHABILITACIÓN Y REPOTENCIACIÓN25
7.2	VALIDACIÓN DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA DE LAS INSTALACIONES INCLUIDAS EN LA REPOTENCIACIÓN Y REHABILITACIÓN DE LA REFINERÍA ESTATAL DE ESMERALDAS.....29
7.3	ESTRATEGIA OPERACIONAL, SU DOCUMENTACIÓN, IMPLEMENTACIÓN Y EL CONTROL ESTABLECIDO PARA TAL FIN.....36
7.4	CUMPLIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES INTERNACIONALES APLICABLES A LA OPERACIÓN Y PROCESOS DE LA REFINERÍA, PARA ASEGURAR LA CONTINUIDAD OPERACIONAL Y LA ACTUALIZACIÓN DE LOS PROCESOS, PROCEDIMIENTOS Y GUÍAS.....37
7.4.1	INSTALACIONES CONSIDERADAS EN LA REPOTENCIACIÓN DE LA REFINERÍA38
7.4.2	PLANIFICACIÓN OPERACIONAL.....44
7.4.3	INGENIERÍA DE PROCESOS.....46
7.4.4	CONTROL DE PROCESOS Y AUTOMATIZACIÓN49
7.4.5	OPERACIÓN55



7.4.6	MANTENIMIENTO.....	59
7.4.7	MEDIO AMBIENTE.....	61
7.4.8	SISTEMA DE GESTIÓN Y SUS ESTÁNDARES	64
8	ÍNDICE DE TABLAS, CUADROS, FIGURAS Y GRÁFICOS	69
8.1	ÍNDICE DE TABLAS.....	69
8.2	ÍNDICE DE FIGURAS.....	71
9	ANEXOS.....	71

1 INTRODUCCIÓN

La Refinería Estatal de Esmeraldas (REE) es la principal refinería de petróleo de Ecuador, con una capacidad de 110.000 barriles por día (BPD), y está situada en la provincia de Esmeraldas, en el sector noroccidental del país, a 3,8 kilómetros del Océano Pacífico.

La REE, al objeto de recuperar la capacidad de procesamiento de crudo, que en el año 2005 llegó a descender hasta el 85 %, estableció el “Programa de Rehabilitación de la REE”, que se reordenó en torno a 13 proyectos agrupados en tres grandes fases: Fase de sostenimiento, Fase I y Fase II.

El Gobierno del Ecuador, a través del actual Ministerio de Energía y EP Petroecuador, ha identificado la necesidad de fortalecer la gestión técnica y financiera de varios proyectos hidrocarburíferos estratégicos para el país. Para ello, el Gobierno ha solicitado la cooperación del PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo), a fin de llevar adelante la contratación de una evaluación técnico-económica del “Programa de Rehabilitación de la REE”, conducida por el consorcio ICC-TECNATOM para responder, los siguientes interrogantes presentados en la TABLA 1.

Tabla 1: Interrogantes clave del Programa de Rehabilitación de REE

PREGUNTA	INFORME ASOCIADO
1 ¿Se planificó, diseñó y construyó de acuerdo con los estándares internacionales?	E1 - Informe detallado de la evaluación técnica – operacional.
2 ¿Los costos de implementación del proyecto fueron acordes a los precios de mercado?	E6 - Informe de la razonabilidad de los costos efectuados en el Programa de Rehabilitación de REE
3 En caso de encontrar desviaciones respecto a los estándares internacionales, ¿Cuáles son las soluciones por implementar?	E3 - Informe de Análisis de Alternativas de mejoramiento y recomendaciones. E7 - Informe de los costos y tiempos estimados para la implementación de las soluciones técnicas para lograr operación eficiente y confiabilidad.

Como complemento a los informes incluidos en la TABLA 1, se han realizado las siguientes evaluaciones, cuyos resultados se presentan en los siguientes informes:

- E2 - Informes de los RBI o equivalentes (RBI, implementación de las normas ASME, API 580 Risk-Based Inspection).
- E4 - Informe de evaluación del impacto ambiental, antes y después de la rehabilitación.
- E5 - Informe de evaluación del entorno organizativo.

- E8 - Informe final detallado con conclusiones y recomendaciones, presentación en power point con resumen ejecutivo.

El presente informe expone la evaluación realizada de la situación actual de la refinería, emite las conclusiones a las cuales se ha llegado y presenta las soluciones a implementar para que la planta pueda operar cumpliendo con los estándares y normas internacionales. Además, este informe desarrolla la contestación a la pregunta de si se planificó, diseñó y construyó la planta de acuerdo con los estándares internacionales¹. A modo de resumen se indica que:

- Desde el punto de vista de la ejecución del Programa de Rehabilitación de la REE se constata la carencia de un Plan de Ejecución del Proyecto (PEP) que incorpore a todas las áreas de la REE y sus actividades (incluyendo paradas planificadas), para evitar conflictos o interferencias durante la Rehabilitación. Tras el análisis, para cada uno de los 13 proyectos, de la existencia de un proceso de desarrollo de Ingeniería Conceptual, se constata que tan solo se desarrolló una Ingeniería Conceptual en la tercera parte de los proyectos que lo requerían.
- Respecto a la integridad mecánica en origen, la documentación existente es adecuada a un servicio estándar de ingeniería con alguna salvedad que no se ha podido verificar. Por lo tanto, atendiendo a ello (y pendiente de revisar la documentación que no obra actualmente en poder del consorcio ICC-Tecnatom), se puede validar positivamente la integridad mecánica en origen. Sin embargo, en relación con la integridad mecánica en servicio no se ha encontrado entre la documentación proporcionada por PETROECUADOR un procedimiento escrito que sea el output de una evaluación de riesgo RBI. Este procedimiento integrado (inspección, mantenimiento y confiabilidad operacional) es imprescindible para asegurar la integridad mecánica de las unidades a lo largo de la vida de las mismas.
- La estrategia operacional de la REE no responde a los estándares internacionales dado que está extremadamente focalizada a atender los objetivos de producción fijados en los POA, dejando en un segundo plano los objetivos ambientales, calidad, proceso, operación, seguridad y salud, etc.
- En relación con la evaluación del cumplimiento de los estándares internacionales aplicables a la operación y procesos de la refinería, para asegurar la continuidad operacional y la actualización de los procesos, procedimientos y guías, se han detectado importantes desviaciones respecto a los estándares internacionales, cuyas alternativas de mejoramiento y recomendaciones se analizan en el documento E3 - Informe de Análisis de Alternativas de mejoramiento y recomendaciones.

En la TABLA 2 se presentan las principales conclusiones, así como el costo y plazo de implementación de las soluciones seleccionadas tras realizar la evaluación técnico operacional de la REE.

¹ La identificación de los estándares utilizados se presenta en la sección 4.2 de este informe

Tabla 2: Principales Conclusiones y Soluciones Propuestas.

Id	TÓPICOS	CONCLUSIÓN	SOLUCIÓN PROPUESTA	ESTÁNDARES APLICABLES	COSTO IMPLEMENTACIÓN (miles \$)	TIEMPO IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO PARADA
1	Integridad Mecánica	No se han encontrado evidencias de implantación de un Sistema de Inspección Basada en Riesgos	Implementación de Sistema de Inspección Basada en el Riesgo RBI	API-580/581	4.861	12 meses	30 días
2	Sistema de Gestión	No hay evidencias de disponer de ninguna certificación ISO	Implementación del Sistema de Gestión Integrado	ISO 9000 ISO 14000 ISO 31000 ISO 45000 ISO 55000	2.917	30 meses	0 días
3	Potencia instalada en planta de autogeneración	Insuficiente capacidad de autogeneración de la REE (al no cumplir con el criterio de que el número de turbogrupos instalados ha de ser de n+1)	Instalación de nuevo turbogrupos de gas (10 MW)	API 616 ANSI C2 IEEE Std.C37.101. IEEE Std. C37.102 IEEE Std.142	23.605	16 meses	0 días
4	Fiabilidad del suministro eléctrico exterior	Frecuentes paradas no programadas en la REE por fallo en el sistema eléctrico al interconectarse con el exterior (SNI o Termoesmeraldas)	Revisión e implementación de coordinación de protecciones y ajuste de los relés de sincronismo en relación a la interconexión del sistema de distribución eléctrica de la REE con el exterior	ANSI C2 IEEE Std. 141 IEEE Std. 142 IEEE Std. 242 IEEE Std. 399	331	3 meses	0 días

Id	TÓPICOS	CONCLUSIÓN	SOLUCIÓN PROPUESTA	ESTÁNDARES APLICABLES	COSTO IMPLEMENTACIÓN (miles \$)	TIEMPO IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO PARADA
5	Confiabilidad operacional	Paradas de unidades de crudo como consecuencia de fallas prematuras y recurrentes en hornos de crudo Cuello de botella en Unidad no Catalítica 1 como consecuencia que el horno CH-2 no es capaz de calentar el caudal de crudo para el que fue diseñado	Implementación de remediaciones recomendadas dadas por los Análisis de Causa Raíz en hornos de crudo	API RP-573 API-560	798	9 meses	5 días
6	Almacenamiento de crudo y combustibles	Importantes pérdidas de oportunidad como consecuencia de Sistema de Almacenamiento de Crudo y Combustibles en estado crítico	Culminación de construcción y montaje tanques para NAO, NBE y Diesel	API-650 API-653	40.751	18 meses	5 días
7	Medio Ambiente	Deficiente Gestión de Residuos Peligrosos	Culminación de construcción y montaje de Planta de Tratamiento de Sosa Gastada	ASME B 31.3 ASME II ASME VIII	7.304	12 meses	0 días
8	Medio Ambiente	Afectación medioambiental como consecuencia de elevadas emisiones de óxidos de azufre por la antorcha	Construcción y montaje de una nueva Planta de Recuperación de Azufre (80 TPD)	API-565	91.700	24 meses	15 días

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar si el desarrollo del proyecto de Rehabilitación de REE siguió los estándares internacionales de gestión de proyectos, gestión de cambio y si los parámetros de diseño y de construcción fueron los técnicamente adecuados conforme las metodologías y normas internacionales que rigen para este tipo de instalaciones. Así mismo, se evaluará la situación actual de la infraestructura, instalaciones y el cumplimiento de los estándares internacionales aplicables a la operación y procesos de la REE.

La realización de esta evaluación se realiza mediante el análisis de la documentación suministrada por el PNUD, la información obtenida durante la visita a la instalación, realizada los días el 4 y 5 de octubre de 2018, así como mediante estudios comparados “*benchmarking*” y simulaciones.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar la ingeniería conceptual de la rehabilitación y repotenciación
- Validar la integridad mecánica de las instalaciones incluidas en la repotenciación y rehabilitación de la REE
- Validar la estrategia operacional, su documentación, implementación y el control establecido para tal fin
- Evaluar el cumplimiento de los estándares internacionales aplicables a la operación y procesos de la refinería, para asegurar la continuidad operacional y la actualización de los procesos, procedimientos y guías
 - Instalaciones consideradas en la repotenciación de la REE
 - Planificación Operacional
 - Ingeniería de Procesos
 - Control de Procesos, Servicios Auxiliares y Automatización
 - Operación
 - Mantenimiento
 - Medio ambiente²
 - Sistema de Gestión³ y sus estándares.

² La evaluación del medio ambiente se completa en el documento E4 - Informe de evaluación del impacto ambiental, antes y después de la rehabilitación.

³ La evaluación del sistema de gestión y sus estándares se completa en el documento E5 - Informe de evaluación del entorno organizativo.

3 GLOSARIO

- AACE: Asociación Americana de Estimadores de Costos
- AFPM: American Fuels & Petrochemical Manufacturers.
- As-built: Término que se añade a la codificación de un plano para indicar que representa lo realmente construido/montado
- Benchmarking: Proceso de toma de "comparadores" a aquellos productos, servicios y procesos de trabajo que pertenezcan a organizaciones que evidencien las mejores prácticas sobre el área de interés, con el propósito de transferir el conocimiento de las mejores prácticas y su aplicación.
- BLS: Barriles (equivalente a 159 litros)
- BPD: Barriles por día
- CCR: Unidad de Reformado Catalítico
- EPC: Proyecto bajo la modalidad de Ingeniería, procura y construcción
- FAT: Pruebas de Aceptación en Fábrica.
- FCC: Unidad de Craqueo Catalítico
- GLP: Gases Licuados del Petróleo.
- HDS: Hidrodesulfuradora
- HDT: Hidrotratadora de Naftas Pesadas
- HHDD: Hojas de Datos
- IEA: International Energy Agency o Agencia Internacional de la Energía
- IC: Índice de Complejidad de Refinerías o Índice de Nelson
- GEI: Gases de Efecto Invernadero, denominados así porque su presencia en la atmosfera contribuye al calentamiento global de la tierra
- IBC: (del inglés Intermediate Bulk Container) Contenedor temporal a granel
- Indicador: son hechos o expresiones concretas y cuantificables cuyos valores nos permiten medir la idoneidad, la eficacia y la eficiencia de la consultoría.
- KPI: (Key Performance Indicator), indicador clave o medidor de desempeño o indicador clave de rendimiento, es una medida del nivel del rendimiento de un proceso.
- LOTO (siglas correspondientes a Lock Out Tag Out): termino que se utiliza para indicar la puesta fuera de servicio (o consignado) de un equipo.
- Mapa de procesos: Representación gráfica del flujo de actividades necesarias para la realización de un proceso.

- Matriz de evaluación: Soporte metodológico de la consultoría, en la que se representan alcances, criterios, unidades de medida, fuentes o referencias y el comentario de consultor, así como los indicadores de progreso de cada uno de ellos.
- NAO: Nafta de Alto Octanaje
- NBE: Nafta Base Exportación
- NHT: Hidrotratadora de Naftas Ligeras
- OPS: Observaciones Preventivas de Seguridad
- POA: Planes Operativos Anuales
- PMI: Instituto de Gestión de Proyectos
- PRL: Prevención de Riesgos Laborales
- RBI: Inspección Basada en Riesgo
- REE: Refinería Estatal de Esmeraldas
- SAT: Pruebas de Aceptación en el Emplazamiento.
- SNI: Red Eléctrica de la Republica de Ecuador o Sistema Nacional Interconectado
- TdR: Términos de Referencia
- WBS: Estructura de Descomposición del Trabajo.
- WP: Paquetes de Trabajo

4 DOCUMENTOS Y NORMAS DE REFERENCIA

4.1 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

A lo largo proyecto de Evaluación de la Rehabilitación de REE, el consorcio ICC-Tecnatom ha elaborado documentos que han servido de referencia para la elaboración del presente informe. Dichos documentos se listan a continuación:

- ICC-TEC-L1-V-IN-001 - Informe de visita a la Refinería de Esmeraldas Evaluación Procesos/Ingeniería. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-R-IN-001 - Informe de visita a la Refinería de Esmeraldas - Evaluación PRL. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-A-IN-001 - Informe de visita a la Refinería de Esmeraldas - Evaluación Medio Ambiente. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-001.r1 – Informe de Avance Técnico. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-002.r2 – E1. Informe detallado de la Evaluación Técnica Operacional. ICC-Tecnatom.

- ICC-TEC-L1-G-IN-003.r2 – E2. Informe de los RBI o equivalentes (RBI, implementación de las normas ASME, API 580 Risk-Based Inspection). ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-004.r2 – E3. Informe de Análisis de Alternativas de mejoramiento y recomendaciones. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-005.r2 - E4. Informe de evaluación de impacto ambiental antes y después de la rehabilitación. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-006.r2 - E5. Informe de evaluación del entorno organizativo. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-007.r2 - E6. Informe de la razonabilidad de los costos efectuados durante la Rehabilitación y Repotenciación de la REE. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-008.r2 - E7. Informe de los costos y tiempos estimados para la implementación de las soluciones técnicas recomendadas para lograr operación eficiente y confiabilidad. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-009.r2 – E8. Informe detallado con conclusiones y recomendaciones. ICC-Tecnatom.

Para la elaboración de todos los informes se ha analizado la documentación proporcionada por el PNUD, información pública de PETROECUADOR, se han realizado estudios comparativos y se han analizado los estándares internacionales de aplicación.

En el ANEXO I se presentan los antecedentes y/o datos de partida.

4.2 NORMAS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES

- UNE-EN ISO 9001:2015 “Sistemas de gestión de la calidad – requisitos”
- UNE-EN 31010:2011 “Gestión del riesgo – técnicas de apreciación del riesgo.”
- ISO 14224:2016 “Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment”
- UNE-EN ISO 45001:2018 “Sistemas de gestión de la seguridad y la salud en el trabajo – requisitos”
- UNE-EN ISO 14001:2015 “Sistemas de gestión ambiental – requisitos con orientación para su uso”
- UNE-EN ISO 55001:2014 “Sistemas de gestión de activos – requisitos”
- PPA AP-907-001, Rev. 2 “Procedure Process Description”, 2016
- ISO/DIS 30401:2018. “Knowledge management systems – Requirements”
- OSHA 3132. “Process Safety Management”, 2000
- OSHA 3918-08, “Process Safety Management for Petroleum Refineries”, 2017



- API 510 – API RP 572. Pressure Vessel Inspection
- API 530 2015. "Calculation of Heater Tube Thickness in Petroleum Refineries"
- API RP 554. Process Control Systems
- API RP 557. Advanced Control Systems
- API 560. Fired Heaters for General Refinery Service
- API 570. Piping Inspection
- API RP 572. Fired Boilers and Heaters Inspection
- API RP 575. Inspection practices for Low Pressure Storage Tanks
- API 579-1. Fitness-for-Service
- API 580. Inspección basada en riesgo
- API RP 584. Ventanas de Integridad Operativa
- API 653. Aboveground Storage Tank Inspection
- API 618. Analysis for reciprocating compressors
- API 610. Centrifugal Pumps for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas
- API 612. Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries – Steam turbines
- API 660. Shell-and-Tube Heat Exchangers
- Decreto 1215. Reglamento sustitutivo del reglamento ambiental para las Operaciones hidrocarburíferas.
- Decreto 1215. Reglamento sustitutivo del reglamento ambiental para las Operaciones hidrocarburíferas. Anexo 2: Parámetros, valores máximos referenciales y límites permisibles para el monitoreo ambiental interno rutinario y control ambiental.
- Decisión 584 (Instrumento Andino de Seguridad y Salud en el trabajo) de Ecuador.
- Convenio C155 (Convenio sobre Seguridad y Salud de los trabajadores) de la OIT.
- SNT-TC-1A. Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing
- ACI-318. American Concrete Institute
- ACI-222.3R, Design and Construction Practices to Mitigate Corrosion of Reinforcement in Concrete Structures
- AWS-D1.1. Código de Soldadura Estructural Acero
- Normas PDVSA. Petróleos de Venezuela,
- IEEE 1012. "IEEE Standard for System and Software Verification and Validation".
- IEEE Std. 141 "Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants".

- IEEE Std. 142 “Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems”.
- IEEE Std. 242 “Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems”.
- IEEE Std. 399 “Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis”.
- IEEE Std C37.101 “Guide for Generator Ground Protection”.
- IEEE Std C37.102 “Guide for AC Generator Protection”.
- IEC 60359 Electrical and electronic measurement equipment - Expression of performance
- IEC 60364 Low voltage Electrical Installations Rules
- IEC 61936-1 Electrical Installations of nominal voltage above 1 kV in AC
- IEC 62271-100 High-voltage switchgear and control gear
- ANSI C2 “National Electrical Safety Code”
- CPE:019 “Código Eléctrico Nacional”
- NEC-11 “Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC) – Capítulo 15 – Instalaciones Electromecánicas”
- Normativa estatal (Ecuador) de subestaciones eléctricas.
- CEI 60909. Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna
- CEI 60076-5. Transformadores de potencia. Aptitudes para soportar cortocircuitos
- IEEE C57.12-2006: Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers
- IEC Standard 61882. Hazard and Operability
- IEC Standard 61508. Safety Integrity Levels
- Decreto Legislativo 0 449. Constitución de la República del Ecuador
- Convenio de Basilea. Codificación 1257 Suplemento 153
- Convenio 562. Convención marco de las naciones unidas sobre cambio climático Kyoto
- Acuerdo de Paris sobre cambio climático. Convenio Suplemento 893
- Código Orgánico del Ambiente Ley 0 Suplemento 983
- Ley Orgánica de Recursos Hídricos. Usos y Aprovechamiento del Agua Ley 0 Suplemento 305
- Decreto Ejecutivo 3516 Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio de Ambiente TULSMA.



- Decreto Ejecutivo 1215 265. Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador RSRAOHE
- Acuerdo Ministerial 248 336 Lineamientos del plan nacional de cambio climático
- Decreto Ejecutivo 1815 636 Política de estado la adaptación y mitigación al cambio climático
- Oil&Gas Journal. Cost and Optimization Engineering, McGraw-Hill
- BSEN15341:2007. Publicaciones Chemical Engineering

5 BREVE DESCRIPCIÓN DE LA REFINERÍA DE ESMERALDAS – PROCESO

La Refinería Estatal de Esmeraldas, con una capacidad de 110.000 barriles por día (BPD), fue diseñada para procesar crudos livianos, con gravedades API superiores a 28° procedentes de los campos operados por la empresa estatal CEPE-PETROECUADOR, que contienen bajos porcentajes de azufre y pueden generar elevados volúmenes de productos limpios, es decir gas licuado de petróleo (GLP), gasolinas y diésel.

Las instalaciones de la refinería se agrupan en Unidades, que a su vez conforman siete Áreas; de las cuales cinco son de proceso y dos son generales.

Áreas de Proceso:

- No catalíticas 1
- No catalíticas 2
- Catalíticas 1
- Catalíticas 2
- Catalíticas 3

Áreas Generales:

- Off-sites
- Utilidades

Los principales productos obtenidos en la Refinería Esmeraldas son:

- Gas Licuado de Petróleo (GLP)
- Gasolinas de 87 y 92 octanos (extra y súper)
- Diésel premium y Diésel 2
- Jet Fuel (Jet A1)
- Fuel Oil 4 y Fuel Oil 6
- Asfaltos



➤ Azufre sólido peletizado

En la TABLA 3 se presentan codificados los dos primeros niveles (Áreas y Unidades) en los que se descompone la REE, atendiendo al WBS (Work Breakdown Structure).

Adicionalmente en la FIGURA 1 se presenta la descomposición de las Áreas de Proceso y Off-sites, mientras que en la FIGURA 2 se presenta la descomposición del Área Utilidades.

Como complemento a esta sección, en el ANEXO II, se presenta una Descripción de la Refinería Esmeraldas.

Tabla 3: Desglose (WBS) de REE en Áreas y Unidades

ÁREA	DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD		
	NOMBRE	CÓDIGO	UNIDAD
NO CATALÍTICAS 1	CRUDO 1	C	11
	VACÍO 1	V	12
	VISCORREDUCTORA 1	TV	17
NO CATALÍTICAS 2	CRUDO 2	C	11
	VACÍO 2	VL	13
	VISCORREDUCTORA 2	TV1	18
CATALÍTICAS 1	FCC	F	14
	GASCON	G	15
	SEPARACIÓN C3/C4	G	16
	MEROX NAFTA (ME-200)	ME	20
	MEROX GLP (ME-300)	ME	21
CATALÍTICAS 2	MEROX JET FUEL (ME-100)	ME1	19
	ISOMERIZACIÓN	P	31
	HIDROTRATADORA NAFTA PESADA (HDT)	P1	25
	REFORMADO CATALÍTICO (CCR)	P2	26
	LAZO DE REGENERACIÓN DEL CCR	P3	27
	HIDROTRATADORA NAFTA LIVIANA (NHT)	H	32
CATALÍTICAS 3	DESPOJADORA AGUAS AMARGAS	Z1	22
	TRATAMIENTO GAS COMBUSTIBLE; UOP	U	23
	TRATAMIENTO GAS COMBUSTIBLE	U1	---
	RECUPERACIÓN AZUFRE (SRU)	S	24
	HIDRODESULFURADORA DE DIESEL (HDS)	D	28
	RECUPERACIÓN DE AZUFRE (SRU); NUEVA	S1	30
	AMINAS	UI	33
	TRATAMIENTO SOSA GASTADA	SC	34
	DESPOJADORA AGUAS AMARGAS; NUEVA	Z2	35
	DESPOJADORA AGUAS AMARGAS; UOP	Z3	---
OFF-SITES	ALMACENAMIENTO Y TRANSFERENCIA ASFALTO	AO	51
	ANTORCHA	Y-2000	52
	ALMACENAMIENTO, TRANSFERENCIA Y MEZCLA DE PRODUCTOS	Y-8000	53
UTILIDADES	AGUA CRUDA	Y-1000	---
	AIRE DE PLANTA E INSTRUMENTOS	Y-1500	71
	COMBUSTIBLES (GAS Y FUEL OIL)	Y-2500	72
	SISTEMAS DE AGUA	Y-3000	73
	GENERACIÓN DE VAPOR Y AGUA DE ALIMENTACIÓN	Y-7000	74
	TRATAMIENTO DE AGUA	Y-4000	75
	CARGA DE CAMIONES	Y-5000	---
	SISTEMA ELÉCTRICO	---	76
	VARIOS	---	77
	LAZO MEDICIÓN DE TERMINAL DE CRUDO	---	80

MAPA DE PROCESOS REFINERIA ESMERALDAS

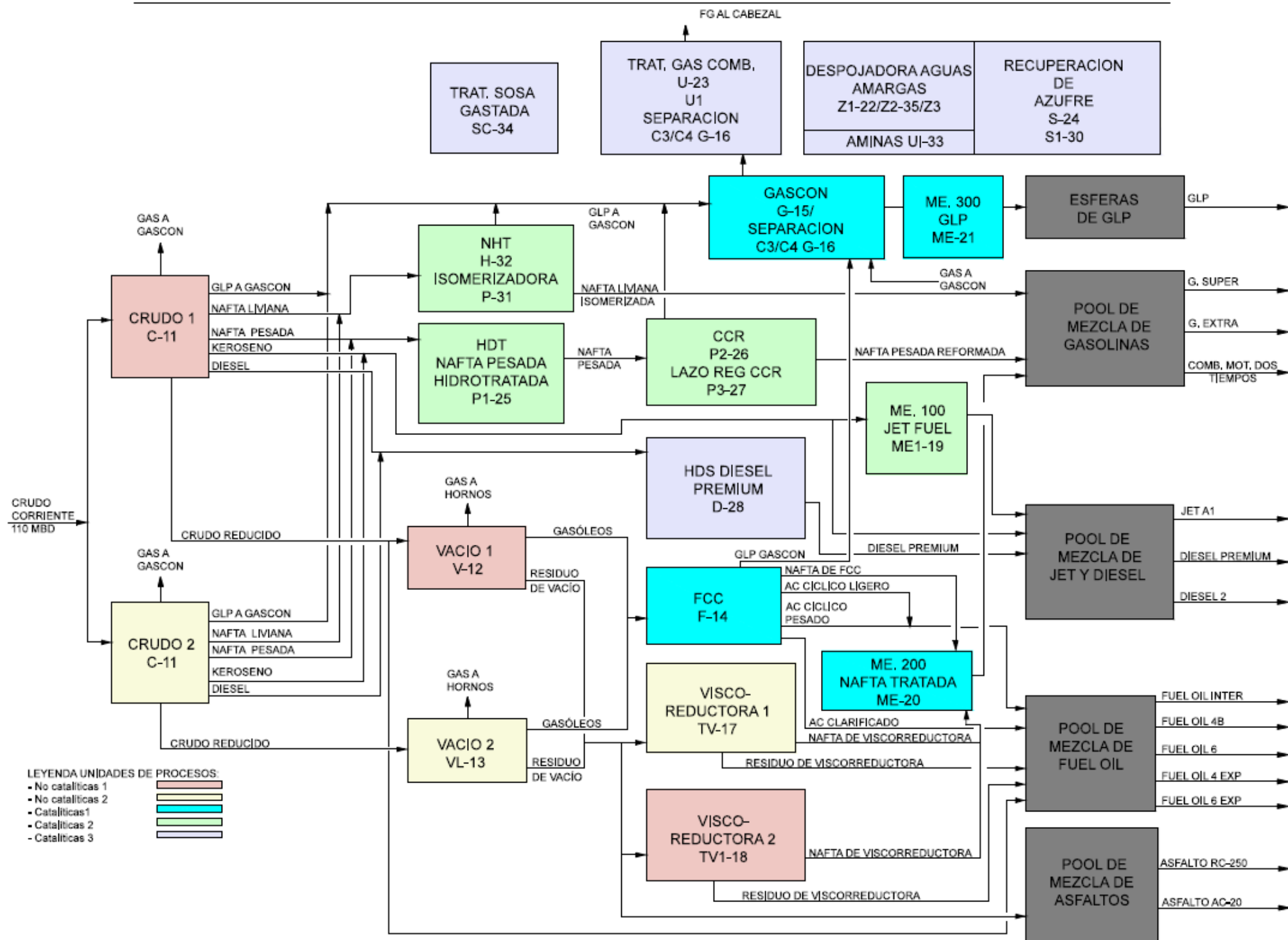


Figura 1: Descomposición de Áreas de Proceso y Off - sites

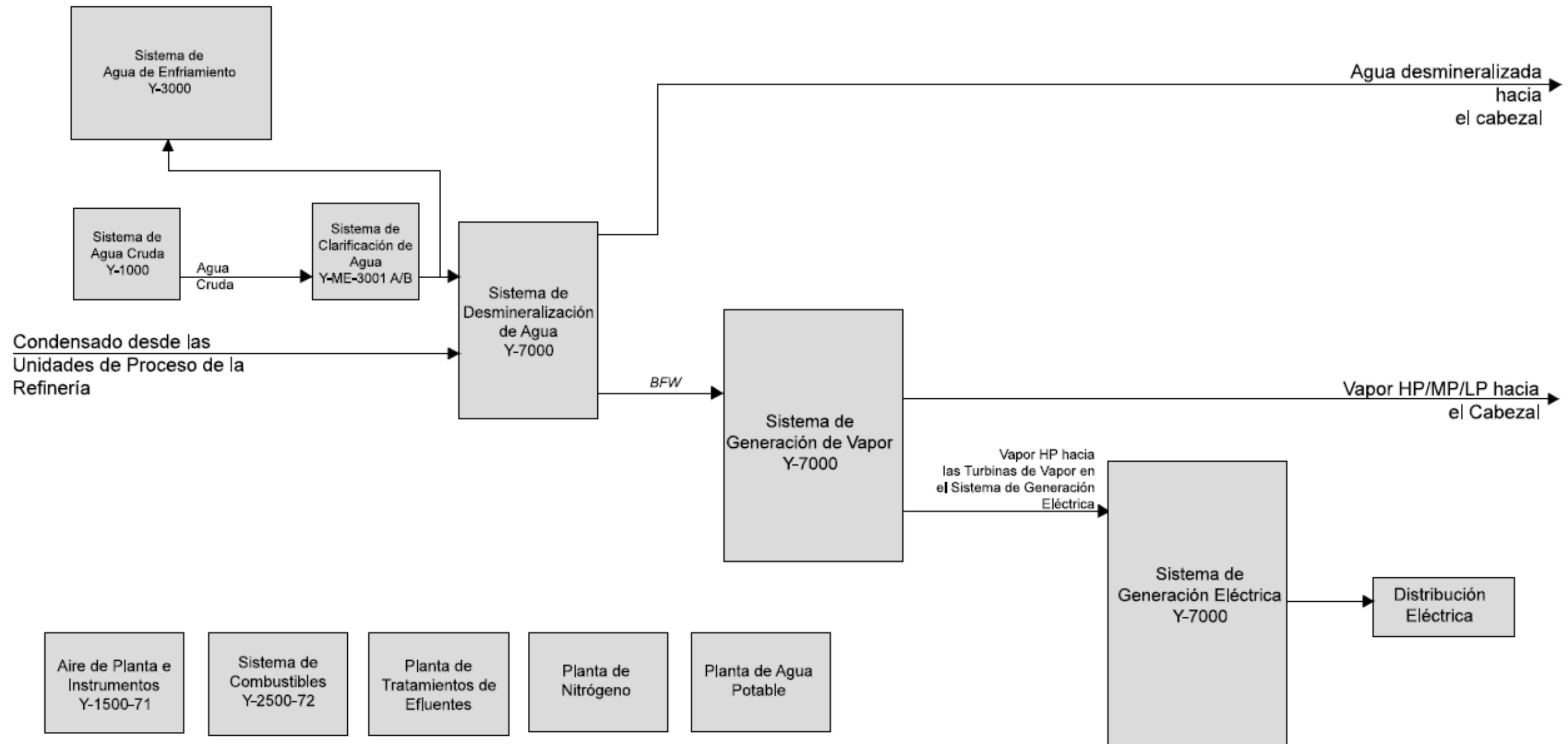


Figura 2: Descomposición (WBS) de Áreas Utilidades

6 PROGRAMA DE REHABILITACIÓN DE REE

El programa de Rehabilitación de REE se reordenó en torno a 13 proyectos que se agruparon en tres grandes bloques:

- Fase de sostenimiento
- Fase I
- Fase II

FASE DE SOSTENIMIENTO:

Proyecto 1: FCC – Reactor (Ingeniería)

Proyecto 2: FCC – Reactor (Fabricación)

Proyecto 3: FCC – Regenerador (Ingeniería)

Proyecto 4: FCC – Regenerador (Fabricación)

Proyecto 5: Revamp de la Unidad FCC (Sección Fraccionamiento, GASCÓN y MEROX a 20.000 Barriles):

Proyecto 6: Rehabilitación de Unidades Catalíticas 2

Proyecto 7: Rehabilitación de Unidades Catalíticas 3

Proyecto 8: Rehabilitación del Sistema de Clarificación de Agua

Proyecto 9: Reparación Integral Subestaciones E, D y M.

Proyecto 10: Planta de Tratamiento de Sosa Gastada

Proyecto 11: Equipos y Repuestos Críticos FASE I

FASE I:

Proyecto 12: Reemplazo de la sección de reacción y de la sección de regeneración del FCC, así como modernización de talleres de mantenimiento.

FASE II

Proyecto 13: “Rehabilitación, Provisión, Instalación y Puesta en Marcha de la Segunda Etapa del Proyecto Rehabilitación Integral de la Refinería Estatal de Esmeraldas”. Se estructuró a través de los siguientes 8 Work Packages (WP)

- WP01: Unidades de crudo 1 y 2
- WP04: Sistema de Generación de Vapor (y de Agua de Alimentación)
- WP05: Sistema de Agua de Enfriamiento
- WP07: Sistema de Desmineralización de Agua



- WP08: Sistema de Fuel Oil
- WP09: Sistema de Agua Cruda
- WP10: Sistemas de Efluentes
- WPP11: Equipos y Repuestos Críticos FASE II

En el ANEXO III, se presentan los antecedentes del Programa de Rehabilitación de REE como el alcance de cada uno de sus 13 proyectos.

A continuación, se presenta en la TABLA 4 el listado de los principales equipos que fueron objeto de reemplazo, modificación o nueva instalación durante el Programa de Rehabilitación de REE, indicando para cada equipo, el o en su caso los proyectos en los que se vio implicado.

Adicionalmente se presenta en la FIGURA 3 la línea de tiempo, atendiendo a los períodos de contratación, de los diferentes proyectos que conforman el Programa de Rehabilitación de REE.

Tabla 4: Principales equipos afectados por el Programa de Rehabilitación de REE y su implicación en los diferentes proyectos

[illegible]

ÁREA	UNIDAD	EQUIPO	PROYECTOS																			
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13 WP01	13 WP04	13 WP05	13 WP07	13 WP08	13 WP09	13 WP10	13 WP11
	SOSA GASTADA SC-34	Planta de Sosa Gastada										✓										
UTILIDADES	AGUA CRUDA Y-1000	Línea de agua cruda																	✓		✓	
	FUEL OIL Y-2500-72	Calentador de Fuel - .oil Y-E2550																✓			✓	
	SISTEMA DE AGUA Y-3000-73	Bombas Y-P3008 A/B Bombas suplementarias Y- P3010 A/B														✓					✓	
	SISTEMA DE AGUA Y-3000	Clarificadores Y-ME- 3001 A/B								✓												
		Planta de agua potable								✓												
	VAPOR Y-7000-74	Calderas Y- B7002/3/4/5 Turbogenerador Y- G7005 Desaireador Y- ME7002 Desobrecalentador Y- ME7003														✓					✓	
	VAPOR Y-7000	Trenes desmineralización (Y- ME7030 A/B/C)															✓				✓	
		Tratamiento de Efluentes																			✓	✓
		Planta de Nitrógeno						✓														
		Subestaciones E, D y M									✓											
PRESUPUESTO (2011) MILES DE \$			4.493	3.655	9.740	7.182	60.000	9.545	5.595	4.724	5.040	10.957	53.777	230.898	349.304							



Línea temporal de la contratación de proyectos

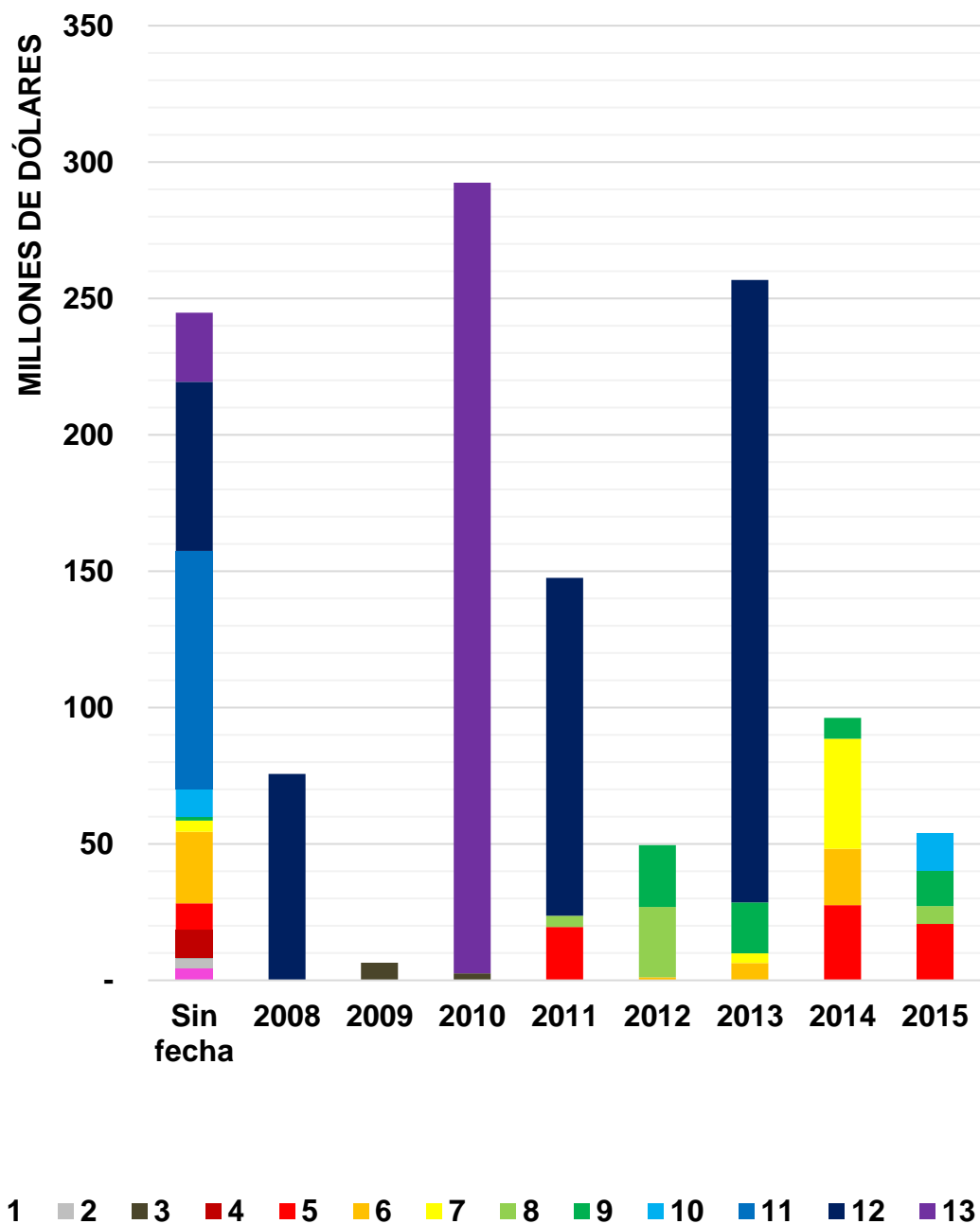


Figura 3: Línea de tiempo del Programa de Rehabilitación de REE

7 HALLAZGOS

La metodología de evaluación empleada se basa en la definición de una matriz de evaluación en la que se identifican, para todos y cada uno de los procesos/áreas a evaluar, unos criterios de evaluación con sus respectivos indicadores.

7.1 INGENIERÍA CONCEPTUAL DE LA REHABILITACIÓN Y REPOTENCIACIÓN

Los principales hallazgos encontrados son los siguientes:

- No se encontró un libro formal de proyecto, ni se encontraron los estudios base, que deben servir para la planeación y aprobación de un proyecto, tales como:
 - Prospectiva de la refinación en Ecuador en el momento de desarrollo del proyecto y para los siguientes 5 a 10 años posteriores al inicio de la ejecución del proyecto
 - Estudio de obsolescencia de equipos donde se pueda encontrar la priorización para la inversión en reposición o actualización con base en los criterios de estudio de falla e impacto en la seguridad, el mantenimiento y la producción.
 - Estudio de calidad de combustibles y otros aspectos operativos o de gestión que sirviera de base para priorizar inversiones en los procesos de gerencia y operación de la refinería, y los relacionados con la calidad y producción volumétrica de combustibles para el país.
- En la red pública se encontró evidencia de un contrato, del sistema de contratación del Ecuador con el siguiente propósito: “Supervisión y Validación de la Línea Base de Buenas Prácticas y Benchmarking en Refinería Esmeraldas” que podría interpretarse como una buena intención adelantada para establecer una línea base en al menos dos aspectos: cuál era el avance de REE en el tema de buenas prácticas operativas, mantenimiento y gestión; y cuál era el posicionamiento de REE bajo la metodología de medición de desempeño de refinerías que desarrolla Solomon Associates. Sin embargo, no se encontró evidencia de los informes y resultados de los estudios contratados con Solomon, que permitieran cotejar que se estableció una línea base y posteriormente se haya hecho el estudio de resultado de mejoramiento contra esta línea base producto de la inversión en la rehabilitación de REE.
- No se encontró evidencia documental de informes de las corridas de desempeño y/o -TEST RUNS- que se debieron adelantar tan pronto se pusieron en operación los sistemas cambiados o ampliados. Por lo anterior no es posible establecer la “línea base o caso cero” que se utiliza normalmente como referencia para hacer las valoraciones posteriores de desempeño operacional. Adicionalmente como base para la Ingeniería conceptual se debió realizar una prueba de capacidad para confirmar y detectar posibles nuevos cuellos de botella.



- No se encontró evidencia documental de que REE haya asignado un grupo de administración e ingeniería propios de su refinería que adelantará labores de interventoría-Fiscalización de las labores de SKEC y otros contratistas. La estructura final de gestión que REE le dio al proyecto consistió en la contratación de una empresa con amplia experiencia en este tipo de proyectos, resultando en la contratación de SKEC con la figura de EPC (Engineering-Procurement-Construction); y para la labor de fiscalización, tarea que debería haber sido desarrollada al menos parcialmente con personal propio, contrató a la firma externa Worley Parsons. Este esquema no permitió que hubiera un adecuado proceso de apropiación del conocimiento ni un proceso de intervención directa del dueño en la toma de decisiones claves en el avance del proyecto.
- A pesar de que Worley Parsons (WP) tenía bajo su responsabilidad la labor de fiscalización completa del proyecto de rehabilitación, durante la ejecución del proyecto ésta fue contratada por PETROECUADOR para adelantar varias labores de ingeniería de detalle de sistemas que se fueron adicionando o descubriendo como nuevas necesidades producto del desarrollo de la rehabilitación. Esta figura de ser “juez y parte” es una acción no recomendada por las buenas prácticas internacionales y termina demeritando la labor fundamental de WP como agente fiscalizador. Es de resaltar, que este modelo de sumar tareas a WP, para que hiciera además labores de ingeniería tuvo los permisos y autorizaciones respectivas por parte de los entes administradores de PETROECUADOR.
- No se encontró evidencia de un documento formal de ingeniería conceptual, ya sea desarrollado por PETROECUADOR o un tercero, que indicará los objetivos, alcance, presupuesto, tiempo de ejecución y límites para su desarrollo, etc. Como alternativa PETROECUADOR solicitó a SK-EC, la empresa contratada para adelantar la fase EPC (Engineering-Procurement-Construction), dentro de sus actividades la del desarrollo de los estudios de ingeniería que justificaran los cambios de equipos o sistemas en unidades de proceso que previamente REE había seleccionado como parte del paquete de rehabilitación. SK-EC, según lo manifiesta en los reportes para los paquetes SP-1 al SP-11 de la Fase II, adelantó dichos estudios y menciona que sus conclusiones sobre desempeño y recomendaciones se basan en informes sobre desempeño operacional e inspecciones proporcionados por REE, y por evaluaciones que adelantó SK, aunque en la mayoría de los casos reconocen que las inspecciones visuales no las adelantaron por encontrarse los equipos en operación. En los reportes de estudio entregados por el PETROECUADOR en los cuales se mencionan anexos con información de soporte para las conclusiones, no fue posible validarlos.
- Existe evidencia de dos documentos mencionados en otros documentos generados por UOP llamados:
 - “Study Report Phase II BEDQ and the Main Column and Gas concentration Unit Process Revamp Study Report, UOP Project No. 954670, Revision -1, issued by UOP in September 2010”.
 - UOP Revamp Study, UOP Project No. 940947, issued by UOP in August 2007”.

Los cuales se pueden considerar como la ingeniería conceptual para los casos de: conjunto reactor/regenerador, la fraccionadora principal y sección concentradora de gases de la unidad Catalítica I o FCC; pero que sin ser analizados en su totalidad no permite concluir sobre la formalidad de una ingeniería conceptual. Ahora, conociendo el grado técnico y amplia experiencia de una empresa como UOP se puede concluir que sus reportes de estudios son muy completos y con información suficiente para poder continuar con etapas siguientes de ingeniería en un proyecto.

- PETROECUADOR tiene definido dentro de sus procesos transversales uno llamado: “DIRECCIÓN DE PROYECTOS PETROECUADOR”, según documento PCA.08 Rev. 06. En él se encuentra el procedimiento para el desarrollo de proyectos de inversión. No se encontró evidencia que el proyecto de rehabilitación, que tiene algunos ítems considerados como inversión en nuevos activos, haya sido desarrollado según esta directriz de PETROECUADOR. Igualmente, se plantea que al finalizar un proyecto es obligatorio adelantar la etapa de evaluación EXPOST del proyecto para validar el cumplimiento de los objetivos, sin embargo, no se encontró evidencia documental de la evaluación EXPOST del proyecto de rehabilitación REE.
- En el documento UOP “951636 Basis and Scope of Design Phase 3” de septiembre 30 de 2011, en el numeral 10.0 GUARANTEES EXPECTATIONS, se encuentra la siguiente afirmación: “UOP and EP PETROECUADOR do not expect to enter into a guarantee Agreement”. Es de particular atención esta declaración ya que se aleja de las prácticas normales cuando las refinerías compran tecnología de proceso en las cuales siempre se pactan garantías de desempeño y cláusulas de penalización cuando hay incumplimientos de calidad y cantidad. Es necesario validar si contractualmente REE aceptó esta condición que presuntamente impuso UOP; y, sí es cierto, cómo está soportada legalmente esta decisión.

En la TABLA 5 se presentan los diferentes entregables de los que ha de constar el Documento de Ingeniería Conceptual atendiendo a las diferentes especialidades: proceso, mecánica, eléctrica, I&C, HSE y costos, así como el responsable de cada uno de los entregables.

Tabla 5: Entregables del documento de Ingeniería Conceptual

ENTREGABLES	ESPECIALIDAD					
	PROCESO	MECÁNICA	ELÉCTRICO	I&C	HSE	COSTOS
GENERALIDADES						
Definición global proyecto	R					
Plan ejecución proyecto	R	S	S	S		S
Justificación económica	S	S	S	S		R
Descripciones alternativas	R					
Plano localización proyecto Plot-plan	S	R				
BASES DE DISEÑO						
Condiciones del lugar	R	S	S	S	S	
Bases y criterios de diseño	R	S	S	S	S	
Balance inicial masa y energía	R					
Arreglo existente de planta Layout	S	R				
Diagramas bloque y flujo proceso	R					
Filosofía operación, mantenimiento y confiabilidad	R	S	S	S		
Restricciones ambientales					R	
Restricciones constructibilidad	S	R				
FORMULACIÓN ALTERNATIVAS						
Alternativas a evaluar	R	S	S	S	S	S
Criterios de evaluación	R	S	S	S	S	S
Selección de alternativas	R	S	S	S	S	S
EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS						
Matriz de evaluación de alternativas	R					S
ALTERNATIVA SELECCIONADA						
Definición alternativa seleccionada	R	S	S	S	S	S
Evaluación costos: CAPEX y OPEX	S	S	S	S	S	R
Diagrama preliminar Plot plan	S	R			S	
Diagrama unifilar eléctrico			R			
Definición equipos mayores	S	R				
Necesidad servicios industriales	R		S			
Necesidades tubería y almacenamiento	R	S				
Medición impacto ambiental	S				R	
Presupuesto Clase IV (-20% +40%)	S	S	S	S	S	R
Estimación preliminar riesgos	S	S	S	S	R	
Estimación impacto ambiental	S				R	
RESUMEN EJECUTIVO						
Alcance, Cronograma, Presupuestos preliminares, presentación general del proyecto	R	S	S	S	S	S

R: Responsable del entregable

S: Soporte durante la elaboración del entregable



Tabla 6: Registro de la evaluación de la Ingeniería conceptual por proyectos

FASE	PROYECTO	REQUERIDA	COMENTARIOS
FASE SOSTENIMIENTO	1.- FCC – Reactor Ingeniería	SI	Los estudios previos realizados por UOP son considerados como una ingeniería conceptual
	2.- FCC – Reactor Fabricación	NO	Requiere ingeniería básica y de detalle
	3.- FCC – Regenerador Ingeniería	SI	Los estudios previos realizados por UOP son considerados como una ingeniería conceptual
	4.- FCC – Regenerador Fabricación	NO	Requiere ingeniería básica y de detalle
	5.- Revamp de la Unidad FCC (Sección Fraccionamiento, Gascón y Merox a 20.000 Barriles)	SI	Los estudios previos realizados por UOP son considerados como una ingeniería conceptual
	6.- Rehabilitación de Unidades Catalíticas II	SI	Los estudios adelantados por SK-EC ⁴ no cumplen con el requerimiento indicado en la TABLA 5 Entregables del documento de Ingeniería Conceptual
	7.- Rehabilitación de Unidades Catalíticas III	SI	
	8.- Rehabilitación del Sistema de Clarificación de Agua en REE	SI	
	9.- Reparación Integral Subestaciones E, D y M (Sistema Eléctrico)	SI	
	10.- Planta de Tratamiento de Sosa Gastada	SI	
	11.- Equipos y Repuestos Críticos Fase I	NO	
FASE I	12.- Reemplazo de la sección de reacción y modernización de talleres de mantenimiento y Reemplazo de la sección de regeneración	NO	
FASE II	13.- Rehabilitación, Provisión, Instalación y Puesta en Marcha de la Segunda Etapa del Proyecto Rehabilitación Integral de la REE	SI	Los estudios adelantados por SK-EC ⁵ no cumplen con el requerimiento indicado en la TABLA 5 Entregables del documento de Ingeniería Conceptual

⁴ Estos estudios no cumplen el requerimiento de evaluaciones de ingeniería conceptual, y se limitan a adelantar lo ordenado por PETROECUADOR sobre los cambios “necesarios” definidos previamente por la REE; y adelantar sobre estos cambios aspectos de ingeniería y de compras para ejecución

⁵ Estos estudios no cumplen el requerimiento de evaluaciones de ingeniería conceptual, y se limitan a adelantar lo ordenado por PETROECUADOR sobre los cambios “necesarios” definidos previamente por la REE; y adelantar sobre estos cambios aspectos de ingeniería y de compras para ejecución

Tras el análisis, para cada uno de los 13 proyectos, en relación a la existencia de un documento de ingeniería conceptual, tal como se refleja en la TABLA 6, se obtienen las siguientes conclusiones:

- Los proyectos 2, 4 y 11 y 12, atendiendo a su alcance, no requieren de un proceso de desarrollo de ingeniería conceptual.
- De los 9 proyectos restantes, tan solo los proyectos 1, 3 y 5 realizaron los preceptivos estudios de ingeniería conceptual mientras que en los 6 restantes no se adelantó la correspondiente ingeniería conceptual.

Por lo tanto, tan solo se desarrolló la Ingeniería conceptual, para un tercio de los proyectos que así lo requerían.

7.2 VALIDACIÓN DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA DE LAS INSTALACIONES INCLUIDAS EN LA REPOTENCIACIÓN Y REHABILITACIÓN DE LA REFINERÍA ESTATAL DE ESMERALDAS

La validación de la Integridad mecánica de las instalaciones se ha de realizar atendiendo a puntos de vista de: integridad mecánica en origen e integridad mecánica en servicio, siendo diferentes los criterios a emplear en cada caso.

En la TABLA 7 se presentan los criterios para validar la integridad mecánica en origen mientras que en la TABLA 8 se presentan los criterios para validar la integridad mecánica durante el servicio.

Atendiendo a la documentación proporcionada por PETROECUADOR a fecha de emisión del presente informe se presentan los siguientes hallazgos:

- La documentación existente es adecuada a un servicio estándar de ingeniería y gestión de aprovisionamientos con alguna salvedad que no se ha podido verificar y que sería conveniente hacerlo para certificar la perfecta integridad en origen. Para asegurar la integridad mecánica en origen (es decir en su instalación y comienzo de operación) se coteja la siguiente información:
 - HHDD de equipos: Permite comprobar las condiciones de diseño y operación.
 - Planos de Vendor: Permite verificar el diseño mecánico (configuración de internos, boquillas, geometría, etc.) conforme a las condiciones de ingeniería de procesos, los certificados de materiales y de ensayos realizados sobre el equipo tanto presencial como no presencial, previo al envío del equipo a Planta.
 - Certificados de pruebas de performance (pruebas de campo): Permiten comprobar la capacidad hidráulica y performance de diseño para los cuales el equipo está diseñado.



- Manuales de operación y mantenimiento: Permite trasladar las recomendaciones del fabricante (que es el mejor especialista del equipo) a los planes de mantenimiento y operación de las unidades de refinería que correspondan.

De toda la documentación descrita, se ha podido certificar que existen las HHDD de los equipos, los planos de Vendor de los mismos y los Manuales de Operación. No se han encontrado los certificados de pruebas de performance (se supone que estarían en documentación de comisionado y puesta en marcha y recepción provisional de la instalación) y existen algunos equipos en los que existe Manual de Operación, pero no de Mantenimiento. Por ello se indica que es imprescindible disponer en la REE de una gestión documental eficiente y ordenada que permita una fácil trazabilidad y cumplir con todos los demás requerimientos establecidos en las normas OSHA 1910.119.

- En relación a la integridad mecánica en servicio, no se ha encontrado entre la documentación proporcionada por PETROECUADOR un procedimiento escrito que sea el output de una evaluación de riesgo RBI (API 580) y que integre las inspecciones individualizadas adecuadas a su probabilidad de falla y consecuencia de la misma (tipos de ensayos a realizar, cálculo de la vida útil remanente e intervalos de los mimos), el cual condiciona por tanto el plan de mantenimiento en cuanto a trabajos y timing de los mismos y permite en las ventanas operacionales que se consideren desde la Planta, ejecutar los mismos para asegurar la confiabilidad operacional. Con ello se consigue asegurar la vida útil de los equipos, así como optimizar los costos de ejecución de los mismos. Este procedimiento integrado (inspección, mantenimiento y confiabilidad operacional) es imprescindible para asegurar la integridad mecánica de las unidades a lo largo del tiempo de vida de estas.
- El comisionado de la planta de efluentes se realizó con agua limpia y no con la carga normal de lodos aceitosos a la que debería haberse sometido. La integridad mecánica de la planta está comprometida ya que esta es una prueba fallida y en las actuales condiciones no se garantiza el rendimiento técnico-operacional de la misma. La planta se encuentra actualmente fuera de servicio y en proceso de inconformidad por REE.
- Tal como queda establecido en los Análisis de Causa Raíz (ACR) efectuados para identificar los mecanismos de falla de los hornos de precalentamiento de crudo de las unidades de destilación atmosférica de la REE (C-H1 y C-H2), las cuales han ocurrido de forma prematura y repetitiva en las secciones de radiación de estos, las causas para cada horno son las siguientes:
 - Horno C-H1: La principal causa del fallo de los tubos se debe al incremento de temperatura en el exterior de los mismos alcanzándose el punto de fusión de la ceniza de combustible activando el mecanismo de falla (Fuel Ash Corrosion de acuerdo con API 571). Esta presencia de cenizas se ve favorecida porque la temperatura de alimentación del combustible es inferior a la temperatura de diseño, por presencia de condensado en el vapor de atomización y por el alto contenido de azufre y vanadio en el fuel oil. Adicionalmente la presencia de coque en el interior de los tubos dificulta



la transmisión de calor lo que hace necesario elevar la temperatura para alcanzar las condiciones de temperatura de salida del proceso

- Horno C-H2: Con relación a la causa de fallo de los tubos, en este horno adicionalmente se produce incidencia directa de llamas sobre los tubos. Este horno presenta problemas para calentar el 100 % del caudal de crudo debido a la reducción del área en la salida de gases de combustión que provoca que el tiro del horno sea positivo durante el deshollinado

En los citados ACR se establecen las acciones a implementar en cada caso, que son incorporadas al informe E3 - Informe de Análisis de Alternativas de mejoramiento y recomendaciones.

Tabla 7: Validación de la integridad mecánica en origen

ÁREA	UNIDAD	EQUIPO	TIPOLOGÍA DE EQUIPO	DOCUMENTO	DOCUMENTO DISPONIBLE	NORMAS/ESTÁNDARES/BUENAS PRÁCTICAS
NO CATALÍTICAS	CRUDO 1 C-11	Compresores off gas C-C1 A/B	COMPRESORES	HHDD Técnicos	SI	API 618 (reciprocantes)
				Planos As-Built Vendedor	SI	API 618 (reciprocantes)
	CRUDO 2 C-11	Compresores off gas C-C2 A/B		Certificación de pruebas de campo	NO	API 618 (reciprocantes)
				Manuales O&M	SI	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
	CRUDO 1 C-11	Horno de crudo: C-H1	HORNOS	HHDD Técnicos	SI	API 560 / API 530
				Planos As-Built Vendedor	SI	API 560 / API 530
				Certificación de pruebas de campo	NO	API 560 / API 530
	CRUDO 2 C-11	Horno de crudo: C-H2		Manuales O&M	Manual de Operación: SI Manual de Mantenimiento solo de elementos del horno (quemadores, ventiladores y soplantes)	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
	CRUDO 1 C-11	Enfriador descarga de compresor off gas C-E10	INTERCAMBIADORES DE CALOR	HHDD Técnicos	SI	API 660 / TEMA
	CRUDO 2 C-11	Tren de precalentamiento de crudo: C-E20		Planos As-Built Vendedor	SI	API 660 / TEMA
	CRUDO 2 C-11	Tren de precalentamiento de crudo: C-E22 A/B		Certificación de pruebas de campo	NO	API 660 / TEMA
	CRUDO 1 C-11	Intercambiador de Calor C-E53		Manuales O&M	NO	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
	VACÍO 1 V-12	Horno de Vacío: V-H1	HORNOS	HHDD Técnicos	SI	API 560 / API 530
				Planos As-Built Vendedor	SI	API 560 / API 530
				Certificación de pruebas de campo	NO	API 560 / API 530
	VACÍO 2 VL-13	Horno de Vacío: VL-H1		Manuales O&M	Manual de Operación: NO Manual de Mantenimiento solo de elementos del horno (quemadores, ventiladores y soplantes)	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
CATALÍTICAS 1	VISBREAKING 1 VTV-17	Horno de Visbreaking TV-H1	HORNOS	HHDD Técnicos	SI	API 560 / API 530
				Planos As-Built Vendedor	SI	API 560 / API 530
				Certificación de pruebas de campo	NO	API 560 / API 530
	VISBREAKING 2 TV1-18	Horno de Visbreaking TV1-H1		Manuales O&M	Manual de Operación NO Manual de Mantenimiento solo de elementos del horno (quemadores, ventiladores y soplantes)	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
	FCC F-14	Reactor FCC: 200F-V4	RECIPIENTES A PRESIÓN	HHDD Técnicos	SI	ASME VIII - Div 1
	FCC F-14	Regenerador FCC: 200F-V3		Planos As-Built Vendedor	SI	ASME VIII - Div 1
	FCC F-14	Fraccionadora FCC: 200F-V7		Certificación de pruebas de campo	NO	ASME VIII - Div 1
				Manuales O&M	NO	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
	FCC F-14	FSSG FCC: 200-F-E21	RECIPIENTES A PRESIÓN	HHDD Técnicos	SI	ASME VIII - Div 1 / ASME II
				Planos As-Built Vendedor	SI	ASME VIII - Div 1 / ASME II

ÁREA	UNIDAD	EQUIPO	TIPOLOGÍA DE EQUIPO	DOCUMENTO	DOCUMENTO DISPONIBLE	NORMAS/ESTÁNDARES/BUENAS PRÁCTICAS
				Certificación de pruebas de campo	NO	ASME VIII - Div 1 / ASME II
				Manuales O&M	SI	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
CATALÍTICAS 2	CCR P2-26	Hornos de Cabina CCR; P2-H01/H02/H03	HORNOS	HHDD Técnicos	SI	API 560 / API 530
				Planos As-Built Vendedor	NO	API 560 / API 530
				Certificación de pruebas de campo	NO	API 560 / API 530
				Manuales O&M	NO	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
CATALÍTICAS 3	HDS D28	Horno de Reactor HDS: D-H01	HORNOS	HHDD Técnicos	SI	API 560 / API 530
				Planos As-Built Vendedor	NO	API 560 / API 530
				Certificación de pruebas de campo	NO	API 560 / API 530
				Manuales O&M	NO	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
UTILIDADES	VAPOR Y-7000-74	Calderas de vapor: Y-B7002; Y-B7003; Y-B7004; Y-B7005	RECIPIENTES A PRESIÓN	HHDD Técnicos	SI	ASME VIII - Div 1 / ASME II
		Desaireador de Caldera: Y-ME 7002		Planos As-Built Vendedor	SI	ASME VIII - Div 1 / ASME II
				Certificación de pruebas de campo	NO	ASME VIII - Div 1 / ASME II
				Manuales Mantenimiento/Operación	SI	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
			Turbogrupos de vapor YG-7005	TURBOGRUPOS DE VAPOR	HHDD Técnicos	SI
		Planos As-Built Vendedor			SI	API 612
		Certificación de pruebas de campo			NO	API 612
		Manuales O&M			SI	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
	FUEL OIL Y-2500-72	Calentador de gasóleo: Y-E2550	INTERCAMBIADORES DE CALOR	HHDD Técnicos	SI	API 660 /TEMA
				Planos As-Built Vendedor	SI	API 660 /TEMA
				Certificación de pruebas de campo	NO	API 660 /TEMA
				Manuales O&M	NO	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
	AGUA ENFRIAMIENTO Y-3000-73	Bombas agua enfriamiento: Y-P3008 A/B; Y-P3010 A/B	BOMBAS CENTRIFUGAS	HHDD Técnicos	SI	API 610
				Planos As-Built Vendedor	SI	API 610
				Certificación de pruebas de campo	NO	API 610
				Manuales O&M	SI	API 610

Tabla 8: Validación de la integridad mecánica durante el servicio

CATEGORÍA DE INTEGRIDAD	ACTIVIDADES/METODOLOGÍAS APLICABLES	NORMAS/ESTÁNDARES / BUENAS PRÁCTICAS	CRITERIO DE VALIDACIÓN
Variables de proceso	Integrated Operating Windows	API RP 584	No
Plan de Inspección	Inspección recipientes a presión.	API 510 y API RP 572	Parcial (existe el registro, pero no hay un plan de inspección)
	Inspección de tuberías	API 570	Parcial (existe el registro, pero no hay un plan de inspección)
	Inspección de equipos estáticos sujetos a fuego	API RP 573	Parcial (existe el registro, pero no hay un plan de inspección)
	Inspección de tanques baja presión o atmosféricos	API RP 575	Parcial (existe el registro, pero no hay un plan de inspección)
	Planes de Inspección RBI ⁶	API 580/581	No
	Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanque)	API 653	Parcial (existe el registro, pero no hay un plan de inspección)
Tipo de inspección / ensayo	Inspección recipientes a presión.	API 510 y API RP 572	Si
	Inspección de tuberías	API 570	Si
	Inspección de equipos estáticos sujetos a fuego	API RP 573	Si
	Inspección de tanques baja presión o atmosféricos	API RP 575	Si
	Inspección de equipos estáticos sujetos a fuego, recipientes a presión, tanques atmosféricos y tuberías RBI ⁷	API 580/581 API RP 573 API 510 / API RP 572 API 653 API 570	No
	Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanque	API 653	Si
Vida útil remanente	Aptitud para el servicio	API 579-1/ASME FFS-1	Parcial (cálculo de muy pocos equipos)
Intervalo de inspección	Inspección basada en Riesgo/Criticidad	API 579-1/ASME FFS-1	No
Plan de Mantenimiento		Recomendaciones fabricante Alineado con el Plan de Inspección	Parcial (Hay plan de mantenimiento pero no hay evidencias que este alineado con plan Inspección)

⁶ Puntos 2, 3 y 9 de los 10 aspectos presentados en E2.

⁷ Punto 2 de los 10 aspectos presentados en E2.

De las 6 categorías de integridad en servicio, que se presentan en la TABLA 8, la información disponible acerca de ellas es parcial o está ausente. Por lo que la integridad mecánica en servicio es cuestionable puesto que sólo se han encontrado evidencias documentales relativas al punto 2 del total de los 10 establecidos en la secuencia de trabajo para la implantación de un sistema RBI, que se detallan en el documento E2.- Informes de los RBI o equivalentes (7.1 Planes de Inspección)

Por lo tanto, atendiendo a lo presentado con anterioridad, se concluye que es posible validar la integridad mecánica en origen, pero sin embargo no es posible validar la integridad mecánica en servicio.

7.3 ESTRATEGIA OPERACIONAL, SU DOCUMENTACIÓN, IMPLEMENTACIÓN Y EL CONTROL ESTABLECIDO PARA TAL FIN

Los principales hallazgos encontrados son los siguientes:

- PETROECUADOR establece sus metas operativas, en los Planes Operativos Anuales (POA's), donde se incluyen macroindicadores relativos a la Gerencia de Refinación. Adicionalmente actualiza anualmente su Plan Estratégico Empresarial con un horizonte de cuatro años.
- Se constató una deficiencia de detalle en la información proporcionada relativa a las paradas no programadas acontecidas en la REE. Se requiere un análisis en profundidad de cada tipología de parada para identificar su recurrencia o no y generar las acciones necesarias orientadas a la reducción del número de estas.
- No se ha encontrado hasta la fecha un reporte que relacione los lineamientos del POA con los resultados de operación obtenidos mes a mes (planes operativos mensuales).
- Hay evidencia de la utilización del “margen de refinación” como indicador de gestión. Sin embargo, para realizar la “Validación de la Estrategia Operacional, su documentación, implementación y el control establecido para tal fin” se precisa definir indicadores de gestión adicionales.

El resultado presentado por la REE en relación con el “margen bruto de refinación”⁸, para el periodo enero - septiembre 2018, de 7,49 \$/barril es extremadamente elevado para una refinería de las características de REE, en la que la deficiente calidad de los productos obtenidos requiere comprar productos de alta calidad para elevar la calidad de los productos finales. Dicho valor del “margen bruto de refinación”, posiblemente esté condicionado por la no utilización de un riguroso método de cálculo.

- En el informe de fiscalización con KBC se han encontrado evidencias de la existencia de metodologías de simulación para establecer la Captura del Margen como KPI de operación

⁸ En el Anexo I se presenta la definición del margen de refinación

clave. Para ello se desarrollaron durante el año 2014 los modelos termodinámicos y cinéticos de todas las unidades principales de procesos mediante la aplicación Petro-SIM. En la TABLA 9 se presentan los principales criterios de validación de la estrategia operacional.

Tabla 9: Principales criterios de validación de la estrategia operacional

ÁREA DE MEDICIÓN Y SEGUIMIENTO	INDICADOR
Operación	Margen de refinación
Operación	Captura del margen
Financiera	Costos de operación
Operación	Número de paradas
Proceso	Factor de disponibilidad de la planta
Operación	Entrega de derivados al mercado internacional
Operación	Demoras en muelles
Seguridad y Salud	Frecuencia de accidentes
Seguridad y Salud	Cumplimiento de exámenes médicos
Seguridad y Salud	Nº enfermedades ocupacionales detectadas
Ambiental	Derrames de barriles
Ambiental	Nº eventos ambientales
Ambiental	Cumplimiento del plan ambiental
Ambiental	Número de incendios
Gerencial	Reclamos de calidad recibidos
Capacitación	Cierre de brechas formativas
Calidad	Satisfacción del personal
Proceso	Factor de disponibilidad de la planta

La estrategia operacional de la REE no responde a los estándares internacionales dado que está extremadamente focalizada a atender los objetivos de producción fijados en los POA, dejando en un segundo plano los objetivos ambientales, calidad, proceso, operación, seguridad y salud, etc.

La estrategia operacional de la REE viene condicionada por sus limitaciones de producción (en relación a la calidad de los combustibles), dado que el esquema de proceso de REE hace obligatorio la importación NAO y de Diésel (de bajo contenido de azufre), para así lograr, mediante mezclas en refinería, alcanzar las especificaciones de combustibles para el consumo nacional.



7.4 CUMPLIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES INTERNACIONALES APLICABLES A LA OPERACIÓN Y PROCESOS DE LA REFINERÍA, PARA ASEGURAR LA CONTINUIDAD OPERACIONAL Y LA ACTUALIZACIÓN DE LOS PROCESOS, PROCEDIMIENTOS Y GUÍAS

La realización de esta evaluación se realiza a partir de la evaluación individual de las siguientes áreas:

- Instalaciones consideradas en la repotenciación de la REE
- Planificación Operacional
- Ingeniería de Procesos
- Control de Procesos, Servicios Auxiliares y Automatización
- Operación
- Mantenimiento
- Medio ambiente
- Sistema de Gestión y sus estándares

7.4.1 INSTALACIONES CONSIDERADAS EN LA REPOTENCIACIÓN DE LA REFINERÍA

7.4.1.1 Inspección Técnica de Instalaciones

Los principales hallazgos encontrados, plasmados en las correspondientes hojas de comentarios, son los siguientes:

- No hay evidencia de la existencia de un procedimiento de inspección que esté alineado con los códigos internacionales de inspección en función del tipo de equipo a inspeccionar, como son los siguientes:
 - Recipientes a presión: API 510 y API RP 572
 - Circuitos de tuberías: API 570
 - Equipos estáticos sujetos a fuego: API 573
 - Tanques atmosféricos o baja presión: API RP 575
 - Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques: API 653
- Los informes constan de la siguiente documentación asociada:
 - Reportes de inspección de equipos (sobre todo visual y de ensayos realizados)
 - Certificados de inspección de equipos
 - Reporte de espesores de equipos (empresa externa)

- Reportes de inspección externos (de licenciantes o empresas de prestigio en el sector de las Refinerías)

En toda esta documentación asociada a cada equipo, no existe consistencia, es decir, la información en uno y otro documento hay veces que es contradictoria, en ocasiones no existen las diferentes documentaciones de inspección para cada equipo, y en varios de los informes de espesores de equipos no se dispone del cálculo de vida útil remanente de los mismos.

- Los reportes, en general (hay alguna excepción), están basados únicamente en la captura de datos y no en el análisis de estos para determinar variables personalizadas de elementos del equipo con mayor probabilidad de dañarse y consecuencias de estos daños.
- No existe un sistema integrado de inspección de instalaciones alineado con el plan de mantenimiento y la confiabilidad operacional a través de los siguientes códigos internacionales:
 - API 580 Inspección basada en el riesgo
 - API 579-1/ASME FFS-1 Adecuación para el servicio
 - API RP 584 Ventana de integridad operacional

En la TABLA 10 se presentan los criterios y normas empleados para la evaluación de la inspección técnica de las instalaciones.

Tabla 10: Criterios y Normas de Referencia para la Inspección Técnica de Instalaciones

CRITERIOS	NORMAS
Existencia de Planes de inspección en función del tipo de equipo a inspeccionar en base a estándares internacionales	API 510 y API RP 572: Recipientes a presión API 570: Circuitos de tuberías API RP 573: Equipos estáticos sujetos a fuego (hornos y calderas) API RP 575: Tanques atmosféricos o baja presión API 653: Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques. Sección 6 (inspección).
Existencia de Registros e Informes de Inspección en base a estándares internacionales	API 510 y API RP 572: Recipientes a presión API 570: Circuitos de tuberías API RP 573: Equipos estáticos sujetos a fuego (hornos y calderas) API RP 575: Tanques atmosféricos o baja presión API 653: Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques. Sección 6 (inspección). API 579-1/ASME FFS-1: Adecuación para el servicio API 580: Inspección basada en el riesgo

7.4.1.1.1 Condiciones de operación de las unidades de procesos y de servicios auxiliares;

Una vez revisada la documentación proporcionada por PETROECUADOR no se encontró evidencia documental sobre toda la data operacional de la refinería (Valores de variables principales, cargas y productos obtenidos, información de análisis de laboratorio, etc) que permita evaluar el desempeño de la refinería vs la Línea Base al objeto de poder determinar las limitaciones, desviaciones y posibles restricciones (cuellos de botella) que guíen las conclusiones sobre la necesidad de mejoras y/o nuevas inversiones. Se desconoce por lo tanto el estatus operacional de las Unidades de Proceso y Sistemas Auxiliares.

La evaluación de las condiciones de operación de las unidades de proceso y de servicios auxiliares se establecen tomando como referencia las recomendaciones del licenciante, cuando aplique, así como el concepto de "Integrity Operation Windows", tal como se refleja en el estándar API 584.

En la TABLA 11 se presentan los criterios y referencias para la evaluación de las condiciones de operación de las unidades de procesos y de servicios auxiliares.

Tabla 11: Criterios, Normas y Referencias para la Evaluación de las condiciones de operación de las unidades de procesos y de servicios auxiliares técnica de Instalaciones

CRITERIOS	CUMPLIMIENTO	RECOMENDACIONES/NORMAS
Presión y temperatura de operación en rango de diseño (unidades no catalíticas 1 & 2 y catalíticas 1, 2 & 3)	Se encuentran en rango de operación (ventana de operación)	Recomendaciones del licenciante (cuando aplique) o del fabricante API 584 (Integrity Operation Windows)
Caudales de operación en rango de diseño (unidades no catalíticas 1 & 2 y catalíticas 1, 2 & 3)		
Caracterización de corrientes "composición" (unidades no catalíticas 1 & 2 y catalíticas 1, 2 & 3)		
Presión y temperatura de utilidades (vapor, fuel gas, nitrógeno, aire, agua y aceite de calefacción) en rango de diseño		

7.4.1.2 Condiciones de operación de los principales equipos: medición física de variables críticas

Una vez revisada la documentación proporcionada por PETROECUADOR, no se observa data correspondiente a variables operacionales. Se desconoce por lo tanto el estatus operacional de las Principales Equipos.

En la TABLA 12 se presentan los criterios y referencias para la evaluación de las condiciones de operación de las unidades de procesos y de servicios auxiliares.

Tabla 12: Criterios y Referencias para la Evaluación de las condiciones de operación de los principales equipos

CRITERIOS	CUMPLIMIENTO	RECOMENDACIONES
Condiciones de operación en el reactor de FCC (unidad catalítica 1)	Se encuentran en rango de operación (ventana de operación)	Recomendaciones del Licenciante
Condiciones de operación en el regenerador de FCC (unidad catalítica 1)		
Condiciones de operación en la fraccionadora de FCC (unidad catalítica 1)		
Condiciones de operación en FGSG del FCC (unidad catalítica 1)		
Condiciones de operación de blower del FCC (unidad catalítica 1)		
Condiciones de operación de los hornos (no catalíticas 1 y 2)	Se encuentran en rango de operación (ventana de operación)	Libro de Ingeniería de Proceso Manual de Operaciones

7.4.1.3 Evaluaciones de riesgo de la instalación

Los principales hallazgos encontrados son los siguientes:

- Disponen de una aplicación a nivel de PETROECUADOR: “Filenet” en la cual cargan todos los registros del sistema de prevención. En ella disponen de una matriz de evaluación de riesgos.
- Atendiendo a lo mostrado en la pantalla del ordenador, durante la visita realizada a REE, la instalación cuenta con un sistema de gestión de seguridad que cumple los parámetros normales de los sistemas de gestión. El personal de PRL de REE refiere que ésta no está certificada en la norma OHSAS 18001 y durante la visita se detectan deficiencias que denotan que la refinería tiene un margen de mejora en el cumplimiento de normativa general de seguridad, quedando pendiente de valorar el contenido de la estrategia que tiene implantada la planta para la elaboración y puesta en marcha de las medidas de prevención emanadas de la evaluación de riesgos, una vez analizada la información que nos ha de trasladar PETROECUADOR. Algunos de los hallazgos encontrados que denotan la falta de cumplimiento de normativa general de seguridad son:
 - No hay cartelería de clasificación de zonas ATEX (aunque sí las hay de riesgo de explosiones). Adicionalmente las descargas de vapor no están señalizadas y la señalización peatonal está borrada o es inexistente en algunos lugares de la planta.
 - Existencia a lo largo de la refinería de situaciones que suponen riesgo de caída a distinto nivel, como, por ejemplo, no se usa arnés en escaleras de gato, ni existencia de líneas de vida a las que anclarse, las cunetas perimetrales (de medio metro de profundidad) no están convenientemente señalizadas ni protegidas en determinadas zonas (por la noche son un peligro para los coches puesto que son muy anchas) y escaleras de acceso a ventiladores de tiro forzado sin barandilla de protección.

- Incorrecta aplicación práctica de las medidas de seguridad contempladas en los permisos de trabajo.
- Los trabajadores disponen de información en materia de seguridad y realizan inducciones de seguridad y refuerzos, sin embargo, no ha sido posible valorar su contenido.
- Existe Acta de Constitución del Subcomité de Seguridad y Salud de la Gerencia de Refinación de EP PETROECUADOR.
- El técnico de seguridad nos refiere que siguen la normativa ecuatoriana sobre la adaptación de puestos de trabajo a trabajadores especialmente sensibles.
- Realizan reuniones de cara a planteamientos de seguridad, así como curso de inducción de seguridad a empresas externas (como la recibida por el personal del consorcio ICC-Tecnatom) donde informan de los riesgos de la refinería y de las normas de prevención a aplicar en la misma.
- Durante la visita se constata que los trabajadores utilizan los EPIS adecuadamente en planta (casco, zapatos de seguridad, protectores auditivos, gafas, etc.), no obstante PETROECUADOR no proporciona ropa con marcado ATEX, sino pantalón vaquero y camisa de manga larga de algodón.
- La Política Empresarial de Seguridad y Salud está colgada en todas las oficinas.

7.4.1.4 Evaluaciones de obras inconclusas

Tras analizar la documentación disponible se ha obtenido el grado de avance de los diferentes proyectos. Dicho grado de avance se presenta en la TABLA 13

Tabla 13: Grado de Avance de Proyectos del Programa de Rehabilitación

PROYECTO	ALCANCE	AVANCE (%)	DOCUMENTO SOPORTE
1	Estudio de Ingeniería para el reemplazo del reactor de la unidad FCC	100	
2	Adquisición de un reactor para la unidad FCC	100	
3	Estudio de Ingeniería para el reemplazo del regenerador de la unidad FCC	100	
4	Adquisición de un regenerador para la unidad FCC; se supone que exista la O/C 20100027 O/C 1319-PIN-GDO-CGA-IMP-2009	100 (Sin evidencia de Avance)	
5	Servicios de Ingeniería Básica, Detalle, Hazop y varios para el Revamp a 20.000 BPSD de la Sección de Fraccionamiento y GASCON de Unidad FCC	100	
	Servicios de ingeniería, asesoría, inspección y adiestramiento para Refinería Esmeraldas; CONTRATO 2015037 (UOP PROCESS INTERNATIONAL INC)	65,18	Informe de Transferencia
	Construcción de las Unidades Merox Amina	100	



PROYECTO	ALCANCE	AVANCE (%)	DOCUMENTO SOPORTE
6	Adquisición nueva Planta de Nitrógeno	Sin evidencia de Contratación	
	Construcción de intercambiadores; CONTRATO 2013054 (SYMEP S.A).	Sin evidencia de Avance	CONTRATO 2013057
	Construcción del Nuevo Horno de Cabina P2-H01/H02/H03	Sin evidencia de Avance	
	Estudio para la Rehabilitación de las Unidades Catalíticas II y III; CONTRATO 2012054 (AXENS, S.A).	Sin evidencia de Avance	CONTRATO 2012054
	Recuperación de la confiabilidad operacional de las unidades de Catalítica II Y Catalítica III de Refinería Esmeraldas; CONTRATO 2014067 (SULZER CHEMTECH USA, INC)	Sin evidencia de Avance	CONTRATO 2014067
7	Construcción de intercambiadores; CONTRATO 2013054 (SYMEP S.A.)	Sin evidencia de Avance	CONTRATO 2313054
	Construcción de nueva planta para tratamiento de aguas amargas	96,44	Informe de Transferencia
	Estudio para la Rehabilitación planta de azufre S1 (ingeniería) Fase 2 Construcción:	Sin evidencia de Contratación	
	Estudio y provisión catalizador unidad HDS (modificaciones en HDS para producción de diésel con 50 ppm de azufre)	Sin evidencia de Contratación	
	Recuperación de la confiabilidad operacional de las unidades de Catalítica II Y Catalítica III de Refinería Esmeraldas; CONTRATO 2014067 (SULZER CHEMTECH USA, INC)	Sin evidencia de Avance	CONTRATO 2014067
8	Construcción de dos clarificadores nuevos y mantenimiento de Clarificador existente Y-ME3008; CONTRATO 2011020 (SESMO S.A).	93,81	Informe de Transferencia
	Planta de dosificación en base a sulfato de aluminio.	Sin evidencia de Contratación	
	Construcción de una planta agua potable para Refinería Esmeralda; CONTRATO 2011020 asignado a SESMO S.A.	93,81	Informe de Transferencia
	Construcción Planta deshidratadora de lodos de purga de clarificadores; CONTRATO 2011020 (SESMO S.A).	93,81	Informe de Transferencia
	Hormigonado de piscinas de captación de agua cruda; CONTRATO 2011020 (SESMO S.A).	93,81	Informe de Transferencia
	Hormigonado de vías de acceso perimetrales a las piscinas; CONTRATO 2011020 (SESMO S.A).	93,81	Informe de Transferencia
9	ingeniería, procura, instalación y puesta en marcha sistema eléctrico	100	
	Rehabilitación y repotenciación de líneas de enlace con Subestaciones E, D y M	100	
10	Construcción y Montaje de Planta de Sosa Gastada	73,32	
11	Construcción y Suministro de Equipos y Repuestos Críticos – Fase I	Sin evidencia de Contratación	
12	FASE I	100	
13	FASE II	100	

Otros hallazgos encontrados, consecuencia de la revisión de los contratos, informes de fiscalización y de cierre, se presentan a continuación:

- En ningún contrato de los revisados parece indicarse el requerimiento de contar con un Programa de Aseguramiento y Control de la Calidad, lo cual es evidencia de no haber sido planificada durante la fases conceptual y básica de cada proyecto en particular.
- En ninguno de los informes de transferencia o cierre se evidencia que se efectuaron evaluaciones de capacidad, auditorías de calidad o financieras antes o durante la ejecución de la obra, tampoco en los contratos efectuados se menciona el derecho del dueño de efectuar estas auditorías.
- En los memorandos sobre reuniones previos a los contratos no se muestra evidencia que se tenga una lista de VENDORS evaluados y aprobados para ser llamados a concursar en la licitación de las obras mencionadas.

7.4.2 PLANIFICACIÓN OPERACIONAL

7.4.2.1 Revisión de los lineamientos y de las estrategias de operaciones de refinación y del área de movimiento de crudos y derivados.

La planificación operacional se encuentra intrínsecamente relacionada con el diseño de la estrategia operacional por lo que el análisis y evaluación de esta área no puede realizarse de manera independiente.

A tenor de la carencia de datos relativos a la operación de REE, prácticamente la única información disponible son los reportes de carácter público publicados por PETROECUADOR través de su página web.

Los principales hallazgos encontrados son los siguientes:

- Escenario optimista de concentración metálica en la alimentación de la FCC, así como que no se presenta la estrategia de adición de catalizador al FCC.
- No existen garantías contractuales acerca de rendimientos de las unidades de proceso licenciadas por UOP, por ejemplo, el FCC.
- Hay Procedimientos de Operación, elaborados por KBC, adaptados a la especificidad de REE y aprobados por la Gerencia de Operación.
- No se dispone de evidencia documental sobre un estudio de almacenamiento de la refinería que indique las limitaciones en relación con el almacenamiento y tratamiento de la carga de crudo, lo mismo que para el manejo de los productos. que indicara la necesidad de disponer de tanques adicionales, si bien en la actualidad se manifiesta las limitaciones que plantea el Sistema de almacenamiento de crudos y combustibles de la REE.

En el informe presentado por PETROECUADOR en la Asamblea Nacional, relativo a la Rehabilitación de la REE se pone de manifiesto que el 43 % de la tanquería se encuentra

en estado crítico y que los problemas logísticos en el año 2016 generan pérdidas de oportunidad de \$6.000.000.

Atendiendo la información reflejada en el Plan de Ejecución de REE, actualizado a 31 de julio de 2018, el Programa de Sostenimiento de Plantas contemplaba la construcción y montaje de 3 tanques para almacenar NAO (120.000 bls), NBE (200.000 bls) y Diesel (200.000 bls). Dicho contrato está en proceso de terminación unilateral por parte de PETROECUADOR y el grado de avance físico real de los tanques es 46,53 %.

En boletín estadístico de PETROECUADOR (Julio 2018) se informa que en la Terminal Marítima de Esmeraldas se dispone de cargueros de combustible que, entre otras actividades, almacenan crudo de oriente.

En la TABLA 14 se proponen los principales KPI's para realizar la "Revisión de los lineamientos y de las estrategias de operaciones de refinación y del área de movimiento de crudos y derivados", algunos de los cuales ya se reflejan en la TABLA 9, dado que son comunes para la "Validación de la Estrategia Operacional, su documentación, implementación y el control establecido para tal fin".

Tabla 14: Propuesta de criterios para la evaluación de la planificación operacional

INDICADOR	REFERENCIA
Margen de refinación	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Captura del margen	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Costos de operación	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Diagrama de Selección de Materiales	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Número de paradas de planta (programadas y no programadas)	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Reportes de seguimiento (scheduling)	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Plan operativo	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Reportes de producción	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Ventas anuales de productos (en barriles y USD)	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Informes de desviaciones de calidad	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Informes de margen de refinación (estimado y real) y porcentaje de captura	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Informes de factores de servicio de unidades proceso	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Histórico de costos de refinación y comparación con indicadores Solomon	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Reportes que justifiquen las desviaciones constatadas entre el scheduling y el plan operativo	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA

7.4.3 INGENIERÍA DE PROCESOS

7.4.3.1 Información de los procesos (Diagramas de Tuberías e Instrumentación - DTI, Diagrama de Flujo de Procesos - DFP).

A tenor de los diagramas disponibles en la documentación de proceso entregada, se detecta la carencia de:

- Diagrama de Simbología General
- Diagrama de Selección de Materiales
- Diagrama de Servicios Industriales

Adicionalmente algunos de los Diagramas de Tuberías e Instrumentación proporcionados no son as-built mientras que hay Diagramas de Flujo de Proceso que no disponen de toda la información que indica la norma ISA-5.1 para este tipo de diagramas.

7.4.3.2 Documentación de procesos, procedimientos y normas operacionales y de emergencia del área operacional.

Atendiendo a la poca información proporcionada por PETROECUADOR en el área de procesos, no es posible determinar el grado de calidad y completitud de la documentación de la que dispone la REE en relación con esta área.

El principal hallazgo en esta área es que los Procedimientos de Operación están actualizados, tal como es deseable, a fecha posterior al Programa de Rehabilitación de REE.

En la TABLA 15 se presenta de forma resumida cuales son los documentos que se debieran haber proporcionado en el Programa de Rehabilitación de REE, atendiendo a su tipología, así como el estándar elegido como referencia para realizar su evaluación.

Tabla 15: Evaluación de documentación de procesos, normas y procedimientos de operación

DOCUMENTO	REFERENCIA
Lista de equipos	API 520,521, 610, 674,676
Data Sheets de equipos	
Data Sheets de instrumentos	
Lista de líneas	ISA-5.1
Sumario de efluentes	ASME B31.3
Lista de materiales peligrosos	Norma PVDSA
Data sheets seguridad de materiales	OSHA 3117
Descripción de los diferentes sistemas de servicios industriales	OSHA 1910.1200, 3514
	Norma PVDSA

DOCUMENTO	REFERENCIA
Requerimiento de Servicios industriales para operación normal, parada y arranque	Norma PVDSA
Estudio de Integración y optimización térmica	Norma PVDSA
Estudio de Dispersión de Gases y Radiación de Calor	Norma PVDSA
Sumario de descargas de alivio para cada caso estudiado	Norma PVDSA
Diseño Básico de Procesos	ASME B31.3, GPSA TEMA, ISA-5.1, API:520, 521, 610, 674, 676, 2000
Consideraciones utilizadas en el diseño básico de procesos	
Condiciones de operación en el límite de batería	Norma PVDSA
Descripción del proceso	Norma PVDSA
Sumario de Catalizadores y químicos	Norma PVDSA
Simulaciones de proceso	HYSYS V8
Balance de materia y energía	Norma PVDSA
Filosofía de operación	Norma PVDSA
Filosofía de arranque y parada	Norma PVDSA
Matriz causa - efecto	ISA-5.1
Narrativa de descripción de interlocks lógica	ISA-5.1
Especificación y caracterización de las corrientes de entrada y salida	Norma PVDSA
Actualización de Procedimientos de Operación en Arranque	Actualización de los procedimientos tras el Programa de Rehabilitación de REE
Actualización de Procedimientos de Operación en Parada	
Actualización de Procedimientos de Otras Operaciones (Recargas de catalizador, limpieza, etc.)	
Actualización de Procedimientos de emergencia	

7.4.3.3 Guías operacionales con los lineamientos y condiciones operacionales de las diferentes unidades de procesos.

Atendiendo a la poca información proporcionada por PETROECUADOR en el área de procesos, no es posible determinar el grado de calidad y completitud de la documentación de la que dispone la REE en relación con esta área.

Al objeto de mantener controladas las principales condiciones de operación de las diferentes unidades de proceso se han identificado las guías operacionales que se presentan en la TABLA 16. En la mencionada tabla también se presenta el objetivo de cada una de estas guías, así como si estas se han localizado entre la información documentada proporcionada por PETROECUADOR.



Tabla 16: Evaluación de las guías operacionales

ÁREA	GUÍA OPERACIONAL	OBJETIVO	CONDICIONES DE OPERACIÓN PRINCIPALES
No catalíticas	Destilación atmosférica de crudo	Maximizar producción de naftas y destilados (Diesel y Keroseno)	Temperatura línea de transferencia
		Naftas para isomerizar y reformar y obtener mejor octanaje	
	Destilación al vacío, crudo reducido	Maximizar producción de gasóleos liviano y pesado	Temperatura línea de transferencia
		Carga Básica a la Unidad de craqueo catalítico	Condiciones de vacío de la torre
	Viscorreductoras	Maximizar producción de naftas para mezcla de gasolina y diésel	Temperatura del craqueo térmico
Catalíticas 1	Craqueo catalítico FCC	Maximizar producción de nafta y su octanaje, Temperatura del reactor. Tasa de adición de catalizador, así como el rendimiento de GLP. Se debe buscar incrementar factor metálico de la carga. Como variables a controlar el rendimiento total volumétrico	Temperatura reactor Tasa de adición de catalizador Factor metálico de la carga Relación catalizador/aceite circulante
Catalíticas 2	Reformado Catalítico	Procesar nafta pesada hidro-tratada de la hidrotratadora de nafta	Temperatura línea de transferencia al reactor
		Incrementar Octanaje de la nafta para mezclas de gasolina	Octanaje obtenido Contenido de azufre en la carga (ppm)
	Isomerizadora de Naftas	Procesar nafta liviana de la torre atmosférica	Temperatura línea de transferencia al reactor
		Incrementar Octanaje de la nafta para mezclas de gasolina	Relación H ₂ /Hidrocarburo y valor de octanaje
	HDT Naftas	Procesar Nafta pesada proveniente de la torre atmosférica	Relación H ₂ /Hidrocarburo Programa de incremento de temperatura a lo largo de la corrida
Catalíticas 3	HDS Diesel	Procesar diésel de las unidades de crudo y así minimizar las emisiones de SO ₂	Relación H ₂ /Hidrocarburo y presión de operación Programa de incremento de temperatura a lo largo de la corrida

7.4.4 CONTROL DE PROCESOS Y AUTOMATIZACIÓN

7.4.4.1 Integridad y lógica de los sistemas de control y verificación en el sistema de control distribuido (DCS) y en el campo

Los principales hallazgos encontrados, a tenor de la documentación analizada, son:

- Se evidencia procedimiento para calibración de instrumentos.
- Se evidencia procedimiento para pruebas de lazo
- Se evidencia procedimiento para calibración de válvulas de control.
- Se evidencia existencia de documentación donde se describen las funciones del control a implementar en algunos de los sistemas objeto del Programa de Rehabilitación de REE.

A continuación, en la TABLA 17 se presentan los criterios identificados, así como la referencia seleccionada para su validación.

Tabla 17: Criterios de evaluación de control de procesos y automatización

CRITERIOS	ALCANCE	REFERENCIAS
Definición de las funciones del control a implementar en los sistemas de la instalación	Revisión de existencia de documentos que describan las funciones para cada uno de los sistemas objeto de la automatización	IEEE 15288, "Systems and Software Engineering - System Life Cycle Processes"
Consistencia entre la función pretendida y el algoritmo de control diseñado para cumplirla	Revisión de existencia de evidencias que demuestren la identificación de puntos de control y verificación durante el proceso de diseño	IEEE 1012, "IEEE Standard for System and Software Verification and Validation"
Verificación de la implementación del sistema de control	Revisión de existencia de los registros de pruebas de aceptación, así como su completitud, realizadas tras la implementación del sistema de control	IEEE 1012, "IEEE Standard for System and Software Verification and Validation".

7.4.4.2 Evaluación del sistema de autogeneración eléctrica

Los principales hallazgos encontrados son los siguientes:

- La planta de autogeneración eléctrica dispone de 5 turbogrupos, cuya potencia es la que se refleja a continuación:
 - Y-G7001: 6,25 MW
 - Y-G7002: 6,25 MW



- Y-G7003: 6,25 MW
- Y-G7004: 12 MW.
- Y-G7005: 4,4 MW.

Lo cual supone una potencia total instalada de 35,15 MW

- Atendiendo a la información suministrada por PETROECUADOR, tras el último Programa de Rehabilitación la refinería requiere de un suministro 30 MW de potencia para funcionar al 100 % de capacidad. Dado que la potencia de diseño instalada en la planta de autogeneración eléctrica es de 35,15 MW se dispone de un “margen de reserva” de 5,15 MW (aproximadamente un 17%, y por lo tanto valor inferior al 50 % que es el establecido como margen de reserva estándar en las refinerías y que es tomado como referencia).
- La potencia de diseño del mayor de los turbogrupos Y-G7004 es de 12 MW, y en caso de indisponibilidad de éste, la potencia teórica disponible será de 23,15 MW (6,85 MW menos que los 30 MW requeridos por la refinería), no cumpliéndose por lo tanto el criterio básico de ingeniería de $n+1$, siendo n el número de turbogrupos necesarios para que la refinería funcione al 100 % de su capacidad.

Teniendo en cuenta la actual configuración de los sistemas de control, cuando el turbogrupos Y-G7004 está fuera de servicio, los cuatro turbogeneradores restantes funcionando en paralelo, son capaces de generar una potencia total de 20,5 MW.

- Atendiendo a la información proporcionada, durante la visita realizada a la REE, la situación actual de la planta de autogeneración es crítica dado que:
 - El turbogrupos (Y-G7004) de 12 MW no está disponible dado que hubo un incendio y no tiene posible reparación, por lo que es preciso proceder a su reemplazo.
 - El turbogrupos (Y-G7005) de 4,4 MW presentaba problemas técnicos y por lo tanto tampoco estaba disponible
 - La capacidad real de generación de la planta de autogeneración con los 3 turbogrupos disponibles (Y-G7001/2/3) es de aproximadamente 16 MW.

De los 3 hallazgos anteriores, se infiere que en la actualidad la planta de autogeneración tan solo es capaz de suministrar el 53 % de la potencia requerida por la refinería cuando ésta funciona al 100 % de su capacidad y que mientras no se realice el reemplazo del turbogrupos Y-G7004 la refinería tendrá un déficit de potencia de 9,5 MW, cuando ésta esté funcionando al 100 % de su capacidad.

Debido a este déficit de energía eléctrica, la refinería desde hace tiempo está siempre conectada bien con el Sistema Nacional Interconectado (SNI), cuya inestabilidad ha generado problemas en el sistema eléctrico de la refinería que se han traducido en varias paradas no programadas de la refinería, o con la planta de generación Termoesmeraldas ubicada enfrente de la refinería.

- La planta de autogeneración eléctrica dispone de 4 calderas que, atendiendo a la información suministrada durante la visita a la Refinería de Esmeraldas, es preciso operen al 100 % de su actual capacidad para cubrir las necesidades de vapor tanto para la planta

de autogeneración como de vapor de proceso. Por lo tanto, en caso de indisponibilidad de alguna caldera, la planta de autogeneración no será capaz de proporcionar la energía eléctrica requerida por la refinería funcionando al 100 % de su capacidad y no se cumplen el criterio básico de ingeniería con relación a que el número de calderas instaladas en la planta de auto generación sea de $n+1$, siendo n el número de calderas necesarias para que la refinería funcione al 100 % de su capacidad.

A continuación, en la TABLA 18 se presentan los criterios identificados, así como la referencia seleccionada para su validación.

Tabla 18: Criterios de Evaluación y referencias de Planta de Autogeneración

ASPECTO EVALUADO	CRITERIO	REFERENCIA
Potencia eléctrica instalada en la planta de autogeneración	Margen de reserva igual o superior al 50 %	Benchmarking Internacional (PDVSA)
Capacidad y redundancia de las calderas de la planta de autogeneración	Se cumple el criterio $n+1$	Benchmarking Internacional (PDVSA)
Potencia y redundancia de los turbogrupos de vapor de la planta de autogeneración	Se cumple el criterio $n+1$	Benchmarking Internacional (PDVSA)
Fiabilidad de suministro eléctrico mediante la planta de autogeneración	Número disparos entre el 80% y el 120% de las plantas de referencia. El impacto en número de paradas no programadas de refinería entre el 80% y el 120% de las plantas de referencia.	Base de datos OREDA (ISO 14224)
Revisión de los parámetros de diseño del turbogrupos de vapor (YG-7005)	Comprobar que el diseño y potencia del turbogrupos de vapor es el requerido por la central de autogeneración	API 612
Revisión de las pruebas de aceptación del turbogrupos de vapor (YG-7005)	Comprobar que durante FAT se chequearon todos los puntos a verificar, así como cuales fueron los resultados obtenidos	Informe de SAT

7.4.4.3 Estrategias de control avanzado y optimización

A fecha de emisión del presente informe, y atendiendo a la información disponible, no es posible asegurar si los procesos que disponen de control avanzado están dando los beneficios que se esperan de ellos.

Las actividades realizadas se han centrado en el análisis de la documentación recibida por parte de PETROECUADOR, así como en la identificación tanto de los principales criterios de evaluación como de la norma de referencia (API RP 557 Guide To Advanced Control Systems)

La norma API RP 557 plantea los aspectos a cubrir para lograr disponer de un Sistema con capacidad para dar respuesta a los requerimientos; describe las prácticas comúnmente utilizadas

para la oportunidad, identificación, justificación, gestión de proyectos, implementación y mantenimiento de aplicaciones de sistemas de control avanzado en servicios de refinería. La misma NO especifica el uso o selección de ninguna técnica en particular sobre otra, ni pretende describir aplicaciones específicas. Se puede utilizar como base para definir los procesos de trabajo y las funciones comunes necesarias para definir, implementar y mantener aplicaciones avanzadas del sistema de control.

Esta norma debe ir de la mano con la API 554 Process Instrumentation and Control y otras tal como se muestra en la FIGURA 4.



Figura 4: Presentación en pantalla de acta de constitución de subcomité de seguridad

En la TABLA 19 se presentan los criterios de evaluación seleccionados para evaluar las estrategias de control avanzado y automatización

*Tabla 19: Criterios de evaluación de estrategias de control avanzado y optimización*

CRITERIOS	NORMAS REFERENCIALES
Revisión de la adecuada estrategia de operación	API RP 557 API 554
Grado de implementación de estrategias de control avanzado en operación	API RP 557 API 554
Revisión de beneficios esperados de la aplicación de control avanzado y optimización	API RP 557 API 554

7.4.4.4 Sistema de Control de Generación y Distribución de Energía Eléctrica, Vapor, Agua y Aire

Los principales hallazgos encontrados son los siguientes:

- En el documento proporcionado por PETROECUADOR “Histograma 2017 plantas paradas” se reportan varias paradas no programadas de la REE cuyo origen se encuentra en el fallo del suministro eléctrico a la refinería, derivado de transitorios del SNI.
- Atendiendo a la información reflejada en el Informe estadístico de PETROECUADOR de JULIO 2018, durante el primer semestre de dicho año ha habido 3 paros totales de la REE por fallo en el suministro eléctrico:
 - Del 25 al 26 de abril por falla eléctrica debido a la interrupción de energía por la línea G6 proveniente de Termoesmeraldas
 - Del 27 al 30 de abril por falla eléctrica del SNI, debido a la caída de rayo en línea Esmeraldas Santo Domingo
 - Del 1 al 2 de mayo por falla eléctrica debido a la interrupción de energía por la línea G6 proveniente de Termoesmeraldas

Adicionalmente, en ambos documentos se reportan paradas no programadas de varias unidades de la REE por fallo en el suministro eléctrico.

Con el fin de evitar que la red externa arrastre a la refinería ante fallas eléctricas, tal como ya ha ocurrido en alguna ocasión, se indica la conveniencia de revisar el diseño de relevo y conmutación, el orden de actuación de las protecciones eléctricas (selectividad de las protecciones eléctricas de la refinería) y del sistema de desconexión automática de cargas (sistema “Tumba-carga”) que proteja el sistema eléctrico de la Refinería frente a la red.

- En relación con la Subestaciones D, E y M que han sido objeto de una reparación integral, se tiene constancia de la superación de las pruebas SAT, pero no así de las FAT.
- Se aprecia deficiencia, en el procedimiento de mantenimiento en transformadores de aceite (MTO.02.04.PR.330, al faltar comprobaciones relativas a los siguientes puntos descritos

en el documento de referencia. Se considera importante dicha deficiencia dado que podría estar relacionada con el incidente “Cortocircuito Transformador Y-T1291” registrado en el año 2015 según Histogramas 2017 plantas paradas

En la TABLA 20 se presentan los criterios utilizados, y se identifican cuando aplique las referencias a emplear para validar los criterios

Tabla 20: Criterios de Evaluación y referencias de del Sistema de Control de Generación y Distribución de Energía Eléctrica, Vapor, Agua y Aire

ASPECTO EVALUADO	CRITERIO	REFERENCIA
Fiabilidad del suministro de vapor de procesos a la refinería	El vapor suministrado a la refinería, en cualquier condición operacional de ésta, es el adecuado para garantizar la producción de la instalación	Análisis de informes de paradas de refinería por fallos de suministro de vapor Parámetros de diseño de los equipos principales del Sistema de Suministro de Vapor
Fiabilidad del suministro de aire comprimido a la refinería	El aire comprimido suministrado a la refinería, en cualquier condición operacional de ésta, es el adecuado para garantizar la producción de la instalación	Análisis de informes de paradas de refinería por fallos de suministro de aire comprimido. Parámetros de diseño de los equipos principales del Sistema de Aire Comprimido
Fiabilidad del suministro de agua a la refinería	El agua suministrada a la refinería, en cualquier condición operacional de ésta, es el adecuado para garantizar la producción de la instalación	Análisis de informes de paradas de refinería por fallos de suministro de agua Parámetros de diseño de los equipos principales del Sistema de Suministro de Agua
Redundancia en el suministro de energía eléctrica a la refinería	La refinería dispone de una fuente alternativa de energía eléctrica desde el exterior que garantiza la ininterrumpibilidad del suministro	Diagrama Unifilar Eléctrico
Revisión de parámetros de diseño de la subestación eléctrica	Comprobar que el diseño la subestación es el adecuado para la alimentación estable de la refinería	IEC 60359 Electrical and electronic measurement equipment - Expression of performance IEC 60364 Low voltage Electrical Installations Rules IEC 61936-1 Electrical Installations of nominal voltage above 1 kV in AC IEC 62271-100 High-voltage switchgear and control gear Normativa Estatal (Ecuador) de subestaciones eléctricas.

ASPECTO EVALUADO	CRITERIO	REFERENCIA
Revisión de las pruebas de aceptación de la subestación eléctrica.	Comprobar que durante la realización de las pruebas de aceptación chequearon todos los puntos a verificar, así como cuales fueron los resultados obtenidos	Informe de pruebas de aceptación de la subestación eléctrica (SAT y FAT)
Análisis de la selectividad de las protecciones eléctricas de la refinería	Existencia de un estudio detallado de las protecciones eléctricas y su selectividad y número de disparos por fallos en la selectividad de las protecciones = 0	Documentación de cálculo de protecciones. Informes de fallo de la refinería y análisis de causa raíz de planta. Se considerará, entre otra, la siguiente normativa: CEI 60909. Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna CEI 60076-5. Transformadores de potencia. Aptitudes para soportar cortocircuitos IEEE C57.12-2006: Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers

7.4.5 OPERACIÓN

7.4.5.1 Procedimientos operacionales

De la revisión de los procedimientos se puede concluir que los procedimientos de operación contienen la información requerida por los estándares (OSHA 3132) y las buenas prácticas de operación. Sin embargo, desde una visión de conjunto se observan algunas inconsistencias en la forma de codificación de los procedimientos para las unidades que operan en paralelo como las columnas de crudo. En este caso se observa que el número de procedimientos para la Unidad de Crudo 2 es muy diferente que el número de procedimientos para la Unidad de Crudo 1, destacando que hay algunos procedimientos desarrollados para Crudo 2 que no se han encontrado para Crudo 1, por ejemplo, los procedimientos “Ajuste y control de las variables en las desaladoras” o “Ajuste de perfiles y especificación de productos de la torre”.

En la evaluación de los procedimientos se han seguido criterios relativos al contenido y estructura de los documentos de procedimientos, la claridad de las instrucciones y las notas referentes a las precauciones y potenciales peligros de las operaciones a realizar. Estos criterios se han establecido en base a las directrices OSHA. En la TABLA 21 se resumen los criterios utilizados, se identifican las referencias empleadas para validar los criterios y se indica si la documentación revisada cumple con los mencionados criterios.

Tabla 21: Criterios de evaluación de los procedimientos de operación

INDICADOR	CRITERIO DE EVALUACIÓN CONSIDERADO	ESTÁNDAR REFERENCIA
Estructura del procedimiento	Los procedimientos tienen al menos las siguientes secciones respetando el siguiente orden; Propósito, Alcance, Referencias, Precauciones y limitaciones, Prerrequisitos e Instrucciones	OSHA 3132
Claridad en la redacción del procedimiento	Las instrucciones del procedimiento son claras e inequívocas gracias al empleo de vocabulario sencillo y la no inclusión de términos imprecisos	OSHA 3132
Información aclaratoria y advertencias previas a la ejecución de pasos en Instrucciones	Se incluyen notas, precauciones y peligros, claramente diferenciadas de los pasos a ejecutar, en el cuerpo del procedimiento	OSHA 3132

7.4.5.2 Análisis de riesgo de procesos

Atendiendo a la poca información proporcionada por PETROECUADOR en el área de procesos, no es posible determinar el grado de calidad y completitud de la documentación de la que dispone la REE en relación con esta área, dado que los únicos documentos relacionados con el análisis de riesgo encontrados en la documentación remitida son para la columna principal y la concentradora de gas del FCC y muestran de forma parcial la metodología empleada.

La normativa aplicable en el caso de los estudios HAZOP es la IEC Standard 61882, mientras que en caso de los estudios SIL es la IEC Standard 61508. En la TABLA 22 se resumen los criterios utilizados y se identifican las referencias empleadas.

Tabla 22: Criterios de Evaluación de Riesgos de la Instalación y Referencias Aplicables

INDICADOR	CRITERIO DE EVALUACIÓN CONSIDERADO	ESTÁNDAR DE REFERENCIA
Evidencia de estudios HAZOP (Hazard and Operability) y AFO (Análisis Funcional de Operatividad) en las unidades rehabilitadas	Se ha realizado un estudio adelantado, liderado por empresas con prestigio internacional, en el cual se ha involucrado al cliente, que incluye recomendaciones mandatorias	IEC Standard 61882
Los documentos del HAZOP contienen recomendaciones	Recomendaciones mandatorias implementadas/emitidas	IEC Standard 61882
Evidencia de estudios SIL (Safety Integrity Level)	Se ha realizado un estudio adelantado liderado por empresas con prestigio internacional, en el cual se ha involucrado al cliente, que incluye recomendaciones mandatorias	IEC Standard 61508
Los documentos de los estudios SIL contienen recomendaciones	Recomendaciones mandatorias implementadas/emitidas	IEC Standard 61508

7.4.5.3 Estudio de confiabilidad operacional

El estudio de confiabilidad operacional se presenta en el informe E2 - Informes de los RBI o equivalentes (RBI, implementación de las normas ASME, API 580 Risk-Based Inspection). Si bien en el presente informe se presentan los principales hallazgos encontrados hasta la fecha.

- Se evidencian reportes de ACR relativos a fallas, elaborados por personal de PETROECUADOR, perfectamente estructurados y con un elevado nivel técnico.
- Existen reportes de vibraciones donde se observa desviación de parámetros, pero no se observa que se estén evaluando para conocer la razón de la desviación de parámetros.
- Se evidencia en los memorándums dirigidos a la gerencia general, para la aprobación de proyectos, estar soportados en baja confiabilidad los equipos involucrados.
- Se evidencia la existencia de los diagramas causa-efecto
- Se realizan subcontratos técnicos a terceros para que realicen evaluaciones técnicas, y adicionalmente se subcontratan otros para evaluar estos resultados.

En la TABLA 23 se presentan los indicadores propuestos para realizar la evaluación de la confiabilidad operacional

Tabla 23. Criterios de Evaluación de la Confiabilidad Operacional

CONCEPTO	INDICADOR	FRECUENCIA
Seguridad, Salud y Protección Ambiental	Accidente Industrial	Mensual/Acumulado Anual
Confiabilidad	Índice de Paros no Programados	Mensual
	Índice de Fugas	Mensual Acumulado Anual
Administración	Índice de actualización de registros en los sistemas institucionales	Mensual

7.4.5.4 Indicadores de eficiencia y productividad

Atendiendo al reporte emitido por UOP (“Esmeraldas Refinery Operational Integrity and Personnel Development Screening Assessment – Final Report”) la Eficiencia Energética de la REE se encuentra en aproximadamente el 54%, valor que manifiesta el grado de obsolescencia de los equipos de combustión, sistemas de intercambio, recuperación de calor, aislamiento térmico y manejo del sistema de vapor, eficiencia de motores y equipos, etc

En la TABLA 24 se presentan los indicadores propuestos para realizar la evaluación de la eficiencia y productividad.

Tabla 24: Criterios de Eficiencia y Productividad

INDICADOR	CRITERIO DE EVALUACIÓN CONSIDERADO:	ESTÁNDAR DE REFERENCIA
Rendimiento en productos livianos (GLP's, Gasolinas, Jet Fuel y Diesel)	Rendimiento obtenido para productos livianos es superior al mínimo valor aceptable atendiendo a la tipología de la refinería	Benchmarking con otras refinerías de grado de conversión media
Factor de servicio (referenciado para cada unidad)	Factor de servicio es superior al 90 % del valor de referencia	Estándar Solomon
Índice de intensidad energética en relación a eficiencia hornos	Eficiencia de hornos está en la media de hornos similares	Estándar Solomon
Control O ₂ gases de combustión en chimeneas de hornos y calderas	Máximo porcentaje de desviación tolerable respecto al valor de diseño (% O ₂ combustión)	Recomendaciones de los fabricantes de los hornos y caldera

7.4.5.5 Indicadores de Incidentabilidad y Accidentabilidad

Los principales hallazgos encontrados son los siguientes:

- Se registran e investigan los accidentes, incidentes y enfermedades de trabajo, adoptando las acciones correctivas y preventivas para evitar su repetición.
- Respecto a si la eficacia de las medidas preventivas establecidas redundan en la reducción de la siniestralidad en la planta, no se ha encontrado hallazgo al respecto.

En la TABLA 25 se presentan los criterios a utilizar para la evaluación de los indicadores de Incidentabilidad y Accidentabilidad así como las normas aplicables para cada uno de ellos.

Tabla 25: Criterios de evaluación de los indicadores de Incidentabilidad y Accidentabilidad y Normativa Aplicable

CRITERIOS	NORMAS
Registro e investigación de los accidentes, incidentes y enfermedades de trabajo	Artículo 11.g / Capítulo III de la Decisión 584 (Instrumento Andino de Seguridad y Salud en el trabajo) de Ecuador.
La eficiencia de las medidas preventivas propuestas redundan en la reducción de la siniestralidad de la planta	Estadísticas de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), de la Organización Iberoamericana de la Seguridad Social (OISS) y del Ministerio de Trabajo, Migraciones y Seguridad Social del Gobierno de España.

7.4.5.6 Prácticas de trabajo seguro

Los principales hallazgos encontrados son los siguientes:

- Existen Procedimientos de Trabajo a partir de los cuales se realizan Permisos de Trabajo y Análisis de Riesgos de Trabajo (espacios confinados, trabajos eléctricos, etc), Sistema LOTO (Lock Out Tag Out) para equipos eléctricos y puestas fuera de servicio. Se considera

que hay margen de mejora en la aplicación práctica de las medidas de seguridad contempladas en dichos permisos de trabajo.

En la REE está implantado un sistema denominado “8 reglas salvavidas” (8 normas básicas de seguridad)

- Se realizan tanto Observaciones Preventivas de Seguridad (OPS) como inspecciones de seguridad.

En la TABLA 26 se presentan los criterios empleados para la evaluación de las prácticas de trabajo seguro, así como las normas aplicables para cada uno de ellos

Tabla 26: Criterios de evaluación de las prácticas de trabajo seguro y Normativa aplicable

CRITERIOS	NORMAS
Realización de procedimientos de trabajo seguro	Artículo 16 / Parte IV del Convenio C155 (Convenio sobre Seguridad y Salud de los trabajadores) de la OIT.
Realización de observaciones preventivas de seguridad, inspecciones de seguridad o similares	Artículo 16 / Parte IV del Convenio C155 (Convenio sobre Seguridad y Salud de los trabajadores) de la OIT.
Reconocimientos externos en materia de seguridad y salud	Artículos en revistas de prestigio Menciones especiales en premios de seguridad y salud

7.4.6 MANTENIMIENTO

7.4.6.1 Mantenimiento preventivo y predictivo

Los principales hallazgos encontrados son los siguientes:

- Hay definido un plan de mantenimiento preventivo y un plan de mantenimiento predictivo, para diferentes equipos de la refinería, pero no existe evidencia documental del cumplimiento de éstos, así como si estos se encuentran alineados a las recomendaciones de los fabricantes de los equipos.
- El plan de mantenimiento predictivo incluye las actividades de termografías, ultrasonido y monitoreo de vibraciones.
- Hasta la fecha no se ha encontrado documento ni se ha proporcionado información por parte de personal de PETROECUADOR en relación con los indicadores de gestión KPI de mantenimiento empleados en REE.
- Durante la visita realizada a REE se ponen de manifiesto las siguientes debilidades:
 - No se reponen los repuestos a tiempo, ya que no hay un eficiente control de las cantidades de repuestos máximos y mínimos en stock.

- Los procesos contractuales son engorrosos y no permiten la adecuada reposición de materiales, repuestos y servicios.
- Inexistencia de un plan de desarrollo de carrera profesional
- Inexistencia de un plan de relevo organizacional
- Un nuevo organigrama de mantenimiento fue implantado en el año 2015 pero solo de manera parcial, quedando pendiente la definición de varias responsabilidades de los puestos y la definición de las áreas de responsabilidad especialmente a nivel técnico.

En la TABLA 27 se presentan los criterios propuestos para la evaluación del mantenimiento preventivo y predictivo.

Tabla 27: Criterios de evaluación de mantenimiento

CRITERIOS	REFERENCIA
Existencia de Plan de Mantenimiento Predictivo, alineado con las recomendaciones de fabricantes de los equipos	Society for Maintenance & Reliability Professionals
Existencia de Plan de Mantenimiento Preventivo, alineado con las recomendaciones de fabricantes de los equipos	Society for Maintenance & Reliability Professionals
Cumplimiento del Plan de Mantenimiento Predictivo > 90 %	Society for Maintenance & Reliability Professionals
Cumplimiento del Plan de Mantenimiento Preventivo > 90 %	Society for Maintenance & Reliability Professionals
Tareas de mantenimiento correctivo <10 % de tareas de mantenimiento total	Society for Maintenance & Reliability Professionals
Horas de trabajos de mantenimiento predictivo y preventivo > 60 % horas totales	Society for Maintenance & Reliability Professionals
Procedimientos de Mantenimiento	Guía para su elaboración basada en lineamientos establecidos en las normas OSHA bajo el apartado de la Gerencia de Seguridad de los Procesos: OSHA 3132 / 3918 - 08 2017 / 1910.119. Criterios de redacción establecidos en "Procedure Writers Manual" PPA AP-907-005.

7.4.6.2 Sistemas de soporte

En la REE han adquirido la herramienta de Gestión de Mantenimiento MÁXIMO (Licencia IBM) sin embargo todavía no finalizado la migración de los datos anteriores a la adquisición de la licencia. Adicionalmente, el personal de mantenimiento presenta dificultades con dicha herramienta a nivel de usuario dado que la realización de actividades rutinarias en la refinería les impidió asistir con regularidad a la capacitación impartida al respecto.

7.4.7 MEDIO AMBIENTE

La evaluación medioambiental de la refinería se presenta en el informe E4 - Informe del impacto medio ambiental antes y después de la rehabilitación, si bien en el presente informe se presentan las principales áreas evaluadas y hallazgos encontrados hasta la fecha.

La evaluación medioambiental de la refinería se realiza atendiendo a tres puntos de vista

- Verificación de la situación legal de la instalación
- Comprobación del cumplimiento de los indicadores ambientales incluidos en los Planes Operativos Anuales
- Estimación de la huella de carbono de la REE

En la TABLA 28 se presentan los criterios seleccionados para la evaluación de la situación medioambiental de REE.

Tabla 28: Criterios de evaluación de la situación medioambiental

DOCUMENTACIÓN EXIGIBLE	REFERENCIA	SITUACIÓN DE REE
Licencia Ambiental	Legislación medioambiental básica de la República de Ecuador.	Pendiente de su verificación documental
Estudio de Impacto Ambiental (EIA)	Legislación medioambiental básica de la República de Ecuador.	Pendiente de su verificación documental
Plan de Manejo Ambiental.	Legislación medioambiental básica de la República de Ecuador.	Pendiente de su verificación documental

Durante la visita realizada por el consorcio ICC-Tecnatom a la REE se informa, por parte del personal de PETROECUADOR, de la existencia de dicha documentación, sin embargo, no se dispone de evidencia documental de su existencia.

La comprobación del cumplimiento de los indicadores ambientales permite verificar la no superación de los límites medio ambientales, así como determinar la influencia de la REE en el medio ambiente.

Los indicadores seleccionados son:

- Diagnóstico general ambiental de la planta
- Sistema de Gestión de Residuos
- Condiciones del agua de descarga (Control de Vertidos y resultado de auditorías)
- Emisiones de gases contaminantes a la atmósfera



Dichos Indicadores no solo se emplean para asegurar la no superación de los límites permitidos, sino que adicionalmente debieran ser indicadores del grado de cumplimiento de los Planes Operativos Anuales (Estrategia Operacional).

Los principales hallazgos en relación con los indicadores medioambientales se presentan a continuación:

- La REE presenta emisiones gaseosas a la atmósfera con concentraciones desproporcionadas de SO_2 . Concretamente la media hasta la fecha durante el año 2018 es de 42.000 mg/m^3 (sólo en la fuente S-HE2), cuando el límite permitido por la legislación de la Republica de Ecuador es 57 mg/m^3 . Según la dirección del viento se reportan problemas en el ambiente de las zonas habitadas.

En la REE hay 2 plantas de recuperación de azufre, pero la de mayor capacidad (50 TPD) está fuera de servicio desde hace años, mientras que la otra no tiene capacidad suficiente para recuperar todo el azufre que es preciso extraer de los productos. Este problema se ha visto agravado como consecuencia de la reciente exigencia gubernamental en relación con la necesidad de reducir el contenido de azufre en los combustibles, exigencia que está completamente desalineada con la actual situación de la refinería. Todo este azufre que no es posible recuperar es emitido a la atmosfera a través de las correspondientes antorchas. Atendiendo a la información proporcionada por técnicos de la REE, se estima que se queman en antorchas, con la refinería a plena carga, 1.800 kg/h de gas ácido que equivalen aproximadamente a 15-16 ton azufre/día.

- Actualmente se están almacenando a la intemperie, en áreas de almacenamiento desbordadas, IBCs de sosa caustica gastada (corrosivo) y dietanolaminas (cancerígeno), que son residuos muy peligrosos para las personas y el medio ambiente. Debido a la interrupción en el año 2016 del contrato con Veolia Environmental Services para la retirada y tratamiento de dichos residuos, a que la construcción y el montaje de la planta de tratamiento de sosa gastada no fue concluida y a que adicionalmente estos residuos no pueden ser tratados por gestores de residuos locales, se ha desbordado la capacidad de almacenamiento de sosa gastada y dietanolaminas producidas en los procesos de la REE, que incluso ha visto incrementada su producción con las nuevas exigencias de calidad (en cuanto al contenido de azufre se refiere) de los productos finales.
- PETROECUADOR, cuenta con un Plan de Eliminación de Pasivos Ambientales y gestión de residuos peligrosos, pero no se tiene constancia de la aplicación de este Plan ni de la inversión en la gestión de residuos peligrosos o pasivos ambientales. La REE se encuentra desbordada de residuos, que están almacenados sobre suelo sin impermeabilizar, sin clasificar y a la intemperie, muchos de ellos procedentes de la rehabilitación de la refinería.
- La planta de tratamiento de efluentes está desbordada y recibiendo adicionalmente elevados caudales de agua con aceite emulsionado y elevado contenido de azufre.

- Todos los meses se envía al Ministerio del Ambiente los resultados de los monitoreos, tal como indica el art. 12 del RSRAOHE. Los resultados de las auditorías ponen de manifiesto que en la REE están fuera de límite, en relación el agua de vertido, en los valores de:

- pH
- Fenoles
- DQO

En la TABLA 29 se presentan los límites permitidos de los principales parámetros de vertido de agua (tomando como referencia el Anexo 2 de RSRAOHE).

Tabla 29: Límites de vertido (Ref. anexo 2 de RSRAOHE)

PARÁMETRO	MEDIDA	UNIDAD	VALOR LÍMITE PERMISIBLE	PROMEDIO ANUAL DESTINO DE DESCARGA
Potencial hidrógeno	pH	---	5 < pH <9	5.0 < pH < 9.0 Todos
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	< 2500	< 2000 Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	< 20	< 15 Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	< 30	< 20 Mar abierto
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	< 120	< 80 Continente
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	< 350	< 300 Mar abierto
Sólidos totales	ST	mg/l	< 1700	< 1500 Todos
Bario	Ba	mg/l	< 5	< 3 Todos
Cromo (total)	Cr	mg/l	< 0.5	< 0.4 Todos
Plomo	Pb	mg/l	< 0.5	< 0.4 Todos
Vanadio	V	mg/l	< 1	< 0.8 Todos
Nitrógeno global (incluye N orgánico, amoniacal y óxidos)	NH ₄ -N	mg/l	< 20	< 15 Todos
Fenoles		mg/l	< 0.15	< 0.10 Todos

Respecto a la huella de Carbono, con su cálculo se busca cuantificar el impacto de la instalación en su estado actual y, posteriormente, reducir los niveles de emisión de Gases de Efecto

Invernadero (GEI) en las alternativas de mejora propuestas. Para ello, se miden las emisiones de CO₂ y otros (GEI) como parte de la actividad de la instalación. Para simplificar su cálculo, y teniendo en cuenta que una alta proporción de los GEI emitidos son consecuencia del consumo de combustibles, se puede realizar el cálculo a partir del dato del consumo de los diferentes combustibles utilizados en la instalación. En caso de no disponer de dicho dato, se podrá utilizar como referencia la huella de carbono producida por instalaciones comparables a la REE.

7.4.8 SISTEMA DE GESTIÓN Y SUS ESTÁNDARES

7.4.8.1 Indicadores utilizados para el control, seguimiento y optimización de la parte operativa de los procesos medulares

Los principales hallazgos son los siguientes:

- Se han localizado pérdidas de oportunidades por calidad extra de los derivados producidos. Se recomienda controlar la variable operacional que genera dicha calidad, por lo que se debe hacer un seguimiento más exhaustivo de este tipo de indicadores.
- La revisión documental revela la existencia de un contrato con Honeywell C.A. para la licencia y asistencia técnica para software RPMS que se trata de uno de los mejores programas del mercado para optimizar la operación. No obstante, se desconoce el uso dado a este programa en la REE. La aplicación debería emplearse a nivel operativo para verificar el cumplimiento de lineamientos previamente establecidos en el Plan Estratégico Empresarial y para corregir desviaciones respecto de los resultados estimados por el POA.
- En el informe de fiscalización con KBC se han encontrado evidencias de la existencia de metodologías de simulación para establecer la Captura del Margen como KPI de operación clave. Para ello se desarrollaron durante el año 2014 los modelos termodinámicos y cinéticos de todas las unidades principales de procesos mediante la aplicación Petro-SIM, señal de que existe un plan de establecimiento de indicadores para los principales procesos medulares. Queda pendiente determinar si se produjo la implantación de este plan, así como el control y análisis que Esmeraldas aplica a los modelos preparados por KBC.
- Así mismo, EPP Refinería en el contrato con KBC el: "Estudio de selección de crudos alternativos para refinerías EPP PETROECUADOR" esto se refiere a la dieta de alimentación de la Refinería para aumentar la eficiencia. Queda pendiente determinar si se produjo la implantación de este plan, así como el control y análisis que REE aplica y como lo usa. A la fecha de emisión de este informe esta información no ha sido suministrada y por ende no verificada.
- Se presenta evidencias de que REE contrató a Solomon para verificar y cuantificar los beneficios de las modificaciones y realizar un estudio de benchmarking que cubriría por lo menos los años 2013, 2014, 2015 y 2016. Atendiendo a que los reportes de Solomon se caracterizan por ser muy completos, disponer de las conclusiones los mismos sería una información muy valiosa para incluir en la presente evaluación. A fecha de emisión del

presente informe el consorcio ICC-Tecnatom no dispone de los mencionados reportes de Solomon en los que sin duda se presenta, entre otra, información relativa al cuartil en que se encuentra la REE.

A partir de los indicadores de eficiencia operativa mencionados en el apartado 4.3 Estrategia operacional, que son indicadores macro, se pueden establecer una serie de indicadores particularizados que permiten un examen particularizado para cada Unidad de Proceso.

En la TABLA 30 se presentan indicadores particularizados para las principales Unidades de Proceso de la REE.

Tabla 30 Indicadores utilizados para el control, seguimiento y optimización de la parte operativa de los procesos medulares

UNIDADES DE PROCESO	INDICADORES ESPECÍFICOS	DISPONIBLE	REFERENCIA
Destilación atmosférica de crudo	Temperatura línea de transferencia	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Destilación al vacío crudo reducido	Temperatura línea de transferencia	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
	Condiciones de vacío de la torre	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Viscoreductoras	Temperatura del craqueo térmico	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Craqueo catalítico FCC	Tasa de adición del catalizador	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
	Octanaje de la nafta	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
	Factor metálico de la carga	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
	Relación entre catalizador/aceite circulante	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Reformado Catalítico CCR	Temperatura línea de transferencia de los reactores	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
	Valor de octanaje obtenido	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
	Contenido de azufre en la carga (ppm)	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Isomerizadora de Naftas	Temperatura línea de transferencia al reactor	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
	Relación Hidrógeno/Hidrocarburo	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
	Valor de octanaje	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
HDS Diesel	Relación Hidrógeno/Hidrocarburo	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA

UNIDADES DE PROCESO	INDICADORES ESPECÍFICOS	DISPONIBLE	REFERENCIA
HDT Nafta	Presión de operación	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
	Programa de incremento de temperatura a lo largo de la corrida	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
	Relación Hidrógeno/Hidrocarburo	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA.
	Programa de incremento de temperatura a lo largo de la corrida	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
Indicadores generales	Ventas anuales de productos (en bbl y USD)	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
	Informes de desviaciones de calidad	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
	Informes de margen de refinación (estimado y real) y porcentaje de captura	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
	Informes de factores de servicio de las unidades de proceso	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA
	Histórico de costos de refinación y comparación con indicadores Solomon	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell PDVSA.
	Reportes que justifiquen las desviaciones constatadas entre el scheduling y el plan operativo	No	Solomon. Exxon/Mobil. Shell. PDVSA

7.4.8.2 Evaluación del entorno organizativo a través de la revisión de los procedimientos de operación y mantenimiento, gestión del cambio, planes de mantenimiento e inspecciones y su cumplimiento, análisis de integridad mecánica, competencias del personal relacionado con la operación, mantenimiento y confiabilidad de la REE

La evaluación del Entorno Organizativo se presenta en el informe E5 - Informe de Evaluación del Entorno Organizativo, si bien en el presente informe se presentan las principales áreas evaluadas, así como los hallazgos encontrados hasta la fecha.

Los principales hallazgos relativos al Entorno Organizativo son los siguientes:

- PETROECUADOR suscribió un contrato con KBC Advanced Technologies para el desarrollo de Mejores Prácticas centrado en desarrollar un modelo de Gestión del Cambio (Management of Change, MoC) y un Plan de Capacitación que revisase las competencias de todo el personal de Esmeraldas. En este contrato, KBC establece el siguiente alcance contractualmente: *“KBC está aquí para guiar, recomendar, apoyar: pero sólo Uds. (EP Petroecuador) pueden EJECUTAR”*. Por tanto, la implementación del plan nunca fue alcance de KBC.



- A tenor de estas revelaciones, el Modelo de Gestión del Cambio planificado por KBC y el Plan de Mejores Prácticas se encuentran implantados sólo parcialmente en el Sistema de Gestión de PETROECUADOR. La implementación total del Modelo de Gestión es crucial para generar los cambios en las conductas organizacionales necesarios para convertir las nuevas capacidades del personal en mejoras sustentables para el desempeño del negocio y parte del trabajo aún está pendiente de realizarse en Esmeraldas.
- Existen, por tanto, una serie de procedimientos de gestión mínimos exigidos por norma (estándares internacionales de la serie ISO) que están ausentes dentro de la documentación proporcionada por PETROECUADOR. Este equipo evaluador presupone que no se dispone de dicha información documentada por no estar elaborada. El personal de la REE, que asegura, a través de las entrevistas mantenidas durante la visita realizada por miembros del equipo evaluador del Consorcio ICC-Tecnatom, disponer de las certificaciones ISO correspondientes (series ISO 9000 e ISO 14000 en particular) debe comenzar a gestionar sus recursos conforme al marco normativo ISO al que está suscrito. En lo referente a los procedimientos de gestión, esto implica desarrollar e implementar toda la información documentada que aún no esté elaborada, y que se presenta en la TABLA 31.

Tabla 31: Procedimientos de gestión requeridos por el conjunto de normas ISO para la REE

Área de Gestión	Procedimientos	Localizado	Cumplimiento de referencia	Criterio normativo de referencia empleado
Planificación	Identificación de objetivos y establecimiento de la política gerencial	NO	-	ISO 9001 – sección 5.2 “Política de calidad” ISO 9001 – sección 6.2 “Objetivos de la calidad y planificación para lograrlos” ISO 14001 – sección 5.2 “Política ambiental” ISO 14001 – sección 6.2 “Objetivos ambientales y planificación para alcanzarlos.” ISO 45001 - sección 5.2 “Política de la Seguridad y Salud en el trabajo” ISO 45001 – sección 6.2 “Objetivos de la SST y planificación para lograrlos” ISO 55001 – sección 5.2 “Política de Gestión de Activos”
	Identificación de requisitos legales aplicables en materia de confiabilidad de equipos, calidad, seguridad, higiene y medioambiente	NO	-	ISO 9001 – sección 5.2 “Política de calidad” ISO 14001 – sección 5.2 “Política ambiental” ISO 45001 – Sección 5.2 “Política de la seguridad y salud en el trabajo” ISO 55001 – “Política de la gestión de activos”
	Identificación y evaluación del riesgo	NO	-	ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001 e ISO 55001 – sección 6.1 “Acciones para tratar el riesgo y las oportunidades”

Área de Gestión	Procedimientos	Localizado	Cumplimiento de referencia	Criterio normativo de referencia empleado
	Dirección de proyectos	SI	SI	ISO 9001 e ISO 55001 – sección 5.1 “Liderazgo y compromiso” ISO 9001 e ISO 55001 – sección 5.3 “Funciones, responsabilidades y autoridades de la organización.” ISO 9001 e ISO 55001 – sección 8.1 “Planificación y control operacional” ISO 9001 e ISO 55001 – sección 9.3 “Revisión por la dirección” ISO 9001 e ISO 55001 – sección 5.1 “Liderazgo y compromiso”
	Planificación y financiamiento de los recursos para las actividades de confiabilidad de equipos, calidad, seguridad, higiene y ambiente	NO	-	ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001 e ISO 55001 – sección 7.1 “Recursos”
Soporte/Infraestructura/ Apoyo	Elaboración de documentación y control de documentos	NO	-	ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001 e ISO 55001 – sección 7.5 “Información documentada”
	Capacitación inicial y continua del personal de planta.	NO	-	ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001 e ISO 55001 – sección 7.2.2 “Competencia”
	Comunicación interna y concienciación	NO ⁹	-	ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001 e ISO 55001 – sección 7.4 “Comunicación” ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001 e ISO 55001 – sección 7.4 “Toma de conciencia”
Operación	Procedimientos varios de operación	N/A	N/A	ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001 e ISO 55001 – sección 8.1 “Planificación y control operacional”
	Procedimientos de emergencia	N/A	N/A	ISO 14001 e ISO 45001 - sección 8.2 “Preparación y respuesta ante emergencia”
	Gestión del cambio (MoC, Management of Change)	SI	NO ¹⁰	ISO 9001 – sección 6.3 “Planificación de los cambios” ISO 45001 e ISO 55001 – “Gestión del cambio” ISO 9001, ISO 14001, ISO

⁹ Se encontró el procedimiento, pero no se aportó ninguna evidencia de su implantación mediante formatos y registros cumplimentados (REF.06.FO.01 y REF.06.FO.02)

¹⁰ No se encontró el procedimiento, pero existen evidencias de su desarrollo junto a los respectivos Planes de Adiestramiento elaborados por KBC

Área de Gestión	Procedimientos	Localizado	Cumplimiento de referencia	Criterio normativo de referencia empleado
				45001 e ISO 55001 – “Mejora continua”
	Gestión del laboratorio	SI	SI	ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001, ISO 55001 – sección 8.1 “Planificación y control operacional” ISO 9001 – sección 8.2 “Requerimientos de productos y servicios” ISO 9001 – sección 8.5 “Producción y provisión del servicio”
Evaluación del desempeño	Inspección de equipos	NO	-	ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001 e ISO 55001 – sección 9.1 “Seguimiento, medición, análisis y evaluación del desempeño.”
	Auditorías Internas de calidad	NO	-	ISO 9001 – sección 9.2 “Auditoría interna” ISO 14001 – sección 9.2 “Auditoría interna”
Mejora y seguimiento	Gestión de No conformidades, acciones preventivas y correctivas	NO	-	ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001 e ISO 55001 – sección 10.2 “Incidentes, No conformidades y acciones correctivas”

En los aspectos de capacitación y adiestramiento del personal, REE invirtió una cantidad de recursos muy elevada, tal como se detalla en el documento E5.- Informe de evaluación del entorno organizativo.

8 ÍNDICE DE TABLAS, CUADROS, FIGURAS Y GRÁFICOS

8.1 ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: INTERROGANTES CLAVE DEL PROGRAMA DE REHABILITACIÓN DE REE	5
TABLA 2: PRINCIPALES CONCLUSIONES Y SOLUCIONES PROPUESTAS.	7
TABLA 3: DESGLOSE (WBS) DE REE EN ÁREAS Y UNIDADES.	17
TABLA 4: PRINCIPALES EQUIPOS AFECTADOS POR EL PROGRAMA DE REHABILITACIÓN DE REE Y SU IMPLICACIÓN EN LOS DIFERENTES PROYECTOS	22
TABLA 5: ENTREGABLES DEL DOCUMENTO DE INGENIERÍA CONCEPTUAL	28

TABLA 6: REGISTRO DE LA EVALUACIÓN DE LA INGENIERÍA CONCEPTUAL POR PROYECTOS	29
TABLA 7: VALIDACIÓN DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA EN ORIGEN	33
TABLA 8: VALIDACIÓN DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA DURANTE EL SERVICIO ..	35
TABLA 9: PRINCIPALES CRITERIOS DE VALIDACIÓN DE LA ESTRATEGIA OPERACIONAL.....	37
TABLA 10: CRITERIOS Y NORMAS DE REFERENCIA PARA LA INSPECCIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES.....	39
TABLA 11: CRITERIOS, NORMAS Y REFERENCIAS PARA LA EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROCESOS Y DE SERVICIOS AUXILIARES TÉCNICA DE INSTALACIONES.....	40
TABLA 12: CRITERIOS Y REFERENCIAS PARA LA EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS PRINCIPALES EQUIPOS	41
TABLA 13: GRADO DE AVANCE DE PROYECTOS DEL PROGRAMA DE REHABILITACIÓN.....	42
TABLA 14: PROPUESTA DE CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA PLANIFICACIÓN OPERACIONAL.....	45
TABLA 15: EVALUACIÓN DE DOCUMENTACIÓN DE PROCESOS, NORMAS Y PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN	46
TABLA 16: EVALUACIÓN DE LAS GUÍAS OPERACIONALES	48
TABLA 17: CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE CONTROL DE PROCESOS Y AUTOMATIZACIÓN.....	49
TABLA 18: CRITERIOS DE EVALUACIÓN Y REFERENCIAS DE PLANTA DE AUTOGENERACIÓN.....	51
TABLA 19: CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS DE CONTROL AVANZADO Y OPTIMIZACIÓN	53
TABLA 20: CRITERIOS DE EVALUACIÓN Y REFERENCIAS DE DEL SISTEMA DE CONTROL DE GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, VAPOR, AGUA Y AIRE	54
TABLA 21: CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN	56
TABLA 22: CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE RIESGOS DE LA INSTALACIÓN Y REFERENCIAS APLICABLES.....	56

TABLA 23. CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD OPERACIONAL ..	57
TABLA 24: CRITERIOS DE EFICIENCIA Y PRODUCTIVIDAD	58
TABLA 25: CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE LOS INDICADORES DE INCIDENTABILIDAD Y ACCIDENTABILIDAD Y NORMATIVA APLICABLE	58
TABLA 26: CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE LAS PRÁCTICAS DE TRABAJO SEGURO Y NORMATIVA APLICABLE	59
TABLA 27: CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE MANTENIMIENTO	60
TABLA 28: CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN MEDIOAMBIENTAL....	61
TABLA 29: LIMITES DE VERTIDO (REF. ANEXO 2 DE RSRAOHE).....	63
TABLA 30 INDICADORES UTILIZADOS PARA EL CONTROL, SEGUIMIENTO Y OPTIMIZACIÓN DE LA PARTE OPERATIVA DE LOS PROCESOS MEDULARES	65
TABLA 31: PROCEDIMIENTOS DE GESTIÓN REQUERIDOS POR EL CONJUNTO DE NORMAS ISO PARA LA REE	67

8.2 ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: DESCOMPOSICIÓN DE ÁREAS DE PROCESO Y OFF - SITES	18
FIGURA 2: DESCOMPOSICIÓN (WBS) DE ÁREAS UTILIDADES	19
FIGURA 3: LÍNEA DE TIEMPO DEL PROGRAMA DE REHABILITACIÓN DE REE	24
FIGURA 4: PRESENTACIÓN EN PANTALLA DE ACTA DE CONSTITUCIÓN DE SUBCOMITÉ DE SEGURIDAD	52

9 ANEXOS

ANEXO I: ANTECEDENTES Y/O DATOS DE PARTIDA	72
ANEXO II: DESCRIPCIÓN DE LA REE	82
ANEXO III ALCANCE DEL PROGRAMA DE REHABILITACIÓN DE LA REE	96



ANEXO I:

ANTECEDENTES Y/O DATOS DE PARTIDA

I.- ANÁLISIS DOCUMENTAL

La documentación suministrada por el PNUD al consorcio ICC-Tecnatom se divide en dos entregas.

El día 20 de septiembre, coincidiendo con la firma del contrato con el PNUD, se entrega al consorcio ICC-Tecnatom la documentación indicada en los TdR, cuya estructura se presenta a continuación:

1. Índice
2. Registros de inspecciones realizadas a los equipos de la Refinería
3. Planes anuales de mantenimiento y evidencias de su ejecución
4. Fase 1.- Levantamiento de Requerimientos mediante "mark-up" fueron realizados sobre los planos existentes de la refinería, adicionalmente se dispone de especificaciones de equipos a reemplazarse. Para lo que fue la Fase 1 y 1.5 SK se dispone de planos de construcción sobre los planos emitidos por UOP. En la Fase II se tiene los entregables de la Fase I y adicionalmente se tienen planos de ingeniería en instalaciones renovadas o nuevas como la DMZ, Efluentes, Hornos de Crudo y turbogenerador nuevo
5. Contratos de reparaciones, modificaciones y compra de nuevas unidades durante la repotenciación de la REE
6. Guía de Dirección de Proyectos de la Normativa Interna de PETROECUADOR
7. Procedimiento de Gestión de Cambio de la Normativa Interna de PETROECUADOR
8. Anexos
 - Anexo 1: Sumario Rehabilitación de Refinería Estatal de Esmeraldas
 - Anexo 2: Descripción Fases Proyecto Rehabilitación de Refinería Esmeraldas
 - Anexo 3: Situación Actual de Refinería Estatal de Esmeraldas
 - Anexo 4: Listado de contratos, montos y alcances del Programa de Rehabilitación
 - Anexo 5: Estructura Orgánica del Programa de Rehabilitación
 - Anexo 6: Organigrama de la Refinería Estatal de Esmeraldas
 - Anexo 7: Plano Refinería Estatal de Esmeraldas
 - Anexo 8: Unidades de Proceso y Utilidades y Resumen Offsites Refinería Esmeraldas

Posteriormente el día 23 de octubre, se hace entrega de una pequeña parte de la documentación requerida por el consorcio ICC-Tecnatom, tras la visita realizada a la REE (días 4 y 5 de octubre). Dicha entrega estaba formada por las carpetas cuya denominación se presenta a continuación.

1. Presentación en Power Point relativa al proceso de refino de REE
2. Informes de parada de cada Unidad/Planta
3. Estudio de oportunidades de mejora emitido por KBC
4. Informes relativos a Unidades de Crudo
5. Informes relativos a Unidades Catalíticas 2 (AXENS)
6. Informes de desviación de productos a Flare
7. Toneladas de azufre quemadas en Flare por día
8. Listado de obras inconclusas

Tanto en el caso de la primera como de la segunda entrega, las denominaciones de algunas de las carpetas y ficheros entregados no reflejan la realidad del contenido de las mismas. Fruto de ello el PNUD ha establecido contactos con PETROECUADOR al objeto de que sea proporcionada aquella documentación complementaria necesaria para poder realizar una evaluación técnica operacional de la REE, que cubra el alcance incluido en los Términos de Referencia (TdR).

La documentación anterior ha sido complementada con documentación recabada directamente por el consorcio ICC-Tecnatom, relativa a PETROECUADOR de dominio público dado que está disponible en su página web. Los principales documentos obtenidos a través de esta vía son:

- Plan Estratégico Empresarial de EP PETROECUADOR (2018 – 2021)
- Plan Operativo Anual 2018 (POA) EP PETROECUADOR
- Informes estadísticos de EP PETROECUADOR ejercicios 2016 y 2017
- Informe estadístico EP PETROECUADOR (enero – septiembre 2018)
- Contratos varios entre EP PETROECUADOR y diferentes contratistas
- Normativa interna de EP PETROECUADOR

La información que se incluye en la documentación proporcionada ha sido ampliada, durante los días 4 y 5 de octubre, gracias a la visita que realizó personal del Consorcio ICC-Tecnatom a la REE, y gestionada a través del PNUD, para lo cual previamente se elaboró el “Plan detalle visita Refinería Estatal de Esmeraldas” que se presenta a continuación:

I.- Propósito: Verificación de antecedentes y complementación de información en los TdR

II.- Participantes ICC-Tecnatom

- Gerente del consorcio: Francisco José Luna Heredia
- Consorciado: Fernando Flores Simón.
- Ingeniero on-site: Emilio Blanco Cuervo.
- Director de la Consultoría: Javier Calle Martí
- Ingeniero de Mantenimiento: Franklin Parra
- Adjunto al Director de la Consultoría: Adolfo Pérez

III.- Identificación de Antecedentes

III.1.- Entrevistas:

- Solicitud para reunirse con Superintendente/Gerente General de la Refinería
- Solicitud para reunirse con los Intendentes/Responsables de las distintas áreas de la Refinería

III.2.- Inspección de Instalaciones, Verificación de Procedimientos, Documentación Técnica:

La visita consistirá en un recorrido por las instalaciones de la refinería con especial atención a:



- Unidad de Crudo
- Unidad de Vacío
- Unidad Viscosreductora
- Unidad Isomerizadora
- Unidad FCC
- Unidad HDT
- Unidad CCR
- Unidad HDS
- Planta de Generación de Vapor y Electricidad
- Planta de Recuperación de Azufre
- Planta de Tratamiento de Aguas Amargas
- Sistema de Agua de Enfriamiento
- Sistema de Desmineralización de Agua
- Sistema de Clarificación de Agua
- Sistema de Efluentes
- Planta de Tratamiento de Sosa Gastada
- Sistema de Fuel-Oil
- Subestaciones Eléctricas E, D y M
- Talleres de Mantenimiento
- Sala de Control

IV.- Resultados esperados de la visita e inspección técnica en el sitio:

Los resultados esperados se centran en la revisión/verificación de la estrategia operacional, su documentación, implantación y los controles establecidos para tal fin:

- Recopilación de documentación e información complementaria a la entregada a la fecha y requerida para realizar la evaluación técnica y operativa de la refinería, que no se ubica en los ficheros proporcionados.
- Estado general de las Unidades y Plantas/Sistemas que han sido objeto de la rehabilitación, con especial atención a los principales equipos, así como obras inconclusas y remates pendientes.
- Seguridad de la instalación; señalización de riesgos, cumplimiento de normas de carácter general, así como comprobar si se realizan observaciones preventivas de seguridad.

- Sala de Control; ergonomía, pantallas/paneles de operación, alarmas (frecuencia de aparición, tipología), documentación disponible, señalización de descargos de equipos.
- Impacto ambiental, desde el punto de vista visual, derivado de la explotación de la refinería; almacenamiento de residuos sólidos, efluentes líquidos y emisiones gaseosas.
- Estado de los talleres de mantenimiento.
- Aclaraciones técnicas con relación a dudas que puedan surgir hasta el día de la visita.

V.- Resultados obtenidos en la visita:

Durante la visita realizada se cumplieron totalmente 4 de los 6 objetivos mencionados en el apartado IV. Los dos objetivos que se cumplieron parcialmente se detallan a continuación:

- No se ha recopilado la documentación complementaria, si bien dicha documentación está identificada y pendiente de su entrega por parte de PETROECUADOR.
- No todo el equipo desplazado a la refinería pudo recorrer todas las instalaciones, dado que, atendiendo a la excelente disposición del personal de PETROECUADOR, se dedicó un porcentaje muy elevado del tiempo de la visita a intercambiar impresiones compartiendo su punto de vista en relación a los diferentes problemas que presenta la REE. Esta decisión se tomó atendiendo a que se consideró que aportaba mucho más valor añadido mantener reuniones con paneles de expertos que visitar unas instalaciones, que fueron íntegramente recorridas por el ingeniero on-site.

Fruto de la visita a REE se generaron 3 informes, que están a disposición del equipo de proyecto y que representan una fuente de información adicional:

- ICC-TEC-L1-V-IN-001 “Informe de visita a la Refinería de Esmeraldas Evaluación Procesos/Ingeniería”.
- ICC-TEC-L1-R-IN-001 “Informe de visita a la Refinería de Esmeraldas - Evaluación PRL”.
- ICC-TEC-L1-A-IN-001 “Informe de visita a la Refinería de Esmeraldas - Evaluación Medio Ambiente”.

Adicionalmente durante la visita a REE se realizó un amplio reportaje fotográfico, así como múltiples grabaciones en audio y video al objeto de compartir, con el máximo rigor posible, la información recabada con el resto de miembros del equipo de proyecto.

II.- ESTUDIOS COMPARADOS:

La industria de refinación a nivel mundial ha establecido a lo largo de su desarrollo, algunos parámetros de medición, identificación y clasificación que hagan más fácil entender cuan compleja es una refinería y cómo puede ser comparada con otras similares de la industria.

La realización de estudios comparados entre refinerías no es una tarea sencilla atendiendo a que no hay dos refinerías que tengan la misma configuración o apliquen las mismas tecnologías

debido a sus diferencias entre materias primas y requisitos de productos, características de procesamiento, grado de integración y cómo ha evolucionado la planta.

Al objeto de facilitar la clasificación y comparación de refinerías se ha introducido el “Índice de complejidad” (IC) que permiten que éstas puedan compararse en relación con su sofisticación e intensidad de capital.

Otro factor o indicador clave para los refinadores es el “Margen de refinación” indicativo del beneficio obtenido por cada barril de crudo refinado.

ÍNDICE DE COMPLEJIDAD

Los activos fijos primarios de una refinería son sus unidades de proceso, y la forma más fácil de describir dichas unidades es en términos de su capacidad de producción, complejidad de tecnología y gastos de capital para adquisición y construcción.

Una refinería representa una colección de unidades de proceso integradas que se caracterizan por el número, tamaño, tipo y las tecnologías aplicadas. Es común clasificar las refinerías en términos generales por la presencia o ausencia de unidades particulares (por ejemplo, las refinerías de craqueo contienen unidades de craqueo, las refinerías de coquización contienen cokers). La manera en que se integran las unidades y el costo asociado con la recepción y el envío de la materia prima y el producto refinado, incluida la capacidad de almacenamiento, son importantes, pero generalmente se consideran factores secundarios.

Wilbur Nelson introdujo el concepto de “Índice de complejidad” en la década de 1960 para cuantificar el costo de construcción base de las unidades de proceso (Nelson, 1976a). La nueva construcción se conoce como construcción base o adición de unidades, mientras que los proyectos de expansión agregan barriles a las instalaciones existentes. Ambas inversiones agregan capacidad, pero la naturaleza de la construcción y la intensidad de capital difieren. Nelson expresó la complejidad de una unidad de proceso como el costo de construcción base de la unidad en relación con el costo de la unidad de destilación atmosférica normalizada con base en su capacidad.

En la TABLA I-1 se presenta la clasificación de las refinerías atendiendo a su índice de complejidad.

Tabla I-1: Índice de Complejidad de Refinerías

CLASIFICACIÓN	NOMBRE	RANGO COMPLEJIDAD
Muy Simple	Topping	< 2
Simple	Hydroskimming	2 - 5
Compleja	Conversión tipo Cracking	5 - 14
Muy Compleja	Conversión profunda Coking	> 14

En el año 2014 se evaluaron en Estados Unidos 122 refinерías encontrándose una distribución de su complejidad tal, como se refleja en la FIGURA I-1, un valor medio de IC = 8.7, lo que indica que la media de complejidad de refinерías en USA es de la categoría “Compleja”. El Índice de Complejidad permite realizar, una vez estimado el Índice de Complejidad de REE, estudios comparados con otras refinерías con similar que tengan similar IC.

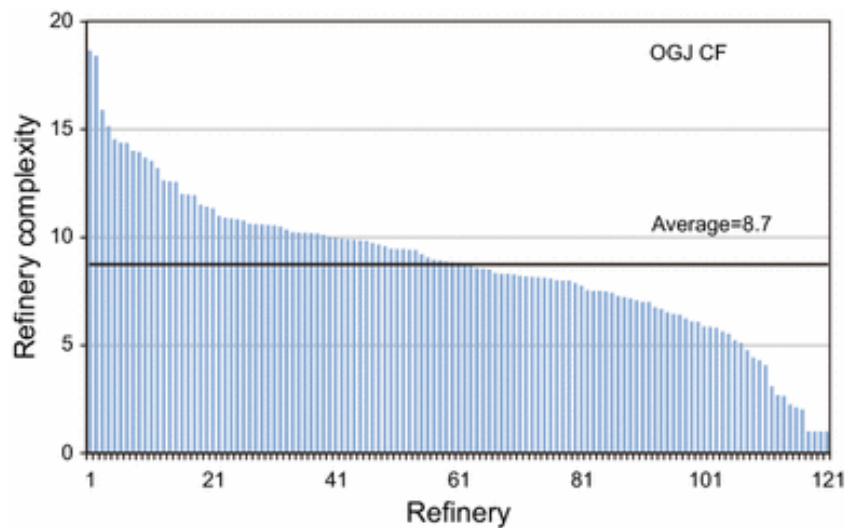


Figura I-1: Distribución del Índice de Complejidad de Refinerías en USA (2014)¹¹

Tal como se presentan en la TABLA I-2, el Índice de Complejidad de la REE tiene un valor estimado de 7,09 lo que la sitúa, tal como era de prever, dentro de la categoría de Refinerías Complejas.

Para la realización del cálculo se precisa conocer la capacidad de cada una de las Unidades de Proceso, cuyo valor se presenta en el ANEXO II (Descripción de la REE).

¹¹ Oil&gas Journal

Tabla I-2: Índice de Complejidad de la REE

UNIDAD	CAPACIDAD (BPD)	FACTOR COMPLEJIDAD (1998)	ÍNDICE DE COMPLEJIDAD
Destilación de crudo 1	55.000		
Destilación de crudo 2	55.000		
Total destilación crudo	110.000	1,00	1,0000
Vacío 1	28.500		
Vacío 2	14.500		
Total Vacío	43.000	3,00	1,1727
Viscorreductora 1	15.750		
Viscorreductora 2	15.750		
Total Viscorreductoras	31.500	2,75	0,7875
FCC	20.000	6,00	1,0909
NHT/Isomerizadora	3.600	5,00	0,1636
HDT	13.000	5,00	0,5909
CCR	10.000	5,00	0,4545
HDS	24.500	5,00	1,1136
MEROX Jet Fuel	1.520	2,50	0,0345
Tratamiento de Jet Fuel	15.000	2,50	0,3409
MEROX Nafta	11.000	2,50	0,2500
MEROX GLP	3.300	2,50	0,0750
Oxidación de Asfaltos	1.240	1,50	0,0169
			7,0912

MARGEN DE REFINACIÓN

El “Margen de Refinación” es un factor o indicador clave para los refinadores. Existen varias formas para su cálculo, siendo el más común el relacionado con el beneficio obtenido (\$) por cada barril de crudo destilado o lo que es lo mismo el importe de la venta de los productos de la refinería restándole los costos de la materia prima y los costos operacionales.

Este indicador se debe calcular diariamente, y se ha convertido en el indicador clave de desempeño de una refinería.

La ecuación para el cálculo del margen de refinación incluye los tres factores principales fijados por la industria:

- Precio del crudo
- Precio de los productos
- Costos de refinación

De forma que incluye la información económica relevante para un refinador.

La IEA (International Energy Agency) publica reportes mensuales con los valores mundiales de margen de refinación, junto con la metodología de cálculo. En la FIGURA I-2, se presenta la evolución del valor medio del margen de refinación (tomando como muestra cientos de refinерías) durante el periodo comprendido entre 2004 a 2016, y diferenciando el valor obtenido atendiendo al índice de complejidad.

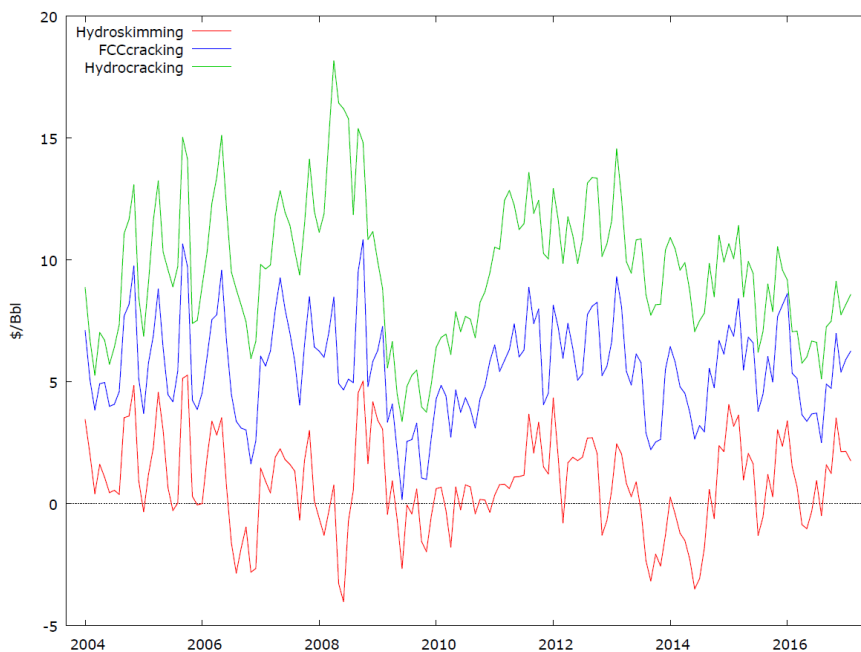


Figura I-2: Evolución Margen Refinación por complejidad (2004 – 2016)¹²

III.- SIMULACIONES

Las simulaciones han sido ampliamente utilizadas por el personal sobre el que recae la responsabilidad de la evaluación tanto de los costos incurridos durante el Programa de Rehabilitación de REE como de la estimación de costos para la Implementación del Plan de Mejora.

Algunos de los ejemplos en los que se han utilizado simulaciones son:

- Estimación de costos clase V para el complejo de refinación completo, utilizando datos estadísticos de unidades similares instaladas en el mundo.
- Estimación de costos clase IV para las unidades de proceso incluidas en el programa de rehabilitación, utilizando en el cálculo del costo de dichas unidades de procesos el método de prorrateo exponencial basado en los equipos principales, determinados por el licenciante (en el caso de las unidades licenciadas) y estándares mundiales (en el caso de las unidades no licenciadas).

¹² IEA



- Para ambos tipos de estimados (clase IV y V) se utilizó la data suministrada en las publicaciones de la AACE (Asociación Americana de Estimadores de Costos) donde se publica los Índices de Nelson & Farrar para la industria petrolera, y las publicaciones de Oil & Gas Journal referente a estimados de costos clase V y clase IV.
- Programa de simulación ICARUS XP exportado a tablas Excel
- Estimación de costos clase IV para equipos principales usando la metodología de la AFPM (American Fuels & Petrochemical Manufacturers) para la estimación del costo de los equipos principales de cada una de las unidades de proceso. Fórmulas matemáticas empleadas por los fabricantes de estos equipos.
- Herramientas desarrolladas y adquiridas por el estimador de costos a lo largo de su experiencia profesional (más de 25 años) en el área de estimación de costos de proyectos de inversión para la industria Petrolera con las principales empresas transnacionales de Ingeniería Procura y Construcción (Fluor Daniel, Foster Wheeler, Jacobs, KBR).



ANEXO II:

DESCRIPCIÓN DE LA REE

I.- INTRODUCCIÓN:

En el ANEXO II se presenta una descripción de las Áreas tanto de Proceso (No catalíticas 1 y 2 y Catalíticas 1, 2 y 3) como Generales (Off-sites y Utilidades) de la Refinería de Esmeraldas.

II.- ÁREAS NO CATALÍTICAS 1 Y 2:

UNIDADES DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA Y ESTABILIZADORAS DE NAFTAS (C-11)

El crudo recibido en la refinería es tratado, previamente al proceso de refinación, en los Sistemas de Tratamiento de Crudo al objeto de eliminar la mayor cantidad de contaminantes que éste contiene. Inicialmente el crudo se recibe en los tanques de alimentación, y se mantiene el tiempo suficiente para promover la separación del agua libre que viene consigo desde los campos de producción; cumplido este tiempo, el mismo es bombeado al primer tren de precalentamiento, pasando por los desaladores, donde se remueve el resto del agua y la sal contenida (esta corriente es denominada salmuera por su altísima concentración de sales). Seguidamente el crudo pasa por el segundo tren de precalentamiento, de allí al horno y luego a la Destiladora de Crudo. Esta primera etapa de dos trenes de precalentamiento optimiza el balance energético de la Destiladora y reduce el tamaño del horno de crudo.

La destilación es un proceso de separación físico, que se fundamenta en los diferentes puntos de ebullición de los componentes del crudo; por lo tanto, en ésta no se producen cambios en las estructuras moleculares de los componentes. El proceso de destilación atmosférica cuenta con dos unidades de destilación, que tienen por objeto separar el crudo en un cierto número de cortes o fracciones clasificadas en función de su temperatura de ebullición. Con tal objeto el crudo es calentado en los denominados hornos de crudo hasta alcanzar una temperatura aproximada de 360°C. En el proceso de destilación atmosférica, se obtienen los siguientes productos: gas combustible (incondensable), gas licuado de petróleo (GLP), naftas no estables, keroseno, diésel, diésel 2 y crudo reducido.

Las naftas no estables, obtenidas en la destilación atmosférica, se alimentan a la Estabilizadora de Naftas, donde se separan las naftas pesadas de las naftas ligeras.

- CRUDO 1/2: Las unidades de Crudo 1 y 2 (C-11), con capacidades de procesamiento cada una de 55.000,00 BPD reciben como corriente de entrada Crudo Oriente y lo destilan para producir los siguientes cortes:
- Gas combustible: se envían a la Unidad de Concentración de Gases GASCON (G-15)
 - GLP semi elaborado: se envía a la Unidad de Concentración de Gases GASCON (G-15)
 - Nafta ligera: se envía a la Unidad NHT (H-32)/Isomerizadora de Naftas (P-31)
 - Nafta pesada: se envía a la Unidad HDT (P1-25)
 - Keroseno: se envía a la Unidad MEROX 100 (ME1-19)
 - Diesel semi elaborado: se envía a Unidad HDS (D-28)
 - Diesel 2 para su almacenamiento

- Crudo reducido: se envía desde las Unidades de Crudo (C-11) respectivamente a las Unidades de Vacío 1 y 2 (V-12 y VL-13)
- Agua de proceso

UNIDADES DE DESTILACIÓN AL VACÍO (V-12 Y VL-13)

La destilación al vacío se utiliza con la finalidad de recuperar destilados a partir del residuo de la destilación atmosférica, para lo cual se realiza una nueva destilación de dicha fracción a muy baja presión, lo cual disminuye las temperaturas de ebullición de los componentes. Tras la destilación al vacío se obtienen gases combustibles, gasóleos y residuos de vacío. Los gasóleos se envían principalmente a la Unidad de Descomposición Catalítica, mientras que el residuo de vacío tiene tres usos: reductoras de viscosidad (viscorreductoras), preparación de fuel oil o bunker y asfaltos. Las Unidades de Destilación al Vacío cuentan con una fuente fija calor en los hornos de vacío V-H1 y VL-H1.

- VACÍO 1: La Unidad de Vacío 1 (V-12), con capacidad de 28.500,00 BPD recibe como corriente de alimentación crudo reducido, que una vez destilado produce los siguientes cortes:
 - Gas combustible: para ser usado en hornos
 - Gasóleo liviano: se envía a la Unidad de Craqueo Catalítico (F-14)
 - Gasóleo pesado: se envía a la Unidad de Craqueo Catalítico (F-14)
 - Fondos de vacío: se envía a las Unidades Viscorreductoras 1 y 2 (TV-17 y TV1-18) y al Pool de Mezcla de Asfaltos
 - Agua de proceso
- VACÍO 2: La Unidad de Vacío 2 (VL-13), con capacidad de 14.500,00 BPD recibe como corriente de alimentación crudo reducido, que una vez destilado produce los siguientes cortes:
 - Gas combustible: para ser usado en hornos
 - Gasóleo liviano: se envía a la Unidad de Craqueo Catalítico (F-14)
 - Gasóleo pesado: se envía a la Unidad de Craqueo Catalítico (F-14)
 - Fondos de vacío que alimentan las Unidades Viscorreductoras 1 y 2 (TV-17 y TV1-18) y al Pool de Mezcla de Asfaltos
 - Agua de proceso

UNIDADES VISCORREDUCTORAS (TV-17 Y TV1-18)

Este proceso que se basa en la desintegración térmica de la corriente de alimentación (residuo de la destilación al vacío), consiste en la ruptura de las moléculas largas de hidrocarburos para transformarse en moléculas de menor longitud, las cuales tienen propiedades diferentes de la corriente de alimentación. La viscorreducción no es un proceso catalítico; es una descomposición térmica de un solo paso, cuyo objetivo es reducir la viscosidad o el punto de escurrimiento del residuo de vacío. Cuando las moléculas largas de hidrocarburos presentes en el residuo de vacío se craquean (rompiendo su estructura) se transforman en componentes más pequeños,

obteniéndose un rendimiento predecible de destilados y de productos residuales remanentes. El calentamiento del residuo de vacío se produce en los hornos de las viscorreductoras (hornos de visbreaking).

Tras este proceso, se obtiene nafta, que es un producto más liviano. Adicionalmente, en esta unidad se obtienen como subproductos pequeñas cantidades de gases, otros destilados y un residuo de la viscorreductora.

- VISCORREDUCTORA 1: La Unidad Viscorreductora 1 (TV-17), con capacidad de procesamiento de 15.750,00 BPD recibe como corriente de entrada residuos de vacío producidos en las Unidades de Vacío 1 y 2 (V-12 y TV1-18) y produce los siguientes cortes:
 - Gas combustible: se envía a la Unidad de Concentración de Gases GASCON (G-15)
 - Nafta viscorreducida: se envía a la Unidad de Nafta Tratada MEROX 200 (ME-20)
 - Diesel: parte se envía a la Unidad HDS (D-28) y el resto va hacia almacenamiento
 - Fuel Oil: se envía a pool de Mezcla de Fuel Oil y almacenamiento
 - Agua de proceso
- VISCORREDUCTORA 2: La Unidad Viscorreductora 2 (TV1-18), con capacidad de procesamiento de 15.750,00 BPD recibe como corriente de entrada Fondos de Vacío producidos en las unidades Vacío 1 y 2 (V-12 y VL-13), para reducir viscosidad y producir los siguientes cortes:
 - Gas combustible: se envía a la Unidad de Concentración de Gases GASCON (G-15)
 - Nafta viscorreducida: se envía a la Unidad de Nafta Tratada MEROX 200 (ME-20)
 - Diesel: parte se envía a la Unidad HDS (D-28) y el resto va hacia almacenamiento
 - Fuel Oil: se envía a pool de Mezcla de Fuel Oil y almacenamiento
 - Agua de proceso

III.- ÁREA CATALÍTICA 1:

CRAQUEO CATALÍTICO FLUIDO (F-14)

La Unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC) es una de las más importantes de la REE pues en ésta, el gasóleo obtenido en las Unidades de Destilación al Vacío por efecto de la temperatura, y en presencia de un catalizador, es convertido en corrientes de proceso más ligeras tales como el GLP y Naftas. La unidad de FCC utiliza un proceso de desintegración a alta temperatura, para convertir los hidrocarburos pesados en productos más livianos.

- FCC: La unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado FCC (F-14), con capacidad de 20.000 BPD, recibe como corriente de entrada los aportes de Gasóleos livianos y pesados de Vacío 1 y 2 que una vez craqueados producen los siguientes cortes:
 - Nafta: se envía a la Unidad de Nafta Tratada MEROX 200 (ME-20)
 - GLP: se envían a la Unidad de Concentración de Gases GASCON (G-15)
 - También se producen aceite cíclico ligero, pesado y clarificado, que se envían al Pool de mezcla de Fuel oil.

CONCENTRACIÓN DE GASES GASCON (G-15)

La unidad Concentradora de Gases (GASCON), que se alimenta con gases obtenidos en otros procesos, tiene como función la recolección de gases para separarlos y enviar por un lado el gas (C1-C2), a Tratamiento de Gases U, U1, y posteriormente al Sistema de Fuel Gas y el GLP (C3-C4) a Merox 300 para su tratamiento antes de ser enviado a almacenamiento.

- GASCON: La unidad de concentración de gases GASCON (G-15), recibe como corrientes principales Gas, GLP semi elaborado desde Crudo 1, Crudo 2 y GLP de Cracking de la unidad FCC, para producir:
 - GLP Concentrado: se envía a la Unidad de GLP MEROX 300 (ME-21)
 - Gas: se envía a Unidad de Tratamiento de Gases (U/U1)

UNIDAD DE MEROX 300 GLP (ME-21)

En esta unidad, el GLP obtenido en la Unidad de Concentración de Gases GASCON es tratado a fin de que cumpla las especificaciones en relación con la concentración de elementos químicos contaminantes (tales como contenido de azufre) vigentes en el país. Para ello el GLP se alimenta a una torre de absorción en donde el H₂S es capturado por la Dietanolamina (DEA), que tiene afinidad para absorber a este gas, y posteriormente es lavado con sosa cáustica. El GLP depurado es enviado a las esferas de almacenamiento para su despacho y comercialización.

- MEROX 300 GLP (ME-21): La unidad MEROX 300 GLP (ME-300) con capacidad aproximada de 3.300,00 BPD, recibe como alimentación GLP Concentrado producido en la Unidad de Concentración de Gases GASCON y se obtiene GLP para su comercialización:
 - GLP para su almacenamiento en esferas

UNIDAD MEROX 200 NAFTA TRATADA (ME-20)

En esta Unidad se trata la nafta obtenida, tanto en la Unidad de FCC como en las Viscosreductoras, al objeto de reducir la concentración de sustancias contaminantes, tales como los mercaptanos (con elevado contenido en azufre). Este proceso consiste en un lavado de la nafta con sosa cáustica y su posterior ingreso a un reactor, en el cual se producen las reacciones de transformación de mercaptanos a disulfuros, compuestos que no son corrosivos.

- MEROX 200 NAFTAS (ME-20): La unidad MEROX Gasolina ME-200 (ME-20) con capacidad de 11.000,00 BPD, recibe como corrientes de entrada Nafta del FCC y la de Viscosreducción para producir:
 - Gasolina que va al Pool de mezclas de gasolinas y Almacenamiento.

IV.- ÁREA CATALÍTICA 2:

UNIDAD MEROX 100 JET-FUEL (ME1-19)

Es la Unidad en donde se trata el Keroseno obtenido en las Unidades de Destilación atmosférica para depurarlo al objeto de cumplir las rigurosas especificaciones de los combustibles para el transporte aéreo (JET FUEL). Este proceso consiste en un lavado con sosa cáustica, para neutralizar los ácidos nafténicos, un posterior lavado con agua para remoción de la sosa cáustica y un filtrado, con sal y arcilla, para la eliminación de trazas de agua e impurezas. El producto obtenido es enviado a los tanques de almacenamiento para su comercialización.

- MEROX 100 JET-FUEL (ME1-19): La unidad MEROX Jet Fuel ME-100 (ME1-19) con capacidad de procesamiento de 15.000,00 BPD, recibe como corriente de entrada el Keroseno de las Unidades de Crudo 1 y 2 para producir:
 - Jet Fuel a almacenamiento

UNIDADES HIDROTRATADORA DE NAFTAS LIVIANAS (H-32) E ISOMERIZACIÓN (P-31)

El objetivo fundamental de la Unidad Hidrotratadora de Naftas Livianas (NHT) es acondicionar las Naftas ligeras obtenidas en la estabilizadora de Naftas de la Unidad de Crudo, a los requerimientos, en cuando al contenido de azufre, de la Unidad de Isomerización. La Unidad de Hidrotratadora de Naftas Livianas requiere del suministro de hidrógeno (H_2) libre de impurezas tales como H_2O , CO , CO_2 y compuestos de azufre, al objeto de transformar el S contenido en las naftas livianas a SH_2 principalmente. Parte de la nafta liviana hidrotratada puede ser enviada al Pool de Mezclas de Gasolinas.

En la Unidad de Isomerización, la Nafta liviana hidrotratada, de muy bajo Octanaje (RON: 60 – 80), se transforma en una Nafta de mayor Octanaje (RON: 83 – 90), denominada Nafta Isomerizada, apropiada para ser enviada al Pool de Mezcla de Gasolinas.

- NHT e ISOMERIZACIÓN (P-31): La unidad de Isomerización (P-31) con capacidad de 3.600 BPD, recibe como corriente de entrada la Nafta liviana para producir:
 - Nafta liviana isomerizada a Pool de Mezcla de Gasolinas.

UNIDAD HIDROTRATADORA DE NAFTAS PESADAS (P1-25)

El objetivo fundamental de la Unidad Hidrotratadora de Naftas Pesadas (HDT) es acondicionar las Naftas pesadas obtenidas en la estabilizadora de Naftas de la Unidad de Crudo, a los requerimientos, en cuando al contenido de azufre, de la Unidad de Reformado Catalítico (CCR). La Unidad de Hidrotratadora de Naftas Pesadas requiere del suministro de hidrógeno (H_2), libre de impurezas tales como H_2O , CO , CO_2 y compuestos de azufre, al objeto de transformar el S presente en las naftas a SH_2 principalmente. Parte de la nafta pesada hidrotratada puede ser enviada al Pool de Mezclas de Gasolinas.

Este proceso genera efluentes ricos en contenido de azufre que son enviados al tratamiento de gases amargos.

- HDT (NAFTA PESADA): La unidad de hidrotratamiento de nafta pesada HDT (P1-25) con capacidad de 13.000,00 BPD, recibe como corriente de entrada la nafta pesada de Crudo 1 y 2, donde se producen:
 - Nafta pesada hidrotratada: se envía a la Unidad de Reformado Catalítico (P2-26).
 - Nafta pesada hidrotratada a Pool de Mezcla de Gasolinas

UNIDAD DE REFORMADO CATALÍTICO (P2-26/P3-27)

El objetivo de la Unidad de Reformado Catalítico (CCR) es incrementar el Octanaje de la Nafta pesada hidrotratada transformándola en la denominada Nafta reformada, ya apropiada para ser enviada al Pool de Mezcla de Gasolinas. Este objetivo se consigue incrementando la concentración de compuestos aromáticos en la Nafta pesada, obteniéndose por lo tanto hidrógeno (H_2), como subproducto. Este hidrógeno es posteriormente consumido en las Unidades de Hidrotratamiento de Naftas y de Hidrodesulfuración del Diesel

La Unidad de Reformado Catalítico (CCR) consta de 3 reactores, con sus respectivos hornos donde se produce el cracking térmico de las moléculas de hidrocarburos. Este cracking es modificado por la presencia de un catalizador que, aparte de incrementar la velocidad de reacción, modifica el mecanismo de ruptura de los enlaces entre átomos de carbono e inhibe parte de las reacciones secundarias productoras de gas, coque y residuos pesados.

El catalizador se regenera en el lazo de regeneración del CCR (P3-27)

En la Unidad de Reformado Catalítico se obtiene como producto Nafta reformada de alto octanaje fuel gas, GLP y emisiones de livianos que son quemados en la antorcha (flare).

- CCR: La unidad de Reformadora Catalítica (P2-26) con capacidad de 10.000,00 BPD, recibe a la entrada la Nafta Hidrotratada en HDT, que reacciona para producir:
 - Nafta pesada reformada a Pool de Mezcla de Gasolinas.

V.- ÁREA CATALÍTICA 3:

UNIDAD HIDRODESULFURADORA DE DIÉSEL (D-28)

En la Unidad Hidrodesulfuradora se elimina el azufre presente en el diésel mediante su tratamiento en forma combinada con hidrógeno, alta temperatura y catalizadores al objeto de reducir su concentración en azufre, obteniéndose como residuos ácido sulfhídrico gaseoso (H_2S) y agua contaminada. El ácido sulfhídrico gaseoso (H_2S) es enviado a la Unidad de Tratamiento de Gases Amargos y el agua a la Unidad Despojadora de Agua Amarga.

- HDS: La unidad Hidrodesulfuradora de Diesel HDS (D-28) con capacidad de 24.500 TPD, recibe las corrientes de Diesel procedente de las Unidades Crudo 1 y 2 y en menor medida de las Viscosreductoras 1 y 2, para producir:
 - Diesel Premium

UNIDADES DE TRATAMIENTO DE GAS COMBUSTIBLE (U-23/U1)

En la Unidades de Tratamiento de Gas Combustible (U-23 y U1) los gases combustibles, que van a ser utilizados en la propia refinería, son previamente tratados al objeto de eliminar los compuestos de nitrógeno y azufre que los contaminan. Los caudales de ingreso a esta unidad proceden principalmente de las viscorreductoras, la Unidad de Hidrotratamiento de Nafta Pesada, así como el gas de reciclo que ha sido usado en el diseño.

El proceso se basa en el empleo de un desulfurador de la familia de las aminas, en el que se retenidos compuestos tales como el ácido sulfhídrico gaseoso (H_2S).

- TRATAMIENTO DE GAS COMBUSTIBLE (U-23): con una capacidad de 6,90 MMCFD.
- TRATAMIENTO DE GAS COMBUSTIBLE (U1): con una capacidad de 16,50 TPD.

UNIDAD DE AMINAS (UI-33)

La Unidad de Aminas elimina los contaminantes ácidos del fuel gas y de las corrientes residuales gaseosas de las Unidades de Hidrotratamiento, Hidrodesulfuradora, Viscorreductoras y Gas de Reciclo. Estos gases contienen altas concentraciones de ácido sulfhídrico (H_2S), y por lo tanto debe tratarse para poder ser usado como combustible de refinería.

En la Unidad de Aminas las corrientes de hidrocarburos gaseosos que contienen ácido sulfhídrico (H_2S) se cargan en una torre de absorción de gas donde los contaminantes ácidos son absorbidos por disoluciones de aminas que circulan en contracorriente, de forma que el H_2S se disuelve en este absorbente líquido.

La amina, rica ácido en sulfhídrico se regenera, mediante su calentamiento con vapor, eliminando H_2S . La amina ya regenerada, pobre en H_2S , retorna al proceso de absorción y la corriente gaseosa (gas ácido), generada durante el proceso de regeneración, con elevada concentración en ácido sulfhídrico se envía a las Unidades de Recuperación de Azufre

- UNIDAD DE AMINAS (UI-33): La unidad Regeneradora de Amina (UI-33) recibe como entrada las corrientes de Fuel Gas desde las Unidades de Hidrotratamiento, Hidrodesulfuradora, Viscorreductoras, así como Gas de Reciclo desde HDS, obteniéndose:
 - Gas ácido: se envía a Unidades de Recuperación de Azufre
 - Fuel Gas Tratado: se envía hacia el Cabezal para su distribución y consume en la refinería
 - Hidrógeno: se envía a la Hidrodesulfuradora
 - Gas de venteo
 - Residuos de amina
 - Slop húmedo

UNIDADES DESPOJADORAS DE AGUAS AMARGAS (Z1-22/Z2-35/Z3)

El agua residual obtenida en las diferentes Unidades de la refinería (Unidades de Crudo, Hidrotratamiento, Viscorreductoras, FCC entre otras) es tratada en las Unidades Despojadoras de Aguas Amargas antes de ser enviadas a la Planta de Tratamiento de Efluentes.

El agua residual está contaminada principalmente en amoníaco (NH_3) y ácido sulfhídrico (H_2S), así como algunos fenoles, cloruros, CO_2 e hidrocarburos en mucha menor concentración.

El tratamiento básico realizado en las Unidades Despojadoras es:

- Desgasificación, en el tanque de almacenamiento de gases, del agua al objeto de eliminar hidrocarburos gaseosos
- Eliminación, en la columna despojadora con vapor, del H_2S y NH_3 disueltos, mediante el empleo de calor y vapor de agua. Los gases ricos en H_2S y NH_3 son enviados a la Unidad de Recuperación de Azufre. La mayor parte de esta agua tratada será retornada a los desaladores de la unidad de crudo donde los fenoles en el agua serán removidos por el crudo.

Hay tres Unidades despojadoras de aguas amargas cuya capacidad de procesamiento es:

- DESPOJADORA DE AGUAS AMARGAS (Z1-22): 21,50 m^3/h
- AGUAS AMARGAS (Z3): 21,50 m^3/h
- AGUAS AMARGAS (Z2-35): 7,60 m^3/h (nueva)

En cada una de las 3 unidades se obtienen las siguientes corrientes de salida:

- Gas ácido: se envía a Unidades de Recuperación de Azufre
- Agua despojada: se envía a la Planta de Tratamiento de Efluentes
- Slop húmedo

UNIDADES DE RECUPERACIÓN DE AZUFRE (S-24/S1-30)

Las Unidades de Recuperación de Azufre se basa en el proceso "Claus". Este proceso se basa en que un tercio del total del ácido sulfhídrico suministrado (H_2S) se quema (en el horno Claus) transformándose en dióxido de azufre (SO_2), reaccionando el H_2S restante reacciona con el SO_2 producido (en el reactor Claus) para así obtener azufre elemental, que se recoge líquido en un depósito, se enfría para su solidificación, se muele y se almacena para la venta.

El gas ácido procedente de la Unidad de Aminas y de la Unidad Despojadora de Aguas Amargas contiene H_2S y NH_3 . La unidad de recuperación de azufre está diseñada para procesar este gas ácido de manera que aparte de transformar el H_2S en azufre elemental, se produce la descomposición completa del NH_3 en la zona de alta temperatura del horno.

Hay dos Unidades de Recuperación de Azufre, cuya capacidad de procesamiento es:

- Unidad de Recuperación de Azufre (S-24): 13,90 ton/día
- Unidad de Recuperación de Azufre (S1-30): 50,00 ton/día (NUEVA)

El producto obtenido en las Unidades de Recuperación de Azufre es:

- Azufre elemental.

VI.- ÁREA OFF-SITES:

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO, TRANSFERENCIA Y MEZCLA DE PRODUCTOS (Y-8000-53)

Está conformado por todos los tanques utilizados para el almacenamiento del crudo, productos intermedios, slop, productos terminados y esferas en las cuales se almacena el GLP.

Debido a que se almacenan fluidos con diferente volatilidad, existen tanques de almacenamiento apropiados para cada producto. Así, por ejemplo, el crudo y las gasolinas son almacenadas en tanques con techo flotantes, que minimizan la evaporación de los productos livianos, mientras que los productos más pesados, tales como el diésel, fuel oil y asfaltos, se utilizan tanques con techo fijo.

LLENADEROS (Y-8000)

Los productos ya terminados, tras comprobar el cumplimiento de las especificaciones de calidad, son despachados para su comercialización desde los llenaderos, que son instalaciones que disponen de sistemas de medición y brazos de llenado para auto tanques (camiones tipo cisterna).

Mediante los llenaderos se despachan los productos (GLP en cilindros, gasolinas extra y súper, fuel oil y asfaltos) para consumo en el área de influencia de la refinería.

VII.- ÁREA UTILIDADES:

SISTEMA DE AGUA CRUDA (Y-1000)

El Sistema de agua cruda bombea el agua desde el Río Esmeraldas mediante las bombas de captación (Y-P1004/1005) hasta las balsas del sistema de clarificación de agua.

SISTEMA DE AIRE DE INSTRUMENTOS Y AIRE DE PLANTA (Y1500-71)

Para el accionamiento o mecanismos de control, como válvulas, así como para uso en procesos, la REE utiliza aire de instrumentos y planta, que es obtenido mediante cuatro compresores centrífugos. El aire de instrumentos, previa a su distribución, es secado en lechos de alúmina activada que retiene la humedad.

SISTEMA DE COMBUSTIBLE (Y-2500-72)

Los combustibles utilizados por los hornos y calderas de la REE son el Fuel Oil y el Gas Combustible. El Fuel Oil es calentado y mantenido a una temperatura alrededor de los 120° C, a la cual es bombeado y distribuido mediante cabezales que llegan a todas las Plantas de Proceso.

El gas combustible recibido de las Unidades de Tratamiento de Gases es mantenido a una presión de alrededor de 3,5 kg/cm².

SISTEMA DE AGUA (Y-3000-73)

Todos los procesos de refinación utilizan agua de enfriamiento para el control de las condiciones de operación, siendo los principales usos en intercambiadores de calor para enfriamiento de productos y refrigeración de cojinetes de bombas.

Este sistema es un circuito que se inicia con el envío mediante bombas de alta capacidad, desde la piscina de succión en las torres de enfriamiento hacia las unidades de procesos en donde intercambia calor, y vuelve a una temperatura mayor. El enfriamiento de esta agua, para mantener una temperatura constante en los procesos, es conseguido provocando la evaporación de una cierta cantidad de la misma agua, proceso para el cual absorbe calor de la masa de agua contigua.

SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA (Y-4000-75)

El sistema de tratamiento de agua consta de varios subsistemas:

- Sub Sistema de Tratamiento de Efluentes: Las corrientes hídricas que se generan en la Refinería son: las aguas lluvias, las aguas aceitosas o reciclables, las denominadas aguas saladas o no reciclables y las aguas sanitarias.
 - Tratamiento Primario: separación mecánica del agua y aceite (hidrocarburos) con la entrada de los efluentes a los separadores por gravedad API, que pasan al separador de placas corrugadas CPS y luego a las unidades de flotación por aire UFA. Con excepción del separador de placas corrugadas, el resto del equipamiento es parte de la Antigua Unidad de Efluentes. Con este tratamiento primario se busca disminuir la cantidad de hidrocarburos a menos de 20 ppm y la de sólidos en suspensión a menos de 50 ppm.
 - Tratamiento Secundario: Luego de las unidades de flotación por aire, el efluente resultante del tratamiento primario es bombeado a la Piscina de Homogenización, para pasar a las Piscinas de Fangos Activados, que contienen un relleno para la proliferación bacteriana, a fin de degradar los hidrocarburos remanentes.
 - Tratamiento Terciario: El efluente resultante del tratamiento secundario pasa a los clarificadores circulares y luego a un bio-reactor o filtro biológico de flujo invertido (2 grupos de filtros), para la degradación de las trazas de hidrocarburos remanentes, por último pasa por una batería de filtros de arena.

Parte del agua obtenida mediante este sistema de tratamiento es reciclada a la planta como reposición del agua de enfriamiento y agua a las desaladoras, en tanto que resto se destina a la Piscina de Estabilización antes de su descarga final al cuerpo receptor.

SISTEMA DE GENERACIÓN DE VAPOR Y AGUA DE ALIMENTACIÓN (Y-7000-74)

El proceso de generación de vapor precisa alimentar a las calderas con agua desmineralizada, que es calentada en el interior de tubos, que conforman la zona de transferencia de la caldera,

hasta la obtención del vapor. El agua utilizada para este propósito es rigurosamente tratada para eliminar impurezas como la sílice, sales de calcio y magnesio y oxígeno, que provocan corrosión e incrustaciones.

El calor necesario para el calentamiento del agua es suministrado por la combustión de gas y/o fuel oil, en quemadores instalados en el interior de las calderas.

El sistema dispone de 4 calderas que generan vapor sobrecalentado a alta presión (HS @ 600 psig), que se emplea tanto en el accionamiento de los turbogrupos de vapor como para obtener, tras su desobrecalentamiento y atemperamiento, vapor de media presión (MS @ 150 psig) y de baja presión (LS @ 50 psig).

Los tres tipos de vapor son distribuidos hacia las unidades de proceso que lo requieren a través de los cabezales principales de servicio.

SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

El sistema de generación eléctrica, conformado por cinco turbogeneradores, tienen una potencia de generación de 35 MW. Los turbogeneradores son accionados por vapor de alta presión (600 psi) producido en el Sistema de Generación de Vapor y Agua de Alimentación.

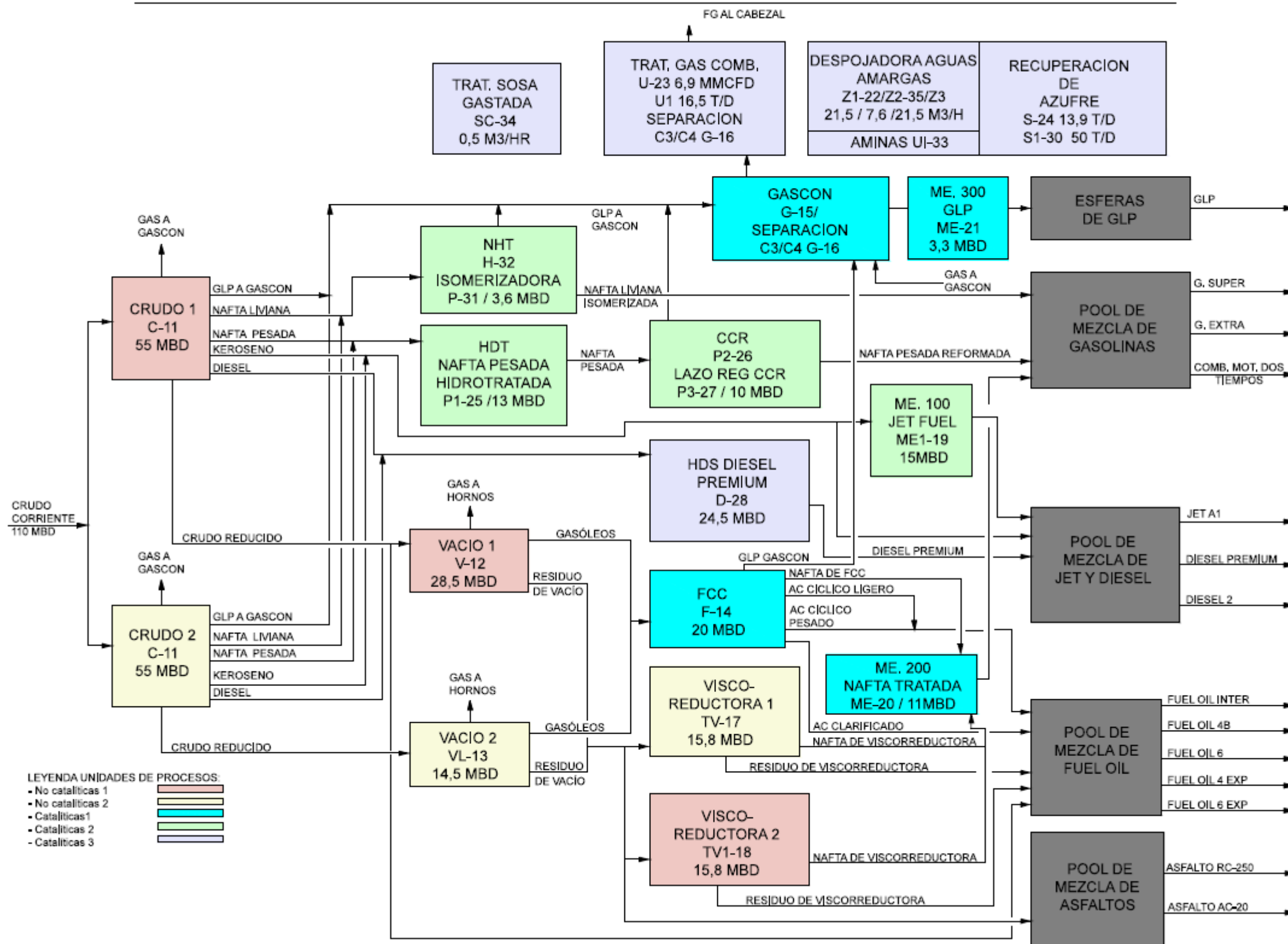
Atendiendo a la información suministrada por PETROECUADOR, tras el último Programa de Rehabilitación la refinería requiere de un suministro 30 MW de potencia para funcionar al 100 % de capacidad

El Sistema de Distribución Eléctrica de la REE está interconectado con:

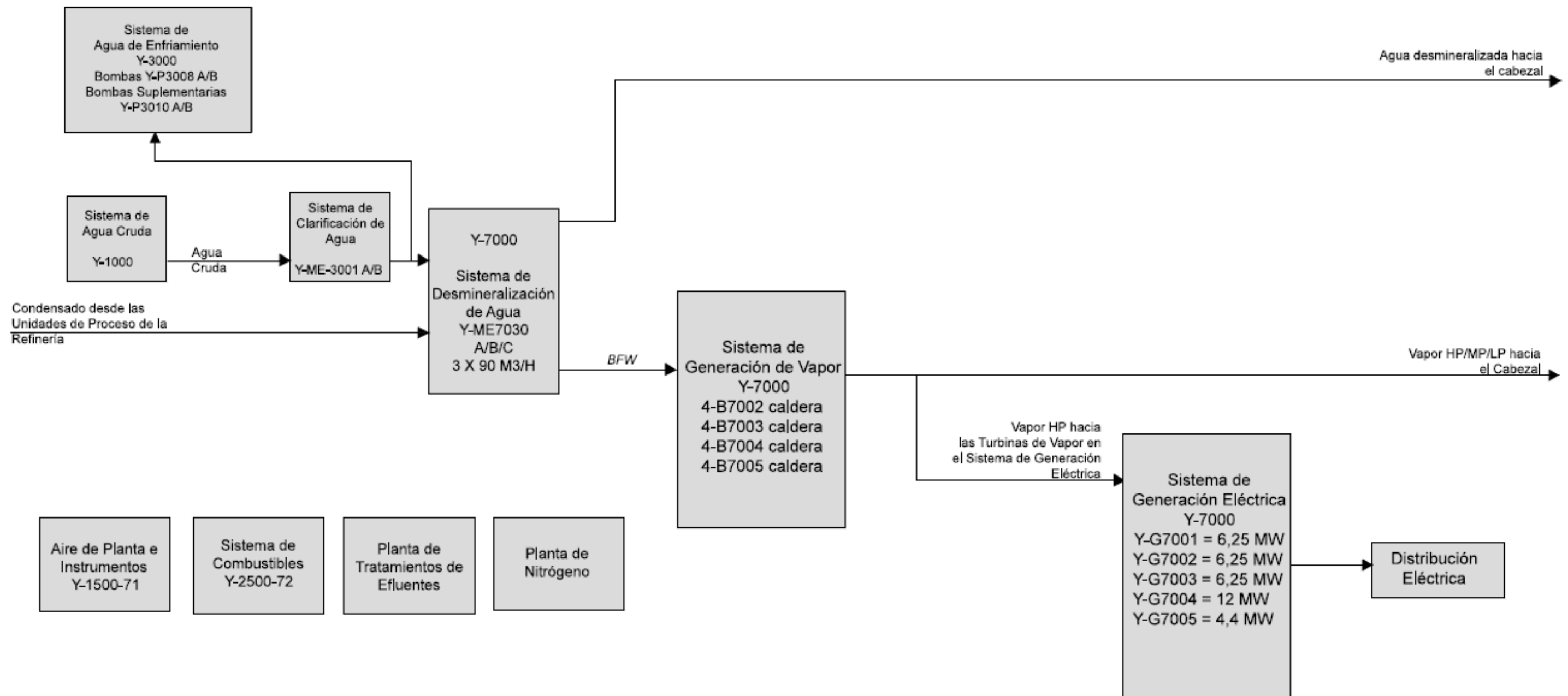
- El Sistema Nacional Interconectado (SNI)
- Central Termoesmeraldas

Ambas interconexiones pueden ser utilizadas como suministro eléctrico de respaldo, en caso de deficiencia de generación, o para el caso de arranques iniciales

MAPA DE PROCESOS REFINERIA ESMERALDAS



MAPA DE UTILIDADES





ANEXO III

ALCANCE DEL PROGRAMA DE REHABILITACIÓN DE LA REE

I.- ANTECEDENTES DEL PROGRAMA DE REHABILITACIÓN

El año 2005, en base a los estudios de diagnóstico de UOP (licenciante de la mayoría de los procesos de la REE), de CHIYODA (constructor de las instalaciones originales en 1977 así como de la primera ampliación en 1988) y de la Unidad de Inspección Técnica de REE; se determinó la necesidad de rehabilitar la REE con la finalidad de recuperar su capacidad de procesamiento del 100 % (110,000 BPDO), pues había ésta había descendido al 85%, debido fundamentalmente a los cuellos de botella existentes en:

- Unidades de Crudo (Unidades no Catalíticas 1 y 2)
- FCC (Unidad Catalítica 1)
- Utilidades (vapor, energía eléctrica, tratamiento de aguas, etc.)

Adicionalmente parte de las instalaciones estaban obsoletas, tras 30 años de servicio, y existía desmotivación en el personal.

Para el efecto, un equipo de funcionarios técnicos tanto de REE como de Matriz elaboraron el diagnóstico para el Proyecto Rehabilitación Integral de la REE, considerándolo como un proyecto global y único.

Posteriormente en el año 2006, PETROINDUSTRIAL (actual PETROECUADOR) realizó un concurso público y abierto para obtener ofertas para la “Ejecución de los estudios, ingeniería básica y/o detalle y provisión de equipos, su instalación y puesta en marcha del proyecto de Rehabilitación de la Refinería Esmeraldas”. Al no presentarse, propuestas una vez concluido el plazo de entrega, el concurso se declaró desierto.

Ante este hecho, que agravaba la situación operativa de la refinería pues retrasaba la “Rehabilitación de la Refinería Esmeraldas”. En el año 2007 se emitió la Resolución con la cual el Presidente Ejecutivo de PETROINDUSTRIAL, calificó de situación de emergencia las condiciones operativas y mecánicas de REE, que no le permitían mantener los estándares técnicos mínimos recomendados en la buena práctica de la refinación. Esta resolución de calificación de emergencia facultó a PETROINDUSTRIAL la contratación, en forma directa, del “Proyecto de Rehabilitación Integral de REE”, con la empresa especializada que ofrezca las mejores condiciones técnicas y económicas para los intereses de PETROINDUSTRIAL.

Con fundamento en esta resolución, PETROECUADOR efectuó contactos y gestiones con compañías de prestigio mundial en la construcción de refinerías como Foster Wheeler, Sumitomo-Chiyoda, etc., para implementar este proyecto, pero no se obtuvieron resultados positivos por cuanto se excusaron argumentando la poca información proporcionada y fundamentalmente por no tener disponibilidad de tiempo y de personal por compromisos adquiridos previamente.

Debido a la limitada información hubo propuestas como la de KBR, Technip, bajo modelos especiales de contratación como es poner técnicos a disposición de PETROECUADOR para que efectúen el diagnóstico o alcance del trabajo, para en una etapa posterior, continuar con las ingenierías de diseño, detalle y construcción.

II.- ALCANCE DEL PROGRAMA DE REHABILITACIÓN

En relación al FCC, inicialmente el alcance del programa de rehabilitación consistía en el cambio de la parte cónica y cilíndrica del reactor, cambio del riser del combustor incluida la parte cónica del regenerador, cambio de ciclones primarios y secundarios del regenerador, cambio de boquilla de inyección de carga e incrementar la capacidad de la fraccionadora principal cambiando los platos de relleno y la construcción de una nueva planta para tratamiento de sosa gastada con licencia MERICHEM; en ningún caso se consideró el desarrollo de ingenierías ya que la premisa inicial fue la reposición de equipos.

Debido a múltiples paros emergentes, a la obsolescencia de los equipos y daños de los recipientes principales (reactor y regenerador), la Gerencia de Refinación por recomendaciones del licenciante UOP decidió el cambio del conjunto reactor-regenerador.

Considerando que la ingeniería y fabricación de un nuevo reactor similar al existente en REE era más costoso y con un tiempo de fabricación más extenso que un reactor de tecnología moderna de 20.000 BPDO, la Gerencia de Refinación decidió ampliar la capacidad de toda la unidad FCC a 20.000 BPDO y completar la carga con residuos atmosféricos.

La Gerencia de Refinación suscribió un contrato con la empresa SK E&C para la “Rehabilitación, provisión, instalación y puesta en marcha, de la primera etapa del proyecto de Rehabilitación Integral de REE” cuyo alcance era:

- Instalación de nuevo reactor de FCC
- Reparación integral del regenerador de FCC
- Análisis técnico de 12 sistemas de la refinería o paquetes de trabajo “Work Packages” (WP)

Con la ampliación y desarrollo de las ingenierías, UOP en el año 2010 recomendó una serie de modificaciones a los equipos principales, estructuras de soporte, fundaciones, volumen de catalizador fresco, soplante de aire auxiliar, compresor de aire para fluidización de catalizador, un nuevo enfriador de catalizador y bombas de recirculación; además del REVAMP de la Unidad de Fraccionamiento y GASCON y MEROX (al objeto de permitir que la Unidad FCC trabaje a 20.000 BPD sin limitaciones en su operación).

Partiendo del análisis técnico realizado por la empresa coreana SK E&C sobre los 12 WP mencionados anteriormente, se determinó el alcance real de los mismos y posteriormente se firmó el contrato para Ingeniería de Detalle, Procura, Instalación y Puesta en Marcha para los 8 WP siguientes:

- Sistema de agua cruda
- Sistema de agua de enfriamiento
- Sistema de desmineralización de agua
- Sistema fuel oil
- Sistema de generación de vapor y agua de alimentación
- Sistema de efluentes
- Equipos y repuestos
- Unidades de Crudo (Unidades no Catalíticas 1 y 2)

Por lo tanto, quedaron excluidos, del alcance inicial de SK E&C, 4 WP:

- Rehabilitación de Unidades Catalíticas 2
- Rehabilitación de Unidades Catalíticas 3
- Sistema de Clarificación de Agua
- Sistema Eléctrico (Reparación Integral de las subestaciones E, D y M)

Estos 4 WP fueron objeto de un proceso de licitación.

III.- ORDENACIÓN DEL PROGRAMA DE REHABILITACIÓN EN PROYECTOS

En el año 2011, el programa de Rehabilitación de REE se reordenó en torno a 13 proyectos que se agruparon en tres grandes bloques:

- Fase de sostenimiento
- Fase I
- Fase II

FASE DE SOSTENIMIENTO

Proyecto 1: FCC – Reactor (Ingeniería): El alcance de este proyecto fue el “Estudio de ingeniería para el reemplazo del reactor de la unidad FCC” (UOP PROCESSES ENGINEERING).

Proyecto 2: FCC – Reactor (Fabricación): El alcance de este proyecto fue la “Adquisición de un reactor para la unidad FCC.” (HYUNDAI HEAVY INDUSTRIES)

Proyecto 3: FCC – Regenerador (Ingeniería): El alcance de este proyecto fue el “Estudio de ingeniería para el reemplazo del regenerador de la unidad FCC” (UOP PROCESSES ENGINEERING).

Proyecto 4: FCC – Regenerador (Fabricación): El alcance de este proyecto fue la “Adquisición de un regenerador para la unidad FCC.” (TAPCO ENPRO INTERNACIONAL)

Proyecto 5: Revamp de la Unidad FCC (Sección Fraccionamiento, GASCÓN y MEROX a 20.000 Barriles): El alcance del proyecto fue el siguiente:

- Servicios de Ingeniería Básica, Detalle, Asistencia en la Procura, HAZOP, Entrenamiento y Estimación de Costos Clase II para el Revamp a 20.000 BPSD de la Sección de Fraccionamiento y Concentración de Gases (GASCON) de la Unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC) (UOP PROCESSES ENGINEERING)
- Servicios de ingeniería, asesoría, inspección y adiestramiento para Refinería Esmeraldas. (UOP PROCESSES ENGINEERING)
- Construcción de las Unidades MEROX Amina de Refinería Esmeraldas (JORGE VIVAR SERVICIOS DE INGENIERÍA MECÁNICA)

Proyecto 6: Rehabilitación de Unidades Catalíticas 2: (WP que fue excluido del alcance contratado inicialmente con SK E&C). El alcance del proyecto fue el siguiente:

Fase Ingeniería:

- Estudio para la Rehabilitación de la Unidades Catalíticas 2 y 3 (AXENS)

Fase Construcción:

- Construcción de intercambiadores (SYMEP):
 - P-E05 (Intercambiador de alimentación combinada para isomerización)
 - P2-E11 (Condensador de Estiba Superior del Estabilizador)
 - P1-E06 (Condensador de Estiba Superior del Separador)
- Recuperación de la confiabilidad operacional de la Unidad Catalítica 2 (SULZER CHEMTECH)
- Construcción del Nuevo Horno de Cabina P2-H01/H02/H03 (FOSTER WHEELER)
- Adquisición nueva Planta de Nitrógeno (LINDE)

Proyecto 7: Rehabilitación de Unidades Catalíticas 3: (WP que fue excluido del alcance contratado inicialmente con SK E&C). El alcance del proyecto fue el siguiente:

Fase Ingeniería:

- Estudio y provisión catalizador unidad HDS (modificaciones en HDS para producción de diésel con 50 ppm de azufre) (AXENS)
- Estudio para la Rehabilitación planta de azufre S1 (PROSERNAT)

Fase Construcción:

- Construcción de intercambiadores (SYMEP).
- Construcción de nueva planta para tratamiento de aguas amargas (TESCA)
- Recuperación de la confiabilidad operacional de la Unidad Catalítica 3 (SULZER CHEMTECH)

Proyecto 8: Rehabilitación del Sistema de Clarificación de Agua: (WP que fue excluido del alcance contratado inicialmente con SK E&C). El alcance del proyecto (contratista SESMO), fue el siguiente:

- Modificación de dos clarificadores (Y-ME 3001 A/B) y mantenimiento de Clarificador existente (Y-ME3008)
- Planta de dosificación en base a sulfato de aluminio.
- Construcción de una planta agua potable para Refinería Esmeraldas.
- Construcción Planta deshidratadora de lodos de purga de clarificadores.
- Construcción de nueva planta de dosificación de Químicos de los clarificadores (PAC - Policloruro de Aluminio)
- Hormigonado de piscinas de captación de agua cruda
- Hormigonado de vías de acceso perimetrales a las piscinas.

Proyecto 9: Reparación Integral Subestaciones E, D y M (WP que fue excluido del alcance contratado inicialmente con SK E&C). El alcance del proyecto (contratista HERNÁNDEZ MARCHENO & HIDALGO INGENIERÍA SERVICIOS Y REPRESENTACIONES) fue el siguiente:

- Ingeniería, Procura, Instalación y Puesta en Marcha del Sistema Eléctrico de Refinería Esmeraldas
- Rehabilitación y repotenciación de líneas de enlace entre las subestaciones "D", "E" y los equipos de bombeo de las Unidades de Catalíticas 1 y No Catalíticas 2.

Proyecto 10: Planta de Tratamiento de Sosa Gastada - Refinería Esmeraldas: El alcance del proyecto (contratista MERICHEM INGENIERÍA) fue el siguiente:

- Construcción de la Planta de Tratamiento de Sosa Gastada
- Montaje de Planta de Tratamiento de Sosa Caustica Gastada

Proyecto 11: Equipos y Repuestos Críticos Fase I (Equipos adicionales para la Unidad FCC; tuberías especiales, cámara de orificios, compresores, válvulas deslizantes y de derivación, intercambiadores, bombas, etc.). El alcance del proyecto fue el siguiente:

- Construcción y Suministro de Equipos y Repuestos Críticos - Fase I para Refinería Estatal Esmeraldas

FASE I

Proyecto 12: Fase I: Reemplazo de la sección de reacción y de la sección de regeneración del FCC, así como modernización de talleres de mantenimiento. El alcance del proyecto fue el siguiente:

- Procura y suministro de equipos y materiales, construcción, precomisionado, asistencia en el comisionado, en el arranque y en la prueba de aceptación para la rehabilitación, provisión, instalación y puesta en marcha de la primera etapa del proyecto de rehabilitación integral de la REE”
- Ingeniería complementaria, procura, construcción y precomisionado de las secciones de la Columna Principal de Fraccionamiento, Concentración de Gases, Unidades MEROX GASOLINA/GLP y Tratamiento con Aminas de la Unidad FCC.

FASE II

Proyecto 13: Fase II: “Rehabilitación, Provisión, Instalación y Puesta en Marcha de la Segunda Etapa del Proyecto Rehabilitación Integral de la Refinería Estatal de Esmeraldas”. Está identificado a través de 8 WP tal como se detalla a continuación:

WP-01. Unidades de crudo 1 y 2:

- Reemplazo de los Compresores Off Gas: C-C1A/B y C-C2A/B
- Reemplazo de los Hornos de Crudo: C-H1 y C-H2
- Modificación de los Hornos
 - Vacío: V-H1 y VL-H1
 - Visbreaking: TV-H1 y TV1-H1
- Modificación de Trenes de Precalentamiento de Crudo 2: C-E20 y C-E22 A/B
- Reemplazo de Equipo de Producción de Vacío: VJ1
- Reemplazo del Enfriador Descarga Compresor Off-Gas (C-C1A/B): C-E10
- Reemplazo del Intercambiador de Calor Nafta Pesada/Gasolina no Estabilizada: C-E53 A/B

WP-04. Sistema de Generación de Vapor (y de Agua de Alimentación):

- Modificación de Tanque de Agua de Alimentación/Desaireador (Y-ME7002)
- Reemplazo de Desobrerrecalentador (Y-ME7003)
- Modificación de Calderas (Y-B7002/3/4/5)
- Instalación de un nuevo Turbogenerador de vapor y Condensador (Y-G7005)

WP-05. Sistema de Agua de Enfriamiento:

- Reemplazo de Bombas:
 - Agua de Enfriamiento: Y-P3008A/B
 - Suplementarias de Agua de Enfriamiento: Y-P3010A/B)



WP-07. Sistema de Desmineralización de Agua:

- Adquisición de 3 trenes de desmineralización nuevos Y-ME7030 A/B/C (con 2 lechos y 3 Torres: 2B3T) y una capacidad de 90 m³/h cada uno

WP-08. Sistema de Fuel Oil:

- Instalación de Nuevo Calentador de Fuel Oil: Y-E2550:

WP-09. Sistema de Agua Cruda:

- Instalación de Nueva Línea de Agua Cruda

WP-10. Sistemas de Efluentes

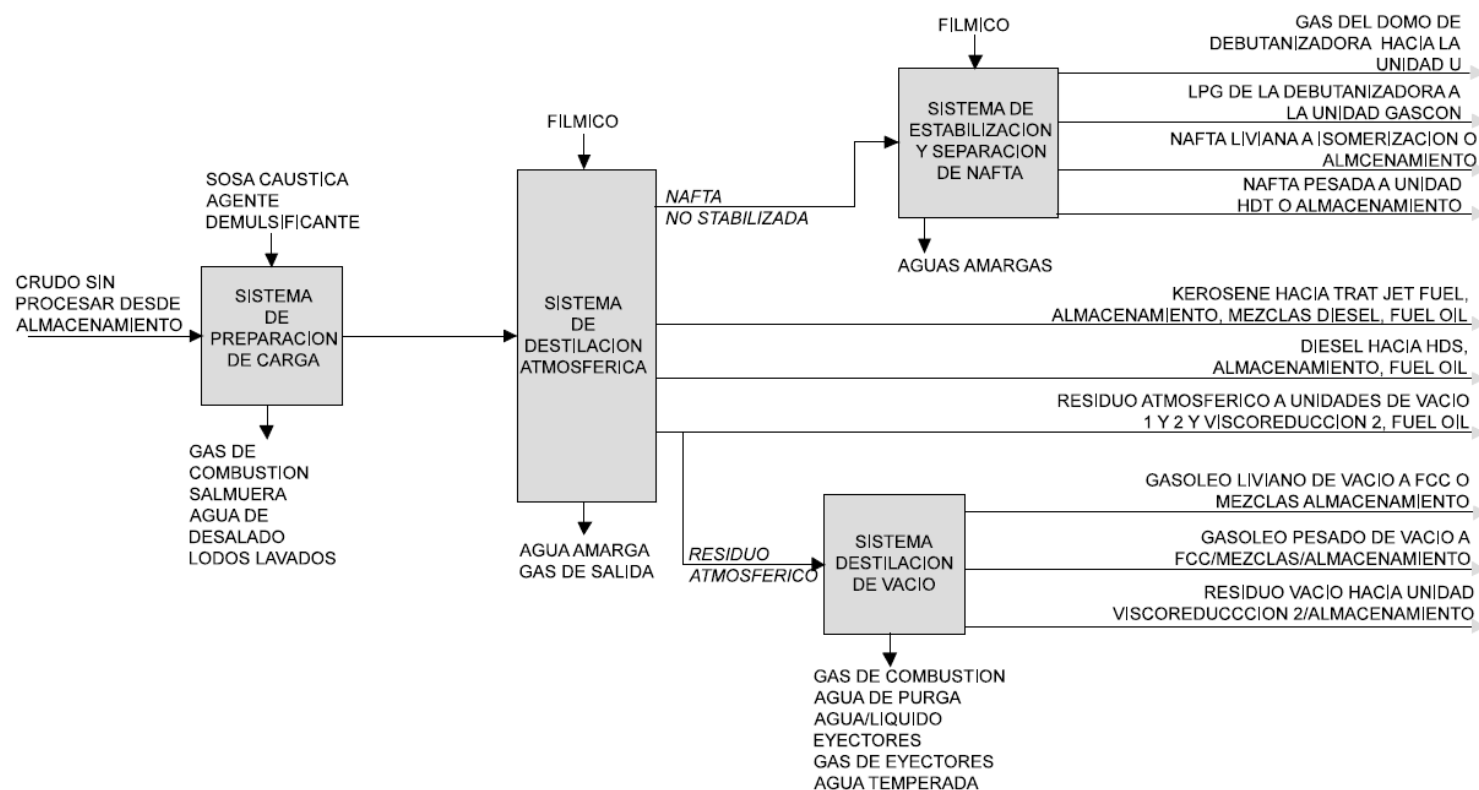
- Renovación de la planta de efluentes mediante la modificación y sustitución de equipos antiguos y la instalación de equipos nuevos

WP-11- Equipos y Repuestos Críticos Fase II

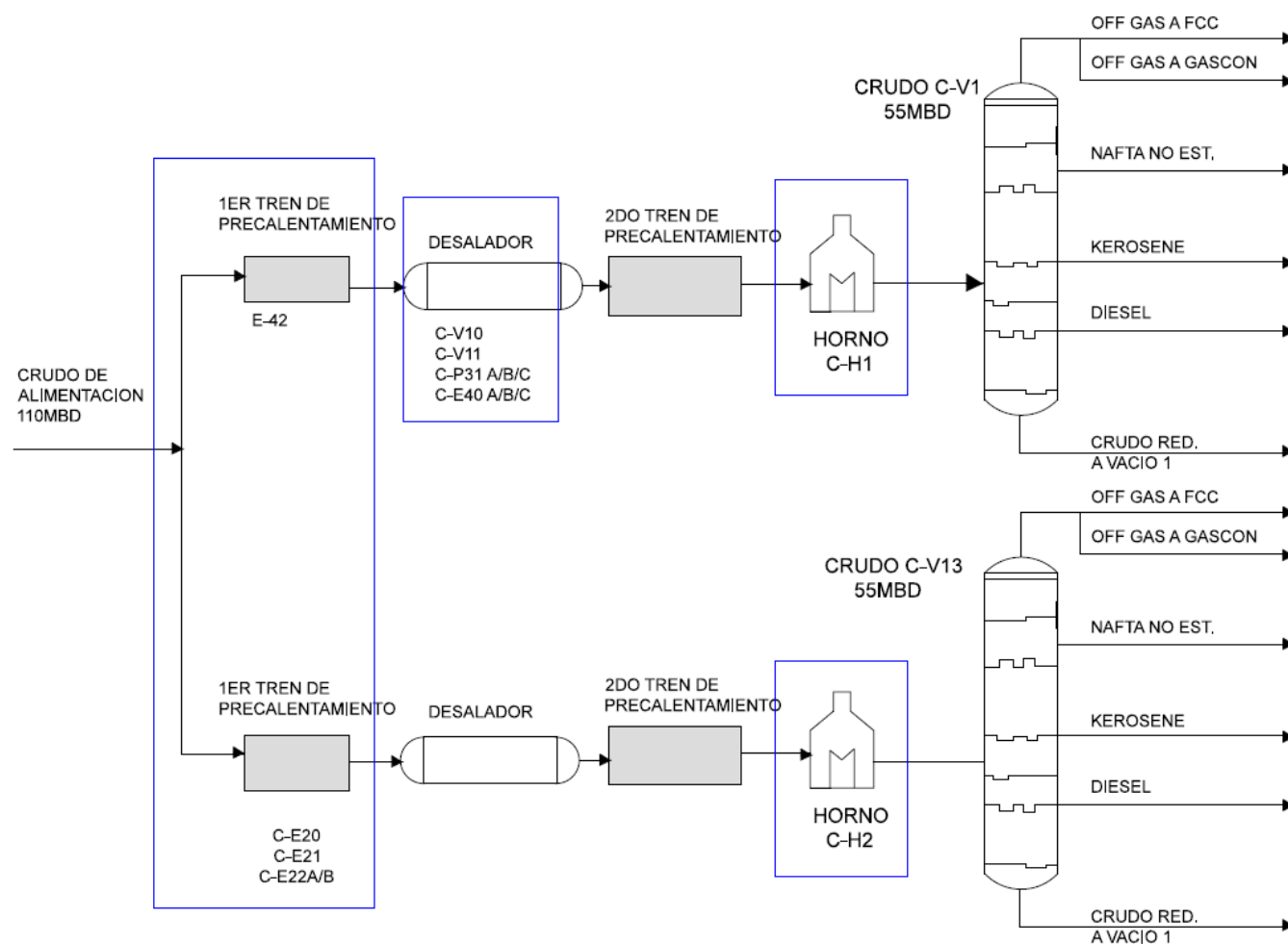
- Suministro de los Repuestos en algunos equipos y equipos críticos.

A continuación, se presentan los diagramas correspondientes a las unidades procesos y utilidades, identificando los principales equipos que fueron objeto de modificación o reemplazo durante el Programa de Rehabilitación de REE,

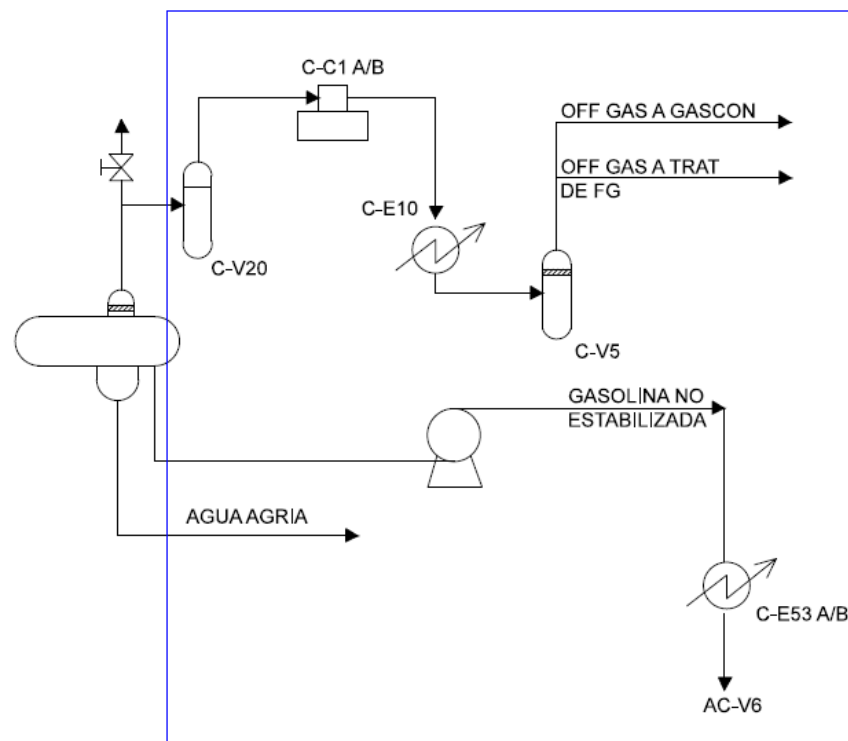
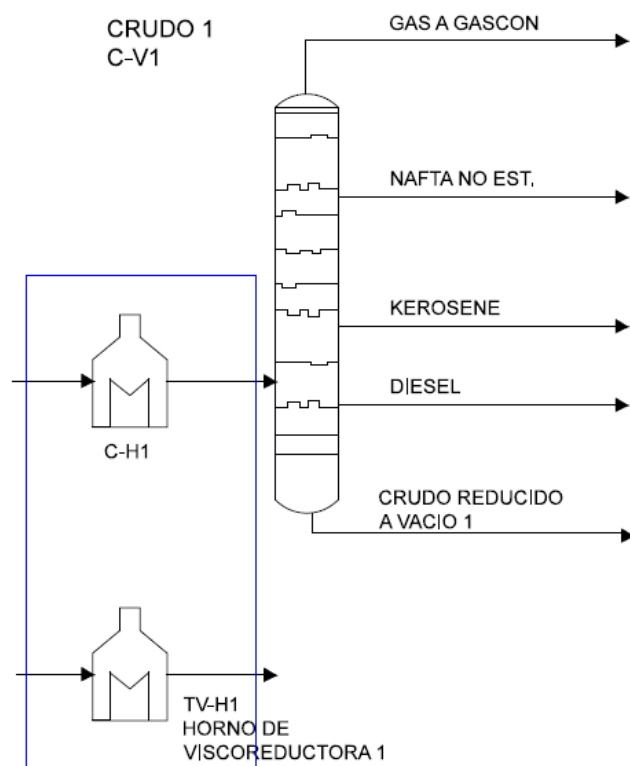
UNIDADES NO CATALÍTICAS



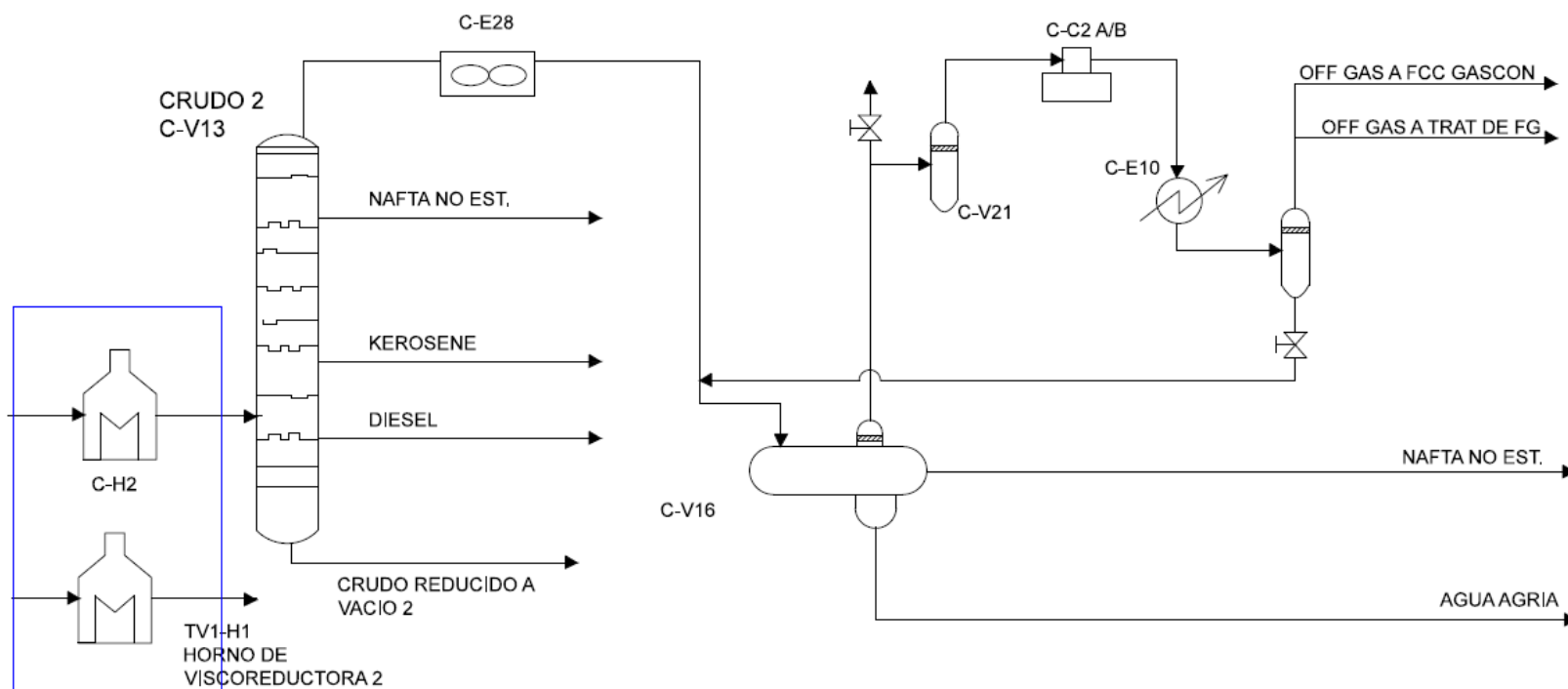
UNIDADES NO CATALÍTICAS 1 Y 2 CRUDO



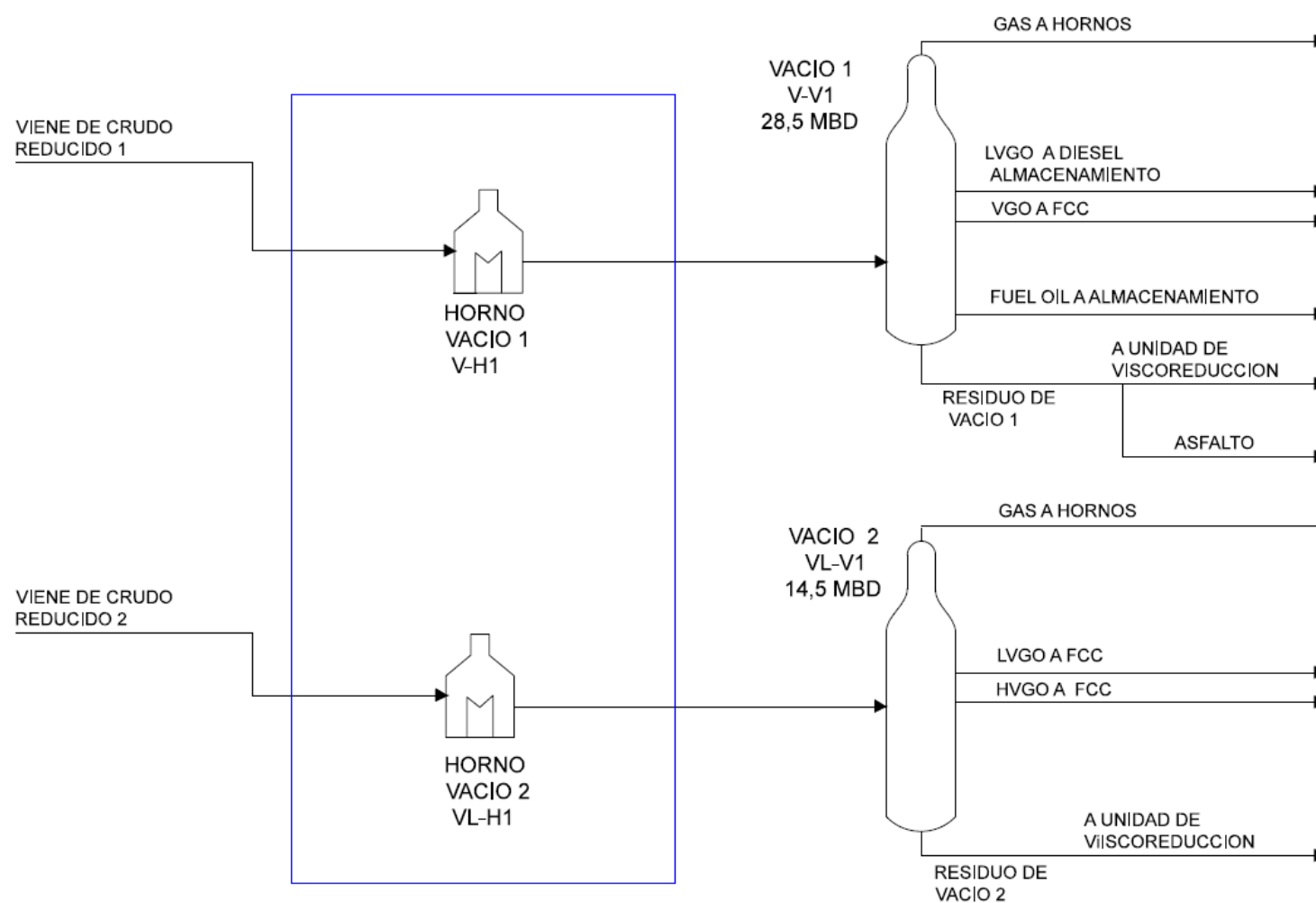
DETALLE NO CATALITICA 1: LISTA DE EQUIPOS



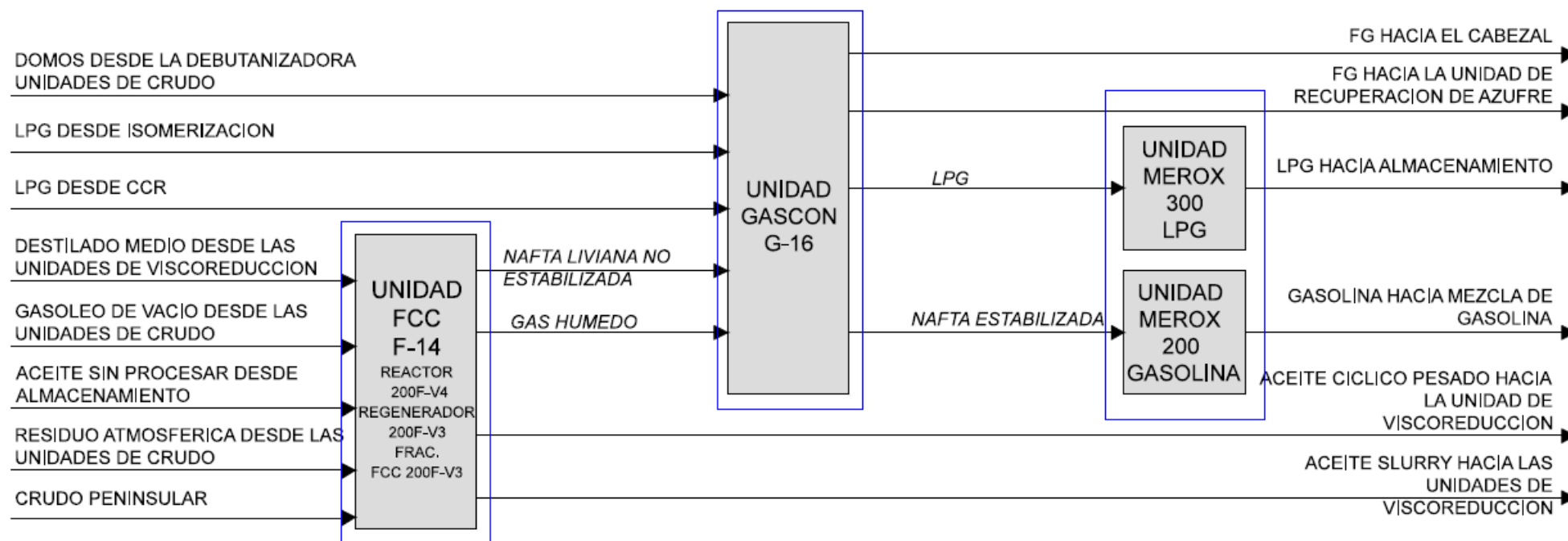
DETALLE NO CATALITICA 2: LISTA DE EQUIPOS



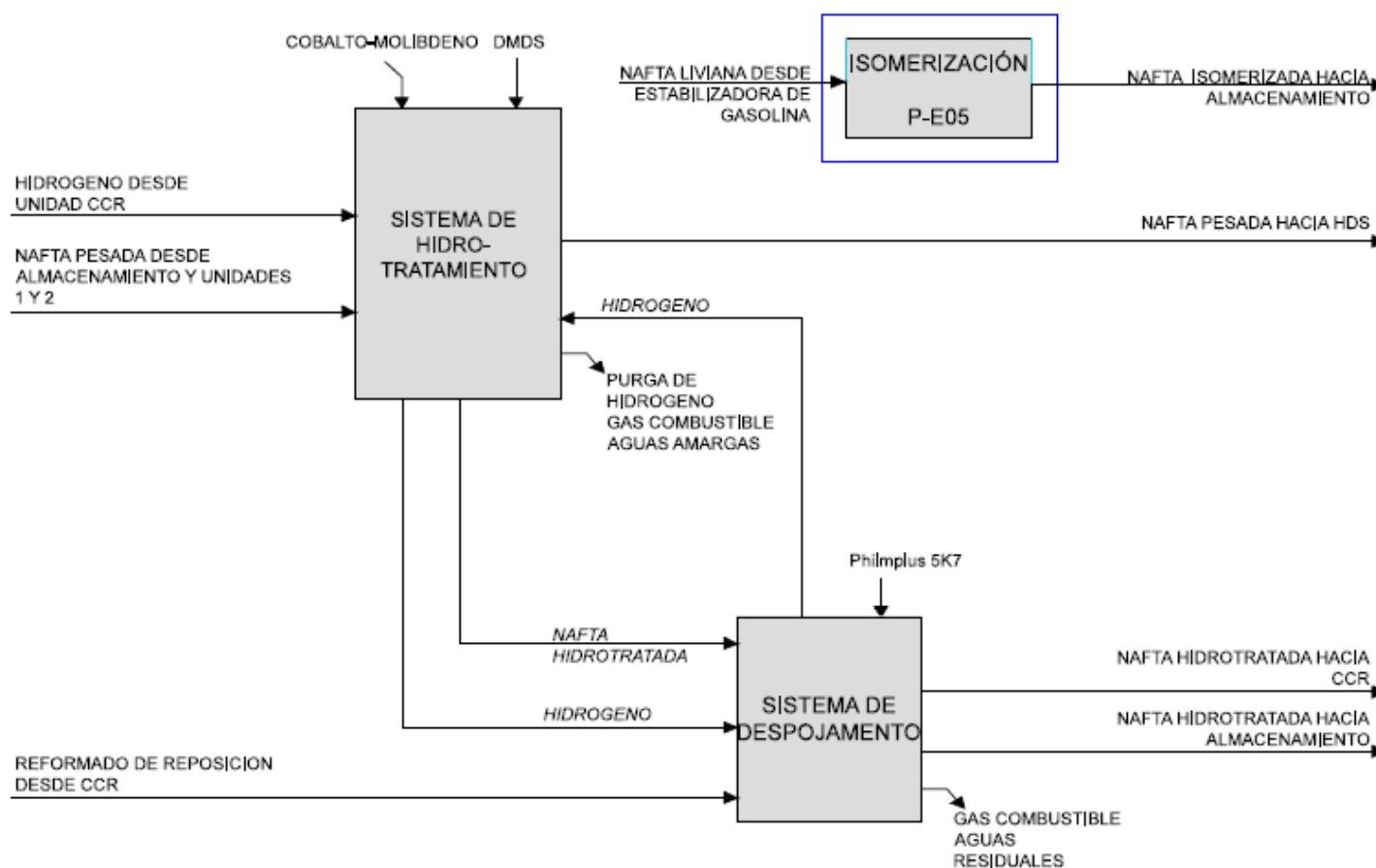
UNIDADES NO CATALÍTICAS 1 Y 2 VACÍO



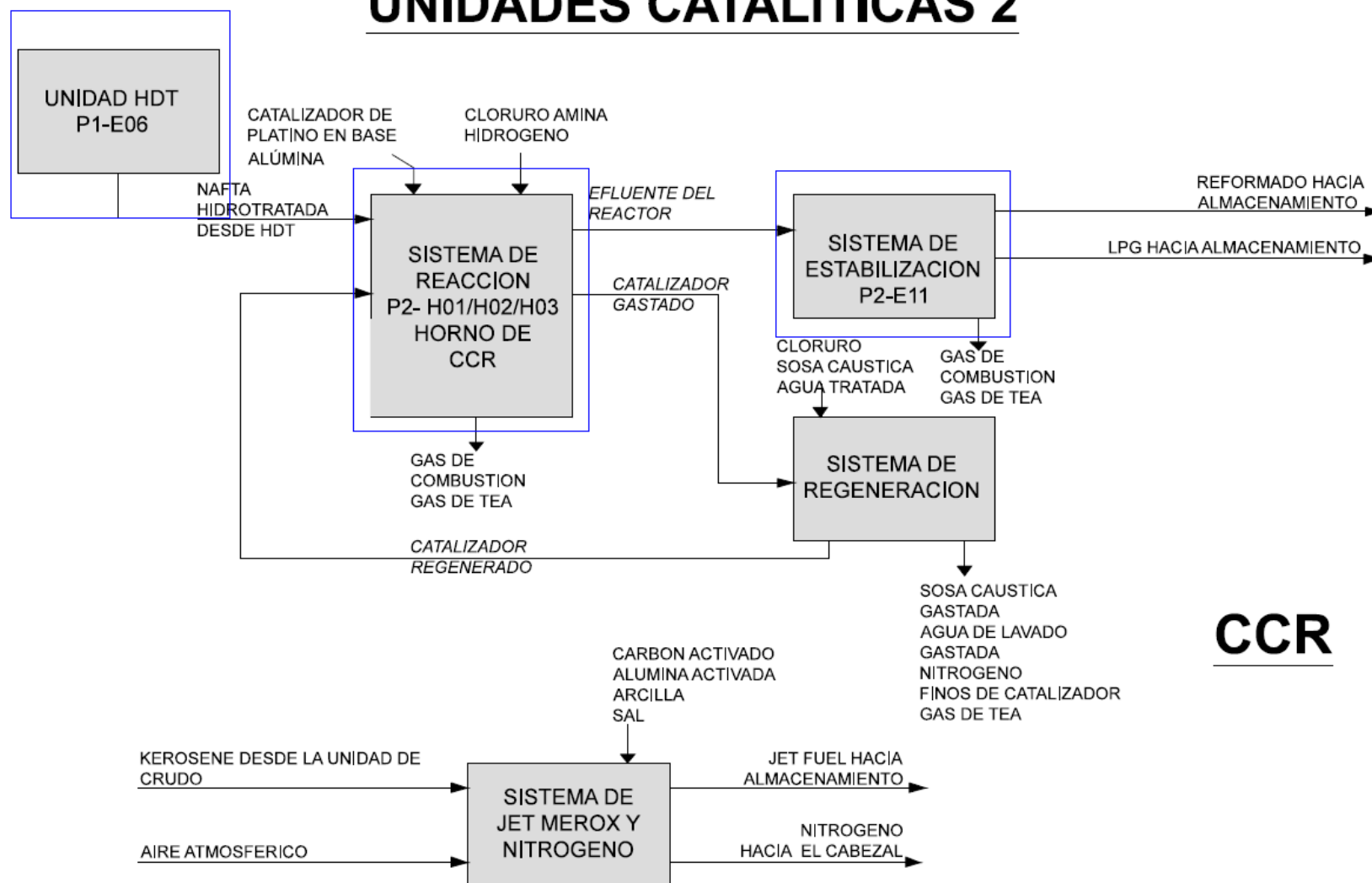
UNIDADES CATALÍTICAS 1



UNIDADES CATALÍTICAS 2

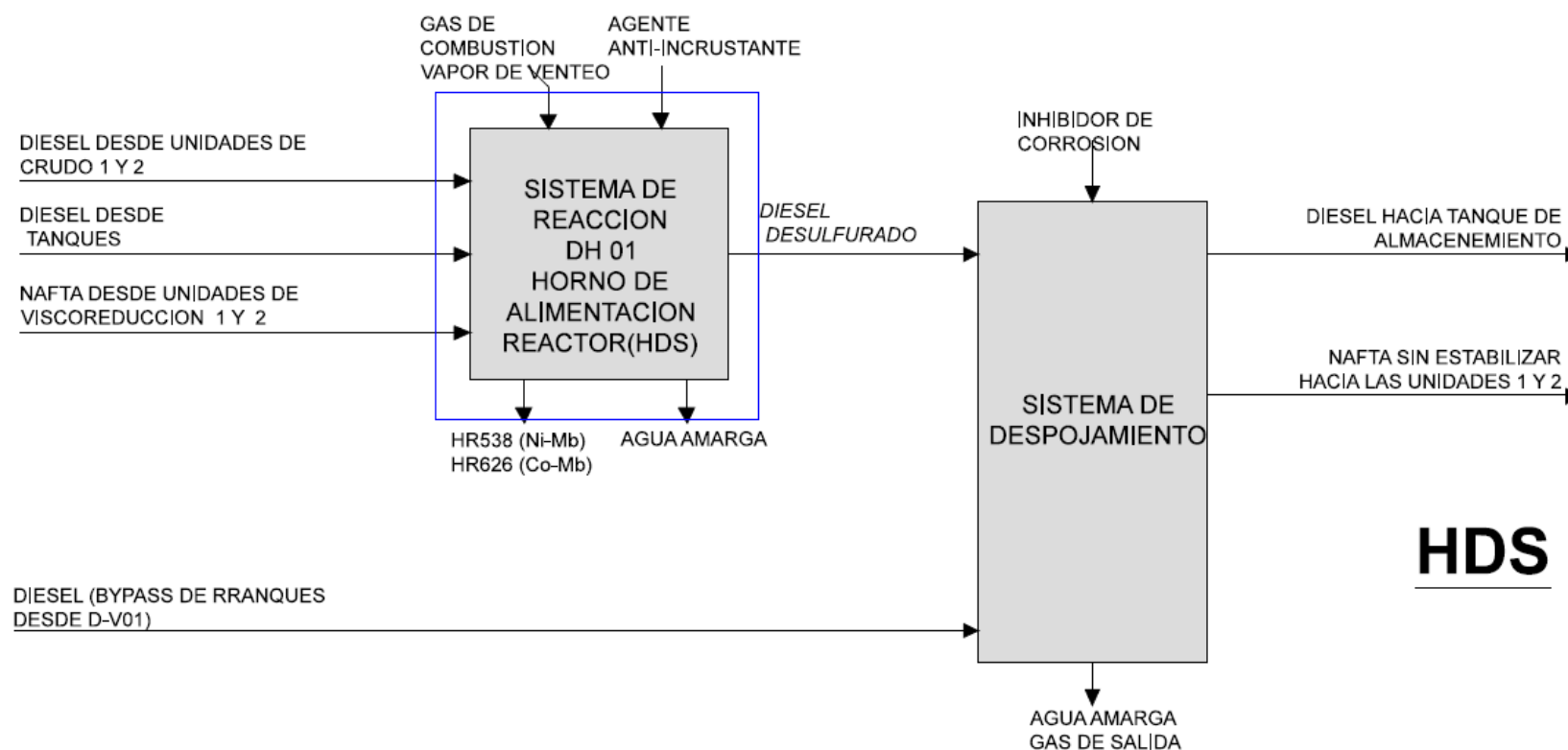


UNIDADES CATALÍTICAS 2

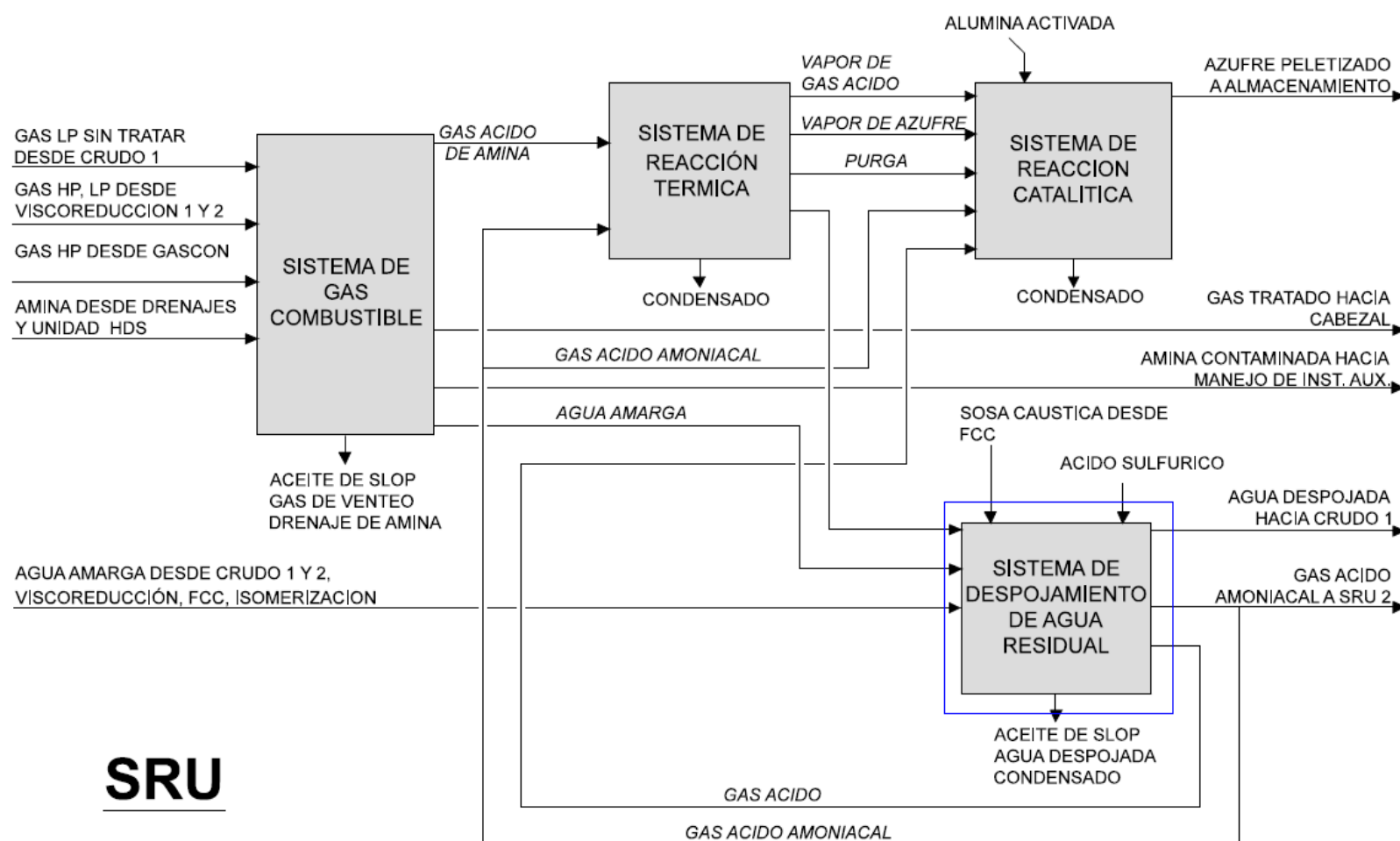


CCR

UNIDADES CATALÍTICAS 3

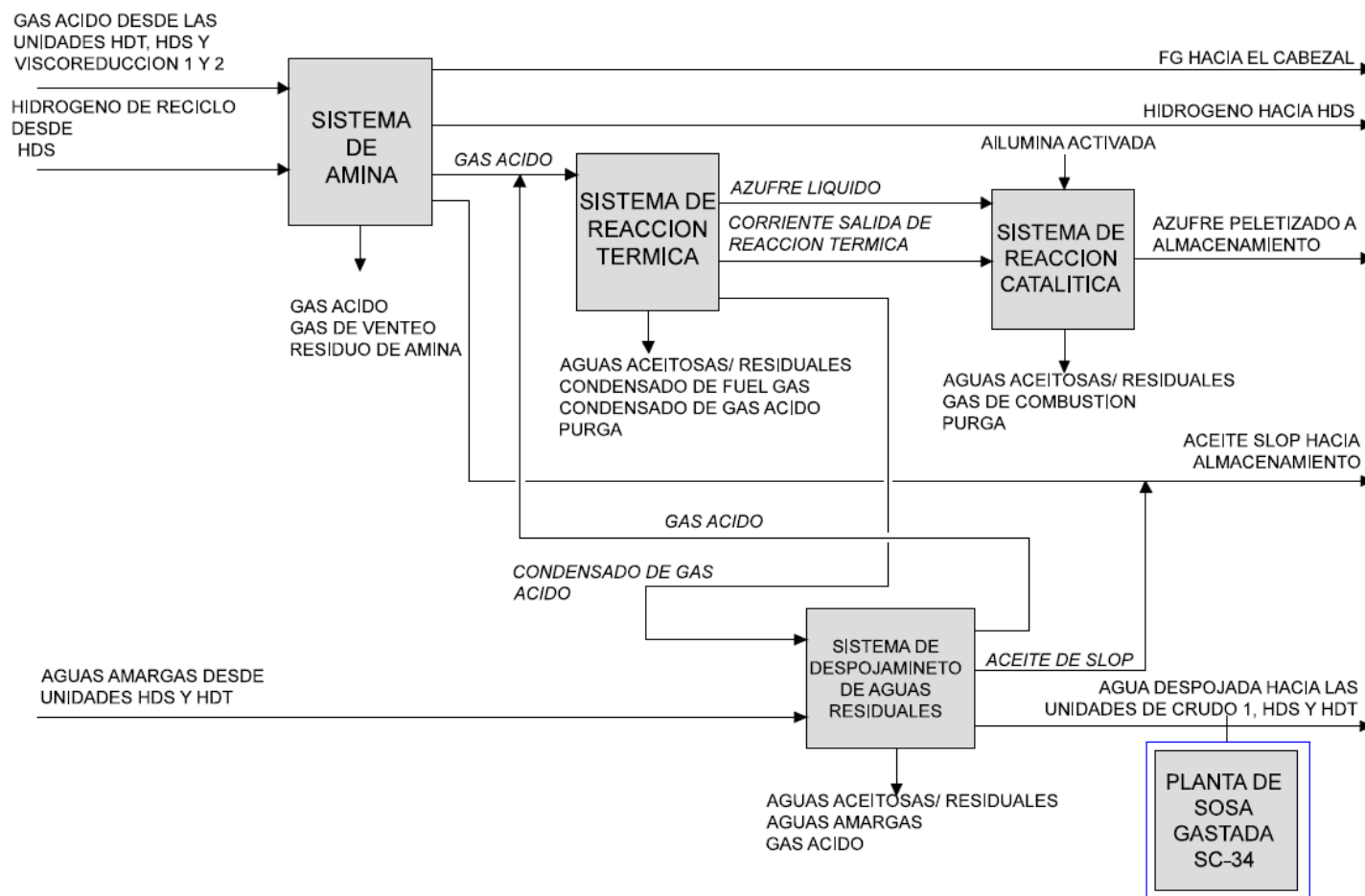


UNIDADES CATALÍTICAS 3



SRU

UNIDADES CATALÍTICAS 3



MAPA DE UTILIDADES

