



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL ESCUELA DE
POSTGRADO EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS**

MAESTRÍA EN GESTIÓN DE PROYECTOS

PROMOCIÓN 20

TEMA:

**“PROYECTO DE AUTOMATIZACIÓN E INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE
RECEPCIÓN Y DESPACHO DEL TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS
BARBASQUILLO”**

AUTOR:

GONZALO MIGUEL MORA ESTRADA

DOCENTE:

MSC. DAVID SANCHEZ PALADINES

GUAYAQUIL-ECUADOR

Enero - 2023

Dedicatoria

Agradezco en primer lugar a Dios por otorgarme la sabiduría y la dedicación necesarias para llevar a cabo este trabajo. Expreso mi profundo agradecimiento a mi esposa, Alison L. Herrera Conforme, y a mis hijas, Samantha y Luanna Mora Herrera, quienes han sido el sólido pilar que ha sostenido todo el proceso de obtención del título de Magister en Gestión de Proyectos. Su inquebrantable apoyo ha sido fundamental.

De igual forma quiero hacer una mención especial al Ing. Nelson Herrera Báez y a la Sra. Sara Conforme por su apoyo constante, guiándome en la consecución de este importante logro en mi vida.

Además, agradezco a mis amigos, quienes, dentro de sus respectivos campos de estudio, brindaron su valioso respaldo en el desarrollo de la tesis.

Cada uno de ustedes han contribuido de manera significativa a este logro, y estoy profundamente agradecido por su apoyo incondicional a lo largo de este importante camino académico.

Dedication

Thank God in the first place for granting me the wisdom and dedication necessary to carry out this work. I express my deep gratitude to my wife, Alison L. Herrera Conforme, and my daughters, Samantha and Luanna Mora Herrera, who have been the solid foundation that has supported the entire process of obtaining the Master's degree in Project Management. Their unwavering support has been essential.

Similarly, I want to give special mention to Engineer Nelson Herrera Báez and Mrs. Sara Conforme for their constant support, guiding me in achieving this significant milestone in my life.

Furthermore, I appreciate my friends who, within their respective fields of study, provided valuable support in the development of the thesis. Each of you has contributed significantly to this achievement, and I am deeply grateful for your unconditional support throughout this important academic journey.

Agradecimiento

A las autoridades de EP Petroecuador, y en particular a los ingenieros José Miguel Villao Tomalá y Jorge Simón Loor Quevedo, quiero expresar mi profundo agradecimiento. Quienes, desde la Superintendencia de Poliductos y Terminales Sur y la Subgerencia de Transporte, respectivamente, brindaron el apoyo necesario para el desarrollo del "Proyecto de Automatización de las operaciones de recepción y despacho en el Terminal Barbasquillo".

Este proyecto tiene como objetivo no solo elevar el nivel tecnológico de diversas plantas en la región sur, sino también mejorar el entorno laboral para los empleados y trabajadores de EP Petroecuador.

De manera similar, quiero expresar mi sincero agradecimiento a ESPAE y a todo su cuerpo docente y a mi tutor, Ing. David Sánchez, por todo su tiempo y esfuerzo para alcanzar no solo este trabajo de titulación sino también llegar a iniciar la concepción de este proyecto durante mi gestión dentro de la EP Petroecuador.

Gracias a sus enseñanzas, he logrado implementar cambios significativos en los modelos de gestión al emprender un proyecto.

Una vez más, extiendo mi más sincero agradecimiento a todos los involucrados por su dedicación inquebrantable y apoyo. La colaboración entre EP Petroecuador y ESPAE no solo ha elevado el panorama tecnológico, sino que también ha tenido un impacto positivo en el crecimiento profesional y el entorno laboral para todos los interesados en este proyecto.

Gracias por su ejemplar compromiso con la excelencia

Acknowledgment

To the authorities of EP Petroecuador, and particularly to Engineers José Miguel Villao Tomalá and Jorge Simón Loor Quevedo, I wish to express my deep gratitude. They, from the Pipeline and Terminals Superintendency and the Transport Submanagement, respectively, provided the necessary support for the development of the "Automation Project for the reception and dispatch operations at Barbasquillo Terminal."

This project aims not only to enhance the technological level of various plants in the southern region but also to improve the working environment for the employees and workers of EP Petroecuador.

Similarly, I want to convey my sincere gratitude to ESPAE and its entire faculty, as well as to my advisor, Engineer David Sánchez, for all their time and effort in achieving not only this graduation project but also initiating the conception of this project during my tenure within EP Petroecuador. Thanks to their teachings, I have been able to implement significant changes in management models when undertaking a project.

Once again, I extend my heartfelt thanks to all involved for their unwavering dedication and support. The collaboration between EP Petroecuador and ESPAE has not only elevated the technological landscape but has also positively impacted professional growth and the working environment for all stakeholders involved in this project.

Thank you for your exemplary commitment to excellence.

DECLARACIÓN EXPRESA

La responsabilidad de la información presente en este trabajo de titulación recae directamente en el autor, quien cuenta con el respaldo expreso de la administración actual de la EP Petroecuador para el uso de dicha información. Cualquier discrepancia entre la información proporcionada en este trabajo y la de proyectos similares no es atribuible al autor. Además, es importante destacar que este trabajo no incluye información sensible para los intereses de la estatal petrolera, y el patrimonio intelectual desarrollado en relación con el programa de estudio pertenece a la Escuela de Negocios de la Escuela Superior Politécnica del Litoral – ESPAE.



Gonzalo Miguel Mora Estrada

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
ESCUELA DE POSTGRADO EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS

ACTA DE GRADUACIÓN No. ESPAE-POST-1325

APELLIDOS Y NOMBRES	MORA ESTRADA GONZALO MIGUEL
IDENTIFICACIÓN	0923777536
PROGRAMA DE POSTGRADO	Maestría en Gestión de Proyectos
NIVEL DE FORMACIÓN	Maestría Profesional
CÓDIGO CES	1021-750413J01-S-0901
TÍTULO A OTORGAR	Magíster en Gestión de Proyectos
TÍTULO DEL TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN	"PROYECTO DE AUTOMATIZACIÓN E INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE RECEPCIÓN Y DESPACHO DEL TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS BARBASQUILLO"
FECHA DEL ACTA DE GRADO	2024-01-26
MODALIDAD ESTUDIOS	SEMIPRESENCIAL
LUGAR DONDE REALIZÓ SUS ESTUDIOS	GUAYAQUIL
PROMEDIO DE LA CALIFICACIÓN DEL TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN	(9,80) NUEVE CON OCHENTA CENTÉSIMAS

En la ciudad de Guayaquil a los veintiséis días del mes de Enero del año dos mil veinticuatro a las 13:18 horas, con sujeción a lo contemplado en el Reglamento de Graduación de la ESPOL, se reúne el Tribunal de Sustentación conformado por: SÁNCHEZ PALADINES DAVID AGUSTIN, Director del trabajo de Titulación, ROMAN BARREZUETA PEDRO DANIEL, Vocal y VALLEJO VILLACIS CÉSAR ENRIQUE, Vocal; para calificar la presentación del trabajo final de graduación "PROYECTO DE AUTOMATIZACIÓN E INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE RECEPCIÓN Y DESPACHO DEL TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS BARBASQUILLO", presentado por el estudiante MORA ESTRADA GONZALO MIGUEL.

La calificación obtenida en función del contenido y la sustentación del trabajo final es de: 9,80/10,00, NUEVE CON OCHENTA CENTÉSIMAS sobre diez.

Para dejar constancia de lo actuado, suscriben la presente acta los señores miembros del Tribunal de Sustentación y el estudiante.



Firmado electrónicamente por:
DAVID AGUSTIN
SANCHEZ PALADINES

SÁNCHEZ PALADINES DAVID AGUSTIN
DIRECTOR

PEDRO DANIEL
ROMAN
BARREZUETA

Firmado digitalmente por
PEDRO DANIEL ROMAN
BARREZUETA
 Fecha: 2024.01.26 21:24:59
 -05'00'

ROMAN BARREZUETA PEDRO DANIEL
EVALUADOR / PRIMER VOCAL



Firmado electrónicamente por:
CESAR ENRIQUE
VALLEJO VILLACIS

VALLEJO VILLACIS CÉSAR ENRIQUE
EVALUADOR / SEGUNDO VOCAL



Firmado electrónicamente por:
GONZALO MIGUEL MORA
ESTRADA

MORA ESTRADA GONZALO MIGUEL
ESTUDIANTE

Índice

Glosario de Términos.....	XXI
Capítulo 1: Entorno Institucional.....	1
1.1. La Industria Hidrocarburífera ecuatoriana	1
1.1.1. Hitos Institucionales.....	1
1.1.2. Contexto Nacional	4
1.1.3. Contexto Internacional.....	5
1.1.4. Gobierno Corporativo	6
1.1.4.1. Análisis Organizacional	6
1.1.4.2. Desafíos institucionales	7
1.2. Filosofía Institucional.....	9
1.2.1. Misión.....	9
1.2.2. Visión	9
1.2.3. Valores	9
1.3. Modelo de negocio – Business Model Canvas	11
1.3.1. Segmento del Mercado	12
1.3.2. Mapa de actores de la EPPetroecuador	12
1.3.2.1. Necesidades clave de las partes interesadas	13
1.3.2.2. Proveedores y contratistas	13
1.3.2.3. Relaciones con proveedores, contratistas y clientes.....	13
1.3.2.4. Medios de comunicación	14

1.3.2.5. Necesidades de medios	14
1.3.2.6. Comunidad.....	14
1.3.2.7. Necesidades de la comunidad.....	15
1.3.2.8. Clientes y consumidores.....	15
1.3.2.9. Necesidades de Clientes y consumidores	15
1.3.2.10. Competencia y mercado.....	16
1.3.2.11. Necesidades de competencia y mercado	16
1.3.2.12. Otros aliados estratégicos	16
1.3.2.13. Necesidades de otros aliados estratégicos.....	16
1.3.3. Flujos de ingreso.....	16
1.3.4. Estructura de Costos e Ingresos.....	17
1.3.4.1. Estructura de costos del proyecto.....	17
1.3.4.2. Estructura de ingresos.....	17
1.4. Estrategia institucional.....	18
1.4.1. Objetivos Estratégicos.....	18
1.4.2. Mapa estratégico.....	20
1.4.3. Cuadro de mando integral	21
1.4.4. Despliegue de perspectivas.....	22
1.4.5. Indicadores y Metas	24
1.5. Arquitectura empresarial	25
1.5.1. Estructura Organizacional.	25

1.5.2. Cadena de Valor	26
1.5.2.1. Cadena de Valor Terminal Barbasquillo.	26
1.5.3. Organigrama Institucional.....	27
1.5.4. Sistemas de información	27
1.5.5. Infraestructura Tecnológica	28
1.5.5.1. Automatización de procesos de recepción	28
1.5.5.2. Automatización de procesos de almacenamiento	28
1.5.5.3. Automatización de procesos de despacho e integración a computadores de flujo	29
Capítulo 2: CASO DE NEGOCIO	30
2.1. Resumen ejecutivo.....	30
2.1.1. Problema u Oportunidad	30
2.1.2. Solución	31
2.1.3. Necesidades (Requisitos).....	31
2.1.4. Identificación de Brechas	32
2.1.5. Iniciativas	35
2.1.6. Iniciativas claves.	36
2.2. Estudio de las alternativas.....	38
2.2.1. Alcance de las alternativas de solución	38
2.2.1.1. Alcance de la alternativa de solución 1	38
2.2.1.1.1. Beneficios del Proyecto	38
2.2.1.1.2. Entregables principales	39

2.2.1.2.	Alcance de la alternativa de solución 2.....	39
2.2.1.2.1.	Beneficios del Proyecto	39
2.2.1.2.2.	Entregables principales	40
2.2.2.	Estudio de mercado.....	40
2.2.2.1.	Análisis de la oferta	41
2.2.2.1.1.	Análisis de la oferta - Alternativa 1	41
2.2.2.1.2.	Análisis de la oferta - Alternativa 2	42
2.2.3.	Estudio regulatorio	42
2.2.4.	Estudio administrativo	43
2.2.4.1.	Estructura de la organización (RBS).....	43
2.2.4.2.	Personal Técnico Mínimo	45
2.2.5.	Estudio Técnico de las alternativas de solución.....	47
2.2.5.1.	Estudio técnico alternativa 1	47
2.2.5.2.	Estudio técnico alternativa 2.....	47
2.2.5.3.	Plazo y Localización del proyecto.....	47
2.2.5.3.1.	Plazo y localización del proyecto – alternativa 1	47
2.2.5.3.2.	Plazo y localización del proyecto – alternativa 2.....	48
2.2.5.4.	Infraestructura requerida	48
2.2.5.5.	Tipo de gasto.....	49
2.2.6.	Estudio económico	49
2.2.6.1.	Estructura de costos.....	53

2.2.6.1.1. Estructura de costos - Alternativa 1	53
2.2.6.1.2. Estructura de costos - Alternativa 2	53
2.2.6.1.3. Determinación del capital de trabajo.....	54
2.2.6.1.4. Proyección de flujo de efectivo	54
2.2.7. Estudio Financiero.....	61
2.2.8. Estudio de riesgos.....	63
2.2.8.1. Análisis de riesgos.....	66
2.3. Evaluación multicriterio.....	66
2.3.1. Criterios de selección	66
2.3.2. Justificación de la selección	69
2.4. Enfoque de implementación	69
2.4.1. Inicialización del proyecto.....	69
2.4.2. Planeación del proyecto	70
2.4.3. Ejecución del proyecto	71
2.4.4. Supervisión del proyecto	71
2.4.5. Cierre del proyecto	72
2.4.6. Post gestión del proyecto	72
2.4.7. Aprobaciones	72
Capítulo 3: Acta de Constitución Del Proyecto	73
3.1. Nombre del proyecto	73
3.2. Propósito y justificación del proyecto.....	73

3.2.1. Propósito.....	73
3.2.2. Justificación.....	74
3.3. Descripción del proyecto y entregables	74
3.3.1. Descripción general.....	74
3.3.2. Principales entregables.....	74
3.3.3. Arquitectura base de control sugerida.....	75
3.3.4. Requerimientos de alto nivel del proyecto	75
3.4. Objetivos del proyecto	76
3.5. Supuestos y restricciones	76
3.5.1. Supuestos	76
3.5.2. Restricciones	77
3.6. Riesgos de alto nivel	77
3.7. Cronograma de hitos principales	79
3.8. Presupuesto estimado	79
3.9. Lista de interesados	80
3.10. Criterios de aceptación del proyecto	81
3.11. Asignación del director del proyecto	82
3.12. Autoridad del director del proyecto	83
3.13. Asignación del patrocinador del proyecto.....	84
3.14. Autoridad del patrocinador del proyecto	84
3.15. Aprobaciones.....	84

Capítulo 4: Plan para la Gestión y Dirección del proyecto	86
4.1 Plan de gestión de la integración.....	86
4.1.1 Registro de beneficios del proyecto.....	91
4.1.2 Registro de lecciones aprendidas.....	93
4.1.3 Acta de cierre del proyecto	93
4.2 Plan de gestión del alcance.....	95
4.2.1 Enunciado del alcance del proyecto.....	97
4.2.2 Estructura del desglose del trabajo	102
4.2.3 Diccionario de la estructura del desglose de trabajo	103
4.2.4 Matriz de trazabilidad de requisitos.....	107
4.3 Plan de gestión del cronograma.....	109
4.3.1 Plan de gestión del tiempo	109
4.3.2 Cronograma estimado del proyecto.....	112
4.3.2.1 Vista general del calendario del proyecto	112
4.3.3 Actividades del proyecto.....	113
4.3.4 Estimación de recursos de actividades.....	116
4.3.5 Ruta crítica del proyecto.....	116
4.4 Plan de gestión de costos y presupuesto.....	117
4.4.1 Plan de gestión del presupuesto	117
4.4.2 Estimación de costos.....	120
4.4.2.1 Recursos para el Proyecto	120

4.4.3	Estimación del presupuesto.....	123
4.4.4	Simulación Montecarlo	125
4.4.4.1	Probabilidad de cumplimiento del presupuesto:.....	125
4.4.4.2	GESTION DE RIESGOS DEL PROYECTO	126
4.4.4.2.1	Contingencia al riesgo	126
4.5	Plan de gestión de la calidad	127
4.5.1	Plan de gestión de la calidad.....	128
4.5.2	Métricas de calidad	133
4.5.3	Lista de verificación de la calidad	135
4.6	Plan de gestión de los recursos	136
4.6.1	Plan de Gestión de Recursos	136
4.6.2	Matriz de asignación de responsabilidad RACI.....	139
4.6.3	Descripción de roles.....	140
4.7	Plan de gestión de comunicación.....	143
4.7.1	Plan de gestión de comunicación	143
4.7.2	Matriz de comunicación del proyecto.....	145
4.8	Gestión De Las Riesgos	146
4.8.1	Registro de riesgos del proyecto	149
4.8.2	Análisis Cuantitativo de Riesgos y Plan de Contingencia	150
4.9	Plan de gestión de adquisiciones.....	151
4.9.1	Gestión de adquisiciones	151

4.9.2	Evaluación y selección de proveedores.....	153
4.10	Plan de gestión de interesados	154
4.10.1	Registro de los interesados	155
4.10.2	Análisis de clasificación de los interesados	157
4.10.3	Plan de gestión de los interesados.....	157
5	Conclusiones y Recomendaciones	160
5.1	Conclusión	160
5.2	Recomendación	161
6	Bibliografía.....	163
6.1.1	Trabajos citados	164

Índice de Tablas

Tabla 1 <i>Mapa de Actores de la EPPetroecuador</i>	12
Tabla 2 <i>Despliegue de perspectivas e indicador asociado</i>	23
Tabla 3 <i>Indicadores y Metas Esperadas</i>	24
Tabla 4 <i>Brechas de la Matriz de Arquitectura Empresarial (MAE)</i>	33
Tabla 5 <i>Sistema de ponderación por nivel de urgencia</i>	36
Tabla 6 <i>Iniciativas Calve relacionada con Macroprocesos</i>	37
Tabla 7 <i>Equipos y Servicios mínimo requerido</i>	43
Tabla 8 <i>Personal Técnico Mínimo</i>	45
Tabla 9 <i>Costos directos por pago de personal</i>	51
Tabla 10 <i>Costos Variables por pago de jornada extendida al personal</i>	52
Tabla 11 <i>Estructura de costos de Alternativa 1</i>	53
Tabla 12 <i>Estructura de costos de Alternativa 2</i>	53
Tabla 13 <i>Flujo de Caja Sin Proyecto – Alternativa 1</i>	55
Tabla 14 <i>Flujo de caja con proyecto – Alternativa 1</i>	56
Tabla 15 <i>Flujo de caja Incremental – Alternativa 1</i>	57
Tabla 16 <i>Flujo de caja con proyecto - Alternativa 2</i>	58
Tabla 17 <i>Flujo de caja incremental - Alternativa 2</i>	59
Tabla 18 <i>Indicadores financieros de la alternativa seleccionada</i>	62
Tabla 19 <i>Matriz de Riesgos del proyecto Barbasquillo</i>	65
Tabla 20 <i>Matriz de Trazabilidad</i>	67
Tabla 21 <i>Objetivos del Proyecto</i>	76
Tabla 22 <i>Lista de hitos del proyecto</i>	79
Tabla 23 <i>Lista de interesados en el proyecto</i>	80
Tabla 24 <i>Criterios de Aceptación del Proyecto</i>	81

Tabla 25 <i>Designación del director del proyecto</i>	83
Tabla 26 <i>Designación del patrocinador del proyecto</i>	84
Tabla 27 <i>Aprobación de acta de constitución del proyecto</i>	85
Tabla 28 <i>Plan de gestión de integración</i>	89
Tabla 29 <i>Formato para registro de beneficios del Proyecto</i>	91
Tabla 30 <i>Formato para registro de lecciones aprendidas del Proyecto</i>	93
Tabla 31 <i>Procedimiento para cierre del proyecto</i>	94
Tabla 32 <i>Formato para acta de cierre del proyecto</i>	95
Tabla 33 <i>Plan de gestión del alcance</i>	96
Tabla 34 <i>Enunciado del Alcance</i>	98
Tabla 35 <i>Diccionario de Estructura de Desglose del Trabajo EDT</i>	103
Tabla 36 <i>Matriz de trazabilidad de requisitos</i>	107
Tabla 37 <i>Plan de gestión del Tiempo</i>	109
Tabla 38 <i>Línea Base del Proyecto</i>	112
Tabla 39 <i>Listado de Actividades del Proyecto</i>	113
Tabla 40 <i>Plan de Gestión del Presupuesto</i>	117
Tabla 41 <i>Plan de Gestión del Presupuesto</i>	120
Tabla 42 <i>Estimación de Costos</i>	124
Tabla 43 <i>Impacto de Riesgos al Proyecto</i>	127
Tabla 44 <i>Plan de Gestión de la Calidad</i>	128
Tabla 45 <i>Métricas de Calidad</i>	133
Tabla 46 <i>Lista de Verificación de la calidad</i>	135
Tabla 47 <i>Plan de Gestión de los Recursos</i>	136
Tabla 48 <i>Leyenda RACI</i>	139
Tabla 49 <i>Matriz RACI</i>	139
Tabla 50 <i>Descripción de Roles</i>	140

Tabla 51 <i>Plan de gestión de las Comunicaciones</i>	143
Tabla 52 <i>Matriz de las Comunicaciones</i>	145
Tabla 53 <i>Procedimiento de Planificación de Respuestas</i>	146
Tabla 54 <i>Matriz de registro de Riesgos</i>	149
Tabla 55 <i>Análisis Cuantitativo de Riesgos y Plan de Contingencia</i>	150
Tabla 56 <i>Plan de Gestión de Adquisiciones</i>	151
Tabla 57 <i>Evaluación y selección de proveedores</i>	153
Tabla 58 <i>Plan de Gestión de los interesados</i>	157

Índice de Figuras e Ilustraciones

Figura 1 <i>Hitos Institucionales de la EP Petroecuador</i>	2
Figura 2 <i>Infraestructura de Transporte de la EP Petroecuador</i>	3
Figura 3 <i>Producción, Transporte y Comercialización Interna</i>	5
Figura 4 <i>Producción, Transporte y Comercialización Interna de derivados</i>	5
Figura 5 <i>Exportación de Crudo (2013-2020)</i>	6
Figura 6 <i>Estructura de Valores de la Estatal Petrolera</i>	10
Figura 7 <i>Business Model Canvas</i>	11
Figura 8 <i>Objetivos Estratégicos de Estatal Petrolera 2021-2025</i>	18
Figura 9 <i>Estrategias asociada a Objetivos Estratégicos</i>	18
Figura 10 <i>Mapa Estratégico</i>	20
Figura 11 <i>Estructura Organizacional Terminal Barbasquillo</i>	25
Figura 12 <i>Cadena de la estatal Petrolera Ecuatoriana</i>	26
Figura 13 <i>Cadena de Valor Ampliada - Terminal Barbasquillo</i>	26
Figura 14 <i>Estructura Estatal Petrolera Ecuatoriana</i>	27
Figura 15 <i>Localización del Terminal Barbasquillo EPPetroecuador</i>	48
Figura 16 <i>Informe de despachos por terminal y producto 2023</i>	50
Figura 17 <i>Comparación de flujos de caja estimados el proyecto – Alternativa 1</i>	60
Figura 18 <i>Comparación de flujos de caja estimados el proyecto – Alternativa 2</i>	60
Figura 19 <i>Rendimientos de la alternativa 1</i>	61
Figura 20 <i>Rendimientos de la alternativa 2</i>	61
Figura 21 <i>Arquitectura base de control</i>	75
Figura 22 <i>Plan de Gestión de la Integración del Proyecto</i>	87
Figura 23 <i>Estructura de Desglose del Trabajo EDT</i>	102
Figura 24 <i>Vista General del Proyecto Barbasquillo</i>	112

Figura 25 <i>Determinación de temporalidad PERT</i>	116
Figura 26 <i>Ruta Crítica del proyecto</i>	116
Figura 27 <i>Simulación Montecarlo - Situación inicial</i>	125
Figura 28 <i>Análisis de presupuesto incluyendo contingencias</i>	126
Figura 29 <i>Contribución a la Varianza</i>	126
Figura 30 <i>Simulación Montecarlo considerando Riesgos</i>	127

Glosario de Términos

SIGLA	SIGNIFICADO
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
OCF	Oleoducto de Crudos Pesados
API	American Petroleum Institute – Instituto Americano del Petróleo – unidad empleada para determinar el tipo de derivado
CGE	Contraloría General del Estado
SERCOP	Servicio Nacional de Compras Publicas
ARCRNNR	Agencia de Regulación y Control de Recursos Naturales No Renovables
TI	Tecnologías de la Información
DCS	Sistema de Control Distribuido
SCADA	Control Supervisorio y Adquisición de Datos (Supervisory Control and Data Acquisition)
HMI	Interfaz Hombre-Máquina (Human Machine Interface)
MOV	Motorized Over Valve – Válvula Motorizada
PCO8	Software de control interno de la EP Petroecuador
MOV	Válvula Motorizada – Motor Over Valve
OPC	Tecnología de comunicación con una arquitectura de cliente y servidor.
MAE	Matriz de arquitectura empresarial
ARCH	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera
ARCRNNR	Agencia de Regulación y Control de Recursos Naturales No Renovables
OE	Objetivo Estratégico
TAS	Sistema de automatización de Terminales – Terminal Automation System
CCTV	Circuito Cerrado de Televisión
RTU	Unidad Terminal Remota – Remote Terminal Unit

SIGLA	SIGNIFICADO
EST	Estrategia
RBS	Estructura de desglose de Riesgos – Risk Breakdown Structure
ISO	Organización Internacional de Normalización – International Estándar Organization
CPC	Clasificador Central de Productos
SPI	Indicador de cumplimiento de Cronograma
CPI	Indicador de Gestión del Costo
PAC	Plan Anual de Contrataciones

Capítulo 1: Entorno Institucional

1.1. La Industria Hidrocarburífera ecuatoriana

La historia petrolera de Ecuador es una parte fundamental de su desarrollo económico y político. Comenzó en la década de 1960 cuando se descubrieron importantes reservas de petróleo en la región amazónica y en la cuenca del Golfo de Guayaquil. El petróleo se convirtió rápidamente en la principal fuente de ingresos para el país.

Durante gran parte de su historia petrolera, Ecuador dependió en gran medida de empresas extranjeras para la extracción y exportación de petróleo. Sin embargo, en 1973, el gobierno ecuatoriano nacionalizó la industria petrolera y creó la empresa estatal Petroecuador para administrarla.

A lo largo de los años, la industria petrolera ecuatoriana ha experimentado altibajos debido a la volatilidad de los precios del petróleo en el mercado internacional. La dependencia de los ingresos petroleros ha llevado a crisis económicas y fiscales en el país en varias ocasiones.

La extracción petrolera también ha estado envuelta en controversias debido a sus impactos ambientales en la región amazónica y los derechos de las comunidades indígenas. Los derrames de petróleo y la degradación del medio ambiente han sido preocupaciones constantes.

1.1.1. Hitos Institucionales

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), inicio sus actividades en 1972 cuya meta primordial fue la de precautelar los hidrocarburos existentes bajo suelos ecuatorianos y convertirlos en un instrumento de desarrollo para el país, además de realizar la exploración, industrialización y comercialización de productos necesarios para la actividad petrolera y petroquímica. Para el año de 1972 empezó la operación del oleoducto transecuatoriano con una capacidad de transporte de crudo inicial de 250.000 barriles diarios,

el mismo que a la actualidad se ha incrementado a 390.000 barriles diarios tras algunos proyectos de repotenciación.

A finales de los años 70 se construyó la Refinería de Esmeraldas con el objetivo de reducir la importación de derivados; actualmente la Refinería Esmeraldas cuenta con una capacidad de 110.000 barriles diarios; adicionalmente existen las refinerías de la Libertad y Shushufindi con una capacidad de producción de 45.000 y 20.000 barriles diarios respectivamente.

En el año 1989, CEPE cambia su razón social a Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador con sus filiales Petroproducción, Petro industrial y Petrocomercial, de acuerdo con la división de trabajo requerida en esa época. Es en el año 2010 que dentro de un marco de un reordenamiento jurídico se crea la empresa EP Petroecuador, ocupándose de todas las Tareas de su antecesora. Ya para el año 2013, las Tareas de explotación de crudo y gas serán asumidas por Petroamazonas EP, mientras que las fases de refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y derivados se mantienen a cargo de EP Petroecuador. (EP Petroecuador, 2013)

Figura 1

Hitos Institucionales de la EP Petroecuador



Fuente. (EP Petroecuador, 2013)

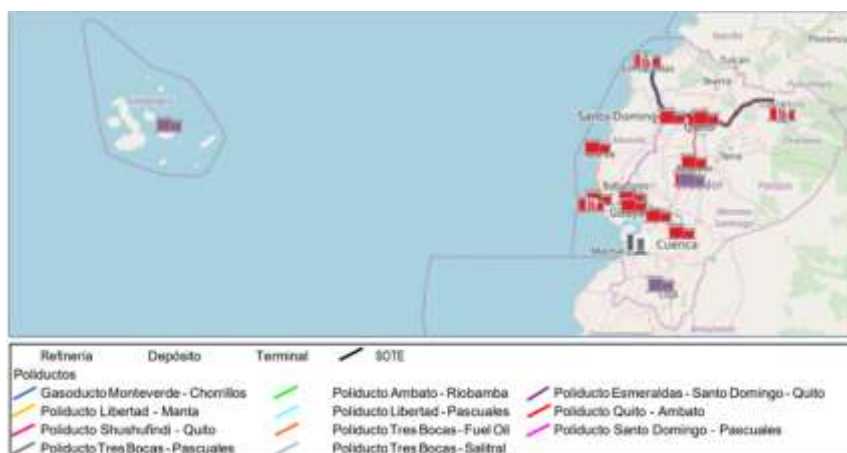
La estatal petrolera cuenta con cuatro macroprocesos agregadores de valor constituidos por Refinación de hidrocarburos, Comercialización nacional de hidrocarburos, Comercialización

internacional de hidrocarburos y Transporte de hidrocarburos; cada uno de estos macroprocesos constituye una unidad de negocio y son gestionadas por sus respectivas unidades administrativas tales como las Gerencias de Refinación, Transporte y Comercialización.

La Gerencia de Transporte se descompone jerárquicamente en Subgerencia de Oleoductos a cargo del transporte de petróleo y Subgerencia de Poliductos y Terminales a cargo del transporte de derivados, almacenamiento y posterior despacho a autotanques. En la Figura 2 se presenta la infraestructura para el transporte de hidrocarburos a cargo de la gerencia de transporte.

Figura 2

Infraestructura de Transporte de la EP Petroecuador



Fuente. (EP Petroecuador, 2013)

La Gerencia de Comercialización nacional se encarga de comercializar los derivados de petróleo a fin de satisfacer la demanda nacional; esta unidad administrativa se descompone jerárquicamente en las Subgerencias de Mercadeo y Servicio al Cliente, Ventas mayoristas (comercializadoras como Primax, Mobil, Terpel, etc.) y Ventas minoristas.

El caso de estudio se centrará en el Terminal de productos limpios Barbasquillo que se encuentra ubicado en el Km. 2.5 de la vía Manta-San Mateo, en el cual se reciben, almacenan

y despachan los productos limpios bombeados desde la cabecera Libertad a través del poliducto Libertad – Manta. Bajo el contexto explicado anteriormente, en el Terminal de Manta tanto la recepción, el almacenamiento y despacho del combustible es competencia final de la Gerencia de Transporte; mientras que la comercialización de los derivados recae en la Gerencia de Comercialización.

El Terminal Barbasquillo de Manta es uno de los principales terminales de la zona sur; sin embargo, y a pesar de que cuentan con una base tecnológica adquirida para la automatización de procesos, esta tecnología no ha sido utilizada hasta el momento; es decir, el Terminal Barbasquillo de Manta es uno de los que posee un nivel escaso de automatización o integración de procesos, por decir lo menos. Esto presenta no sólo una marcada contradicción con los objetivos estratégicos planteados por Petroecuador; si no que, además, no se alinea a los sistemas de control de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos. Por todo esto, es imperativo que se estudie el presente caso para determinar el proyecto viable que genere mayores beneficios a favor de EP-Petroecuador y, por extensión, a la estabilidad económica del país.

1.1.2. Contexto Nacional

El abastecimiento nacional de hidrocarburos proviene de la producción de derivados generados por las diferentes refinerías; la producción de biocombustibles efectuada por las mezclas de productos limpios efectuados en línea dentro de los procesos de despacho de los diferentes terminales de la Gerencia de Transporte. La Empresa Pública de Hidrocarburos para satisfacer la demanda nacional de combustibles de alta calidad realiza los procedimientos de importación de nafta de alta calidad.

El excedente de derivados de combustibles corresponde a la diferencia entre la oferta versus la demanda interna de derivados exportados. En la figura 3 se presenta la información histórica sobre los costos, ventas y margen operativo.

Figura 3

Producción, Transporte y Comercialización Interna

PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y COMERCIALIZACIÓN INTERNA DE DERIVADOS (VENTAS, COSTO DE VENTAS Y MARGEN OPERATIVO)								
Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ventas	3.697,22	3.806,33	3.489,47	3.352,51	3.476,26	3.965,80	4.278,61	2.980,84
Costo de Ventas	7.262,27	7.982,71	5.504,76	4.077,73	4.871,03	5.738,00	5.789,17	3.630,76
Margen Operativo	-3.585,05	-4.176,38	-2.015,29	-725,22	-1.394,77	-1.772,80	-1.510,56	-655,92

Incluye venta interna de gas natural.
Cifras en millones de USD.

Fuente. (Sub Gerencia de Finanzas, 2020)

Figura 4

Producción, Transporte y Comercialización Interna de derivados



Notas: Incluye venta interna de gas natural.

Fuente. (Sub Gerencia de Finanzas, 2020)

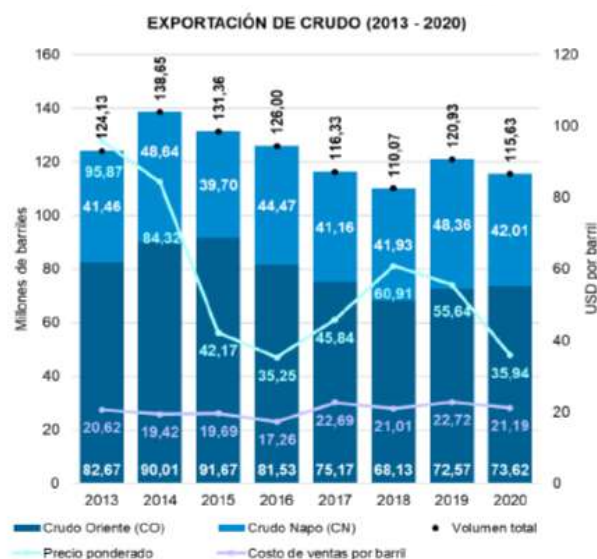
1.1.3. Contexto Internacional

La empresa pública de hidrocarburos efectúa la exportación de crudo a través de los terminales Balao y el Oleoducto de Crudo Pesado (OCP), desde el centro operativo se destina el crudo de oriente, con una gravedad entre 24 y 26 grados API mientras que el OCP se destina para el crudo de oriente proveniente de la provincia de NAPO cuyo grado API oscila entre los 17 y 20 grados API.

Durante el año 2020, las ventas internacionales (exportaciones) de crudo ascendieron a 115,63 millones de barriles a un precio promedio de 35,94 dólares americanos por barril.

Figura 5

Exportación de Crudo (2013-2020)



Nota. Datos del costo por barril tomados de la tabla “Exportación de Crudo (Ventas, costo de venta y margen operativo)”. (Sub Gerencia de Finanzas, 2020)

1.1.4. Gobierno Corporativo

1.1.4.1. Análisis Organizacional

El gobierno corporativo se refiere a la estructura de toma de decisiones y la gestión de una empresa estatal o corporación, incluyendo la forma en que se supervisan y se toman decisiones en beneficio de los accionistas o, en el caso de Petroecuador, del Estado ecuatoriano.

Las principales unidades de negocio de la estatal petrolera, en función de su alcance y relevancia se contemplan las siguientes unidades:

- **Soporte Gerencial/Staff.**- son las unidades administrativas relacionadas con los procesos gobernantes.
 - Auditoría Interna (CGE)
 - Subgerencia de Salud, Seguridad y Ambiente
 - Procuraduría

- Jefatura de Seguridad Física
- Jefatura Corporativa de Responsabilidad Social y Relaciones

Comunitarias

- Jefatura de Imagen y Comunicación
- Jefatura Corporativa de Programación y Coordinación Operativa

- **Operaciones.** - son las unidades administrativas relacionadas con los procesos sustantivos de valor o del negocio.

- Gerencia de Exploración y Producción
- Gerencia de Refinación
- Gerencia de Transporte
- Gerencia de Comercio Internacional
- Gerencia de Comercialización Nacional

- **Soporte Administrativo.** - son las unidades administrativas relacionadas con los procesos habilitantes o de apoyo.

- Subgerencia de Talento Humano
- Subgerencia de Finanzas
- Subgerencia de Tecnologías de la Información
- Subgerencia de Logística y Abastecimiento
- Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

1.1.4.2. Desafíos institucionales

Entre los principales desafíos institucionales que podrían presentarse para la ejecución de este proyecto se encuentran los siguientes:

- ***Demora en procesos internos de contratación:***

Las prácticas de contratación están continuamente sujetas a revisiones y reformas, lo que puede dar lugar a retrasos en los procesos contractuales de diversos tipos, prolongando la ejecución hasta por un período de seis (6) meses.

Estos retrasos, a su vez, impactan negativamente en la ejecución presupuestaria, ya que una gestión oportuna resulta imperativa para el cumplimiento de los indicadores de gestión de la gerencia de transporte.

- ***Retrasos por área legal:***

Para obtener la aprobación en un procedimiento contractual, es necesario contar con el respaldo del área legal, cuyo proceso puede llevar de 30 a 60 días. Estos plazos impactan directamente en las actualizaciones exhaustivas de estudios de mercado o documentación habilitante, lo que a su vez ocasiona retrasos en el proceso de contratación y, consecuentemente, afecta el logro de los objetivos tanto empresariales como del proyecto.

- ***Reducción de presupuesto en subpartida presupuestaria***

El Ministerio de Finanzas, al no observar el cumplimiento de las proyecciones para la contratación de bienes o servicios, solicita la devolución de recursos o su reasignación. Este escenario se ve agravado por la necesidad de aprobación de diversas áreas en los procesos de contratación y la acumulación de procesos administrativos, lo que resulta en vencimientos de líneas de procesos.

La frecuente aparición de fallos jurídicos adversos, ya sean de origen interno o externo, contra la estatal petrolera, conduce a una reducción inminente de recursos para cumplir con las sentencias judiciales, teniendo un impacto directo en la disminución del presupuesto asignado a la unidad, así como para la gerencia de transporte restringiendo significativamente el alcance de los objetivos establecidos en el plan empresarial 2021-2025.

- ***Cambios de la administración inicial***

Los cambios constantes en la administración en cualquiera de sus niveles arriesgan la continuidad de los procesos de mejora.

Considerando que, la estatal petrolera forma parte de las empresas estratégicas, el vínculo político es directo y cualquier cambio en el orgánico afecta directamente a los objetivos.

- ***Negativa por parte de grupos sindicalistas***

La desinformación sobre los beneficios de los sistemas automatizados por parte de los funcionarios que conforman los grupos políticos internos (sindicalistas) generan resistencia activa a la implementación de mejoras tecnológicas.

1.2. Filosofía Institucional

1.2.1. Misión

“Maximizar de manera sustentable el valor de los recursos energéticos para el beneficio de la sociedad ecuatoriana.”

La misión del Terminal Barbasquillo se encuentra contenida dentro de la misión de la empresa, en lo referente a la gestión eficiente de los procesos de transporte, almacenamiento, comercialización interna de derivados y el garantizar el abastecimiento interno de productos de calidad en la provincia de Manabí.

1.2.2. Visión

“Ser la empresa referente a nivel regional que refuerza la seguridad, eficiencia y desempeño energético con criterios de transparencia, probidad y compromiso social.”

1.2.3. Valores

- **Transparencia:**

Garantizamos una permanente actitud vertical y gestión objetiva para fortalecer la confianza y credibilidad reflejando honestidad y cumplimiento en todas nuestras operaciones brindando información adecuada y fiel a nuestro accionar.

- **Integridad:**

Promovemos los más altos estándares de ética de negocios e integridad empresarial y humana, así como evidenciar en cada una de nuestras acciones un comportamiento honesto con el fin de demostrar solvencia moral, apegado al cumplimiento de normativa.

- **Responsabilidad:**

Asumimos nuestras funciones y deberes, con la convicción de cumplirlas de manera eficaz, eficiente y oportuna, en el marco de los objetivos estratégicos de la empresa.

- **Respeto:**

Fomentamos el respeto como un valor fundamental para crear un espacio de armonía que favorezca al dialogo y la participación conjunta.

- **Eficiencia:**

Buscamos constantemente nuevas y mejores formas de hacer. Todas las operaciones de EP PETROECUADOR se caracterizarán por el manejo óptimo de los recursos disponibles.

- **Conciencia Ambiental y Social:**

Priorizamos la seguridad y la salud de nuestros empleados, fomentando el respeto a las comunidades y la conservación del medio ambiente, en procura de una armoniosa relación entre EP PETROECUADOR y la comunidad.

Figura 6

Estructura de Valores de la Estatal Petrolera



Fuente: (Ep Petroecuador, 2022)

1.3. Modelo de negocio – Business Model Canvas

Figura 7

Business Model Canvas

KEY PARTNERS	KEY ACTIVITIES	VALUE PROPOSITIONS	CUSTOMER RELATIONSHIPS	CUSTOMER SEGMENTS
Transportistas Comercializadoras Agencia de Regulación y Control ARCRNNR TICs EPPetroecuador	Automatización de llenaderas Integración de Sistemas de recepción y almacenamiento Integración a sistema PCO8	Las comercializadoras y usuarios internos del sistema buscan una solución integral para reducir tiempos y costos operativos en el transporte de combustibles. La propuesta aborda cada subsistema relacionado con el transporte, almacenamiento y comercialización de combustibles en el terminal Barbasquillo. Además, su implementación mejorará la salud de los operadores de despacho y fiscalización al minimizar la exposición a gases nocivos.	Mejorar el sistema de despacho Minimizar tiempos en despacho	Comercializadoras Transportistas Agencia de Regulación y Control ARCRNNR
	KEY RESOURCES Sistema FLEX Sistema PCO8 Red Acculoads III.Net Red Limitorque		CHANNELS Plataforma Web	
COST STRUCTURE		REVENUE STREAMS		
Licenciamiento del sistema DCS y TM Ingeniería Adquisición de Hardware		Ingresos por venta de productos limpios		

Fuente: Al autor

1.3.1. Segmento del Mercado

El proyecto tiene lugar en la industria Hidrocarburífera específicamente en el transporte, almacenamiento y comercialización de derivados de hidrocarburos en la provincia de Manabí y sus alrededores; el proyecto se desarrollará en como mejora a las instalaciones del Terminal de productos limpios Barbasquillo de la EP Petroecuador

1.3.2. Mapa de actores de la EPPetroecuador

La EP Petroecuador, al ser la única empresa encargada de la explotación, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de productos limpios dentro del territorio ecuatoriano, así como la venta de spots de crudo hacia el exterior, las partes interesadas se presentan en la tabla 1 “Mapa de Actores de la EPPetroecuador”.

Tabla 1

Mapa de Actores de la EPPetroecuador

Mapa de actores - EPPetroecuador			Nivel de incidencia
Decisores	De quienes depende la definición y aprobación de la estrategia empresarial	1.- Presidencia de la Republica	Alto
		2.-Secretaría nacional de Planificación	Alto
		3.- Empresa Coordinadora de Empresas Publicas	Alto
		4.- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables	Alto
Gestores	Responsables de la ejecución de la estrategia empresarial	Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EPPetroecuador	Alto
Referentes	Los aliados que crean el consenso y apalancan la estrategia empresarial	1.- Agencia de Regulación y Control de Recursos Naturales No Renovables	Alto
		2.-Flota Petrolera Ecuatoriana	Medio
		3.-OCP Ecuador	Medio
		4.- Operador Nacional de Electricidad	Medio
		5.-Ministerio de Economía y Finanzas	Alto

Mapa de actores - EPPetroecuador			Nivel de incidencia
		6.-Contraloria General del Estado	Medio
		7.- Servicio Nacional de Contratación Pública (SERCOP)	Bajo
Usuarios/Destinatarios	A quien o quienes se dirige la estrategia empresarial	1.-Ciudadania	Alto
		2.-Clinetes	Alto
		3.-Proveedores	Alto
Entorno	A quienes se debe informar el desarrollo de la estrategia para lograr inserción social	1.-Ciudadania	Alto
		2.-Ministerio del Ambiente	Alto
		3.-Ministerio de Trabajo	Bajo
		4.-Medios de Comunicación	Alto

1.3.2.1. Necesidades clave de las partes interesadas

- Mantener estable el funcionamiento empresarial y el aprovechamiento de recursos hidrocarburíferos.
- Enmarcar las actividades hidrocarburíferas en principios éticos
- Comunicar Resultados
- Asegurar el cumplimiento de obligaciones
- Fortalecer los canales de comunicación entre los entes de control y EP PETROECUADOR.
- Cumplir con las normas y reglamentos definidos

1.3.2.2. Proveedores y contratistas

- Proveedores de bienes y servicios requeridos para las operaciones de cada unidad de negocio

1.3.2.3. Relaciones con proveedores, contratistas y clientes

- Gestionar eficiente cumplimiento de obligaciones contractuales.

- Gestionar pago oportuno de obligaciones por los bienes y/o servicios entregados
- Recibir información oportuna para requerimientos de bienes y servicios para fomentar el desarrollo de cada unidad negocio
- Recibir comunicaciones oportunas de normativa interna vigente aplicable a proveedores y contratistas.
- Recibir retroalimentación con respecto al fortalecimiento del desarrollo de proveedores y contratistas.
- Fortalecer los canales de comunicación (comunicación de resultados)
- Mantener un vínculo contractual con la Empresa

1.3.2.4. Medios de comunicación

- Prensa
- Agencias internacionales de noticias
- Radios
- Televisión
- Redes Sociales

1.3.2.5. Necesidades de medios

- Obtener información veraz y confiable, oportuna y confiable
- Generar estrategias alineadas a las políticas comunicacionales de gobierno

1.3.2.6. Comunidad

- Pobladores del área de influencia
- Juntas parroquiales
- Juntas de agua.

- Organizaciones comunitarias

1.3.2.7. Necesidades de la comunidad

- Gestionar aplicación de la consulta previa, libre e informada en la planificación para nuevos proyectos.
- Recibir socialización de nuevos proyectos.
- Participar en procesos participativos de Compensación Social, por afectaciones ambientales o construcción de nuevos proyectos.
- Obtener atención inmediata a contingencias.
- Garantizar procesos de indemnización eficientes.
- Promover el cumplimiento de la legislación aplicable a la gestión social de la Empresa.

1.3.2.8. Clientes y consumidores

- Nacionales: negocios de comercialización de derivados
- Usuarios de combustibles
- Usuarios de lubricantes
- Usuarios industriales
- Usuarios de la infraestructura empresarial
- Internacionales: venta de crudo y derivados

1.3.2.9. Necesidades de Clientes y consumidores

- Garantizar la disponibilidad de productos
- Obtener calidad en los productos
- Promover el desarrollo sustentable: equilibrio económico, social, ambiental
- Disponer de precios competitivos y asequibles

1.3.2.10. Competencia y mercado

- Comercializadoras autorizadas por el Ministerio de Hidrocarburos que atienden a los siguientes sectores: automotriz, industrial, naviero, doméstico, pesquero, eléctrico y aéreo.

1.3.2.11. Necesidades de competencia y mercado

- Disponer y entregar de manera oportuna los productos
- Disponer de Calidad en los productos
- Promover la Responsabilidad Social Empresarial
- Promover la transparencia y rendición de cuentas
- Promover competencia justa
- Disponer de precios competitivos

1.3.2.12. Otros aliados estratégicos

- Inversionistas
- Academia
- Organismos de cooperación internacional

1.3.2.13. Necesidades de otros aliados estratégicos

- Ejecutar proyectos estratégicos
- Cumplir compromisos establecidos
- Crear convenios de cooperación interinstitucional.
- Disponer de información financiera y no financiera, que facilite la

toma de decisiones.

- Establecer alianzas estratégicas.

1.3.3. Flujos de ingreso.

Al evaluar la viabilidad de un proyecto destinado a mejorar la infraestructura existente, en particular en la empresa estatal petrolera ecuatoriana, se prevé

financiar la iniciativa mediante los recursos propios de la Gerencia de Transporte, específicamente a través de la Intendencia de Mantenimiento de Terminales Sur.

La determinación del costo ponderado per cápita (Weighted Average Cost of Capital – WACC) se llevará a cabo a lo largo de un período de evaluación de 5 años. Este análisis contemplará no solo los costos operativos, sino también las posibles pérdidas derivadas de errores humanos y las paradas no programadas en las operaciones de la planta.

Con este enfoque integral, buscamos maximizar la eficiencia en la asignación de recursos financieros, asegurando que la inversión no solo optimice la infraestructura existente, sino que también mitigue los riesgos asociados, promoviendo así la sostenibilidad y el rendimiento a largo plazo del proyecto.

1.3.4. Estructura de Costos e Ingresos

1.3.4.1. Estructura de costos del proyecto

Considerando que la inversión será con fondos propios de la empresa con cargo a la subpartida de mantenimiento complementario de la Intendencia de Mantenimiento de Terminales y Depósitos Sur, los costos del proyecto serán subdividido entre procura de insumos o materiales, así como servicios de ingeniería requeridos. Los rubros con mayor impacto se efectuarán inicialmente dentro del plan de adquisiciones.

Durante la ejecución del servicio la empresa continuara operando de forma paralela por lo que los costos atribuidos a mantenimiento de la infraestructura y su implementación se prorrateara durante el tiempo de ejecución del proyecto.

1.3.4.2. Estructura de ingresos

Los ingresos del proyecto provendrán de la comercialización directa de los distintos derivados de hidrocarburos que se comercializan en la Terminal de

Productos Limpios Barbasquillo de la EP Petroecuador.

1.4. Estrategia institucional

La estrategia institucional de la petrolera estatal ecuatoriana tiene como base los objetivos estratégicos

1.4.1. Objetivos Estratégicos.

Los objetivos estratégicos de Estatal Petrolera según las cuatro perspectivas del Cuadro de Mando Integral (CMI) se indican en la figura 8.

Figura 8

Objetivos Estratégicos de Estatal Petrolera 2021-2025

OBJETIVO ESTRATÉGICO	ESTRATEGIAS	PERSPECTIVA
Objetivo 1. Mantener la sostenibilidad financiera	3	Financiera Comercial Operacional
Objetivo 2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2	Operacional
Objetivo 3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	2	Operacional
Objetivo 4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos.	3	Comercial Operacional
Objetivo 5. Incrementar las actividades de comercio internacional	1	Comercial Operacional
Objetivo 6. Incrementar la eficiencia empresarial	5	Financiero Operacional
Objetivo 7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratistas, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	4	Operacional
Objetivo 8. Incrementar el desarrollo del talento humano	2	Financiero Operacional

Fuente: (Ep Petroecuador, 2022)

Figura 9

Estrategias asociada a Objetivos Estratégicos

OBJETIVO ESTRATÉGICO	ESTRATEGIAS
1. Mantener la sostenibilidad financiera	1.1 Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados.
	1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.
	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.
2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2.1 Reactivar la actividad exploratoria (resulta).
	2.2 Analizar la factibilidad de implementar Recuperación Mejorada en los campos existentes.
3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	3.1 Ejecutar Cambios de zonas y operaciones duales por años
	3.2 Optimizar los esquemas de producción de los campos
4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos.	4.1 Gestionar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos.
	4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.
	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.
5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarbúíferas.

OBJETIVO ESTRATÉGICO	ESTRATEGIAS
1. Mantener la sostenibilidad financiera	1.1 Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados.
	1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.
	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.
2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2.1 Reactivar la actividad exploratoria (sanados).
	2.2 Analizar la factibilidad de implementar Recuperación Mejorada en los campos existentes.
3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	3.1 Ejecutar Cambios de arena y operaciones duales por años.
	3.2 Optimizar los esquemas de producción de los campos.
4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos.	4.1 Destinar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos.
	4.2 Resguardar la disponibilidad y confiabilidad operativa.
	4.3 Resguardar los niveles de inventarios de derivados.
5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Planear y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarbúricas.

Fuente: (Sub Gerencia de Finanzas, 2020)

Las unidades administrativas de Transporte y Comercialización Nacional se alinean a todos los objetivos estratégicos antes descritos excepto al objetivo OM05 pues, la comercialización internacional no es objeto de estudio del presente documento.

El Terminal Barbasquillo se encuentra bajo la competencia de la Subgerencia de Poliductos y Terminales (Transporte) y la subgerencia de ventas a mayoristas (Comercialización) y, por tanto, sus objetivos se encuentran alineados a todos los del cuadro 1 excepto a los que involucran actividades de comercio internacional

1.4.2. Mapa estratégico

Figura 10

Mapa Estratégico



Nota: información ajustada del plan estratégico empresarial 2021-2025 de la estatal petrolera ecuatoriana

1.4.3. Cuadro de mando integral

El Cuadro de Mando Integral (CMI) se presenta como una síntesis magistral que fusiona diversas perspectivas, entre ellas financieras, clientes, procesos y aprendizaje, para lograr de manera eficiente los objetivos estratégicos de la empresa. Este sistema potente complementa y armoniza los diferentes indicadores, desempeñando un papel fundamental en la realización de los objetivos, misión y visión, así como en la ejecución de la estrategia empresarial.

Desde la perspectiva financiera, el CMI no se limita a simplemente rastrear cifras contables; más bien, proporciona una visión estratégica al evaluar la salud financiera de la empresa y su capacidad para generar valor sostenible. Analiza la rentabilidad, la eficiencia en el uso de recursos y la generación de ingresos, permitiendo a los líderes empresariales tomar decisiones informadas para optimizar el rendimiento financiero.

La perspectiva del cliente en el CMI destaca la importancia de comprender y responder a las necesidades y expectativas del cliente. Al medir la satisfacción del cliente, la lealtad y otros indicadores clave, la organización puede ajustar sus estrategias para fortalecer las relaciones con los clientes y aumentar la retención, elementos esenciales para el crecimiento sostenible.

La perspectiva de procesos en el CMI se centra en la eficiencia operativa y la calidad de los procesos internos. Al identificar y medir los indicadores críticos de rendimiento, se pueden realizar mejoras continuas que conduzcan a una mayor eficiencia y efectividad en la entrega de productos o servicios.

La dimensión de aprendizaje y crecimiento en el CMI abarca el desarrollo y la capacidad de adaptación de la organización. Incluye métricas relacionadas con la formación y el desarrollo del personal, la innovación y la adopción de tecnologías emergentes, garantizando que la empresa esté preparada para enfrentar desafíos futuros.

La integración de estas perspectivas en el CMI no solo ofrece un panorama completo de la situación actual de la empresa, sino que también establece conexiones estratégicas entre ellas.

Este enfoque integral permite tomar decisiones más informadas y alinear los esfuerzos de toda la organización hacia la consecución de los objetivos, la misión y la visión establecidos. En última instancia, el CMI no solo se erige como un sistema de medición, sino como un guía estratégico que impulsa la ejecución efectiva de la estrategia empresarial y el logro de un desempeño sobresaliente.

1.4.4. Despliegue de perspectivas

Conforme a la estructura delineada en el mapa estratégico por perspectiva (Financiera, de Clientes, de Procesos Internos y de Aprendizaje/Crecimiento), el objetivo es cuantificar y supervisar los objetivos establecidos para cada una de estas perspectivas en el contexto de este proyecto. La medición se llevará a cabo mediante indicadores específicos, cuyo cálculo será ajustado a lo largo del tiempo de evaluación.

La metodología de medición puede adoptar enfoques tanto cuantitativos, empleando fórmulas que reflejen el progreso, como cualitativos, basándose en observaciones detalladas definidas para este proyecto. La cuantificación y control del avance se realizarán a través de un indicador que se recalculará durante el tiempo de evaluación mediante una fórmula, o cualitativamente mediante observaciones detalladas .

Tabla 2

Despliegue de perspectivas e indicador asociado

Tipo de Perspectiva	Objetivo según la perspectiva	Indicador asociado
Perspectiva Financiera	Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa	Incremento de demanda en 2% anual
	Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización	Reducción de costos operativos en proceso de despacho o comercialización de combustible en el Terminal Barbasquillo.
Perspectiva Clientes	Reforzar la aplicación de normas de seguridad industrial y salud ocupacional en las operaciones	Índice de operatividad del Terminal Barbasquillo, garantizando stock de guarda de mínimo 3.5 días y operatividad de infraestructura por encima del 95%
	Gestionar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos	
	Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	Incrementar los niveles de seguridad ocupacional
	Asegurar el nivel de inventario de derivados	
Perspectiva de Procesos Internos	Incrementar la eficiencia empresarial	Reducción en tiempos de espera
	Optimizar y monitorear los sistemas de producción, refinación transporte y almacenamiento	Barriles/horas transportado por poliducto recibidos en el Terminal Barbasquillo.
	Incrementar el nivel de transparencia en el registro de información en los sistemas de movimiento de producto de la EPPetroecuador	Incrementar el nivel de satisfacción de los usuarios internos y externos
	Optimización de la gestión energética	Consumo de energía
Perspectiva de Aprendizaje y Crecimiento	Incrementar el desarrollo del talento humano	Empleados Capacitados en sistema de control
	Fortalecer el modelo de gestión del talento humano	
	Promover el desarrollo permanente del talento humano	

Nota: La tabla correlaciona los objetivos estratégicos a fin al área a indicadores.

1.4.5. Indicadores y Metas

Tabla 3

Indicadores y Metas Esperadas

Metas	Indicadores					
	Frecuencia	Unidad de medida	Línea base	I semestre	II semestre	Total
Reducción de contaminación de productos	Mensual	Barriles	7200	-1500	-1500	4200
Ingresos por comercialización de derivados	Semestral	Porcentaje	91%	1,5%	2,5%	95%
Reducción en tiempos de espera por autotankue	Mensual	Minutos	115	-25	-35	55
Incremento de número de transacciones por comercialización de producto	Mensual	Porcentaje	0%	0,50%	1,50%	2%
Reducción de tasa ausentismo por enfermedades laborales	Trimestral	Porcentaje	10%	-2.5%	-3.5%	4%
Reducción de costos operativos de personal por extensión de jornada	Bimensual	Porcentaje	100%	-25%	-45%	30%
Consumo de energía	Mensual	KW	811	-15	-16	780
Empleados Capacitados en sistema de control	Semestral	Número	0	5	25	30
Índice de operatividad del terminal	Mensual	Porcentaje	75%	15%	10%	100%
Niveles de stock de guarda (Stock de seguridad)	Mensual	Días	2	1	1	4
Cobertura de demanda	Diaria	Galones	900000	4500	13500	918000

Nota: Información ajustada al presente proyecto. Stock de guarda responde a número de días que tiene garantizado para despacho en caso de fallo del poliducto Fuente: (Ep Petroecuador, 2022)

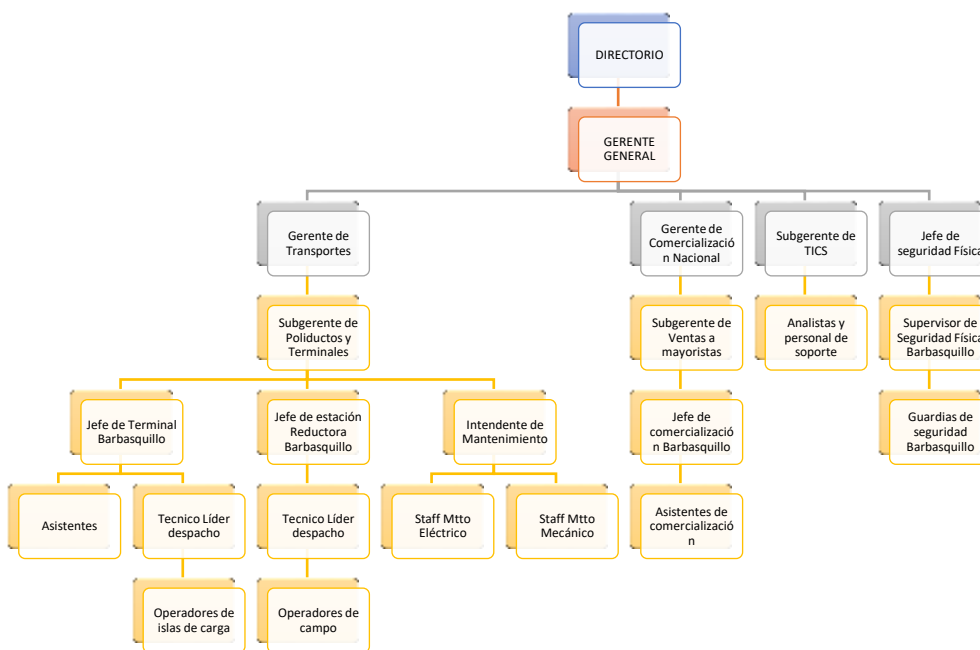
1.5. Arquitectura empresarial

1.5.1. Estructura Organizacional.

Para un mejor y más enfocado análisis del caso de estudio, se ha considerado para la estructura organizacional del Terminal Barbasquillo, las áreas relacionadas con los procesos involucrados que analizaremos con detalle más adelante.

Figura 11

Estructura Organizacional Terminal Barbasquillo



Nota: Información adaptada para el proyecto. Fuente. (Estatil Petrolera Ecuatoriana, 2022)

1.5.2. Cadena de Valor

Dentro de los procesos agregadores de valor de la empresa que intervienen en el Terminal Barbasquillo se encuentran la “Comercialización Nacional de Hidrocarburos” y el “Transporte de Hidrocarburos”; por lo que se realizara la descripción únicamente de estos dos procesos.

Figura 12

Cadena de la estatal Petrolera Ecuatoriana



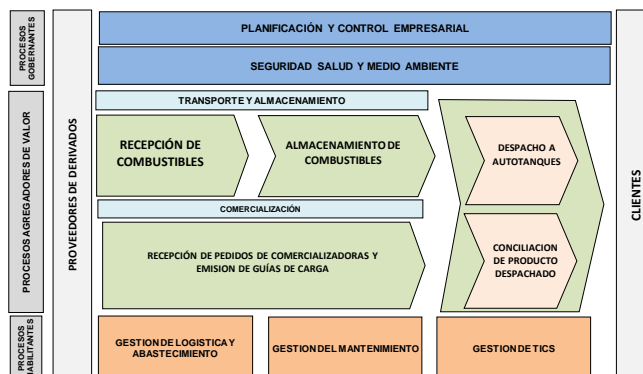
Fuente: (Estatal Petrolera Ecuatoriana, 2022)

1.5.2.1. Cadena de Valor Terminal Barbasquillo.

A continuación, se presenta la cadena de valor del Terminal Barbasquillo:

Figura 13

Cadena de Valor Ampliada - Terminal Barbasquillo



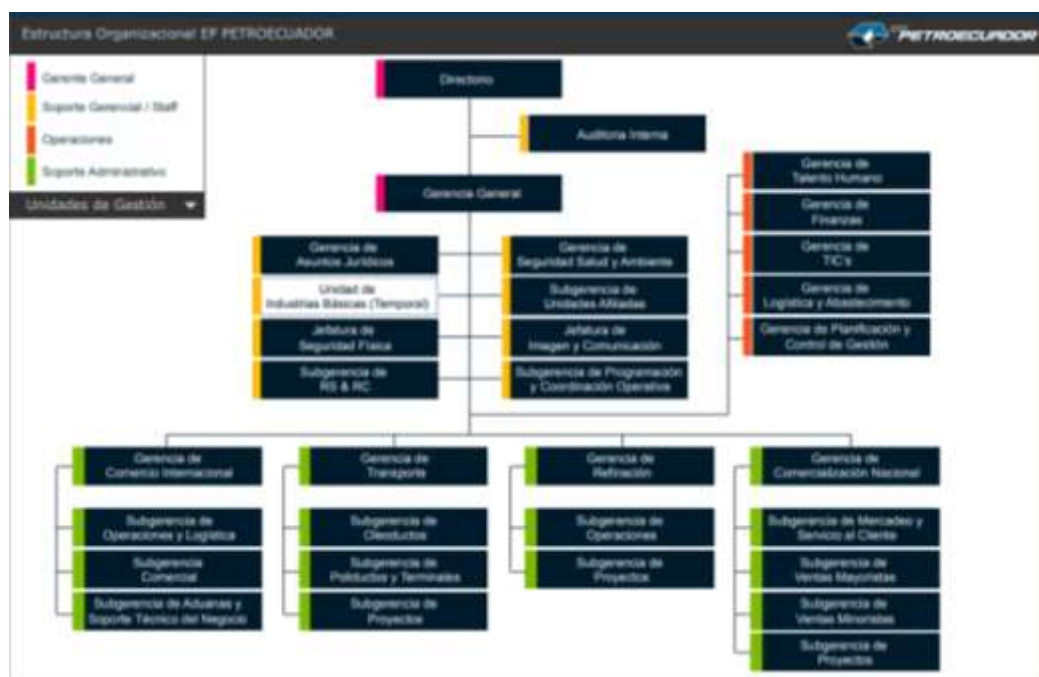
Fuente: (Estatal Petrolera Ecuatoriana, 2022)

Esta cadena de valor descompone el proceso de Transporte y Comercialización a un detalle mayor respecto a los macroprocesos de la cadena de valor de la empresa en su totalidad, de acuerdo con los procesos que se manejan en el Terminal Barbasquillo.

1.5.3. Organigrama Institucional

Figura 14

Estructura Estatal Petrolera Ecuatoriana



Fuente: (EP Petroecuador, 2013)

1.5.4. Sistemas de información

La Empresa Pública de Hidrocarburos (EP Petroecuador) dentro de sus diferentes subsistemas posee el sistema PCO8, el cual se encarga de la gestión de inventarios a nivel nacional, así como la validación de sistemas comerciales.

Actualmente el terminal Barbasquillo, no posee un sistema de control distribuido que permita la validación comercial en línea o tenga la capacidad de interconexión de otros subsistemas o plataformas de manera que se pueda estandarizar la plataforma de operación.

Los sistemas de control a integrar corresponden a:

- Subsistema de recepción o poliducto Libertad – Manta
- Subsistema de MOVs
- Subsistema de llenaderas
- Control de bombas

1.5.5. Infraestructura Tecnológica

1.5.5.1. Automatización de procesos de recepción

Consiste en el montaje e integración de los instrumentos de presión, densidad y flujo, el cableado de estos instrumentos hacía los controladores de proceso, integración de las señales de instrumentos al sistema SCADA (visualización y set de alarmas), configuración de las lógicas de control automático y manual-remoto de presión de entrada, detección oportuna y alerta de cambio de producto. Configuración en sistema SCADA de HMIs, reportes, alarmas y tendencias de proceso requeridas.

1.5.5.2. Automatización de procesos de almacenamiento

Consiste en la integración con el sistema de inventario de tanques existente dentro del servidor Entis XL mismo que no se encuentra integrado a ninguna interfaz de control; de igual forma no se posee controladores de proceso sin embargo, se prevé una integración a través del protocolo de comunicación industrial para integración de datos conocido como OPC, se deben configurar las lógicas para cambio de tanque de recepción en caso de que existan sobrellenado o el nivel inferior descienda al límite inferior seguro. Configuración en sistema SCADA de HMIs, historización, reportes, alarmas y tendencias requeridas.

1.5.5.3. Automatización de procesos de despacho e integración a computadores de flujo

Consiste en la automatización del grupo de bombeo (9 bombas) que impulsa el flujo desde los tanques hacia las islas de carga; se deben configurar las lógicas en el controlador de proceso de manera que se puedan encender de forma remota o local desde una botonera en campo y de forma automática al detectar una caída en el flujo. Se debe realizar la integración de los datos de computadores de flujo de despacho al sistema SCADA. Configuración en sistema SCADA de HMIs, historización, reportes, alarmas y tendencias requeridas.

Capítulo 2: CASO DE NEGOCIO

2.1. Resumen ejecutivo

El proyecto de automatización de las operaciones del Terminal Barbasquillo, ubicado en la provincia de Manabí, Ecuador, se centra en mejorar la operatividad del “Terminal Barbasquillo” del cual se obtendrán beneficios económicos, mediante la reducción de tiempos muertos en despacho; de igual forma, se obtendrán beneficios directos a los funcionarios (despachadores) al implementar bahías de despacho remoto con ello, la exposición a gases nocivos se reduce a cero.

Esta iniciativa, que aborda la automatización de las operaciones de recepción y despacho del terminal, forma parte del plan integral de modernización de los centros operativos de la Gerencia de Transporte. Su objetivo principal es cumplir con los lineamientos establecidos en el Plan Estratégico 2021-2025 de la estatal petrolera ecuatoriana, específicamente en los Objetivos Estratégicos 4 y 6 conforme se detalla en la Figura 8 “Objetivos Estratégicos de Estatal Petrolera 2021-2025”. Estos objetivos se orientan a garantizar el abastecimiento continuo del mercado nacional de derivados de hidrocarburos y a mejorar la eficiencia empresarial mediante la optimización y monitoreo de los procesos de refinación, transporte y almacenamiento de derivados de hidrocarburos.

2.1.1. Problema u Oportunidad

En base al levantamiento de información inicial e identificación de brechas se ha podido identificar los siguientes problemas:

- Procesos comerciales y de transporte operados de forma manual.
- Integración de procesos interdependientes inexistente.
- Acceso al terminal (ingreso – salida) débilmente controlado.
- Mantenimiento de equipos requiere personal de otros terminales de la zona sur.

- Diferencias de volúmenes entre poliducto y terminales
- Contaminación de producto por alineamiento manual
- No se posee un sistema de medición de nivel en línea
- Corrupción en asignación de cupos para carga en bahías
- Pérdidas de etanol mayores al 3% en tanques adaptados con techos tipo domo
- Operadores en constante contacto en atmosferas altamente contaminantes
- Pérdida de imagen corporativa
- No se posee instrumentación en poliducto de llegada
- Control de presión se efectúa de forma manual

2.1.2. Solución

Las alternativas de solución establecidas son:

- Implementación de un sistema de control que permita la integración de los diferentes subsistemas que convergen en la terminal Barbasquillo, así como, el dimensionamiento, instalación e integración de instrumentación para el tren de recepción del poliducto Libertad-Manta.
- Implementación de un sistema que permita la validación de credenciales comerciales y de seguridad la cual, brinde transparencia en la asignación de cupos entre las diferentes comercializadoras

2.1.3. Necesidades (Requisitos)

De los problemas identificados resultan las siguientes necesidades o requisitos de alto nivel:

- Automatización de proceso de recepción de combustibles y generación de reportes de información del proceso según demanda del usuario.
- Automatización de proceso de almacenamiento de combustibles y generación de reportes de información del proceso según demanda del usuario.
- Automatización de proceso de despacho en lo relacionado al macroproceso de transporte de combustibles y generación de reportes de información del proceso según demanda del usuario.
- Automatización de proceso de despacho relacionado al macroproceso de comercialización nacional de combustibles y generación de reportes de información del proceso según demanda del usuario.
- Automatización del control de acceso al terminal.
- Automatización de los procesos comerciales del terminal.
- Integrar la información de los procesos de transporte y almacenamiento entre sí y envío de datos al ente regulador (ARCRNNR).
- Integrar la información de los procesos de comercialización entre sí y envío de datos al ente regulador (ARCRNNR).
- Contar con personal de mantenimiento capacitado en sitio.

2.1.4. Identificación de Brechas

En el presente caso de estudio debido al tipo de organización y productos comercializados, hemos identificado que las brechas que existen en la organización no se encuentran en su Plan Estratégico ya que, está definido de forma clara y objetiva. La

“desalineación” puede ser identificada en la Matriz de Arquitectura Empresarial (MAE) que es el resultado final del análisis interno realizado previamente.

Tabla 4

Brechas de la Matriz de Arquitectura Empresarial (MAE)

Procesos	Código	Brechas	Relación FODA d – o	Estrategia que busca alcanzar el proyecto
Seguridad física e Industrial	B-PG-B01	Control y registro automático de acceso al terminal	D01 - O05	EST01: Fortalecer el desarrollo tecnológico y automatización de los procesos
	B-PG-B02	Trazabilidad de entrada-salida del terminal autotanques de conductores y vehículos	D03 - D12 - O05 - O04	
	B-PG-B03	Operadores de campo trasladados a salas de control	D02 - O05	
Recepción de combustibles	B-PV-B01	Control automático/manual-remoto de procesos de recepción	D02 - O05	
	B-PV-B02	Cambios de producto detectados oportunamente	D02 - O05	
	B-PV-B03	Datos de instrumentos de campo con monitoreo remoto	D07 - O05	
	B-PV-B04	Reportes fiables y eficientes de proceso de recepción	D03 - D12 - O05 - O04	
	B-PV-B05	Integración al ARCH de los datos de proceso de recepción de combustibles	D03 - D12 - D13 - O05 - O04	
Recepción de combustibles	B-PV-B06	Control automático/manual-remoto de procesos de almacenamiento	D02 - O05	
	B-PV-B07	Reportes fiables y eficientes proceso de almacenamiento	D03 - D12 - O05 - O04	
	B-PV-B08	Integración al ARCH de los datos de proceso de almacenamiento de combustibles	D03 - O05	
Despacho de combustibles	B-PV-B09	Control eficiente automático/manual remoto bombeo a islas de carga e integración de computadores de flujo	D02 - O05	
	B-PV-B10	Control eficiente y seguro de procesos de despacho de combustibles (entrega de volúmenes autorizados).	D02 - O06	

Procesos	Código	Brechas	Relación FODA d – o	Estrategia que busca alcanzar el proyecto
	B-PV-B11	Control eficiente y seguro de entornamiento de autotanques a islas de carga	D02 - O05	EST04: Incrementar la eficiencia y reducir el nivel de contaminantes de combustibles
	B-PV-B12	Integración de datos de despacho al sistema PCO8 (liquidación)	D03 - D12 - O05 - O04	
	B-PV-B13	Reportes fiables y eficientes de proceso de despacho de combustible	D03 - D12 - O05 - O04	
	B-PV-B14	Equipos con optimización de consumo de energía eléctrica	D08 - O08 - O09	
	B-PV-B15	Integración al ARCH de los datos de proceso de despacho	D03 - D12 - D13 - O05 - O04	
Recepción de pedidos de comercializadoras y emisión de guías de carga	B-PV-B16	Conductores atendidos en ventanilla por orden de llegada al terminal	D04 - O05	EST01: Fortalecer el desarrollo tecnológico y automatización de los procesos
	B-PV-B17	Validación de pedidos eficiente e integrada según ordenes ingresadas.	D04 - O05	
	B-PV-B18	Reportes fiables y eficientes proceso de comercialización de combustible	D03 - D12 - O05 - O04	
	B-PV-B19	Integración al ARCRNNR de los datos de proceso de Comercialización	D03 - D12 - D13 - O05 - O04	
Gestión de mantenimiento	B-PS-B01	Personal de mantenimiento con presencia continua en el terminal	D06 - O10	EST02: Asegurar el suministro de derivados de hidrocarburos/ EST03: Fortalecer la gestión de procesos

Nota: El cuadro presenta la brecha que presenta el actual sistema y lo encasilla en la estrategia que busca alcanzar con el proyecto. *Fuente:* El autor

2.1.5. Iniciativas

Las alternativas determinadas para el proyecto de modernización del terminal se subdividen en dos macroprocesos los cuales corresponden a Transporte y Comercio Nacional.

Considerando la motivación principal del proyecto el cual tiene dentro de sus objetivos no únicamente incrementar la eficiencia financiera sino también el mejorar la salud ocupacional de los trabajadores de la estatal petrolera ecuatoriana EP Petroecuador el proyecto seleccionado es “Automatización e integración de procesos de recepción y despacho del Terminal Barbasquillo”, este proyecto fue seleccionado principalmente tomando en cuenta su factor de prioridad de 2.14 el cual era el más alto de todas las opciones planteadas, los criterios de tiempo y costo se cumplían para toda la lista así que no constituyen un factor de decisión definitivo.

2.1.6. Iniciativas claves.

La estimación de la ponderación para calificación de las iniciativas se empleó el siguiente sistema de puntaje:

Tabla 5

Sistema de ponderación por nivel de urgencia

Ponderación	Nivel de Urgencia
1	Bajo
2	Medio
3	Alto
4	Muy Alto
5	Urgente

Fuente: El autor

El sistema de ponderación, que abarcó una escala del 1 al 5, se implementó como un método objetivo para evaluar y seleccionar iniciativas de proyectos; de igual forma, el nivel de importancia se determina en una escala de 0% a 100%. Cada factor relevante para la toma de decisiones se asigna un peso específico, representado por un número en la escala. De esta manera, se otorgan puntuaciones a cada iniciativa en función de su alineación con los criterios establecidos. Un puntaje más alto indica una mayor concordancia con los objetivos y requisitos del proyecto, facilitando así la identificación y selección de las iniciativas más estratégicas y viables para su desarrollo. Este enfoque proporciona una base estructurada y cuantificable para la toma de decisiones, permitiendo una evaluación comparativa clara y ayudando a priorizar las iniciativas con mayor impacto y beneficio para la organización.

Tabla 6

Iniciativas Calve relacionada con Macroprocesos

Requisito de alto nivel	Macroproceso	Importancia	Urgencia	Calificación ponderada
Automatización de proceso de recepción de combustibles y generación de reportes de información del proceso según demanda del usuario.	TRANSPORTE	0,19	4	0,76
Automatización de proceso de almacenamiento de combustibles y generación de reportes de información del proceso según demanda del usuario.		0,14	4	0,56
Automatización de proceso de despacho en lo relacionado al macroproceso de transporte de combustibles y generación de reportes de información del proceso según demanda del usuario.		0,14	4	0,56
Integrar la información de los procesos de transporte y almacenamiento entre sí y envío de datos al ARCRNNR		0,08	2	0,16
Implementar variadores de velocidad en las bombas de despacho		0,05	2	0,10
Subtotal Iniciativa (A)		0,60	16	2,14
Automatización de proceso de despacho relacionado al macroproceso de comercialización nacional de combustibles y generación de reportes de información del proceso según demanda del usuario.	COMERCIALIZACIÓN NACIONAL	0,12	4	0,48
Automatización del control de acceso al terminal.		0,08	2	0,16
Automatización de los procesos comerciales del terminal.		0,12	3	0,36
Integrar la información de los procesos de comercialización entre sí y envío de datos al ARCRNNR		0,08	2	0,16
Subtotal Iniciativa (B)		0,400	11,000	1,160

Nota: La calificación ponderada corresponde a la relación (importancia*Urgencia). **Fuente:** El autor

2.2. Estudio de las alternativas

De entre las alternativas de solución establecidas en el análisis de brechas y necesidades, se ha determinado que la alternativa que aborda los macroprocesos de transporte posee una ponderación más alta, supliendo no solo las necesidades de una parte del sistema. La alternativa seleccionada cumple con el 63% de los objetivos estratégicos establecidos en el plan de desarrollo empresarial 2021-2025, satisfaciendo los siguientes objetivos:

- (OE1) Mantener la sostenibilidad financiera
- (OE4) Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos
- (OE6) Incrementar la eficiencia empresarial
- (OE7) Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia
- (OE8) Incrementar el desarrollo del talento humano

2.2.1. Alcance de las alternativas de solución

2.2.1.1. Alcance de la alternativa de solución 1

La iniciativa seleccionada corresponde al macroproceso de transporte “Automatización de las operaciones para recepción y despacho del Terminal Barbasquillo” de la cual se desprenden los siguientes beneficios y entregables principales:

2.2.1.1.1. Beneficios del Proyecto

- Optimización de procesos de movimiento de producto.
- Transparencia en el manejo de las transacciones de transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos ante ente de control.

- Reportes fiables y eficientes de los procesos involucrados en el alcance del proyecto al 100%.
- Ahorro económico para la estatal petrolera ecuatoriana por la eliminación de reprocesos y desajustes en el despacho de productos. (aproximadamente \$975.909,99 anuales considerando el precio del crudo a junio 2023).

2.2.1.1.2. Entregables principales

A continuación, se lista los entregables principales de proyecto seleccionado.

- Plan para gestión y dirección del proyecto
- Documentación habilitante para proceso de contratación
- Procura de hardware y software
- Mantenimiento correctivo y preventivo
- Configuración y puesta en marcha del sistema de control para el terminal Barbasquillo.
- Implementación del sistema TAS
- Implementación del sistema de control de acceso
- Implementación del sistema CCTV terminal Barbasquillo

2.2.1.2. Alcance de la alternativa de solución 2

La iniciativa seleccionada corresponde al macroproceso de “Comercio Nacional” “Automatización de procesos de MOPRO del Terminal Barbasquillo” de la cual se desprenden los siguientes beneficios y entregables principales:

2.2.1.2.1. Beneficios del Proyecto

- Optimización de procesos de movimiento de producto.

- Transparencia en el manejo de las transacciones de comercialización de hidrocarburos ante ente de control.
- Reportes fiables y eficientes de los procesos involucrados en el alcance del proyecto al 100%.

2.2.1.2.2. Entregables principales

A continuación, se lista los entregables principales de proyecto seleccionado.

- Plan para gestión y dirección del proyecto
- Documentación habilitante para proceso de contratación
- Procura de hardware y software
- Implementación del sistema de control de acceso

2.2.2. Estudio de mercado

El proceso de automatización consiste en optimizar e integrar los procesos inherentes al transporte, recepción, almacenamiento y despacho de productos limpios que se efectúan en el terminal de Barbasquillo ubicado en la provincia de Manabí localidad de San Mateo.

El proceso busca suplir la mayoría de las necesidades de los diferentes clientes internos, así como mejorar el entorno ocupacional de los funcionarios que laboran en este centro operativo, quienes pasan en promedio diez horas diarias en contacto directo con gases derivados de la producción petrolera afectando directamente su salud y por ende su rendimiento.

La alternativa seleccionada en este proyecto suple las necesidades identificadas en el punto 2.1.1.2 “Necesidades y Requisitos”; de igual forma, satisface el 63% de los objetivos estratégicos del plan empresarial 2021-2025.

2.2.2.1. Análisis de la oferta

2.2.2.1.1. Análisis de la oferta - Alternativa 1

La solución busca la integración de los diferentes subsistemas que convergen en la terminal desde su recepción hasta el despacho implementado un sistema de control distribuido, así como un sistema que permita la interconexión con el sistema comercial primario como es el PCO8; permitiendo al operador y a sus diferentes usuarios interactuar directamente con el sistema de toma de turnos o pedidos de una manera más transparente supliendo de esta manera los siguientes objetivos empresariales:

- (OE1) Mantener la sostenibilidad financiera
 - EST 1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.
- (OE4) Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos.
 - EST 4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.
 - EST 4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.
- (OE6) Incrementar la eficiencia empresarial
 - EST 6.1 Optimizar y monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.
 - EST 6.2 Incrementar el nivel de transparencia en el manejo de la empresa.
- (OE7) Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia
 - EST 7.1 Reforzar la aplicación de las normas de seguridad industrial y salud ocupacional en las operaciones.

- EST 7.4 Mejorar los Sistemas de Gestión de Seguridad, Salud y Ambiente en las operaciones de la empresa conforme los estándares ISO 14001:2015 e ISO 45001: 2018.

2.2.2.1.2. Análisis de la oferta - Alternativa 2

La solución satisface la integración de los procesos relacionados al movimiento de producto en su fase comercial; la interconexión con el sistema PCO8 responde a registro de transacciones puntuales mas no el universo total de las mismas; la interconexión planteada al sistema PECO8 permitirá el registro transparente de la información de transacciones financieras y trasferencias internas mas no de registro total de stock físico de la tanqueria y su movimiento en línea.

Los objetivos empresariales establecidos en el plan empresarial 2021-2025 que satisface esta alternativa son:

- (OE1) Mantener la sostenibilidad financiera
 - EST 1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.
- (OE6) Incrementar la eficiencia empresarial
 - EST 6.1 Optimizar y monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.

2.2.3. Estudio regulatorio

Actualmente toda actividad Hidrocarburífera dentro del Ecuador tiene como marco regulatorio lo que establece la “Ley de Hidrocarburos, 1987”, reformada al 2018 donde, de establecer las atribuciones y facultades que la ley confiere a la estatal petrolera ecuatoriana y sus filiales para las actividades de exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento y distribución de curdo y sus derivados dentro del territorio ecuatoriano de igual forma;

Los procedimientos de contratación que la estatal petrolera efectúe dentro de su cadena de valor desde mid-stream hacia abajo este sujeto a las regulaciones de la ley orgánica del servicio nacional de contratación pública.

2.2.4. Estudio administrativo

2.2.4.1. Estructura de la organización (RBS)

Una RBS (*Resource Breakdown Structure*) es un desglose de recursos humanos y materiales que forman parte del proyecto, su representación es jerárquica y para el presente trabajo se obtiene lo siguiente:

Tabla 7

Equipos y Servicios mínimo requerido

EQUIPOS Y SERVICIOS MINIMOS REQUERIDOS
<u>EQUIPOS-HARDWARE-SOFTWARE</u>
<i>SOFTWARE</i>
Windows
Sistema de Control
EIS
Factory R5
<i>REPUESTOS</i>
Kits de Actuadores Eléctricos (offshore)
Kits de SmartRadar FlexLine
<i>CCTV Y ACCESO</i>
Kits de Cámaras IP (bullet)
Kit de Cámaras IP (dome)
Equipos de control de acceso
Talanqueras
Pantallas Led outdoor
<i>TABLEROS DE CONTROL</i>
Tablero de I/O Remoto – ControlEdge para la Integración de bombas
Tablero de controlador Principal ControlEdge – PLC en Sala de Gabinetes de Reductora
<i>EQUIPOS DE COMPUTO</i>
Equipos de enlace
Servidores
Computadores (Clients)
<u>SERVICIOS</u>
Servicios Limitorque

EQUIPOS Y SERVICIOS MINIMOS REQUERIDOS
Integración de Computadores de flujo Accuload III de islas de Carga
Mantenimiento e Integración Sistema ENRAF
Instalación y configuración de equipos de comunicación para sistema SCADA
Integración de Bombas
Servicios de Instalación y Configuración Sistema Terminal Management
Sistema de Control de Acceso
Integración de Sistema de Recepción por Poliducto

Fuente: El autor

2.2.4.2. Personal Técnico Mínimo

Tabla 8

Personal Técnico Mínimo

Personal técnico mínimo				
No	Cargo o función	Nivel académico	Descripción del cargo	Cant
1	Director de Proyecto	Tercer Nivel con Titulo	Encargado de dirigir y gestionar las actividades relacionadas con el proyecto	1
2	Asistente Administrativo 1	Tercer Nivel con Titulo	Encargado de gestionar la administración financiera del proyecto, así como la reporteria	1
3	Asistente Administrativo 2	Tercer Nivel con Titulo	Encargado de gestionar la administración financiera del proyecto, así como la reporteria	1
4	Dibujante	Tercer Nivel con Titulo	Encargado de realizar los PI&D del proyecto	1
5	Coordinador Logístico	Tercer Nivel en curso	Encargado de coordinar toda la logística relacionada a la adquisición de recursos del proyecto incluida la alimentación y movilización	1
6	Chofer	Bachiller	Movilización del personal	1
7	Especialista Thermac-Sys	Tercer Nivel con Titulo	Encargado de efectuar la integración de los sistemas THERMACSYS y PCO8	1
8	Ingeniero de Sistemas Senior	Tercer Nivel con Titulo	Encargado de la instalación, configuración y puesta en marcha de los diferentes sistemas de cómputo y sistemas operacionales relacionados al proyecto	1
9	Técnico de Sistemas 1	Tercer Nivel con Titulo	Encargado del apoyo en la instalación, configuración y construcción de redes de comunicaciones requeridas por el proyecto, así como asistir al ingeniero senior en sistemas	1

Personal técnico mínimo				
No	Cargo o función	Nivel académico	Descripción del cargo	Cant
10	Técnico de Sistemas 2	Tercer Nivel con Título	Encargado del apoyo en la instalación, configuración y construcción de redes de comunicaciones requeridas por el proyecto, así como asistir al ingeniero senior en sistemas	1
11	Especialista Limitorque	Tercer Nivel con Título	Encargado de efectuar el mantenimiento de la red Modbus RTU a los lazos de actuadores, así como efectuar el diagnóstico y recalibración de las MOVs en campo y en la unidad maestra	1
12	Integrador 1	Tercer Nivel con Título	Encargado de la integración de integrar los equipos de instrumentación que convergen en el proyecto	1
13	Integrador 2	Tercer Nivel con Título	Encargado de la integración de integrar los equipos de instrumentación que convergen en el proyecto	1
14	Técnico Eléctrico 1	Tercer Nivel con Título	Encargado de efectuar Tareas apoyo a los integradores 1 y 2	1
15	Técnico Eléctrico 2	Tercer Nivel con Título	Encargado de efectuar Tareas apoyo a los integradores 1 y 3	1
16	Técnico Eléctrico 3	Tercer Nivel con Título	Encargado de efectuar Tareas apoyo a los integradores 1 y 4	1

Fuente: El autor

2.2.5. Estudio Técnico de las alternativas de solución

2.2.5.1. Estudio técnico alternativa 1

Se estima implementar una plataforma que integre los subsistemas de Movs, Radares, computadores de flujo, tren de recepción, así como implementar un sistema que permita transparentar los procesos comerciales, así como llenaderas mediante la implementación de un sistema que permita lectura y escritura de datos desde el sistema de control hacia el sistema comercial propio de la estatal petrolera de forma que, permita la validación de credenciales tanto físicas como financieras.

La toma de turnos al estar interrelacionada con el sistema comercial propio de la estatal petrolera permitirá transparentar las transacciones de forma que la toma de turnos sea mediante la implementación de una filosofía de *First In – First Out* (FI-FO); de esta forma se optimizara los tiempos de espera de las comercializadoras, así como optimizara los volúmenes de transacciones que se efectúan hora a hora en la terminal.

2.2.5.2. Estudio técnico alternativa 2

La alternativa planificada llevará a cabo la automatización de procesos en el área comercial y en el movimiento de productos. Además, se introducirá un sistema de enturnamiento para la asignación de turnos; sin embargo, es importante subrayar que este sistema no se encargará de realizar el despacho en las llenaderas, manteniendo la misma filosofía operativa.

2.2.5.3. Plazo y Localización del proyecto

2.2.5.3.1. Plazo y localización del proyecto – alternativa 1

El proyecto tendrá una duración de diez y ocho meses (18) meses o su equivalente de 540 días calendario considerando fines de semana y festivos y, tendrá por localidad la Terminal de Productos limpios Barbasquillo de la EPPetroecuador km 12 vía San Mateo provincia de Manabí, Ecuador.

2.2.5.3.2. Plazo y localización del proyecto – alternativa 2

El proyecto tendrá una duración de diez y ocho meses (9) meses o su equivalente de 270 días calendario considerando fines de semana y festivos y, tendrá por localidad la Terminal de Productos limpios Barbasquillo de la EPPetroecuador km 12 vía San Mateo provincia de Manabí, Ecuador.

Figura 15

Localización del Terminal Barbasquillo EPPetroecuador



Fuente: Google.maps. <https://maps.app.goo.gl/XkdJ6D3KBMFJ73Bi7>. Nota.

Coordenadas: -0.9454812726272224, -80.75955446781568

2.2.5.4. Infraestructura requerida

La ejecución de este proyecto tanto para la solución 1 o 2 requerirá de un espacio proporcionado por la estatal petrolera dentro de las instalaciones de forma que, se cuente con acceso a los diferentes macroprocesos a intervenir, es decir; con nodos de acceso a la infraestructura tecnológica de la estatal petrolera.

Los ambientes requeridos para las diferentes pruebas y simulaciones se efectuarán mediante un ambiente de prueba facilitado por el área de tecnología de información.

2.2.5.5. Tipo de gasto

Considerando que este proyecto debe tener acceso a información sensible de la estatal petrolera lo que incluye acceso a los diferentes subsistemas, así como el sistema financiero y de movimiento de producto el tipo de procedimiento de contratación requerido para este proceso será “Licitación” con cargo a la subpartida de gasto corriente de la intendencia de mantenimiento.

El procedimiento deberá ir en apego lo que establece la Ley Orgánica del Servicio Nacional de Compras Públicas (LOSNCPP) vigente ya que, este procedimiento faculta a la estatal petrolera a requerir experiencia a tanto a la oferente como al personal técnico, el cual deberá presentar ciertos criterios requeridos por la estatal petrolera previo a la intervención.

2.2.6. Estudio económico

Conforme el informe de despacho mensuales por terminal y tipo de producto emitido por la subgerencia de ventas mayoristas, información obtenida del sistema PCO8 y Congos, actualmente el centro operativo Barbasquillo de la EPPetroecuador por conceptos de venta de derivados de petróleo particularmente por venta de productos limpios entre los cuales se encuentran gasolinas y diésel, genera ingresos por aproximadamente \$105 millones de dólares anuales conforme se detalle en los informes estadísticos financieros de la estatal petrolera, sin embargo, considerando que para mantener operativa la actual infraestructura se requiere que el personal extienda su jornada diaria de trabajo como resultado se tienen costos variables promedio que ascienden a \$206.000 dólares americanos anuales sin contemplar prestaciones; dando como resultado un costo de personal por concepto de jornada extendida asciende aproximadamente a los \$17.238,91 dólares mensuales.

Figura 16

Informe de despachos por terminal y producto 2023

SUBGERENCIA DE VENTAS MAYORISTAS DESPACHOS POR TERMINAL Y PRODUCTO			2023											
			ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	ENERO
	FUEL IOL 4700 CONTA	TONELADAS								5.836				
	FUEL OIL (5000 CRE)	TONELADAS			3.429	4.916	3.006	3.082	398				3.622	
	FUEL OIL 3500 CREDI	TONELADAS			2.564									
	FUEL OIL 4000 CREDI	TONELADAS							2.181					
	FUEL OIL 4100 CREDI	TONELADAS					6.005							
	FUEL OIL 4200 CONTA	TONELADAS											3.506	
	FUEL OIL 4200 CREDI	TONELADAS				1.954	6.520		2.017	11.899			3.120	
	FUEL OIL 4300 CONTA	TONELADAS									3.503			
	FUEL OIL 4300 CREDI	TONELADAS		3.005	335		12.560	9.813						
	FUEL OIL 4400 CREDI	TONELADAS	2.859		2.798	9.080	27.482	12.786	5.765	5.830	565			
	FUEL OIL 4500 CREDI	TONELADAS				3.009	6.516	3.008	8.814	3.109	8.458			3.007
	FUEL OIL 4600 CREDI	TONELADAS		3.229			3.053	2.806	17.665					
	FUEL OIL 4700 CREDI	TONELADAS	2.476		6.504	2.125								11.847
	FUEL OIL 4800 CREDI	TONELADAS				14.144		3.868						
	FUEL OIL 4900 CREDI	TONELADAS	6.114	6.307	3.514		1.605		9.001	6.895	3.491		1.334	
	FUEL OIL ELEC. NAL.	GALONES	20.468.996	16.388.123	11.745.951	9.469.000	9.386.347	8.169.661	9.602.776	9.735.597	17.611.111	23.468.265	20.279.466	20.148.950
	FUEL OIL LIVIANO	GALONES	865.748	872.890	557.556	422.541	484.605	373.793	517.772	572.852	517.214	648.215	481.804	727.740
	PESCA-ARTESANAL	GALONES	1.541.730	1.329.390	1.523.108	1.324.231	1.595.780	1.597.116	1.567.736	1.750.054	1.574.466	1.754.591	1.646.928	1.650.356
	SUPER PREM. 95 INDUS	GALONES	10.939	8.682	13.671	8.652	8.633	7.639	6.458	6.481	4.445	6.341	11.645	4.715
	SUPER PREM. 95 INTER	GALONES	985	982	1.968	984	983	984	985	985	986			1.968
	SUPER PREM. 95 PETRO	GALONES	985		984			984			1.971			986
	SUPER PREMIUM 95	GALONES	100.504	177.431	257.894	77.732	88.988	76.231	87.631	90.148	75.429	70.940	66.563	110.213
	GAS LICUADO PETROL.	KILOGRAMOS	107.292	83.750	35.792	35.674	71.212		23.619		71.218	71.463	35.471	142.305
	MINERAL TURPENTINE	GALONES	183.886	150.205	151.054	118.536	183.392	247.662	177.416	102.691		298.266	246.066	139.787
	RUBBER SOLVENT	GALONES	330.465	301.848	333.184	250.147	280.883	394.759	279.522	423.043		470.461	417.502	259.881
MACHALA	GAS NATURAL ELECTRI	MILLONES BTU	530.507	442.372	499.163	460.844	480.517	483.912	474.403	462.470	427.995	443.887	571.402	396.334
	GAS NATURAL/PRECOCI	MILLONES BTU						2.065						
	GNL INDUSTRIAL	MILLONES BTU	124.512	106.740	104.631	130.300	128.935	101.271	116.000	142.308	136.917	139.000	26.553	142.329
MANA	DIESEL 2 (PESQUERO)	GALONES	361.511	507.869	700.416	525.265	586.245	584.922	601.816	509.837	569.279	690.912	716.580	305.338
	DIESEL 2 ATUNERO	GALONES	1.917.698	1.121.015	1.795.731	1.604.218	1.774.721	2.076.580	1.187.254	1.434.328	1.805.517	1.945.266	1.257.156	1.558.947
	DIESEL 2 CAMARONERO	GALONES	11.866	17.787										
	DIESEL 2 DIST. ATUN	GALONES											138.348	
	DIESEL 2 ELECTRICO	GALONES	5.933	9.881	59.308	29.635	88.905						130.468	11.858
	DIESEL 2 INDUSTRIAL	GALONES	231.427	246.039	297.548	253.931	258.251	325.086	268.765	259.882	199.651	265.396	215.469	250.022
	DIESEL 2 PESQ. DIST	GALONES						22.728	17.796	20.753	3.952	8.884	9.882	14.823
	DIESEL INTERNACIONA	GALONES		49.405				49.395	19.758	84.978	29.670		126.513	
	DIESEL MARINO 2	GALONES	15.822			1.975	3.952							9.883
	DIESEL NACIONAL	GALONES	1.972		15.816	988	1.974	3.951		2.954	6.917	14.827	2.965	4.540
	DIE PREMIUM MAR. CR	GALONES												21.743
	DIESEL PREM. CAMARON	GALONES	3.954	3.952	1.977	1.976	1.975	1.977	1.976	1.976	1.976	1.976	1.977	
	DIESEL PREMIUM	GALONES	4.838.870	4.222.706	4.570.608	4.315.920	4.911.878	4.815.691	4.886.382	5.143.615	4.929.036	5.009.750	4.822.771	5.012.778
	DIESEL PREMIUM ATUN	GALONES	7.908											
	DIESEL PREMIUM INDU	GALONES	83.217	60.722	64.163	66.511	105.912	92.824	74.684	110.203	94.114	95.517	48.736	38.461

Fuente: sistemas PCD E y Copros
Fecha: 05-12-2024
Nota: Despectivo por Ventas

Fuente: Subgerencia de ventas mayoristas – Despachos por terminal y producto.

<https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/01/DESPACHOS-MENSUALES-POR-TERMINAL-Y-TIPO-DE-PRODUCTO-VENTAS-PUBLICACION-DICIEMBRE-2023.pdf>

Tabla 9

Costos directos por pago de personal

ROL	CANT	MODALIDAD	RMU	TOTAL	C.HS	C.HE
Jefe de terminal	1	5X2	\$2,750.00	\$2,750.00	\$17.33	\$22.83
Jefe de sucursal	1	5X2	\$2,750.00	\$2,750.00	\$17.33	\$22.83
Supervisor de terminal	2	8X6	\$2,470.00	\$4,940.00	\$15.56	\$20.50
Supervisor de Mtto. Mecánico	2	8X6	\$2,274.00	\$4,548.00	\$14.33	\$18.87
Supervisor de mtto. Eléctrico e instrumentación	2	8X6	\$2,474.00	\$4,948.00	\$15.59	\$20.53
Supervisor de estación reductora	2	8X6	\$2,274.00	\$4,548.00	\$14.33	\$18.87
Técnico líder de patio	2	8X6	\$1,815.00	\$3,630.00	\$11.43	\$15.06
Técnico líder de MOPRO	2	8X6	\$1,815.00	\$3,630.00	\$11.43	\$15.06
Técnico de comercial	3	8X6	\$1,230.00	\$3,690.00	\$7.75	\$10.21
Técnico de operaciones	3	8X6	\$1,230.00	\$3,690.00	\$7.75	\$10.21
Técnico líder mecánico	2	8X6	\$1,600.00	\$3,200.00	\$10.08	\$13.28
Técnico líder eléctrico	2	8X6	\$1,815.00	\$3,630.00	\$11.43	\$15.06
Técnico líder de instrumentación	2	8X6	\$1,815.00	\$3,630.00	\$11.43	\$15.06
Técnico de Mtto mecánico	2	8X6	\$1,100.00	\$2,200.00	\$6.93	\$9.13
Técnico de Mtto eléctrico	2	8X6	\$1,334.00	\$2,668.00	\$8.40	\$11.07
Total de costos directos				\$54,452.00		

Fuente: <https://sistemasinternos.eppetroecuador.ec/lotaip/pdfs/2023/marzo/remuneracion.pdf>

Tabla 10

Costos Variables por pago de jornada extendida al personal

Personal	Cant	Mes		Costo de plantilla mensual	
		TOTAL H.S	TOTAL H.ET	CTHS	CTHE
Jefe de terminal	1	0:00:00	0:00:00	\$0.00	\$0.00
Jefe de sucursal	1	0:00:00	0:00:00	\$0.00	\$0.00
Supervisor de terminal	2	20:00:00	10:00:00	\$622.44	\$410.02
Supervisor de Mtto. Mecánico	2	20:00:00	10:00:00	\$573.05	\$377.48
Supervisor de Mtto. Eléctrico e instrumentación	2	0:00:00	16:00:00	\$748.14	\$1,642.74
Supervisor de estación reductora	2	0:00:00	0:00:00	\$687.66	\$1,811.92
Técnico líder de patio	2	20:00:00	10:00:00	\$457.38	\$301.29
Técnico líder de MOPRO	2	22:00:00	10:00:00	\$503.12	\$301.29
Técnico de comercial	3	12:00:00	20:00:00	\$278.96	\$612.54
Técnico de operaciones	3	20:00:00	20:00:00	\$464.94	\$612.54
Técnico líder mecánico	2	18:00:00	0:00:00	\$362.88	\$1,274.88
Técnico líder eléctrico	2	18:00:00	0:00:00	\$411.64	\$1,446.19
Técnico líder de instrumentación	2	18:00:00	0:00:00	\$411.64	\$1,446.19
Técnico de Mtto mecánico	2	10:00:00	16:00:00	\$138.60	\$730.40
Técnico de Mtto eléctrico	2	10:00:00	20:00:00	\$168.08	\$442.89
COSTO VARIABLE		236:00:00	372:00:00	\$5,828.53	\$11,410.38
COSTO VARIABLE TOTAL		COSTO VARIABLE TOTAL		\$17,238.91	

Fuente: <https://sistemasinternos.eppetroecuador.ec/lotaip/pdfs/2023/marzo/remuneracion.pdf>.

Nota. H.S corresponde a Horas suplementarias/ H.ET corresponde a horas extraordinarias ; los totales van en función de la operatividad actual así como del personal de la intendencia de mantenimiento así como terminales.

2.2.6.1. Estructura de costos

2.2.6.1.1. Estructura de costos - Alternativa 1

El proyecto de automatización de las operaciones de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo, al ser una solución más integral la cual atiende los requerimientos del 63% de las necesidades actuales del centro de almacenamiento y distribución Barbasquillo esta requiere de una inversión conforme se estable en el siguiente cuadro.

Tabla 11

Estructura de costos de Alternativa 1

EQUIPOS Y SERVICIOS	
Equipos-hardware-software	\$ 929.715,00
Servicios de ingeniería	\$ 682.946,55
Total sin impuestos	\$ 1,612,621.55

Nota: El rubro de “Servicios de Ingeniería”, corresponde al pago por servicios profesionales requeridos para la puesta en marcha del sistema.

2.2.6.1.2. Estructura de costos - Alternativa 2

“Proyecto de automatización de operaciones comerciales y despacho del terminal Barbasquillo”, al ser una solución focalizada únicamente atiende a requerimientos del 32% de las necesidades actuales del centro de almacenamiento y distribución Barbasquillo esta requiere de una inversión conforme se estable en el siguiente cuadro.

Tabla 12

Estructura de costos de Alternativa 2

EQUIPOS Y SERVICIOS	
Equipos-hardware-software	\$ 334.287,50
Servicios de ingeniería	\$ 212.000,00
Total sin impuestos	\$ 546.287,5

Nota: El rubro de “Servicios de Ingeniería”, corresponde al pago por servicios profesionales requeridos para la puesta en marcha del sistema.

2.2.6.1.3. Determinación del capital de trabajo

Por definición el capital de trabajo es la cantidad de dinero necesaria para iniciar la operación del negocio y mantenerla hasta que se recuperen las ventas, permite adquirir materia prima, pagar mano de obra, otorgar crédito por las primeras ventas y demás.

Dado que el proyecto se trata de una iniciativa de mejora y la empresa estatal petrolera se encuentra actualmente en pleno funcionamiento, la aplicación del concepto de capital de trabajo resulta inapropiada. No obstante, para la ejecución de este proyecto, será necesario calcular un rubro por concepto de anticipo, el cual deberá oscilar entre el 30% y el 50%, en conformidad con lo estipulado por la RGLOSNC. Esto se debe a la contemplación de la subcontratación de servicios de ingeniería para el desarrollo de dicha iniciativa.

El cálculo del anticipo tiene como finalidad asegurar el pago de las operaciones de la contratista adjudicada, quien asumirá la responsabilidad integral de la gestión del proyecto en todos sus aspectos. En este contexto, se anticipa una suma de \$611,490.88 dólares americanos para el proyecto, excluyendo el IVA. Este anticipo se distribuye en un 43% para procura y un 31% para servicios. La cantidad total resultante equivale al 37.91% del monto total proyectado en la alternativa 1 del proyecto, de acuerdo con lo establecido en el RGLOSNC.

2.2.6.1.4. Proyección de flujo de efectivo

Para la elaboración de los flujos de caja proyectados se han considerado los ingresos y egresos generados durante los últimos dos años. Considerando la expansión de los principales comercializadores dentro del territorio ecuatoriano principalmente dentro de las provincias localizadas en el perfil costero se ha determinado tanto para la alternativa uno y dos un crecimiento ideal del 2% sobre los productos de mayor demanda como son Diésel y Biocombustible este último en cualquiera de sus presentaciones Eco5 o Eco8

Se ha considerado la depreciación anual de los activos clasificados en mobiliario y equipos de cómputo.

Tabla 13

Flujo de Caja Sin Proyecto – Alternativa 1

FLUJO DE CAJA PROYECTO DE AUTOMATIZACION E INTEGRACION DE SISTEMAS DE RECEPCION Y DESPACHO DEL TERMINAL BARBASQUILLO					
	1	2	3	4	5
INGRESOS					
Ventas Proyectadas	\$ 8.814.486,28	\$ 8.814.486,28	\$ 8.814.486,28	\$ 8.814.486,28	\$ 8.814.486,28
Egresos					
Remuneraciones y bonificaciones		(\$653.424)	(\$653.424)	(\$653.424)	(\$653.424)
Variación de Costo de horas extraordinarias y suplementarias	(\$17.239)	(\$17.239)	(\$17.239)	(\$17.239)	(\$17.239)
Servicio de alimentación	(\$61.920)	(\$1.200.000)	(\$1.200.000)	(\$1.200.000)	(\$1.200.000)
Energía	(\$102.860)	(\$102.346)	(\$101.834)	(\$101.325)	(\$100.818)
Servicios Generales	(\$25.440)	(\$25.313)	(\$25.186)	(\$25.060)	(\$24.935)
Seguridad	(\$102.000)	(\$102.000)	(\$102.000)	(\$102.000)	(\$102.000)
Seguros	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)
Total de Egresos	(\$3.770.844)	(\$4.908.283)	(\$4.907.644)	(\$4.907.009)	(\$4.906.377)
Utilidad antes de impuesto	\$ 5.043.642,09	\$ 3.906.203,59	\$ 3.906.841,89	\$ 3.907.476,99	\$ 3.908.108,92
Impuestos	\$ 605.237,05	\$ 468.744,43	\$ 468.821,03	\$ 468.897,24	\$ 468.973,07
Utilidad después de impuesto	\$ 4.438.405,04	\$ 3.437.459,16	\$ 3.438.020,86	\$ 3.438.579,75	\$ 3.439.135,85
Flujo de caja sin proyecto	\$ 5.043.642,09	\$ 3.906.203,59	\$ 3.906.841,89	\$ 3.907.476,99	\$ 3.908.108,92

Tabla 14

Flujo de caja con proyecto – Alternativa 1

FLUJO DE CAJA PROYECTO DE AUTOMATIZACION E INTEGRACION DE SISTEMAS DE RECEPCION Y DESPACHO DEL TERMINAL BARBASQUILLO						
	0	1	2	3	4	5
INGRESOS						
Ventas Proyectadas		\$ 8.814.486,28	\$ 8.990.776,01	\$ 9.170.591,53	\$ 9.354.003,36	\$9.541.083,42
Egresos						
Remuneraciones y bonificaciones		(\$653.424)	(\$653.424)	(\$653.424)	(\$653.424)	(\$653.424)
Variación de Costo de horas extraordinarias y suplementarias		(\$17.239)	(\$3.448)	(\$2.586)	(\$1.939)	(\$1.455)
Servicio de alimentación		(\$61.920)	(\$61.920)	(\$61.920)	(\$61.920)	(\$61.920)
Energía		(\$102.860)	(\$100.289)	(\$99.787)	(\$99.288)	(\$98.792)
Servicios Generales		(\$25.440)	(\$25.313)	(\$25.186)	(\$25.060)	(\$24.935)
Seguridad		(\$102.000)	(\$102.000)	(\$102.000)	(\$102.000)	(\$102.000)
Seguros		(\$2.807.961)	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)
Total de Egresos		(\$3.770.844)	(\$3.754.354)	(\$3.752.864)	(\$3.751.593)	(\$3.750.486)
Utilidad antes de impuestos		\$ 5.043.642,09	\$ 5.236.421,65	\$ 5.417.727,12	\$ 5.602.410,28	\$5.790.596,94
Impuestos		\$ 605.237,05	\$ 628.370,60	\$ 650.127,25	\$ 672.289,23	\$ 694.871,63
Utilidad después de impuestos		\$ 4.438.405,04	\$ 4.608.051,05	\$ 4.767.599,87	\$ 4.930.121,05	\$5.095.725,30
Inversiones						
Hardware y Software		(\$929.715)				
Servicio de ingeniería		(\$682.947)				
Valor desecho						\$928.911
Flujo		(\$1.612.662)	\$ 5.972.553,09	\$ 6.165.332,65	\$ 6.346.638,12	\$ 6.531.321,28
			\$ 6.719.507,94			

Tabla 15

Flujo de caja Incremental – Alternativa 1

FLUJO DE CAJA PROYECTO DE AUTOMATIZACION E INTEGRACION DE SISTEMAS DE RECEPCION Y DESPACHO DEL TERMINAL BARBASQUILLO						
TIPO DE FLUJO	AÑO					
	0	1	2	3	4	5
SIN PROYECTO		\$ 5.043.642,09	\$ 3.906.203,59	\$ 3.906.841,89	\$ 3.907.476,99	\$ 3.908.108,92
CON PROYECTO		\$ 5.972.553,09	\$ 6.165.332,65	\$ 6.346.638,12	\$ 6.531.321,28	\$ 6.719.507,94
BENEFICIO		\$ 928.911,00	\$ 2.259.129,06	\$ 2.439.796,24	\$ 2.623.844,29	\$ 2.811.399,02
RENDIMIENTO		16%	37%	38%	40%	42%
INVERSION	\$ (1.612.661,55)					
TASA DE DESCUENTO	12%					
VAN	\$7.629.711,23					
TIR	99%					
TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION (AÑOS)	1,74					

Tabla 16

Flujo de caja con proyecto - Alternativa 2

FLUJO DE CAJA PROYECTO DE AUTOMATIZACION E INTEGRACIÓN DEL SISTEMA MOPRO DEL TERMINAL BARBASQUILLO						
	0	1	2	3	4	5
INGRESOS						
Ventas Proyectadas		\$8.814.486,28	\$8.990.776,01	\$9.170.591,53	\$9.354.003,36	\$9.541.083,42
Egresos						
Remuneraciones y bonificaciones		(\$653.424)	(\$653.424)	(\$653.424)	(\$653.424)	(\$653.424)
Variación de Costo de horas extraordinarias y suplementarias		(\$17.239)	(\$21.549)	(\$21.549)	(\$21.549)	(\$21.549)
Servicio de alimentación		(\$61.920)	(\$66.874)	(\$66.874)	(\$66.874)	(\$66.874)
Energía		(\$102.860)	(\$133.718)	(\$133.718)	(\$133.718)	(\$133.718)
Servicios Generales		(\$25.440)	(\$25.313)	(\$25.186)	(\$25.060)	(\$24.935)
Seguridad		(\$102.000)	(\$102.000)	(\$102.000)	(\$102.000)	(\$102.000)
Seguros		(\$2.807.961)	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)
Total de Egresos		(\$3.770.844)	(\$3.810.838)	(\$3.810.712)	(\$3.810.586)	(\$3.810.460)
Utilidad antes de impuestos		\$5.043.642,09	\$5.179.937,86	\$5.359.879,94	\$5.543.417,70	\$5.730.623,07
Utilidad después de impuestos		\$4.438.405,04	\$4.558.345,31	\$4.716.694,35	\$4.878.207,58	\$5.042.948,30
Inversiones						
Hardware y Software	(\$334.287,5)					
Servicio de ingeniería	(\$212.000)					
Valor desecho						\$327.385
Flujo	(\$546.287,5)	\$5.371.027,09	\$5.507.322,86	\$5.687.264,94	\$5.870.802,70	\$6.058.008,07

Tabla 17

Flujo de caja incremental - Alternativa 2

FLUJO DE CAJA PROYECTO DE AUTOMATIZACION E INTEGRACIÓN DEL SISTEMA MOPRO DEL TERMINAL BARBASQUILLO						
TIPO DE FLUJO	AÑO					
	0	1	2	3	4	5
SIN PROYECTO		\$5.043.642,09	\$3.906.203,59	\$3.906.841,89	\$3.907.476,99	\$3.908.108,92
CON PROYECTO		\$5.371.027,09	\$5.507.322,86	\$5.687.264,94	\$5.870.802,70	\$6.058.008,07
BENEFICIO		\$327.385,00	\$1.601.119,26	\$1.780.423,05	\$1.963.325,71	\$2.149.899,15
RENDIMIENTO		6%	29%	31%	33%	35%
INVERSION	\$(546.287,50)					
TASA DE DESCUENTO	12%					
VAN	\$5.303.619,97					
TIR	155%					
TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION (AÑOS)	1,67					

Nota: para efectuar el flujo de caja incremental de la alternativa 2, se empleó como referencia el flujo de caja sin proyecto detallado en la tabla 13 del presente documento.

Figura 17

Comparación de flujos de caja estimados el proyecto – Alternativa 1

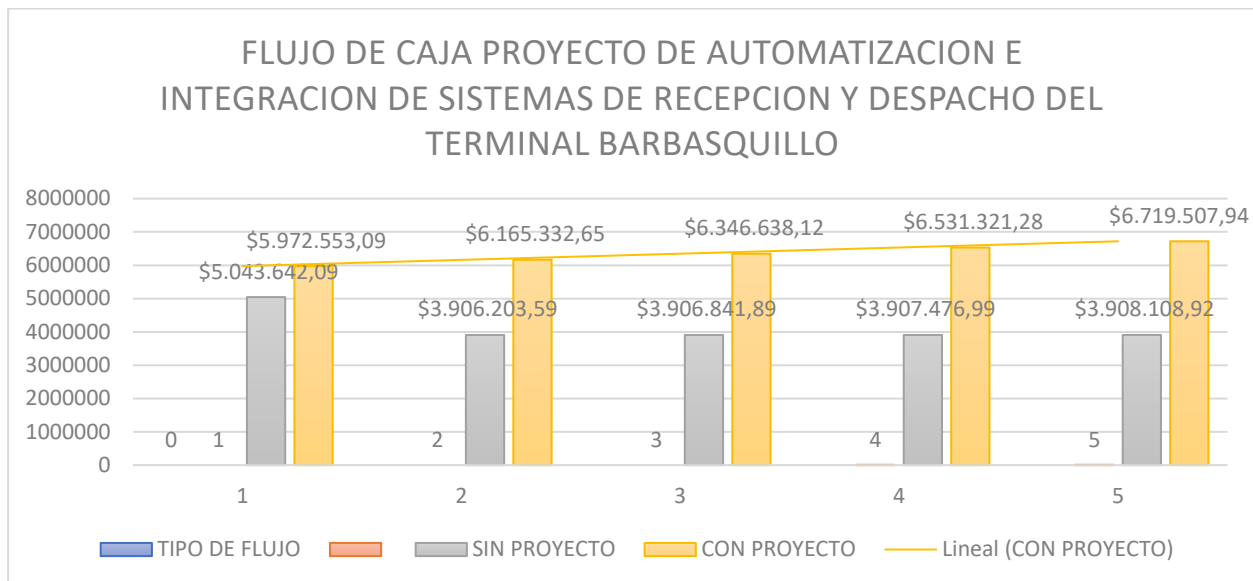


Figura 18

Comparación de flujos de caja estimados el proyecto – Alternativa 2

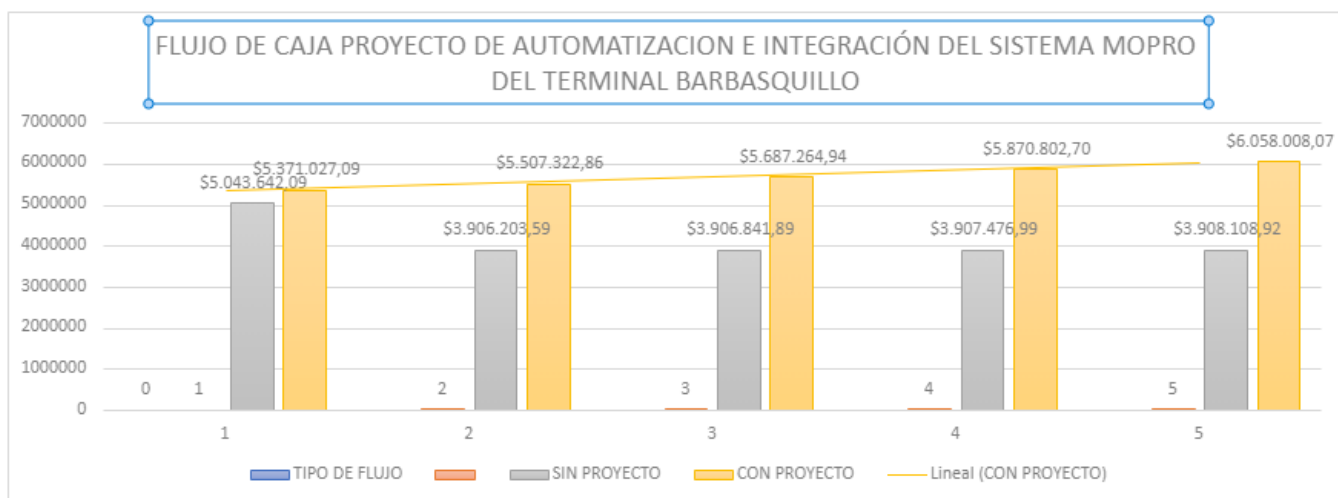


Figura 19

Rendimientos de la alternativa 1

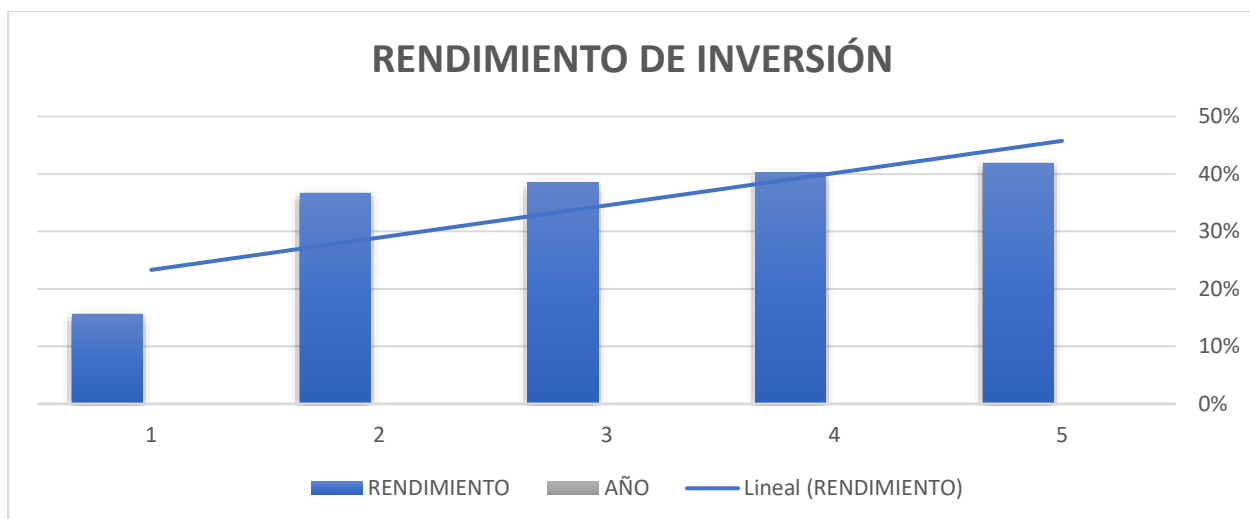
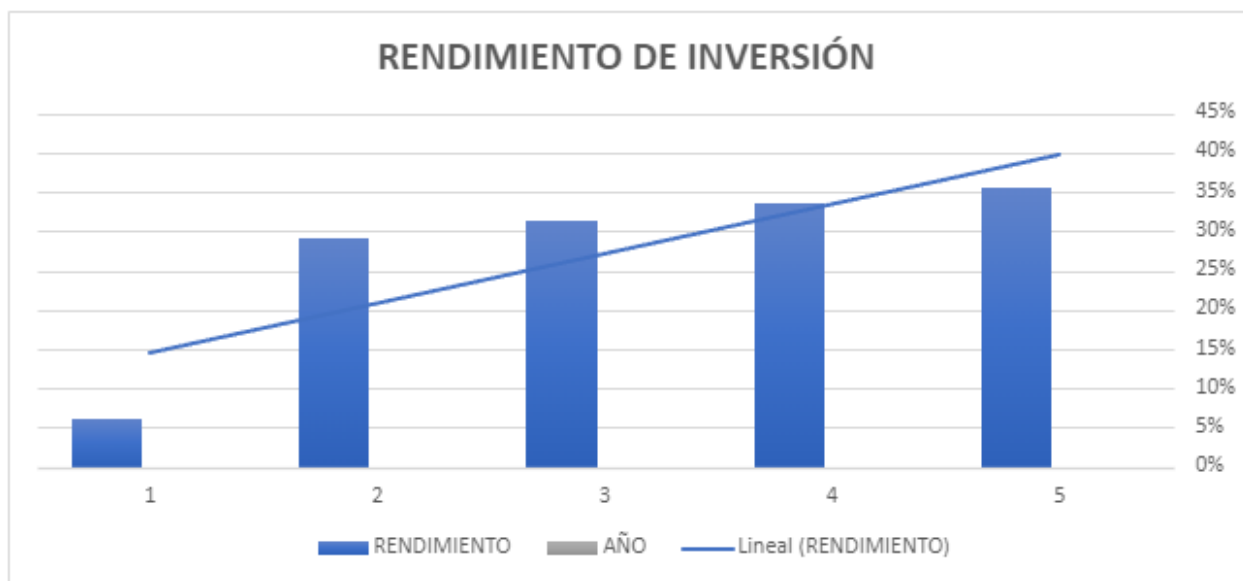


Figura 20

Rendimientos de la alternativa 2



2.2.7. Estudio Financiero

Al efectuar el flujo de caja incremental efectuado a ambas alternativas se ha determinado que la alternativa seleccionada determina que la inversión requerida permitirá a la

estatal petrolera ahorrar en gastos de personal en aproximadamente \$206 mil dólares americanos anuales sin considerar las prestaciones adicionales así como costos de trasportación nocturna; si consideramos los \$237 mil producto del crecimiento del 2% del volumen de ventas anuales nos dicta que este proyecto es altamente beneficioso para los intereses de la estatal petrolera así como para el país ya que, se generan más divisas salvaguardando la integridad de los trabajadores así como optimiza los recursos económicos de la estatal petrolera.

Los indicadores financieros del proyecto de la industria petrolera, como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), desempeñan un papel fundamental en la evaluación de su viabilidad y rentabilidad a lo largo del tiempo.

Tabla 18

Indicadores financieros de la alternativa seleccionada

TASA DE DESCUENTO	12%
VAN	\$7.629.711,23
TIR	99%
TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION	1,74

Tasa de descuento: considerando las directrices de la Secretaría Técnica del Sistema Nacional Descentralizado de Planificación Participativa (SENPLADES), se evidencia que la tasa social de descuento estándar del 12%, utilizada por instituciones y organismos multilaterales en la evaluación de proyectos públicos, se presenta como un parámetro administrativo constante. (SENPLADES, 2023)

Valor Actual Neto (VAN): El Valor Actual Neto (VAN) se define como la discrepancia entre el valor presente de los flujos de efectivo entrantes y salientes de una inversión. Un VAN positivo indica que el proyecto tiene el potencial de generar valor y se considera financieramente viable. En el contexto específico de este proyecto petrolero, el VAN de

\$7.629.711,23 destaca que la inversión generará ese monto en términos presentes, subrayando la solidez financiera del proyecto.

Tasa Interna de Retorno (TIR): El análisis financiero de la Tasa Interna de Retorno (TIR) implica evaluar la rentabilidad de un proyecto en base al Valor Actual Neto (VAN) y la tasa de descuento proporcionada del 12%. La TIR es la tasa de rendimiento que hace que el VAN sea igual a cero.

Considerando un VAN positivo de \$7.629.711,23 y una tasa de descuento del 12%, es indicativo de que el proyecto genera un retorno positivo y es potencialmente rentable.

Es esencial reconocer que, aunque un VAN positivo generalmente señala una inversión viable, la interpretación de la TIR puede ser más matizada. Una TIR del 99% puede ser positiva, pero también podría indicar un riesgo más elevado o una falta de diversificación en la inversión. Además, es crucial evaluar tanto el VAN como la TIR en conjunto, considerando otros factores relevantes, antes de tomar decisiones de inversión informadas. Estos indicadores, vistos en conjunto, ofrecen una perspectiva completa de la salud financiera y la rentabilidad potencial del proyecto petrolero.

Periodo de recuperación: Dado que este proyecto corresponde a una mejora de la estatal Petrolera y sus flujos de caja superan notablemente la inversión del presente proyecto, considerando un crecimiento del 2% en las ventas debido al aumento de la demanda de combustibles en la provincia de Manabí y sus alrededores, por cuanto considerando los beneficios generados post aplicación del proyecto estos generarían réditos cercanos al 7% durante el ejercicio por cuanto el tiempo de recuperación de la inversión considerando únicamente el beneficio generado asciende a 1,74 años.

2.2.8. Estudio de riesgos

Considerando que este proyecto se desarrollara con fondos de la propia estatal petrolera con recursos propios de la intendencia de mantenimiento de terminales sur implica que los riesgos únicamente se basen en temas políticos, así como administrativos ya que,

durante los últimos cinco años la estatal petrolera ecuatoriana ha sufrido varios cambios de administrador lo que se traduce en un alto riesgo para la ejecución de este proyecto. Sin embargo, se citan los principales riesgos a los que se podría ver afectada la ejecución de este proyecto de mejora

Tabla 19

Matriz de Riesgos del proyecto Barbasquillo

MATRIZ DE RIESGO											
No	Código	Evento	Descripción del Riesgo	Planes de Acción del Riesgo Identificado	Tipo de Riesgo	Probabilidad	Impacto	Importancia	Control	Tratamiento del Riesgo/Oportunidad	Críticidad
		Riesgo identificado como Oportunidad por Objetivo (Evento+ CAUSARÍA + Impacto)					Efectos Negativos (Amenaza)				
1	RP-001	El cambio en los procedimientos de contratación CAUSARIA un retraso en la ejecución	Cambio en procedimientos de contratación	1.- Obtención de la licencia de operador del SERCOP vigente	Externo	5	3	5	Trimestral	Prevenir y Mitigar el riesgo	Alta
2	RP-002	La falta de espacio en navieras para importación de recursos CAUSARIA suspensiones en la ejecución del proyecto	Limitación en cupos de importación	1.- Ejecutar procedimientos de importación vía aérea	Externo	4	3	5	Trimestral	Prevenir y Mitigar el riesgo	Alta
3	RP-003	Levantamiento de información preliminar errónea CAUSARIA desarrollo de procesos ineficientes	Información imprecisa	1.- Reuniones de seguimiento con cada jefe de las áreas a intervenir	Interno	2	4	5	Cuatrimestral	Prevenir y Mitigar el riesgo	Media
4	RP-004	Retiro o reducción de los fondos de la partida presupuestaria CAUSARIA un incumplimiento contractual	Incumplimiento de Art 115 de la LOSNCP	1.- Provisionar línea y creación de SIC	Interno	3	3	5	Trimestral	Aceptar el riesgo	Alta
5	RP-005	Un incremento en la tasa impositiva durante la ejecución CAUSARIA pérdidas significativas	Carga tributable variable	1.- Incorporar contingencia en proyecto considerando la inflación promedio de los últimos cinco años	Externo	4	2	5	Cuatrimestral	Contingencia	Media

2.2.8.1. Análisis de riesgos

Una vez efectuada la identificación de los potenciales riesgos a los que se podría ver afectada la ejecución del proyecto, se pondero conforme su nivel de relevancia evaluando entre su impacto, impacto e importancia; de igual manera de establecer qué tipo de seguimiento se efectuara conforme su ponderación dentro de la clasificación de este.

2.3. Evaluación multicriterio

una vez efectuado el análisis de las necesidades de los diferentes procesos macroeconómicos de la estatal petrolera donde, se identificó dos alternativas evaluando no solo su alcance técnico o su impacto económico, también se efectuó el análisis del tiempo que tomaría cada alternativa, así como cual alternativa solventaba en gran medida los objetivos estratégicos establecidos en el plan empresarial vigente a la fecha de este análisis.

2.3.1. Criterios de selección

Conforme lo establecido en la tabla 6 correspondiente a “Iniciativas Clave” del proyecto se seleccionó a aquella alternativa cuyo puntaje total obtenga la mayor ponderación, la calificación de estos puntos se efectuaran sobre el cumplimiento de los diferentes macroprocesos señalados en apartados anteriores así como el cumplimiento de los objetivos estratégicos del plan empresarial vigente así como la alternativa que genere un mayor beneficio a la estatal petrolera; no se pondero marcas o tipo de sistemas ya que, al ser sistemas de nivel de control operacional existen más de un proveedor que pueda efectuar esta actividad.

Tabla 20

Matriz de Trazabilidad

Brechas MAE	Solución a las brechas	Proyecto	Id REQ relacionados	Costo estimado	Tiempo de ejecución estimado (meses)	Priorización (sumatoria de calificación ponderada)	Proyecto seleccionado
Control y registro automático de acceso al terminal	Rehabilitación de los subsistemas de recepción (tren de entrada) así como el sistema de medición estática (radares) instalado en tanquería, mantenimiento e integración de las válvulas motorizadas Limitorque instaladas en el terminal, implementar un sistema de enrutamiento, así como sistema de direccionamiento a isla de despacho mediante un sistema Preasignador	Proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo	REQP001 - REQP002- REQP003- REQP004	\$1.612.621,55	18	2,14	SI
Trazabilidad de entrada-salida del terminal autotankers de conductores y vehículos							
Operadores de campo trasladados a salas de control							
Control automático/manual-remoto de procesos de recepción							
Cambios de producto detectados oportunamente							
Datos de instrumentos de campo con monitoreo remoto							
Reportes fiables y eficientes de proceso de recepción							
Integración al ARCH de los datos de proceso de recepción de combustibles							
Control automático/manual-remoto de procesos de almacenamiento							
Reportes fiables y eficientes proceso de almacenamiento							
Integración al ARCH de los datos de proceso de almacenamiento de combustibles							
Control eficiente automático/manual remoto bombeo a islas de carga e integración de computadores de flujo							

Brechas MAE	Solución a las brechas	Proyecto	Id REQ relacionados	Costo estimado	Tiempo de ejecución estimado (meses)	Priorización (sumatoria de calificación ponderada)	Proyecto seleccionado
Control eficiente y seguro de procesos de despacho de combustibles (entrega de volúmenes autorizados).							
Control eficiente y seguro de entornamiento de autotanques a islas de carga							
Integración de datos de despacho al sistema PCO8 (liquidación)							
Reportes fiables y eficientes de proceso de despacho de combustible							
Equipos con optimización de consumo de energía eléctrica							
Integración al ARCH de los datos de proceso de despacho							
Conductores atendidos en ventanilla por orden de llegada al terminal							
Validación de pedidos eficiente e integrada según ordenes ingresadas.							
Reportes fiables y eficientes proceso de comercialización de combustible							
Integración al ARCRNRR de los datos de proceso de Comercialización							
Personal de mantenimiento con presencia continua en el terminal							
Control y registro automático de acceso al terminal							
Integración al ARCH de los datos de proceso de almacenamiento de combustibles							

Brechas MAE	Solución a las brechas	Proyecto	Id REQ relacionados	Costo estimado	Tiempo de ejecución estimado (meses)	Priorización (sumatoria de calificación ponderada)	Proyecto seleccionado
Reportes fiables y eficientes de proceso de despacho de combustible	la interconexión con el sistema PCO8 responde a registro de transacciones puntuales mas no el universo total de las mismas; la interconexión planteada al sistema PECO8 permitirá el registro transparente de la información de transacciones financieras y trasferencias internas mas no de registro total de stock físico de la tanqueria y su movimiento en línea.						
Integración al ARCH de los datos de proceso de despacho							
Reportes fiables y eficientes proceso de comercialización de combustible							
Integración al ARCRNNR de los datos de proceso de Comercialización							

2.3.2. Justificación de la selección

Con base a los resultados obtenidos en la matriz de trazabilidad y basándose en la evaluación multicriterio se ha determinado que la alternativa uno (1) es la que satisface las necesidades actuales de la estatal petrolera ecuatoriana; la cual corresponde a implementar un sistema automatizado e integración de los sistemas de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo. Esta alternativa satisface en un 63% lo establecido en los objetivos estratégicos contenidos en el plan estratégico empresarial 2021-2025.

2.4. Enfoque de implementación

2.4.1. Inicialización del proyecto

El proceso de optimización de los distintos centros operativos de la EPPetroecuador son llevados a cabo por la intendencia de mantenimiento de terminales sur y, es esta unidad orgánica perteneciente a la gerencia de transporte la encargada de motivar e incluir en el plan

anual de contrataciones (PAC) la actividad a ejecutar seleccionando cuidadosamente el código del clasificador central de productos (CPC), de igual forma el área requirente deberá gestionar oportunamente la solicitud del recurso o en su defecto reorganizar las prioridades internas y canalizar los recursos a la subpartida donde se cargara o descontara el servicio.

La presentación del caso se efectuará siguiendo el órgano regular canalizando la solicitud de inicio de proceso ante la superintendencia, subgerencia y gerencia conforme establece el reglamento interno, así como los establecido en RGLOSNCV vigente.

Presentada y una vez aprobada la solicitud de inicio de proceso por parte de la administración, se procederá a formalizar la inicialización del proceso para lo cual se requiere de efectuar las siguientes actividades:

- Elaborar la documentación habilitante para inicio de proceso debidamente autorizada donde, se determine el alcance, temporalidad y costo del proyecto conforme las normas y leyes vigentes.
- En el acta del proyecto se deberán incluir los requerimientos de alto y bajo nivel por parte de los stakeholders principales.
- Como se mencionó en el punto anterior, se deberá identificar a los interesados del proyecto, para esto se llevará un registro de interesados para más adelante trabajar sobre ellos.

2.4.2. Planeación del proyecto

Los procesos de planificación desarrollan el plan para la dirección del proyecto y los documentos del proyecto que se utilizaran para llevar a cabo. A continuación, una breve explicación de cada salida de esta fase de planificación del proyecto:

- El plan para la dirección del proyecto incluye como salidas las diferentes gestiones de alcance, tiempo, costo, calidad, comunicaciones, recursos humanos, riesgos, adquisiciones y participación de los interesados.

- Dentro de cada plan se establecerá una línea base que será el punto de referencia para el proyecto para evaluar avances durante la ejecución del proyecto.
- Las actualizaciones surgidas de los cambios aprobados a lo largo del proyecto pueden tener un impacto considerable en determinadas partes del plan para la dirección de proyectos. La actualización de los documentos del proyecto aporta mayor precisión con respecto al cronograma, costos y recursos requeridos para cumplir con el alcance del proyecto.

2.4.3. Ejecución del proyecto

La fase de ejecutoria del proyecto se considerará una metodología predictiva ya que, las etapas establecidas dentro del proyecto son consideradas como etapas predecibles tales como procura y mantenimiento de los diferentes subsistemas; pese a que las diferentes Tareas de desarrollo de software que se requerirán se podrían considerar ágiles para la ejecución de este proyecto no se ha considerado esta metodología ya que, el sistema a implementar forma parte de un sistema integral de administración de un terminal de almacenamiento y distribución de combustible.

2.4.4. Supervisión del proyecto

Durante la etapa de ejecución del proyecto se designará un administrador y supervisor paralelo al equipo ejecutor ya que, estos profesionales conformarán un equipo multi-tasking de las áreas de electricidad, instrumentación, control, operaciones, comercial y sistemas esto considerando que cada etapa se controlará, monitoreará y validará la correcta ejecución del proyecto; de igual forma, este equipo podrá efectuar recomendaciones de mejora como feedback al equipo ejecutor así como al ordenador de gasto (patrocinador).

2.4.5. Cierre del proyecto

La fase de cierre de proyecto se completará una vez se cuente con la recepción a entera satisfacción de:

- Entregables del proyecto
- Dossier de calidad
- Detalle de las adquisiciones efectuadas
- Manuales de operaciones
- Detalle de los elementos considerados activos que se incorporaron al

sistema financiero de la empresa.

2.4.6. Post gestión del proyecto

Finalizado a satisfacción la entrega de los entregables así como demás documentación que forma parte del proyecto, por un tiempo de 6 meses se efectuara un acompañamiento a las operaciones del sistema automatizado de recepción y despacho, efectuando para por mantenimiento programado al cierre cada 45 días dentro del período antes indicado se efectuaran pruebas de funcionamiento extremo aplicando los planes de contingencia o emergencia de forma que se garantice la continuidad de las operaciones.

2.4.7. Aprobaciones

Las aprobaciones o aceptación de la entrega y recepción a satisfacción de cada paquete de entregable, así como la recepción y registro de la información de carácter técnico, administrativo y financiero será responsabilidad de la administración delegada por el ordenador de gasto (patrocinador) y de forma compartida la dirección de proyecto

Capítulo 3: Acta de Constitución Del Proyecto

A continuación, se presenta el Acta de Constitución del Proyecto con el objeto de formalizar el inicio del proyecto y delegar al director (administrador) la autoridad para las actividades de gestión.

3.1. Nombre del proyecto

Proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo

3.2. Propósito y justificación del proyecto

3.2.1. Propósito

El proyecto tiene como propósito mitigar las brechas que se presentan en los diferentes macroprocesos que maneja el terminal, así como dar cumplimiento a lo establecido en el Plan estratégico empresarial 2021-2025 de la empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EPPetroecuador, en sus objetivos estratégicos 1, 4, 6, 7 y 8 mediante:

- Reducción de costos operativos
- Consumo eficiente de los recursos
- Garantizar el inventario mediante la disminución de las pérdidas por contaminación
- Transparencia en las operaciones de recepción y despacho
- Garantizar un entorno laboral seguro para los trabajadores, erradicando el contacto directo con el producto y sus gases.
- Elevar el nivel de conocimiento de los trabajadores mediante transferencia tecnológica durante la implementación.

3.2.2. Justificación

La terminal de productos limpios Barbasquillo maneja en promedio un volumen diario de 800.000 galones; sin embargo, el nivel precario de operación ha contribuido en la generación de pérdidas por contaminación de productos por mala alineación en el sistema de recepción y posterior almacenamiento de los derivados de hidrocarburos recibidos mediante el poliducto libertad-Manta. De igual forma, la terminal posee subsistemas tales como el control de nivel por radar y actuadores eléctricos los cuales no se encuentran interconectados; por otra parte, el patio de llenaderas posee computadores que requieren de intervención humana para su operación y, considerando que la actividad de despacho a tasas de flujo entre 400 y 500 GPM, generan vapores contaminantes arriesgando la salud de los operadores.

3.3. Descripción del proyecto y entregables

3.3.1. Descripción general

La alternativa de solución corresponde a la integración de los diferentes subsistemas que coexisten dentro del terminal para lo cual se establecerá una arquitectura de enlace que permitirá controlar de forma remota las diferentes actividades que los funcionarios efectúan entre las cuales se destacan: operación de válvulas, medición de nivel de tanques, despacho físico en isla de carga, revisión de permisos, encendido y apagado de bombas de despacho, validación de credenciales, emisión de boletas de carga y liquidación de transacciones.

3.3.2. Principales entregables

Posterior a la ejecución del proyecto, los productos entregables son:

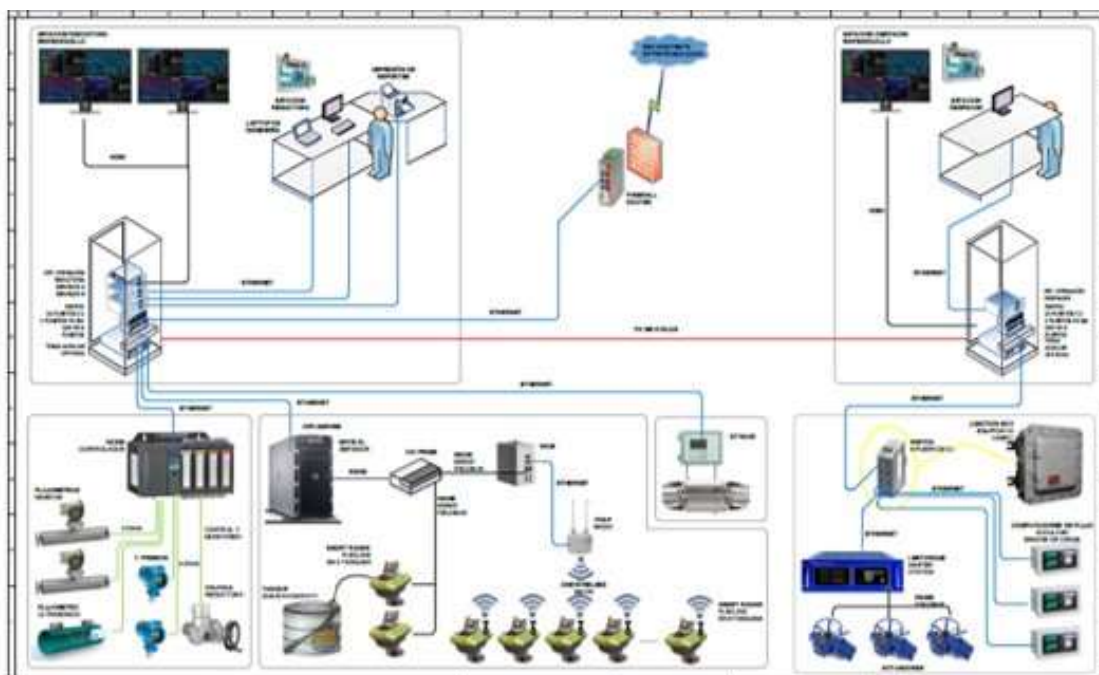
- Plan para gestión y dirección del proyecto
- Documentación habilitante para proceso de contratación
- Procura de hardware y software

- Implementación del sistema de control de acceso
- Mantenimiento preventivo y correctivo
- Configuración y puesta en marcha de sistema de control para terminal Barbasquillo (reductora y terminal)
- Implementación de sistema tas
- Implementación de sistema de control de acceso
- Implementación de sistema CCTV terminal Barbasquillo

3.3.3. Arquitectura base de control sugerida

Figura 21

Arquitectura base de control



Nota: la arquitectura propuesta corresponde a una revisión efectuada en campo.

3.3.4. Requerimientos de alto nivel del proyecto

- Pliegos de contratación.
- Especificaciones técnicas de hardware y software.
- Arquitectura de control para automatización de bahías de carga

- Lógica de automatización de procesos de recepción
- Formatos estándar para la generación de reporteria para los procesos de recepción, almacenamiento, despacho y liquidación de transacciones

3.4. Objetivos del proyecto

Los objetivos del proyecto se enmarcan al plan estratégico empresarial 2021-2025

Tabla 21

Objetivos del Proyecto

BENEFICIO	OBJETIVO ESTRATEGICO	CODIGO	ALINEACION ESTRATEGICA
Optimización de los recursos asignados los procesos de recepción, almacenamiento, y bombeo a las islas de carga de combustibles.	OE1-EST1.3	BP-001	FINANCIERA
			FINANCIERA
			FINANCIERA
Salvaguardar la integridad física del personal operativo que labora en el proceso de despacho de combustible.	OE7-EST7.1	BP-002	CLIENTES
Integración de los datos obtenidos en los diferentes procesos, para control directo y ágil de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCRNNR)	OE6-EST6.1-6.2	BP-003	PROCESOS INTERNOS
Reportes fiables y eficientes de los procesos involucrados en el alcance del proyecto al 100%.	OE6-EST6.2	BP-004	PROCESOS INTERNOS
Ahorro económico para la estatal petrolera ecuatoriana por la eliminación de reprocesos y desajustes en el despacho de productos. (aproximadamente \$975.909,99 anuales considerando el precio del crudo a la fecha)	OE1-EST1.2-1.3	BP-005	FINANCIERA

3.5. Supuestos y restricciones

3.5.1. Supuestos

- Incremento en tasas de importación
- Continuidad de autoridades
- Garantizar la disponibilidad presupuestaria.

3.5.2. Restricciones

Alcance:	Automatización de las operaciones para recepción y despacho del Terminal Barbasquillo
Costo:	La inversión total del proyecto asciende a \$1.612.621,55 dólares americanos sin contemplar I.V.A. Se cuenta con recursos propios de la Intendencia de Mantenimiento de Terminales Sur, en la subpartida de Mantenimiento Complementario 2911 cuyo disponible asciende a \$4.500.000,00
Tiempo:	540 días calendario contados a partir del día posterior a la suscripción del contrato.
Recursos:	Certificación del personal en cada uno de los subsistemas a intervenir. Considerando el RGLOCP los contratos complementarios no deberán superar el 8% del presupuesto referencial establecido. Límite máximo de subcontratación no deberá ser mayor al 30% del presupuesto total establecido.

3.6. Riesgos de alto nivel

- a) Cambio en procedimientos de contratación: Los cambios al RGLOCP posee un impacto significativo en el tiempo y como consecuencia en la realización de este y cualquier otro proyecto en el sector público.
- b) Limitación en cupos de importación: Considerando los problemas de fuerza mayor tales como guerra, pandemia, terremoto, etc.; las navieras restringen el cupo y los espacios disponibles son sobrevalorados lo que repercutiría en el costo.
- c) Información imprecisa: La etapa de levantamiento de la información es vital por cuanto un error en el levantamiento de requisitos o necesidades representaría un riesgo directo al tiempo, así como costo del proyecto.
- d) Incumplimiento de Art 115 de la LOSNCP: La falta de cumplimiento con el Artículo 115 podría dar lugar a sanciones legales, incluyendo multas substanciales, la invalidación de contratos y la inhabilitación para participar en futuros procesos de contratación. Además, este incumplimiento podría poner en entredicho la integridad y la legitimidad de la gestión de recursos públicos, generando desconfianza en la opinión pública y entre los órganos de control.

- e) Carga tributable variable: La inestabilidad política o cambios en la administración gubernamental pueden dar lugar a reformas fiscales repentinas, aumentos imprevistos en las tasas impositivas o la introducción de nuevos gravámenes. Además, en situaciones de conflictos internos o guerras civiles, las condiciones económicas y políticas pueden cambiar rápidamente, afectando negativamente al costo del proyecto.

3.7. Cronograma de hitos principales

Tabla 22

Lista de hitos del proyecto

Nombre de tarea	Comienzo	Fin
PROYECTO DE AUTOMATIZACIÓN E INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE RECEPCIÓN Y DESPACHO DEL TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS BARBASQUILLO	lun 3/7/23	mar 5/8/25
Documentación habilitante para el proceso de contratación	lun 3/7/23	mar 31/10/23
Aprobación de informe de Procuraduría	lun 3/7/23	lun 3/7/23
Aprobación de informe Financiero	lun 3/7/23	lun 3/7/23
Aprobación de informe de Pertinencia	lun 3/7/23	lun 3/7/23
Suscripción y registro de contrato	mar 1/8/23	mar 1/8/23
Acta KOM	lun 3/7/23	lun 3/7/23
Procura de hardware y software	mar 31/10/23	vie 17/5/24
Hardware	mar 31/10/23	vie 17/5/24
Autorizar compra de hardware	sáb 11/11/23	sáb 11/11/23
Software	mar 31/10/23	lun 6/11/23
Autorización compra por administración y TI EPP	mar 31/10/23	mar 31/10/23
Mantenimiento Preventivo y Correctivo	lun 3/7/23	vie 20/9/24
Mantenimiento Preventivo	lun 3/7/23	mar 21/5/24
Actuadores Eléctricos	lun 3/7/23	mar 26/12/23
Aprobar informe de diagnóstico inicial	lun 3/7/23	lun 3/7/23
Sistema de medición de nivel (flexline)	lun 3/7/23	mar 21/5/24
Aprobar informe de mantenimiento Flex	lun 3/7/23	lun 3/7/23
Mantenimiento Correctivo	lun 3/7/23	vie 20/9/24
Sistema de medición de nivel (flexline)	lun 3/7/23	vie 20/9/24
Aprobar informe de mantenimiento Limitorque	lun 3/7/23	lun 3/7/23

Nota: las fechas indicadas deberán ajustarse ya que, su inicio fue en julio 2023

3.8. Presupuesto estimado

En función de los costos esperados para cada actividad del proyecto, el presupuesto para el proyecto es de USD \$1,612,661.55 dólares americanos sin contemplar IVA.

3.9. Lista de interesados

Tabla 23

Lista de interesados en el proyecto

INFORMACION DE IDENTIFICACION				INFORMACION DE EVALUACION			CLASIFICACION DE LOS INTERESADOS	
No	Nombre	Puesto	Organización	Grado de poder	Grado de interés	Ponderación	Interno o externo	Estado
1	Ing. Rafael Armendariz	Gerente de Transporte	EPPetroecuador	5	5	Muy Alta	Interno	Partidario
2	Ing. Jorge Loor	Subgerente	EPPetroecuador	5	5	Muy Alta	Interno	Partidario
3	Ing. Gonzalo Mora	Intendente de Mantenimiento	EPPetroecuador	4	5	Alta	Interno	Partidario
4	Ing. Eduardo Guillen	Jefe de Terminal	EPPetroecuador	2	5	Baja	Interno	Partidario
5	Ing. Paola Zambrano	Jefe Comercial	EPPetroecuador	3	4	Media	Interno	Neutral
6	Delegado de ARCRNNR	Órgano Regulador	Agencia de Regulación y control de recursos naturales no renovables	1	1	Muy baja	Externo	Neutral
7	Operadores MOPRO	Operaciones Terminal	EPPetroecuador	1	3	Muy baja	Interno	Reciente
8	Operadores de terminal	Operaciones Terminal	EPPetroecuador	1	3	Muy baja	Interno	Reciente
9	Ing. Regis Hernandez	Jefe de estacion Reductora	EPPetroecuador	2	5	Baja	Interno	Partidario
10	Ing. Leonardo Rivera		EPPetroecuador	1	2	Muy baja	Interno	Neutral

INFORMACION DE IDENTIFICACION				INFORMACION DE EVALUACION			CLASIFICACION DE LOS INTERESADOS	
No	Nombre	Puesto	Organización	Grado de poder	Grado de interés	Ponderación	Interno o externo	Estado
11	Ing. Cesar Merino		EPPetroecuador	1	2	Muy baja	Interno	Neutral
12	Ing. Eduardo Damian		EPPetroecuador	3	4	Media	Interno	Partidario

3.10. Criterios de aceptación del proyecto

Para que el proyecto tenga la aprobación deberá cumplir con los siguientes requisitos de aprobación:

Tabla 24

Criterios de Aceptación del Proyecto

Entregable	Criterio de aceptación
Fase Precontractual	Cumplimiento de los procedimientos de contratación pública conforme la normativa vigente.
Procura de Hardware y Software	Equipos críticos tales como controladores, switches radares, servidores deben contar con al menos certificación SIL2. Validar la información técnica de los equipos mismas que deberán ser aprobadas por comisión técnica conformada por personal delegado de área requirente (instrumentista) así como delegado del área de TIC's (tecnología de la información)
Mantenimiento preventivo y correctivo	Se deberá entregar un informe al inicio y post mantenimiento; para el efecto se deberá presentar el plan de mantenimiento a ejecutar debidamente abalizado por la administración del contrato, así como deberá presentar el plan de SSA conforme normativa vigente; este plan deberá presentar todas y cada una de las

Entregable	Criterio de aceptación
	intervenciones a efectuarse en los diferentes subsistemas a integrar
Configuración y puesta en marcha de sistema de control para terminal Barbasquillo (reductora y terminal)	Se deberá facilitar en contenedor digital toda la información referente a las lógicas de control establecidas, esta información deberá ser en archivo fuente, así como informe detallado en pdf. La puesta en marcha se efectuará realizando un mínimo de 100 maniobras por cada subsistema programado; lo cuales deberán tener una tasa de error por debajo del 3% en caso de comunicaciones la tasa de accionamiento deberá ser menor a 2.5 segundos.
Implementación de sistema TAS	La implementación del sistema Tas se efectuará bajo criterio y aceptación de los procedimientos establecidos por el área de TIC´s
Implementación de sistema de control de acceso	Se considera aceptado el sistema de acceso una vez se hayan efectuado un total de 1000 pruebas de validación de placa y conductor la tasa mínima de error aceptable será del 1% y con tiempos de respuesta menor a 3 seg con desviación del 5%
Implementación de sistema cctv terminal Barbasquillo	Se considerará aceptado el sistema CCTV bajo los siguientes criterios: Pruebas de red POE. - forzar fallo y validar funcionamiento de red de comunicación Calidad de video. - la calidad de video se considerará aceptable siempre que se identifique al autotanque, así como se aprecie de forma legible la placa del autotanque. Formato. - mp4 con calidad 1080 cuadros Pruebas de saturación de almacenamiento. – el sistema se validará cada 15 días por un plazo de 45 días se validará que no exista pérdida de video en las estaciones clientes, así como el funcionamiento de las subrutinas de mantenimiento para limpieza y depuración de disco.

3.11. Asignación del director del proyecto

La asignación del director de proyecto se efectuará conforme lo establecido en el Artículo 295 Capítulo III NORMAS ESPECÍFICAS EN LA ADMINISTRACIÓN DE LOS CONTRATOS

“(…) Art. 295.-De la administración del contrato. -En todos los procedimientos que se formalicen a través de contratos u órdenes de compra, las entidades contratantes designarán de manera expresa a un administrador del contrato, quien velará por el cabal y oportuno cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones contractuales. (…)”

Por consiguiente, se designa tanto al director como al supervisor del proyecto.

Tabla 25

Designación del director del proyecto

Nombre	Cargo
Ing. Cesar Merino	Director de Proyecto
Ing. Leonardo Rivera	Supervisor de Proyecto

3.12. Autoridad del director del proyecto

El director del Proyecto tendrá la autoridad para realizar las siguientes actividades:

1. El director del proyecto elegirá el equipo de proyecto, el mismo que estará constituido por personas que cumpla los requerimientos para el desarrollo de las actividades.
2. Cuando se presente solicitudes de cambio que afectan en la línea base del alcance, el director del proyecto solicitará la aprobación al patrocinador.
3. Con el objeto de optimizar tiempos de ejecución de las actividades, el director del proyecto puede actualizar el cronograma.
4. Si se presenta una reducción de costos en Tareas que involucre una disminución en el presupuesto del proyecto, el director tendrá autoridad para aprobar, en el caso de que los costos se incrementen e implique aumento del presupuesto, el director del proyecto no aprobará el incremento, deberá solicitar la aprobación al patrocinador.

3.13. Asignación del patrocinador del proyecto

Para el proyecto de “Proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo”, considerando el orden jerárquico, así como monto de cuantía el cual asciende a USD \$1,612,661.55 dólares americanos sin contemplar IVA, el patrocinador corresponde a:

Tabla 26

Designación del patrocinador del proyecto

Nombre	Cargo
Ing. Rafael Armendáriz	Gerente de Transporte

3.14. Autoridad del patrocinador del proyecto

Considerando que el patrocinador es el que proporciona los recursos y apoyo para el proyecto y que es responsable de facilitar el éxito del proyecto, el patrocinador tendrá autoridad en las siguientes actividades:

1. Aprobar la justificación del proyecto.
2. Aprobar el presupuesto y procedimiento de contratación.
3. Aprobar y suscripción de contrato.
4. Delegación de administración y supervisión de contrato.
5. Aprobar las solicitudes de cambio en alcance, cronograma y tiempo presentadas por el director del proyecto.
6. Aprobar el nuevo presupuesto del proyecto presentado por el administrador del proyecto.

3.15. Aprobaciones

La aprobación del proyecto desde su concepción e inicio de fase precontractual del proyecto estará a cargo del gerente de transporte de la estatal petrolera ya que, este es el

ordenador de gasto; la aprobación de la calidad del proyecto estará a cargo de la administración de este.

Tabla 27

Aprobación de acta de constitución del proyecto

Aprobado por:	Presentado por:
Patrocinador	Director del Proyecto

Capítulo 4: Plan para la Gestión y Dirección del proyecto

En este capítulo se presentan los diez planes para dirigir el proyecto para “Proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo”.

Los planes que forman parte para la dirección del proyecto son:

1. Plan de gestión de la integración
2. Plan de gestión de alcance
3. Plan de gestión del cronograma
4. Plan de gestión de costos
5. Plan de gestión de la calidad
6. Plan de gestión de los recursos
7. Plan de gestión de comunicación
8. Plan de gestión de riesgos
9. Plan de gestión de adquisiciones
10. Plan de gestión de interesados

A continuación, se describen los lineamientos para cada uno de los planes.

4.1 Plan de gestión de la integración

La gestión de la integración permite establecer la forma o metodología que permita cohesionar a cada uno de los segmentos o partes interesadas con las diferentes áreas del proyecto. La gestión de la integración es un plan desarrollado por el director del proyecto.

Figura 22

Plan de Gestión de la Integración del Proyecto



El Plan de Gestión de la Integración es una parte clave de la gestión de proyectos según el Project Management Institute (PMI). Aquí se detallan los procesos que conforman este plan en el marco del PMI:

- **Desarrollar el Acta de Constitución del Proyecto (ACP):** Este proceso implica la creación del documento formal que autoriza la existencia del proyecto. El ACP establece la identidad del proyecto, sus objetivos, stakeholders y la autoridad del director del proyecto.
- **Desarrollar el Enunciado del Alcance del Proyecto:** En este proceso, se define y documenta detalladamente el alcance del proyecto. El enunciado del

alcance sirve como referencia para entender qué se incluye y excluye del proyecto, proporcionando una base para futuras decisiones.

- **Desarrollar el Plan de Dirección del Proyecto:** El Plan de Dirección del Proyecto es un documento central que reúne todos los planes subsidiarios del proyecto. Incluye información sobre cómo se desarrollarán, ejecutarán y controlarán los procesos del proyecto.

- **Gestionar la Integración del Proyecto:** Este proceso implica la coordinación y supervisión de todos los elementos del proyecto. El director del proyecto utiliza el Plan de Dirección del Proyecto para tomar decisiones informadas, resolver problemas y asegurarse de que el proyecto avance de acuerdo con el plan.

- **Monitorear y Controlar el Trabajo del Proyecto:** Durante la ejecución del proyecto, es crucial monitorear y controlar continuamente el trabajo. Este proceso garantiza que el rendimiento del proyecto esté en línea con el Plan de Dirección del Proyecto y que se tomen medidas correctivas si es necesario.

- **Realizar el Control Integrado de Cambios:** Los cambios son inevitables en cualquier proyecto. Este proceso implica revisar, aprobar o rechazar cambios propuestos y gestionar la implementación de los cambios aprobados, asegurando que no afecten negativamente el alcance, el cronograma o los costos del proyecto sin una evaluación adecuada.

- **Cerrar el Proyecto o Fase:** Al finalizar el proyecto o una fase, es necesario cerrar de manera formal. Este proceso incluye la obtención de la aceptación de las entregas, la documentación de lecciones aprendidas y la formalización de la finalización del proyecto.

Tabla 28

Plan de gestión de integración

Plan de Gestión de Integración			
Información del Proyecto			
Nombre del Proyecto	Proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo		
Director del Proyecto	Ing. Cesar Merino	Fecha de Inicio	Por definir
Patrocinador	Gerente de Transporte de la EPPetroecuador	Fecha de Finalización	Fecha de inicio + 540 días
Procedimientos del Proyecto			
<p>Los procedimientos que forman parte del plan de gestión de integración son:</p> <p>Procedimiento de enfoque del trabajo</p> <p>Procedimiento de control de cambios</p> <p>Procedimiento de monitoreo y control de proyecto</p> <p>Procedimiento de cierre del proyecto</p> <p>Administración de líneas base</p> <p>Revisión de gestión de proyecto.</p>			
Ciclo de Vida del Proyecto			
<p>El ciclo de vida del proyecto estará conformado por 4 fases:</p> <p>Inicio</p> <p>Planificación</p> <p>Ejecución, monitoreo y control</p> <p>Cierre.</p> <p>A continuación, se presentan los entregables que se realizaran durante la ejecución del proyecto.</p>			
Fase del Proyecto	Entregable	Consideraciones Iniciales	Consideraciones Finales
Ejecución	Procura de hardware y software	Remitir el listado de materiales para aprobación de la administración.	Acta de recepción a satisfacción de los materiales por parte de la administración
	Mantenimiento Preventivo y Correctivo	Determinar la situación antes de ejecución por cada subsistema a intervenir	Informe de estado de los subsistemas de nivel, movs, computadores, tren de recepción, etc.
	Configuración y puesta en marcha de sistema de control para terminal Barbasquillo (reductora y terminal)	Determinar los procedimientos normados para operación de movimiento de productos	Aprobación del Manual de procedimientos de movimiento de productos bajo sistema automático y manual

	Implementación de sistema tas	Determinar la arquitectura de interconexión entre los sistemas EPP y bases del Tharmac	Efectuar bajo ambiente de prueba las simulaciones de operación paralela
	Implementación de sistema de control de acceso	Levantar información de los conductores y comercializadoras para creación de base de dato	Enrolamiento de usuarios del sistema.
	Implementación de sistema CCTV terminal Barbasquillo	Determinar los puntos de ubicación de las cámaras	Interconectar el sistema CCTV con el sistema PKR410
Procedimiento de Enfoque de Trabajo			
<p>El siguiente procedimiento se aplica para realizar el enfoque de trabajo en el proyecto</p> <p>El director del proyecto determinará la cantidad y nivel de expertis del talento humano que requiere para conformar el equipo de proyecto.</p> <p>El director del proyecto definirá los roles y responsabilidades de los miembros del equipo de proyecto.</p> <p>El equipo del proyecto se reunirá para definir el alcance, cronograma y costo del proyecto.</p> <p>Se realizarán Reuniones quincenales para comunicar el avance del proyecto.</p>			
Procedimiento de Control de Cambios			
<p>El siguiente procedimiento se aplica para realizar solicitud, análisis y aprobación de cambios en el proyecto.</p> <p>La solicitud de cambio en el proyecto será canalizada por los stakeholders principales del proyecto, quienes remitirán su solicitud por el sistema documental oficial al director de proyecto, así como a la administración.</p> <p>El director del proyecto en conjunto con la administración analizará la información presentada en la solicitud previo envió al ordenador de gasto.</p> <p>El director del proyecto y la administración, emitirán un informe con el análisis, validación y recomendaciones y presentará al patrocinador del proyecto.</p> <p>El patrocinador tomará la decisión en función del informe presentado por el director del proyecto y la administración.</p> <p>Una vez aprobada o rechazada la solicitud de cambio, el director del proyecto comunicará al equipo de proyecto la decisión tomada respecto a la solicitud de cambio, así como al solicitante.</p> <p>Una vez realizado los cambios, el director del proyecto procederá con el cierre de la solicitud.</p>			
Procedimiento de Monitoreo y Control del Proyecto			
Alcance	Para monitorear y controlar el alcance del proyecto, se realizará utilizando el método de análisis de variación comparando la línea base con los resultados entregados.		
Cronograma	Para monitorear y controlar el cronograma del proyecto, se empleará la herramienta de gestión "Project" o "Primavera" revisado cada quince días.		
Costo	Para monitorear y controlar el costo del proyecto, se utilizará la curva "S" en contraste con el diagrama de tiempo (cronograma)		
Procedimiento de Cierre del Proyecto			
Para realizar el cierre del proyecto se utilizará el siguiente procedimiento:			

<p>Realización del acta de cierre del proyecto entre el director del proyecto y el patrocinador. Se adjuntarán las actas de aceptación de las pruebas SAT de cada uno de los entregables del proyecto que conformen la fase de implementación los cuales deberán estar debidamente aprobados.</p> <p>Se entregarán la información en digital y editable</p> <p>Se adjuntará las lecciones aprendidas del proyecto.</p> <p>Se deberá incluir el informe final con los planes actualizados y lecciones aprendidas.</p>			
Administración de Líneas Bases			
<p>Para realizar la administración de las líneas base de alcance, cronograma, costo se utilizará el siguiente procedimiento:</p> <p>Registrar la línea base.</p> <p>Registrar las solicitudes de cambio que se presenten en el alcance, cronograma, costo.</p> <p>Comparar mediante los indicadores de monitoreo y control las variaciones presentadas.</p>			
Revisión de Gestión del Proyecto			
Tipo de revisión	Temas	Alcance	Frecuencia
Escrita (acta)	Alcance del proyecto	Verificación de Cumplimiento	quincenal

4.1.1 Registro de beneficios del proyecto

Tabla 29

Formato para registro de beneficios del Proyecto

Registro de Beneficios del Proyecto			
Información del Proyecto			
Nombre del Proyecto	Proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo		
Director del Proyecto	Ing. Cesar Merino	Fecha de Inicio	Por Definir
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización	Fecha de inicio + 540 días
Beneficios del Proyecto			
Código de Beneficio	B001-Optimización de los recursos asignados los procesos de recepción, almacenamiento, y bombeo a las islas de carga de combustibles.		
Descripción del Beneficio	Optimiza los recursos asignados a las Tareas de recepción, enrutamiento, venta, despacho y liquidación		
Alineación estratégica	Perspectiva económica		
Plazo de generación	420 días		
Responsable de Beneficio	GERENTE/DIRECTOR DE PROYECTO ADMINSITRADOR SUPERVISOR		
Métricas de seguimiento	1.- Reducción de costos operativos de personal por extensión de jornada		

	2.- Consumo de energía 3.- Reducción en tiempos de espera por autotank
Riesgos y controles	RP-001
Código de Beneficio	BP-002
Descripción del Beneficio	Salvaguardar la integridad física del personal operativo que labora en el proceso de despacho de combustible.
Alineación estratégica	Perspectiva Clientes
Plazo de generación	320 días
Responsable de Beneficio	GERENTE/DIRECTOR DE PROYECTO ADMINSITRADOR SUPERVISOR
Métricas de seguimiento	Reducción de tasa ausentismo por enfermedades laborales
Riesgos y controles	RP-004
Código de Beneficio	BP-003
Descripción del Beneficio	Integración de los datos obtenidos en los diferentes procesos, para control directo y ágil de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCRNNR)
Alineación estratégica	Perspectiva Procesos Internos
Plazo de generación	450 días
Responsable de Beneficio	GERENTE/DIRECTOR DE PROYECTO ADMINSITRADOR SUPERVISOR
Métricas de seguimiento	Índice de operatividad del terminal
Riesgos y controles	RP-003
Código de Beneficio	BP-004
Descripción del Beneficio	Reportes fiables y eficientes de los procesos involucrados en el alcance del proyecto al 100%.
Alineación estratégica	Perspectiva Procesos Internos
Plazo de generación	410 días
Responsable de Beneficio	GERENTE/DIRECTOR DE PROYECTO ADMINSITRADOR SUPERVISOR
Métricas de seguimiento	Reportes fiables y eficientes de los procesos involucrados en el alcance del proyecto
Riesgos y controles	RP-003
Código de Beneficio	BP-005
Descripción del Beneficio	Ahorro económico para la estatal petrolera ecuatoriana por la eliminación de reprocesos y desajustes en el despacho de productos
Alineación estratégica	Perspectiva Financiera
Plazo de generación	540 días
Responsable de Beneficio	GERENTE/DIRECTOR DE PROYECTO ADMINSITRADOR SUPERVISOR

Métricas de seguimiento	Reducción de costos operativos de personal por extensión de jornada Incremento de número de transacciones
Riesgos y controles	RP-001 RP-005

4.1.2 Registro de lecciones aprendidas

Tabla 30

Formato para registro de lecciones aprendidas del Proyecto

Registro de Lecciones Aprendidas del Proyecto			
Información del Proyecto			
Nombre del Proyecto	Proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo		
Director del Proyecto	Ing. Cesar Merino	Fecha de inicio:	Por Definir
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización	Fecha de inicio + 540 días
Lección Aprendida			
Código de Lección			
Entregable Relacionado			
Problema			
Solución adoptada			
Resultado obtenido			
Lección aprendida			
Responsable de la acción			

4.1.3 Acta de cierre del proyecto

Para realizar el cierre del proyecto se utilizará el siguiente procedimiento, cuyo objetivo es aceptar la finalización de las actividades programadas en el cronograma y la recepción de los entregables del proyecto.

Tabla 31*Procedimiento para cierre del proyecto*

Información del Proyecto			
Nombre del Proyecto	Proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo		
Director del Proyecto	Ing. Cesar Merino	Fecha de inicio:	Por Definir
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización	Fecha de inicio + 540 días
Gestión de cierre del Proyecto			
La administración del servicio o contrato, a través de la supervisión de este solicitará a la dirección del proyecto la finalización de este; para el efecto, se requerirá de la conformación de una comisión de recepción, quienes efectuarán la revisión final de cada paquete de entregable que conforma el presente proyecto.			
Proceso para cierre del Proyecto			
Solicitud	El supervisor del contrato notificará al director el fin del plazo contractual.		
Aprobación	Administración y supervisión de contrato en conjunto con la comisión designada para cierre.		
Reunión de cierre	Las partes interesadas participarán de la reunión de cierre.		
Anexos	Acta de cierre del proyecto.		
Responsabilidades para cierre del Proyecto			
Rol	Nombre	Responsabilidad	Nivel de autoridad
Director del Proyecto	Ing. Cesar Merino	Preparar la documentación para el acta de cierre del proyecto	Solicitante
Patrocinador	Gerente de Transporte	Aprobar la documentación del acta de cierre del proyecto	Aprobador

Tabla 32*Formato para acta de cierre del proyecto*

Acta de Cierre del Proyecto			
Información del Proyecto			
Nombre del Proyecto	Proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo		
Director del Proyecto	Ing. Cesar Merino	Fecha de inicio:	Por Definir
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización	Fecha de inicio + 540 días
Descripción			
Objetivo	Indicador	Resultado	Variación
Alcance			
Tiempo			
Costo			
Beneficio	Indicador	Resultado	Variación
Beneficio 1:			
Beneficio 2:			
Director del Proyecto		Patrocinador del Proyecto	

4.2 Plan de gestión del alcance

En esta sección se establecen los procedimientos para elaboración y aprobación de las todas las actividades que se realizarán en el proyecto, información que forma parte del alcance; de igual forma, incluirá las actividades que no forman parte del alcance o fueron requeridas por las áreas usuarias durante la ejecución del proyecto.

Este plan está conformado por:

1. Plan de gestión del alcance
2. Enunciado de alcance
3. Estructura del desglose de trabajo EDT
4. Diccionario de la estructura del desglose de trabajo
5. Matriz de trazabilidad de requisitos

Tabla 33

Plan de gestión del alcance

Plan de Gestión del Alcance			
Información del Proyecto			
Nombre del Proyecto	Proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo		
Director del Proyecto	Ing. Cesar Merino	Fecha de inicio:	Por Definir
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización	Fecha de inicio + 540 días
Objetivo			
Definir los procedimientos para elaborar el alcance del proyecto.			
Procedimiento para Elaboración y Aprobación del Alcance del Proyecto. (EAP)			
<p>Para elaborar y aprobar el alcance del proyecto a continuación se presentan los lineamientos recomendados:</p> <p>Procedimiento para elaboración del alcance del proyecto. El alcance será elaborado por el área usuaria. Debe estar de acuerdo con lo establecido en el acta de constitución del proyecto Se deberá incluir los entregables, exclusiones, supuestos y restricciones Se deberá incluir los criterios de aceptación.</p> <p>Procedimiento para aprobación del alcance del proyecto. El funcionario elaborador enviará el alcance al superior inmediato para revisión y aprobación, previo envío al patrocinador del proyecto. El patrocinador verificará si los requisitos, costos, cronograma cumplen de acuerdo a lo establecido en el acta de constitución del proyecto y el plan de desarrollo empresarial. El Patrocinador verificará si cumple con la necesidad inicial planteada.</p>			
Procedimiento para Elaboración de Estructura de Desglose de Trabajo. EDT			
<p>Para realizar la elaboración de la Estructura Desglosada del Trabajo (EDT) para el presente proyecto se recomienda lo siguiente:</p> <p>Realizar la descomposición jerárquica de los entregables en cada fase del proyecto La descomposición se realizará hasta el nivel 3. Nivel 1. Nombre del Proyecto. Nivel 2. Fase. Nivel 3. Entregable.</p> <p>El funcionario elaborador remitirá a su superior inmediato la estructura EDT para revisión y pondrá en conocimiento al Patrocinador para aprobación. Posterior a la aprobación, el superior inmediato comunicará vía sistema documental a los Interesados la estructura de desglose de trabajo aprobada.</p>			
Procedimiento para Elaboración del Diccionario de la Estructura de Desglose de Trabajo. D-EDT.			
Para realizar el Diccionario EDT, en el presente Proyecto se deberá detallar lo siguiente: Código del EDT			

TAREA Descripción de la tarea Criterios de aceptación Duración Costo Responsable El director del proyecto enviará al patrocinador para revisión y aprobación.
Procedimiento para Elaboración y Aprobación de la Matriz de Trazabilidad de Requisitos. MTR.
Para recolectar los requisitos de los interesados, el director del Proyecto elaborará la Matriz en la cual contará con los siguientes ítems: Código del Requerimiento Requerido por (Interesado) Descripción del Requisito Justificación del Requisito Tipo Prioridad Criterio de Aceptación Método de Validación.
Procedimiento para verificación del alcance del Proyecto
El director del Proyecto será quien realice la verificación del alcance, con una frecuencia quincenal, para ello presentará un informe de desempeño cada quince días. En dicho informe se valida el cumplimiento de los entregables del proyecto.
Procedimiento para Control de Cambios en el Proyecto
Los cambios que pueden presentarse durante la ejecución del proyecto serán solicitados mediante un documento dirigido al director de proyecto.

4.2.1 Enunciado del alcance del proyecto

El proyecto consiste en realizar el “PROYECTO DE AUTOMATIZACIÓN E INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE RECEPCIÓN Y DESPACHO DEL TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS BARBASQUILLO”. Los requisitos del proyecto son: Plan para la gestión y dirección del proyecto, Fase precontractual, Procura de hardware y software, Mantenimiento Preventivo y Correctivo, configuración y puesta en marcha de sistema de control para terminal Barbasquillo (reductora y terminal), implementación de sistemas, implementación de sistema de control de acceso, implementación de sistema CCTV terminal Barbasquillo.

Por cada requisito se presentará un entregable, los mismos que serán aprobados de acuerdo con los criterios de aceptación que se describen a continuación. Este proyecto no

incluye la administración y operación de la empresa dado que, la estatal petrolera es una empresa en marcha, el proyecto únicamente constituye la mejora al sistema operacional incluyendo los transaccionales.

El enunciado del alcance del proyecto está conformado por:

1. Descripción del alcance del proyecto
2. Entregables del proyecto
3. Criterios de aceptación
4. Exclusiones del proyecto.

Tabla 34

Enunciado del Alcance

Enunciado del Alcance			
Información del Proyecto			
Nombre del Proyecto	Proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo		
Director del Proyecto	Ing. Cesar Merino	Fecha de inicio:	Por Definir
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización	Fecha de inicio + 540 días
Descripción del Alcance del Proyecto			
Requisitos		Características	
REQ-001 Plan para la gestión y dirección del proyecto		Se realizará mediante la aplicación de las buenas prácticas de gestión y dirección de proyectos establecidas en el PMI.	
REQ02. Fase precontractual		Fase realizada por el área requirente en apego a lo establecido en el RGLOSNC.P.	
REQ03. Procura de hardware y software		Se deberá considerar equipos que presten una alta fiabilidad ante fallo (SIL1/2/3); ante equipos críticos se deberá considerar establecer equipos redundantes.	
REQ04. Mantenimiento Preventivo y Correctivo		Se deberá establecer las Tareas a efectuar en cada uno de los subsistemas que componen o coexisten en el terminal.	
REQ05. Configuración y puesta en marcha de sistema de control para terminal Barbasquillo (reductora y terminal)		Se determinará las operaciones aprobadas por la estatal petrolera y, tomar en consideración bajo acta lo requerido por el área de operaciones.	

REQ06. Implementación de sistema TAS	EL sistema automatizado de terminal (Terminal Automation System – TAS) deberá tener la capacidad de adaptarse a los requerimientos particulares o futuros de la EPPetroecuador.
REQ07. Implementación de sistema de control de acceso	Sistema encargado del monitoreo de las operaciones de despacho, este sistema es complementario, pero de alta relevancia.
Criterios de Aceptación del Proyecto	
Concepto	Criterios de Aceptación
REQ-001 Plan para la gestión y dirección del proyecto	Se determinará los planes que sirvan para gestionar y direccionar el proyecto con el menor riesgo posible
REQ02. Fase precontractual	Documentación habilitante completa y conforme lo establecido en RGLONCP
REQ03. Procura de hardware y software	Los insumos y demás materiales serán recibidos a conformidad conforme se establecido en los términos de referencia los cuales deben cubrir los requisitos mínimos o superior conforme indica el RGLONCP de igual manera, los insumos considerados críticos deberán contener el informe FAT.
REQ04. Mantenimiento Preventivo y Correctivo	Tanto al inicio como al finalizar se deberá efectuar un informe del estado de los subsistemas a intervenir, la aceptación de estos informes estará sujeta a las pruebas SAT realizadas en conjunto con el área operativa
REQ05. Configuración y puesta en marcha de sistema de control para terminal Barbasquillo (reductora y terminal)	La configuración de las distintas lógicas de control se efectuará conforme establece los procedimientos estandarizados para operación de un terminal de productos limpios contenidos en el manual de funciones de la EP Petroecuador, las pruebas efectuadas tendrán una duración mínima de 7 días donde se simularán todas las maniobras realizadas incluyendo situaciones críticas o fallo forzado
REQ06. Implementación de sistema TAS	La implementación del sistema TAS está sujeta a las pruebas realizadas en entrono de desarrollo para el efecto, los tiempos de enlace entre los sistemas TAS y PEC08 no deberán superar los 0,5 seg Las pruebas transaccionales se efectuarán simulando un total de 300 operaciones por cada movimiento de producto estos son ventas, liquidaciones, especiales y transferencias. cada una de las pruebas efectuadas se llevarán a cabo considerando fallos, la matriz de pruebas será analizada y aprobada por el área de Tic's de EPP
REQ07. Implementación de sistema de control de acceso	La implementación del sistema de acceso se enrolará a todos los choferes de las distintas

	comercializadoras que operan o se abastecen en este centro operativo; la puesta en marcha de este sistema se efectuara en ambiente de desarrollo validando un mínimo de 1000 verificaciones entre la base de choferes locales y el sistema nacional
Entregables del Proyecto	
Fases del Proyecto	Productos Entregables
Plan para la gestión y dirección del proyecto	Acta de Constitución Registro de Interesados Validación de Interesados Verificación de interesados
Fase precontractual	Elaborar Informe de Necesidad Elaborar Estudios Previos Elaborar Términos de Referencia Solicitar Autorización de Términos Elaborar Estudio y análisis de precios
Procura de hardware y software	Consolidar y revisar listado de características técnicas
Mantenimiento Preventivo y Correctivo	Mantenimiento Preventivo Actuadores Eléctricos Sistema de medición de nivel (flexline) Mantenimiento Correctivo Actuadores Eléctricos Sistema de medición de nivel (flexline)
Configuración y puesta en marcha de sistema de control para terminal Barbasquillo (reductora y terminal)	Instalar y puesta en marcha de controlador de procesos Honeywell ControlEdge PLC + RIO. Instalar, configurar y probar servidores y clientes de sistema supervisorio Integrar instrumentación y elementos finales de control asociados a válvula reductora a sistema de control. Integrar sistema de MOVs de Terminal Barbasquillo a sistema de control y SCADA. Integrar bombas para despacho hacia islas de carga a sistema de control y SCADA. Integrar red de computadores de flujo ACCULOAD III a sistema de control y SCADA. Integrar el sistema de inventario de tanques ENRAF a sistema SCADA.
Implementación de sistema TAS	Diseñar y desarrollar base de datos - motor ORACLE Desarrollar solución intranet TAS Desarrollar Módulo Seguridad Desarrollar Módulo Historial Log Desarrollar Módulo Mantenimientos Desarrollar Módulo de Comercialización Desarrollar Módulo de Despacho Desarrollar Módulo de Consultas y Reportes

	<p>Integrar sistema de preasignación de turnos SCAT de EPPetroecuador.</p> <p>Integrar el sistema PCO8 para recepción y envío de información</p> <p>Desarrollar Módulo para monitoreo remoto/móvil de los procesos de recepción por poliducto Libertad - Manta.</p>
Implementación de sistema de control de acceso	<p>Implementar sistema de control de accesos.</p> <p>Integrar Sistema de control de acceso - TAS</p> <p>Pruebas integrales de la solución de control de acceso.</p>
Implementación de sistema CCTV terminal Barbasquillo	<p>Instalar sistema CCTV para monitoreo de operaciones en islas de carga y áreas operativas.</p> <p>Realizar configuración y puesta en marcha de sistema CCTV para monitoreo de operaciones en islas de carga y áreas operativas.</p>
Exclusiones del Proyecto	
El Proyecto no incluye: La administración y operación de la empresa.	
Restricciones del Proyecto	
Internos de la Organización	Externos de la Organización
Al tratarse de un proyecto de mejora y, al estar incluido en el plan anual de contrataciones PAC, la única restricción interna es la limitación de presupuesto en la subpartida de mantenimiento complementario	Retraso en los procesos de legalización o des-aduanización
Supuestos del Proyecto	
Internos de la Organización	Externos de la Organización
Disponibilidad suficiente de fondos en la subpartida de mantenimiento complementario	No variación en procedimientos de contratación

4.2.3 Diccionario de la estructura del desglose de trabajo

Tabla 35

Diccionario de Estructura de Desglose del Trabajo EDT

Diccionario de la EDT			
Información del Proyecto			
Nombre del Proyecto	Proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo		
Director del Proyecto	Ing. Cesar Merino	Fecha de inicio:	Por Definir
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización	Fecha de inicio + 540 días
Código EDT	Denominación de la TAREA		
1.1	Plan para la Gestión y Dirección del Proyecto		
Descripción del entregable	Documentos que servirán para la dirección y gestión satisfactoria del presente proyecto		
Requisitos del entregable	Acta de Constitución Registro de Interesados Validación de Interesados Verificación de interesados		
Consideraciones Contractuales	Ajustar e implementar el plan de dirección y manejo de proyectos de la estatal petrolera		
Criterios de Aceptación	Actas y planes revisados y aprobados por el intendente de mantenimiento		
Responsable	Funcionario Elaborador		
Aprobador	Superior Inmediato – Intendente de Mantenimiento de Terminales Sur		
Costo Estimado	\$1.575,00		
Duración Estimada	40 horas / 21.35 días		
Fecha Límite	Por Definir		
Código EDT	Denominación de la TAREA		
1.2.	Fase Precontractual		
Descripción del entregable	Documentación habilitante completa conforme normativa vigente para compras públicas publicada por el SERCOP en su RGLOSNC		
Requisitos del entregable	REQ02		
Consideraciones Contractuales	Aplicación de la normativa vigente del RGLOSNC		
Criterios de Aceptación	Documentos habilitantes completos conforme normativa		
Responsable	Funcionario Elaborador		
Aprobador	Superintendente de Poliductos y Terminales		
Costo Estimado	\$7.887,90		

Duración Estimada	155 horas / 61.93 días
Fecha Límite	Por Definir
Código EDT	Denominación de la TAREA
1.3	Procura Hardware y Software
Descripción del entregable	Proceso de adquisición de los activos necesarios para la ejecución del proyecto incluyendo el software; conforme los procedimientos actuales de contratación la información contenida en los términos de referencia es referencial, los oferentes podrán efectuar cambios en sus especificaciones siempre que estos vayan en beneficio de la EP Petroecuador.
Requisitos del entregable	REQ03.
Consideraciones Contractuales	Aceptación de las especificaciones técnicas por parte de la comisión de evaluación.
Criterios de Aceptación	Aprobación de especificaciones técnicas y arquitectura
Responsable	Administrador, supervisor de contrato, área de TICs de EPP, director de Proyecto.
Aprobador	Administrador de contrato / director de Proyecto
Costo Estimado	\$874.605,68
Duración Estimada	1571.25 horas / 130.68 días
Fecha Límite	Por Definir
Código EDT	Denominación de la TAREA
1.4	Mantenimiento Preventivo y Correctivo
Descripción del entregable	Plan para la rehabilitación de los diferentes subsistemas que coexisten en la terminal Barbasquillo, previa interacción al sistema TAS
Requisitos del entregable	REQ04.
Consideraciones Contractuales	Cumplir con las especificaciones de experiencia, así como certificación del personal mínimo establecido en los Términos de referencia
Criterios de Aceptación	Informes de la supervisión, así como pruebas SIT/SAT realizadas a cada subsistema
Responsable	Supervisor y director del proyecto
Aprobador	Administrador del Proyecto
Costo Estimado	\$81.179,00
Duración Estimada	6850 horas / 212.15 días
Fecha Límite	Por Definir
Código EDT	Denominación de la TAREA
1.5	CONFIGURACIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE SISTEMA DE CONTROL PARA TERMINAL BARBASQUILLO (REDUCTORA Y TERMINAL)
Descripción del entregable	Servicios de ingeniería para la configuración de los controladores que servirán para la interconexión de los diferentes sistemas rehabilitados en el entregable 1.4
Requisitos del entregable	REQ05.

Consideraciones Contractuales	El personal técnico requerido deberá satisfacer las necesidades mínimas para experiencia, así como entrenamiento requerido en los términos de referencia.
Criterios de Aceptación	Informes, Actas de aceptación y pruebas SIT, SAT y FAT realizadas a cada modulo
Responsable	Supervisor de contrato, director de proyecto
Aprobador	Administrador de contrato
Costo Estimado	\$56.323,40
Duración Estimada	4120 horas (110.35 días)
Fecha Límite	Por Definir
Código EDT	Denominación de la TAREA
1.6	Implementación del sistema TAS
Descripción del entregable	Configuración y puesta en marcha del sistema automatizado de terminales.
Requisitos del entregable	REQ06.
Consideraciones Contractuales	Pruebas de integración y enlace satisfactorias en los sistemas PCO08 y TAS
Criterios de Aceptación	Pruebas SIT/SAT de lectura y escritura realizadas a cada modulo
Responsable	Supervisor y director del proyecto
Aprobador	Administrador del proyecto
Costo Estimado	\$158.166,50
Duración Estimada	9900 horas / 287.33 días
Fecha Límite	Por Definir
Código EDT	Denominación de la TAREA
1.7	Implementación del sistema de acceso
Descripción del entregable	Instalación, configuración y creación de bases de datos de choferes las cuales se validarán con la base de datos o registro nacional de los choferes habilitados para operaciones de movimiento de producto.
Requisitos del entregable	REQ007
Consideraciones Contractuales	Pruebas de integración y enlace satisfactorias en los sistemas PCO08 y TAS
Criterios de Aceptación	Pruebas SIT/SAT de lectura y escritura realizadas a cada modulo
Responsable	Supervisor y director del proyecto
Aprobador	Administrador del proyecto
Costo Estimado	\$52.965,00
Duración Estimada	4500 horas / 112.1 días
Fecha Límite	Por Definir
Código EDT	Denominación de la TAREA
1.8	Implementación del sistema CCTV
Descripción del entregable	Instalación, configuración e integración al sistema de control a implementar en el sistema de despacho; así como, en los puntos de liquidación y comercial

Requisitos del entregable	REQ008
Consideraciones Contractuales	Pruebas de integración y enlace satisfactorias en los sistemas DVM y PKR410
Criterios de Aceptación	Pruebas SIT/SAT efectuada a cada cliente, así como servidor DVM
Responsable	Supervisor y director del proyecto
Aprobador	Administrador del proyecto
Costo Estimado	\$29.045,50
Duración Estimada	2200 horas / 41.15 días
Fecha Límite	Por Definir
Código EDT	Denominación de la TAREA
1.9	Cierre del Proyecto
Descripción del entregable	Elaboración de planos, dossier de calidad, manuales de operaciones y procesos administrativos conforme procedimientos de la estatal petrolera
Requisitos del entregable	REQ008
Consideraciones Contractuales	Informe de SSA
Criterios de Aceptación	Informe de aceptación de los subsistemas previos suscritos por área usuaria, administrador y supervisor de contrato.
Responsable	Supervisor y director del proyecto
Aprobador	Administrador del proyecto
Costo Estimado	\$7.743,00
Duración Estimada	870 horas / 27.1 días
Fecha Límite	Por Definir

4.2.4 Matriz de trazabilidad de requisitos

Tabla 36

Matriz de trazabilidad de requisitos

Matriz de Trazabilidad de Requisitos				
Información del Proyecto				
Nombre del Proyecto	Proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo			
Director del Proyecto	Ing. Cesar Merino	Fecha de inicio:	Por Definir	
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización	Fecha de inicio + 540 días	
Código	Requerido por	Descripción del Requisito	Entregable de la EDT	Justificación del Requisito
REQ001	Ordenador de gasto	Documentación habilitante para inicio de proyecto	1.2	Documentación crítica para inicio de proceso de contratación, la información debe especificar la necesidad, así como determinar de forma clara el alcance, tiempo y costo, así como indicar los requerimientos mínimos tanto de personal como arquitectura
REQ002	Ordenador de gasto	Reunión kick off meeting	1.2.8	Reunión de inicio para determinar procedimientos de trabajo y afinar cronogramas
REQ003	Área requirente	Procura de hardware y software	1.3	Validar que los equipos satisfagan las necesidades del proyecto, así como verificar que cumplan con los requisitos establecidos en la fase precontractual

Matriz de Trazabilidad de Requisitos				
Información del Proyecto				
Nombre del Proyecto	Proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo			
Director del Proyecto	Ing. Cesar Merino	Fecha de inicio:	Por Definir	
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización	Fecha de inicio + 540 días	
Código	Requerido por	Descripción del Requisito	Entregable de la EDT	Justificación del Requisito
REQ004	Área usuaria	Mantenimiento preventivo y correctivo	1.4	Se requiere que los sistemas a intervenir presenten un rendimiento de al menos el 95% de fiabilidad ante fallos
REQ005	Área comercial	Implementación del sistema tas	1.6	Se requiere una trazabilidad de las operaciones de MOPRO efectuadas por el área comercial, así como implementar el sistema preasignador
REQ006	Seguridad física	Pruebas integrales al sistema de control de acceso	1.7.3	Se requiere efectuar las pruebas a todos los usuarios del sistema a fin de minimizar o erradicar ingreso de personas no relacionadas al proceso y de esta forma mitigar posibles incidentes o robos
REQ007	Operaciones seguridad física	Instalar sistema cctv para monitoreo de operaciones en la isla de carga y áreas operativas	1.8.1	Visualización de los operadores desde puntos o estaciones remotas, así como elevar la seguridad interna

4.3 Plan de gestión del cronograma

A continuación, se presentan los lineamientos para realizar el cronograma del proyecto, así como también el monitoreo y control de este. Este plan estará conformado por:

1. Plan de gestión del tiempo
2. Cronograma del proyecto
3. Listado de actividades
4. Secuencia de actividades
5. Estimación de duración de actividades
6. Ruta Crítica del Proyecto
7. Programación del proyecto

4.3.1 Plan de gestión del tiempo

Tabla 37

Plan de gestión del Tiempo

Plan de Gestión del Tiempo			
Información del Proyecto			
Nombre del Proyecto	Proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo		
Director del Proyecto	Ing. Cesar Merino	Fecha de inicio:	Por Definir
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización	Fecha de inicio + 540 días
Metodología del Cronograma			
<p>Las actividades (Tareas) serán definidas por el equipo del proyecto, en las cuales se determinarán los recursos, el tiempo y el costo.</p> <p>El director del proyecto será encargado de realizar el cronograma, quien deberá presentar al patrocinador para la aprobación.</p> <p>El cronograma se realizará mediante un diagrama de Gantt, en el cual se incluirá las actividades (Tareas), duración, fecha de inicio, fecha de finalización, recursos.</p>			
Herramientas del Cronograma			
<p>Para realizar el cronograma se utilizará el software de Microsoft Project.</p> <p>Para determinar la probabilidad del éxito de la duración del proyecto se utilizará el software @Risk.</p>			

Definición de Actividades								
<p>El director del proyecto coordinará con el equipo del proyecto la definición de las actividades desglosadas en el EDT (Estructura Desglosada de Trabajo).</p> <p>La duración de cada actividad se definirá de acuerdo con los entregables del proyecto y se asignará la cantidad de tiempo (días) para la ejecución de la actividad.</p>								
Secuencia de Actividades								
<p>Se debe establecer la secuencia (sucesora o predecesora) de las actividades según los paquetes de trabajo definidos en el EDT.</p>								
Estimación de Recursos de Actividades								
<p>El director del proyecto estimará para cada actividad, los recursos: materiales, personal. En la hoja de recursos del proyecto se definirá el nombre del recurso, el tipo de recurso y el costo.</p>								
Estimación de Duración de Actividades								
<p>Para establecer la duración aproximada de cada actividad, se utilizará datos históricos de actividades similares realizadas en otros Proyectos, así como los datos que proporcione el software de gestión de activos Máximo EAM.</p> <p>El director del proyecto será quien defina la duración de cada actividad.</p> <p>Se establecerá la cantidad de días para desarrollar cada actividad.</p> <p>Para determinar la duración esperada en cada actividad se establecerá una duración mínima (a), duración más probable (m), duración máxima (b).</p> <p>Se determinará la duración esperada para cada tarea mediante $\mu = \frac{a+4*m+b}{6}$, adicional se deberá calcular la varianza $\sigma^2 = \frac{(b-a)^2}{36}$, luego la desviación estándar σ.</p> <p>Determinar cuáles son las Tareas críticas.</p>								
TAREA	Predecesora	Mínima (a)	Más Probable (m)	Máxima (b)	Duración esperada μ	Varianza σ^2	Desviación estándar σ	TAREA Crítica
<p>Calcular la duración esperada del proyecto será la suma de las Tareas que son críticas por la duración esperada de cada tarea.</p> <p>Calcular la varianza esperada del proyecto será la suma de las varianzas de las Tareas críticas.</p> <p>Determinar la desviación estándar de la duración del proyecto será la raíz cuadrada de la varianza.</p> <p>Utilizar el software @Risk con los datos de la Duración Esperada y Desviación Estándar y realizar la distribución normal para determinar la duración esperada del proyecto con un 90% de confiabilidad.</p> <p>En el caso de tener una duración establecida del proyecto, se deberá determinar la probabilidad de éxito de la duración del proyecto</p> <p>Se recomienda escoger una estadística de tendencia central.</p>								
Nivel de Exactitud								

Para la estimación de la duración de las actividades, se considera un nivel de exactitud (confianza) del 90-95%.			
Unidades de Medida			
La unidad de medida para la elaboración del cronograma será en días con jornadas de 10 horas, incluido tiempo de una (1) hora de comida, los días laborables serán de lunes a sábado			
Unidades de Control			
La unidad para control de avance del cronograma será en porcentaje de avance de lo planificado versus lo ejecutado. En MS Project se indicará una columna del avance de cada actividad, cada hito y avance general del proyecto.			
Formatos y Reportes del Cronograma			
Formatos del Cronograma	Frecuencia	Reportes del Cronograma	Frecuencia
Definición de actividades	Conforme planificación	Informe de avance	Semanal
Secuencia de actividades	Conforme planificación	Informe de avance	Semanal
Recursos para actividades	Conforme planificación	Informe de avance	Diario
Duración para actividades	Conforme planificación	Informe de avance	Semanal
Desarrollo del Cronograma			
Para el desarrollo del cronograma, se considera la lista de actividades, hitos, secuencia, duración, fecha de inicio, fecha de finalización, con esta información el director del proyecto utilizará el MS Project para realizar la programación. El Cronograma será realizado por el director del Proyecto y aprobado por la supervisión y administración del contrato delegada por el ordenador de gasto, los cambios que se presenten en el cronograma serán registrados y deberá existir la aprobación por parte del ordenador de gasto (patrocinador). Utilizar los lineamientos realizados para la estimación de duración de actividades y estimación de duración del proyecto.			
Monitoreo y Control del Cronograma			
El monitoreo del cronograma se realizará mediante la utilización del MS Project, en el cual se verificará el porcentaje de avance ejecutado versus el porcentaje de avance planificado.			

4.3.2 Cronograma estimado del proyecto

Tabla 38

Línea Base del Proyecto

Nombre de tarea	Duración
Proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo	540,55 días
Plan para la gestión y dirección del proyecto	21,35 días
Documentación habilitante para el proceso de contratación	85,28 días
Procura de hardware y software	141,23 días
Mantenimiento Preventivo y Correctivo	315,88 días
Configuración y puesta en marcha de sistema de control para terminal Barbasquillo (reductora y terminal)	336,5 días
Implementación de sistema tas	319,35 días
Implementación de sistema de control de acceso	513,38 días
Implementación de sistema CCTV terminal Barbasquillo	452,5 días
Cierre del proyecto	27,18 días

4.3.2.1 Vista general del calendario del proyecto

Figura 24

Vista General del Proyecto Barbasquillo



4.3.3 Actividades del proyecto

Tabla 39

Listado de Actividades del Proyecto

Nombre de tarea	Duración
Proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho del terminal de productos limpios Barbasquillo	540,55 días
Plan para la gestión y dirección del proyecto	21,35 días
Plan para la dirección del proyecto	3,6 días
Acta de Constitución	2 días
Registro de Interesados	0,5 días
Validación de Interesados	0,5 días
Verificación de interesados	0,5 días
Plan de Gestión del Proyecto	17,75 días
Plan de Gestión de la Integración	4 días
Plan de Gestión de los Interesados	1 día
Plan de Gestión del Alcance	1 día
Plan de Gestión del Tiempo	1 día
Plan de Gestión del Costo	1 día
Plan de Gestión de la Calidad	2 días
Plan de Gestión de los Recursos	1 día
Plan de Gestión de las Adquisiciones	1 día
Plan de Gestión de los Riesgos	1 día
Plan de Gestión de las Contingencias	1 día
Documentación habilitante para el proceso de contratación	85,28 días
Elaboración de documentación habilitante	38,67 días
Elaborar Informe de Necesidad	5 días
Elaborar Estudios Previos	3 días
Elaborar Términos de Referencia	7 días
Solicitar Autorización de Términos	2 días
Elaborar Estudio y análisis de precios	7 días
Determinar de Presupuesto Referencial	5 días
Solicitar de Certificación Presupuestaria	1 día
Solicitar Certificación de PAC	1 día
Informe de Procuraduría	7 días
Aprobación de informe de Procuraduría	0 días
Informe de Finanzas	7 días
Aprobación de informe Financiero	0 días
Informe de Contraloría General del Estado	15 días
Aprobación de informe de Pertinencia	0 días
Publicar en portal de compras publicas	1 día
Adjudicar Contrato	1 día

Suscripción y registro de contrato	0 días
Designar Administrador y Supervisor de contrato	1 día
Reunión KOM	7 días
Acta KOM	0 días
Procura de hardware y software	141,23 días
Hardware	141,23 días
Consolidar y revisar listado de características técnicas	8 días
Autorizar compra de hardware	0 días
Adquirir kits de hardware	171,38 días
Software	4 días
Consolidar y revisar listado de características técnicas	4 días
Autorización compra por administración y TI Epp	0 días
Adquirir software para control y enlace	2 días
Mantenimiento Preventivo y Correctivo	315,88 días
Mantenimiento Preventivo	228,73 días
Actuadores Eléctricos	124,48 días
Revisar sistemas eléctricos y mecánicos	35 días
Diagnosticar red Modbus	20 días
Elaborar informe de sistema de actuadores	5 días
Aprobar informe de diagnóstico inicial	0 días
Sistema de medición de nivel (flexline)	228,73 días
Mantenimiento y revisión de los medidores de nivel ENRAF en los tanques de almacenamiento del Terminal Barbasquillo	140 días
Elaborar informe de estado de mantenimiento de sistema Flex	7 días
Aprobar informe de mantenimiento Flex	0 días
Mantenimiento Correctivo	315,88 días
Actuadores Eléctricos	51,6 días
Reemplazar tarjetas electrónicas defectuosas	25 días
Reemplazar cable de comunicación defectuosa	70 días
Cambiar aceite interno	30 días
Sistema de medición de nivel (flexline)	315,88 días
Efectuar Mantenimiento correctivo de controladores / software sistema ENRAF	40 días
Ejecutar Auditoría de sistema de puesta a tierra de instrumentación y control en TB.	50 días
Ejecutar Mantenimiento de sistema de protección contra descargas atmosféricas	5 días
Elaborar informe de mantenimiento de actuadores	2,45 días
Aprobar informe de mantenimiento Limitorque	0 días
Configuración y puesta en marcha de sistema de control para terminal Barbasquillo (reductora y terminal)	336,5 días
Instalar y puesta en marcha de controlador de procesos Honeywell ControlEdge PLC + RIO.	60 días
Instalar, configurar y probar servidores y clientes de sistema supervisorio	25 días

Integrar instrumentación y elementos finales de control asociados a válvula reductora a sistema de control.	7 días
Integrar sistema de MOVs de Terminal Barbasquillo a sistema de control y SCADA.	35 días
Integrar bombas para despacho hacia islas de carga a sistema de control y SCADA.	40 días
Integrar red de computadores de flujo ACCULOAD III a sistema de control y SCADA.	35 días
Integrar el sistema de inventario de tanques ENRAF a sistema SCADA.	11 días
Pruebas SIT por subsistema de control	2,17 días
Aprobar informe de pruebas SIT al sistema de control	0 días
Implementación de sistema TAS	319,35 días
Diseñar y desarrollar base de datos - motor ORACLE	45 días
Desarrollar solución intranet TAS	30 días
Desarrollar Módulo Seguridad	25 días
Desarrollar Módulo Historial Log	35 días
Desarrollar Módulo Mantenimientos	30 días
Desarrollar Módulo de Comercialización	40 días
Desarrollar Módulo de Despacho	60 días
Desarrollar Módulo de Consultas y Reportes	20 días
Integrar sistema de preasignación de turnos SCAT de EPPetroecuador.	160 días
Integrar el sistema PCO8 para recepción y envío de información	52 días
Desarrollar Módulo para monitoreo remoto/móvil de los procesos de recepción por poliducto Libertad - Manta.	140 días
Realizar pruebas SIT en modo prueba	7 días
Aprobar pruebas SIT a sistema TAS	0 días
Implementación de sistema de control de acceso	513,38 días
Implementar sistema de control de accesos.	50 días
Integrar Sistema de control de acceso - TAS	90 días
Pruebas integrales de la solución de control de acceso.	10 días
Aprobar informe de pruebas SIT/SAT del control de acceso	0 días
Implementación de sistema CCTV terminal Barbasquillo	452,5 días
Instalar sistema CCTV para monitoreo de operaciones en islas de carga y áreas operativas.	30 días
Realizar configuración y puesta en marcha de sistema CCTV para monitoreo de operaciones en islas de carga y áreas operativas.	25 días
Pruebas integrales al sistema CCTV	13,4 días
Aprobar informe de pruebas SIT/SAT al sistema CCTV	0 días
Cierre del proyecto	27,18 días
Elaborar Planos As Built	30 días
Elaborar Dossier de calidad	20 días
Elaborar manual de operaciones	30 días
Elaborar actas de cierre conforme procedimiento interno	7 días

Nota: El proyecto actualmente fue presentado por el autor y está en fase de revisión por CGE.

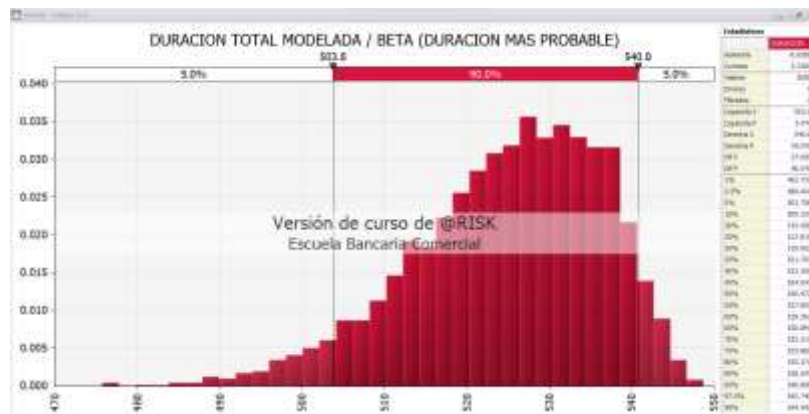
4.3.4 Estimación de recursos de actividades

El método empleado es el modelo PERT, considerando los diferentes escenarios (Optimista, más probable y pesimista).

La determinación del proyecto considera el análisis PERT efectuado a la ruta crítica del proyecto, con ello la temporalidad determinada la cual correspondía a 510,6 días aplicando modelo PERT esta asciende a 540 días con un nivel de confianza del 95%

Figura 25

Determinación de temporalidad PERT

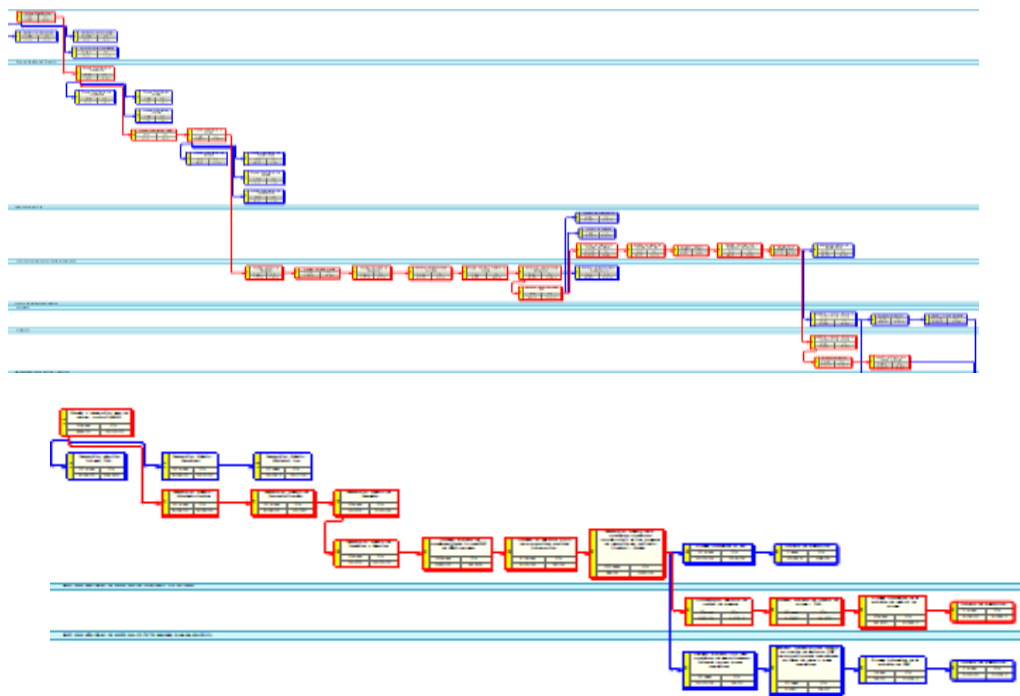


4.3.5 Ruta crítica del proyecto

Las Tareas críticas que tienen un impacto directo sobre la temporalidad del proyecto desde su ejecución corresponden a las detalladas en la siguiente ilustración

Figura 26

Ruta Crítica del proyecto



4.4 Plan de gestión de costos y presupuesto

La gestión de costos presenta la estimación de estos para cada una de las actividades entregables del proyecto y posteriormente determinar el presupuesto requerido.

Este plan consta de las siguientes partes:

1. Plan de gestión del presupuesto
2. Estimación de costos
3. Presupuesto del proyecto

4.4.1 Plan de gestión del presupuesto

Para determinar el presupuesto para el proyecto de “Automatización e Integración de los sistemas de recepción y despacho del Terminal de productos limpios Barbasquillo” se ha considerado los costos inherentes a la adquisición o procura, así como los servicios para el desarrollo de actividades individuales o paquetes de trabajo y así determinar la línea base de costo autorizada.

Tabla 40

Plan de Gestión del Presupuesto

Plan de Gestión del Presupuesto			
Información del Proyecto			
Nombre del Proyecto	Automatización e Integración de los sistemas de recepción y despacho del Terminal de productos limpios Barbasquillo		
Director del Proyecto	Por definir	Fecha de Inicio	Por definir
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización	Por definir
Tipos de Estimación del Presupuesto			
Tipo de Estimación	Método de Estimación	Nivel de Precisión	
Estimación por tres valores	Más probable (cM)	Redondeo al inmediato superior de dos decimales.	
	Optimista (cO)		
	Pesimista (cP)		
	Costo Esperado (cE)		
	$cE = (cO + 4cM + cP) / 6$		
Unidades de Medida			
Tipo de Recurso	Unidades de Medida		
Personal	Costo USD\$ / hora		
Material	Costo USD\$ / uso		
Umbrales de Control			
Alcance	Variación Permitida	Acción por exceso de tolerancia	
Presupuesto del Proyecto	+/- 5%		
Métodos de Medición del Valor Ganado EVM			
Alcance	Métodos de Medición	Modo de Medición	
Presupuesto del Proyecto	Curva S: Tiempo vs Costos Acumulado	Porcentaje de avance de ejecución de presupuesto.	
Pronóstico del Valor Ganado			
Tipo de Pronóstico	Fórmula	Modo (5W-2H)	
Variación del Costo CV	$CV = EV - AC$		
	CV: Cost Variance		
	EV: Earned Value		
	AC: Actual Cost		
Índice de desempeño del Costo CPI	$CPI = EV / AC$		
Variación del Tiempo SV	$SV = EV - PV$		
	SV: Schedule Variance		
	EV: Earned Value		
	PV: Planed Value		

Índice de rendimiento del Cronograma SPI	$SPI = EV / PV$	
Niveles de Estimación y Control		
Tipo de estimación de beneficio	Nivel de estimación de beneficio	Nivel de Control de beneficio
Estimación por tres valores	Más probable (cM)	
	Optimista (cO)	
	Pesimista (cP)	
	Costo Esperado (cE)	
	$cE = (cO + 4cM + cP) / 6$	
Simulación Montecarlo utilizando Excel	Distribución tres valores	
Sistema de Control de Tiempos		
El director del proyecto empleará la herramienta MS Project o primavera para efectuar el control de avance y seguimiento de la ejecución del proyecto; de igual forma el PM designado deberá efectuar las actualizaciones necesarias al mismo.		
Sistema de Control de Costos		
<p>El PM designado, deberá actualizar de forma constante el control del cronograma en función del análisis del valor ganado de cada actividad o paquete de actividades.</p> <p>El PM designado, deberá incluir o considerar la reserva de contingencia dentro de la línea base misma que considerara una reserva de gestión</p> <p>El uso de las reserva de contingencia se efectuaran una vez se determinen o presenten impactos al proyecto determinados en la matriz de riesgos.</p> <p>El monto máximo a considerar por reserva de gestión no deberá superar el 5% de la línea base determinada, y se utilizara bajo aprobación del PM.</p>		
Sistema de Control de Cambios de Costos		

Las modificaciones o cambios debidamente justificados y presentados por los interesados descritos en la matriz, el PM solicitará al ordenador de gastos (patrocinador) el análisis y aprobación de la misma; para el efecto se deberá adjuntar: Solicitud de cambios que contenga de forma clara y explícita el cambio a realizar, así como determinar el beneficio que se obtendría del mismo, así como su impacto dentro del proyecto. De igual forma, deberá incluir el acta de reunión de análisis del cambio, así como la respectiva solicitud para la reprogramación

4.4.2 Estimación de costos

4.4.2.1 Recursos para el Proyecto

Tabla 41

Plan de Gestión del Presupuesto

Plan de Gestión del Presupuesto				
Información del Proyecto				
Nombre del Proyecto	Automatización e Integración de los sistemas de recepción y despacho del Terminal de productos limpios Barbasquillo			
Director del Proyecto	Por definir	Fecha de Inicio	Por definir	
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización	Por definir	
Estimación de Costos				
Nombre del Recurso	Tipo	Iniciales	Tasa	Costo
Administrador de contrato	Trabajo	A	\$15.46/hora	\$463.80
Supervisor de contrato	Trabajo	S	\$11.34/hora	\$340.20
Funcionario elaborador	Trabajo	F	\$15.00/hora	\$5,340.00
Analista de proyecto 1	Trabajo	A	\$8.50/hora	\$2,431.00
Analista de proyecto 2	Trabajo	A	\$8.50/hora	\$29,750.00
Asistente administrativo IMT	Trabajo	A	\$6.88/hora	\$2,380.48
Intendente de mantenimiento	Trabajo	I	\$25.63/hora	\$6,304.98

Estimación de Costos				
Nombre del Recurso	Tipo	Iniciales	Tasa	Costo
Superintendente	Trabajo	S	\$28.75/hora	\$0.00
Especialista de la superintendencia	Trabajo	E	\$16.88/hora	\$0.00
Especialista de mantenimiento	Trabajo	E	\$16.88/hora	\$1,012.80
Jefa de contratos	Trabajo	J	\$25.63/hora	\$256.30
Analista de compras	Trabajo	A	\$15.00/hora	\$150.00
Subgerente de transporte	Trabajo	S	\$31.09/hora	\$0.00
Asistente de subgerente	Trabajo	A	\$6.88/hora	\$0.00
Adquirir instrumentación	Material	A	\$131,667.00	\$131,667.00
Adquirir actuadores eléctricos	Material	A	\$155,480.00	\$155,480.00
Adquirir cable belden 3105a	Material	A	\$37,938.00	\$37,938.00
Adquirir repuestos para mantenimiento correctivo de sistema Enraf	Material	A	\$92,210.00	\$92,210.00
Adquirir controlador de procesos Honeywell ControlEdge plc + rio.	Material	A	\$74,504.00	\$74,504.00
Adquirir software de sistema Scada redundante	Material	A	\$109,727.00	\$109,727.00
Adquirir hardware para servidores y estaciones cliente	Material	A	\$92,382.00	\$92,382.00
Adquirir software para servidores y estaciones cliente	Material	A	\$25,000.00	\$25,000.00
Adquirir hardware para red de control	Material	A	\$15,131.00	\$15,131.00
Adquirir hardware autenticación autotanques - garita 1	Material	A	\$25,445.00	\$25,445.00
Adquirir hardware de autenticación conductores - comercialización	Material	A	\$6,288.00	\$6,288.00

Estimación de Costos				
Nombre del Recurso	Tipo	Iniciales	Tasa	Costo
Adquirir hardware autenticación autotanques - garita 2	Material	A	\$21,937.00	\$21,937.00
Adquirir hardware de enrolamiento - operaciones	Material	A	\$11,202.00	\$11,202.00
Adquirir suministro de kit sistema cctv para monitoreo de operaciones en islas de carga y áreas operativas.	Material	A	\$130,000.00	\$130,000.00
Director de proyecto	Trabajo	D	\$25.00/hora	\$17,137.50
Asistente administrativo 1	Trabajo	A	\$7.50/hora	\$75.00
Asistente administrativo 2	Trabajo	A	\$7.50/hora	\$0.00
Dibujante	Trabajo	D	\$11.56/hora	\$14,565.60
Coordinador logístico	Trabajo	C	\$9.38/hora	\$469.00
Chofer	Trabajo	C	\$4.69/hora	\$23,947.14
Especialista Thermac-Sys	Trabajo	E	\$18.75/hora	\$97,593.75
Especialista sistemas flexline	Trabajo	E	\$18.75/hora	\$35,250.00
Ingeniero de sistemas senior	Trabajo	I	\$20.00/hora	\$104,100.00
Técnico de sistemas 1	Trabajo	T	\$11.34/hora	\$39,123.00
Técnico de sistemas 2	Trabajo	T	\$11.34/hora	\$39,123.00
Especialista Limitorque	Trabajo	E	\$18.75/hora	\$19,687.50
Integrador 1	Trabajo	I	\$15.63/hora	\$29,384.40
Integrador 2	Trabajo	I	\$15.63/hora	\$46,186.65
Integrador 3	Trabajo	I	\$15.63/hora	\$91,044.75
Técnico eléctrico 1	Trabajo	T	\$8.34/hora	\$18,765.00
Técnico eléctrico 2	Trabajo	T	\$8.34/hora	\$25,687.20
Técnico eléctrico 3	Trabajo	T	\$8.34/hora	\$19,807.50
Auxiliar técnico 1	Trabajo	A	\$7.00/hora	\$15,750.00
Auxiliar técnico 2	Trabajo	A	\$7.00/hora	\$17,500.00

4.4.3 Estimación del presupuesto

Para determinar el presupuesto se empleó la herramienta @RISK, la cual empleo una distribución PERT empleando los tres puntos de referencia (Optimo-Esperado-Pesimista) aplicado a cada entregable principal del proyecto conforme lo detallado en la siguiente tabla:

Tabla 42*Estimación de Costos*

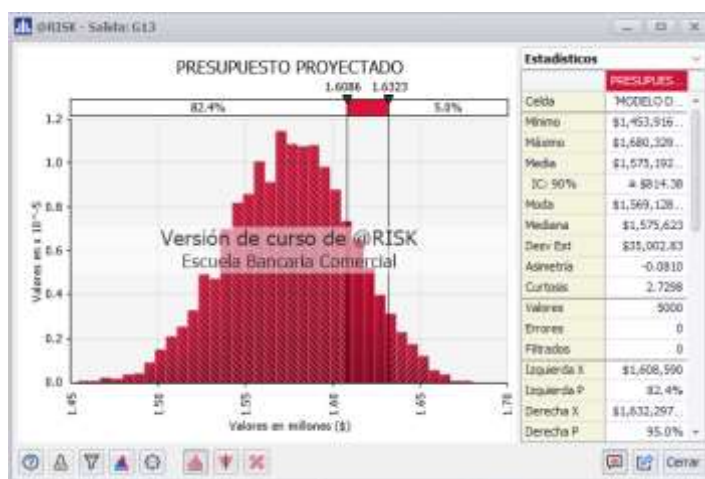
Cost Item	MP	Min Cost	Max Cost	Simulación
PROYECTO DE AUTOMATIZACIÓN E INTEGACIÓN DE SISTEMAS DE RECEP	\$ 1,612,621.55	\$ 1,206,442.81	\$ 2,171,597.05	\$ 1,715,741.36
Plan para la gestión y dirección del proyecto	\$ 1,575.00	\$ 1,200.00	\$ 2,500.00	\$ 1,814.56
Fase precontractual	\$ 7,887.90	\$ 6,500.00	\$ 8,500.00	\$ 8,036.26
Procura de hardware y software	\$ 874,605.68	\$ 760,000.00	\$ 900,000.00	\$ 878,120.61
Mantenimiento Preventivo y Correctivo	\$ 81,179.00	\$ 70,000.00	\$ 95,000.00	\$ 79,232.90
CONFIGURACIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE SISTEMA DE CONTROL PAR	\$ 399,453.97	\$ 115,306.31	\$ 421,000.00	\$ 331,417.14
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA TAS	\$ 158,166.50	\$ 110,000.00	\$ 230,000.00	\$ 155,263.36
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE CONTROL DE ACCESO	\$ 52,965.00	\$ 40,581.00	\$ 60,000.00	\$ 49,195.58
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA CCTV TERMINAL BARBASQUILLO	\$ 29,045.50	\$ 17,088.75	\$ 35,500.00	\$ 22,027.21
Cierre del proyecto	\$ 7,743.00	\$ 5,725.00	\$ 10,120.00	\$ 8,062.20
REGISTRO DE RIESGOS				\$ 5,000.00
TOTAL	\$ 1,612,621.55	\$ 1,126,401.06	\$ 1,762,620.00	\$ 1,538,169.83

4.4.4 Simulación Montecarlo

Considerando los valores de la tabla 36 y, aplicando una distribución PERT a cada uno de los entregables del proyecto se ha obtenido que el presupuesto esperado asciende a \$1.538.169,33 contemplando posibles riesgos.

Figura 27

Simulación Montecarlo - Situación inicial



4.4.4.1 Probabilidad de cumplimiento del presupuesto:

La probabilidad de éxito, evaluada con un nivel de confiabilidad del 95%, indica que el presupuesto inicial debería ser ajustado a \$1.659.497,48. En este contexto, se realiza un análisis exhaustivo que incorpora las reservas técnicas y gerenciales, junto con la evaluación de los riesgos aplicados al costo del proyecto. Esta evaluación detallada revela que el presupuesto final se establece con un margen prudente del 5% para superar cualquier contingencia imprevista, asegurando así la solidez financiera y la viabilidad del proyecto.

Este enfoque meticuloso no solo considera el valor inicial estimado, sino que también incorpora reservas estratégicas para gestionar posibles variaciones en los costos y asegurar la resiliencia del proyecto ante situaciones imprevistas.

Por cuanto el presupuesto contemplado para este proyecto será de \$1.746.907,66 refleja un enfoque proactivo que busca minimizar riesgos y garantizar la ejecución exitosa del

proyecto, al tiempo que proporciona un margen de seguridad del 5%, evidenciando la atención y el compromiso con la gestión financiera sólida y responsable.

Figura 28

Análisis de presupuesto incluyendo contingencias

Presupuesto Determinístico	\$ 1,612,621.55
Costo promedio	\$ 1,525,176.81
Prob de éxito	95%
Costo @ Prob de éxito	\$ 1,659,497.48
Contigencia tecnica	\$ 87,444.74
Reserva Gerencial	\$ 134,321
Total	\$ 221,765.40
TOTAL + RIESGOS Y CONTINGENCIAS	\$ 1,746,907.66

4.4.4.2 GESTION DE RIESGOS DEL PROYECTO

Considerando la contribución a la varianza detallada en la figura 15, se requiere de gestionar la contingencia del proyecto efectuando los ajustes a aquellos costos que tengan mayor impacto en el proyecto.

Figura 29

Contribución a la Varianza



4.4.4.2.1 Contingencia al riesgo

Efectuado un análisis a las aportaciones de la varianza, detallada en la gráfica anterior, sobre del presupuesto esperado a cada entregable se ha identificado que la fase de procura tiene un impacto del 67.1% y la implementación del sistema tienen un impacto directo sobre el

presupuesto por consiguiente se debe gestionar la contingencia para elevar el cumplimiento de lo proyectado vs el estimado.

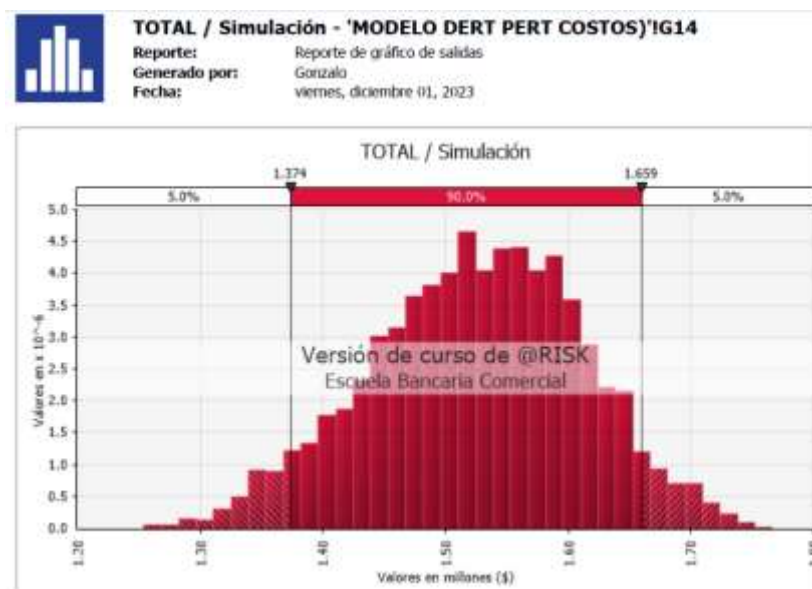
Tabla 43

Impacto de Riesgos al Proyecto

Description	Prob de ocurrencia	Ocurre? Si=1, no=0	min	MP	max	Impacto	Impacto observado
Evento riesgo 1	25%	0	1500	2016.9	2500	2,036.20	-
Evento riesgo 2	25%	0	70000	79534.92	85000	80,140.51	-
Evento riesgo 3	25%	0	3500	4288	4900	3,800.25	-
Evento riesgo 4	25%	0	480	699	1200	602.45	-
	100%					-	-
						Total	5,000.00

Figura 30

Simulación Montecarlo considerando Riesgos



4.5 Plan de gestión de la calidad

El proyecto de automatización del terminal Barbasquillo en su plan de gestión de calidad ha contemplado:

- Plan de gestión de la calidad
- Métricas de calidad
- Lista de verificación de la calidad

4.5.1 Plan de gestión de la calidad

Tabla 44

Plan de Gestión de la Calidad

Plan de Gestión de la Calidad				
Información del Proyecto				
Nombre del Proyecto	Automatización e Integración de los sistemas de recepción y despacho del Terminal de productos limpios Barbasquillo			
Director del Proyecto	Por definir	Fecha de inicio:	Por definir	
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de finalización:	Fecha de inicio + 540 días	
Política de Calidad del Proyecto				
Cumplimiento a satisfacción de los requerimientos y alcance de los TDR				
Línea Base de Calidad del Proyecto				
Factor de Calidad	Objetivo de Calidad	Métrica	Frecuencia y Momento de Medición	Frecuencia y Momento de Reporte
Aprobación de los entregables	Aprobación del 100% de los entregables	% Porcentaje de entregables aprobados	Quincenal	A término del servicio o paquete
Desempeño del Tiempo del Proyecto	SPI \geq 0.95	SPI	Quincenal	A término del servicio o paquete
Desempeño del Costo del Proyecto	CPI \geq 0.95	CPI	Mensual	Presentación de planillaje mensual
Actividades de Calidad				
Entregable	Estándar Aplicable	Actividades de Prevención	Actividades de Control	
Plan para la gestión y dirección del proyecto	Se determinará los planes que sirvan para gestionar y direccionar el proyecto con el	Revisión efectuada por la administración del contrato	Aprobación del área usuaria y administración	

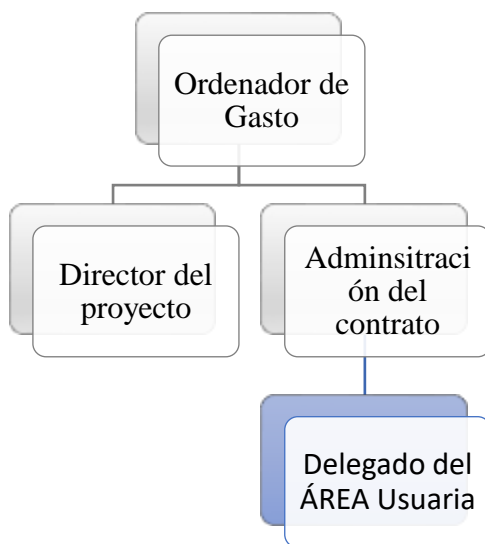
	menor riesgo posible		
Fase precontractual	Documentación habilitante completa y conforme lo establecido en RGLONCP	Revisión efectuada por la administración del contrato	Aprobación del área usuaria y administración
Procura de hardware y software	Los insumos y demás materiales serán recibidos a conformidad conforme se estableció en los términos de referencia los cuales deben cubrir los requisitos mínimos o superior conforme indica el RGLONCP de igual manera, los insumos considerados críticos deberán contener el informe FAT.	Revisión efectuada por la administración del contrato	Aprobación del área usuaria y administración
Mantenimiento Preventivo y Correctivo	Tanto al inicio como al finalizar se deberá efectuar un informe del estado de los subsistemas a intervenir, la aceptación de estos informes estará sujeta a las pruebas SAT realizadas en conjunto con el área operativa	Revisión efectuada por la administración del contrato	Aprobación del área usuaria y administración
Configuración y puesta en marcha de sistema de control para terminal Barbasquillo (reductora y terminal)	La configuración de las distintas lógicas de control se efectuará conforme establece los procedimientos estandarizados para operación de un terminal de	Revisión efectuada por la administración del contrato	Aprobación del área usuaria y administración

	<p>productos limpios contenidos en el manual de funciones de la EP Petroecuador, las pruebas efectuadas tendrán una duración mínima de 7 días donde se simularán todas las maniobras realizadas incluyendo situaciones críticas o fallo forzado</p>		
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA TAS	<p>La implementación del sistema TAS está sujeta a las pruebas realizadas en entorno de desarrollo para el efecto, los tiempos de enlace entre los sistemas TAS y PEC08 no deberán superar los 0,5 seg Las pruebas transaccionales se efectuarán simulando un total de 300 operaciones por cada movimiento de producto estos son ventas, liquidaciones, especiales y transferencias. cada una de las pruebas efectuadas se llevarán a cabo considerando fallos, la matriz de pruebas será abalizada por el área de Tic's de EPP</p>	<p>Revisión efectuada por la administración del contrato</p>	<p>Aprobación del área usuaria y administración</p>

IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE CONTROL DE ACCESO	La implementación del sistema de acceso se enrolará a todos los choferes de las distintas comercializadoras que operan o se abastecen en este centro operativo; la puesta en marcha de este sistema se efectuara en ambiente de desarrollo validando un mínimo de 1000 verificaciones entre la base de choferes locales y el sistema nacional	Revisión efectuada por la administración del contrato	Aprobación del área usuaria y administración
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA CCTV TERMINAL BARBASQUILLO	La implementación del sistema CCTV tendrá por objeto el sistema único de despacho y liquidación; por tanto, las pruebas se efectuarán a los servidores locales y el enlace en el sistema de control a implementar (PKR410), la duración de las imágenes o video tendrán una temporalidad de 15 días y a una validez de 1080 cuadros; adicionalmente se validará, el funcionamiento del módulo automático de depuración.	Revisión efectuada por la administración del contrato	Aprobación del área usuaria y administración
Roles de Gestión de Calidad			
Nombre del Rol	Objetivos del Rol	Nivel de Autoridad del Rol	Funciones del Rol

Ordenador de Gasto	Aprobar los procedimientos de gestión de calidad	Aprobador	Aprobar los documentos de control y aseguramiento de calidad
Delegado del Área Usuaría	Realizar los procedimientos de gestión de calidad	Aprobador	Aprobar los documentos de control y aseguramiento de calidad
Administración y supervisión del Contrato	Ejecutar los procedimientos de gestión de calidad	Ejecutor	Elaborar los documentos de control y aseguramiento de calidad

Organización para la Calidad del Proyecto



Para el presente proyecto, tanto el director del Proyecto, así como la administración realizarán el control y aseguramiento de la Calidad del Proyecto.

Documentos Normativos para la Calidad

Procedimientos	Formatos	Otros Documentos
----------------	----------	------------------

1. Procedimiento de enfoque del trabajo 2. Procedimiento de control de cambios 3. Procedimiento de monitoreo y control de proyecto 4. Procedimiento de cierre del proyecto 5. Administración de líneas bases 6. Revisión de gestión de proyecto.	Los establecidos en el plan de integración	No aplica
Procesos de Gestión de Calidad		
Aseguramiento de Calidad	Control de Calidad	Mejora de Procesos

4.5.2 Métricas de calidad

Tabla 45

Métricas de Calidad

Métricas de la Calidad			
Información del Proyecto			
Nombre del Proyecto	Automatización e Integración de los sistemas de recepción y despacho del Terminal de productos limpios Barbasquillo		
Director del Proyecto	Por definir	Fecha de inicio:	Por definir
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de finalización:	Fechas de inicio + 540 días
Para el presente proyecto se han definido tres métricas de calidad			
1. Cumplimiento de los entregables			
2. Desempeño del tiempo del proyecto			
3. Desempeño del costo del proyecto			
Nombre de la Métrica		Desempeño de los entregables	
Factor de Calidad Relevante		Cumplimiento de requisitos con desviación <5%	
Definición del Factor de Calidad		Se define al cumplimiento de los entregables del proyecto.	
Propósito de la Métrica		El propósito de esta métrica es para monitorear el avance de los entregables del proyecto	

Definición Operacional	El director del proyecto será el responsable de la actualización y seguimiento, el mismo que lo realizará con una frecuencia determinada por la administración del contrato, misma que se encuentra establecida en el plan de calidad y acta de KOM.
Método de Medición	En el MS Project, se ingresará los valores reales de los avances para cada entregable.
Resultado Deseado	100% de los entregables
Enlace con Objetivos Organizacionales	Institucional
Responsable del Factor de Calidad	Director del proyecto
Nombre de la Métrica	Desempeño del tiempo del proyecto
Factor de Calidad Relevante	Desempeño del tiempo del proyecto
Definición del Factor de Calidad	Se define al cumplimiento del tiempo del proyecto.
Propósito de la Métrica	El propósito de esta métrica es para monitorear si el tiempo de ejecución está acorde al tiempo planificado del proyecto
Definición Operacional	El director del proyecto será el responsable de la actualización y seguimiento en el MS Project, el mismo que lo realizará con una frecuencia semanal.
Método de Medición	En el MS Project, se ingresará los valores reales de los avances, fechas de inicio, fechas de finalización.
Resultado Deseado	Para el SPI se espera un valor acumulado no menor al 0.95
Enlace con Objetivos Organizacionales	Institucional
Responsable del Factor de Calidad	Director del Proyecto
Nombre de la Métrica	Desempeño del costo del proyecto
Factor de Calidad Relevante	Desempeño del Costo del Proyecto
Definición del Factor de Calidad	Se define al cumplimiento del presupuesto del proyecto con los costos del proyecto.
Propósito de la Métrica	El propósito de esta métrica es para monitorear si el presupuesto realizado está acorde al costo del proyecto
Definición Operacional	El director del Proyecto será el responsable de la actualización y seguimiento en el MS Project, el mismo que lo realizará con una frecuencia semanal.
Método de Medición	En el MS Project o primavera, se ingresará los valores reales de los avances, valor ganado, fechas de inicio, fechas de finalización.
Resultado Deseado	Para el SPI se espera un valor acumulado no menor al 0.95
Enlace con Objetivos Organizacionales	Institucional
Responsable del Factor de Calidad	Director del Proyecto/Administración del contrato

4.5.3 Lista de verificación de la calidad

Tabla 46

Lista de Verificación de la calidad

Lista de Verificación de Calidad					
Información del Proyecto					
Nombre del Proyecto		Automatización e Integración de los sistemas de recepción y despacho del Terminal de productos limpios Barbasquillo			
Director del Proyecto		Por definir	Fecha de inicio:	Por definir	
Patrocinador		Gerente de Transporte	Fecha de finalización:	Fecha de inicio + 540 días	
Entregable	Punto de Control	Métrica Para Aplicar	Conforme (Si/No)	Observación	Comentarios
Plan para la gestión y dirección del proyecto		% Avance			
		SPI			
		CPI			
Fase precontractual		% Avance			
		SPI			
		CPI			
Procura de hardware y software		% Avance			
		SPI			
		CPI			
Mantenimiento Preventivo y Correctivo		% Avance			
		SPI			
		CPI			
Configuración y puesta en marcha de sistema de control para terminal Barbasquillo (reductora y terminal)		% Avance			
		SPI			
		CPI			
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA TAS		% Avance			
		SPI			
		CPI			
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE CONTROL DE ACCESO		% Avance			
		SPI			
		CPI			

IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA CCTV TERMINAL BARBASQUILLO		% Avance			
		SPI			
		CPI			

4.6 Plan de gestión de los recursos

En este plan se presentan los recursos humanos que forman parte del proyecto en el cual se definen los roles y responsabilidades de cada miembro del equipo del proyecto.

- Plan de gestión de recursos.
- Matriz RACI.
- Descripción de roles.

4.6.1 Plan de Gestión de Recursos

Tabla 47

Plan de Gestión de los Recursos

Plan de Gestión de Recursos			
Información del Proyecto			
Nombre del Proyecto	Automatización e Integración de los sistemas de recepción y despacho del Terminal de productos limpios Barbasquillo		
Director del Proyecto	Por definir	Fecha de inicio	Por definir
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización	Fecha de inicio +540 días
Organigrama del Proyecto			
<pre> graph TD OG[Ordenador de Gasto] --> AC[Administrador de contrato] OG --> SC[Supervisor de contrato] AC --> DP[Director de Proyecto] AC --> EP[Especialista de proyecto] </pre>			

Roles y Responsabilidades del Proyecto		
Rol	Autoridad	Responsabilidad
Ordenador de Gasto	Aprobador	Aprobar el Acta de Constitución del Proyecto
		Aprobar el Plan de Dirección del Proyecto
		Aprobar los entregables del Proyecto
		Aprobar el Cierre del Proyecto.
Administrador del Contrato	Gestor	Planificar y gestionar el Proyecto.
		Preparar la información de los entregables del Proyecto.
		Convocar a la reunión de seguimiento de proyecto.
Supervisor del Contrato	Fiscalizador	Ejecutar las actividades designadas por el director del Proyecto.
		Elaborar las solicitudes de cambio.
		Verificar el cumplimiento del cronograma del Proyecto.
Director del Proyecto	Gestor/Ejecutor	Gestionar la ejecución del proyecto dentro del alcance, tiempo y recursos actuales

		Actualizar el proyecto de forma periódica determinada en la KOM					
Especialista de Proyecto	Ejecutor	Coordinar la ejecución con la supervisión del contrato Canalizar los recursos humanos y no humanos para la ejecución del proyecto					
Incorporación de personal para el Proyecto							
Para realizar la incorporación de personal para incorporar en el proyecto, se utilizará la siguiente matriz de información.							
Rol	Tipo de Adquisición	Fuente de Adquisición	Modalidad de Adquisición	Local de Trabajo Asignado	Fecha de inicio del reclutamiento	Fecha requerida del personal	Costo del Reclutamiento
Criterios de Liberación del Personal del Proyecto							
Para cuando se requiera realizar la liberación de personal del proyecto, se utilizará la siguiente matriz de información.							
Rol	Criterio de Liberación		¿Cómo?		Destino de Asignación		
Capacitación, Entrenamiento y Mentoring Requerido							
Capacitación:							
Para el personal que participa en el presente proyecto, se realizará la capacitación en Microsoft Project							
Entrenamiento:							
El entrenamiento se realizará mediante programas de educación ejecutiva en gestión de proyectos.							
Mentoring:							
El director del proyecto realizará las actividades de Mentoring al especialista de proyecto.							
Sistema de Reconocimiento y Recompensas							
Para el presente proyecto no se aplica reconocimientos y recompensas.							
Cumplimiento de Regulaciones, Pagos y Políticas							
Regulaciones							

Para el presente proyecto, se cumplirá las regulaciones del ministerio de trabajo.
Pagos
El pago a los integrantes del proyecto se realizará de acuerdo a sueldos y salarios establecidos en el caso de negocio y en apego a lo que dicta la Ley Ecuatoriana
Políticas
El personal que forma parte del proyecto deberá cumplir las políticas y procedimientos establecidos en el plan para la dirección del proyecto.
Requerimientos de Seguridad
El personal que participa en el proyecto deberá cumplir con los procedimientos de seguridad industrial establecidos en el ministerio de trabajo.

4.6.2 Matriz de asignación de responsabilidad RACI

Leyenda de Matriz RACI

Tabla 48

Leyenda RACI

Letra	Leyenda
R	Responsables
A	Aprobador
C	Consultado
I	Informado

Tabla 49

Matriz RACI

Matriz RACI						
Información del Proyecto						
Nombre del Proyecto	Automatización e Integración de los sistemas de recepción y despacho del Terminal de productos limpios Barbasquillo					
Director del Proyecto	Por definir	Fecha de Inicio			Por definir	
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización			Fecha de inicio + 540 días	
EDT	TAREA	SPONSOR	DIRECTOR	ADMINSITRADOR	USUARIO	
1.1	Plan para la gestión y dirección del proyecto	I	R	A	C	

1.2	Fase precontractual	A	I	R	C
1.3	Procura de hardware y software	I	R	A	C
1.4	Mantenimiento Preventivo y Correctivo	I	R	A	C
1.5	Configuración y puesta en marcha de sistema de control para terminal Barbasquillo (reductora y terminal)	I	R	A	C
1.6	IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA TAS	I	R	A	C
1.7	IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE CONTROL DE ACCESO	I	R	A	C
1.8	IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA CCTV TERMINAL BARBASQUILLO	I	R	A	C

4.6.3 Descripción de roles

Tabla 50

Descripción de Roles

Descripción de Roles			
Información del Proyecto			
Nombre del Proyecto	Automatización e Integración de los sistemas de recepción y despacho del Terminal de productos limpios Barbasquillo		
Director del Proyecto	Por definir	Fecha de Inicio	Por definir
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización	Fecha de inicio +540
Nombre del Rol			
Patrocinador			
Objetivos del Rol	Gestionar las autorizaciones necesarias para el cumplimiento del plan anual de contrataciones		
Responsabilidades	Aprobación del PAC Aprobación del Informe de Justificación de la Necesidad Aprobación de Presupuesto requerido Aprobación de la contratación del proyecto		
Funciones	Revisión del plan anual de contrataciones Aprobar la documentación de la fase precontractual Gestionar los recursos necesarios para el financiamiento Solicitar los informes antes los órganos de control CGE y MINTEL		

Niveles de Autoridad	Aprobador	
Reporta a:	Gerencia General	
Supervisa a:	Administración y supervisión del proyecto delegada por la Gerencia	
Requisitos del Rol		
Conocimientos	Habilidades	Experiencia
Administración Publica	Liderazgo Toma de Decisiones	

Descripción de Roles			
Información del Proyecto			
Nombre del Proyecto	Automatización e Integración de los sistemas de recepción y despacho del Terminal de productos limpios Barbasquillo		
Director del Proyecto	Por definir	Fecha de Inicio	Por definir
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización	Fecha de inicio +540 días
Nombre del Rol			
Administración del Proyecto			
Objetivos del Rol	Apoyar al director del proyecto en la gestión para cumplir con la planificación del mismo.		
Responsabilidades	<ul style="list-style-type: none"> · Gestionar la planificación de actividades planificadas por el director del Proyecto. · Gestionar las solicitudes de cambio. · Verificar el cumplimiento del cronograma del Proyecto. 		
Funciones	Gestionar la reunión KOM Controlar la ejecución presupuestaria y ejecutoria Fiscalizar el cumplimiento del Termino de referencia o especificaciones técnicas		
Niveles de Autoridad	Aprobador		
Reporta a:	Sponsor/Ordenador de Gasto		
Supervisa a:	Contratista-Equipo de proyecto		
Requisitos del Rol			
Conocimientos	Habilidades	Experiencia	
Electricidad, Electrónica, Control y Automatismo Administración Publica	Planificación manejo de herramienta Project o Primavera	Más de 5 años en administración, gestión y dirección de proyectos	

Descripción de Roles			
Información del Proyecto			
Nombre del Proyecto	Automatización e Integración de los sistemas de recepción y despacho del Terminal de productos limpios Barbasquillo		
Director del Proyecto	Por definir	Fecha de Inicio	Por definir
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización	Fecha de inicio +540 días
Nombre del Rol			
Director del Proyecto			
Objetivos del Rol	<ul style="list-style-type: none"> Dirigir la gestión durante el ciclo de vida del proyecto. 		
Responsabilidades	<ul style="list-style-type: none"> Planificar y gestionar el Proyecto. 		
	<ul style="list-style-type: none"> Preparar la información de los entregables del Proyecto. Convocar a la reunión de seguimiento de proyecto. 		
Funciones	<ul style="list-style-type: none"> El director del proyecto elegirá el equipo de proyecto, el mismo que estará constituido por personas que cumpla los requerimientos para el desarrollo de las actividades. 		
	<ul style="list-style-type: none"> Cuando se presente solicitudes de cambio que afectan en la línea base del alcance, el director del proyecto solicitará la aprobación al patrocinador. 		
	<ul style="list-style-type: none"> Con el objeto de optimizar tiempos de ejecución de las actividades, el director del proyecto puede actualizar el cronograma. 		
	<ul style="list-style-type: none"> Si se presenta una reducción de costos en tareas que involucre una disminución en el presupuesto del proyecto, el director tendrá autoridad para gestionar ante la administración, en el caso de que los costos se incrementen e implique aumento del presupuesto, el director del proyecto no aprobará el incremento, deberá solicitar la aprobación. 		
Niveles de Autoridad	Gestor		
Reporta a:	Administración		
Supervisa a:	Equipo de ejecución		
Requisitos del Rol			
Conocimientos	Habilidades	Experiencia	
Gestión de proyectos	Planificación	5 años en gestión de proyectos	
PMP - CAM	Toma de Decisiones		

4.7 Plan de gestión de comunicación

En este plan de comunicaciones, se incluye los procedimientos para gestionar las comunicaciones del proyecto a las partes interesadas.

Este plan está conformado por:

- Plan de gestión de comunicación.
- Matriz de comunicación del proyecto.

4.7.1 Plan de gestión de comunicación

Tabla 51

Plan de gestión de las Comunicaciones

Plan de Gestión de Comunicaciones
Información del Proyecto
Procedimiento de Gestión de Incidentes
Se considerará como un incidente cuando un hecho o suceso interrumpe el desarrollo normal del proyecto. La gestión de incidentes se llevará a cabo de la siguiente manera:
1. Se debe Identificar el incidente
2. Realizar el Registra del incidente
3. El director del Proyecto evaluará el incidente para determinar si requiere de realización de una solicitud de cambio.
4. En las reuniones semanales de seguimiento del proyecto, se revisarán las soluciones alternativas para el incidente
5. Si el incidente no puede ser solucionado, se considerará un problema, y el mismo director del Proyecto presentará al Patrocinador una alternativa de solución para aprobación.
Actualización del Plan de Comunicaciones
El Plan de Comunicaciones, será revisado y actualizado por el director del proyecto y aprobado por la administración del proyecto en la KOM
Guía para Evento de Comunicaciones
Reuniones de avance del Proyecto
1. Las únicas personas autorizadas para convocar a una reunión será el director del proyecto o administrador del proyecto
2. Se enviará un correo electrónico con una temporalidad mínima de 24 horas antes de la reunión, con la agenda de la misma adjunta.
3. Al final de la reunión el supervisor de Proyectos redactara un Acta de la Reunión que incluya todos los temas, acuerdos y/o metas discutidos en la agenda.

Formato de las Comunicaciones
Informe Estado del Proyecto: El director del Proyecto lo elaborará cada mes y agregará el grafico del MS Project al informe.
Informe de revisión: Se elaborará un Informe quincenal después de la ejecución de los trabajos en la semana, se realiza el primer día hábil después del periodo indicado si este cae fin de semana o feriado se pasa al primer día hábil; esta acta deberá se suscrita por todos los participantes
Acta de aceptación de entregables: Documento que contiene todos los requisitos funcionales y no funcionales de cada producto y será revisado por el supervisor del proyecto para verificar que todos los entregables cumplen con los requisitos solicitados.
Acta de cierre: Es un procedimiento para evaluar el cumplimiento del presupuesto a lo largo del proyecto. También incluye el acta de aceptación de los productos finales y un informe financiero de cuanto se gastó a lo largo del proyecto.
Jerarquía de Toma de Decisiones del Proyecto
las decisiones sobre la aprobación del proyecto serán tomadas por el patrocinador o su delegado

4.7.2 Matriz de comunicación del proyecto

Tabla 52

Matriz de las Comunicaciones

Tipo de Información	Contenido	Formato	Frecuencia de Comunicación	Nivel de Detalle	Método de Comunicación	Responsable	Grupo Receptor	Medio de Comunicación
Acta de Constitución del Proyecto	Información inicial del proyecto.	Acta de Constitución	Una solo Vez	Alto	Impreso, archivo PDF.	Director del Proyecto	Patrocinador Equipo del Proyecto	Correo electrónico, Reunión presencial y/o virtual
Planificación del Proyecto	Planes subsidiarios: Alcance, Tiempo, Costo, Calidad, Riesgo, RRHH, Comunicaciones, Adquisiciones	Plan de Gestión del Proyecto	Una solo Vez	Muy Alto	Archivos PDF	Director del Proyecto	Patrocinador Equipo del Proyecto	Correo electrónico, Reunión presencial y/o virtual
Avances de ejecución	Informe semanal de ejecución	Informe de supervisión de Proyecto	Mensual	Alto	Archivos PDF	Supervisor de proyecto	Director de Proyecto Patrocinador	Sistema Documental, Reunión presencial y/o virtual
Informe de Pruebas de Funcionamiento	Acta de Aceptación de entregables	Acta de Cierre del proyecto	Una solo Vez	Muy Alto	Impreso, archivo PDF. Memorias USB con manuales de usuario	Supervisor de proyecto	Director de Proyecto Patrocinador	Todas las veces que sea necesario hasta que se completen las pruebas
Lecciones aprendidas	Registro de aciertos y errores durante toda la ejecución del proyecto	Registro de Lecciones Aprendidas	Una solo Vez	Alto	Impreso, archivo PDF	Supervisor de proyecto	Director de Proyecto Patrocinador	Correo electrónico, Reunión presencial y/o virtual

4.8 Gestión De Las Riesgos

La planificación de la gestión de riesgo, la identificación de riesgos, el análisis de riesgos y la implementación de un plan de respuesta para controlarlos o reducirlos son parte de la gestión de riesgos, cuyo objetivo es aumentar la probabilidad de eventos positivos y reducir la probabilidad de impactos de los negativos.

Tabla 53

Procedimiento de Planificación de Respuestas

Procedimiento de Planificación de Respuestas						
Para a planificación de las respuestas a los riesgos se tomará en cuenta los siguientes lineamientos:						
1. Entradas: El registro de riesgos del proyecto proporcionará la información necesaria para la planificación de respuesta a los riesgos.						
2. Herramientas: La estrategia para cada riesgo estará dada conforme su nivel y respuesta:						
		Riesgo	Respuesta			
		Bajo	Aceptar			
		Moderado	Transferir			
		Muy alto	Evitar			
3. Salidas: Posteriormente se solicitarán la solicitud de cambio en las líneas bases de tiempo, costo y los planes dirección del proyecto.						
Establecimiento de Umbrales de Riesgo						
Los siguientes umbrales de riesgo que se establecieron para el proyecto que de acuerdo con la probabilidad de ocurrencia tienen un impacto en los objetivos del proyecto.						
Escala	Probabilidad de Ocurrencia	Impacto sobre los Objetivos del Proyecto				
		Alcance	Tiempo	Costo	Calidad	
Muy_Alta	> 90%	Alcance final es inaceptable	Aumento del tiempo > 20%	Aumento del costo > 40%	Reducción de calidad es inaceptable para el Patrocinador	

Alta	71% - 90%	Alcance no aceptable para el patrocinador	Aumento del tiempo 10%-20%	Aumento del costo del 20 - 40%	Reducción de calidad es inaceptable para el director del Proyecto	
Mediana	51% - 70%	Afectación en actividades principales	Aumento del tiempo entre 5% - 10%	Aumento del costo del 10% - 20%	Reducción de calidad requiere aprobación del Gerente del Proyecto	
Baja	31%-50%	Afectación en actividades secundarias	Aumento del tiempo < 5%	Aumento del costo < 10%	Reducción de calidad en entregables	
Muy_Baja	< 30%	Disminución muy baja	Aumento del tiempo insignificante	Aumento del costo insignificante	Disminución muy baja	

Procedimiento de Creación de Registros de Riesgo

1. Basados en los entregables del proyecto, e identificando los riesgos que podrían afectar su ejecución.
2. Se agregan en la matriz de riesgos del proyecto, en la cual se inicia indicando la actividad o tarea de la que se va a realizar el análisis de riesgo.
3. La declaración del riesgo se realiza En función de los supuestos.
4. Se pone un código al riesgo.
5. Se establece la categoría del riesgo: en Alcance, Tiempo, Costo, Calidad.
6. Se define la probabilidad, la consecuencia.
7. Se determina el riesgo
8. Se define la respuesta.

Procedimiento de Análisis Cualitativo de Riesgos

Para realizar el análisis cualitativo de riesgos, se utilizará una matriz de probabilidad de ocurrencia por impacto sobre los objetivos del proyecto.

1. Se evalúa la probabilidad de ocurrencia de cada riesgo individual del proyecto.
2. Se evaluará el impacto en uno o varios objetivos del proyecto.
3. Se le asignará el nivel de prioridad de acuerdo con la multiplicación de probabilidad por impactos evaluados.

Procedimiento de Análisis Cuantitativo de Riesgos

Para realizar el análisis cuantitativo de riesgos, se lo realizara mediante:						
1. Utilizando una matriz de probabilidad x impacto con esquema de puntuación						
2. Se deberá determinar el valor de severidad en tiempo y costo.						
Definición de Escalas de probabilidad e impacto						
Matriz de Probabilidad x Impacto con esquema de puntuación						
Impacto	Muy Alta	Moderado	Alto	Alto	Alto	Alto
	0.8	0.08	0.24	0.4	0.56	0.72
	Alta	Bajo	Moderado	Moderado	Alto	Alto
	0.4	0.04	0.12	0.2	0.28	0.36
	Moderada	Bajo	Bajo	Moderado	Moderado	Moderado
	0.2	0.02	0.06	0.1	0.14	0.018
	Baja	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Moderado
	0.1	0.01	0.03	0.05	0.07	0.09
	Muy Baja	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
	0.05	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05
		Muy Baja	Baja	Mediana	Alta	Muy Alta
		0.1	0.3	0.5	0.7	0.9
Probabilidad de Ocurrencia						
Riesgo	Descripción					
Bajo	En este tipo de riesgo, la afectación es mínima en tiempo, costo, alcance, calidad del proyecto.					
Moderado	En este tipo de riesgo, se requiere acciones correctivas para mitigar el riesgo, el director del Proyecto deberá poner atención.					
Muy alto	En este tipo de riesgos, la afectación es considerable en tiempo, costo, alcance, calidad. El Patrocinador deberá participar para mitigar el riesgo.					

4.8.1 Registro de riesgos del proyecto

Tabla 54

Matriz de registro de Riesgos

Entregable	Disparador	Efecto	Tipo de Riesgo	Dueño del Riesgo	Probabilidad	Impacto	Respuesta al Riesgo
Elaboración de documentación habilitante	Cambio en procedimientos de contratación	retraso en la ejecución	Externo	Director del Proyecto	Alta	Alta	Prevenir y Mitigar el riesgo
Adquirir kits de hardware	Limitación en cupos de importación	suspensiones en la ejecución del proyecto	Externo	Director del Proyecto	Alta	Alta	Prevenir y Mitigar el riesgo
Consolidar y revisar listado de características técnicas	Información imprecisa	desarrollo de procesos ineficientes	Interno	Director del Proyecto	Mediana	Moderado	Prevenir y Mitigar el riesgo
Solicitar Certificación Presupuestaria	Retiro o reducción de los fondos de la partida presupuestaria	Incumplimiento contractual	Interno	Director del Proyecto	Alta	Alta	Aceptar el riesgo

4.8.2 Análisis Cuantitativo de Riesgos y Plan de Contingencia

Tabla 55

Análisis Cuantitativo de Riesgos y Plan de Contingencia

Entregable	Duración más probable(días) (t)	Costo más probable (USD) (C)	Riesgo	Probabilidad (P)	Impacto (I)	Impacto en Tiempo (It=I*t)	Impacto en Costo (Ic=C*I)	Riesgo en el Tiempo (RT=P*It)	VME Costo (\$) Rc=P*ic	Plan de Acción del riesgo
Elaboración de documentación habilitante	30	\$13.446,01	Cambio en procedimientos de contratación	0,5	0,3	9	\$4.033,80	4,5	\$2.016,90	Obtención de la licencia de operador del SERCOP vigente
Procura de hardware y software izado de materiales y equipos	124	\$663.286,00	Limitación en cupos de importación	0,4	0,3	37,2	\$198.985,80	14,88	\$79.594,32	Ejecutar procedimientos de importación vía aérea
Consolidar y revisar listado de características técnicas	4	\$536,00	Información imprecisa	0,2	0,4	1,6	\$214,40	0,32	\$42,88	Reuniones de seguimiento con cada jefe de las áreas a intervenir
Solicitar Certificación Presupuestaria	1	\$68,80	Retiro o reducción de los fondos de la partida presupuestaria	0,3	0,3	0,3	\$20,64	0,09	\$6,19	Provisionar línea y creación de SIC

4.9 Plan de gestión de adquisiciones

En este plan se incluyen los procedimientos para realizar adquisiciones de bienes o contratación de servicios para el presente Proyecto.

Los componentes que forman parte del plan de gestión de las adquisiciones son:

1. Plan de gestión de adquisiciones
2. Evaluación y selección de proveedores

4.9.1 Gestión de adquisiciones

Tabla 56

Plan de Gestión de Adquisiciones

Plan de Gestión de Adquisiciones			
Información del Proyecto			
Nombre del Proyecto	Automatización e Integración de los sistemas de recepción y despacho del Terminal de productos limpios Barbasquillo		
Director del Proyecto	Por definir	Fecha de Inicio	Por definir
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización	Por definir
Procedimiento de Planificación de Adquisiciones			
Para realizar las adquisiciones de bienes o contratación de servicios se realizaría mediante el siguiente procedimiento:			
Recopilación de la información, de acuerdo con el entregable del proyecto			
Realizar el análisis del producto a adquirir para el desarrollo del proyecto, para ello en función de las especificaciones del producto se solicitará proformas del bien o equipo a adquirir, se realizará la evaluación técnica y económica.			
El director del proyecto en función de la evaluación técnica económica remitirá a la administración de EPP la aprobación de la solicitud de orden de compra.			
El director del proyecto generará la Orden de Compra del bien o la Orden de Servicio al proveedor que resulte ganador en la evaluación técnica – económica.			
Una vez realizado la recepción del bien o servicio, se procederá a realizar el pago de acuerdo con condiciones comerciales establecidas en la Orden de Compra u Orden de Servicio y sin perjuicio al contrato suscrito con la EPPetroecuador			
Procedimiento de Establecimiento de Criterios			
El procedimiento para establecer criterios de evaluación técnica – económica será:			

El producto y/o servicio debe cumplir con las especificaciones técnicas solicitadas, para ello se presentará una matriz de evaluación técnica, solo las ofertas que cumplan el 75% serán consideradas para evaluación económica.
Una vez realizada la evaluación técnica, se procederá a realizar la comparación económica de la oferta presentada con el presupuesto referencial, la comparación económica no puede pasar del +/- 15% respecto al presupuesto.
Procedimiento de Creación de Orden de Compra / Servicio
Para realizar la Orden de Compra u Orden de Servicio para adquirir bienes o servicios se seguirá el siguiente procedimiento.
El director del proyecto en función de la evaluación técnica – económica será el responsable de la administración de la Orden de Compra / Servicio.
La firma de los contratos requeridos para la adquisición de los bienes será acordada entre el contratista adjudicado a la orden de compra de la EPPetroecuador y el proveedor sin perjuicio hacia la estatal petrolera.
Procedimiento de Administración de Proveedores
No se realizará anticipos a los proveedores.
Los pagos serán 30 días posteriores a la entrega de la factura por el bien o servicio recibido
Se establecerá multas del 1% del monto total de la Orden de Compra / Servicio por cada día de atraso en la entrega del bien o servicio.

4.9.2 Evaluación y selección de proveedores

Tabla 57

Evaluación y selección de proveedores

CRITERIOS	ESPECIFICACIÓN	RANGO DE ACEPTACIÓN	PUNTAJE	PESO
Experiencia	El proveedor posee experiencia en ventas de equipos y software relacionados a sistemas de adquisiciones de datos y redes	Tener mínimo 5 años de experiencia	<ul style="list-style-type: none"> • No se otorgará puntaje a la experiencia mínima requerida, por ser de cumplimiento obligatorio. • Para que la experiencia general presentada sea susceptible de calificación por puntaje, está deberá ser mayor a la establecida como requisito mínimo. <p>Se otorgará el máximo puntaje a la o las ofertas que presenten como experiencia adicional el Tiempo más alto y, a las demás ofertas se asignará un puntaje directamente proporcional.</p>	30%
Costo	El costo que propondrá en la cotización	No deberá sobrepasar el presupuesto para asignado	0 puntos (más del 100% del presupuesto). 40 puntos (80% del presupuesto), 80 puntos (50%	50%

CRITERIOS	ESPECIFICACIÓN	RANGO DE ACEPTACIÓN	PUNTAJE	PESO
			del presupuesto), 100 puntos (30% del presupuesto)	
Tiempo de entrega	Tiempos de importación de equipos (si así fuera) hasta su implementación	No deberá sobrepasar las fechas de cierre de contrato especificadas	0 puntos (se va más allá del tiempo definido). 40 puntos (5 días de retraso), 80 puntos (Cumple con el tiempo), 100 puntos < mitad del tiempo	20%

Nota: El puntaje señalado es ajustable su definición previa será propuesta por el funcionario elaborador sin embargo la comisión técnica de revisión deberá aceptar o solicitar ajustes en apego con la normativa vigente. Al ser proceso de licitación cada oferente presentara su arquitectura de control, así como especificaciones de equipos.

4.10 Plan de gestión de interesados

En este plan se presentan a las personas u organizaciones que toman parte activa durante la ejecución del presente proyecto, de igual forma, los procedimientos para lograr la participación de cada uno de ellos en el desarrollo del proyecto.

Este plan está conformado por:

- Registro de los interesados
- Análisis de clasificación de los interesados

4.10.1 Registro de los interesados

INFORMACION DE IDENTIFICACION				INFORMACION DE EVALUACION					CLASIFICACION DE LOS INTERESADOS	
No	Puesto	Organización	Rol en el proyecto	requisitos principales	Grado de poder	Grado de interés	Ponderación	Fase de mayor interés	Interno o externo	Estado
1	Gerente de Transporte	EPPetroecuador	Ordenador de Gasto	Aprobar el inicio del proyecto	5	5	Muy Alta	Inicial	Interno	Partidario
2	Subgerente	EPPetroecuador	Delegado de máxima autoridad	Autorizar la alternativa de solución	5	5	Muy Alta	Todo el Proyecto	Interno	Partidario
3	Intendente de Mantenimiento	EPPetroecuador	Área requiriente	Autorizar el alcance de la alternativa de la solución	4	5	Alta	Todo el Proyecto	Interno	Partidario
4	Jefe de Terminal	EPPetroecuador	Delegado de área usuaria	Remitir informe de necesidad	2	5	Baja	Todo el Proyecto	Interno	Partidario
5	Jefe Comercial	EPPetroecuador	Delegado de área Comercial	Remitir requisitos y necesidades	3	4	Media	Todo el Proyecto	Interno	Neutral
6	Órgano Regulador	Agencia de Regulación y control de recursos naturales no renovables	Veedor		1	1	Muy baja	Todo el Proyecto	Externo	Neutral

INFORMACION DE IDENTIFICACION				INFORMACION DE EVALUACION					CLASIFICACION DE LOS INTERESADOS	
No	Puesto	Organización	Rol en el proyecto	requisitos principales	Grado de poder	Grado de interés	Ponderación	Fase de mayor interés	Interno o externo	Estado
7	Operaciones Terminal	EPPetroecuador	Delegado a fin del proceso de la contratación	remitir informe de operaciones y movimiento	1	3	Muy baja	Inicial	Interno	Reciente
8	Operaciones Terminal	EPPetroecuador	Delegado a fin del proceso de la contratación	remitir informe de procedimiento de despacho, proceso de operación en bahías y flujo de unidades	1	3	Muy baja	Inicial	Interno	Reciente
9	Jefe de estación Reductora	EPPetroecuador	Profesional de recepción de productos	Remitir necesidad, tablas de producto y requerimientos de integración	2	5	Baja	Todo el Proyecto	Interno	Partidario
10		EPPetroecuador	Administrador	Velar por la ejecución del proyecto	1	2	Muy baja	Todo el Proyecto	Interno	Neutral
11		EPPetroecuador	Supervisor de contrato	Velar por el cumplimiento a satisfacción del alcance conforme cronograma	1	2	Muy baja	Todo el Proyecto	Interno	Neutral
12		EPPetroecuador	Jefe de TICs	Autorizar la arquitectura de comunicación tanto de red de campo como enlace	3	4	Media	Todo el Proyecto	Interno	Partidario

4.10.2 Análisis de clasificación de los interesados

El director evaluara y calcificara a los interesados en función de su nivel de poder e interés en el proyecto.

4.10.3 Plan de gestión de los interesados

Tabla 58

Plan de Gestión de los interesados

Participación y Seguimiento de Interesados			
Información del Proyecto			
Nombre del Proyecto	Automatización e Integración de los sistemas de recepción y despacho del Terminal de productos limpios Barbasquillo		
Director del Proyecto	Por definir	Fecha de Inicio	Por definir
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización	Fecha de inicio +540 días
Participación actual y deseada de Interesados			
Identificación	Cargo	Nivel de Participación Actual	Nivel de Participación Deseada
		(Partidario, Neutral, Reciente)	(Partidario, Neutral, Reciente)
IN01	Patrocinador del Proyecto	Partidario	Partidario
IN02	Delegado de máxima autoridad	Partidario	Partidario
IN03	Director del Proyecto	Interno	Neutral
IN04	Supervisor de Proyecto	Interno	Neutral
IN05	Delegado Área requirente	Interno	Partidario
IN06	Delegado de área usuaria	Interno	Partidario
IN07	Delegado de área Comercial	Interno	Neutral
IN08	Veedor	Externo	Neutral
IN09	Delegado a fin del proceso de la contratación	Interno	Reciente
IN10	Delegado a fin del proceso de la contratación	Interno	Reciente
IN11	Profesional de recepción de productos	Interno	Partidario

IN12	Jefe de TICs	Interno	Partidario
Estrategia de Gestión de Interesados			
Identificación	Cargo	Grado de Interés	Grado de Poder
IN01	Patrocinador del Proyecto	Muy Alto	Muy Alto
IN02	Delegado de máxima autoridad	Muy Alto	Muy Alto
IN03	Director del Proyecto	Muy bajo	Bajo
IN04	Supervisor de Proyecto	Muy bajo	Bajo
IN05	Delegado Área requirente	Alto	Muy Alto
IN06	Delegado de área usuaria	baja	Alto
IN07	Delegado de área Comercial	Bajo	Medio
IN08	Vendedor	Muy Bajo	Muy bajo
IN09	Delegado a fin del proceso de la contratación	Muy bajo	Bajo
IN10	Delegado a fin del proceso de la contratación	Muy bajo	Bajo
IN11	Profesional de recepción de productos	Bajo	alto
IN12	Jefe de TICs	media	media
Requisitos de Información de los Interesados			
Identificación	Cargo	Clasificación	Estrategia
IN01	Patrocinador del Proyecto	Muy Alta	Aprobar el inicio del proyecto
IN02	Delegado de máxima autoridad	Muy Alta	Autorizar la alternativa de solución
IN03	Director del Proyecto	Muy baja	Velar por la ejecución del proyecto
IN04	Supervisor de Proyecto	Muy baja	Velar por el cumplimiento a satisfacción del alcance conforme cronograma
IN05	Delegado Área requirente	Alta	Autorizar el alcance de la alternativa de la solución
IN06	Delegado de área usuaria	Baja	Remitir informe de necesidad
IN07	Delegado de área Comercial	Media	Remitir requisitos y necesidades
IN08	Vendedor	Muy baja	
IN09	Delegado a fin del proceso de la contratación	Muy baja	remitir informe de operaciones y movimiento

IN10	Delegado a fin del proceso de la contratación	Muy baja	remitir informe de procedimiento de despacho, proceso de operación en bahías y flujo de unidades
IN11	Profesional de recepción de productos	Baja	Remitir necesidad, tablas de producto y requerimientos de integración
IN12	Jefe de TICs	Media	Autorizar la arquitectura de comunicación tanto de red de campo como enlace
Requisitos de Información de los Interesados			
Identificación	Cargo	Tipo de Comunicación	Frecuencia
IN01	Patrocinador del Proyecto	Correo / Teléfono	Semanal
IN02	Delegado de máxima autoridad	Correo / Teléfono	Semanal
IN03	Director del Proyecto	Correo / Teléfono	Semanal
IN04	Supervisor de Proyecto	Correo / Teléfono	Semanal
IN05	Delegado Área requirente	Correo / Teléfono	Semanal
IN06	Delegado de área usuaria	Correo / Teléfono	Semanal
IN07	Delegado de área Comercial	Correo / Teléfono	Semanal
IN08	Vendedor	Correo / Teléfono	Semanal
IN09	Delegado a fin del proceso de la contratación	Correo / Teléfono	Semanal
IN10	Delegado a fin del proceso de la contratación	Correo / Teléfono	Semanal
IN11	Profesional de recepción de productos	Correo / Teléfono	Semanal
IN12	Jefe de TICs	Correo / Teléfono	Semanal

5 Conclusiones y Recomendaciones

Una vez concluido los análisis técnicos así como los aspectos internos y externos que podrían afectar la ejecución de este proyecto, se concluye que el presupuesto no es limitante para la ejecución ya que el proyecto por su temporalidad se puede efectuar bajo modalidad plurianual con afectación a dos años; de la misma manera, en caso de recortes presupuestario a la subpartida de mantenimiento complementario de la intendencia de mantenimiento de Terminales Sur, se debería de crear la solicitud interna de compra con cargo a dos centros de costos con afectación no solo a la intendencia sino también al centro que recibirá de forma directa el beneficio.

Por otra parte, la determinación del presupuesto bajo la metodología determinada por el servicio nacional de compras públicas conlleva a efectuar análisis directo de las ofertas donde empresas de gran participación en el mercado podrían ofertar con una dispersión muy alta en contraste con propuestas de integradores especializados; el análisis de empleando herramientas como el @Risk aterriza el monto a requerir sin incurrir en sobrepuestos siendo más efectivos con las finanzas públicas otorgando una confiabilidad de éxito por encima del 90% al 95%.

5.1 Conclusión

En concordancia con las mejores prácticas establecidas por el Project Management Institute (PMI), el análisis detallado del Estudio Financiero, específicamente en el apartado 2.2.7, y los indicadores obtenidos de la alternativa de solución presentada en la Tabla 18, proporcionan una evaluación técnica que respalda la viabilidad del proyecto en cuestión.

La aplicación del flujo de caja incremental revela que la alternativa seleccionada tiene un impacto positivo en los resultados financieros de la estatal petrolera. El ahorro estimado de \$206 mil dólares americanos anuales en gastos de personal, considerando el incremento proyectado del 2% en el volumen de ventas, posiciona al proyecto como una inversión estratégica que alinea eficientemente los recursos económicos disponibles.

Los indicadores financieros clave, especialmente el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), destacan la rentabilidad y la sostenibilidad del proyecto a lo largo del tiempo. Estos indicadores respaldan la toma de decisiones informada y proporcionan una base sólida para la evaluación técnica de la viabilidad del proyecto de la industria petrolera.

el proyecto no solo contribuye significativamente a los intereses de la estatal petrolera al optimizar los recursos y salvaguardar la integridad de los trabajadores, sino que también presenta un impacto positivo a nivel nacional al generar más divisas. Este enfoque integral respalda la conclusión técnica de que el proyecto, basado en los estándares del PMI, es altamente beneficioso y representa una inversión estratégica que contribuirá al éxito a largo plazo de la estatal petrolera y del país en su conjunto.

La implementación de la metodología PERT, que proporciona una visión detallada de las interdependencias entre actividades, junto con la herramienta @Risk, que integra análisis probabilísticos para evaluar los riesgos asociados, se erige como una combinación poderosa en la toma de decisiones informadas en el ámbito gubernamental. Esta aproximación no solo permite una estimación más precisa de los tiempos y costos del proyecto, sino que también posibilita una gestión proactiva de los riesgos, anticipando escenarios potenciales y adoptando medidas de contingencia.

5.2 Recomendación

Considerando la destacada convergencia de beneficios económicos y mejoras en la salud ocupacional que emanan del ambicioso proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho de productos limpios en el Terminal Barbasquillo de la ciudad de Manta, se insta con firmeza a la pronta ejecución de esta iniciativa. Los indicadores financieros excepcionalmente favorables, representados por una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 99%, un Valor Neto Actual (VNA) que asciende a \$7,629,711.23, y un brevísimo período de

recuperación de apenas 1.74 años, respaldan de manera inequívoca la solidez, viabilidad y rentabilidad de este proyecto.

La implementación inmediata de esta propuesta no solo promete rendimientos económicos considerables, sino que también subraya un compromiso tangible con la salud ocupacional, consolidando así un enfoque integral y vanguardista. Se sugiere llevar a cabo una planificación de implementación meticulosa, incorporando estrategias específicas para maximizar los beneficios económicos y optimizar las mejoras en las condiciones laborales.

La ejecución de este proyecto, concebido para el Terminal Barbasquillo en Manta, no solo se presenta como una oportunidad para el crecimiento económico y la eficiencia operativa, sino como un catalizador para la promoción de un entorno laboral saludable y sostenible. Este enfoque proactivo no solo garantiza la competitividad del terminal, sino que también reafirma su compromiso con la responsabilidad social y el progreso integral en la ciudad de Manta.

Dada la significativa conjunción de beneficios económicos y mejoras en la salud ocupacional derivados del proyecto de automatización e integración de sistemas de recepción y despacho de productos limpios a efectuarse en el Terminal Barbasquillo en la ciudad de Manta, se insta a la implementación inmediata de esta iniciativa dado los indicadores financieros altamente favorables, como la Tasa Interna de Retorno (TIR) del 99%, un Valor Neto Actual (VNA) de \$7,629,711.23, y un breve tiempo de recuperación de 1.74 años, respaldan de manera contundente la viabilidad y rentabilidad del proyecto.

6 Bibliografía

EP Petroecuador. (2013). *El petróleo en el Ecuador la nueva era petrolera*. Quito.

EP PETROECUADOR. (1 de MARZO de 2022). *PLAN ESTRATEGICO 2021 - 2025*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/07/Plan-Estrategico-Empresarial-2021-2025-APROBADO.pdf>

Ep Petroecuador. (1 de Marzo de 2022). *Plan Estrategico Empresarial 2021-2025*. Obtenido de <https://www.bing.com/search?q=plan+estrategico+empresarial+eppetroecuador&form=ANNTH1&refig=9a8844bbdbe5462bae9e2d0f52ac17ae>

Estatal Petrolera. (1 de MARZO de 2022). *PLAN ESTRATEGICO 2021 - 2025*. QUITO, QUITO, ECUADOR.

Estatal Petrolera Ecuatoriana. (1 de 12 de 2022). *Cadena Valor*. Obtenido de Cadena Valor: <https://www.eppetroecuador.ec/?p=3766>

SENPLADES. (1 de 12 de 2023). *GUIA PARA LA PRESENTACION DE PROGRAMAS Y PROYECTOS DE INVERSION PUBLICA*. Obtenido de <https://www.planificacion.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/09/1.-Gu%C3%ADa-metodol%C3%B3gica-para-la-presentaci%C3%B3n-de-proyectos-de-inversi%C3%B3n-p%C3%BAblica.pdf>

Sub Gerencia de Finanzas. (2020). *Informe de Ventas*. Quito.

6.1.1 Trabajos citados

EP Petroecuador. (2013). *El petróleo en el Ecuador la nueva era petrolera*. Quito.

EP PETROECUADOR. (1 de MARZO de 2022). *PLAN ESTRATEGICO 2021 - 2025*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/07/Plan-Estrategico-Empresarial-2021-2025-APROBADO.pdf>

Ep Petroecuador. (1 de Marzo de 2022). *Plan Estrategico Empresarial 2021-2025*. Obtenido de <https://www.bing.com/search?q=plan+estrategico+empresarial+eppetroecuador&form=ANNTH1&refig=9a8844bbdbe5462bae9e2d0f52ac17ae>

Estatal Petrolera. (1 de MARZO de 2022). *PLAN ESTRATEGICO 2021 - 2025*. QUITO, QUITO, ECUADOR

Estatal Petrolera Ecuatoriana. (1 de 12 de 2022). *Cadena Valor*. Obtenido de Cadena Valor: <https://www.eppetroecuador.ec/?p=3766>

SENPLADES. (1 de 12 de 2023). *GUIA PARA LA PRESENTACION DE PROGRAMAS Y PROYECTOS DE INVERSION PUBLICA*. Obtenido de <https://www.planificacion.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/09/1.-Gu%C3%ADa-metodol%C3%B3gica-para-la-presentaci%C3%B3n-de-proyectos-de-inversi%C3%B3n-p%C3%BAblica.pdf>

Sub Gerencia de Finanzas. (2020). *Informe de Ventas*. Quito.

ANEXO 2
FLUJO DE CAJA SIN PROYECTO

FLUJO DE CAJA PROYECTO DE AUTOMATIZACION E INTEGRACION DE SISTEMAS DE RECEPCION Y DESPACHO DEL TERMINAL BARBASQUILLO					
	1	2	3	4	5
INGRESOS					
Ventas Proyectadas	\$ 8.814.486,28	\$ 8.836.522,50	\$ 8.836.577,59	\$ 8.836.577,72	\$ 8.836.577,72
Egresos					
Remuneraciones y bonificaicones	(\$653.424)	(\$653.424)	(\$653.424)	(\$653.424)	(\$653.424)
Variacion de Costo de horas extraordinarias y suplementarias	(\$24.135)	(\$25.858)	(\$25.858)	(\$25.858)	(\$25.858)
Servicio de alimentacion	(\$61.920)	(\$92.880)	(\$92.880)	(\$92.880)	(\$92.880)
Energia	(\$102.860)	(\$154.290)	(\$154.290)	(\$154.290)	(\$154.290)
Servicios Generales	(\$25.440)	(\$25.313)	(\$25.186)	(\$25.060)	(\$24.935)
Seguridad	(\$102.000)	(\$102.000)	(\$102.000)	(\$102.000)	(\$102.000)
Seguros	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)
Total de Egresos	(\$3.777.740)	(\$3.861.727)	(\$3.861.600)	(\$3.861.474)	(\$3.861.349)
Utilidad antes de impuesto	\$ 5.036.746,49	\$ 4.974.795,87	\$ 4.974.977,52	\$ 4.975.103,59	\$ 4.975.228,89
Impuestos	\$ 604.409,58	\$ 596.975,50	\$ 596.997,30	\$ 597.012,43	\$ 597.027,47
Utilidad despues de impuesto	\$ 4.432.336,91	\$ 4.377.820,36	\$ 4.377.980,22	\$ 4.378.091,16	\$ 4.378.201,43
Flujo de caja sin proyecto	\$ 5.036.746,49	\$ 4.974.795,87	\$ 4.974.977,52	\$ 4.975.103,59	\$ 4.975.228,89

ANEXO 2
FLUJO DE CAJA CON PRPYECTO

FLUJO DE CAJA PROYECTO DE AUTOMATIZACION E INTEGRACION DE SISTEMAS DE RECEPCION Y DESPACHO DEL TERMINAL BARBASQUILLO						
	0	1	2	3	4	5
INGRESOS						
Ventas Proyectadas		\$ 8.814.486,28	\$ 8.990.776,01	\$ 9.170.591,53	\$ 9.354.003,36	\$ 9.541.083,42
Egresos						
Remuneraciones y bonificaicones		(\$653.424)	(\$653.424)	(\$653.424)	(\$653.424)	(\$653.424)
Variacion de Costo de horas extraordinarias y suplementarias		(\$17.239)	(\$2.586)	(\$1.939)	(\$1.455)	(\$1.091)
Servicio de alimentacion		(\$61.920)	(\$61.920)	(\$61.920)	(\$61.920)	(\$61.920)
Energia		(\$102.860)	(\$98.232)	(\$97.740)	(\$97.252)	(\$96.765)
Servicios Generales		(\$25.440)	(\$25.313)	(\$25.186)	(\$25.060)	(\$24.935)
Seguridad		(\$102.000)	(\$102.000)	(\$102.000)	(\$102.000)	(\$102.000)
Seguros		(\$2.807.961)	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)
Total de Egresos		(\$3.770.844)	(\$3.751.435)	(\$3.750.171)	(\$3.749.072)	(\$3.748.096)
Utilidad antes de impuestos		\$ 5.043.642,09	\$ 5.239.340,80	\$ 5.420.420,50	\$ 5.604.931,81	\$ 5.792.987,07
Impuestos		\$ 605.237,05	\$ 628.720,90	\$ 650.450,46	\$ 672.591,82	\$ 695.158,45
Utilidad despues de impuestos		\$ 4.438.405,04	\$ 4.610.619,91	\$ 4.769.970,04	\$ 4.932.339,99	\$ 5.097.828,62
Inversiones						
Hardware y Software	(\$929.715)	43%				
Servicio de ingenieria	(\$682.947)	31%				
Valor desecho						\$928.911
Flujo	(\$1.612.662)	\$ 5.972.553,09	\$ 6.168.251,80	\$ 6.349.331,50	\$ 6.533.842,81	\$ 6.721.898,07

ANEXO 2
FLUJO DE CAJA CON PRYECTO

|

ANEXO 2.1
FLUJO DE CAJA CON PRPYECTO ALTERNATIVA 2

FLUJO DE CAJA PROYECTO DE AUTOMATIZACION E INTEGRACIÓN DEL SISTEMA MOPRO DEL TERMINAL BARBASQUILLO						
	0	1	2	3	4	5
INGRESOS						
Ventas Proyectadas		\$ 8.814.486,28	\$ 8.990.776,01	\$ 9.170.591,53	\$ 9.354.003,36	\$ 9.541.083,42
Egresos						
Remuneraciones y bonificaicones		(\$653.424)	(\$653.424)	(\$653.424)	(\$653.424)	(\$653.424)
Variacion de Costo de horas extraordinarias y suplementarias		(\$17.239)	(\$21.549)	(\$21.549)	(\$21.549)	(\$21.549)
Servicio de alimentacion		(\$61.920)	(\$66.874)	(\$66.874)	(\$66.874)	(\$66.874)
Energia		(\$102.860)	(\$133.718)	(\$133.718)	(\$133.718)	(\$133.718)
Servicios Generales		(\$25.440)	(\$25.313)	(\$25.186)	(\$25.060)	(\$24.935)
Seguridad		(\$102.000)	(\$102.000)	(\$102.000)	(\$102.000)	(\$102.000)
Seguros		(\$2.807.961)	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)	(\$2.807.961)
Total de Egresos		(\$3.770.844)	(\$3.810.838)	(\$3.810.712)	(\$3.810.586)	(\$3.810.460)
Utilidad antes de impuestos		\$ 5.043.642,09	\$ 5.179.937,86	\$ 5.359.879,94	\$ 5.543.417,70	\$ 5.730.623,07
Utilidad despues de impuestos		\$ 4.438.405,04	\$ 4.558.345,31	\$ 4.716.694,35	\$ 4.878.207,58	\$ 5.042.948,30
Inversiones						
Hardware y Software		(\$334.287,5)				
Servicio de ingenieria		(\$212.000)				
Valor desecho						\$327.385
Flujo		(\$546.287,5)	\$ 5.371.027,09	\$ 5.507.322,86	\$ 5.687.264,94	\$ 5.870.802,70

ANEXO 2.1
FLUJO DE CAJA CON PRPYECTO ALTERNATIVA 2

|

ANEXO 2.2
FLUJO DE CAJA INCREMENTAL

FLUJO DE CAJA PROYECTO DE AUTOMATIZACION E INTEGRACION DE SISTEMAS DE RECEPCION Y DESPACHO DEL TERMINAL BARBASQUILLO						
TIPO DE FLUJO	AÑO					
	0	1	2	3	4	5
SIN PROYECTO		\$ 5.036.746,49	\$ 4.974.795,87	\$ 4.974.977,52	\$ 4.975.103,59	\$ 4.975.228,89
CON PROYECTO		\$ 5.972.553,09	\$ 6.168.251,80	\$ 6.349.331,50	\$ 6.533.842,81	\$ 6.721.898,07
BENEFICIO		\$ 935.806,60	\$ 1.193.455,93	\$ 1.374.353,98	\$ 1.558.739,22	\$ 1.746.669,18
RENDIMIENTO		16%	19%	22%	24%	26%
INVERSION	\$ (1.612.661,55)					
TASA DE DESCUENTO		12%				
VAN	\$4.746.909,34					
TIR		67%				
TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION (AÑOS)		1,72				

ANEXO 3
INICIATIVAS CLAVES DEL PROYECTO

REQUISITO DE ALTO NIVEL	MACROPROCESO	IMPORTANCIA	URGENCIA	CALIFICACIÓN PONDERADA
Automatización de proceso de recepción de combustibles y generación de reportes de información del proceso según demanda del usuario.	TRANSPORTE	0,190	4	0,76
Automatización de proceso de almacenamiento de combustibles y generación de reportes de información del proceso según demanda del usuario.		0,140	4	0,56
Automatización de proceso de despacho en lo relacionado al macroproceso de transporte de combustibles y generación de reportes de información del proceso según demanda del usuario.		0,140	4	0,56
Integrar la información de los procesos de transporte y almacenamiento entre sí y envío de datos al ARCRNNR		0,080	2	0,16
Implementar variadores de velocidad en las bombas de despacho		0,050	2	0,10
Subtotal Iniciativa (A)		0,60	16	2,14
Automatización de proceso de despacho relacionado al macroproceso de comercialización nacional de combustibles y generación de reportes de información del proceso según demanda del usuario.	COMERCIALIZACIÓN NACIONAL	0,120	4	0,48
Automatización del control de acceso al terminal.		0,080	2	0,16
Automatización de los procesos comerciales del terminal.		0,120	3	0,36
Integrar la información de los procesos de comercialización entre sí y envío de datos al ARCRNNR		0,080	2	0,16
Subtotal Iniciativa (B)		0,400	11,000	1,160

ANEXO 3.2
MATRIZ DE TRAZABILIDAD DE REQUISITOS

Código	Requerido por	Descripción del Requisito	Entregable de la EDT	Justificación del Requisito
REQ001	ORDENADOR DE GASTO	DOCUMENTACION HABILITANTE PARA INICIO DE PROYECTO	1,2	DOCUMENTACION CRITICA PARA INICIO DE PROCESO DE CONTRATACION, LA INOFRMACION DEBE ESPECIFICAR LA NECESIDAD ASI COMO DETERMINAR DE FORMA CLARA EL ALCANCE, TIEMPO Y COSTO ASI COMO INDICAR LOS REQUERIMIENTOS MINIMOS TANTO DE PERSONAL COMO ARQUITECTURA
REQ002	ORDENADOR DE GASTO	REUNION KICK OFF METTING	1.2.8	REUNION DE INICIO PARA DETERMINAR PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO Y AFINAR CRONOGRAMAS
REQ003	AREA REQUIRIENTE	PROCURA DE HARDWARE Y SOFTWARE	1,3	VALIDAR QUE LOS EQUIPOS SATISFAGAN LAS NECESIDADES DEL PROYECTO ASI COMO VERIFICAR QUE CUMPLAN CON LOS REQUISITOS ESTABLECIDOS EN LA FASE PRECONTRACTUAL
REQ004	AREA USUARIA	MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO	1,4	SE REQUIERE QUE LOS SISTEMA A INTERVENIR PRESENTEN UN REDINDIMIENTO DE AL MENOS EL 95% DE FIABILIDAD ANTE FALLOS
REQ005	AREA COMERCIAL	IMPLEMENTACION DEL SISTEMA TAS	1,6	SE REQUIERE UNA TRAZABILIDAD DE LAS OPERACIONES DE MOPRO EFECTUADAS POR EL AREA COMERCIAL ASI COMO IMPLEMENTAR EL SISTEMA PREASIGNADOR
REQ006	SEGURIDAD FISICA	PRUEBAS INTEGRALES AL SISTEMA DE CONTROL DE ACCESO	1.7.3	SE REQUIERE EFECTUAR LAS PRUEBAS A TODOS LOS USUARIOS DEL SISTEMA A FIN DE MINIMIZAR O ERRADICAR INGRESO DE PERSONAS NO RELACIONADAS AL PROCESO Y DE ESTA FORMA MITIGAR POSIBLES INCIDENTES O ROBOS
REQ007	OPERACIONES SEGURIDAD FISICA	INSTALAR SISTEMA CCTV PARA MONITOREO DE OPERACIONES EN ISL DE CARGA Y AREAS OPERATIVAS	1.8.1	VISUALIZACION DE LOS OPERADORES DESDE PUNTOS O ESTACIONES REMOTAS, ASI COMO ELEVAR LA SEGURIDAD INTERNA

ANEXO 3.1
REQUISITOS Y CRITERIOS DE ACEPTACION

REQUISITOS	CODIGO	CRITERIOS DE ACEPTACION
Plan para la gestion y dirección del proyecto	REQ-001	Se determinara los planes que sirvan para gestionar y direccionar el proyecto con el menor riesgo posible
Fase precontractual	REQ-002	Documentacion habilitante completa y conforme lo establecido en RGLONCP
Procura de hardware y software	REQ-003	Los insumos y demas materiales seran recibidos a conformidad conforme se establecio en los terminos de referencia los cuales deben cubrir los requisitos minimos o superior conforme indica el RGLONCP de igual manera, los insumos considerados criticos deberan contener el informe FAT.
Mantenimiento Preventivo y Correctivo	REQ-004	Tanto al inicio como al finalizar se debera efectuar un informe del estado de los subsistemas a intervenir, la aceptacion de estos informes estara sujeta a las pruebas SIT y SAT realizadas en conjunto con el area operativa
Configuración y puesta en marcha de sistema de control para terminal Barbasquillo (reductora y terminal)	REQ-005	La configuración de las distintas logicas de control se efectuaran conforme establece los procedimientos estandarizados para operación de un terminal de productos limpios contenidos en el manual de funcionaes de la EP Petroecuador, las pruebas efectuadas tendran una duracion minima de 7 dias donde se simularan todas las maniobras realizadas incluyendo situaciones criticas o fallo forzado
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA TAS	REQ-006	La implementacion del sistema TAS esta sujeta a las pruebas realizadas en entrono de desarrollo para el efecto, los tiempos de enlace entre los sistemas TAS y PEC08 no deberan superar los 0,5 seg Las pruebas transaccionales se efectuaran simulando un total de 300 operaciones por cada movimiento de producto estos son ventas, liquidaciones, especiales y transferencias. cada una de las pruebas efectuadas se llevaran a cabo considerando fallos, la matriz de pruebas sera avalizada por el area de Tic's de EPP
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE CONTROL DE ACCESO	REQ-007	La implementacion del sistema de acceso, se enrollara a todos los choferes de las distintas comercializadoras que operan o se abastecen en este centro operativo; la puesta en marcha de este sistema se efectuara en ambiente de desarrollo validando un minimo de 1000 verificaciones entre la base de choferes locales y el sistema nacional
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA CCTV TERMINAL BARBASQUILLO	REQ-008	La implementacion del sistema CCTV tendra por objeto el sistema unico de despacho y liquidacion; por tanto, las pruebas se efectuaran a los servidores locales y el enlace en el sistema de control a implementar (PKR410), la duracion de las imágenes o video tendran una temporalidad de 15 dias y a una validez de 1080 cuadros; adicionalmente se validara, el funcionamiento del modulo automatico de depuracion.

ANEXO 8
MATRIZ DE TRAZABILIDAD DEL PROYECTO

MISIÓN	VISIÓN	OBJETIVOS ESTRATÉGICOS	ESTRATEGIA	BRECHAS MAE	SOLUCION A LAS BRECHAS	PROYECTO	ID REQ RELACIONADOS	COSTO ESTIMADO	CUMPLE FINANCIAMIENTO	TIEMPO DE EJECUCIÓN ESTIMADO (MESES)	CUMPLE PLAZO DE EJECUCIÓN	PRIORIZACIÓN (SUMATORIA DE CALIFICACIÓN PONDERADA)	PROYECTO SELECCIONADO
Maximizar de manera sustentable el valor de los recursos energéticos para el beneficio de la sociedad ecuatoriana.	Ser la empresa referente a nivel regional que refuerza la seguridad, eficiencia y desempeño energético con criterios de transparencia, probidad y compromiso social.	Objetivo 1: Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Control y registro automático de acceso al terminal	Rehabilitación de los subsistemas de recepción (tren de entrada) así como el sistema de medición estática (radares) instalado en tanquería, mantenimiento e integración de las válvulas motorizadas limitorque instaladas en el terminal, implementar un sistema de enrutamiento así como sistema de direccionamiento a isla de despacho mediante un sistema preasignador	PROYECTO DE AUTOMATIZACIÓN E INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE RECEPCIÓN Y DESPACHO DEL TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS BARBASQUILLO	REQP001 - REQP002-REQP003-REQP004	\$1.612.621,55	SI	18	SI	2,14	SI
		Objetivo 4: Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	6.1. Optimizar y monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Trazabilidad de entrada-salida del terminal autotanques de conductores y vehículos									
		Objetivo 6: Incrementar la eficiencia empresarial	7.4 Mejorar los Sistemas de Gestión de Seguridad, Salud y Ambiente en las operaciones de la empresa conforme los estándares ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018.	Operadores de campo trasladados a salas de control									
		Objetivo 7: Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratistas, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	6.1. Optimizar y monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Control automático/manual-remoto de procesos de recepción									
		Objetivo 8: Incrementar el desarrollo del talento humano	6.5 Gestión de producción más limpia.	Cambios de producto detectados oportunamente									
		4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.	Datos de instrumentos de campo con monitoreo remoto										
		6.2 Incrementar el nivel de transparencia en el manejo de la empresa. Comunitarias para coadyuvar con el normal desarrollo y operatividad continua de las actividades de la Empresa.	Reportes fiables y eficientes de proceso de recepción										
		4.1 Gestionar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos.	Integración al ARCH de los datos de proceso de recepción de combustibles										
		1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.	Control automático/manual-remoto de procesos de almacenamiento										
		6.2 Incrementar el nivel de transparencia en el manejo de la empresa. Comunitarias para coadyuvar con el normal desarrollo y operatividad continua de las actividades de la Empresa.	Reportes fiables y eficientes proceso de almacenamiento										
		6.1. Optimizar y monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Integración al ARCH de los datos de proceso de almacenamiento de combustibles										
		1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.	Control eficiente automático/manual remoto bombeo a islas de carga e integración de computadores de flujo										
		6.5 Gestión de producción más limpia.	Control eficiente y seguro de procesos de despacho de combustibles (entrega de volúmenes autorizados).										
		7.2 Minimizar el impacto ambiental de las actividades hidrocarburíferas.	Control eficiente y seguro de entornamiento de autotanques a islas de carga										
6.1. Optimizar y monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Integración de datos de despacho al sistema PCO8 (liquidación)												

ANEXO 3.4
METAS E INDICADORES

METAS	INDICADORES					
	FRECUENCIA	UNIDAD DE MEDIDA	LINEA BASE	I SEMESTRE	II SEMESTRE	TOTAL
Reducción de contaminación de productos	Mensual	Barriles	7200	-1500	-1500	4200
Ingresos por comercialización de derivados	Semestral	Porcentaje	91%	1,5%	2,5%	95%
Reducción en tiempos de espera por autotanque	Mensual	Minutos	115	-25	-35	55
Incremento de número de transacciones	Mensual	Porcentaje	0%	0,50%	1,50%	2%
Reducción de tasa ausentismo por enfermedades laborales	Trimestral	Porcentaje	10%	-3%	-3%	4%
Reducción de costos operativos de personal por extensión de jornada	Bi-mensual	Porcentaje	100%	-25%	-45%	30%
Consumo de energía	Mensual	KW	811	-15	-16	780
Empleados Capacitados en sistema de control	Semestral	Número	0	5	25	30
Índice de operatividad del terminal	Mensual	Porcentaje	75%	15%	10%	100%
niveles de stok de guarda	Mensual	Dias	2	1	1	4
cobertura de demanda	Diaria	Galones	900000	4500	13500	918000

ANEXO 4
INFORMACION DE INTERESADOS

INFORMACION DE IDENTIFICACION						INFORMACION DE EVALUACION						CLASIFICACION DE LOS INTERESADOS	
No	Puesto	Orgnizacion	Ubicación	Rol en el proyecto	Informacion de contacto	requisitos principales	Espectativas	Grado de poder	Grado de interes	Ponderacion	Fase de mayor interes	Interno o externo	Estado
1	Gerente de Transporte	EPPetroecuador	Quito	Ordenador de Gasto	gerencia.transporte@epetroecuador.ec	Aprobar el inicio del proyecto	Obtencion de beneficios financieros y operacionales	5	5	Muy Alta	Inicial	Interno	Partidario
2	Subgerente	EPPetroecuador	Guayaquí	Delegado de maxima autoridad	subgerencia.sur@epetroecuador.ec	Autorizar la alternativa de solucion	Cumplimiento del plan anual de contrataciones	5	5	Muy Alta	Todo el Proyecto	Interno	Partidario
3	Intendente de Mantenimeinto	EPPetroecuador	Guayaquí	Area requiriente	intendente.mtto.sur@epetroecuador.ec	Autorizar el alcance de la alternativa de la solucion	Integracion de los sistemas de control de los centros operativos de la zona sur	4	5	Alta	Todo el Proyecto	Interno	Partidario
4	Jefe de Terminal	EPPetroecuador	Manta	Delegado de area usuaria	jefe_terminal.manta@epetroecuador.ec	Remitir informe de necesidad	Optimizar operaciones y minimizar perdidas por contaminacion	2	5	Baja	Todo el Proyecto	Interno	Partidario
5	Jefe Comercial	EPPetroecuador	Manta	Delegado de area Comercial	jefe.sucursal.manta@epetroecuador.ec	Remitir requisitos y necesidades	Optmizar los procesos de emision de boletas de despacho y liquidacion en PCo8	3	4	Media	Todo el Proyecto	Interno	Neutral
6	Organo Regulador	Agencia de Regulacion y control de recursos naturales no renovables	Manta	Veedor	delegado.arcrnrr@mrnr.com.ec			1	1	Muy baja	Todo el Proyecto	Externo	Neutral
7	Operaciones Terminal	EPPetroecuador	Manta	Delegado a fin del proceso de la contratacion	operador.mopro@epetroecuador.ec	remitir informe de operaciones y movimiento	Minimizar los volumenes de contaminacion por errores en alineacion	1	3	Muy baja	Inicial	Interno	Reciente
8	Operaciones Terminal	EPPetroecuador	Manta	Delegado a fin del proceso de la contratacion	Operador.despacho@epetroecuador.ec	remitir informe de procedimiento de despacho, proceso de operación en bahias y flujo de unidades	Disminuir la exposicion a gases nocivos	1	3	Muy baja	Inicial	Interno	Reciente
9	Jefe de estacion Reductora	EPPetroecuador	Manta	Profesional de recepcion de productos	jefe_reductora.manta@epetroecuador.ec	Remitir necesidad, tablas de producto y requerimientos de integracion	Trazabilidad en proceso de recepcion y determinar perdidas de presion causadas por pinchazos	2	5	Baja	Todo el Proyecto	Interno	Partidario
10		EPPetroecuador	Manta	Adminsitrador	adminsitrador.manta@epetroecuador.ec	Velar por la ejecucion del proyecto		1	2	Muy baja	Todo el Proyecto	Interno	Neutral
11		EPPetroecuador	Manta	Supervisor de contrato	supervisro.manta@epetroecuador.ec	Velar por el cumplimiento a satisfaccion del alcance conforme cronograma		1	2	Muy baja	Todo el Proyecto	Interno	Neutral
12		EPPetroecuador	Manta	Jefe de TICs	jefe.tics.sur@epetroecuador.ec	Autorizar la arquitectura de comunicacion tanto de red de campo como enlace	Integracion de los sistemas de control de los centros operativos de la zona sur	3	4	Media	Todo el Proyecto	Interno	Partidario














ANEXO 4.1
GESTION DE LOS INTERESADOS

INFORMACIÓN DE IDENTIFICACIÓN					INFORMACIÓN DE EVALUACIÓN							CLASIFICACIÓN DE LOS INTERESADOS	
No	Puesto	Organización	Ubicación	Rol en el proyecto	requisitos principales	Expectativas	Grado de poder	Grado de interés	Ponderación	Fase de mayor interés	Interno o externo	Estado	
1	Gerente de Transporte	EP Petroecuador	Quito	Ordenador de Gasto	Aprobar el inicio del proyecto	Obtención de beneficios financieros y operacionales	5	5	Muy Alta	Inicial	Interno	Partidario	
2	Subgerente	EP Petroecuador	Guayaquil	Delegado de máxima autoridad	Autorizar la alternativa de solución	Cumplimiento del plan anual de contrataciones	5	5	Muy Alta	Todo el Proyecto	Interno	Partidario	
3	Intendente de Mantenimiento	EP Petroecuador	Guayaquil	Área requirente	Autorizar el alcance de la alternativa de la solución	Integración de los sistemas de control de los centros operativos de la zona sur	4	5	Alta	Todo el Proyecto	Interno	Partidario	
4	Jefe de Terminal	EP Petroecuador	Manta	Delegado de área usuaria	Remitir informe de necesidad	Optimizar operaciones y minimizar perdidas por contaminación	2	5	Baja	Todo el Proyecto	Interno	Partidario	
5	Jefe Comercial	EP Petroecuador	Manta	Delegado de área Comercial	Remitir requisitos y necesidades	Optimizar los procesos de emisión de boletas de despacho y liquidación en PCo8	3	4	Media	Todo el Proyecto	Interno	Neutral	
6	Órgano Regulador	Agencia de Regulación y control de recursos naturales no renovables	Manta	Veedor			1	1	Muy baja	Todo el Proyecto	Externo	Neutral	
7	Operaciones Terminal	EP Petroecuador	Manta	Delegado a fin del proceso de la contratación	remitir informe de operaciones y movimiento	Minimizar los volúmenes de contaminación por errores en alineación	1	3	Muy baja	Inicial	Interno	Reciente	
8	Operaciones Terminal	EP Petroecuador	Manta	Delegado a fin del proceso de la contratación	remitir informe de procedimiento de despacho, proceso de operación en bahías y flujo de unidades	Disminuir la exposición a gases nocivos	1	3	Muy baja	Inicial	Interno	Reciente	
9	Jefe de estación Reductora	EP Petroecuador	Manta	Profesional de recepción de productos	Remitir necesidad, tablas de producto y requerimientos de integración	Trazabilidad en proceso de recepción y determinar perdidas de presión causadas por pinchazos	2	5	Baja	Todo el Proyecto	Interno	Partidario	
10	TÉCNICO LIDERO ELÉCTRICO	EP Petroecuador	Manta	Administrador	Velar por la ejecución del proyecto		1	2	Muy baja	Todo el Proyecto	Interno	Neutral	
11	TÉCNICO LIDERO ELÉCTRICO	EP Petroecuador	Manta	Supervisor de contrato	Velar por el cumplimiento a satisfacción del alcance conforme cronograma		1	2	Muy baja	Todo el Proyecto	Interno	Neutral	
12	SOPORTE DE TICS	EP Petroecuador	Manta	Jefe de TICS	Autorizar la arquitectura de comunicación tanto de red de campo como enlace	Integración de los sistemas de control de los centros operativos de la zona sur	3	4	Media	Todo el Proyecto	Interno	Partidario	






















ANEXO 5
MATRIZ RACI

Matriz RACI					
Información del Proyecto					
Nombre del Proyecto	Automatización e Integración de los sistemas de recepción y despacho del Terminal de productos limpios Barbasquillo				
Director del Proyecto	Por definir	Fecha de Inicio		Por definir	
Patrocinador	Gerente de Transporte	Fecha de Finalización		Por definir	
EDT	Tarea	SPONSOR	DIRECTOR	ADMINSITRADOR	USUARIO
1,1	Plan para la gestion y dirección del proyecto	I	R	A	C
1,2	Fase precontractual	A	I	R	C
1,3	Procura de hardware y software	I	R	A	C
1,4	Mantenimiento Preventivo y Correctivo	I	R	A	C
1,5	Configuración y puesta en marcha de sistema de control para terminal Barbasquillo (reductora y terminal)	I	R	A	C
1,6	IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA TAS	I	R	A	C
1,7	IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE CONTROL DE ACCESO	I	R	A	C
1,8	IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA CCTV TERMINAL BARBASQUILLO	I	R	A	C

ANEXO 6
COSTOS DEL PROYECTO

Id		Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración	% completado	Comienzo	Fin	Costo	Semestre 1
0			Proyecto de Automatizacion Barbasquillo	563,35 días	0%	jue 25/1/24	mar 31/3/26	\$1.612.621,55	
1			PROYECTO DE AUTOMATIZACIÓN E INTEGACIÓN DE SISTEMAS DE RECEPCIÓN Y DESPACHO DEL TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS BARBASQUILLO	563,45 días	0%	jue 25/1/24	mar 31/3/26	\$1.612.621,55	
2			Plan para la gestion y dirección del proyecto	150,15 días	0%	jue 25/1/24	vie 23/8/24	\$1.575,00	
19			Documentación habilitante para el proceso de contratación	47,43 días	0%	lun 12/2/24	jue 18/4/24	\$7.887,90	
41			Procura de hardware y software	135,43 días	0%	jue 18/4/24	dom 27/10/24	\$1.155.594,28	
50			Mantenimiento Preventivo y Correctivo	287,02 días	0%	jue 25/1/24	mié 5/3/25	\$91.089,13	
72			Configuración y puesta en marcha de sistema de control para terminal Barbasquillo (REDUCTORA Y TERMINAL)	112,2 días	0%	dom 27/10/24	vie 4/4/25	\$58.565,10	
82			Implementación del sistema TAS	334,73 días	0%	lun 22/4/24	jue 7/8/25	\$198.896,10	
96			Implementación de sistema de control de acceso	111,2 días	0%	jue 31/7/25	lun 5/1/26	\$54.465,00	
101			Implementación de sistema CCTV Terminal Barbasquillo	51,15 días	0%	jue 31/7/25	sáb 11/10/25	\$36.806,04	
106			Cierre del proyecto	28 días	0%	lun 5/1/26	vie 13/2/26	\$7.743,00	

Proyecto: Proyecto de Automat
Fecha: vie 2/2/24

Tarea		Resumen inactivo		Tareas externas	
División		Tarea manual		Hito externo	
Hito		solo duración		Fecha límite	
Resumen		Informe de resumen manual		Tareas críticas	
Resumen del proyecto		Resumen manual		División crítica	
Tarea inactiva		solo el comienzo		Progreso	
Hito inactivo		solo fin		Progreso manual	

ANEXO 7
MATRIZ DE COMUNICACIONES

Tipo de Información	Contenido	Formato	Frecuencia de Comunicación	Nivel de Detalle	Método de Comunicación	Responsable	Grupo Receptor	Medio de Comunicación
Acta de Constitución del Proyecto	Información inicial del proyecto.	Acta de Constitución	Una solo Vez	Alto	DIGITAL	Director del Proyecto	Patrocinador Equipo del Proyecto	Correo electrónico, Reunión presencial y/o virtual
Planificación del Proyecto	Planes subsidiarios: Alcance, Tiempo, Costo, Calidad, Riesgo, RRHH, Comunicaciones, Adquisiciones	Plan de Gestión del Proyecto	Una solo Vez	Muy Alto	DIGITAL	Director del Proyecto	Patrocinador Equipo del Proyecto	Correo electrónico, Reunión presencial y/o virtual
Avances de ejecución	Informe semanal de ejecución	Informe de supervisión de Proyecto	Mensual	Alto	DIGITAL	Supervisor de proyecto	Director de Proyecto Patrocinador	Sistema Documental, Reunión presencial y/o virtual
Informe de Pruebas de Funcionamiento	Acta de Aceptación de entregables	Acta de Cierre del proyecto	Una solo Vez	Muy Alto	DIGITAL	Supervisor de proyecto	Director de Proyecto Patrocinador	Todas las veces que sea necesario hasta que se completen las pruebas
Lecciones aprendidas	Registro de aciertos y errores durante toda la ejecución del proyecto	Registro de Lecciones Aprendidas	Una solo Vez	Alto	DIGITAL	Supervisor de proyecto	Director de Proyecto Patrocinador	Correo electrónico, Reunión presencial y/o virtual

ANEXO 8
PLANIFICACION Y CONTROL

PLANIFICACIÓN Y CONTROL EMPRESARIAL		
Entrada	Actividad	Salida
Reportes de despacho semanal	- Proyecciones de demanda estimada por productos semanal	Planificación operativa de recepción de derivados
	- Coordinación operativa con estación reductora y cabecera de bombeo libertad para abastecimiento de productos según la demanda	
Necesidades existentes en el terminal	- Evaluación de necesidades de mantenimiento preventivo y correctivo	- Solicitudes de mantenimiento
	- Evaluación de las necesidades de nuevas implementaciones o mejoras a la infraestructura actual	- Términos de referencia para contratación de productos o servicios
SEGURIDAD SALUD Y MEDIO AMBIENTE		
Entrada	Actividad	Salida
Auto tanque ingresando por garita 1 (Ingreso al terminal-zona de comercialización)	Registro de hora, placa y conductor del autotanque que ingresa al terminal y a que comercializadora presta servicios	- Autotanque ingresado a zona de parqueos del terminal
		- Reporte diario de ingreso - salida de auto tanques al terminal
Auto tanque ingresando por garita 2 (Ingreso al patio de carga)	- Registro de hora, placa y conductor del autotanque que ingresa al terminal y a que comercializadora presta servicios	- Autotanque ingresado a zona de parqueos del terminal
	- Verificación de guía de remisión y registro	- Reporte diario de ingreso - salida de auto tanques a la zona de islas de carga
	- Verificación de implementos de seguridad del conductor y del auto tanque	
Auto tanque saliendo por garita 2 (salida del patio de carga)	- Registro de hora, placa y conductor del autotanque que sale cargado	- Autotanque fuera de zona de carga
	- Verificación de guía de remisión, registro y retención de una copia rosada de la guía.	- Reporte diario de ingreso - salida de auto tanques a la zona de islas de carga
	- Verificación de sellos en los compartimentos	
Auto tanque ingresando por garita 1 (Ingreso al terminal-zona de comercialización)	- Registro de hora, placa y conductor del autotanque que sale cargado	- Autotanque ingresado a zona de parqueos del terminal
	- Verificación de sellos debidamente colocados en los compartimentos	- Reporte diario de ingreso - salida de auto tanques al terminal
RECEPCIÓN DE COMBUSTIBLES		
Entrada	Actividad	Salida
Planificación operativa de recepción de derivados (Partidas)	Alineación de manifold principal para direccionamiento a tanque asignado o despacho directo	Manifold alineado
- Planificación operativa de recepción de derivados	Coordinación operativa con estación cabecera Libertad para inicio del bombeo	Orden de inicio de recepción
- Manifold alineado		
- Inicio de bombeo con línea empaquetada a 600 PSI o con	Control manual de válvula reductora de presión (Apertura / Cierre) para estabilizar presión en la línea y mantener flujo de bombeo, validación de presión, flujo y densidad con instrumentación analógica y digital.	Inicio de bombeo desde Libertad con Presión de entrada 200 PSI; Presión de salida aprox 40 PSI; flujo entrada = flujo salida = 1200 bbls/hr
- Orden de inicio de recepción		
Producto en movimiento ingresando por válvula reductora	Verificación de densidad con densímetros analógicos y digitales	Indicación de la densidad y alerta de cambio del producto
- Planificación operativa	Realineamiento de manifold principal para direccionamiento de producto interfaz a tanque asignado	Manifold alineado para envío de interfaz (Diesel 1 o Destilado)
- Cambio de producto durante el bombeo		
Producto esperado aproximadamente a 1 km de la reductora	Realineamiento de manifold principal para direccionamiento del producto al tanque correspondiente	Manifold alineado
Tanquero de Etanol listo para su entrega dentro del terminal	- Apertura de válvulas de ingreso al tanque de etanol	- Recepción de etanol en tanque
	- Conexión de manguera-acople de recepción de etanol a línea de recepción	- Reporte de recepción de etanol entregado por el contratista y validado por el técnico líder de operación
	- Activación de bomba de recepción de etanol	

ANEXO 8
PLANIFICACION Y CONTROL

ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES		
Entrada	Actividad	Salida
Producto a la salida del manifold principal	Habilitar la recepción mediante apertura de válvula de entrada del tanque de producto asignado	Almacenamiento de productos en tanque de almacenamiento
Tanques de almacenamiento en el límite superior de nivel seguro	Cambio de tanque de almacenamiento: cierre de válvula de entrada en tanque lleno y apertura de válvula de entrada en tanque con capacidad disponible.	Almacenamiento de producto en tanque de almacenamiento
Solicitud de conciliación de volúmenes de tanques	- Aforo (medición de nivel) de tanques de gasolinas y diésel con cintas de aforo - Ingreso de datos de niveles de tanques al sistema PCO8	- Reporte de nivel y volumen real del tanque registrados en base de datos de PCO8
DESPACHO A AUTOTANQUES AUTORIZADOS		
Entrada	Actividad	Salida
Cantidad de pedidos por producto previo al inicio de las operaciones	Alineamiento de manifold de bombas para bombeo de productos hacia islas de carga	Producto alineado desde tanques a islas, listo para ser despachado
Auto tanques vacíos ingresados por garita 2 con guías de remisión	Encolamiento de auto tanques previo a su paso a las islas de carga	Autotanques vacíos en cola de producto con guías de remisión
Autotanques vacíos en cola de producto con guías de remisión	Paso de autotanques a islas de carga en orden de llegada una vez que exista disponibilidad	Autotanques vacíos en islas de carga con guías de remisión
Autotanques vacíos en islas de carga con guías de remisión	Llenado de autotanques:	- Auto tanque despachado
		- Guías de remisión con cantidad despachada impresa en impresora mecánica del computador de flujo
	- Verificación de guía de remisión (integridad)	- Reportes diarios de total despachado por isla - producto
	- Ingreso de guía a impresoras mecánicas de computadores de flujo	
	- Encendido de grupos de bombeo de combustible hacia islas de carga con botonera desde la isla de carga	
	- Digitación manual de la cantidad a despachar e inicio del despacho por compartimento	
	- Cambio de compartimento y despacho hasta finalizar el despacho	
	- Registro manual de placa, cantidad en guía autorizada y cantidad realmente despachada y retención de copia azul de la guía de remisión	
	- Inspección visual de la colocación de sellos plásticos en todos los compartimentos despachados en esa isla	
Mayor demanda de un producto determinado	Re-alineamiento de manifold de bombas para cambio de producto	Cambio de producto en isla de carga
Nivel de producto en el tanque cercano al límite mínimo permitido	- Cambio de tanque (cierre de válvula de salida tanque vacío - apertura de válvula de salida de tanque con nivel adecuado)	Producto alineado desde tanques a islas, listo para ser despachado posterior al cambio de tanque
Nivel de producto en el tanque cercano al límite mínimo permitido	- Cambio de tanque (cierre de válvula de salida tanque vacío - apertura de válvula de salida de tanque con nivel adecuado)	Producto alineado desde tanques a islas, listo para ser despachado posterior al cambio de tanque
CONCILIACIÓN DE PRODUCTO DESPACHADO		
Entrada	Actividad	Salida
Reportes individuales por islas de carga con total despachado	Conciliación de volúmenes despachados: Recopilación de reportes por islas y consolidación de volúmenes, productos y copia de guías de remisión despachadas durante el día	
RECEPCIÓN DE PEDIDOS DE COMERCIALIZADORAS Y EMISIÓN DE GUÍAS DE CARGA		
Entrada	Actividad	Salida
Conductor de auto tanque en oficina de comercialización	Atención a conductor en ventanilla de comercialización por orden de llegada	Conductor de auto tanque atendido en ventanilla
Orden de pedido emitida por institución bancaria a comercializadora cliente entregada por el conductor	Verificación de validez del pedido y garantías bancarias en sistema PCO8	Guía de remisión impresa para pedidos validados (original blanco y copias azules/rosa)
CONCILIACIÓN DE PRODUCTO DESPACHADO		

ANEXO 8
PLANIFICACION Y CONTROL

Entrada	Actividad	Salida
- Reporte de guías emitidas por productos	- Comparación de guías emitidas vs reporte del despacho real	- Reporte de despacho diarios registrados en bases de datos de sistema PCO8
- Reporte consolidado de despacho	- Ingreso de información al sistema PCO8	
GESTIÓN DE MANTENIMIENTO		
Entrada	Actividad	Salida
Solicitud de mantenimiento de bombas por tiempo de uso o falla operativa	Mantenimiento preventivo y correctivo de bombas de despacho	- Reporte de trabajos de mantenimiento realizados - Bombas operativas a capacidad nominal
Solicitud de mantenimiento de válvulas por tiempo de uso o falla operativa	Mantenimiento preventivo, correctivo y calibración de válvulas	- Reporte de trabajos de mantenimiento realizados - Válvulas operativas
Solicitud de mantenimiento de actuadores por tiempo de uso o falla operativa	Mantenimiento preventivo, correctivo y de actuadores eléctricos	- Reporte de trabajos de mantenimiento realizados - Arreglo actuador - válvula operativos
Solicitud de mantenimiento de radares de medición de nivel por tiempo de uso o falla operativa	Mantenimiento preventivo, correctivo y calibración de sistemas de medición estática de tanques	- Reporte de trabajos de mantenimiento realizados - Radares calibrados de acuerdo con tablas de aforo
Solicitud de mantenimiento de medidores de flujo de desplazamiento positivo de acuerdo a programación previa, solicitud especial del ARCH o debido a fallas operativas	Mantenimiento preventivo, correctivo y calibración de medidor de flujo de desplazamiento positivo en islas de carga	- Reporte de trabajos de mantenimiento y calibración realizados - Medidores operativos para despacho de combustibles
Solicitud de mantenimiento o instalación de facilidades eléctricas justificadas	Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en general del terminal barbasquillo	- Reporte de trabajos de mantenimiento realizados - Bombas operativas a capacidad nominal
GESTIÓN DE TICS		
Entrada	Actividad	Salida
Solicitud de mantenimiento de equipos terminales por tiempo de uso o falla específica	Mantenimiento preventivo o correctivo de hardware - software de computadores existentes	- Reporte de mantenimiento realizado - Equipos terminales operativos
Solicitud de mantenimiento de equipos de comunicación	Mantenimiento preventivo o correctivo de enlaces de comunicación	- Reporte de mantenimiento realizado - Equipos de comunicación y enlaces operativos
Solicitud de instalación de puntos de red para equipos terminales, telefonía IP u otros	Instalación de cableado de red, tendido y fusión de fibra, certificación puntos de red y prueba	- Reporte de trabajos realizados - Equipos operativos
Solicitud de soporte a enlace con servidores PCO8 por fallas en la comunicación	Verificación y levantamiento del enlace al sistema PCO8	- Reporte de soporte realizado - Proceso de comercialización reestablecido
GESTIÓN DE LOGÍSTICA Y ABASTECIMIENTO		
Entrada	Actividad	Salida
Términos de referencia para contrataciones de adquisición de productos o servicios necesarios para mantener o mejorar los procesos operativos del terminal	- Revisión y aprobación de los términos de referencia	Productos y servicios contratados
	- Publicación de los procesos sean abiertos o por régimen especial para la contratación	
	- Recepción de ofertas de contratistas calificadas	
	- Selección de contratista	

ANEXO 9
MATRIZ DE RIESGOS

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	MATRIZ DE RIESGO											
2	No	Código	Evento	Descripción del Riesgo	Planes de Acción del Riesgo Identificado	Tipo de Riesgo	Probabilidad	Impacto	Importancia	Control	Tratamiento del Riesgo/Oportunidad	Críticidad
3			Riesgo identificado como Oportunidad por Objetivo (Evento+ CAUSARÍA+Impacto)					Efectos Negativos (Amenaza)				
4	1	RP-001	El cambio en los procedimientos de contratación CAUSARIA un retraso en la ejecución	Cambio en procedimientos de contratación	1.- Obtención de la licencia de operador del SERCOP vigente	Externo	5	3	5	Trimestral	Prevenir y Mitigar el riesgo	Alta
5	2	RP-002	La falta de espacio en navieras para importación de recursos CAUSARIA suspensiones en la ejecución del proyecto	Limitación en cupos de importación	1.- Ejecutar procedimientos de importación vía aérea	Externo	4	3	5	Trimestral	Prevenir y Mitigar el riesgo	Alta
6	3	RP-003	Levantamiento de información preliminar errónea CAUSARIA desarrollo de procesos ineficientes	Información imprecisa	1.- Reuniones de seguimiento con cada jefe de las áreas a intervenir	Interno	2	4	5	Cuatrimestral	Prevenir y Mitigar el riesgo	Media
7	4	RP-004	Retiro o reducción de los fondos de la partida presupuestaria CAUSARIA un incumplimiento contractual	Incumplimiento de Art 115 de la LOSNCP	1.- Provisionar línea y creación de SIC	Interno	3	3	5	Trimestral	Aceptar el riesgo	Alta
8	5	RP-005	Un incremento en la tasa impositiva durante la ejecución CAUSARIA pérdidas significativas	Carga tributable variable	1.- Incorporar contingencia en proyecto considerando la inflación promedio de los últimos cinco años	Externo	4	2	5	Cuatrimestral	Contingencia	Media

ANEXO
BRECHAS DEL PROYECTO

PROCESOS	CÓDIGO	BRECHAS	RELACIÓN FODA D - O	ESTRATEGIA QUE BUSCA ALCANZAR EL PROYECTO
Seguridad física e Industrial	B-PG-B01	Control y registro automático de acceso al terminal	D01 - O05	EST01: Fortalecer el desarrollo tecnologico y automatizacion de los procesos
	B-PG-B02	Trazabilidad de entrada-salida del terminal autotanques de conductores y vehículos	D03 - D12 - O05 - O04	
	B-PG-B03	Operadores de campo trasladados a salas de control	D02 - O05	
Recepción de combustibles	B-PV-B01	Control automático/manual-remoto de procesos de recepción	D02 - O05	
	B-PV-B02	Cambios de producto detectados oportunamente	D02 - O05	
	B-PV-B03	Datos de instrumentos de campo con monitoreo remoto	D07 - O05	
	B-PV-B04	Reportes fiables y eficientes de proceso de recepción	D03 - D12 - O05 - O04	
	B-PV-B05	Integración al ARCH de los datos de proceso de recepción de combustibles	D03 - D12 - D13 - O05 - O04	
Recepción de combustibles	B-PV-B06	Control automático/manual-remoto de procesos de almacenamiento	D02 - O05	
	B-PV-B07	Reportes fiables y eficientes proceso de almacenamiento	D03 - D12 - O05 - O04	
	B-PV-B08	Integración al ARCH de los datos de proceso de almacenamiento de combustibles	D03 - O05	
Despacho de combustibles	B-PV-B09	Control eficiente automático/manual remoto bombeo a islas de carga e integración de computadores de flujo	D02 - O05	
	B-PV-B10	Control eficiente y seguro de procesos de despacho de combustibles (entrega de volúmenes autorizados).	D02 - O06	
	B-PV-B11	Control eficiente y seguro de entornamiento de autotanques a islas de carga	D02 - O05	
	B-PV-B12	Integración de datos de despacho al sistema PCO8 (liquidación)	D03 - D12 - O05 - O04	
	B-PV-B13	Reportes fiables y eficientes de proceso de despacho de combustible	D03 - D12 - O05 - O04	
	B-PV-B14	Equipos con optimización de consumo de energía eléctrica	D08 - O08 - O09	EST04: Incrementar la eficiencia y reducir el nivel de contaminantes de combustibles
	B-PV-B15	Integración al ARCH de los datos de proceso de despacho	D03 - D12 - D13 - O05 - O04	
Recepción de pedidos de comercializadoras y emisión de guías de carga	B-PV-B16	Conductores atendidos en ventanilla por orden de llegada al terminal	D04 - O05	EST01: Fortalecer el desarrollo tecnologico y automatizacion de los procesos
	B-PV-B17	Validación de pedidos eficiente e integrada según ordenes ingresadas.	D04 - O05	
	B-PV-B18	Reportes fiables y eficientes proceso de comercialización de combustible	D03 - D12 - O05 - O04	
	B-PV-B19	Integración al ARCRNNR de los datos de proceso de Comercialización	D03 - D12 - D13 - O05 - O04	
Gestión de mantenimiento	B-PS-B01	Personal de mantenimiento con presencia continua en el terminal	D06 - O10	EST02: Asegurar el suministro de derivados de hidrocarburos/ EST03: Fortalecer la gestion de procesos

FORMA PARTE DE RUTA CRITICA	ANALISIS DE DURACION DE ACTIVIDADES DE LA RUTA CRITICA	DURACION (DIAS)			MODELO PERT (DIAS)
		OPTIMISTA	MAS PROBABLE	PESIMISTA	BETA (DURACION MAS PROBABLE)
	PROYECTO DE AUTOMATIZACIÓN E INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE RECEPCIÓN Y DESPACHO DEL TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS BARBASQUILLO	460	511	587	
N	Plan para la gestión y dirección del proyecto	4	7	9	7
N	Fase precontractual	30	46	47.2	44
N	Procura de hardware y software	80	124	160	123
N	Mantenimiento Preventivo y Correctivo	210	248	315	253
N	CONFIGURACIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE SISTEMA DE CONTROL PARA TERMINAL BARBASQUILLO (REDUCTORA Y TERMINAL)	150	175	201.825	175
SI	IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA TAS	280	315	350	315
SI	IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE CONTROL DE ACCESO	80	105	122	104
SI	IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA CCTV TERMINAL BARBASQUILLO	60	75	78	73
DURACION TOTAL MODELADA					492

FORMA PARTE DE RUTA CRITICA	ANALISIS DE DURACION DE ACTIVIDADES DE LA RUTA CRITICA	DURACION (DIAS)			MODELO PERT (DIAS)		
		OPTIMISTA	MAS PROBABLE	PESIMISTA	BETA (DURACION MAS PROBABLE)	DESVIACION ESTANDAR	VARIANZA
	PROYECTO DE AUTOMATIZACIÓN E INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE RECEPCIÓN Y DESPACHO DEL TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS BARBASQUILLO	460	511	587	514.855	90.26218	8147.261
N	Plan para la gestión y dirección del proyecto	4	7	9	7.1	1.2	1.5
N	Fase precontractual	30	46	47.2	47	8.2	67.9
N	Procura de hardware y software	80	124	160	125	21.9	480.5
N	Mantenimiento Preventivo y Correctivo	210	248	315	250.1	43.8	1922
N	CONFIGURACIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE SISTEMA DE CONTROL PARA TERMINAL BARBASQUILLO (REDUCTORA Y TERMINAL)	150	175	201.825	177	31	962.5
SI	IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA TAS	280	315	350	347.9	61	3719.5
SI	IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE CONTROL DE ACCESO	80	105	122	121	21.2	450
SI	IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA CCTV TERMINAL BARBASQUILLO	60	75	78	62.5	11	120.1

LEY ORGANICA DEL SISTEMA NACIONAL DE CONTRATACION PUBLICA

Ley 1

Registro Oficial Suplemento 395 de 04-ago.-2008

Ultima modificación: 21-ago.-2018

Estado: Reformado

NOTA GENERAL:

Sustitúyase la denominación del Instituto Nacional de Contratación Pública por la de Servicio Nacional de Contratación Pública que se contengan en la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, otras leyes, reglamentos, normas o regulaciones; cualquier referencia al Servicio Nacional de Contratación Pública como "instituto", "INCP" o "INCOP", deberá ser sustituida por la nueva denominación y las siglas "SERCOP", respectivamente.

En el texto de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, donde diga: "Portal www.compraspublicas.gov.ec", sustitúyase por la frase "portal institucional".

Dado por Disposiciones transitorias tercera y quinta de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

La representación y funciones del Ministro responsable de la Producción, Empleo y Competitividad, establecidas en el artículo 11 será asumida por parte de un delegado del Presidente de la República que será designado mediante decreto ejecutivo, disposición dada por artículo 3 del Decreto Ejecutivo No. 64, publicado en el Registro Oficial Suplemento 36 de 14 de julio del 2017 .

EL PLENO DE LA ASAMBLEA CONSTITUYENTE:

CONSIDERANDO:

Que, es necesario crear un Sistema de Contratación Pública que articule y armonice a todas las instancias, organismos e instituciones en los ámbitos de planificación, programación, presupuesto, control, administración y ejecución de las adquisiciones de bienes y servicios así como en la ejecución de obras públicas que se realicen con recursos públicos;

Que, la ausencia de planificación y de políticas de compras públicas ha derivado en discrecionalidad y desperdicio de recursos públicos por parte de las instituciones contratantes del Estado;

Que, es indispensable innovar la contratación mediante procedimientos ágiles, transparentes, eficientes y tecnológicamente actualizados, que impliquen ahorro de recursos y que faciliten las labores de control tanto de las Entidades Contratantes como de los propios proveedores de obras, bienes y servicios y de la ciudadanía en general;

Que, los recursos públicos que se emplean en la ejecución de obras y en la adquisición de bienes y servicios, deben servir como elemento dinamizador de la economía local y nacional, identificando la capacidad ecuatoriana y promoviendo la generación de ofertas competitivas;

Que, a través de la promoción de la producción nacional, los recursos estatales destinados a la contratación pública fomentarán la generación de empleo, la industria, la asociatividad y la redistribución de la riqueza;

Que, es necesario utilizar los mecanismos tecnológicos que permitan socializar los requerimientos de las Entidades Contratantes y la participación del mayor número de personas naturales y jurídicas en

los procesos contractuales que el Estado Ecuatoriano emprenda; y,

En ejercicio de sus atribuciones expide la siguiente.

LEY ORGANICA DEL SISTEMA NACIONAL DE CONTRATACION PUBLICA

TITULO I GENERALIDADES

Art. 1.- Objeto y Ambito.- Esta Ley establece el Sistema Nacional de Contratación Pública y determina los principios y normas para regular los procedimientos de contratación para la adquisición o arrendamiento de bienes, ejecución de obras y prestación de servicios, incluidos los de consultoría, que realicen:

1. Los Organismos y dependencias de las Funciones del Estado.
2. Los Organismos Electorales.
3. Los Organismos de Control y Regulación.
4. Las entidades que integran el Régimen Seccional Autónomo.
5. Los Organismos y entidades creados por la Constitución o la Ley para el ejercicio de la potestad estatal, para la prestación de servicios públicos o para desarrollar actividades económicas asumidas por el Estado.
6. Las personas jurídicas creadas por acto legislativo seccional para la prestación de servicios públicos.
7. Las corporaciones, fundaciones o sociedades civiles en cualquiera de los siguientes casos: a) estén integradas o se conformen mayoritariamente con cualquiera de los organismos y entidades señaladas en los números 1 al 6 de este artículo o, en general por instituciones del Estado; o, b) que posean o administren bienes, fondos, títulos, acciones, participaciones, activos, rentas, utilidades, excedentes, subvenciones y todos los derechos que pertenecen al Estado y a sus instituciones, sea cual fuere la fuente de la que procedan, inclusive los provenientes de préstamos, donaciones y entregas que, a cualquier otro título se realicen a favor del Estado o de sus instituciones; siempre que su capital o los recursos que se le asignen, esté integrado en el cincuenta (50%) por ciento o más con participación estatal; y en general toda contratación en que se utilice, en cada caso, recursos públicos en más del cincuenta (50%) por ciento del costo del respectivo contrato.
8. Las compañías mercantiles cualquiera hubiere sido o fuere su origen, creación o constitución que posean o administren bienes, fondos, títulos, acciones, participaciones, activos, rentas, utilidades, excedentes, subvenciones y todos los derechos que pertenecen al Estado y a sus instituciones, sea cual fuere la fuente de la que procedan, inclusive los provenientes de préstamos, donaciones y entregas que, a cualquier otro título se realicen a favor del Estado o de sus instituciones; siempre que su capital, patrimonio o los recursos que se le asignen, esté integrado en el cincuenta (50%) por ciento o más con participación estatal; y en general toda contratación en que se utilice, en cada caso, recursos públicos en más del cincuenta (50%) por ciento del costo del respectivo contrato. Se exceptúan las personas jurídicas a las que se refiere el numeral 8 del artículo 2 de esta Ley, que se someterán al régimen establecido en esa norma.

Quedan excluidos de esta ley, la contratación de servicios y adquisición de bienes por parte de los actores del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología, Innovación y Saberes Ancestrales, debidamente acreditados, los cuales hayan sido adquiridos con recursos provenientes de fondos de capitales de riesgo público o capitales semilla público.

Nota: Inciso último agregado por Disposición Reformatoria Tercera, numeral 3.1 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 899 de 9 de Diciembre del 2016 .

Concordancias:

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, Arts. 225

LEY ORGANICA DE EMPRESAS PUBLICAS, LOEP, Arts. 34

Art. 2.- Régimen Especial.- Se someterán a la normativa específica que para el efecto dicte el Presidente de la República en el Reglamento General a esta Ley, bajo criterios de selectividad, los procedimientos precontractuales de las siguientes contrataciones:

1. Las de adquisición de fármacos y otros bienes estratégicos determinados por la autoridad sanitaria nacional que celebren las autoridades que presten servicios de salud, incluidos los organismos públicos de seguridad social. Cuando su adquisición se realice a través de organismos internacionales y optimice el gasto público, garantizando la calidad, seguridad y eficacia de los bienes, podrá ser privilegiada por sobre los procedimientos nacionales de adquisición de bienes.
2. Las calificadas por el Presidente de la República como necesarias para la seguridad interna y externa del Estado, y cuya ejecución esté a cargo de las Fuerzas Armadas o de la Policía Nacional;
3. Aquellas cuyo objeto sea la ejecución de actividades de comunicación social destinadas a la información de las acciones del Gobierno Nacional o de las Entidades Contratantes;
4. Las que tengan por objeto la prestación de servicios de asesoría y patrocinio en materia jurídica requeridas por el Gobierno Nacional o las Entidades Contratantes;
5. Aquellas cuyo objeto sea la ejecución de una obra artística literaria o científica;
6. Las de adquisición de repuestos o accesorios que se requieran para el mantenimiento de equipos y maquinarias a cargo de las Entidades Contratantes, siempre que los mismos no se encuentren incluidos en el Catálogo Electrónico del Portal de COMPRASPUBLICAS;
7. Los de transporte de correo internacional y los de transporte interno de correo, que se regirán por los convenios internacionales, o las disposiciones legales y reglamentarias dictadas para el efecto, según corresponda;
8. Los que celebren el Estado con entidades del sector público, éstas entre sí, o aquellas con empresas públicas o empresas cuyo capital suscrito pertenezca, por lo menos en el cincuenta (50%) por ciento a entidades de derecho público o sus subsidiarias; y las empresas entre sí.

También los contratos que celebren las entidades del sector público o empresas públicas o empresas cuyo capital suscrito pertenezca por lo menos en cincuenta (50%) por ciento a entidades de derecho público, o sus subsidiarias, con empresas en las que los Estados de la Comunidad Internacional participen en por lo menos el cincuenta (50%) por ciento, o sus subsidiarias; y, los que realicen las empresas de economía mixta en las que el Estado o sus instituciones hayan delegado la administración o gestión al socio del sector privado.

El régimen especial previsto en este numeral para las empresas públicas o empresas cuyo capital suscrito pertenezca, por lo menos en cincuenta (50%) por ciento a entidades de derecho público o sus subsidiarias se aplicará únicamente para el giro específico del negocio; en cuanto al giro común se aplicará el régimen común previsto en esta Ley.

La determinación de giro específico y común le corresponderá al Director General o la Directora del Servicio Nacional de Contratación Pública.

9. Los que celebran las instituciones del sistema financiero y de seguros en las que el Estado o sus instituciones son accionistas únicos o mayoritarios; y, los que celebren las subsidiarias de derecho privado de las empresas estatales o públicas o de las sociedades mercantiles de derecho privado en las que el Estado o sus instituciones tengan participación accionaria o de capital superior al cincuenta (50%) por ciento, exclusivamente para actividades específicas en sectores estratégicos definidos por el Ministerio del Ramo;

10. Los de contratación que requiera el Banco Central del Ecuador previstas en el artículo 37 del Código Orgánico Monetario y Financiero.

Nota: Incluida Fe de erratas en numeral 8, publicada en Registro Oficial Suplemento 409 de 22 de Agosto del 2008 .

Nota: Numeral 8. sustituido por Disposición Final Segunda de Ley No. 0, publicada en Registro

Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Nota: Numeral 8. reformado por numeral 1. de artículo 2 de Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Nota: Numeral 10. agregado por Disposición Reformativa Décima primera de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 332 de 12 de Septiembre del 2014 .

Nota: Numeral 8 reformado por Disposición Reformativa Quinta, numeral 4 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 652 de 18 de Diciembre del 2015 .

Nota: Numeral 1 sustituido por artículo 11 numeral 1 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 150 de 29 de Diciembre del 2017 .

Art. 3.- Contratos Financiados con Préstamos y Cooperación Internacional.- En las contrataciones que se financien, previo convenio, con fondos provenientes de organismos multilaterales de crédito de los cuales el Ecuador sea miembro, o, en las contrataciones que se financien con fondos reembolsables o no reembolsables provenientes de financiamiento de gobierno a gobierno; u organismos internacionales de cooperación, se observará lo acordado en los respectivos convenios. Lo no previsto en dichos convenios se regirá por las disposiciones de esta Ley.

Concordancias:

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, Arts. 289

Art. 4.- Principios.- Para la aplicación de esta Ley y de los contratos que de ella deriven, se observarán los principios de legalidad, trato justo, igualdad, calidad, vigencia tecnológica, oportunidad, concurrencia, transparencia, publicidad; y, participación nacional.

Art. 5.- Interpretación.- Los procedimientos y los contratos sometidos a esta Ley se interpretarán y ejecutarán conforme los principios referidos en el artículo anterior y tomando en cuenta la necesidad de precautar los intereses públicos y la debida ejecución del contrato.

Concordancias:

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, Arts. 83, 85, 100, 227

Art. 6.- Definiciones.

1. Adjudicación: Es el acto administrativo por el cual la máxima autoridad o el órgano competente otorga derechos y obligaciones de manera directa al oferente seleccionado, surte efecto a partir de su notificación y solo será impugnable a través de los procedimientos establecidos en esta Ley.

2. Bienes y Servicios Normalizados: Objeto de contratación cuyas características o especificaciones técnicas se hallen homologados y catalogados.

3. Catálogo Electrónico: Registro de bienes y servicios normalizados publicados en el portal www.compraspublicas.gov.ec para su contratación directa como resultante de la aplicación de convenios marco.

4. Compra de Inclusión: Estudio realizado por la Entidad Contratante en la fase pre contractual que tiene por finalidad propiciar la participación local de artesanos, de la micro y pequeñas empresas en los procedimientos regidos por esta Ley, acorde con la normativa y metodología definida por el Servicio Nacional de Contratación Pública en coordinación con los ministerios que ejerzan competencia en el área social. Las conclusiones de la Compra de Inclusión se deberán reflejar en los Pliegos.

5. Contratación Pública: Se refiere a todo procedimiento concerniente a la adquisición o arrendamiento de bienes, ejecución de obras públicas o prestación de servicios incluidos los de consultoría. Se entenderá que cuando el contrato implique la fabricación, manufactura o producción de bienes muebles, el procedimiento será de adquisición de bienes. Se incluyen también dentro de la contratación de bienes a los de arrendamiento mercantil con opción de compra.

6. Contratista: Es la persona natural o jurídica, nacional o extranjera, o asociación de éstas, contratada por las Entidades Contratantes para proveer bienes, ejecutar obras y prestar servicios,

incluidos los de consultoría.

7. Consultor: Persona natural o jurídica, nacional o extranjera, facultada para proveer servicios de consultoría, de conformidad con esta Ley.

8. Consultoría: Se refiere a la prestación de servicios profesionales especializados no normalizados, que tengan por objeto identificar, auditar, planificar, elaborar o evaluar estudios y proyectos de desarrollo, en sus niveles de pre factibilidad, factibilidad, diseño u operación. Comprende, además, la supervisión, fiscalización, auditoría y evaluación de proyectos ex ante y ex post, el desarrollo de software o programas informáticos así como los servicios de asesoría y asistencia técnica, consultoría legal que no constituya parte del régimen especial indicado en el número 4 del artículo 2, elaboración de estudios económicos, financieros, de organización, administración, auditoría e investigación.

9. Convenio Marco: Es la modalidad con la cual el Servicio Nacional de Contratación Pública selecciona los proveedores cuyos bienes y servicios serán ofertados en el catálogo electrónico a fin de ser adquiridos o contratados de manera directa por las Entidades Contratantes en la forma, plazo y demás condiciones establecidas en dicho Convenio.

9a.- Delegación.- Es la traslación de determinadas facultades y atribuciones de un órgano superior a otro inferior, a través de la máxima autoridad, en el ejercicio de su competencia y por un tiempo determinado.

Son delegables todas las facultades y atribuciones previstas en esta Ley para la máxima autoridad de las entidades y organismos que son parte del sistema nacional de contratación pública.

La resolución que la máxima autoridad emita para el efecto podrá instrumentarse en decretos, acuerdos, resoluciones, oficios o memorandos y determinará el contenido y alcance de la delegación, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial, de ser el caso. Las máximas autoridades de las personas jurídicas de derecho privado que actúen como entidades contratantes, otorgarán poderes o emitirán delegaciones, según corresponda, conforme a la normativa de derecho privado que les sea aplicable.

En el ámbito de responsabilidades derivadas de las actuaciones, producto de las delegaciones o poderes emitidos, se estará al régimen aplicable a la materia.

10. Desagregación Tecnológica: Estudio pormenorizado que realiza la Entidad Contratante en la fase pre contractual, en base a la normativa y metodología definida por el Servicio Nacional de Contratación Pública en coordinación con el Ministerio de Industrias y Productividad, sobre las características técnicas del proyecto y de cada uno de los componentes objeto de la contratación, en relación a la capacidad tecnológica del sistema productivo del país, con el fin de mejorar la posición de negociación de la Entidad Contratante, aprovechar la oferta nacional de bienes, obras y servicios acorde con los requerimientos técnicos demandados, y determinar la participación nacional. Las recomendaciones de la Desagregación Tecnológica deberán estar contenidas en los Pliegos de manera obligatoria.

11. Empresas Subsidiarias: Para efectos de esta Ley son las personas jurídicas creadas por las empresas estatales o públicas, sociedades mercantiles de derecho privado en las que el Estado o sus instituciones tengan participación accionaria o de capital superior al cincuenta (50%) por ciento.

12. Entidades o Entidades Contratantes: Los organismos, las entidades o en general las personas jurídicas previstas en el artículo 1 de esta Ley.

13. Feria Inclusiva: Evento realizado al que acuden las Entidades Contratantes a presentar sus demandas de bienes y servicios, que generan oportunidades a través de la participación incluyente, de artesanos, micro y pequeños productores en procedimientos ágiles y transparentes, para adquisición de bienes y servicios, de conformidad con el Reglamento.

14. Servicio Nacional de Contratación Pública: Es el órgano técnico rector de la Contratación Pública. La Ley puede referirse a él simplemente como "Instituto Nacional".

15. Local.- Se refiere a la circunscripción territorial, sea parroquial rural, cantonal, provincial, regional, donde se ejecutará la obra o se destinarán los bienes y servicios objeto de la contratación pública.

16. **Máxima Autoridad:** Quien ejerce administrativamente la representación legal de la entidad u organismo contratante. Para efectos de esta Ley, en los gobiernos autónomos descentralizados, la máxima autoridad será el ejecutivo de cada uno de ellos.

17. **Mejor Costo en Bienes o Servicios Normalizados:** Oferta que cumpliendo con todas las especificaciones y requerimientos técnicos, financieros y legales exigidos en los documentos precontractuales, oferte el precio más bajo.

18. **Mejor Costo en Obras, o en Bienes o Servicios No Normalizados:** Oferta que ofrezca a la entidad las mejores condiciones presentes y futuras en los aspectos técnicos, financieros y legales, sin que el precio más bajo sea el único parámetro de selección. En todo caso, los parámetros de evaluación deberán constar obligatoriamente en los Pliegos.

19. **Mejor Costo en Consultoría:** Criterio de "Calidad y Costo" con el que se adjudicarán los contratos de consultoría, en razón de la ponderación que para el efecto se determine en los Pliegos correspondientes, y sin que en ningún caso el costo tenga un porcentaje de incidencia superior al veinte (20%) por ciento.

20. **Oferta Habilitada:** La oferta que cumpla con todos los requisitos exigidos en los Pliegos Pre contractuales.

21. **Origen Nacional:** Para los efectos de la presente ley, se refiere a las obras, bienes y servicios que incorporen un componente ecuatoriano en los porcentajes que sectorialmente sean definidos por parte del Servicio Nacional de Contratación Pública SERCOP, de conformidad a los parámetros y metodología establecidos en el Reglamento de la presente Ley.

22. **Participación Local:** Se entenderá aquel o aquellos participantes habilitados en el Registro Unico de Proveedores que tengan su domicilio, al menos seis meses, en la parroquia rural, cantón, la provincia o la región donde surte efectos el objeto de la contratación.

Todo cambio de domicilio de los participantes habilitados, deberá ser debidamente notificado al Servicio Nacional de Contratación Pública SERCOP.

23. **Participación Nacional:** Aquel o aquellos participantes inscritos en el Registro Unico de Proveedores cuya oferta se considere de origen nacional.

24. **Pliegos:** Documentos precontractuales elaborados y aprobados para cada procedimiento, que se sujetarán a los modelos establecidos por el Servicio Nacional de Contratación Pública.

25. **Portal Compras públicas.-** (www.compraspublicas.gov.ec): Es el Sistema Informático Oficial de Contratación Pública del Estado Ecuatoriano.

26. **Por Escrito:** Se entiende un documento elaborado en medios físicos o electrónicos.

27. **Presupuesto Referencial:** Monto del objeto de contratación determinado por la Entidad Contratante al inicio de un proceso precontractual.

28. **Proveedor:** Es la persona natural o jurídica nacional o extranjera, que se encuentra inscrita en el RUP, de conformidad con esta Ley, habilitada para proveer bienes, ejecutar obras y prestar servicios, incluidos los de consultoría, requeridos por las Entidades Contratantes.

29. **Registro Unico de Proveedores.- RUP:** Es la Base de Datos de los proveedores de obras, bienes y servicios, incluidos los de consultoría, habilitados para participar en los procedimientos establecidos en esta Ley. Su administración está a cargo del Servicio Nacional de Contratación Pública y se lo requiere para poder contratar con las Entidades Contratantes.

30. **Servicios de Apoyo a la Consultoría:** Son aquellos servicios auxiliares que no implican dictamen o juicio profesional especializado, tales como los de contabilidad, topografía, cartografía, aerofotogrametría, la realización de ensayos y perforaciones geotécnicas sin interpretación, la computación, el procesamiento de datos y el uso auxiliar de equipos especiales.

31. **Situaciones de Emergencia:** Son aquellas generadas por acontecimientos graves tales como accidentes, terremotos, inundaciones, sequías, grave conmoción interna, inminente agresión externa, guerra internacional, catástrofes naturales, y otras que provengan de fuerza mayor o caso fortuito, a nivel nacional, sectorial o institucional. Una situación de emergencia es concreta, inmediata, imprevista, probada y objetiva.

32. Sobre: Medio que contiene la oferta, que puede ser de naturaleza física o electrónica.

Nota: Las facultades previstas en los números 10 y 21 del artículo 6 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, que correspondían al Ministerio de Industrias y Productividad, a partir de la fecha de expedición del presente Decreto Ejecutivo, serán ejercidas por el Servicio Nacional de Contratación Pública. Dado por Decreto Ejecutivo No. 1516, publicado en Registro Oficial Suplemento 5 de 31 de Mayo del 2013 .

Nota: Numerales 9a. agregado, 15, 16, 21 y 22 sustituidos por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

TITULO II SISTEMA NACIONAL DE CONTRATACION PUBLICA

CAPITULO I DEL SISTEMA Y SUS ORGANOS

Art. 7.- Sistema Nacional de Contratación Pública SNCP.- El Sistema Nacional de Contratación Pública (SNCP) es el conjunto de principios, normas, procedimientos, mecanismos y relaciones organizadas orientadas al planeamiento, programación, presupuestos, control, administración y ejecución de las contrataciones realizadas por las Entidades Contratantes. Forman parte del SNCP las entidades sujetas al ámbito de esta Ley.

Art. 8.- Organos competentes.- El Servicio Nacional de Contratación Pública junto con las demás instituciones y organismos públicos que ejerzan funciones en materia de presupuestos, planificación, control y contratación pública, forman parte del Sistema Nacional de Contratación Pública, en el ámbito de sus competencias.

Concordancias:

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, Arts. 211, 235

Art. 9.- Objetivos del Sistema.- Son objetivos prioritarios del Estado, en materia de contratación pública, los siguientes:

1. Garantizar la calidad del gasto público y su ejecución en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo;
2. Garantizar la ejecución plena de los contratos y la aplicación efectiva de las normas contractuales;
3. Garantizar la transparencia y evitar la discrecionalidad en la contratación pública;
4. Convertir la contratación pública en un elemento dinamizador de la producción nacional;
5. Promover la participación de artesanos, profesionales, micro, pequeñas y medianas empresas con ofertas competitivas, en el marco de esta Ley;
6. Agilizar, simplificar y adecuar los procesos de adquisición a las distintas necesidades de las políticas públicas y a su ejecución oportuna;
7. Impulsar la participación social a través de procesos de veeduría ciudadana que se desarrollen a nivel nacional, de conformidad con el Reglamento;
8. Mantener una sujeción efectiva y permanente de la contratación pública con los sistemas de planificación y presupuestos del Gobierno central y de los organismos seccionales;
9. Modernizar los procesos de contratación pública para que sean una herramienta de eficiencia en la gestión económica de los recursos del Estado;
10. Garantizar la permanencia y efectividad de los sistemas de control de gestión y transparencia del gasto público; y,
11. Incentivar y garantizar la participación de proveedores confiables y competitivos en el SNCP.

Art. 10.- El Servicio Nacional de Contratación Pública (SERCOP).- Créase el Servicio Nacional de Contratación Pública, como organismo de derecho público, técnico regulatorio, con personalidad jurídica propia y autonomía administrativa, técnica, operativa, financiera y presupuestaria. Su

máximo personero y representante legal será el Director General o la Directora, quien será designado por el Presidente de la República y gozará de fuero de Corte Nacional de Justicia, en las mismas condiciones que un ministro de Estado.

El Servicio Nacional de Contratación Pública ejercerá la rectoría del Sistema Nacional de Contratación Pública conforme a las siguientes atribuciones:

1. Asegurar y exigir el cumplimiento de los objetivos prioritarios del Sistema Nacional de Contratación Pública;
2. Promover y ejecutar la política de contratación pública dictada por el Directorio;
3. Establecer los lineamientos generales que sirvan de base para la formulación de los planes de contrataciones de las entidades sujetas a la presente Ley;
4. Administrar el Registro Unico de Proveedores RUP;
5. Desarrollar y administrar el Sistema Oficial de Contratación Pública del Ecuador, COMPRASPUBLICAS, así como establecer las políticas y condiciones de uso de la información y herramientas electrónicas del Sistema;
6. Administrar los procedimientos para la certificación de producción nacional en los procesos precontractuales y de autorización de importaciones de bienes y servicios por parte del Estado;
7. Establecer y administrar catálogos de bienes y servicios normalizados;
8. Expedir modelos obligatorios de documentos precontractuales y contractuales, aplicables a las diferentes modalidades y procedimientos de contratación pública, para lo cual podrá contar con la asesoría de la Procuraduría General del Estado y de la Contraloría General del Estado;
9. Dictar normas administrativas, manuales e instructivos relacionados con esta Ley;
10. Recopilar y difundir los planes, procesos y resultados de los procedimientos de contratación pública;
11. Incorporar y modernizar herramientas conexas al sistema electrónico de contratación pública y subastas electrónicas, así como impulsar la interconexión de plataformas tecnológicas de instituciones y servicios relacionados;
12. Capacitar y asesorar en materia de implementación de instrumentos y herramientas, así como en los procedimientos relacionados con contratación pública;
13. Elaborar parámetros que permitan medir los resultados e impactos del Sistema Nacional de Contratación Pública y en particular los procesos previstos en esta Ley;
14. Facilitar los mecanismos a través de los cuales se podrá realizar veeduría ciudadana a los procesos de contratación pública; y, monitorear su efectivo cumplimiento;
15. Elaborar y publicar las estadísticas del Sistema Nacional de Contratación Pública;
16. Capacitar y certificar, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento, a los servidores y empleados nombrados por las entidades contratantes, como operadores del Sistema Nacional de Contratación Pública;
17. Asesorar a las entidades contratantes y capacitar a los proveedores del Sistema Nacional de Contratación Pública sobre la inteligencia o aplicación de las normas que regulan los procedimientos de contratación de tal sistema;
18. Las demás establecidas en la presente ley, su reglamento y demás normas aplicables.

Nota: Incisos primero, segundo y numerales 15, 16 y 17 sustituidos y 18 agregado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Nota: Inciso primero reformado por artículo 1 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 966 de 20 de Marzo del 2017 .

Art. 11.- Directorio.- El Directorio del Servicio Nacional de Contratación Pública estará integrado por:

1. El Ministro responsable de la Producción, Empleo y Competitividad, quien lo presidirá y tendrá voto dirimente.
2. La máxima autoridad del Organismo Nacional de Planificación;

3. El Ministro de Finanzas;
 4. El Alcalde designado por la Asamblea General de la Asociación de Municipalidades del Ecuador;
 - y,
 5. El Prefecto designado por el Consorcio de Consejos Provinciales del Ecuador, CONCOPE.
6. La máxima autoridad del organismo encargado de la inclusión económica.

Actuará como Secretario el Director General o la Directora del SERCOP, quien intervendrá con voz pero sin voto.

Nota: Numerales 1 sustituido, 6 agregado y último inciso reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Art. 12.- Funciones.- Son funciones exclusivas del Directorio las siguientes:

1. Planificar, priorizar, proponer y dictar la política nacional en materia de contratación pública;
2. Dictar las normas o políticas sectoriales de contratación pública que deben aplicar las entidades competentes; y,
3. Dictar la normativa para la organización y funcionamiento del Servicio Nacional de Contratación Pública.

Art. 13.- Financiamiento del Servicio Nacional de Contratación Pública.- Para su funcionamiento, el Servicio Nacional de Contratación Pública contará con los siguientes recursos:

1. Los que se le asignen en el Presupuesto General del Estado;
2. Los derechos de inscripción en el Registro Unico de Proveedores RUP;
3. Los que obtenga por efectos de donaciones y asistencias de instituciones y organismos nacionales o internacionales; y,
4. Los que provengan de convenios por uso de las herramientas del Sistema que se realicen con personas naturales o jurídicas de carácter público o privado.

Estos recursos serán administrados a través de una cuenta especial a nombre del Servicio Nacional de Contratación Pública.

CAPITULO II CONTROL, MONITOREO Y EVALUACION DEL SISTEMA NACIONAL DE CONTRATACION PUBLICA

Art. 14.- Alcance del Control del SNCP.- El control del Sistema Nacional de Contratación Pública será intensivo, interrelacionado y completamente articulado entre los diferentes entes con competencia para ello. Incluirá la fase precontractual, la de ejecución del contrato y la de evaluación del mismo.

El Servicio Nacional de Contratación Pública tendrá a su cargo el cumplimiento de las atribuciones previstas en esta Ley, incluyendo en consecuencia, la verificación de:

1. El uso obligatorio de las herramientas del Sistema, para rendir cuentas, informar, promocionar, publicitar y realizar todo el ciclo transaccional de la contratación pública;
2. El uso obligatorio de los modelos precontractuales, contractuales oficializados por el Servicio Nacional de Contratación Pública;
3. El cumplimiento de las políticas emitidas por el Directorio del SERCOP y los planes y presupuestos institucionales en materia de contratación pública;
4. La contratación con proveedores inscritos en el RUP, salvo las excepciones puntualizadas en esta Ley;
5. Que los proveedores seleccionados no presenten inhabilidad o incapacidad alguna hasta el momento de la contratación; y,

6. Que la información que conste en las herramientas del Sistema se encuentre actualizada.

Cualquier incumplimiento dará lugar a las sanciones previstas en esta Ley.

Para ejercer el control del Sistema, el Servicio Nacional de Contratación Pública podrá solicitar información a entidades públicas o privadas que crea conveniente, las que deberán proporcionarla en forma obligatoria y gratuita en un término máximo de 10 días de producida la solicitud.

Concordancias:

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, Arts. 18

Art. 15.- Atribuciones de los Organismos de Control.- Corresponde a los organismos de control del Estado, dentro del marco de sus atribuciones, realizar los controles posteriores a los procedimientos de contratación efectuados por las Entidades Contratantes.

Es obligación del Servicio Nacional de Contratación Pública informar a la Contraloría General del Estado y a la Procuraduría General del Estado cada vez que conozca el cometimiento de infracciones a lo dispuesto en esta Ley.

Concordancias:

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, Arts. 212, 237

LEY ORGANICA DE LA CONTRALORIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 8, 23, 31

LEY ORGANICA DE LA PROCURADURIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 1, 13

CAPITULO III DE LAS HERRAMIENTAS DEL SISTEMA

SECCION I DEL REGISTRO UNICO DE PROVEEDORES

Art. 16.- Registro Unico de Proveedores.- Créase el Registro Unico de Proveedores (RUP), como un sistema público de información y habilitación de las personas naturales y jurídicas, nacionales y extranjeras, con capacidad para contratar según esta Ley, cuya administración corresponde al Servicio Nacional de Contratación Pública.

El RUP será dinámico, incluirá las categorizaciones dispuestas por el Servicio Nacional de Contratación Pública y se mantendrá actualizado automática y permanentemente por medios de interoperación con las bases de datos de las instituciones públicas y privadas que cuenten con la información requerida, quienes deberán proporcionarla de manera obligatoria y gratuita y en tiempo real.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1462, 1463

CODIGO DE COMERCIO, Arts. 2, 6, 8

CODIGO DEL TRABAJO, Arts. 35

LEY ORGANICA DE EMPRESAS PUBLICAS, LOEP, Arts. 14, 41

Art. 17.- Publicidad de la Información.- La información del RUP será pública y estará disponible en el Portal COMPRASPUBLICAS.

Las Entidades Contratantes no podrán llevar registros adicionales ni exigir a sus oferentes o proveedores la presentación de los documentos ya solicitados para la obtención del RUP.

Los proveedores serán responsables de la veracidad, exactitud y actualidad de la información entregada para la obtención del RUP y deberán informar al Servicio Nacional de Contratación Pública sobre cualquier cambio o modificación en los plazos que señale el Reglamento.

Concordancias:

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, Arts. 18

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 13

LEY ORGANICA DE EMPRESAS PUBLICAS, LOEP, Arts. 45

Art. 18.- Obligtoriedad de Inscripción.- Para participar individualmente o en asociación en las contrataciones reguladas por esta Ley se requiere constar en el RUP como proveedor habilitado. Por excepción, los oferentes que intervengan en procesos de menor cuantía podrán no estar inscritos en el RUP; pero, deberán inscribirse en el RUP previa a la suscripción de sus respectivos contratos.

El Reglamento a esta Ley establecerá las normas relativas al funcionamiento del RUP.

Art. 19.- Causales de Suspensión del RUP.- Son causales de suspensión temporal del Proveedor en el RUP:

1. Ser declarado contratista incumplido o adjudicatario fallido, durante el tiempo de cinco (5) años y tres (3) años, respectivamente, contados a partir de la notificación de la resolución de terminación unilateral del contrato o de la resolución con la que se declare adjudicatario fallido;
2. No actualizar la información requerida para su registro por el Servicio Nacional de Contratación Pública, suspensión que se mantendrá hasta que se realice la actualización correspondiente; y,
3. Haber sido inhabilitado de conformidad a lo previsto en los incisos segundo y tercero del artículo 100 de esta Ley.

Una vez superadas las causas o los tiempos de sanción previstos en los numerales anteriores, el Servicio Nacional de Contratación Pública rehabilitará al proveedor de forma automática y sin más trámite.

Es causa de suspensión definitiva de un proveedor en el RUP haber entregado para su registro información adulterada, siempre que dicha situación haya sido declarada en sentencia ejecutoriada de última instancia.

Concordancias:

LEY ORGANICA DE LA CONTRALORIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 31

Art. 20.- Derechos.- El Servicio Nacional de Contratación Pública establecerá los derechos de inscripción al RUP que deberán pagar los proveedores, los que se regularán en relación de los costos de operación del Sistema, exclusivamente. En ningún caso los derechos representarán un obstáculo para la inscripción de micro y pequeñas empresas, artesanos y profesionales.

Los derechos de inscripción no serán reembolsados.

**SECCION II
DEL SISTEMA INFORMATICO COMPRASPUBLICAS**

Art. 21.- PORTAL de COMPRASPUBLICAS.- El Sistema Oficial de Contratación Pública del Ecuador COMPRASPUBLICAS será de uso obligatorio para las entidades sometidas a esta Ley y será administrado por el Servicio Nacional de Contratación Pública.

El portal de COMPRASPUBLICAS contendrá, entre otras, el RUP, Catálogo electrónico, el listado de

las instituciones y contratistas del SNCP, informes de las Entidades Contratantes, estadísticas, contratistas incumplidos, la información sobre el estado de las contrataciones públicas y será el único medio empleado para realizar todo procedimiento electrónico relacionado con un proceso de contratación pública, de acuerdo a las disposiciones de la presente Ley, su Reglamento y las regulaciones del SERCOP.

El portal deberá además integrar mecanismos para la capacitación en línea de los actores del SNCP.

La información relevante de los procedimientos de contratación se publicará obligatoriamente a través de COMPRASPUBLICAS.

El Reglamento contendrá las disposiciones sobre la administración del sistema y la información relevante a publicarse.

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 5, 8, 9, 10, 11

LEY ORGANICA DE LA CONTRALORIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 31

LEY ORGANICA DE EMPRESAS PUBLICAS, LOEP, Arts. 45

TITULO III DE LOS PROCEDIMIENTOS

CAPITULO I NORMAS COMUNES A TODOS LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTRATACION PUBLICA

SECCION I SOBRE LA CONTRATACION PARA LA EJECUCION DE OBRAS, ADQUISICION DE BIENES Y PRESTACION DE SERVICIOS

Art. 22.- Plan Anual de Contratación.- Las Entidades Contratantes, para cumplir con los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo, sus objetivos y necesidades institucionales, formularán el Plan Anual de Contratación con el presupuesto correspondiente, de conformidad a la planificación plurianual de la Institución, asociados al Plan Nacional de Desarrollo y a los presupuestos del Estado.

El Plan será publicado obligatoriamente en la página Web de la Entidad Contratante dentro de los quince (15) días del mes de enero de cada año e interoperará con el portal COMPRASPUBLICAS. De existir reformas al Plan Anual de Contratación, éstas serán publicadas siguiendo los mismos mecanismos previstos en este inciso.

El contenido del Plan de contratación y los sustentos del mismo se regularán en el Reglamento de la presente Ley.

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 25, 26

Art. 23.- Estudios.- Antes de iniciar un procedimiento precontractual, de acuerdo a la naturaleza de la contratación, la entidad deberá contar con los estudios y diseños completos, definitivos y actualizados, planos y cálculos, especificaciones técnicas, debidamente aprobados por las instancias correspondientes, vinculados al Plan Anual de Contratación de la entidad.

Los estudios y diseños incluirán obligatoriamente como condición previa a su aprobación e inicio del proceso contractual, el análisis de desagregación tecnológica o de Compra de Inclusión, según corresponda, los que determinarán la proporción mínima de participación nacional o local de acuerdo a la metodología y parámetros determinados por el Servicio Nacional de Contratación Pública.

La máxima autoridad de la Entidad Contratante y los funcionarios que hubieren participado en la elaboración de los estudios, en la época en que éstos se contrataron y aprobaron, tendrán responsabilidad solidaria junto con los consultores o contratistas, si fuere del caso, por la validez de sus resultados y por los eventuales perjuicios que pudieran ocasionarse en su posterior aplicación.

Los contratistas y funcionarios que elaboren los estudios precontractuales serán responsables de informar a la entidad contratante, en el término de 15 días contados desde la notificación, si existe justificación técnica para la firma de contratos complementarios, órdenes de trabajo y diferencias en cantidades de obra que superen el quince por ciento (15%) del valor del contrato principal. En caso de incumplir con el plazo señalado serán sancionados de conformidad con el artículo 100 de esta Ley.

Nota: Inciso final agregado por artículo 2 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 966 de 20 de Marzo del 2017 .

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1527

LEY ORGANICA DE LA CONTRALORIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 54

Art. 24.- Presupuesto.- Las entidades previamente a la convocatoria, deberán certificar la disponibilidad presupuestaria y la existencia presente o futura de recursos suficientes para cubrir las obligaciones derivadas de la contratación.

El Reglamento establecerá las formas en que se conferirán las certificaciones o los mecanismos electrónicos para la verificación a que se refiere el inciso anterior.

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 27

Nota: Remplácese el Artículo 25 por los artículos 25.1 y 25.2 agregados a continuación. Dado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Art. 25.1.- Participación Nacional.- Los pliegos contendrán criterios de valoración que incentiven y promuevan la participación local y nacional, mediante un margen de preferencia para los proveedores de obras, bienes y servicios, incluidos la consultoría, de origen local y nacional, de acuerdo a los parámetros determinados por la entidad encargada de la Contratación Pública.

Art. 25.2.- Preferencia a bienes, obras y servicios de origen ecuatoriano, y a los actores de la Economía Popular y Solidaria y Micro, pequeñas y medianas empresas.- En todos los procedimientos previstos en la presente ley, se preferirá al oferente de bienes, obras o servicios que incorpore mayor componente de origen ecuatoriano o a los actores de la Economía Popular y Solidaria y Micro, Pequeñas y Medianas Empresas, mediante la aplicación de mecanismos tales como: márgenes de preferencia proporcionales sobre las ofertas de otros proveedores, reserva de mercado, entrega de anticipos, subcontratación preferente, entre otros.

Para la adquisición de bienes, obras o servicios no considerados de origen ecuatoriano de acuerdo a la regulación correspondiente se requerirá previamente la verificación de inexistencia en la oferta de origen ecuatoriano, mediante mecanismos ágiles que no demoren la contratación.

La entidad encargada de la contratación pública mediante la regulación correspondiente incluirá la obligación de transferencia de tecnología y de conocimiento en toda contratación de origen no ecuatoriano.

Para la aplicación de las medidas de preferencia se utilizará el siguiente orden de prelación:

1. Actores de la economía popular y solidaria;
2. Microempresas;
3. Pequeñas Empresas; y,
4. Medianas Empresas.

Estas medidas de preferencia se otorgarán siempre que su oferta se considere como de origen ecuatoriano de acuerdo con la regulación correspondiente.

Nota: Artículo 25.2 reformado por Artículo 54 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 309 de 21 de Agosto del 2018 .

Concordancias:

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, Arts. 3, 262, 263, 276, 283, 284, 288, 334

LEY ORGANICA DE ECONOMIA POPULAR Y SOLIDARIA, Arts. 128, 132

CODIGO ORGANICO DE LA PRODUCCION, COMERCIO E INVERSIONES, COPCI, Arts. 5

Art. 26.- Asociación para ofertar.- En los procedimientos a los que se refiere esta Ley los oferentes inscritos en el RUP, sean personas naturales o jurídicas, podrán presentar sus ofertas individualmente, asociadas, o con compromiso de asociación o consorcio.

La participación de la consultoría extranjera, sea ésta de personas naturales o jurídicas, se limitará a los campos, actividades o áreas en cuyos componentes parciales o totales no existe capacidad técnica o experiencia de la consultoría nacional, determinadas por el Servicio Nacional de Contratación Pública.

Concordancias:

LEY ORGANICA DE EMPRESAS PUBLICAS, LOEP, Arts. 35, 37

Art. 27.- Modelos Obligatorios.- Serán obligatorios los modelos y formatos de documentos pre contractuales, y la documentación mínima requerida para la realización de un procedimiento precontractual y contractual, que serán elaborados y oficializados por el Servicio Nacional de Contratación Pública, para lo cual podrá contar con la asesoría de la Procuraduría General del Estado y de la Contraloría General del Estado.

Concordancias:

LEY ORGANICA DE LA CONTRALORIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 31

LEY ORGANICA DE LA PROCURADURIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 3

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 28

LEY ORGANICA DE EMPRESAS PUBLICAS, LOEP, Arts. 37

Art. 28.- Uso de Herramientas Informáticas.- Los procedimientos establecidos en esta Ley, se tramitarán preferentemente utilizando herramientas informáticas, de acuerdo a lo señalado en el Reglamento de esta Ley.

El Portal COMPRASPUBLICAS deberá contar con seguridades informáticas que garanticen su correcto funcionamiento, con las pistas de auditoría correspondientes.

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 13, 14, 15

LEY ORGANICA DE LA CONTRALORIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 31

Art. 29.- Compras Corporativas.- Con el objeto de conseguir mejores condiciones de contratación y aprovechar economías de escala, dos o más entidades podrán firmar convenios interinstitucionales con el fin de realizar en forma conjunta un procedimiento de selección único, para la adquisición de bienes, ejecución de obras de interés común o prestación de servicios incluidos los de consultoría.

Se observarán los procedimientos correspondientes de acuerdo al monto y naturaleza de la contratación.

Para la elaboración del convenio se observarán los modelos de uso obligatorio desarrollados por el Servicio Nacional de Contratación Pública.

Una vez culminado el proceso de selección, si la contratación fuera divisible, se suscribirán contratos independientes entre cada entidad y el o los adjudicatarios.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1527, 1541, 1542

LEY ORGANICA DE EMPRESAS PUBLICAS, LOEP, Arts. 34, 35, 37

Art. 30.- Vigencia de la Oferta.- Las ofertas se entenderán vigentes durante el tiempo que para el efecto prevean los Pliegos precontractuales. De no preverse el plazo de vigencia se entenderá que la oferta está vigente hasta la fecha de celebración del contrato, pudiendo prorrogarse el plazo previsto por disposición de la Entidad Contratante.

Art. 31.- Divulgación, Inscripción, Aclaraciones y Modificaciones de los Pliegos.- Los Pliegos contendrán toda la información requerida para participar en un proceso de provisión de obras, bienes o servicios, incluidos los de consultoría.

Los Pliegos contendrán toda la información técnica, económica y legal requerida en un proceso como planos, estudios, especificaciones técnicas, condiciones económicas, legales y contractuales.

Los Pliegos son públicos y su acceso es gratuito para cualquier persona a través del portal de COMPRASPUBLICAS.

En ningún proceso de contratación, sea cual sea su monto o modalidad, se cobrará valor alguno por derecho de inscripción. Exclusivamente el oferente adjudicado, una vez recibida la notificación de adjudicación, pagará a la entidad el valor previsto en forma previa en los pliegos, y con el cual se cubra exclusivamente los costos de levantamiento de textos, reproducción y edición de los Pliegos, de ser el caso.

Los interesados podrán realizar preguntas y solicitar aclaraciones sobre los pliegos a la entidad convocante. Las preguntas, las aclaraciones, las respuestas y las modificaciones a los pliegos, en caso de existir, se publicarán en el portal COMPRASPUBLICAS.

Los Pliegos establecerán el plazo y los procedimientos para formular las preguntas y aclaraciones y para obtener las respuestas correspondientes.

En los Pliegos deberá incluirse obligatoriamente un plazo de convalidación de errores de forma de la oferta, de conformidad con lo establecido en el Reglamento.

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 22

Art. 32.- Adjudicación.- La máxima autoridad de la Institución de acuerdo al proceso a seguir en base al tipo de contratación, adjudicará el contrato, al oferente cuya propuesta represente el mejor costo, de acuerdo a lo definido en los números 17, 18 y 19 del artículo 6 de esta Ley; y, a los parámetros objetivos de evaluación previstos en cada procedimiento.

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 24

Jurisprudencia:

Gaceta Judicial, EFECTOS DE LA ADJUDICACION DE LICITACION O CONCURSO, 12-may-1999

Gaceta Judicial, REVOCACION DE ADJUDICACION POR INFORME EXTERNO NEGATIVO, 23-ago-2001

Gaceta Judicial, IMPUGNACION DE ADJUDICACION DE CONTRATO PUBLICO, 09-mar-2004

Art. 33.- Declaratoria de Procedimiento Desierto.- La máxima autoridad de la entidad contratante o su delegado, declarará desierto el procedimiento de manera total o parcial, en los siguientes casos:

- a. Por no haberse presentado oferta alguna;
- b. Por haber sido inhabilitadas todas las ofertas o la única presentada, de conformidad con la ley;
- c. Por considerarse inconvenientes para los intereses nacionales o institucionales todas las ofertas o la única presentada. La declaratoria de inconveniencia deberá estar sustentada en razones económicas, técnicas o jurídicas;
- d. Si una vez adjudicado el contrato, se encontrare que existe inconsistencia, simulación o inexactitud en la información presentada por el adjudicatario, detectada por la Entidad Contratante, la máxima autoridad de ésta o su delegado, de no existir otras ofertas calificadas que convengan técnica y económicamente a los intereses nacionales o institucionales, declarará desierto el procedimiento sin perjuicio del inicio de las acciones que correspondan en contra del adjudicatario fallido; y,
- e. Por no celebrarse el contrato por causas imputables al adjudicatario, siempre que no sea posible adjudicar el contrato a otro oferente.

Una vez declarado desierto el procedimiento, la máxima autoridad o su delegado, podrá disponer su archivo o su reapertura.

La declaratoria definitiva de desierto cancelará el proceso de contratación y por consiguiente se archivará el expediente.

Podrá declararse el procedimiento desierto parcial, cuando se hubiere convocado a un proceso de contratación con la posibilidad de adjudicaciones parciales o por ítems.

La declaratoria de desierto o cancelación no dará lugar a ningún tipo de reparación o indemnización a los oferentes.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 29

Art. 34.- Cancelación del Procedimiento.- En cualquier momento entre la convocatoria y 24 horas antes de la fecha de presentación de las ofertas, la máxima autoridad de la entidad podrá declarar cancelado el procedimiento, sin que dé lugar a ningún tipo de reparación o indemnización, mediante acto administrativo motivado, en los siguientes casos:

1. De no persistir la necesidad, en cuyo caso se archivará el expediente;
2. Cuando sea necesario introducir una reforma sustancial que cambie el objeto de la contratación; en cuyo caso se deberá convocar a un nuevo procedimiento; y,
3. Por violación sustancial de un procedimiento precontractual.

Art. 35.- Adjudicatarios Fallidos.- Si el adjudicatario o los adjudicatarios no celebraren el contrato por causas que les sean imputables, la máxima autoridad de la entidad, declarará fallido al adjudicatario o a los adjudicatarios y notificará de esta condición al SERCOP.

El adjudicatario fallido será inhabilitado del RUP por el plazo de tres (3) años, tiempo durante el cual no podrá contratar con las Entidades Contratantes previstas en esta Ley.

Con la declaratoria de adjudicatario fallido, la máxima autoridad o su delegado, adjudicará el contrato al siguiente oferente según un orden de prelación, de convenir a los intereses nacionales o institucionales.

Si no es posible adjudicar el contrato al oferente según el orden de prelación, el procedimiento será declarado desierto por oferta fallida; en dicha declaratoria deberá constar de forma motivada los justificativos para la no adjudicación al segundo lugar.

Nota: Inciso primero reformado e incisos tercero y cuarto agregados por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 30

Art. 36.- Expediente del Proceso de Contratación.- Las Entidades Contratantes deberán formar y mantener un expediente por cada contratación en el que constarán los documentos referentes a los hechos y aspectos más relevantes de sus etapas de preparación, selección, contratación, ejecución, así como en la fase pos contractual. El Reglamento establecerá las normas sobre su contenido, conformación y publicidad a través del portal de COMPRASPUBLICAS.

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 31

SECCION II SOBRE LA CONTRATACION DE CONSULTORIA

Art. 37.- Ejercicio de la Consultoría.- La consultoría será ejercida por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que, para celebrar contratos con las entidades sujetas a la presente Ley, deberán inscribirse en el Registro Unico de Proveedores RUP.

La participación de consultores extranjeros, en los procesos de contratación pública, sean estas personas naturales o jurídicas, se limitará a los servicios, campos, actividades o áreas en cuyos componentes parcial o totalmente no exista capacidad técnica o experiencia de la consultoría nacional, certificadas por el Servicio Nacional de Contratación Pública quien para el efecto de proporcionar esta certificación deberá solicitar mediante aviso público la presentación de expresiones de interés de proveedores de bienes y servicios nacionales. Si en un plazo de ocho (8) días de solicitada dicha expresión de interés no existen interesados nacionales, o los que manifiesten su interés no cumplen con la capacidad técnica o experiencia solicitada, entonces autorizará a la entidad el concurso de prestadores de servicios de consultoría extranjeros.

Esta autorización no impide que una vez iniciado el proceso contractual una persona natural o jurídica nacional participe del mismo.

Nota: Inciso segundo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 32

Art. 38.- Personas Naturales que pueden ejercer la Consultoría.- Para que los consultores individuales, nacionales o extranjeros, puedan ejercer actividades de consultoría, deberán tener por lo menos título profesional de tercer nivel conferido por una institución de Educación Superior del Ecuador, o del extranjero, en cuyo caso deberá estar reconocido en el país conforme a la Ley.

Los consultores individuales extranjeros cuyos títulos no se encuentren registrados en el Ecuador que celebren contratos de consultoría cuyo plazo sea de hasta seis meses; deberán presentar el título profesional conferido por una entidad de educación superior del extranjero, igual tratamiento se dará al consultor individual nacional que haya obtenido el título de tercer nivel o cuarto nivel en el extranjero.

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 32

Art. 39.- Personas Jurídicas que pueden ejercer la Consultoría.- Para que una empresa nacional pueda ejercer actividades de consultoría, deberá estar constituida de conformidad con la Ley de Compañías y tener en su objeto social incluida esta actividad.

Las personas jurídicas extranjeras para ejercer actividades de consultoría demostrarán estar facultadas legalmente en el país de su constitución para ejercer y prestar servicios de consultoría. Para la ejecución de los contratos, dichas personas jurídicas deberán estar domiciliadas en el Ecuador de conformidad con lo previsto en la Ley de Compañías.

Las compañías extranjeras que se hubieren registrado como consultoras en el RUP no podrán ejercer en el país ninguna otra actividad que no sea la consultoría en los campos de su registro.

Las universidades y escuelas politécnicas, así como las fundaciones y corporaciones podrán ejercer la consultoría, de conformidad con las disposiciones legales o estatutarias que normen su existencia legal, siempre que tengan relación con temas de investigación o asesorías especializadas puntuales en las que demuestren su capacidad.

Para ejercer su actividad, las empresas consultoras contratarán y demostrarán que cuentan con consultores individuales, quienes deberán cumplir los requisitos previstos en esta Ley.

En todos los casos se privilegiará la contratación de profesionales ecuatorianos lo que será exigido por la institución contratante y por el SERCOP en los porcentajes definidos en el Reglamento a la Ley.

Concordancias:

LEY DE COMPAÑIAS, Arts. 5, 6, 20, 37, 137, 153, 252

CODIGO CIVIL (TITULO PRELIMINAR), Arts. 13

CODIGO CIVIL (LIBRO I), Arts. 48

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 33

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, Arts. 307

Art. 40.- Montos y Tipos de Contratación.- La celebración de contratos de consultoría se sujetará a las siguientes disposiciones:

1. Contratación directa: Cuando el presupuesto referencial del contrato sea inferior o igual al valor que resultare de multiplicar el coeficiente 0,000002 por el monto del presupuesto inicial del Estado del correspondiente ejercicio económico. La selección, calificación, negociación y adjudicación la realizará la máxima autoridad de la Entidad Contratante de acuerdo al procedimiento previsto en el Reglamento a la Ley;
2. Contratación mediante lista corta: Cuando el presupuesto referencial del contrato supere el fijado en el número anterior y sea inferior al valor que resulte de multiplicar el coeficiente 0,000015 por el monto del presupuesto inicial del Estado correspondiente al ejercicio económico; y,
3. Contratación mediante concurso público: Cuando el presupuesto referencial del contrato sea igual o superior al valor que resulte de multiplicar el coeficiente 0,000015 por el monto del Presupuesto Inicial del Estado del correspondiente ejercicio económico.

Las disposiciones que regulen los procedimientos precontractuales señalados en los números anteriores, constarán en el Reglamento de esta Ley.

Por presupuesto referencial del contrato se entenderá aquel que haya determinado la institución, dependencia, entidad u organismo interesados, a la fecha de inicio del proceso.

Nota: Inciso último reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 36, 37, 38

Art. 41.- Criterios de Selección para Consultoría.- Los servicios de consultoría serán seleccionados sobre la base de criterios de calidad y costo. Las ofertas de consultoría serán presentadas en dos (2) sobres separados, el primero contendrá los aspectos técnicos sobre los que se evaluará la calidad y, el segundo, los aspectos económicos, sobre los que se calificará el costo.

Los procesos de selección se efectuarán entre consultores de la misma naturaleza; así entre consultores individuales, entre firmas consultoras, o entre organismos que puedan atender y estén en capacidad jurídica de prestar servicios de consultoría.

Los procedimientos de contratación incluirán las siguientes etapas: calificación, selección, negociación y adjudicación.

La calificación de la calidad de las propuestas de consultoría, se realizará sobre la base de lo previsto en los pliegos respectivos, debiendo tenerse en cuenta los siguientes requisitos, procedimientos y criterios:

1. Capacidad técnica y administrativa disponible;
2. Acreditar antecedentes y experiencia en la realización de trabajos similares, según la magnitud y complejidad de la contratación.
3. Antecedentes y experiencia demostrables del personal que será asignado a la ejecución del contrato;
4. Plan de trabajo, metodología propuesta y conocimiento probado de las condiciones generales, locales y particulares del proyecto materia de la consultoría;
5. Disponibilidad de los recursos, instrumentos y equipos necesarios para la realización de la consultoría; y,
6. Cuando intervengan empresas nacionales en asocio con empresas extranjeras, se tomarán en

consideración, adicionalmente, los procedimientos y metodologías que ofrezca la consultoría extranjera para hacer efectiva una adecuada transferencia de tecnología, así como la mayor y mejor utilización de la capacidad técnica de profesionales ecuatorianos.

Una vez calificadas las ofertas técnicas, se procederá a la apertura de las ofertas económicas, las cuales serán asimismo objeto de revisión y calificación según el procedimiento que se determine en el Reglamento de esta Ley y sin que en ningún caso el costo tenga un porcentaje de incidencia superior al veinte (20%) por ciento, con relación al total de la calificación de la oferta.

Con el proponente que obtenga el mayor puntaje ponderado de la oferta técnica y económica, se procederá a la negociación de los términos técnicos y contractuales y a los ajustes económicos que se deriven de tal negociación.

Si no se llegare a un acuerdo, las negociaciones se darán por terminadas y comenzarán con el consultor calificado en el siguiente lugar, continuándose con el mismo procedimiento descrito en los incisos anteriores.

La adjudicación se realizará conforme lo indica el artículo 32 de esta Ley.

Nota: Numeral 2. sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 39, 40, 41

Art. 42.- Comisión Técnica.- Para la realización de concursos públicos y contratación por lista corta, la dependencia, entidad u organismo respectivo conformará, en cada caso, una Comisión Técnica que tome a su cargo y responsabilidad el llevar adelante los procesos previstos para cada concurso, la que deberá actuar de conformidad con los pliegos aprobados para el efecto. De ser necesario se podrá conformar una o más subcomisiones de apoyo a la Comisión Técnica.

Corresponde a la máxima autoridad de cada dependencia o entidad que convoque al concurso de consultoría, aprobar en armonía con esta Ley y su Reglamento general, los Pliegos, Términos de Referencia, presupuesto referencial y demás documentos del concurso. Son atribuciones de la Comisión Técnica, calificar, seleccionar y negociar con los consultores oferentes.

En determinados casos, debido a la complejidad y magnitud de los trabajos de consultoría requeridos, la máxima autoridad de la Institución podrá convocar a procesos de precalificación de consultoría o presentación de manifestaciones de interés. El Reglamento a la presente Ley establecerá las normas para viabilizar estos procesos.

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 18

CAPITULO II PROCEDIMIENTOS DINAMICOS

SECCION I COMPRAS POR CATALOGO

Art. 43.- Convenios Marco.- El Servicio Nacional de Contratación Pública efectuará periódicamente procesos de selección de proveedores con quienes se celebrará Convenios Marco en virtud de los cuales se ofertarán en el catálogo electrónico bienes y servicios normalizados a fin de que éstos sean adquiridos o contratados de manera directa por las Entidades Contratantes, sobre la base de

parámetros objetivos establecidos en la normativa que para el efecto dicte el Servicio Nacional de Contratación Pública.

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 42

Art. 44.- Catálogo Electrónico del SERCOP.- Como producto del Convenio Marco, el Servicio Nacional de Contratación Pública creará un catálogo electrónico disponible en el Portal COMPRASPUBLICAS, desde el cual las Entidades Contratantes podrán realizar sus adquisiciones en forma directa.

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 43

Art. 45.- Obligaciones de los Proveedores.- Los adjudicatarios quedarán obligados a proveer bienes y servicios normalizados de conformidad con las condiciones de plazo, precio, calidad, lugar de entrega y garantía establecidas para el período de duración del Convenio Marco. No obstante, los adjudicatarios podrán mejorar las condiciones establecidas, siguiendo el procedimiento que para el efecto se haya previsto en el Convenio Marco.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1562, 1576

Art. 46.- Obligaciones de las Entidades Contratantes.- Las Entidades Contratantes deberán consultar el catálogo electrónico previamente a establecer procesos de adquisición de bienes y servicios. Solo en caso de que el bien o servicio requerido no se encuentre catalogado se podrá realizar otros procedimientos de selección para la adquisición de bienes o servicios, de conformidad con la presente Ley y su Reglamento.

Si cualquiera de las Entidades Contratantes obtuviere ofertas de mejor costo que las que consten publicadas en el catálogo electrónico, deberán informar al Servicio Nacional de Contratación Pública para que éste conozca y confirme que la oferta es mejor y adopte las medidas necesarias que permitan extender tales costos, mediante la celebración de Convenios Marco, al resto de Entidades Contratantes.

**SECCION II
SUBASTA INVERSA**

Art. 47.- Subasta Inversa.- Para la adquisición de bienes y servicios normalizados que no consten en el catálogo electrónico, las Entidades Contratantes deberán realizar subastas inversas en las cuales los proveedores de bienes y servicios equivalentes, pujan hacia la baja el precio ofertado, en acto público o por medios electrónicos a través del Portal de COMPRASPUBLICAS.

Los resultados de los procesos de adjudicación por subasta inversa serán publicados en el Portal COMPRASPUBLICAS para que se realicen las auditorías correspondientes.

De existir una sola oferta técnica calificada o si luego de ésta un solo proveedor habilitado presenta su oferta económica inicial en el portal, no se realizará la puja y en su lugar se efectuará la sesión única de negociación entre la entidad contratante y el oferente. El único objetivo de la sesión será mejorar la oferta económica. Si después de la sesión de negociación se obtiene una oferta definitiva favorable a los intereses nacionales o institucionales, la entidad procederá a contratar con el único oferente.

El Reglamento a la presente Ley establecerá los procedimientos y normas de funcionamiento de las subastas inversas.

Para participar de cualquier mecanismo electrónico en el portal se tiene que estar registrado en el RUP.

Nota: Inciso tercero agregado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 44

CAPITULO III LICITACION

Art. 48.- Procedencia.- La licitación es un procedimiento de contratación que se utilizará en los siguientes casos:

1. Si fuera imposible aplicar los procedimientos dinámicos previstos en el Capítulo II de este Título o, en el caso que una vez aplicados dichos procedimientos, éstos hubiesen sido declarados desiertos; siempre que el presupuesto referencial sobrepase el valor que resulte de multiplicar el coeficiente 0,000015 por el monto del Presupuesto inicial del Estado del correspondiente ejercicio económico;
2. Para contratar la adquisición de bienes o servicios no normalizados, exceptuando los de consultoría, cuyo presupuesto referencial sobrepase el valor que resulte de multiplicar el coeficiente 0,000015 por el monto del Presupuesto inicial del Estado del correspondiente ejercicio económico; y,
3. Para contratar la ejecución de obras, cuando su presupuesto referencial sobrepase el valor que resulte de multiplicar el coeficiente 0,00003 por el monto del Presupuesto inicial del Estado del correspondiente ejercicio económico.

Art. 49.- De las Fases Preparatoria y Precontractual.- La fase preparatoria de todo procedimiento licitatorio comprende la conformación de la Comisión Técnica requerida para la tramitación de la licitación así como la elaboración de los pliegos.

La fase precontractual comprende la publicación de la convocatoria, el procedimiento de aclaraciones, observaciones y respuestas, contenidos y análisis de las ofertas, informes de evaluación hasta la adjudicación y notificación de los resultados de dicho procedimiento.

Las fases preparatoria y precontractual se regularán en el Reglamento de esta Ley.

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55

CAPITULO IV

SECCION I

Nota: denominación de Sección agregada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

COTIZACION Y MENOR CUANTIA

Art. 50.- Procedimiento de Cotización.- Este procedimiento, se utilizará en cualquiera de los siguientes casos:

1. Si fuera imposible aplicar los procedimientos dinámicos previstos en el Capítulo II de este Título o, en el caso que una vez aplicados dichos procedimientos, éstos hubiesen sido declarados desiertos; siempre que el presupuesto referencial oscile entre 0,000002 y 0,000015 del presupuesto inicial del Estado del correspondiente ejercicio económico;
2. La contratación para la ejecución de obras, cuyo presupuesto referencial oscile entre 0,000007 y 0,00003 del presupuesto inicial del Estado del correspondiente ejercicio económico; y,
3. La contratación para la adquisición de bienes y servicios no normalizados, exceptuando los de consultoría, cuyo presupuesto referencial oscile entre 0,000002 y 0,000015 del presupuesto inicial del Estado del correspondiente ejercicio económico.

En cualquiera de los casos previstos en los numerales anteriores, se invitará a presentar ofertas a todos los proveedores inscritos en el Registro Unico de Proveedores.

Los pliegos serán aprobados por la máxima autoridad o el funcionario competente de la entidad contratante, y se adecuarán a los modelos obligatorios emitidos por el SERCOP en su calidad de organismo nacional responsable de la contratación pública.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 56, 57

Art. 51.- Contrataciones de Menor Cuantía.- Se podrá contratar bajo este sistema en cualquiera de los siguientes casos:

1. Las contrataciones de bienes y servicios no normalizados, exceptuando los de consultoría cuyo presupuesto referencial sea inferior al 0,000002 del Presupuesto Inicial del Estado del correspondiente ejercicio económico;
2. Las contrataciones de obras, cuyo presupuesto referencial sea inferior al 0,000007 del Presupuesto Inicial del Estado del correspondiente ejercicio económico;
3. Si fuera imposible aplicar los procedimientos dinámicos previstos en el Capítulo II de este Título o, en el caso que una vez aplicados dichos procedimientos, éstos hubiesen sido declarados desiertos; siempre que el presupuesto referencial sea inferior al 0,000002 del Presupuesto Inicial del Estado del correspondiente ejercicio económico.

En los casos de los numerales 1 y 3 se podrá contratar directamente; para el efecto, se contará con al menos tres proformas, salvo el caso de manifiesta imposibilidad.

En el caso previsto en el numeral 2 se adjudicará el contrato a un proveedor registrado en el RUP escogido por sorteo público de entre los interesados en participar en dicha contratación. Aquellos proveedores que a la fecha de la publicación del procedimiento mantuvieran vigentes contratos de ejecución de obra, adjudicados a través del procedimiento de menor cuantía, cuyos montos individuales o acumulados igualaren o superaren el coeficiente establecido en el numeral 2 de este artículo, no podrán participar en procedimiento de menor cuantía de obras alguno hasta que hayan suscrito formalmente la recepción provisional de el o los contratos vigentes.

Si por efectos de la entrega recepción de uno o varios contratos el monto por ejecutar por otros contratos fuere inferior al coeficiente antes indicado, el proveedor será invitado y podrá participar en los procedimientos de menor cuantía de obras.

De requerirse pliegos, éstos serán aprobados por la máxima autoridad o el funcionario competente de la Entidad Contratante y se adecuarán a los modelos obligatorios emitidos por el Servicio Nacional de Contratación Pública.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 58, 59

Art. 52.- Contratación Preferente.- En las contrataciones de bienes y servicios que se adquieren por procedimientos de cotización y menor cuantía, excepto los servicios de consultoría, se privilegiará la contratación con micro y pequeñas empresas, artesanos o profesionales, y sectores de la economía popular y solidaria, de manera individual o asociativa, preferentemente domiciliados en la circunscripción territorial en que se ejecutará el contrato, quienes deberán acreditar sus respectivas condiciones de conformidad con la normativa que los regulen.

Para la contratación de obra que se selecciona por procedimientos de cotización y menor cuantía, se privilegiará la contratación con profesionales, micro y pequeñas empresas, o sectores de la economía popular y solidaria, de manera individual o asociativa que estén habilitados en el RUP para ejercer esta actividad, y preferentemente domiciliados en la circunscripción territorial en que se ejecutará el contrato.

Solamente en caso de que no existiera en la circunscripción territorial del correspondiente gobierno, oferta de proveedores que acrediten las condiciones indicadas en los incisos anteriores, la máxima autoridad de la entidad contratante, mediante acto debidamente motivado, podrá contratar con proveedores de otra circunscripción territorial o del país en el mismo procedimiento, de lo cual se informará a través del portal correspondiente.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Concordancias:

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, Arts. 262, 263, 288

Sección II INFIMA CUANTIA

Nota: Sección agregada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Art. 52.1.- Contrataciones de ínfima cuantía.- Se podrá contratar bajo este sistema en cualquiera de los siguientes casos:

- 1.- Las contrataciones para la adquisición de bienes o prestación de servicios no normalizados, exceptuando los de consultoría, cuya cuantía sea inferior a multiplicar el coeficiente 0,0000002 del presupuesto inicial del Estado del correspondiente ejercicio económico;
- 2.- Las contrataciones para la adquisición de bienes o prestación de servicios normalizados, exceptuando los de consultoría, que no consten en el catálogo electrónico y cuya cuantía sea inferior a multiplicar el coeficiente 0,0000002 del presupuesto inicial del Estado del correspondiente ejercicio económico; y,
- 3.- Las contrataciones de obras que tengan por objeto única y exclusivamente la reparación, refacción, remodelación, adecuación, mantenimiento o mejora de una construcción o infraestructura existente, cuyo presupuesto referencial sea inferior a multiplicar el coeficiente 0,0000002 del presupuesto inicial del Estado del correspondiente ejercicio económico. Para estos casos, no podrá considerarse en forma individual cada intervención, sino que la cuantía se calculará en función de todas las actividades que deban realizarse en el ejercicio económico sobre la construcción o infraestructura existente. En el caso de que el objeto de la contratación no sea el señalado en este

numeral, se aplicará el procedimiento de menor cuantía.

Las contrataciones previstas en este artículo se realizarán de forma directa con un proveedor seleccionado por la entidad contratante, sin que sea necesario que esté habilitado en el Registro Unico de Proveedores.

Estas contrataciones no podrán emplearse como medio de elusión de los procedimientos pre-contractuales; para el efecto, las entidades contratantes remitirán trimestralmente al organismo nacional responsable de la contratación pública, un informe sobre el número de contrataciones realizadas por ínfima cuantía, así como los nombres de los contratistas.

Si el organismo nacional responsable de la contratación pública llegare a detectar una subdivisión de contratos o cualquier infracción a este artículo, lo pondrá en conocimiento de los organismos de control para que inicien las acciones pertinentes.

El reglamento a esta Ley establecerá los procedimientos para la aplicación de esta modalidad.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1562

CODIGO TRIBUTARIO, Arts. 164

CAPITULO V PROCEDIMIENTOS ESPECIALES

SECCION I CONTRATACION INTEGRAL POR PRECIO FIJO

Art. 53.- Procedencia.- Para celebrar contratos de obra, podrá acordarse mediante resolución razonada de la máxima autoridad de la entidad, la celebración del Contrato Integral por precio fijo, cuando se cumplan de forma conjunta los siguientes requisitos:

1. Si del análisis previo a la resolución de la máxima autoridad, resulta más ventajosa esta modalidad con respecto a la contratación por precios unitarios;
2. Si se tratare de la ejecución de proyectos de infraestructura en los que fuere evidente el beneficio de consolidar en un solo contratista todos los servicios de provisión de equipo, construcción y puesta en operación;
3. Si el presupuesto referencial de dicha contratación sobrepasa el valor que resulte de multiplicar el coeficiente 0,000007 por el monto del Presupuesto Inicial del Estado del correspondiente ejercicio económico; y,
4. Que la Entidad Contratante cuente con los estudios completos, definitivos y actualizados.

Se prohíbe en esta clase de contratos la celebración de contratos complementarios, la inclusión de fórmulas de reajustes de precios o cualquier otro mecanismo de variación de precios. El plazo de ejecución no será sujeto a modificaciones salvo exclusivamente en los casos de fuerza mayor o caso fortuito.

Los contratistas de esta modalidad contractual asumen todos los riesgos y responsabilidades por el cumplimiento del objeto del contrato en las condiciones acordadas.

Nota: Numeral 3 reformado por artículo 3 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento

966 de 20 de Marzo del 2017 .

Art. 54.- Procedimiento de Selección.- La selección del contratista para la celebración de este tipo de contratos, se realizará mediante los procedimientos de Cotización o Licitación, según corresponda al monto de la contratación, sin que se puedan aplicar procedimientos especiales o de excepción.

Los oferentes deberán entregar el detalle y origen de los componentes de la obra y equipamiento acorde a las especificaciones técnicas requeridas para el fiel cumplimiento del proyecto. En la oferta se presentará el cronograma de la provisión, instalación y funcionamiento de los bienes y equipos; así como la puesta en operación del proyecto contratado.

Los pliegos contendrán criterios de valoración para incentivar el empleo de materiales, insumos, equipo y mano de obra de origen local o nacional.

Nota: Inciso primero sustituido por artículo 4 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 966 de 20 de Marzo del 2017 .

Art. 55.- Particularidades.- En esta modalidad todos los componentes del proyecto deben contratarse bajo la modalidad de contrato integral por precio fijo.

Los contratos integrales por precio fijo admiten la posibilidad de incluir en su objeto el mantenimiento de los componentes del proyecto, aspecto que deberá contemplarse en el contrato.

La terminación por mutuo acuerdo de estos contratos procederá exclusivamente por causas de fuerza mayor o caso fortuito aducidas por el contratista y aceptadas por la Entidad Contratante; o señaladas por esta última. No se admitirán como causales de terminación por mutuo acuerdo circunstancias imprevistas, técnicas o económicas.

La Entidad Contratante declarará la terminación unilateral y anticipada de estos contratos en caso de incumplimiento del contratista; o cuando ante circunstancias de fuerza mayor o caso fortuito señaladas por la Entidad Contratante, el contratista no aceptare la terminación de mutuo acuerdo.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1460, 1505, 1561

Art. 56.- Supervisión.- Este tipo de contratos estarán sujetos a la supervisión de la Entidad Contratante, que podrá ser realizada por sí misma o por terceros.

La supervisión vigilará que el contratista se rija a las especificaciones técnicas requeridas y a las obligaciones en cuanto a calidad y origen de los componentes de la obra, establecidos en el contrato.

SECCION II

CONTRATACIONES EN SITUACIONES DE EMERGENCIA

Art. 57.- Procedimiento.- Para atender las situaciones de emergencia definidas en el número 31 del artículo 6 de esta Ley, previamente a iniciarse el procedimiento, el Ministro de Estado o en general la máxima autoridad de la entidad deberá emitir resolución motivada que declare la emergencia, para justificar la contratación. Dicha resolución se publicará en el Portal COMPRASPUBLICAS.

La entidad podrá contratar de manera directa, y bajo responsabilidad de la máxima autoridad, las obras, bienes o servicios, incluidos los de consultoría, que se requieran de manera estricta para superar la situación de emergencia. Podrá, inclusive, contratar con empresas extranjeras sin requerir los requisitos previos de domiciliación ni de presentación de garantías; los cuales se cumplirán una vez suscrito el respectivo contrato.

En todos los casos, una vez superada la situación de emergencia, la máxima autoridad de la Entidad Contratante publicará en el Portal COMPRASPUBLICAS un informe que detalle las contrataciones realizadas y el presupuesto empleado, con indicación de los resultados obtenidos.

SECCION III DE LA ADQUISICION DE BIENES INMUEBLES

Nota: El Artículo 5 de la Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 966 de 20 de Marzo del 2017 , dice: sustituir el artículo 58 por los siguientes (Artículos 58 a 58.9):

Art. 58.- Declaratoria de utilidad pública. Cuando la máxima autoridad de la institución pública haya resuelto adquirir un determinado bien inmueble, necesario para la satisfacción de las necesidades públicas, procederá a la declaratoria de utilidad pública y de interés social de acuerdo con la Ley.

A la declaratoria se adjuntará el certificado del registrador de la propiedad; el avalúo establecido por la dependencia de avalúos y catastros del respectivo Gobierno Autónomo Municipal o Metropolitano; la certificación presupuestaria acerca de la existencia y disponibilidad de los recursos necesarios para el efecto; y, el anuncio del proyecto en el caso de construcción de obras de conformidad con la ley que regula el uso del suelo.

La declaratoria se notificará, dentro de tres días de haberse expedido, a los propietarios de los bienes a ser expropiados, los poseionarios y a los acreedores hipotecarios.

La expropiación de tierras rurales con fines agrarios se regulará por su propia ley.

La declaratoria de utilidad pública y de interés social se inscribirá en el Registro de la Propiedad. El Registrador de la Propiedad cancelará las inscripciones respectivas, en la parte correspondiente, de modo que el terreno y pertenencias expropiados queden libres, y se abstendrá de inscribir cualquier acto traslativo de dominio o gravamen, salvo que sea a favor de la institución pública que requiere la declaración de utilidad pública y de interés social. El Registrador comunicará al juez la cancelación en caso de embargo, secuestro o prohibición de enajenar, para los fines consiguientes.

Nota: Incisos segundo y séptimo sustituidos por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Nota: Artículo sustituido por artículo 5 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 966 de 20 de Marzo del 2017 .

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO II), Arts. 588, 589

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1572

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 61, 62, 63

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, Arts. 323

Art. 58A.- Los bienes inmuebles del Estado a nombre del gobierno nacional o central, gobierno supremo u otras denominaciones similares, que consten registrados dentro del patrimonio de las diversas instituciones, se entenderán que se encuentran bajo dominio de estas.

Al efecto, el Director Financiero de la Institución o quien haga sus veces, emitirá un certificado, con fundamento en el cual el Ministro respectivo o la máxima autoridad expedirá el acto administrativo correspondiente que se procederá a elevar a escritura pública e inscribir en el Registro de la Propiedad.

Los bienes registrados a nombre del gobierno nacional o central, gobierno supremo u otras

denominaciones similares, con respecto a los cuales no exista un claro destino, pasarán a dominio de INMOBILIAR.

Nota: Artículo agregado por Disposición Reformativa Quinta, numeral 1 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 31 de 7 de Julio del 2017 .

Art. 58.1.- Negociación y precio. Perfeccionada la declaratoria de utilidad pública y de interés social, se buscará un acuerdo directo entre las partes, hasta por el plazo máximo de treinta (30) días, sin perjuicio de la ocupación inmediata del inmueble. Para que proceda la ocupación inmediata se debe realizar el pago previo o la consignación en caso de no existir acuerdo. El retiro del valor consignado por el expropiado, que podrá requerirse en cualquier momento dentro del juicio de expropiación, no perjudicará la impugnación propuesta.

El precio que se convenga no podrá exceder del diez por ciento (10%) sobre el valor del avalúo registrado en el catastro municipal y sobre el cual se pagó el impuesto predial del año anterior al anuncio del proyecto en el caso de construcción de obras, o de la declaratoria de utilidad pública y de interés social para otras adquisiciones, del cual se deducirá la plusvalía proveniente de obras públicas y de otras ajenas a la acción del propietario.

El Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal o Metropolitano tendrá el plazo de un mes para entregar el avalúo registrado en el catastro municipal y sobre el cual se pagó el impuesto predial del año anterior al anuncio del proyecto en el caso de construcción de obras, o de la declaratoria de utilidad pública y de interés social para otras adquisiciones.

El órgano rector del catastro nacional georreferenciado determinará el avalúo del bien a expropiar cuando el Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal o Metropolitano no posea la capacidad técnica para elaborar su catastro, incumpla el plazo anterior o el realizado por la dependencia de avalúos y catastros, a criterio del organismo rector del catastro nacional, no se adecue a la normativa.

En ningún caso se reconocerán las obras efectuadas por el propietario posteriores a la fecha del anuncio del proyecto o de la declaratoria de utilidad pública y de interés social, según corresponda. Tampoco se reconocerán las obras efectuadas con anterioridad al anuncio del proyecto o de la declaratoria de utilidad pública cuando se realizaron sin autorización, ni aún aquellas que a pesar de tener los permisos respectivos se haya evidenciado mala fe.

Para expropiaciones parciales, del precio fijado conforme la regla anterior, también se deducirá la plusvalía que genere la obra pública que motiva la expropiación en la parte del inmueble no afectado. En estos casos no se cobrará la contribución especial de mejoras que resulte de la obra pública.

Los ajustes por plusvalía serán realizados conforme a la metodología que dicte el órgano rector del catastro nacional georreferenciados.

El acuerdo y la correspondiente transferencia de dominio, se formalizarán en la respectiva escritura pública, que se inscribirá en el Registro de la Propiedad. Los propietarios deberán tener cancelados todos los impuestos correspondientes a dicha propiedad, excepto los que correspondan a la transferencia de dominio, que no se generarán en este tipo de adquisiciones. Si los tributos se mantuvieran impagos, se deducirán del precio de venta.

Art. 58.2.- Falta de acuerdo. Expirado el plazo sin que sea posible un acuerdo directo la entidad expropiante emitirá el acto administrativo de expropiación tomando como precio el establecido en el artículo anterior sin tomar en cuenta el diez por ciento (10%). El propietario podrá impugnar dicho acto ante las y los jueces de lo contencioso administrativo, exclusivamente en cuanto al justo precio, de conformidad con el trámite para el juicio de expropiación establecido en el Código Orgánico General de Procesos.

El juez en su resolución fijará el precio definitivo en base al avalúo predial menos la plusvalía proveniente de obras públicas y otras ajenas a la acción del propietario. El avalúo predial será el registrado en el catastro municipal sobre el cual se pagó el último impuesto predial del año anterior al anuncio del proyecto en el caso de construcción de obras o de la declaratoria de utilidad pública y de interés social para otras adquisiciones.

En ningún caso se reconocerán las obras efectuadas por el propietario, posteriores a la fecha del anuncio del proyecto o de la declaratoria de utilidad pública y de interés social, según corresponda. Tampoco se reconocerán las obras efectuadas con anterioridad al anuncio del proyecto o de la declaratoria de utilidad pública cuando se realizaron sin autorización, ni aún aquellas anteriores, siempre que en este último caso se haya evidenciado mala fe.

Por pedido de las partes, el juez podrá solicitar al órgano rector del catastro nacional georreferenciado informe sobre si la metodología empleada por el GAD municipal o metropolitano es la adecuada para el avalúo del bien expropiado. En caso de que considere que dicha metodología no es la correcta, en el mismo informe, determinará el avalúo de los inmuebles vigentes a la fecha del anuncio del proyecto o de la declaratoria de utilidad pública y de interés social, según corresponda, al cual se deducirá la plusvalía proveniente de obras públicas y otras ajenas a la acción del propietario.

Para expropiaciones parciales, del precio fijado conforme las reglas anteriores, el juez deducirá la plusvalía de la obra pública que motiva la expropiación en la parte del terreno no afectado. En estos casos no se cobrará la contribución especial de mejoras que resulte de la obra pública.

En los casos previstos en este artículo, los avalúos municipales o metropolitanos y la plusvalía se determinarán de conformidad con la metodología que dicte el órgano rector del catastro nacional georreferenciado.

Para la transferencia de inmuebles adquiridos por declaratoria de utilidad pública y de interés social, los propietarios deberán tener cancelados todos los impuestos correspondientes a dicha propiedad, excepto los que correspondan a la transferencia de dominio, que no se generarán en este tipo de adquisiciones. Si los tributos se mantuvieran impagos, se deducirán del precio de venta.

Art. 58.3.- Expropiación parcial. Si se expropia una parte de un inmueble, de tal manera que quede para el dueño una parte inferior al quince por ciento (15%) de la propiedad, por extensión o precio, este podrá exigir que la expropiación incluya a la totalidad del predio. Además, será obligación de la institución expropiante proceder a la expropiación de la parte restante del inmueble si no cumple con el tamaño del lote mínimo exigido por el Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal o Metropolitano correspondiente.

Art. 58.4.- Afectación actividades económicas. Cuando exista en el predio expropiado, instalaciones en que se desarrollen actividades industriales o económicas, cuyo funcionamiento no pueda seguir por efecto de la expropiación, se pagará también la indemnización correspondiente a este daño.

En caso de que sea posible el traslado de tales instalaciones a otro inmueble, dentro de la misma localidad, la indemnización puede reducirse al costo del desmontaje, remoción, transporte y nuevo montaje.

Art. 58.5.- Ocupación temporal. La ocupación temporal consiste en el uso y goce de los terrenos o predios en áreas que no correspondan a la obra pública, pero necesarias para su desarrollo, mientras dure su construcción.

Cuando la entidad competente requiera la ocupación temporal, determinará el monto de la indemnización a pagar, aplicando los principios de equidad y justo precio.

Art. 58.6.- Gravámenes. Si el predio de cuya expropiación se trata estuviera afectado con hipoteca,

anticresis u otro gravamen, el acreedor podrá solicitar a la entidad expropiante que el justo precio cubra el monto de la deuda, previo acuerdo con el propietario del bien expropiado.

En el caso de que el predio se encuentre arrendado, el arrendatario podrá solicitar a la entidad expropiante que una parte del justo precio le sea entregado como indemnización, previo acuerdo con el propietario del bien expropiado.

De no existir acuerdo entre el propietario del bien expropiado y el acreedor hipotecario o el arrendatario, podrán impugnar el acto administrativo de expropiación exclusivamente en la parte que se refiere al valor a entregar al acreedor hipotecario o al arrendatario, conforme al trámite previsto en el Código Orgánico General de Procesos para la expropiación.

Art. 58.7.- Reversión. En cualquier caso en que la institución pública no destine el bien expropiado a los fines expresados en la declaratoria de utilidad pública y de interés social, dentro del plazo de dos años, contado desde la fecha en que quede inscrita en el Registro de la Propiedad la transferencia de dominio, el propietario podrá pedir su reversión ante el mismo órgano que emitió la declaratoria de utilidad pública y de interés social o ante el Tribunal de lo Contencioso Administrativo en el plazo de tres años. No cabrá la reversión si el nuevo destino del bien expropiado responde a una finalidad de utilidad pública y de interés social, así declarado previamente por la institución pública.

De igual manera, podrá solicitar la reversión en el caso que la institución pública no haya, cancelado el valor del bien dentro del año siguiente a la notificación de la declaratoria, siempre que no haya juicio de por medio, en cuyo caso el plazo comenzará a correr desde que se encuentre ejecutoriada la sentencia.

Art. 58.8.- Adquisición de bienes públicos. Para la transferencia de dominio de bienes inmuebles entre entidades del sector público, siempre y cuando llegaren a un acuerdo sobre aquella, no se requerirá de declaratoria de utilidad pública o interés social ni, en el caso de donación de insinuación judicial. Se la podrá realizar por compraventa, permuta, donación, compensación de cuentas, traslado de partidas presupuestarias o de activos. En caso de que no haya acuerdo la entidad pública que expropia procederá conforme esta Ley. Para su trámite se estará a lo dispuesto en el Reglamento de esta Ley.

Los bienes de uso público no estarán sujetos a procesos expropiatorios; sin embargo se podrá transferir la propiedad, de mutuo acuerdo, entre instituciones públicas siempre que no se afecte la finalidad al uso o servicio público del bien.

Art. 58.9.- Bienes en el extranjero. La adquisición de bienes inmuebles en el extranjero por parte del Estado o entidades del sector público ecuatoriano se someterá al Reglamento Especial que para el efecto emita el Presidente de la República.

Nota: El Artículo 5 de la Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 966 de 20 de Marzo del 2017 , dice: sustituir el artículo 58 por los siguientes (Artículos 58 a 58.9).

Art. 58.10.- Adquisición de inmuebles para la ejecución de proyectos públicos en asociación público-privada

Los órganos y entidades del sector público, incluidos los gobiernos autónomos descentralizados, pueden declarar de utilidad pública bienes que requieran ser destinados a la ejecución de proyectos públicos en asociación público-privada.

Cuando la ley no establezca un procedimiento específico de expropiación en razón del objeto del proyecto del que se trate, se aplicará el procedimiento determinado en el artículo precedente, con las variaciones que a continuación se detallan:

1. Por la naturaleza de los proyectos públicos en asociación público-privada, cuando el

financiamiento de la adquisición del inmueble la realice el socio privado, el requisito de certificación y disponibilidad presupuestaria para emprender el proceso de declaratoria de utilidad pública se ha de reemplazar por un certificado acerca de la modalidad de financiamiento empleada para la ejecución del proyecto.

2. La entidad contratante se ha de asegurar que los recursos necesarios para el financiamiento del pago del justo precio por la adquisición o expropiación de los bienes necesarios para la ejecución del proyecto estén disponibles a la fecha en que, de no mediar un acuerdo con el propietario de conformidad con el artículo precedente, deba ser consignado el precio ante el juez competente.

3. Consignado el precio ante el juez competente y sin perjuicio de la prosecución del correspondiente proceso judicial para la determinación del justo precio, en la primera providencia judicial, bajo responsabilidad personal del juez competente por el retraso, dispondrá la ocupación del respectivo bien en un plazo no mayor a quince días.

4. La entidad contratante podrá delegar al socio privado, siempre bajo su control, las actividades puramente materiales en el procedimiento de adquisición de bienes inmuebles a ser destinados a la ejecución de proyectos de interés público en asociación público-privada, en cuyo caso se habrá trasladado al gestor delegado el riesgo relacionado con la disponibilidad oportuna de los bienes para la ejecución del proyecto.

5. El riesgo vinculado con el pago del justo precio en sede judicial será distribuido entre la entidad delegante y el gestor delegado en el respectivo contrato.

Nota: Artículo agregado por Disposición reformativa cuarta de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 652 de 18 de diciembre del 2015 .

Nota: Artículo renumerado por artículo 6 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 966 de 20 de Marzo del 2017 .

SECCION IV DEL ARRENDAMIENTO DE BIENES INMUEBLES

Art. 59.- Régimen.- Los contratos de arrendamiento tanto para el caso en que el Estado o una institución pública tengan la calidad de arrendadora como arrendataria se sujetará a las normas previstas en el Reglamento de esta Ley.

Concordancias:

LEY ORGANICA DE LA CONTRALORIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 54

LEY DE INQUILINATO, Arts. 15, 16, 30

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1864

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 64

CAPITULO VI Feria Inclusiva

Nota: Capítulo agregado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Art. 59.1.- Feria Inclusiva.- La Feria Inclusiva es un procedimiento que se utilizará preferentemente por toda entidad contratante, con el objeto de adquirir obras, bienes y servicios de producción nacional, catalogados o normalizados, no catalogados o no normalizados. En este procedimiento únicamente podrán participar, en calidad de proveedores los productores individuales, las organizaciones de la Economía Popular y Solidaria, las unidades económicas populares, los artesanos, las micro y pequeñas unidades productivas.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Concordancias:

LEY ORGANICA DE ECONOMIA POPULAR Y SOLIDARIA, Arts. 132, 135

**TITULO IV
DE LOS CONTRATOS****CAPITULO I
DE LAS CAPACIDADES, INHABILIDADES O NULIDADES**

Art. 60.- Carácter de los Contratos.- Los contratos a los que se refiere esta Ley celebrados por las Entidades Contratantes, son contratos administrativos.

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 109

Art. 61.- Delegación.- Si la máxima autoridad de la Entidad Contratante decide delegar la suscripción de los contratos a funcionarios o empleados de la entidad u organismos adscritos a ella o bien a funcionarios o empleados de otras entidades del Estado, deberá emitir la resolución respectiva sin que sea necesario publicarla en el Registro Oficial, debiendo darse a conocer en el Portal COMPRASPUBLICAS.

Esta delegación no excluye las responsabilidades del delegante.

Para la suscripción de un contrato adjudicado no se requerirá de autorización previa alguna.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1464, 2033, 2038, 2041, 2042

LEY ORGANICA DE LA CONTRALORIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 54, 77

Art. 62.- Inhabilidades Generales.- No podrán celebrar contratos previstos en esta Ley con las Entidades Contratantes:

1. Quienes se hallaren incurso en las incapacidades establecidas por el Código Civil, o en las inhabilidades generales establecidas en la Ley;
2. El Presidente, el Vicepresidente de la República, los ministros y secretarios de Estado, el Director General o la Directora y demás funcionarios del Servicio Nacional de Contratación Pública, los legisladores, los presidentes o representantes legales de las Entidades Contratantes previstas en esta Ley, los prefectos y alcaldes; así como los cónyuges o parientes dentro del cuarto grado de consanguinidad y segundo de afinidad, de los dignatarios, funcionarios y servidores indicados en este numeral;
3. Los servidores públicos, esto es, funcionarios y empleados, que hubieren tenido directa o indirectamente vinculación en cualquier etapa del procedimiento de contratación o tengan un grado de responsabilidad en el procedimiento o que por sus actividades o funciones, se podría presumir que cuentan con información privilegiada;
4. Quienes consten suspendidos en el RUP;
5. Los que, no habiendo estado inhabilitados en el procedimiento precontractual, al momento de celebrar el contrato, lo estuvieren; y,
6. Los deudores morosos del Estado o sus instituciones.

Nota: Numeral 2. reformado por numeral 1. de artículo 2, ya que se sustituye Director Ejecutivo por Director General o la Directora de Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1463, 1483

CODIGO DE COMERCIO, Arts. 6, 7, 9, 10

LEY DE COMPAÑIAS, Arts. 145

CODIGO DE DERECHO INTERNACIONAL PRIVADO SANCHEZ DE BUSTAMANTE, Arts. 27

CODIGO DE LA NIÑEZ Y ADOLESCENCIA, Arts. 65

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 110

Art. 63.- Inhabilidades Especiales.- No podrán celebrar contratos con la Entidad Contratante:

1. Los consejeros provinciales, los concejales municipales y los vocales de las juntas parroquiales, en su respectiva jurisdicción;
2. Las personas naturales o jurídicas, incluidos sus representantes legales, que hubieren realizado los estudios, los diseños y los proyectos de ingeniería o arquitectura, que presenten algún tipo de vinculación respecto a los ejecutores de las obras; y, los que hubieren elaborado las especificaciones de los bienes a adquirirse; salvo que el contrato se refiera a fiscalización, supervisión, o actualización de los estudios, diseños o proyectos;
3. Los miembros de directorios u organismos similares o de la Comisión Técnica de la entidad convocante, sus cónyuges o parientes hasta el cuarto grado de consanguinidad y segundo de afinidad;
4. Los funcionarios, servidores o empleados que hayan intervenido en la etapa precontractual o contractual y que con su acción u omisión pudieren resultar favorecidos, su cónyuge o sus parientes hasta el cuarto grado de consanguinidad o segundo de afinidad, así como las personas jurídicas de derecho privado o sociedades de hecho en las que los indicados funcionarios, servidores o empleados, su cónyuge o sus parientes hasta el cuarto grado de consanguinidad y segundo de afinidad tengan participación, aún en el caso de que los referidos funcionarios, servidores o empleados hubieren renunciado a sus funciones; y,
5. Los que de manera directa hayan estado vinculados con la elaboración, revisión o aprobación de los pliegos, relacionados con el contrato a celebrarse.

Si se comprobare la intervención de un oferente inhábil, éste quedará eliminado del respectivo proceso precontractual, sin derecho a reclamo alguno.

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 110

Art. 64.- Contratos Celebrados contra Expresa Prohibición.- Si se celebrare un contrato contra expresa prohibición de esta Ley, la máxima autoridad de la Entidad Contratante podrá declarar en forma anticipada y unilateral la terminación del contrato, sin que proceda reconocer indemnización alguna al contratista. A partir de la fecha en que se declare la terminación unilateral, la institución contratante se abstendrá de realizar cualquier pago en razón del contrato, salvo el que resultare de la liquidación que se practicará.

Si la celebración del contrato causare perjuicio económico a la Entidad Contratante, serán responsables solidarios el contratista y los funcionarios que hubieren tramitado y celebrado el contrato, sin perjuicio de la sanción administrativa y penal a que hubiere lugar.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (TITULO PRELIMINAR), Arts. 9

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1697

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, Arts. 212, 233

Art. 65.- Nulidad del Contrato.- Los contratos regidos por esta Ley serán nulos en los siguientes casos:

1. Por las causas generales establecidas en la Ley;
2. Por haberse prescindido de los procedimientos y las solemnidades legalmente establecidas; y,
3. Por haber sido adjudicados o celebrados por un órgano manifiestamente incompetente.

El Procurador General del Estado tan pronto tenga conocimiento de cualquiera de estas irregularidades, demandará la nulidad del contrato, sin perjuicio de las responsabilidades administrativa, civil o penal de los funcionarios o empleados por cuya culpa se hubiere causado la nulidad.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (TITULO PRELIMINAR), Arts. 9

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1485, 1697

CODIGO DE DERECHO INTERNACIONAL PRIVADO SANCHEZ DE BUSTAMANTE, Arts. 183

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, Arts. 233, 237

Jurisprudencia:

Gaceta Judicial, NULIDAD DE LOS CONTRATOS DE LOS ENTES PUBLICOS, 28-oct-1999

Gaceta Judicial, NULIDAD DE CONTRATOS CON EL SECTOR PUBLICO, 18-mar-2003

Art. 66.- Denuncias.- La denuncia sobre contratos celebrados con personas inhábiles o sobre aquellos que recayera alguna causa de nulidad, podrá presentarla cualquier persona al Procurador General del Estado acompañando los documentos probatorios del caso, para que se analice la procedencia de demandar la nulidad del contrato sin perjuicio de que se inicien las demás acciones civiles o penales a las que hubiere lugar.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1463, 1485, 1697

Art. 67.- Consorcios o Asociaciones.- En cualquier proceso precontractual previsto en esta Ley, pueden participar consorcios o asociaciones de personas naturales y/o jurídicas, constituidos o por constituirse, en este último caso presentando el compromiso de asociación o consorcio correspondiente. Sin embargo, para la celebración de los contratos con una asociación o consorcio será requisito previo la presentación de la escritura pública mediante la cual se haya celebrado el contrato de asociación o consorcio, escritura en la que debe constar la designación de un apoderado.

Las escrituras de constitución y disolución de la asociación o consorcio deberán contener los requisitos establecidos en el Reglamento de esta Ley.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1957, 1962

LEY DE COMPAÑIAS, Arts. 137, 147

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, Arts. 66

CAPITULO II DE LOS REQUISITOS Y FORMA DE LOS CONTRATOS

Art. 68.- Requisitos de los Contratos.- Son requisitos para la celebración de los contratos, los siguientes:

1. La competencia del órgano de contratación;
2. La capacidad del adjudicatario;
3. La existencia de disponibilidad presupuestaria y de los recursos financieros necesarios para el cumplimiento de las obligaciones; y,
4. La formalización del contrato, observando el debido proceso y los requisitos constantes en la presente Ley y su Reglamento.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1462, 1561

Art. 69.- Suscripción de Contratos.- Los contratos que por su naturaleza o expreso mandato de la Ley lo requieran se formalizarán en escritura pública dentro del término de quince (15) días desde la notificación de la adjudicación. Los contratos cuya cuantía sea igual o superior a la base prevista para la licitación se protocolizarán ante Notario Público. Los gastos derivados del otorgamiento del contrato son de cuenta del contratista.

Las contrataciones que se realicen por el sistema de catálogo se formalizarán con la orden de compra y el acta de entrega.

Las contrataciones de menor cuantía se instrumentarán con la factura correspondiente, sin perjuicio de que se puedan elaborar documentos que contengan las obligaciones particulares que asuman las partes.

Los demás contratos se otorgarán por documento suscrito entre las partes sin necesidad de escritura pública.

Para la suscripción del contrato, será requisito previo la rendición de las garantías correspondientes.

Cuando por causas imputables al adjudicatario no se suscriba el contrato dentro del término correspondiente, la entidad deberá declararlo como adjudicatario fallido y disponer su suspensión del RUP. De existir ofertas habilitadas, la entidad, de convenir a sus intereses, adjudicará el contrato al oferente que hubiera presentado la siguiente oferta de mejor costo.

Si el contrato no se celebrare por causas imputables a la Entidad Contratante, el adjudicatario podrá demandar la correspondiente indemnización de los daños y perjuicios o reclamar administrativamente los gastos en que ha incurrido, siempre que se encuentren debida y legalmente comprobados. La entidad a su vez deberá repetir contra el o los funcionarios o empleados responsables.

En ningún caso se podrá iniciar la ejecución del contrato sin la previa celebración o formalización de los instrumentos expuestos en este artículo.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1561, 1572, 1717, 1719

LEY NOTARIAL, Arts. 19, 26

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, Arts. 11

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 112

Jurisprudencia:

Gaceta Judicial, FONDO DE GARANTIA POR CONTRATOS PUBLICOS, 27-ene-1998

Art. 70.- Administración del Contrato.- Los contratos contendrán estipulaciones específicas relacionadas con las funciones y deberes de los administradores del contrato, así como de quienes ejercerán la supervisión o fiscalización.

En el expediente se hará constar todo hecho relevante que se presente en la ejecución del contrato, de conformidad a lo que se determine en el Reglamento. Especialmente se referirán a los hechos, actuaciones y documentación relacionados con pagos; contratos complementarios; terminación del contrato; ejecución de garantías; aplicación de multas y sanciones; y, recepciones.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 2035, 2038, 2051, 2054

Art. 71.- Cláusulas Obligatorias.- En los contratos sometidos a esta Ley se estipulará obligatoriamente cláusulas de multas, así como una relacionada con el plazo en que la entidad deberá proceder al pago del anticipo, en caso de haberlo; el que no podrá exceder del término de treinta (30) días.

Las multas se impondrán por retardo en la ejecución de las obligaciones contractuales conforme al cronograma valorado, así como por incumplimientos de las demás obligaciones contractuales, las que se determinarán por cada día de retardo; las multas se calcularán sobre el porcentaje de las obligaciones que se encuentran pendientes de ejecutarse conforme lo establecido en el contrato.

En todos los casos, las multas serán impuestas por el administrador del contrato, y el fiscalizador, si lo hubiere, el o los cuales establecerán el incumplimiento, fechas y montos.

Las multas impuestas al contratista pueden ser impugnadas en sede administrativa, a través de los respectivos recursos, o en sede judicial o arbitral.

Nota: Artículo reformado por artículo 11 numeral 2 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 150 de 29 de Diciembre del 2017 .

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1458, 1488, 1551

Art. 72.- Contratos Modificatorios para Enmendar Casos de Errores.- Para corregir errores manifiestos de hecho, de transcripción o de cálculo que se hubieren producido de buena fe en las cláusulas contractuales, las entidades podrán celebrar contratos modificatorios que enmienden los errores encontrados.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO II), Arts. 721

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1469

Jurisprudencia:

Gaceta Judicial, FONDO DE GARANTIA DE LICITACION, 22-dic-1982

**CAPITULO III
DE LAS GARANTIAS**

Art. 73.- Formas de garantías.- En los contratos a que se refiere esta Ley, los contratistas podrán rendir cualquiera de las siguientes garantías:

1. Garantía incondicional, irrevocable y de cobro inmediato, otorgada por un banco o institución financiera establecidos en el país o por intermedio de ellos;
2. Fianza instrumentada en una póliza de seguros, incondicional e irrevocable, de cobro inmediato, emitida por una compañía de seguros establecida en el país;
3. Primera hipoteca de bienes raíces, siempre que el monto de la garantía no exceda del sesenta (60%) por ciento del valor del inmueble hipotecado, según el correspondiente avalúo catastral correspondiente;
4. Depósitos de bonos del Estado, de las municipalidades y de otras instituciones del Estado, certificaciones de la Tesorería General de la Nación, cédulas hipotecarias, bonos de prenda, Notas de crédito otorgadas por el Servicio de Rentas Internas, o valores fiduciarios que hayan sido calificados por el Directorio del Banco Central del Ecuador. Su valor se computará de acuerdo con su cotización en las bolsas de valores del país, al momento de constituir la garantía. Los intereses que produzcan pertenecerán al proveedor; y,
5. Certificados de depósito a plazo, emitidos por una institución financiera establecida en el país, endosados por valor en garantía a la orden de la Entidad Contratante y cuyo plazo de vigencia sea mayor al estimado para la ejecución del contrato.

No se exigirán las garantías establecidas por la presente Ley para los contratos referidos en el número 8 del artículo 2 de esta Ley.

Para hacer efectiva la garantía, la Entidad Contratante tendrá preferencia sobre cualquier otro acreedor, sea cual fuere la naturaleza del mismo y el título en que se funde su pretensión.

Las garantías otorgadas por bancos o instituciones financieras y las pólizas de seguros establecidas en los numerales 1 y 2 del presente artículo, no admitirán cláusula alguna que establezca trámite administrativo previo, bastando para su ejecución, el requerimiento por escrito de la entidad beneficiaria de la garantía. Cualquier cláusula en contrario, se entenderá como no escrita. En caso de incumplimiento, el banco, la institución financiera o la compañía aseguradora, será inhabilitada en el Sistema Nacional de Contratación Pública por el organismo responsable, hasta el cumplimiento de su obligación. En caso de reincidencia será inhabilitada por dos (2) años.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Concordancias:

CODIGO CIVIL (TITULO PRELIMINAR), Arts. 31

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 2238, 2309, 2371, 2374

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 117

Art. 74.- Garantía de Fiel Cumplimiento.- Para seguridad del cumplimiento del contrato y para responder por las obligaciones que contrajeran a favor de terceros, relacionadas con el contrato, el adjudicatario, antes o al momento de la firma del contrato, rendirá garantías por un monto equivalente al cinco (5%) por ciento del valor de aquel. En los contratos de obra, así como en los contratos integrales por precio fijo, esta garantía se constituirá para garantizar el cumplimiento del contrato y las obligaciones contraídas a favor de terceros y para asegurar la debida ejecución de la obra y la buena calidad de los materiales, asegurando con ello las reparaciones o cambios de aquellas partes de la obra en la que se descubran defectos de construcción, mala calidad o incumplimiento de las especificaciones, imputables al proveedor.

En los contratos de obra o en la contratación de servicios no normalizados, si la oferta económica adjudicada fuese inferior al presupuesto referencial en un porcentaje igual o superior al diez (10%) por ciento de éste, la garantía de fiel cumplimiento deberá incrementarse en un monto equivalente al veinte (20%) por ciento de la diferencia entre el presupuesto referencial y la cuantía del contrato.

Tales cauciones podrán constituirse mediante la entrega de las garantías contempladas en los números: 1, 2; y, 5 del artículo 73 de esta Ley.

No se exigirá este tipo de garantía en los contratos de compraventa de bienes inmuebles y de adquisición de bienes muebles que se entreguen al momento de efectuarse el pago.

Tampoco se exigirá esta garantía en los contratos cuya cuantía sea menor a multiplicar el coeficiente 0,000002 por el Presupuesto Inicial del Estado del correspondiente ejercicio económico.

Con cargo a la garantía de fiel cumplimiento se podrá efectivizar las multas que le fueren impuestas al contratista.

Nota: Incisos segundo y penúltimo reformados por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Jurisprudencia:

Gaceta Judicial, GARANTIA DE CUMPLIMIENTO DE CONTRATO, 29-ago-1986

Gaceta Judicial, GARANTIA DE ANTICIPO Y GARANTIA DE CUMPLIMIENTO CONTRACTUAL, 20-jul-2004

Art. 75.- Garantía por Anticipo.- Si por la forma de pago establecida en el contrato, la Entidad Contratante debiera otorgar anticipos de cualquier naturaleza, sea en dinero, giros a la vista u otra forma de pago, el contratista para recibir el anticipo, deberá rendir previamente garantías por igual valor del anticipo, que se reducirán en la proporción que se vaya amortizando aquél o se reciban provisionalmente las obras, bienes o servicios. Las cartas de crédito no se considerarán anticipo si su pago está condicionado a la entrega - recepción de los bienes u obras materia del contrato.

El monto del anticipo lo regulará la Entidad Contratante en consideración de la naturaleza de la contratación.

Art. 76.- Garantía Técnica para ciertos Bienes.- En los contratos de adquisición, provisión o instalación de equipos, maquinaria o vehículos, o de obras que contemplen aquella provisión o instalación, para asegurar la calidad y buen funcionamiento de los mismos, se exigirá, además, al momento de la suscripción del contrato y como parte integrante del mismo, una garantía del fabricante, representante, distribuidor o vendedor autorizado, la que se mantendrá vigente de acuerdo con las estipulaciones establecidas en el contrato.

Estas garantías son independientes y subsistirán luego de cumplida la obligación principal.

De no presentarse esta garantía, el contratista entregará una de las previstas en esta Ley por igual valor del bien a suministrarse, de conformidad con lo establecido en los pliegos y en el contrato.

Cualquiera de estas garantías entrará en vigencia a partir de la entrega recepción del bien.

Art. 77.- Devolución de las Garantías.- En los contratos de ejecución de obras, la garantía de fiel cumplimiento se devolverá al momento de la entrega recepción definitiva, real o presunta. En los demás contratos, las garantías se devolverán a la firma del acta recepción única o a lo estipulado en el contrato.

CAPITULO IV DE LA CESION Y SUBCONTRATACION

Art. 78.- Cesión de los Contratos.- El contratista está prohibido de ceder los derechos y obligaciones emanados del contrato.

Nota: Artículo sustituido por artículo 7 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 966 de 20 de Marzo del 2017 .

Concordancias:

CODIGO CIVIL (TITULO PRELIMINAR), Arts. 9

Art. 79.- Subcontratación.- El contratista podrá subcontratar la ejecución parcial del contrato con personas naturales o jurídicas registradas en el RUP, bajo su riesgo y responsabilidad.

Tratándose de subcontratación de consultoría, ésta sólo podrá realizarse para las actividades que expresamente se establezcan en los pliegos y que conste en la oferta adjudicada.

Las subcontrataciones no se las podrá realizar con personas inhabilitadas para contratar de acuerdo con esta Ley, ni podrán superar el treinta (30%) por ciento del monto del contrato reajustado.

Por la subcontratación, el contratista no pierde su responsabilidad respecto a la obligación de cumplimiento del contrato para con la Entidad Contratante, la que no asume responsabilidad principal ni solidaria o subsidiaria con el subcontratado y con su personal.

Las subcontrataciones que realicen las entidades previstas en el numeral 8 del artículo 2 de esta Ley en calidad de contratistas, observarán los procedimientos de selección previstos en esta Ley.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 2039

CODIGO DE COMERCIO, Arts. 134, 387

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 120

**CAPITULO V
DE LA ADMINISTRACION DEL CONTRATO**

Art. 80.- Responsable de la Administración del Contrato.- El supervisor y el fiscalizador del contrato son responsables de tomar todas las medidas necesarias para su adecuada ejecución, con estricto cumplimiento de sus cláusulas, programas, cronogramas, plazos y costos previstos.

Esta responsabilidad es administrativa, civil y penal según corresponda.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (TITULO PRELIMINAR), Arts. 29

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1474, 1483, 1562, 1574

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 121

**CAPITULO VI
DE LAS RECEPCIONES Y LA LIQUIDACION**

Art. 81.- Clases de Recepción.- En los contratos de adquisición de bienes y de prestación de servicios, incluidos los de consultoría, existirá una sola recepción, que se producirá de conformidad con lo establecido en el contrato y tendrá los efectos de recepción definitiva. Producida la recepción se devolverán las garantías otorgadas, a excepción de la garantía técnica.

En los contratos de ejecución de obra, así como en los contratos integrales por precio fijo existirán una recepción provisional y una definitiva.

Sin perjuicio de lo señalado en los incisos anteriores, en las contrataciones en que se pueda receptor las obras, bienes o servicios por etapas o de manera sucesiva, podrán efectuarse recepciones parciales.

En los casos en los que ante la solicitud del contratista, la Entidad Contratante no formulare ningún pronunciamiento ni iniciare la recepción dentro de los períodos determinados en el Reglamento de esta Ley, se considerará que tal recepción se ha efectuado de pleno derecho, para cuyo efecto un Juez de lo Civil o un Notario Público, a solicitud del contratista notificará obligatoriamente que dicha recepción se produjo; la negativa del funcionario será causal de sanción por parte del Consejo de la Judicatura. La recepción presunta definitiva producirá como único efecto la terminación del contrato, dejando a salvo los derechos de las partes a la liquidación técnico económica correspondiente.

La entidad contratante declarará la recepción presunta a su favor, respecto de los contratistas de obras, adquisición de bienes o servicios, incluidos los de consultoría, en el caso de que éstos se negaren expresamente a suscribir las actas de entrega recepción previstas, o si no las suscribieren en el término de diez días, contado desde el requerimiento formal de la entidad contratante. La recepción presunta por parte de la entidad contratante, la realizará la máxima autoridad o su delegado mediante resolución motivada, que será notificada al contratista de conformidad con el procedimiento establecido en el Reglamento de esta Ley.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1564, 1696, 1766, 1767, 1768

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 122, 123, 124, 125

CAPITULO VII DEL REAJUSTE DE PRECIOS

Art. 82.- Sistema de Reajuste.- Los contratos de ejecución de obras, adquisición de bienes o de prestación de servicios, a que se refiere esta Ley, cuya forma de pago corresponda al sistema de precios unitarios, se sujetarán al sistema de reajuste de precios de conformidad con lo previsto en el Reglamento a esta Ley. Serán también reajustables los contratos de consultoría que se suscribieran bajo cualquier modalidad.

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 126

Art. 83.- Indices.- Para la aplicación de las fórmulas, los precios e índices de precios serán proporcionados por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC), mensualmente, dentro de los diez (10) días del mes siguiente, de acuerdo con su propia reglamentación. Para estos efectos, la Servicio Nacional de Contratación Pública mantendrá permanente coordinación con el INEC.

Si por la naturaleza del contrato, el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos no pudiere proporcionar los precios e índices de precios, la respectiva entidad, solicitará al INEC la calificación de aquellos, tomándolos de publicaciones especializadas. El INEC, en el término de cinco (5) días contado desde la recepción de la solicitud, calificará la idoneidad de los precios e índices de precios de dichas publicaciones especializadas propuestas. En caso de que dicho instituto no lo haga en el término señalado, se considerarán calificados tales precios e índice de precios, para efectos de su inclusión en la fórmula polinómica, bajo la responsabilidad de la entidad.

Art. 84.- Contratos Integrales por Precio Fijo.- No serán aplicables las disposiciones contenidas en este Capítulo a los contratos integrales por precio fijo.

CAPITULO VIII DE LOS CONTRATOS COMPLEMENTARIOS

Art. 85.- Obras y Servicios Complementarios.- En el caso de que fuere necesario ampliar, modificar o complementar una obra o servicio determinado por causas imprevistas o técnicas, debidamente motivadas, presentadas con su ejecución, el Estado o la Entidad Contratante podrá celebrar con el mismo contratista, sin licitación o concurso, contratos complementarios que requiera la atención de las modificaciones antedichas, siempre que se mantengan los precios de los rubros del contrato original, reajustados a la fecha de celebración del respectivo contrato complementario.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (TITULO PRELIMINAR), Arts. 30

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1563, 1574

Jurisprudencia:

Gaceta Judicial, CONTRATO DE PRESTACION DE SERVICIOS, 24-ago-2009

Art. 86.- Creación de Rubros Nuevos.- Si para la adecuada ejecución de una obra o prestación de un servicio, por motivos técnicos, fuere necesaria la creación de nuevos rubros, podrá celebrarse contratos complementarios dentro de los porcentajes previstos en el artículo siguiente.

Para el pago de los rubros nuevos se estará a los precios referenciales actualizados de la Entidad Contratante, si los tuviere; en caso contrario, se los determinará de mutuo acuerdo entre las partes.

Art. 87.- Normas para la aplicación de los contratos complementarios. La suma total de las cuantías de los contratos complementarios no podrá exceder del ocho por ciento (8%) del valor del contrato principal.

Para el caso de obras, la indicada suma total se computará de la siguiente manera:

1. Para el caso de diferencia de cantidades se utilizará el artículo 88 de la presente Ley.
2. Para el caso de rubros nuevos se empleará el artículo 89 de esta Ley.
3. Si se sobrepasa los porcentajes previstos en los artículos señalados en los numerales que preceden será necesario tramitar los contratos complementarios que se requieran, siempre que éstos no excedan del ocho por ciento (8%) del valor del contrato principal.

La suma total de los contratos complementarios, órdenes de trabajo y diferencia en cantidades a los que se refiere este capítulo, para el caso de obras, en ningún caso excederá del quince por ciento (15%) del valor del contrato principal.

El valor de los contratos complementarios de consultoría no podrá exceder del quince por ciento (15%) del valor del contrato principal.

El contratista deberá rendir garantías adicionales de conformidad con esta Ley.

En los contratos complementarios a los que se refieren los dos artículos precedentes constarán la correspondiente fórmula o fórmulas de reajuste de precios, de ser el caso.

En los contratos complementarios se podrá contemplar el pago de anticipos en la misma proporción prevista en el contrato original.

No procede la celebración de contratos complementarios para los de adquisiciones de bienes sujetos a esta Ley.

En todos los casos, en forma previa a la suscripción de los contratos complementarios, se requerirá contar con la certificación presupuestaria correspondiente.

Solo en casos excepcionales y previo informe favorable del Contralor General del Estado, la suma total de los contratos complementarios, órdenes de trabajo y diferencia en cantidades a los que se refiere este capítulo, para el caso de obras, así como el valor de los contratos complementarios de consultoría, podrán alcanzar hasta el treinta y cinco por ciento (35%) del valor del contrato principal. La Contraloría General del Estado tendrá el término de treinta (30) días para emitir su informe, caso contrario se considerará favorable. El Reglamento a esta Ley establecerá la documentación que se deberá adjuntar a la solicitud.

En el caso de no existir informe favorable o que el monto de contratos complementarios, órdenes de trabajo o diferencias de obra superen los porcentajes permitidos, la máxima autoridad deberá dar por terminado el contrato, iniciar un nuevo proceso de contratación previo los estudios del caso y emprender las acciones contempladas en esta Ley para el consultor o los funcionarios de la institución responsables de los estudios precontractuales.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Nota: Artículo sustituido por artículo 8 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 966 de 20 de Marzo del 2017 .

Concordancias:

LEY ORGANICA DEL SISTEMA NACIONAL DE CONTRATACION PUBLICA, Arts. 73

Art. 88.- Diferencia en cantidades de obra. Si al ejecutarse la obra de acuerdo con los planos y especificaciones del contrato se establecieren diferencias entre las cantidades reales y las que constan en el cuadro de cantidades estimadas en el contrato, la entidad podrá ordenar y pagar directamente sin necesidad de contrato complementario, hasta el cinco por ciento (5%) del valor del contrato principal, siempre que no se modifique el objeto contractual. A este efecto, bastará dejar constancia del cambio en un documento suscrito por las partes.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Nota: Artículo sustituido por artículo 9 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 966 de 20 de Marzo del 2017 .

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 127

Art. 89.- Ordenes de trabajo. La Entidad Contratante podrá disponer, durante la ejecución de la obra, hasta del dos por ciento (2%) del valor del contrato principal, para la realización de rubros nuevos, mediante órdenes de trabajo y empleando la modalidad de costo más porcentaje. En todo caso, los recursos deberán estar presupuestados de conformidad con la presente Ley.

Las órdenes de trabajo contendrán las firmas de las partes y de la fiscalización.

Nota: Artículo sustituido por artículo 10 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 966 de 20 de Marzo del 2017 .

Art. 90.- Certificación de Recursos.- Para todos aquellos casos en que la Entidad Contratante decida contraer obligaciones de erogación de recursos por efecto de contratos complementarios, obras adicionales u órdenes de trabajo, de manera previa a su autorización deberá contarse con la

respectiva certificación de existencia de recursos para satisfacer tales obligaciones.

Art. 91.- Contratos Complementarios en la Modalidad Integral por Precio Fijo.- No serán aplicables las disposiciones contenidas en este capítulo a los contratos integrales por precio fijo.

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 144

**CAPITULO IX
DE LA TERMINACION DE LOS CONTRATOS**

Art. 92.- Terminación de los Contratos.- Los contratos terminan:

1. Por cumplimiento de las obligaciones contractuales;
2. Por mutuo acuerdo de las partes;
3. Por sentencia o laudo ejecutoriados que declaren la nulidad del contrato o la resolución del mismo a pedido del contratista;
4. Por declaración unilateral del contratante, en caso de incumplimiento del contratista; y,
5. Por muerte del contratista o por disolución de la persona jurídica contratista que no se origine en decisión interna voluntaria de los órganos competentes de tal persona jurídica.

Los representantes legales de las personas jurídicas cuya disolución se tramita están obligados, bajo su responsabilidad personal y solidaria, a informar a la autoridad a la que compete aprobar la disolución, sobre la existencia de contratos que aquellas tengan pendientes con las Entidades Contratantes previstas en esta Ley, y a comunicar a las Entidades Contratantes respectivas sobre la situación y causales de disolución.

Para los indicados casos de disolución de personas jurídicas, antes de expedir la resolución que la declare, la autoridad correspondiente deberá comunicar sobre el particular al Servicio Nacional de Contratación Pública, para que éstos, en el término de diez (10) días, informen si la persona jurídica cuya disolución se tramita no tiene contratos pendientes con las entidades sujetas a esta Ley o precise cuáles son ellos.

Con la contestación del Servicio Nacional de Contratación Pública o vencido el antedicho término, se dará trámite a la resolución, sin perjuicio de la responsabilidad de los funcionarios o empleados que incumplieron su deber de informar.

De existir contratos pendientes de la persona jurídica frente al Estado o Entidades Contratantes, el Servicio Nacional de Contratación Pública informará sobre aquellos a la Entidad Contratante, a la autoridad a la que compete aprobar la disolución y a la Procuraduría General del Estado, para que en el proceso de liquidación adopten las acciones conducentes a precautelar y defender los intereses públicos.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1505, 1561, 1583

LEY DE COMPAÑIAS, Arts. 367, 371, 372

LEY ORGANICA DE LA PROCURADURIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 5

Art. 93.- Terminación por Mutuo Acuerdo.- Cuando por circunstancias imprevistas, técnicas o económicas, o causas de fuerza mayor o caso fortuito, no fuere posible o conveniente para los intereses de las partes, ejecutar total o parcialmente, el contrato, las partes podrán, por mutuo acuerdo, convenir en la extinción de todas o algunas de las obligaciones contractuales, en el estado en que se encuentren.

La terminación por mutuo acuerdo no implicará renuncia a derechos causados o adquiridos en favor de la Entidad Contratante o del contratista.

Dicha entidad no podrá celebrar contrato posterior sobre el mismo objeto con el mismo contratista.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (TITULO PRELIMINAR), Arts. 30

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1561

Art. 94.- Terminación Unilateral del Contrato.- La Entidad Contratante podrá declarar terminada anticipada y unilateralmente los contratos a que se refiere esta Ley, en los siguientes casos:

1. Por incumplimiento del contratista;
2. Por quiebra o insolvencia del contratista;
3. Si el valor de las multas supera el monto de la garantía de fiel cumplimiento del contrato;
4. Por suspensión de los trabajos, por decisión del contratista, por más de sesenta (60) días, sin que medie fuerza mayor o caso fortuito;
5. Por haberse celebrado contratos contra expresa prohibición de esta Ley;
6. En los demás casos estipulados en el contrato, de acuerdo con su naturaleza; y,
7. La Entidad Contratante también podrá declarar terminado anticipada y unilateralmente el contrato cuando, ante circunstancias técnicas o económicas imprevistas o de caso fortuito o fuerza mayor, debidamente comprobadas, el contratista no hubiere accedido a terminar de mutuo acuerdo el contrato. En este caso, no se ejecutará la garantía de fiel cumplimiento del contrato ni se inscribirá al contratista como incumplido.

En este último caso, el contratista tiene la obligación de devolver el monto del anticipo no amortizado en el término de treinta (30) días de haberse notificado la terminación unilateral del contrato en la que constará la liquidación del anticipo, y en caso de no hacerlo en término señalado, la entidad procederá a la ejecución de la garantía de Buen Uso del Anticipo por el monto no devengado. El no pago de la liquidación en el término señalado, dará lugar al pago de intereses desde la fecha de notificación; intereses que se imputará a la garantía de fiel cumplimiento del contrato.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (TITULO PRELIMINAR), Arts. 9

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1461, 1505, 1561, 1697

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 146

Art. 95.- Notificación y Trámite.- Antes de proceder a la terminación unilateral, la Entidad Contratante notificará al contratista, con la anticipación de diez (10) días término, sobre su decisión de terminarlo unilateralmente. Junto con la notificación, se remitirán los informes técnico y económico, referentes al cumplimiento de las obligaciones de la Entidad Contratante y del contratista. La notificación señalará específicamente el incumplimiento o mora en que ha incurrido el contratista de acuerdo al artículo anterior y le advertirá que de no remediarlo en el término señalado, se dará por terminado unilateralmente el contrato.

Si el contratista no justificare la mora o no remediare el incumplimiento, en el término concedido, la Entidad Contratante podrá dar por terminado unilateralmente el contrato, mediante resolución de la máxima autoridad de la Entidad Contratante, que se comunicará por escrito al contratista y se publicará en el portal institucional del Servicio Nacional de Contratación Pública SERCOP. La resolución de terminación unilateral no se suspenderá por la interposición de reclamos o recursos administrativos, demandas contencioso administrativas, arbitrales o de cualquier tipo o de acciones de amparo de parte del contratista. Tampoco se admitirá acciones constitucionales contra las resoluciones de terminación unilateral del contrato, porque se tienen mecanismos de defensas

adecuados y eficaces para proteger los derechos derivados de tales resoluciones, previstos en la Ley.

Los contratistas no podrán aducir que la Entidad Contratante está en mora del cumplimiento de sus obligaciones económicas en el caso de que el anticipo que les fuere entregado en virtud del contrato no se encontrare totalmente amortizado. La forma de calcular la amortización del anticipo constará en el Reglamento respectivo.

Solo se aducirá mora en el cumplimiento de las obligaciones económicas de la Entidad Contratante cuando esté amortizado totalmente el anticipo entregado al contratista, y éste mantenga obligaciones económicas pendientes de pago.

La declaración unilateral de terminación del contrato dará derecho a la Entidad Contratante a establecer el avance físico de las obras, bienes o servicios, su liquidación financiera y contable, a ejecutar las garantías de fiel cumplimiento y, si fuere del caso, en la parte que corresponda, la garantía por el anticipo entregado debidamente reajustados hasta la fecha de terminación del contrato, teniendo el contratista el plazo término de diez (10) días para realizar el pago respectivo. Si vencido el término señalado no efectúa el pago, deberá cancelar el valor de la liquidación más los intereses fijados por el Directorio del Banco Central del Ecuador, los que se calcularán hasta la fecha efectiva del pago.

La Entidad Contratante también tendrá derecho a demandar la indemnización de los daños y perjuicios, a que haya lugar.

Una vez declarada la terminación unilateral, la Entidad Contratante podrá volver a contratar inmediatamente el objeto del contrato que fue terminado, de manera directa, de conformidad con el procedimiento que se establezca en el reglamento de aplicación de esta Ley.

Nota: Incisos segundo y último sustituidos por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1512, 1567, 1572, 1766, 2109

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 146

Jurisprudencia:

Gaceta Judicial, EJECUCION DE GARANTIA DE FIEL CUMPLIMIENTO, 18-dic-1986

Art. 96.- Terminación por Causas Imputables a la Entidad Contratante.- El contratista podrá demandar la resolución del contrato, por las siguientes causas imputables a la Entidad Contratante:

1. Por incumplimiento de las obligaciones contractuales por más de sesenta (60) días;
2. Por la suspensión de los trabajos por más de sesenta (60) días, dispuestos por la entidad sin que medie fuerza mayor o caso fortuito;
3. Cuando los diseños definitivos sean técnicamente inejecutables o no se hubieren solucionado defectos de ellos, en este caso, la Entidad Contratante iniciará las acciones legales que correspondan en contra de los consultores por cuya culpa no se pueda ejecutar el objeto de la contratación; y,
4. Cuando, ante circunstancias técnicas o económicas imprevistas o de caso fortuito o fuerza mayor, debidamente comprobadas, la Entidad Contratante no hubiere accedido a terminar de mutuo acuerdo el contrato.

En ningún caso se considerará que las Entidades Contratantes se hallan en mora del pago, si el anticipo entregado no ha sido devengado en su totalidad.

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1505, 1568

**CAPITULO X
DEL REGISTRO DE LOS CONTRATOS Y LOS PROVEEDORES**

Art. 97.- Registro Público Electrónico de Contratos.- El Servicio Nacional de Contratación Pública llevará un Registro Público Electrónico de los Contratos tramitados al amparo de esta Ley con las debidas previsiones técnicas y legales para su acceso en cualquier momento.

Las entidades registrarán la información requerida por el Servicio Nacional de Contratación Pública dentro del Portal COMPRASPUBLICAS.

El Servicio Nacional de Contratación Pública, implementará los mecanismos tecnológicos para asegurar la recuperación íntegra de la información, independientemente de la plataforma o sistema empleado para crearlo, transmitirlo o almacenarlo.

Concordancias:

LEY ORGANICA DE EMPRESAS PUBLICAS, LOEP, Arts. 45

Art. 98.- Registro de Incumplimientos.- Las entidades remitirán obligatoriamente al Servicio Nacional de Contratación Pública la nómina de todos aquellos contratistas o proveedores que hubieren incumplido sus obligaciones contractuales o se hubieren negado a suscribir contratos adjudicados, acompañando los documentos probatorios correspondientes, a fin de que sean suspendidos en el RUP por cinco (5) y tres (3) años, respectivamente. En consecuencia, la actualización del registro será responsabilidad del Servicio Nacional de Contratación Pública.

Para este fin, el Servicio Nacional de Contratación Pública y las instituciones del Sistema Nacional de Contratación Pública procurarán la interconexión e interoperabilidad de sus sistemas de información y bases de datos.

El Reglamento establecerá la periodicidad, requisitos, plazos y medios en que se remitirá la información.

El Registro de incumplimientos será información pública que constará en el Portal COMPRASPUBLICAS.

Concordancias:

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, Arts. 212

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1505, 1561, 1562, 1572, 1573

LEY ORGANICA DE LA CONTRALORIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 31

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 147, 148

**CAPITULO XI
RESPONSABILIDADES**

Art. 99.- Responsabilidades.- En todos los procedimientos precontractuales previstos en esta Ley, los oferentes participarán a su riesgo.

Los miembros de la asociación o consorcio contratista serán responsables solidaria e indivisiblemente por el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la oferta y del contrato, indistintamente del plazo de duración de la asociación. La ejecución del contrato es indivisible y

completa para los asociados, a efectos de determinar su experiencia y cumplimiento.

La máxima autoridad de la entidad, así como los funcionarios o servidores de la misma que hubieren intervenido en cualquiera de las etapas de los procedimientos precontractuales de preparación, selección, contratación así como en la ejecución misma de los contratos serán personal y pecuniariamente responsables por el incumplimiento de las disposiciones de esta Ley, sin perjuicio, de ser el caso, de la responsabilidad penal a que hubiere lugar.

La Entidad contratante, obligatoriamente seguirá la acción correspondiente, en contra de él o los funcionarios o empleados por cuya acción u omisión la entidad debió indemnizar a contratistas o proveedores, por el incumplimiento de sus obligaciones contractuales o legales.

Será causal de cesación de funciones por destitución o desvinculación sin derecho a indemnización alguna, tanto en el régimen común como en el especial, el servidor público, empleado u obrero de una empresa pública, o quien tenga relación laboral con el Estado a través de las entidades a las que se refiere el artículo 1 de esta Ley, luego del debido proceso pertinente por el hecho de aceptar invitaciones, viajes de observación, giras promocionales, atenciones sociales, invitaciones institucionales o promocionales, o cualquier otro tipo de evento solventado por el oferente o contratante, para sí, para miembros de su familia o terceros a nombre del servidor público, empleado u obrero de una empresa pública o quien tenga relación laboral con el Estado, lo que será sancionado de conformidad con la Ley correspondiente.

Las entidades contratantes están prohibidas de incluir en el presupuesto referencial y en el precio del contrato los costos de cualquier reunión de trabajo, visita, inspección, recepción, proceso de capacitación, transferencia de conocimiento, entre otros. Se exceptúa de esta disposición los eventos de transferencia de conocimiento que sea en fábrica o para eventos de alta especialidad tecnológica o del conocimiento que estará previsto en el reglamento de aplicación a esta Ley, en todo caso los costos de estas actividades los cubrirá la entidad contratante mediante la aplicación de la normativa correspondiente.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Concordancias:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1527, 1543

LEY ORGANICA DE LA CONTRALORIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 45, 56, 73

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, Arts. 233

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 149

LEY ORGANICA DE EMPRESAS PUBLICAS, LOEP, Arts. 15, 31

LEY ORGANICA DE SERVICIO PUBLICO, LOSEP, Arts. 41, 24

Art. 100.- Responsabilidad de los Consultores. Los consultores nacionales y extranjeros son legal y económicamente responsables de la validez científica y técnica de los servicios contratados y su aplicabilidad, dentro de los términos contractuales, las condiciones de información básica disponible y el conocimiento científico y tecnológico existente a la época de su elaboración. Esta responsabilidad prescribe en el plazo de cinco años, contados a partir de la recepción definitiva de los estudios.

Si por causa de los estudios elaborados por los consultores, ocurrieren perjuicios técnicos o económicos en la ejecución de los contratos, establecidos por la vía judicial o arbitral, la máxima autoridad de la Entidad Contratante dispondrá que el consultor sea suspendido del RUP por el plazo de cinco (5) años, sin perjuicio de las demás sanciones aplicables.

En el caso de ejecución de obra, asimismo serán suspendidos del RUP por el plazo de cinco (5)

años, sin perjuicio de su responsabilidad civil, los consultores que elaboraron los estudios definitivos y actualizados si es que el precio de implementación de los mismos sufre una variación superior al treinta y cinco por ciento (35%) del valor del contrato de obra, por causas imputables a los estudios. Para la comparación se considerará el presupuesto referencial y los rubros a ejecutar según el estudio, frente al precio final de la obra sin reajuste de precio.

En el caso que los estudios para la ejecución de obra fueran elaborados por servidores de la misma institución pública si es que el precio de implementación de los mismos sufre una variación superior al treinta y cinco por ciento (35%) del valor del contrato de obra, por causas imputables a los estudios, serán sancionados con la destitución sin derecho a indemnización, previo el sumario administrativo respectivo, sin perjuicio de su responsabilidad civil.

Nota: Artículo sustituido por artículo 11 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 966 de 20 de Marzo del 2017 .

Jurisprudencia:

Gaceta Judicial, REAJUSTE DE PRECIOS EN CONTRATO DE CONSULTORIA, 12-dic-2001

Art. 101.- Retención Indevida de Pagos.- El funcionario o empleado al que incumpla el pago de planillas u otras obligaciones de una Entidad Contratante que retenga o retarde indebidamente el pago de los valores correspondientes, en relación al procedimiento de pago establecido en los contratos respectivos, será destituido de su cargo por la autoridad nominadora y sancionado con una multa no menor de 10 salarios básicos unificados, que podrá llegar al diez (10%) por ciento del valor indebidamente retenido, sin perjuicio de las acciones civiles y penales a que hubiere lugar.

La multa será impuesta observando el procedimiento previsto en la Disposición General Primera de esta Ley.

El Servicio Nacional de Contratación Pública vigilará el cumplimiento de esta disposición.

TITULO V DE LAS RECLAMACIONES Y CONTROVERSIAS

CAPITULO I DE LAS RECLAMACIONES

Art. 102.- Reclamaciones.- Para todos los efectos de esta Ley, quienes tengan interés directo, que se consideren afectados por las actuaciones realizadas por entidades contratantes previstas en el artículo 1 de esta Ley podrán presentar un reclamo motivado ante el Servicio Nacional de Contratación Pública, quien en caso de considerar la existencia de indicios de incumplimiento de las normas de la presente ley, su reglamento y las regulaciones, normas técnicas y demás normativa emitida por el Servicio Nacional de Contratación Pública SERCOP, notificará de este particular a la máxima autoridad de la entidad contratante, quien dispondrá la suspensión del proceso por el plazo de siete días hábiles, en el que deberá presentar las pruebas y argumentos técnicos correspondientes.

Al término del plazo previsto en este artículo, la máxima autoridad de la entidad contratante podrá implementar las rectificaciones que correspondan, o continuar con el proceso.

El Servicio Nacional de Contratación Pública SERCOP podrá sugerir medidas necesarias para rectificar el proceso y, de ser el caso, la suspensión definitiva del procedimiento precontractual y notificará a los órganos de control competentes.

El reclamo que trata el presente artículo, se podrá ejercer sin perjuicio del recurso administrativo previsto en esta Ley que se pueda interponer contra actos administrativos expedidos por las

entidades públicas; y, las acciones judiciales previstas en la normativa vigente.

Todo esto sin perjuicio de una reclamación ante la misma entidad contratante, de así considerarlo quien tenga interés directo.

Operará la preclusión de derechos, una vez transcurridos tres días hábiles después de concluida cada fase del proceso de contratación pública.

"Los procesos de contratación pública no son susceptibles de acciones constitucionales porque tienen mecanismos de defensa adecuados y eficaces para proteger los derechos derivados de tales procesos previstos en la Ley".

Nota: Declarar la inconstitucionalidad del texto entre comillas, dado por Resolución de la Corte Constitucional No. 6, publicada en Registro Oficial Suplemento 911 de 21 de Febrero del 2017 .

La suspensión del proceso no dará lugar a ningún tipo de reparación o indemnización a los oferentes.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, Arts. 66

Art. 103.- Del Recurso.- El recurso de apelación se podrá interponer exclusivamente de los actos administrativos expedidos por entidades públicas contratantes. Quienes tengan interés directo en el proceso de contratación pública dispondrán del término de tres (3) días contados desde la notificación del acto administrativo para formular su recurso. La entidad contratante deberá expedir su resolución, de manera motivada, en un término no mayor a siete (7) días contados a partir de la interposición del recurso.

El recurso presentado no suspende la ejecución del acto administrativo impugnado. Sin embargo de no resolverse el recurso en el término previsto en el inciso anterior, el Servicio Nacional de Contratación Pública SERCOP suspenderá en el portal institucional la continuación del procedimiento hasta la resolución del recurso interpuesto; sin perjuicio de la responsabilidad administrativa y civil a que hubiere lugar.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Concordancias:

ESTATUTO REGIMEN JURIDICO ADMINISTRATIVO FUNCION EJECUTIVA, ERJAFE, Arts. 176

CAPITULO II DE LA SOLUCION DE CONTROVERSIAS

Art. 104.- Métodos Alternativos de Solución de Controversias.- De existir diferencias entre las partes contratantes no solventadas dentro del proceso de ejecución, podrán utilizar los procesos de mediación y arbitraje en derecho, que lleven a solucionar sus diferencias, de conformidad con la cláusula compromisoria respectiva.

Concordancias:

REGLAMENTO A LA LEY ORGANICA SISTEMA NACIONAL CONTRATACION PUBLICA, Arts. 160, 161, 162

Art. 105.- Instancia Unica.- De surgir controversias en que las partes no concuerden someterlas a los procedimientos de mediación y arbitraje y decidan ir a sede judicial, el procedimiento se lo ventilará ante los Tribunales Distritales de lo Contencioso Administrativo aplicando para ello la Ley de la Jurisdicción Contencioso Administrativa.

Concordancias:

LEY DE ARBITRAJE Y MEDIACION, Arts. 4

Título VI

De las Infracciones y Sanciones

Nota: Título agregado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Art. 106.- Infracciones de proveedores.- A más de las previstas en la ley, se tipifican como infracciones realizadas por un proveedor, a las siguientes conductas:

- a. No actualizar la información en el Registro Unico de Proveedores dentro del término de diez días de producida la modificación;
- b. Participar en uno o más procedimientos de contratación, sin estar habilitado en el Registro Unico de Proveedores, salvo que se trate de un procedimiento exento de este requisito;
- c. Proporcionar información falsa o realizar una declaración errónea dentro de un procedimiento de contratación, inclusive, respecto de su calidad de productor nacional.
- d. Utilizar el portal para fines distintos de los establecidos en la ley o el reglamento.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Nota: Literal c sustituido por artículo 12 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 966 de 20 de Marzo del 2017 .

Nota: El artículo 17 del Código Orgánico Integral Penal dispone: "Se considerarán exclusivamente como infracciones penales las tipificadas en este Código. Las acciones u omisiones punibles, las penas o procedimientos penales previstos en otras normas jurídicas no tendrán validez jurídica alguna, salvo en materia de niñez y adolescencia.

Art. 107.- Las infracciones previstas serán sancionadas con la suspensión en el Registro Unico de Proveedores por un lapso entre 60 y 180 días.

La reincidencia será sancionada con suspensión en el mismo registro de entre 181 y 360 días, sin perjuicio de las demás sanciones, que para cada infracción, se establezcan en las respectivas normas.

La aplicación de las sanciones establecidas en el presente artículo, se regirán por el Reglamento y demás normativa expedida para el efecto.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Art. 108.- Cuando el Servicio Nacional de Contratación Pública tuviere conocimiento del cometimiento de una o más infracciones previstas en este título, de oficio o a petición de parte,

notificará al proveedor correspondiente para que en el término de diez días, justifique los hechos producidos y adjunte la documentación probatoria que considere pertinente.

Vencido el término previsto, el Servicio Nacional de Contratación Pública SERCOP resolverá lo que corresponda en el término de diez días, mediante resolución motivada que será notificada a través del portal institucional.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

DISPOSICIONES GENERALES

PRIMERA.- INFRACCIONES A LA LEY.- Toda infracción a la presente Ley cometida por autoridades, funcionarios, empleados públicos o privados o cualquier persona que actúe o haya intervenido en el procedimiento de contratación a nombre de las Entidades Contratantes será sancionada por la Contraloría General del Estado y en el plazo de treinta (30) días.

SEGUNDA.- PROHIBICIONES.- Se prohíbe que las entidades contraten a través de terceros, intermediarios, delegados o agentes de compra, excepto en el caso de lo previsto en el numeral 1 del artículo 2 de esta Ley en lo correspondiente a compras realizadas a organismos internacionales.

El objeto de la contratación o la ejecución de un proyecto no podrán ser subdivididos en cuantías menores con el fin de eludir los procedimientos establecidos en esta Ley.

Para establecer si existe subdivisión, se deberá analizar si se atenta a la planificación institucional.

Si de la subdivisión de la contratación se determina un perjuicio al Fisco, la Contraloría General del Estado removerá del cargo a los funcionarios o empleados que tomaren tal decisión, sin perjuicio de las responsabilidades civiles y penales a que hubiere lugar.

Se entenderá que no existe la antedicha subdivisión cuando, al planificar la ejecución del proyecto o revisar tal planificación, se hubiere previsto, dos o más etapas específicas y diferenciadas, siempre que la ejecución de cada una de ellas tenga funcionalidad y se encuentre coordinada con las restantes, de modo tal que garantice la unidad del proyecto.

Nota: Inciso primero reformado por artículo 11 numeral 3 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 150 de 29 de Diciembre del 2017 .

TERCERA.- CONTRATOS DE PERMUTA.- Los contratos de permuta no se regirán por esta Ley sino por las normas previstas en el Reglamento General de Bienes del Sector Público y el Código Civil.

CUARTA.- En el caso de ejecución de obras, inclusive las inversiones hidrocarburíferas, mineras o hidroeléctricas, la máxima autoridad tendrá la opción de organizar un procedimiento bajo los lineamientos del Reglamento General de esta Ley, que plantee la alternativa de no ejecutarlo ante la iniciativa de promotores, dicha alternativa deberá establecer una metodología que fije un monto que compense al estado razonablemente por la rentabilidad económica y social que dejaría de percibir.

QUINTA.- SEGURIDADES INFORMATICAS.- Para la realización de los procedimientos electrónicos previsto en esta Ley, se emplearán métodos actualizados y confiables para garantizar el correcto funcionamiento del Portal COMPRASPUBLICAS y el uso eficiente y seguro de las herramientas informáticas.

SEXTA.- APORTES A LOS ORGANISMOS QUE EMITIAN INFORMES PREVIOS.- Los aportes que por contribuciones relacionadas con la emisión de informes de Ley para la contratación pública recibían la Contraloría General del Estado y la Procuraduría General del Estado, serán compensadas

por el Presupuesto General del Estado a partir de la vigencia de esta Ley, de tal manera que en el Presupuesto General del Estado constarán las asignaciones necesarias para el cabal, continuo y oportuno funcionamiento de los referidos órganos de control del Estado.

SEPTIMA.- En cualquiera de las modalidades de contratación previstas en esta Ley, las empresas oferentes, al momento de presentar su oferta, deberán demostrar el origen lícito de sus recursos y presentar la nómina de sus socios o accionistas para verificar que los mismos no estén inhabilitados para participar en procedimientos de contratación pública.

El ente rector del Sistema Nacional de Contratación Pública podrá requerir en cualquier tiempo información que identifique a los socios, accionistas o miembros de las personas jurídicas nacionales o extranjeras que, a su vez, sean socios, accionistas o miembros de la empresa oferente, y así sucesivamente hasta identificar la última persona natural.

Nota: Disposición agregada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

Nota: Disposición sustituida por artículo 13 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 966 de 20 de Marzo del 2017 .

OCTAVA.- Acción Pública.- Se concede acción pública para denunciar cuando se detectare o tuviere conocimiento de actos de corrupción tanto por parte de la entidad contratante como del contratista, a través de la Contraloría General del Estado u otras instituciones de control y la sociedad civil, los que serán sancionados de acuerdo a los procedimientos administrativos, civiles o penales de comprobarse su responsabilidad.

Nota: Disposición agregada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

NOVENA.- Contribución Especial de Mejoras.- Las entidades que conforman la Administración Pública Central e Institucional también podrán cobrar la contribución especial de mejoras por la ejecución de obras públicas realizadas por estas.

Esta contribución se genera por la revalorización del respectivo predio, conforme lo establecido en este artículo y su pago será exigible desde que concluya la respectiva obra.

Los propietarios de los predios beneficiados con la revalorización, serán los obligados al pago de la misma.

Para efectos de la determinación de la cuantía de la contribución, las respectivas entidades que ejecuten la obra solicitarán el correspondiente informe de la dependencia de avalúos y catastros del Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal o Metropolitano del lugar en el que se ejecutó la obra, sobre los predios incluidos en la zona de beneficio o influencia de la misma, así como la revalorización generada en cada uno. El Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal o Metropolitano tendrá el plazo de un mes para entregar esa información.

Para determinar la revalorización de los predios por obras públicas del Gobierno Central, los Gobiernos Autónomos Descentralizados Municipales o Metropolitanos aplicarán la metodología que emita el órgano rector del catastro nacional georreferenciado.

En aquellos casos en los que el Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal o Metropolitano no posea la capacidad técnica para realizar el informe previsto anteriormente, incumpla el plazo de entrega establecido o, si realizado, a criterio del organismo rector del catastro nacional, no se adecue a la normativa técnica aplicable, será el órgano rector del catastro nacional georreferenciado quien determine la zona de influencia de la obra, así como la revalorización de los inmuebles que estén ubicados en la misma.

La entidad que ejecute la obra, con base a la información señalada en los incisos precedentes, emitirá el acto administrativo en el cual se establezcan los predios beneficiados, los sujetos obligados, así como el monto de la contribución y el plazo en el cual esta deberá ser cancelada, individualizando cada predio.

Dicha resolución se notificará a los propietarios de los predios y al Registrador de la Propiedad respectivo, en el plazo de tres días de expedida. El Registrador de la Propiedad deberá marginar dicha resolución en los registros de los predios beneficiarios. Esta resolución se hará constar en los respectivos certificados de gravámenes.

La base del pago de la contribución especial de mejoras será el costo de la obra respectiva, prorrateado entre las propiedades beneficiadas y no podrá exceder del cincuenta por ciento (50%) de la revalorización experimentada por el inmueble entre la época inmediatamente anterior a la obra y la época posterior.

La entidad que ejecuta la obra podrá disminuir la cuantía de la contribución o exonerar el pago de la misma, en consideración de la situación social y económica de los sujetos pasivos, de conformidad con las condiciones y requisitos establecidos en el Reglamento a esta Ley.

Esta contribución será pagada hasta en un plazo de diez años, en cuotas anuales, sin intereses. Sin perjuicio de ello, será exigible antes del plazo señalado, únicamente cuando haya transferencia de dominio, a cualquier título, del bien inmueble respecto del cual se generó el pago de la contribución. En el caso que en el certificado de gravámenes conste que se adeuda la contribución especial de mejoras, el notario exigirá previo a la celebración de la escritura pública respectiva, la demostración del pago antes indicado.

Cuando esta obligación se encuentre firme y ejecutoriada, la misma podrá ser recaudada a través del Servicio de Rentas Internas, institución que establecerá los mecanismos operativos necesarios para el pago voluntario de la contribución, sea este en cuotas o pago total, según corresponda.

Sin perjuicio de lo señalado, cuando los pagos no sean cancelados oportunamente y la entidad que ejecuta la obra no tenga jurisdicción coactiva, remitirá el acto administrativo firme y ejecutoriado -el cual llevará implícita la orden de cobro- al Servicio de Rentas Internas, quien sin necesidad de la emisión de título de crédito alguno, podrá ejercer la facultad de cobro, conforme el procedimiento establecido en la ley que regula la facultad coactiva en materia tributaria, incluidas las disposiciones del mismo respecto del cobro de intereses sobre valores impagos.

Los recursos recaudados se destinarán a la Cuenta Unica del Tesoro y formarán parte del Presupuesto General del Estado.

Nota: Disposición agregada por artículo 14 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 966 de 20 de Marzo del 2017 .

DECIMA.- Toda la información relacionada con los pagos recibidos por los contratistas y sub contratistas del Estado, así como sus movimientos financieros, tendrá el carácter de pública y deberá ser difundida a través de un portal de información o página web, destinada para el efecto, que permita detectar con certeza el flujo de los fondos públicos. No se podrá alegar reserva tributaria, societaria, bursátil ni bancaria sobre este tipo de información.

En este proceso de interoperabilidad actuarán el Servicio de Contratación Pública, Ministerio de Economía y Finanzas, el Servicio de Rentas Internas, Banco Central del Ecuador, la Unidad de Análisis Financiero y Económico y demás entidades involucradas y que cuenten con información necesaria para el cumplimiento de los fines de esta Disposición.

El Banco Central del Ecuador, el Servicio de Rentas Internas y el ministerio encargado de la finanzas públicas emitirán la normativa secundaria necesaria para regular esta disposición.

Nota: Disposición agregada por artículo 11 numeral 4 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 150 de 29 de Diciembre del 2017 .

DISPOSICION GENERAL

En los procesos de contratación pública para la provisión de bienes y servicios para proyectos sociales públicos, las entidades contratantes deberán privilegiar las ofertas que utilicen insumos y suministros de origen local, mayoritariamente del sector de la economía popular y solidaria, de medianas y pequeñas empresas, y el empleo de mano de obra de origen nacional.

Nota: Disposición agregada por artículo 55 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 309 de 21 de Agosto del 2018 .

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA: Los procedimientos precontractuales iniciados antes de la vigencia de esta Ley, así como la celebración y ejecución de los contratos consiguientes se sujetarán a lo establecido en la Ley de Contratación Pública hasta un plazo máximo de sesenta (60) días.

SEGUNDA: La Contraloría General del Estado, en el plazo de quince (15) días contados a partir de la vigencia de esta Ley, remitirá al Servicio Nacional de Contratación Pública las bases de datos existentes del Registro de Contratistas Incumplidos y Adjudicatarios Fallidos.

TERCERA.- Hasta cuando existan en el país empresas certificadoras de firma electrónica autorizadas por el organismo del Estado competente, el Servicio Nacional de Contratación Pública responsable de la administración del Portal COMPRASPUBLICAS, tomará todas las medidas técnicas necesarias para que el uso de las herramientas informáticas que utilice, den seguridad a las transacciones que se efectúen de conformidad con esta Ley.

CUARTA: La Secretaría Técnica del Comité de Consultoría, en el plazo de quince (15) días contados a partir de la vigencia de esta Ley, traspasará al Servicio Nacional de Contratación Pública las bases de datos existentes del Registro de Consultoría y toda la información documental y archivos a su cargo.

QUINTA: Para la conformación del Registro Unico de Proveedores y las demás herramientas del Sistema, el Servicio Nacional de Contratación Pública definirá la información necesaria que deberán aportar las entidades, y establecerá los mecanismos adecuados para realizarlo.

La transferencia de la información será obligatoria para las instituciones requeridas, y deberán realizarla de manera gratuita.

SEXTA: Unicamente para las contrataciones que se realizarán durante el primer año de vigencia de la presente Ley, facúltase al Servicio Nacional de Contratación Pública para que establezca exoneraciones o disposiciones especiales para la aplicación progresiva de la presente Ley, especialmente aquellas relacionadas con el Plan Anual de Contratación, los registros de presupuesto y la realización de transacciones en el Portal de COMPRASPUBLICAS.

En ningún caso se permitirá la no publicación de información sobre los procesos sujetos a la presente Ley en el Portal COMPRASPUBLICAS.

A partir del segundo año de vigencia, ningún procedimiento estará exento del cumplimiento de las normas de la presente Ley y su Reglamento.

SEPTIMA.- Los recursos que estuvieron previstos en el artículo 37 de la Ley de Consultoría serán administrados por el Servicio Nacional de Contratación Pública y estarán destinados a promover el

desarrollo, ampliación y modernización de la consultoría nacional, especialmente en las áreas de capacitación del personal técnico dedicado al servicio de la consultoría y a la promoción de las actividades de investigación al servicio de la consultoría.

OCTAVA.- Los recursos que estuvieron previstos en los artículos 19 y 20 de la Ley de Consultoría serán administrados por el Servicio Nacional de Contratación Pública y serán devueltos a los consultores incluidos los intereses que se generen, siguiendo para el efecto lo estipulado en los respectivos contratos de consultoría. El rendimiento de los recursos previstos en esta disposición será igual al de la tasa de interés pasiva para depósitos monetarios fijada por el Banco Central del Ecuador.

NOVENA.- Los recursos humanos, tecnológicos, presupuestarios y financieros de la Subsecretaría de Innovación Tecnológica y Compras Públicas del Ministerio de Industrias y Competitividad relacionados con el Sistema Nacional de Contratación Pública, serán transferidos al Servicio Nacional de Contratación Pública en el plazo de treinta (30) días contados a partir de la promulgación de la presente Ley. El traspaso implicará todos los procesos, programas, compromisos adquiridos por el Ministerio de Industrias, sea por disposición legal, reglamentaria o por convenios suscritos con otras instituciones públicas.

DECIMA.- Una vez realizado el traspaso previsto en la Disposición Transitoria Cuarta, la Secretaría Técnica del Comité de Consultoría y el Comité de Consultoría se extinguirán. Los recursos financieros, materiales y tecnológicos de dichos entes se traspasarán al Servicio Nacional de Contratación Pública. El personal que labora en la Secretaría Técnica y en el Comité de Consultoría, previa evaluación realizada por el Servicio Nacional de Contratación Pública en coordinación con la Secretaría Nacional de Remuneraciones del Sector Público, pasará a formar parte de dicho Instituto, excepto aquel que no sea considerado necesario y que será liquidado conforme a la Ley.

UNDECIMA.- Mientras no se expida el Reglamento de aplicación a la presente Ley, facúltase al Servicio Nacional de Contratación Pública para que, a través de los análisis de la necesidad de las Entidades Contratantes y de los estudios de mercado correspondientes, seleccione a los proveedores que ofrezcan el mejor costo para celebrar Convenios Marco y crear catálogos electrónicos de bienes y servicios normalizados, con el fin de dar viabilidad al procedimiento previsto en el Título III, Capítulo II, Sección I.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- Los bienes y servicios que se comercialicen en el mercado público serán normalizados por la entidad competente encargada de la normalización, en su falta, los responsables de establecer transitoriamente los lineamientos y parámetros que deberán ser observados en el proceso de contratación, son el Servicio Nacional de Contratación Pública SERCOP y las entidades contratantes, en el orden indicado y de manera excluyente.

Nota: Disposición agregada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

SEGUNDA.- El organismo nacional responsable del sistema de contratación pública, cuando corresponda, y en un término no mayor de treinta días contados a partir de la vigencia de esta ley, actualizará los modelos de pliegos o documentos precontractuales en función de las nuevas disposiciones.

Nota: Disposición agregada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

TERCERA.- Sustitúyase la denominación del Instituto Nacional de Contratación Pública por la de Servicio Nacional de Contratación Pública que se contengan en la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, otras leyes, reglamentos, normas o regulaciones; cualquier

referencia al Servicio Nacional de Contratación Pública como "instituto", "INCP" o "INCOP", deberá ser sustituida por la nueva denominación y las siglas "SERCOP", respectivamente.

Nota: Disposición agregada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

CUARTA.- A partir de la vigencia de esta Ley, en el término de 30 días, el Servicio Nacional de Contratación Pública, codificará y actualizará todas las resoluciones emitidas a fin de que se encuentren en concordancia con lo establecido en esta Ley.

Nota: Disposición agregada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

QUINTA.- El portal institucional, incorporará mecanismos de difusión intercultural bilingüe. En el texto de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, donde diga: "Portal www.compraspúblicas.gov.ec", sustitúyase por la frase "portal institucional".

Nota: Disposición agregada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

SEXTA.- En el plazo de noventa (90) días, contados a partir de la publicación de la presente Ley en el Registro Oficial, el Presidente de la República dictará el Reglamento General a la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, adecuándolo con las disposiciones constantes en la presente reforma.

Nota: Disposición agregada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

DISPOSICION TRANSITORIA

UNICA.- Dentro del plazo de noventa (90) días el Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda expedirá la metodología para el cálculo del avalúo catastral de los bienes inmuebles, el cálculo del justo precio en caso de expropiaciones y de la contribución especial de mejoras por obras públicas del Gobierno Central.

Nota: Disposición dada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 966 de 20 de Marzo del 2017 .

REFORMA A LA LEY GENERAL DE SEGUROS:

PRIMERA.- El último inciso del artículo 42 de la Ley General de Seguros, dirá:

"Tratándose de pólizas de seguros de fiel cumplimiento del contrato y de buen uso del anticipo que se contrate en beneficio de las entidades previstas en el artículo 1 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, las empresas de seguros deben emitirlos cumpliendo la exigencia de que sean incondicionales, irrevocables y de cobro inmediato, por lo que tienen la obligación de pagar el valor del seguro contratado, dentro del término de cuarenta y ocho (48) horas siguientes al pedido por escrito en que el asegurado o el beneficiario le requieran la ejecución.

Queda prohibido a las compañías aseguradoras en el caso de las mencionadas pólizas giradas en beneficio de las entidades previstas en el artículo 1 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, exigir al asegurado para el pago de la garantía, documentación adicional o el cumplimiento de trámite administrativo alguno. Cualquier cláusula en contrario, se entenderá como no escrita.

El incumplimiento de esta disposición dará lugar al establecimiento de las sanciones respectivas por

parte de la Superintendencia de Bancos y Seguros, sin perjuicio de la suspensión inmediata de las operaciones.

DISPOSICIONES REFORMATARIAS

PRIMERA.- Refórmese el artículo 42 de la Ley General de Seguros, de la siguiente manera:

- a. Sustitúyanse las palabras: "cuarenta y ocho (48) horas", por las palabras: "diez (10) días"; y,
- b. En el inciso final del mismo artículo luego de las palabras: "inmediata de las operaciones" se incluirá el siguiente texto:

"...El incumplimiento de esta disposición dará lugar al establecimiento de las sanciones respectivas por parte de la Superintendencia de Bancos y Seguros, sin perjuicio de la suspensión inmediata de las operaciones en el Sistema Nacional de Contratación Pública. La reincidencia de una compañía aseguradora en cuanto al no pago de una póliza que instrumente una de las garantías en el ámbito de la contratación pública, dentro del término previsto, será sancionada con la inscripción en el registro de incumplimientos a cargo del Servicio Nacional de Contratación Pública, por dos años, contados a partir del requerimiento formal de la entidad contratante".

Nota: Disposición agregada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

SEGUNDA.- Refórmese el numeral 7 del artículo 34 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas de la siguiente manera:

7. PROHIBICIONES.- Las autoridades nominadoras de los miembros del Directorio, los miembros del Directorio, Gerentes, Subgerentes, servidores de libre nombramiento y remoción, servidores públicos de carrera y obreros de las empresas públicas, están impedidos de intervenir a título personal en negociaciones y en cualquier procedimiento de contratación con las empresas públicas, por sí o por interpuesta persona, por intermedio de su cónyuge, personas en unión de hecho o de sus parientes hasta el tercer grado de consanguinidad y segundo de afinidad. Tampoco podrán contratar con la empresa pública donde presten sus servicios, a través de personas jurídicas en las que sean accionistas o socios. Si así lo hicieren, a más de la respectiva descalificación de la oferta, serán sancionados y sujetos a las acciones civiles y penales a que hubiere lugar observando el derecho al debido proceso.

Nota: Disposición agregada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 100 de 14 de Octubre del 2013 .

DEROGATORIAS

Deróguense todas las disposiciones generales y especiales que se opongan a esta Ley y de manera particular las siguientes:

1. Codificación de la Ley de Contratación Pública publicada en el Registro Oficial 272 de 22 de febrero del 2001 .
2. Codificación de la Ley de Consultoría publicada en el Registro Oficial 455 de 5 de noviembre del 2004 .
3. Letra f) del Art. 3 y letra b) del Art. 14 de la Codificación de la Ley Orgánica de la Procuraduría General del Estado publicada en el Registro Oficial 312 de 13 de abril de 2004 .
4. Arts. 18 y 60 de la Ley Orgánica de Administración Financiera y Control.
5. Numerales 16 y 35 del Art. 31 de la Ley Orgánica de la Contraloría General del Estado.
6. La palabra "consultoría," en la Disposición General Primera de la Ley Orgánica de Servicio Civil y Carrera Administrativa y de Unificación y Homologación de las Remuneraciones del Sector Público.
7. La contribución del uno por mil sobre los montos de contratos celebrados con instituciones del

sector público, prevista en el artículo 26 de la Ley de Ejercicio Profesional de la Ingeniería, 10 de la Ley de Ejercicio Profesional de la Ingeniería Civil; y, 31 de la Ley de Ejercicio Profesional de la Arquitectura, y toda otra contribución de similar naturaleza.

8. El artículo 4 de la Ley de Cámaras de la Construcción (Ley 65-CL, Registro Oficial 4, 05/SEP/1968) y toda otra norma legal y/o reglamentaria que exija la afiliación a una de las cámaras de la producción, asociaciones o colegios profesionales como requisito para contratar con las entidades previstas en la Ley del Sistema Nacional de Contratación Pública.

9. Las normas especiales de contratación pública que contengan otras leyes. Se exceptúan expresamente las contrataciones en actividades de exploración y explotación de los recursos hidrocarbúricos; las contrataciones de bienes de carácter estratégico necesarias para la defensa nacional, que no se refieran al ámbito de la presente Ley.

10. El artículo 7 de la Ley de Producción, Importación, Comercialización y Expendio de Medicamentos Genéricos de Uso Humano, publicado en el Registro Oficial No. 162 de 9 de diciembre de 2005 .

DISPOSICION FINAL:

Las disposiciones de esta Ley, sus reformas y derogatorias entrarán en vigencia desde la fecha de su publicación en el Registro Oficial.

Dada y suscrita en el Centro Cívico "Ciudad Alfaro", cantón Montecristi, provincia de Manabí, a los veinte y dos días del mes de julio de dos mil ocho.

LEY DE HIDROCARBUROS, 1978

Decreto Supremo 2967
Registro Oficial 711 de 15-nov.-1978
Última modificación: 21-ago.-2018
Estado: Reformado

NOTA GENERAL:

En el texto de esta Ley se sustituyó "Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos", por "Ministerio del Ramo", y donde decía "Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana" por "PETROECUADOR".

Las atribuciones y facultades que la Ley confiere a la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, sustituida por PETROECUADOR, se entenderán extendidas a las empresas filiales que se crearen para atender las actividades respectivas. Disposición dada por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989 .

Derógase la Ley No. 45 de 26 de septiembre de 1989. Dado por Numeral 2.1.1 de Derogatorias de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Toda referencia a PETROECUADOR como signatario o administrador de contratos y/o áreas se entenderá que se trata de la Secretaría de Hidrocarburos, salvo en el caso de contratos de obras y servicios específicos. Dado por Art. 18 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

EL CONSEJO SUPREMO DE GOBIERNO

Considerando:

Que de conformidad con lo dispuesto en el artículo 35 del Decreto Supremo No. 2463 de 2 de mayo de 1978, publicado en el Registro Oficial No. 583 de 10 de los mismos mes y año, el Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos ha realizado la codificación de la Ley de Hidrocarburos y sus reformas; y,

En ejercicio de las atribuciones de que se halla investido.

EXPIDE:

La siguiente codificación de la LEY DE HIDROCARBUROS

CAPÍTULO I

Disposiciones Fundamentales

Art. 1.- Los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en cualquier estado físico en que se encuentren situados en el territorio nacional, incluyendo las zonas cubiertas por las aguas del mar territorial, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado.

Y su explotación se ceñirá a los lineamientos del desarrollo sustentable y de la protección y conservación del medio ambiente.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 37, Disposición General Primera, publicada en Registro Oficial 245 de 30 de Julio de 1999 .

Concordancias:

- *LEY ORGÁNICA DE LA CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 27*

Art. 1-A.- En todas las actividades de hidrocarburos, prohíbense prácticas o regulaciones que impidan o distorsionen la libre competencia, por parte del sector privado o público. Prohíbense también prácticas o acciones que pretendan el desabastecimiento deliberado del mercado interno de hidrocarburos

Nota: Artículo agregado por Art. 31 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000 .

Concordancias:

- *CÓDIGO CIVIL (TÍTULO PRELIMINAR), Arts. 9*

Art. 2.- El Estado explorará y explotará los yacimientos señalados en el artículo anterior en forma directa a través de las Empresas Públicas de Hidrocarburos. De manera excepcional podrá delegar el ejercicio de estas actividades a empresas nacionales o extranjeras, de probada experiencia y capacidad técnica y económica, para lo cual la Secretaría de Hidrocarburos podrá celebrar contratos de asociación, de participación, de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos o mediante otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana. También se podrá constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en el País.

Son contratos de exploración y explotación de campos marginales aquéllos celebrados por el Estado por intermedio de la Secretaría de Hidrocarburos, mediante los cuales se delega a la contratista con sujeción al numeral primero del artículo 46 de la Constitución Política de la República, la facultad de exploración y explotación adicional en los campos de producción marginal actualmente explotados por PETROPRODUCCIÓN, realizando

todas las inversiones requeridas para la exploración y explotación adicional.

Son campos marginales aquéllos de baja prioridad operacional o económica considerados así, por encontrarse lejanos a la infraestructura de PETROECUADOR, por contener crudo de baja gravedad (crudo pesado), o por necesitar técnicas de recuperación excesivamente costosas, calificados como tales por la Secretaría de Hidrocarburos, siempre y cuando dicha explotación y exploración adicional signifique mayor eficiencia técnica y económica en beneficio de los intereses del Estado. Estos campos no podrán representar más del 1% de la producción nacional y se sujetarán a los cánones internacionales de conservación de reservas. La adjudicación de estos contratos será realizada por el Comité Especial previsto en el artículo 19 y mediante concursos abiertos dando prioridad a la participación de empresas nacionales del sector hidrocarburífero, por sí solas o asociadas.

Las adjudicaciones procurarán tomar en consideración:

- a) Mayor monto de inversión a realizarse en el área.
- b) Garantía de producción mínima, o
- c) Costos de producción.

Las obras o servicios específicos que PETROECUADOR tenga que realizar, podrá hacerlos por sí misma o celebrando contratos de obras o de servicios, dando preferencia, en igualdad de condiciones, a las empresas nacionales. Con este propósito PETROECUADOR divulgará en forma oportuna y permanente los programas de obras y servicios que deba realizar.

El régimen financiero de PETROECUADOR, cuando intervenga en cualquier fase de la industria petrolera, a través de filiales o celebrando contratos de cualquier naturaleza, será el establecido en su Ley Especial.

El Presidente de la República destinará de los ingresos netos que se originen en los contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, los recursos necesarios a fin de formar un fondo permanente de inversión para la búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos. Este fondo será administrado por la Secretaría de Hidrocarburos, bajo la supervigilancia de la Contraloría General del Estado.

Las empresas nacionales o extranjeras o de economía mixta que celebren o mantengan contratos de asociación, de participación, de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos o mediante otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana, establecerán su domicilio tributario en el cantón, en la región donde se encuentre el campo, la mayor superficie de la suma de ellos en el caso de empresas con contratos en distintas provincias o el principal proyecto de exploración o explotación. Esta obligación deberá incluirse en los contratos y no podrá modificarse sin una autorización expresa de la autoridad nacional que regula y controla la exploración y explotación hidrocarburífera.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Incisos tercero y cuarto de este artículo, sustituidos por inciso tercero. Dado por Art. 24 de la Ley No. 45 publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989 .

Nota: Ley No. 45; derogada por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Nota: Inciso primero reformado, e incisos segundo y tercero agregados por Art. 1 de la Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 . Art. 1 de la Ley No. 44 reformado por Ley No. 49, publicada en Registro Oficial 346 de 28 de Diciembre de 1993 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Nota: Inciso último agregado por Disposición Reformativa Tercera de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 245 de 21 de Mayo del 2018 .

Concordancias:

- *LEY ORGÁNICA DE LA CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 31*

Art. 3.- El transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos y gasoductos, su refinación, industrialización, almacenamiento y comercialización, serán realizadas directamente por las empresas públicas, o por delegación por empresas nacionales o extranjeras de reconocida competencia en esas actividades, legalmente establecidas en el país, asumiendo la responsabilidad y riesgos exclusivos de su inversión y sin comprometer recursos públicos, según se prevé en el tercer inciso de este artículo.

La Secretaría de Hidrocarburos podrá delegar las actividades de transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos y gasoductos, su refinación e industrialización celebrando contratos de asociación, consorcios, de operación o mediante otras formas contractuales vigentes en la Legislación Ecuatoriana. También podrá constituir compañías de economía mixta. La adjudicación de estos contratos se sujetará a los procedimientos de licitación previstos en el artículo 19 de esta Ley. La delegación por parte de la Secretaría de Hidrocarburos en ningún caso implicará transferencia de dominio de los bienes e instalaciones que en la actualidad son de PETROECUADOR o sus filiales.

Cuando las actividades previstas en el primer inciso de este artículo sean realizadas en el futuro por empresas privadas que tengan o no contratos suscritos de exploración y explotación de hidrocarburos, éstas asumirán la responsabilidad y riesgo exclusivo de la inversión sin comprometer recursos públicos, y podrán hacerlo previa autorización directa expedida por el Presidente de la República, mediante Decreto Ejecutivo, previo el informe de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero de conformidad con el artículo 7 de esta Ley, autorizándolas a ejecutar cualquiera de esas actividades. Estas empresas también podrán ser autorizadas a realizar actividades de transporte por ductos, construyéndolos u operándolos a través de compañías relacionadas por sí solas o en

asociación con compañías especializadas en tales actividades. En el caso de ductos principales privados para el transporte de hidrocarburos, por tratarse de un servicio público, la Secretaría de Hidrocarburos; previa autorización del Presidente de la República; celebrará con la empresa o consorcio autorizados, el respectivo contrato que regulará los términos y condiciones bajo los cuales podrá construir y operar tales ductos principales privados.

El mencionado informe de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, deberá contener la certificación de que el proyecto se apega a normas internacionales de calidad -API- o -DIN-.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, realizará en forma permanente la fiscalización y auditoría de costos de la construcción y operación del oleoducto de crudos pesados.

Todas las acciones emitidas por las empresas privadas que tengan suscritos contratos para la construcción y operación de ductos principales privados y todos los bienes adquiridos para la ejecución de los mismos, se transferirán al Estado Ecuatoriano, en buen estado de conservación, salvo el desgaste por el uso normal, una vez amortizada totalmente la inversión, en los términos y condiciones que consten en el contrato respectivo, en el que, para tales efectos, se establecerán la metodología y plazos de amortización de las inversiones efectuadas, sin perjuicio de las normas legales y reglamentarias que regulen las amortizaciones y depreciaciones de inversiones y activos para fines tributarios.

Nota: Inciso primero de este artículo reformado por Ley No. 101, publicada en el Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Artículo sustituido por Art. 2 de la Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 . Art. 2, Ley No. 44 reformado por Ley No. 49, publicada en Registro Oficial 346 de 28 de Diciembre de 1993 .

Nota: Artículo sustituido por Art. 46 de Ley No. 4, publicada en Registro Oficial Suplemento 34 de 13 de Marzo del 2000 .

Nota: Inciso último sustituido por Ley No. 10, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 31 de Marzo del 2000 .

Nota: Artículo reformado por Disposición Final Segunda de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Nota: Inciso cuarto reformado por Disposición derogatoria séptima de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 983 de 12 de Abril del 2017 .

Concordancias:

- *LEY DE COMPAÑÍAS, Arts. 6, 308*
- *LEY ORGÁNICA DE LA PROCURADURÍA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 3*
- *LEY ORGÁNICA DE LA CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 27, 31*

Art. 4.- Se declara de utilidad pública la industria de hidrocarburos en todas sus fases, esto es, el conjunto de operaciones para su obtención, transformación, transporte y comercialización. Por consiguiente, procede la expropiación de terrenos, edificios, instalaciones y otros bienes, y la constitución de servidumbres generales o especiales de acuerdo con la Ley, que fueren necesarias para el desarrollo de esta industria.

Concordancias:

- *CÓDIGO CIVIL (LIBRO II), Arts. 870*

Art. 5.- Los hidrocarburos se explotarán con el objeto primordial de que sean industrializados en el País.

CAPÍTULO II

Dirección y Ejecución de la Política de Hidrocarburos

Art. 6.- Corresponde a la Función Ejecutiva la formulación de la política de hidrocarburos. Para el desarrollo de dicha política, su ejecución y la aplicación de esta Ley, el Estado obrará a través del Ministerio del Ramo y de la Secretaría de Hidrocarburos.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 7.- Corresponde al Ministro del Ramo someter a consideración del Presidente de la República la política nacional de hidrocarburos, en los siguientes aspectos:

- a) Aprovechamiento óptimo de los recursos de hidrocarburos;
- b) Conservación de reservas;
- c) Bases de contratación para los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos que proponga el Comité de Licitaciones;
- d) Comercio exterior de los hidrocarburos;
- e) Bases de contratación que proponga el Comité de Licitaciones;
- f) Inversión de utilidades de los contratistas; y,
- g) Régimen monetario, cambiario y tributario relacionados con los hidrocarburos.

Con respecto a las materias referidas, el Ministro establecerá la coordinación necesaria con los organismos pertinentes.

Nota: Literal c) reformado por Ley 101, publicada en el Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Literal c) por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989 .

Nota: Artículo reformado por Art. 32 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial

Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000 .

Nota: Ley No. 45; derogada por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Nota: Artículo Derogado por artículo 13 y Literales c) y e) reformados por artículo 18 de Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 8.-Nota: Artículo derogado por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 9.- El Ministro Sectorial es el funcionario encargado de formular la política de hidrocarburos aprobados por el Presidente de la República, así como de la aplicación de la presente Ley. Está facultado para organizar en su Ministerio los Departamentos Técnicos y Administrativos que fueren necesarios y proveerlos de los elementos adecuados para desempeñar sus funciones.

La industria petrolera es una actividad altamente especializada, por lo que será normada por la Agencia de Regulación y Control. Esta normatividad comprenderá lo concerniente a la prospección, exploración, explotación, refinación, industrialización, almacenamiento, transporte y comercialización de los hidrocarburos y de sus derivados, en el ámbito de su competencia.

Nota: Artículo reformado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989 .

Nota: Ley No. 45; derogada por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Nota: Inciso 2o. reformado por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 523 de 9 de Septiembre de 1994 .

Nota: Inciso 3o. agregado por Art. 33 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000 .

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 10.- Los actos jurídicos de las instituciones del sector podrán ser impugnados en sede administrativa o judicial. La impugnación en sede administrativa se hará de conformidad con el Estatuto del Régimen Jurídico Administrativo de la Función Ejecutiva. En sede judicial, se tramitará ante los tribunales distritales de lo Contencioso - Administrativo.

Las controversias que se deriven de los contratos regidos por esta ley podrán ser resueltas mediante la aplicación de sistemas de mediación y arbitraje de conformidad con lo establecido en la ley y en el convenio arbitral correspondiente

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Nota: Artículo sustituido por Art. 34 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000 .

Concordancias:

- LEY DE ARBITRAJE Y MEDIACIÓN, Arts. 4

Art. 11.- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).- Créase la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, como organismo técnico-administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero será una institución de derecho público, adscrita al Ministerio Sectorial con personalidad jurídica, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y patrimonio propio.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero tendrá un Directorio que se conformará y funcionará según lo dispuesto en el Reglamento.

El representante legal de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero será el Director designado por el Directorio.

Atribuciones.- Son atribuciones de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, las siguientes:

- a. Regular, controlar y fiscalizar las operaciones de exploración, explotación, industrialización, refinación, transporte, y comercialización de hidrocarburos;
- b. Controlar la correcta aplicación de la presente Ley, sus reglamentos y demás normativa aplicable en materia hidrocarburífera;
- c. Ejercer el control técnico de las actividades hidrocarburíferas;
- d. Auditar las actividades hidrocarburíferas, por sí misma o a través de empresas especializadas;
- e. Aplicar multas y sanciones por las infracciones en cualquier fase de la industria hidrocarburífera, por los incumplimientos a los contratos y las infracciones a la presente Ley y a sus reglamentos;
- f. Conocer y resolver sobre las apelaciones y otros recursos que se interpongan respecto de las resoluciones de sus unidades desconcentradas;
- g. Intervenir, directamente o designando interventores, en las operaciones hidrocarburíferas de las empresas públicas, mixtas y privadas para preservar los intereses del Estado;
- h. Fijar y recaudar los valores correspondientes a las tasas por los servicios de administración y control;
- i. Ejercer la jurisdicción coactiva en todos los casos de su competencia;
- j. Solicitar al Ministerio Sectorial, mediante informe motivado, la caducidad de los

contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, o la revocatoria de autorizaciones o licencias emitidas por el Ministerio Sectorial en las demás actividades hidrocarburíferas; y,
 k. Las demás que le correspondan conforme a esta Ley y los reglamentos que se expidan para el efecto.

El Reglamento Orgánico Funcional de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, que para el efecto expida el Ministro Sectorial, determinará las demás competencias de la Agencia y sus Regionales que se crearen, en el marco de las atribuciones de la Ley.

Nota: Artículo reformado por Ley 101, publicada en el Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Inciso tercero de este artículo, agregado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989 .

Nota: Ley No. 45; derogada por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Nota: Artículo reformado por Art. 35 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000 .

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Concordancias:

- LEY ORGÁNICA DE LA CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 14
- CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR, Arts. 313, 315

Art. 12.- En la Secretaría de Hidrocarburos se conservará el Registro de Hidrocarburos, en el que deberán inscribirse:

- a) Las escrituras de constitución, prórroga o disolución de las empresas petroleras de nacionalidad ecuatoriana;
- b) Los instrumentos de domiciliación en el Ecuador de las empresas petroleras extranjeras;
- c) Los contratos sobre hidrocarburos que haya suscrito el Estado o celebre la Secretaría de Hidrocarburos;
- d) Las cesiones parciales o totales de los derechos establecidos en los contratos antes señalados;
- e) Los instrumentos que acrediten la representación legal de las empresas petroleras; y,
- f) Las declaraciones de caducidad.

Para inscribir en este Registro a las empresas de nacionalidad ecuatoriana o la domiciliación de las extranjeras, deberán haberse cumplido las disposiciones de esta Ley, las de la Ley de Compañías, las del Código de Comercio y demás disposiciones legales pertinentes.

Al efectuarse una inscripción, se archivará copia certificada de las escrituras públicas o de las protocolizaciones que se presentaren.

El Ministerio cuando estime necesario podrá ordenar que se archive cualquier documento que se refiera a la situación legal de las empresas contratistas.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Concordancias:

- *LEY DE COMPAÑÍAS, Arts. 5, 136, 146, 151, 252, 419*

Art. 6-A.- Secretaría de Hidrocarburos (SH).- Créase la Secretaría de Hidrocarburos, SH, como entidad adscrita al Ministerio Sectorial, con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y operativa, que administra la gestión de los recursos naturales no renovables hidrocarburíferos y de las sustancias que los acompañen, encargada de ejecutar las actividades de suscripción, administración y modificación de las áreas y contratos petroleros. Para este efecto definirá las áreas de operación directa de las empresas públicas y las áreas y actividades a ser delegadas a la gestión de empresas de economía mixta y excepcionalmente a las empresas privadas, nacionales e internacionales, sometidas al régimen jurídico vigente, a la Ley de Hidrocarburos y demás normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen.

El representante legal de la Secretaría de Hidrocarburos será el Secretario de Hidrocarburos, designado por el Ministro Sectorial.

Atribuciones.- Son atribuciones de la Secretaría de Hidrocarburos, las siguientes:

- a. Suscribir, a nombre del Estado ecuatoriano, los contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte, previa adjudicación por parte del Ministerio Sectorial;
- b. Aprobar planes y programas técnicos y económicos para la correcta ejecución de las actividades y de los contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte, de conformidad con la presente Ley;
- c. Diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de la exploración y explotación, industrialización y transporte de hidrocarburos y divulgarlas con las mejores prácticas internacionales;
- d. Evaluar el potencial hidrocarburífero del país;
- e. Mantener el Registro de Hidrocarburos;
- f. Administrar los contratos que suscriba y controlar su ejecución;
- g. Administrar las áreas hidrocarburíferas del Estado y asignarlas para su exploración y explotación;

- h. Administrar la participación del Estado en los volúmenes de hidrocarburos que le corresponda en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos;
- i. Apoyar al Ministerio Sectorial en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos;
- j. Administrar la información de las áreas y contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte de hidrocarburos y asegurar su preservación, integridad y utilización;
- k. Administrar y disponer de los bienes que por cualquier concepto se reviertan al Estado, por mandato de esta Ley;
- l. Fijar las tasas de producción de petróleo de acuerdo con los contratos y los reglamentos;
- m. Emitir informe previo a la autorización del Ministerio Sectorial para la transferencia o cesión de derechos de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, así como para las autorizaciones inherentes a las actividades de transporte, almacenamiento, industrialización y comercialización, cuando corresponda;
- n. Solicitar al Ministerio Sectorial, mediante informe motivado, la caducidad de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, o la revocatoria de autorizaciones o licencias emitidas por el Ministerio Sectorial en las demás actividades hidrocarburíferas; y,
- o. Las demás que correspondan de conformidad con esta Ley y el Reglamento.

El Reglamento Orgánico Funcional de la Secretaría de Hidrocarburos, que para el efecto expida el Ministro Sectorial, determinará las demás competencias de la Secretaría y sus Sub Secretarías que se crearen, en el marco de las atribuciones de la Ley.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Concordancias:

- LEY ORGÁNICA DE EMPRESAS PÚBLICAS, LOEP, Arts. 1, 2
- CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR, Arts. 57, 313, 315

CAPÍTULO III

Formas Contractuales

Art. 12-A.- Son contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, aquéllos celebrados por el Estado por intermedio de la Secretaría de Hidrocarburos, mediante los cuales delega a la contratista con sujeción a lo dispuesto en el numeral uno del artículo 46 de la Constitución Política de la República, la facultad de explorar y explotar hidrocarburos en el área del contrato, realizando por su cuenta y riesgo todas las inversiones, costos y gastos requeridos para la exploración, desarrollo y producción.

La contratista, una vez iniciada la producción tendrá derecho a una participación en la

producción del área del contrato, la cual se calculará a base de los porcentajes ofertados y convenidos en el mismo, en función del volumen de hidrocarburos producidos. Esta participación, valorada al precio de venta de los hidrocarburos del área del contrato, que en ningún caso será menor al precio de referencia, constituirá el ingreso bruto de la contratista del cual efectuará las deducciones y pagará el impuesto a la renta, en conformidad con las reglas previstas en la Ley de Régimen Tributario Interno.

La participación de la contratista también podrá ser recibida en dinero, previo acuerdo con la Secretaría de Hidrocarburos.

En caso de devolución o abandono total del área del contrato por la contratista, nada deberá el Estado y quedará extinguida la relación contractual.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Concordancias:

- *LEY DE COMPAÑÍAS, Arts. 314*
- *LEY DE RÉGIMEN TRIBUTARIO INTERNO, LRTI, Arts. 37, 41, 90, 91, 95*

Art. 13.- Son contratos de asociación, aquéllos en que la Secretaría de Hidrocarburos contribuye con derechos sobre áreas, yacimientos, hidrocarburos u otros derechos de su patrimonio, y en que la empresa asociada contrae el compromiso de efectuar las inversiones que se acordaren por las partes contratantes.

En el caso de abandono o devolución total de áreas por improductividad, nada deberá la Secretaría de Hidrocarburos a la empresa asociada y quedará extinguida la relación contractual de asociación.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Concordancias:

- *CÓDIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1957, 1969, 2002, 2019*
- *CÓDIGO DE DERECHO INTERNACIONAL PRIVADO SÁNCHEZ DE BUSTAMANTE, Arts. 35*

Art. 14.- En los contratos de asociación se acordará la escala de participación de cada una de las partes en los resultados de la producción.

Si la empresa asociada, realizare gastos o inversiones superiores a los mínimos

estipulados, no se alterará la escala de participación en los resultados de la producción que se hubiese fijado en el contrato de asociación.

Concordancias:

- *CÓDIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1959, 1970, 1972, 1986*
- *LEY DE COMPAÑÍAS, Arts. 208*

Art. 15.- En los contratos de asociación se estipulará, cuando menos, sobre lo siguiente:

- a) Los órganos directivos y de administración;
- b) El plazo de duración del contrato;
- c) Las obligaciones mínimas de inversión y de trabajo;
- d) Las regalías, primas, derechos superficiarios, obras de compensación y otras obligaciones similares;
- e) Las garantías que debe rendir la empresa asociada para caucionar el cumplimiento de sus obligaciones;
- f) La extensión y la forma de selección de las áreas de explotación;
- g) Los derechos, deberes y responsabilidades del operador;
- h) Las relaciones de los asociados en la etapa de producción; e,
- i) Las formas, plazos y otras condiciones de las amortizaciones.

En todo contrato de asociación se establecerá el derecho de la Secretaría de Hidrocarburos de adquirir una participación efectiva en los derechos y acciones conferidos en esos contratos y en los activos adquiridos por los contratistas para los propósitos de dichos convenios. El pago del valor de los derechos adquiridos y obligaciones correspondientes se realizará de acuerdo con los términos y condiciones a ser determinados por las partes.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 16.- Son contratos de prestación de servicios para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, aquéllos en que personas jurídicas, previa y debidamente calificadas, nacionales o extranjeras, se obligan a realizar para con la Secretaría de Hidrocarburos, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y/o explotación hidrocarburífera, en las áreas señaladas para el efecto, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados.

Cuando existieren o cuando el prestador de servicios hubiere encontrado en el área objeto del contrato hidrocarburos comercialmente explotables, tendrá derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado en un punto de fiscalización. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto de la contratista, se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones,

los costos y gastos, y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

De los ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el Estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente, se cubrirán los costos de transporte y comercialización en que incurra el Estado. Una vez realizadas estas deducciones, se cubrirá la tarifa por los servicios prestados.

La contratista tendrá opción preferente de compra de la producción del área del contrato, a un precio que en ningún caso será inferior al precio de referencia definido en el artículo 71, no obstante se adjudicará a la empresa que ofertare a un precio en mejores condiciones.

El pago de la tarifa indicada será realizado en dinero, en especie o en forma mixta si conviniere a los intereses del Estado. El pago en especie se podrá efectuar únicamente después de cubrir las necesidades de consumo interno del país.

El precio de hidrocarburos para el caso de pago en especie se fijará de acuerdo con el último precio promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente, realizadas por PETROECUADOR.

Podrá haber una tarifa adicional para privilegiar producciones provenientes de actividades adicionales comprometidas por la contratista, a fin de impulsar el descubrimiento de nuevas reservas o la implementación de nuevas técnicas para la recuperación mejorada de las reservas existentes.

Las contratistas garantizarán la realización de las inversiones comprometidas en el respectivo plan de desarrollo o plan quinquenal.

La definición de la comercialidad de los yacimientos constará en las bases de contratación.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Inciso segundo reformado, e incisos 4to., 5to. y 6to. sustituidos por incisos 4to. y 5to. Reforma dada por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 17.- Los contratos de obras o servicios específicos a que se refiere el inciso segundo del Art. 2 son aquéllos en que personas jurídicas se comprometen a ejecutar para la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE, obras, trabajos o servicios específicos, aportando la tecnología, los capitales y los equipos o maquinarias necesarias para el cumplimiento de las obligaciones contraídas a cambio de un precio o remuneración en

dinero, cuya cuantía y forma de pago será convenida entre las partes conforme a la Ley.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Concordancias:

- *CÓDIGO DEL TRABAJO, Arts. 13, 16, 32*
- *LEY DE RÉGIMEN TRIBUTARIO INTERNO, LRTI, Arts. 97*
- *REGLAMENTO PARA APLICACIÓN LEY DE REGIMEN TRIBUTARIO INTERNO, LRTI, Arts. 252*

Art. 17-A.- Además de las formas contractuales establecidas en el artículo 3, bajo la modalidad de contratos de operación, si conviniere a los intereses del Estado, la Secretaría de Hidrocarburos podrá contratar con empresas nacionales o extranjeras, de reconocida competencia en la materia, legalmente establecidas en el país, las que podrán formar entre sí asociaciones, la construcción y operación de oleoductos, poliductos, y gasoductos principales, terminales y plantas de procesamiento de hidrocarburos. Los poliductos, gasoductos, terminales y plantas de procesamiento podrán ser entregados para que sean operados por los contratistas. Al término del contrato para construcción y operación de las obras indicadas, se aplicará lo dispuesto en el artículo 29, inciso segundo.

De ser necesario, PETROECUADOR, promoverá, negociará, celebrará y administrará los contratos para la construcción y operación de la ampliación del actual Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), incluyendo los ramales que fueren necesarios para el transporte del petróleo crudo de la región amazónica hacia los terminales de exportación y centros de industrialización del país.

La operación del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), caso de ser ampliado, podrá también ser asumida a través de un consorcio en el que participe PETROECUADOR. La adjudicación la hará el Comité de Licitaciones.

PETROECUADOR pagará a los operadores de terminales y plantas de procesamiento de acuerdo a lo convenido entre las partes en el respectivo contrato.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 18.- Las compañías de economía mixta que formare PETROECUADOR con los objetos señalados en los artículos 2 y 3, se sujetarán a las disposiciones de la Ley de Compañías y demás leyes pertinentes, en cuanto a su constitución y funcionamiento. El contrato social contemplará las estipulaciones sobre los puntos o materias enunciados en el artículo 15.

Concordancias:

- *LEY DE COMPAÑÍAS, Arts. 146, 147, 151, 311*
- *LEY DE RÉGIMEN TRIBUTARIO INTERNO, LRTI, Arts. 96*

Art. 18-A.- Cuando por sí mismo el Estado ecuatoriano, a través de PETROECUADOR, realice actividades de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, podrá seleccionar, sujetándose al procedimiento establecido en esta Ley, a las empresas individuales, uniones de empresas, consorcios o asociaciones más idóneas de entre las compañías de reconocida solvencia económica y competencia técnica en la industria hidrocarburífera, para incrementar y optimizar la producción petrolera y maximizar la recuperación de sus reservas, así como, de ser el caso, para realizar actividades de exploración en las áreas que le pertenezcan.

La empresa o consorcio seleccionado realizará por su cuenta y riesgo las inversiones y transferencias tecnológicas. Las operaciones estarán a cargo de PETROECUADOR a través de su filial PETROPRODUCCIÓN y/o la empresa o consorcio seleccionado. En ningún caso la participación del Estado ecuatoriano en la producción incremental será menor al cuarenta por ciento.

En cada concurso se podrá considerar porcentajes de participación mayores que el referido en el inciso precedente, en función de las características del yacimiento y de los factores de evaluación.

Se entenderá por producción incremental aquella por encima de la curva base de producción definida por PETROECUADOR que deberá considerar la tasa promedio anual histórica y la proyección futura que las actuales reservas probadas permitan.

En caso que la operación corriera a cargo de la empresa o consorcio seleccionado, ésta se realizará con el aporte del personal necesario de PETROPRODUCCIÓN y de las instalaciones del campo respectivo, para tal efecto, entre las partes se celebrará el correspondiente convenio de operación.

La empresa privada cubrirá de la parte que le corresponda todos los costos, amortizaciones, depreciaciones, obligaciones patronales y participación laboral y otras que se determinen en cada contrato, así como las obligaciones tributarias de conformidad con la Ley.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998 .

Nota: El texto anterior es previo a la publicación de la Ley Trole II.

Art. 18-A.- Son contratos de gestión compartida aquellos que suscriba el Estado ecuatoriano a través de Petroecuador, con empresas públicas o privadas nacionales o

extranjerías o consorcios de empresa, con el propósito de incrementar y optimizar la producción de hidrocarburos, maximizar la recuperación de sus reservas y realizar actividades de exploración y explotación en el área del contrato.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998 .

Nota: Artículo sustituido por Art. 36 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000 .

Nota: Declarado Reforma Inconstitucional por Resolución del Tribunal Constitucional No. 193, publicada en Registro Oficial Suplemento 231 de 26 de Diciembre del 2000 .

Art. 18-B.- La participación financiera y técnica de las empresas seleccionadas se concretará en un contrato de operaciones especial de gestión compartida o consorcio previamente aprobado por el Comité de Licitaciones.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998 .

Nota: El texto anterior es previo a la publicación de la Ley Trole II.

Art. 18-B.- El contrato será adjudicado por el Comité de Licitaciones, previa licitación pública internacional sobre la base del Sistema Especial de Licitación al que se refiere el artículo 19 de esta ley, a favor de la empresa o consorcio de empresas que ofreciere la mayor participación para el Estado. El porcentaje de participación del Estado se incrementará en función del aumento de la producción.

Las bases de licitación determinarán los requisitos y condiciones mínimas para la calificación de las empresas o consorcio de empresas participantes, entre los cuales se establecerá el pago de un bono al Estado.

Nota: Se sustituye en toda la Ley al Comité Especial de Licitaciones, CEL por el "Comité de Licitaciones". Reforma dada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998 .

Nota: Artículo sustituido por Art. 36 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000 .

Nota: Declarado Reforma Inconstitucional por Resolución del Tribunal Constitucional No. 193, publicada en Registro Oficial Suplemento 231 de 26 de Diciembre del 2000 .

Art. 18-C.- El Comité de Licitaciones, convocará a concurso público, mediante tres publicaciones de prensa dentro y fuera del país, a las empresas públicas o privadas de reconocida solvencia técnica y económica, con probada experiencia en las actividades materia de este contrato.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto

de 1998 .

Nota: El texto anterior es previo a la publicación de la Ley Trole II.

Nota: Se sustituye en toda la Ley al Comité Especial de Licitaciones, CEL por el "Comité de Licitaciones". Reforma dada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 18-C.- La empresa o consorcio seleccionado deberá realizar, por su cuenta y riesgo, todas las inversiones, costos y gastos requeridos para el cumplimiento del objeto del contrato, hasta el punto de fiscalización. A partir de este punto se dividirán, entre las partes, la producción y todos los costos relacionados con su participación en la producción.

De la participación del Estado se pagarán las regalías correspondientes a la producción total fiscalizada, así como el impuesto aplicable a la producción para el Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico. La empresa seleccionada o cada empresa que forme el consorcio seleccionado, deberá pagar el impuesto a la renta que le corresponda de conformidad con la ley.

La devolución o abandono del área del contrato dará lugar a su terminación, sin que el Estado deba indemnizar suma alguna a la empresa o consorcio seleccionado.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998 .

Nota: Artículo sustituido por Art. 36 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000 .

Nota: Declarado Reforma Inconstitucional por Resolución del Tribunal Constitucional No. 193, publicada en Registro Oficial Suplemento 231 de 26 de Diciembre del 2000 .

Art. 18-D.- Para la adjudicación de cada contrato y con el Informe Técnico de PETROECUADOR, el Comité de Licitaciones preseleccionará las firmas que reúnan los requisitos de capacidad técnica, solvencia, financiera, económica y operativa: y, el cumplimiento cabal de sus obligaciones en el país.

Una vez preseleccionadas las empresas o consorcios el Comité de Licitaciones, les solicitará las propuestas técnico - económicas y en su evaluación considerará los siguientes factores:

1. La participación del Estado en la producción incremental;
2. Los programas de trabajo y montos de inversiones mínimos comprometidos;
3. El monto del bono no reembolsable para el Estado ecuatoriano a la firma del contrato;
4. La meta de producción y transferencia tecnológica; y,
5. Las correspondientes garantías y seguros.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 18-E.- Estos contratos incluirán en sus cláusulas principales: las partes contratantes, la duración de los contratos, la participación del Estado, los programas de trabajo e inversiones mínimos a ser ejecutados, el monto de las inversiones a ejecutarse, el pago de las obligaciones tributarias de conformidad con la Ley, las garantías de la empresa seleccionada para con PETROECUADOR, los órganos directivos de administración y fiscalización del contrato, la capacitación, la facultad de inspección y control y las demás que consten en los documentos precontractuales de la licitación aprobada para el efecto.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998 .

Art. 18-F.- Los documentos precontractuales del concurso público a ofertar en los que constará el procedimiento para la selección de la empresa y el contrato tipo que incluye la participación de cada socio en la producción incremental y sus costos serán aprobados por el Comité de Licitaciones, en el plazo máximo de 45 días, a partir de la fecha de publicación de esta Ley en el Registro Oficial.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 18-G.- En caso de que el Consorcio o Asociación descubriera nuevas reservas en yacimientos adyacentes al campo motivo del contrato, estas reservas no sumarán a la producción incremental, sino que será objeto de un nuevo contrato ya sea de participación o asociación.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998 .

Art. 19.- La adjudicación de los contratos a los que se refieren los artículos 1, 2 y 3 de esta Ley la efectuará el Ministerio Sectorial mediante licitación, con excepción de los que se realicen con empresas estatales o subsidiarias de estas, con países que integran la comunidad internacional, con empresas mixtas en las cuales el Estado tenga mayoría accionaria y los de obras o servicios específicos. Para las adjudicaciones, el Ministerio Sectorial conformará un Comité de Licitaciones que se integrará y funcionará de conformidad con el Reglamento.

Las bases, requisitos y procedimientos para las licitaciones serán determinados por el Comité de Licitaciones de conformidad con la Constitución y la Ley. Para las licitaciones el Ministerio Sectorial promoverá la concurrencia del mayor número de ofertas de compañías de probada experiencia y capacidad técnica y económica.

Las resoluciones del Comité de Licitaciones causan ejecutoria.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Inciso 3ro. literal c) reformado, e inciso final agregado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 267 de 10 de Mayo del 2006 .

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 20.- Cada contrato para exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos comprenderá un bloque con una superficie terrestre no mayor de doscientas mil hectáreas, dividido en lotes de superficie igual o menor a veinte mil hectáreas cada uno, de acuerdo con el trazado del Instituto Geográfico Militar; o un bloque con una superficie marina no mayor de cuatrocientas mil hectáreas dividido en lotes de superficie igual o menor a cuarenta mil hectáreas, de acuerdo con el trazado del Instituto Oceanográfico de la Armada.

Los lotes deberán ser de forma rectangular, con dos de sus lados orientados en dirección norte sur, salvo cuando los límites naturales o de otras áreas reservadas o contratadas lo impidan.

Al término del período de exploración la contratista podrá retener solamente las áreas en donde se hubieren descubierto hidrocarburos comerciales, en lotes completos, seleccionados en la forma que se establezca en el plan de desarrollo, a menos que la contratista convenga con la Secretaría de Hidrocarburos, realizar nuevas actividades exploratorias en los tres primeros años del período de explotación. Si la contratista no realiza las actividades exploratorias comprometidas o no descubre yacimientos comerciales, deberá entregar al Estado las áreas retenidas. También revertirán al Estado los campos descubiertos en el período de explotación cuya productividad de hidrocarburos este comprobada y que no hayan sido desarrollados y puestos en producción dentro de los (5) años siguientes a la aprobación del plan de desarrollo del área.

Los contratistas de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, dada la naturaleza de su relación contractual, no están sujetos a los establecidos en el inciso precedente.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Inciso 3ro. reformado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 21.- Si conviniere a los intereses del Estado, el Comité de Licitaciones, podrá adjudicar más de un contrato a un mismo contratista.

En caso de que un mismo contratista suscriba más de un contrato para la exploración y explotación de hidrocarburos, para efectos del pago del impuesto a la renta, no podrá consolidar las pérdidas ocasionadas en un contrato con las ganancias originadas en otro.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Incisos tercero y cuarto de este artículo reformados por Decreto Ley de Emergencia No. 24, publicada en Registro Oficial 446 de 29 de Mayo de 1986 .

Nota: Incisos 1ro. y 2do. derogados por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Concordancias:

- *LEY DE RÉGIMEN TRIBUTARIO INTERNO, LRTI, Arts. 92*

Art. 22.- Todo contratista o asociado que devolviera áreas al Estado, estará obligado a entregar a la Secretaría de Hidrocarburos todos los antecedentes, registros y estudios de carácter geológico, geofísico, de perforación o de cualquier naturaleza, relativos a las áreas devueltas.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 23.- Para todo tipo de contrato relativo a la exploración y explotación del petróleo crudo, el período de exploración durará hasta cuatro (4) años, prorrogable hasta dos (2) años más, previa justificación de la contratista y autorización de la Secretaría de Hidrocarburos. La operación deberá comenzar y continuar en el terreno dentro de los seis (6) primeros meses a partir de la inscripción del contrato en el Registro de Hidrocarburos, inscripción que tendrá que realizarse dentro de los treinta (30) días de suscrito el contrato.

El período de explotación del petróleo crudo, en todo tipo de contrato, podrá durar hasta veinte (20) años prorrogable por la Secretaría de Hidrocarburos, de acuerdo a lo que se establezca en el plan de desarrollo del área y siempre que convenga a los intereses del Estado.

Para todo tipo de contrato relativo a la exploración y explotación de gas natural, se establecerán los términos y las condiciones técnicas y económicas de acuerdo a lo previsto en esta Ley en lo que fuere aplicable. El período de exploración podrá durar hasta cuatro (4) años, prorrogable hasta por dos (2) años más previa justificación de la contratista y autorización de la Secretaría de Hidrocarburos. Posterior al período de

exploración y antes de iniciar el período de explotación, la contratista tendrá derecho a un período de desarrollo del mercado y de construcción de la infraestructura necesarios para el efecto, cuya duración será de cinco (5) años prorrogables de acuerdo a los intereses del Estado, a fin de que la contratista, por sí sola o mediante asociación con terceros, comercialice el gas natural descubierto. El período de explotación de estos contratos podrá durar hasta veinte y cinco (25) años, prorrogable por la Secretaría de Hidrocarburos, de acuerdo a los intereses del Estado.

La contratista iniciará el período de explotación previa autorización de la Secretaría de Hidrocarburos.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 24.- En caso de no haberse descubierto, durante el período de exploración, reservas de hidrocarburos comercialmente explotables, el contratista deberá obtener la autorización de la Secretaría de Hidrocarburos para dar por terminado el contrato.

Nota: Artículo reformado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989 .

Nota: Ley No. 45; derogada por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 25.- En todos los contratos se exigirá un programa exploratorio, el mismo que se ejecutará en la forma que acuerden las partes.

Los contratistas o asociados llevarán a cabo las actividades relativas a la exploración del área contratada por medio de investigaciones geológicas, geofísicas, perforación de pozos y cualesquiera otras operaciones aceptadas por la industria petrolera para la exploración, con el fin de investigar totalmente el área y evaluar las trampas estructurales o estratigráficas descubiertas.

De haberse detectado trampas estratigráficas o estructurales, el contratista o asociado, deberá perforar por lo menos un pozo exploratorio por cada cien mil hectáreas o fracción superior a cincuenta mil, perforación que deberá alcanzar profundidades que penetren las formaciones geológicas potencialmente hidrocarburíferas. Igualmente, para áreas contratadas de cincuenta mil hectáreas o menores, el contratista o asociado tendrá la obligación de perforar por lo menos un pozo exploratorio.

Se exigirá así mismo una inversión promedio en sucesos no inferior al valor equivalente a

ciento veinte y ciento ochenta dólares USA al cambio oficial vigente anuales por hectárea, en superficie terrestre y en superficie marina respectivamente, durante los tres primeros años del período de explotación, para cuyo efecto se tomará en cuenta solo el área reservada para la explotación. Las inversiones en los años sucesivos deberán ser acordadas entre las partes.

Nota: Inciso final de este artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Art. 26.- Las empresas extranjeras que deseen celebrar contratos contemplados en esta Ley deberán domiciliarse en el País y cumplir con todos los requisitos previstos en las leyes.

Estas empresas extranjeras se sujetarán a los tribunales del País y renunciarán expresamente a toda reclamación por vía diplomática. Aquella sujeción y esta renuncia se considerarán implícitas en todo contrato celebrado con el Estado o con la Secretaría de Hidrocarburos.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Concordancias:

- *LEY DE COMPAÑÍAS, Arts. 5, 415, 418*

Art. 27.- Antes de inscribirse el contrato, el contratista o asociado rendirá una garantía en dinero efectivo, en bonos del Estado o en otra forma satisfactoria, equivalente al veinte por ciento de las inversiones que se comprometa a realizar durante el período de exploración.

La garantía será devuelta al contratista o asociado al pasar al período de explotación y una vez que hubiere demostrado que ha cumplido con todas las obligaciones del período de exploración o cuando se diere por terminado el contrato, previa justificación de no haber tenido resultados favorables en la exploración. Esta garantía se hará efectiva en caso de incumplimiento de cualesquiera de las obligaciones estipuladas para este período.

Art. 28.- Dentro de los treinta días siguientes a la iniciación del período de explotación, el contratista o asociado rendirá, en una de las formas señaladas en el artículo anterior, una garantía equivalente al veinte por ciento de las inversiones que se comprometa a realizar en los tres primeros años de este período, la cual se reducirá en proporción directa al cumplimiento total del programa anual comprometido o se devolverá a la terminación del contrato por falta de producción comercial, debidamente justificada por el contratista y aceptada por la Secretaría de Hidrocarburos.

El contratista o asociado perderá la garantía si no cumpliere las obligaciones

contractuales en los tres primeros años del período de explotación, sin perjuicio del derecho de la Secretaría de Hidrocarburos de cobrar por la vía coactiva los valores que estuviere adeudando el contratista.

Nota: Artículo reformado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989 .

Nota: Ley No. 45; derogada por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 29.- Al término de un contrato de exploración y explotación, por vencimiento del plazo o por cualquier otra causa ocurrida durante el período de explotación, el contratista o asociado deberá entregar a la Secretaría de Hidrocarburos, sin costo y en buen estado de producción, los pozos que en tal momento estuvieren en actividad; y, en buenas condiciones, todos los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles que hubieren sido adquiridos para los fines del contrato, así como trasladar aquéllos que la Secretaría de Hidrocarburos señale, a los sitios que ella determine. Si la terminación del contrato se produjere en el período de exploración, el contratista o asociado entregará a la Secretaría de Hidrocarburos, sin costo y en buenas condiciones, los pozos, campamentos y obras de infraestructura.

Asimismo, al término de un contrato, para fines de refinación, transporte por oleoductos, poliductos y gasoductos, almacenamiento y comercialización, por vencimiento del plazo o por cualquier otra causa, el contratista o asociado deberá entregar a la Secretaría de Hidrocarburos, sin costo y en buen estado de conservación, las propiedades, maquinarias, instalaciones, equipos y demás bienes adquiridos para los fines del contrato.

Sin embargo, durante los diez últimos años del plazo de un contrato, la Secretaría de Hidrocarburos podrá convenir con el contratista o asociado, inversiones con formas especiales de amortización y con pago de la parte no amortizada, al término del plazo del contrato.

Los contratistas de obras o servicios específicos, los transportistas y los distribuidores de derivados de hidrocarburos, al por mayor y al por menor, no están sujetos a las disposiciones constantes en este artículo.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 30.- Los contratistas o asociados no podrán enajenar, gravar o retirar, en el curso del contrato, parte alguna de los bienes a que se refiere el artículo anterior, sin autorización de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

La negligencia, el descuido o el dolo en la conservación de los bienes referidos en aquél artículo, que son propiedad virtual del Estado, acarrearán responsabilidad civil y penal de acuerdo con las leyes.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Concordancias:

- *CÓDIGO CIVIL (TÍTULO PRELIMINAR), Arts. 9, 29*

Art. 31.- PETROECUADOR y los contratistas o asociados, en exploración y explotación de hidrocarburos, en refinación, en transporte y en comercialización, están obligados, en cuanto les corresponda, a lo siguiente:

a) Emplear en el plazo de seis meses de iniciadas las operaciones, sea que las realicen directamente o a través de contratos, un mínimo de ecuatorianos de: noventa y cinco por ciento en el personal de obreros, noventa por ciento en el personal de empleados administrativos y setenta y cinco por ciento en el personal técnico, a menos que no hubiere técnicos nacionales disponibles. En el plazo de dos años el noventa y cinco por ciento del personal administrativo deberá ser ecuatoriano;

Adicionalmente el contratista de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, realizará un programa de capacitación técnica y administrativa, en todos los niveles, de acuerdo al Reglamento de esta Ley, a fin de que en el lapso de los primeros cinco años del período de explotación, la ejecución de las operaciones sea realizada íntegramente por trabajadores y empleados administrativos ecuatorianos y por mínimo de noventa por ciento de personal técnico nacional. El diez por ciento de personal técnico extranjero fomentará la transferencia de tecnología al personal nacional.

b) Someter a la aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos los planes de exploración y desarrollo de yacimientos o de otras actividades industriales, antes de iniciar su ejecución;

c) Suministrar a la Secretaría de Hidrocarburos, trimestralmente o cuando lo solicite, informes sobre todos los trabajos topográficos, geológicos, geofísicos, de perforación, de producción, de evaluación y estimación de reservas, y demás actividades acompañando los planos y documentos correspondientes;

d) Suministrar a la Secretaría de Hidrocarburos cuando se lo requiera, datos económicos relativos a cualquier aspecto de la exploración, de la explotación y de otras actividades industriales o comerciales, y sobre los costos de tales operaciones;

e) Emplear maquinaria moderna y eficiente, y aplicar los métodos más apropiados para obtener la más alta productividad en las actividades industriales y en la explotación de los yacimientos observando en todo caso la política de conservación de reservas fijada por el Estado;

f) Sujetarse a las normas de calidad y a las especificaciones de los productos, señaladas

por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero;

- g) Franquear al uso público según lo requiera la Secretaría de Hidrocarburos, las vías de comunicación, aeropuertos, puertos marítimos y fluviales, que construyeren.
- h) Presentar dentro de los tres primeros años del período de exploración, el mosaico aerofotogramétrico de la zona terrestre contratada, utilizando la escala y las especificaciones que determinare el Instituto Geográfico Militar. El levantamiento aerofotogramétrico, si no estuviere hecho, se realizará por intermedio o bajo el control del Instituto y los negativos serán de propiedad del Estado;
- i) Delimitar definitivamente el área contratada y entregar el documento cartográfico correspondiente, dentro de los cinco primeros años del período de explotación, siguiendo métodos geodésicos u otros métodos científicos, según el Reglamento de la Secretaría de Hidrocarburos. En este trabajo intervendrá, por parte del Estado, el Instituto Geográfico Militar o el Instituto Oceanográfico de la Armada, según sea el caso. De existir dicho documento cartográfico, la compañía tiene la obligación de actualizarlo.
- j) Contribuir, durante el período de exploración, para el desarrollo de la educación técnica nacional y para el otorgamiento de becas, en el País o en el extranjero, de estudios especializados en la industria de hidrocarburos. Este aporte será administrado por el Instituto de Crédito Educativo;
- k) Presentar para la aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos, hasta el primero de diciembre de cada año, un detallado programa de las actividades a realizarse en el año calendario siguiente, incluyendo el presupuesto de inversiones.

Además, en el período de explotación, el contratista deberá, presentar anualmente para la aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos, el programa quinquenal actualizado de las actividades a desarrollar, incluyendo su presupuesto, conjuntamente con el programa operativo mencionado en el inciso anterior.

- l) Presentar, asimismo, en el primer mes de cada año, un informe detallado de las operaciones realizadas en el año inmediato anterior, incluyendo datos sobre exploración, producción, reservas, transporte, refinación y otras actividades industriales, ventas internas, exportaciones, personal y demás pormenores de los trabajos.
- m) Llevar en Idioma Castellano y en forma actualizada la contabilidad financiera y de costos, con los respectivos registros y comprobantes, y conservarlos durante el período del contrato, y diez años después, de acuerdo con las normas legales, los principios de contabilidad generalmente aceptados y las normas específicas que imparta la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Adicionalmente se presentará una copia de la contabilidad que utilice la contratista en el idioma de su país de origen, si fuere del caso.

- n) Presentar a la Secretaría de Hidrocarburos, dentro del primer trimestre de cada año, el balance general, la cuenta de resultados y los inventarios, correspondientes al ejercicio económico del año calendario inmediato anterior;
- o) Invertir un mínimo del diez por ciento de sus utilidades netas, según los resultados de los estados financieros, en el desenvolvimiento de la misma o de otras industrias de hidrocarburos en el País. Esta inversión podrá también efectuarse en la forma de

adquisición de bonos del Estado o de suscripción de acciones para la formación de nuevas empresas o de aumentos de capital en empresas nacionales que, a juicio de la Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica, sean de interés para el desarrollo económico del País.

- p) Construir viviendas higiénicas y cómodas para los empleados y obreros en los campamentos estables de trabajo, según planos y especificaciones aprobados por la Secretaría de Hidrocarburos;
- q) Proporcionar facilidades de alojamiento, alimentación y transporte, en los campamentos de trabajo, a los inspectores y demás funcionarios del Estado;
- r) Recibir estudiantes o egresados de educación técnica superior relacionada con la industria de hidrocarburos, en el número y por el tiempo que se acuerde con la Secretaría de Hidrocarburos, para que realicen prácticas y estudios en los campos de trabajo e industrias, corriendo por cuenta de las empresas los gastos de transporte, alojamiento, alimentación y atención médica;
- s) Presentar para la aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos los planes, programas y proyectos y el financiamiento respectivo para que las actividades de exploración y explotación no afecten negativamente a la organización económica y social de la población asentada en las áreas donde se realicen las mencionadas actividades y a todos los recursos naturales renovables y no renovables locales. Igualmente, deberá planificarse los nuevos asentamientos poblacionales que fueren necesarios. Para la antedicha aprobación la Secretaría de Hidrocarburos contará con los informes de los organismos de desarrollo regional respectivos y del Ministerio de Bienestar Social.
- t) Conducir las operaciones petroleras de acuerdo a las Leyes y Reglamentos de protección del medio ambiente y de la seguridad del país y con relación a la práctica internacional en materia de preservación de la riqueza ictiológica y de la industria agropecuaria. Para el efecto, en los contratos, constarán las garantías respectivas de las empresas contratistas.
- u) Elaborar estudios de impacto ambiental y planes de manejo Ambiental para prevenir, mitigar, controlar, rehabilitar y compensar los impactos ambientales y sociales derivados de sus actividades. Estos estudios deberán ser evaluados y aprobados por el Ministerio de Energía y Minas en coordinación con los organismos de control ambiental y se encargará de su seguimiento ambiental, directamente o por delegación a firmas auditoras calificadas para el efecto.

Nota: Literales a), k), m), s) y t) de este artículo, reformados por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Literales p) y r) reformados por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989 .

Nota: Ley No. 45; derogada por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Nota: Literal u) agregado por Art. 37 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000 .

Nota: Incluida Fe de Erratas, publicada en Registro Oficial 789 de 18 de Julio de 1984 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Concordancias:

- *LEY DE RÉGIMEN TRIBUTARIO INTERNO, LRTI, Arts. 90*
- *LEY ORGÁNICA DE LA CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 22, 27*

Art. 31-A.- Si conviniere a los intereses del Estado, los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos podrán ser modificados por acuerdo de las partes contratantes y previa aprobación del Ministerio Sectorial.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Nota: Artículo reformado por Disposición Final Segunda de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

CAPÍTULO IV**Petróleo Crudo y Gas Natural**

Art. 32.- El Estado autoriza, de acuerdo con las formas contractuales previstas en esta Ley, la explotación de petróleo crudo y/o gas natural, CO₂ o sustancias asociadas; por lo tanto, los contratistas o asociados, tienen derecho solamente sobre el petróleo crudo y/o gas natural, CO₂ o sustancias asociadas que les corresponda según dichos contratos.

Los contratistas que celebraren contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos, podrán suscribir contratos adicionales para la explotación de gas natural libre si encontraren en el área del contrato, yacimientos comercialmente explotables.

A su vez, los contratistas que celebraren contratos para la exploración y explotación de gas natural libre, podrán suscribir contratos adicionales para la explotación de petróleo crudo si encontraren, en el área del contrato, yacimientos petrolíferos comercialmente explotables.

La explotación de yacimientos de petróleos pesados menores de quince grados API, debido a las técnicas especiales que se requieren para su exploración, extracción y transformación en el sitio, a los subproductos minerales que originan y a las industrias conexas a que da lugar, será objeto de una planificación económica integral a cargo del Ministerio del Ramo. Esta clase de explotación estará exenta del pago del valor equivalente a las regalías.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Incluida Fe de Erratas, publicada en Registro Oficial 789 de 18 de Julio de 1984 .

Nota: Inciso primero reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento

244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 33.- Para el abastecimiento de las plantas refinadoras, petroquímicas e industrias establecidas en el País, la Secretaría de Hidrocarburos podrá exigir a los contratistas o asociados, cuando lo juzgue necesario, el suministro de un porcentaje uniforme del petróleo que les pertenece y efectuar entre ellos las compensaciones económicas que estime convenientes, para que esas plantas se abastezcan con el petróleo crudo que sea el más adecuado, en razón de su calidad y ubicación.

Nota: Inciso tercero de este artículo derogado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Inciso 2do. derogado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 34.- El gas natural que se obtenga en la explotación de yacimientos petrolíferos pertenece al Estado, y solo podrá ser utilizado por los contratistas o asociados en las cantidades que sean necesarias para operaciones de explotación y transporte, o para reinyección a yacimientos, previa autorización de la Secretaría de Hidrocarburos.

En yacimientos de condensado o de elevada relación gas - petróleo, la Secretaría de Hidrocarburos podrá exigir la recirculación del gas.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 35.- El Estado, a través de la Secretaría de Hidrocarburos, en cualesquiera de las formas establecidas en el artículo 2 de esta Ley, podrá celebrar contratos adicionales con sus respectivos contratistas o asociados o nuevos contratos con otros de reconocida capacidad técnica y financiera para utilizar gas proveniente de yacimientos petrolíferos, con fines industriales o de comercialización, y las Empresas Públicas de Hidrocarburos podrán extraer los hidrocarburos licuables del gas que los contratistas o asociados utilizaren en los casos indicados en el artículo anterior.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 36.- Los contratistas o asociados entregarán a PETROECUADOR, sin costo, el gas proveniente de yacimientos de condensado, no utilizado para los casos previstos en el artículo 34, que PETROECUADOR requiera para fines industriales, de generación de energía eléctrica, comercialización o de cualquier otra índole. PETROECUADOR pagará solamente los gastos de adecuación que, para dicha entrega, realizaren los contratistas o asociados.

Nota: Artículo reformado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283

de 26 de Septiembre de 1989 .

Nota: Ley No. 45; derogada por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Art. 37.- Los yacimientos de condensado o de elevada relación gas - petróleo se considerarán yacimientos de gas libre, siempre que, a juicio de la Secretaría de Hidrocarburos, resulte antieconómica la sola producción de sus hidrocarburos líquidos.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 38.-Nota: Artículo derogado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Art. 39.- Los excedentes de gas que no utilizen PETROECUADOR ni los contratistas o asociados, o que no pudieren ser reinyectados en los respectivos yacimientos, serán motivo de acuerdos especiales o se estará a lo que dispongan los reglamentos.

Los contratistas o asociados no podrán desperdiciar el gas natural, arrojándolo a la atmósfera o quemándolo, sin autorización de la Secretaría de Hidrocarburos.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 40.- Los depósitos superficiales de asfalto y de tierras impregnadas de hidrocarburos son de propiedad del Estado, y su explotación esta sujeta a la Ley de Exploración y Explotación de Asfaltos.

Art. 41.- Las sustancias que se encuentren asociadas a los hidrocarburos y que sean comercialmente aprovechables, podrán ser recuperadas y explotadas solo por PETROECUADOR, en cualesquiera de las formas contempladas en esta Ley.

Art. 42.-Nota: Artículo derogado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Art. 43.-Nota: Artículo derogado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

CAPÍTULO V

Ingresos Estatales

Art. 44.- El Estado percibirá, por concepto de la exploración y explotación de yacimientos hidrocarburíferos, por lo menos los siguientes ingresos: primas de entrada, derechos superficiarios, regalías, pagos de compensación, aportes en obras de compensación, participación en los excedentes de los precios de venta del petróleo y por concepto de transporte, participación en las tarifas.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 42, publicada en Registro Oficial Suplemento 257 de 25 de Abril del 2006 .

Art. 45.- Como prima de entrada para la exploración de hidrocarburos, el Estado percibirá, dentro de los treinta días siguientes a la fecha de inscripción del contrato respectivo en el Registro de Hidrocarburos, una cantidad mínima de cincuenta sucres por hectárea.

Art. 46.- Durante el período de exploración, el Estado recibirá un derecho superficiario no menor de diez sucres por hectárea y por año. El pago se hará por todo el año dentro del mes de Enero. En el caso de que el primer pago no corresponda a un año completo, se lo hará en proporción a los meses respectivos.

Art. 47.- Dentro de los treinta días siguientes a la iniciación del período de explotación, el Estado recibirá, por concepto de prima de entrada, no menos de ciento cincuenta sucres por hectárea de superficie que se retenga para tal período.

Art. 48.- Durante el período de explotación, el Estado percibirá, por hectárea y por año, un derecho superficiario no menor de cincuenta sucres en los primeros cinco años y de cien sucres a partir del sexto año.

Este pago se hará en la misma forma establecida en el artículo 46.

Art. 49.- El Estado recibirá mensualmente una regalía no inferior al doce y medio por ciento sobre la producción bruta de petróleo crudo medida en los tanques de almacenamiento de los centros de recolección, después de separar el agua y materias extrañas, cuando la producción promedial del mes respectivo no llegue a treinta mil barriles diarios. La regalía se elevará a un mínimo de catorce por ciento cuando la producción promedial en el mes, sea de treinta mil o más y no llegue a sesenta mil barriles diarios; y subirá a un mínimo de dieciocho y medio por ciento, cuando la producción promedial en el mes sea de sesenta mil o más barriles por día.

Los porcentajes de regalías antes mencionados se aplicarán a la producción conjunta de cada empresa y de sus filiales, subsidiarias y asociadas, así como a consorcios de empresas y sociedades de hecho.

Por el gas de los yacimientos de gas libre y por los productos que de él se obtengan, se pagará mensualmente una regalía mínima de dieciséis por ciento.

Las formas de medición y las tolerancias de impurezas serán determinadas en el reglamento.

En los contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos los contratistas como Operadores, no están sujetos al pago de regalías. La totalidad de la producción del área del contrato es de propiedad del Estado.

En los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, de la participación del Estado en la producción del área del contrato, se destinará el porcentaje equivalente a las regalías que corresponda a los partícipes.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Inciso final agregado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Nota: Inciso quinto sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 50.- Las regalías podrán ser cobradas, a elección de la Secretaría de Hidrocarburos, en especie o en dinero, o parte en especie y parte en dinero.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 51.- En caso de que la Secretaría de Hidrocarburos decidiere percibir la regalía en dinero, los precios para calcularla serán fijados conforme con lo dispuesto en el Capítulo VIII de esta Ley.

Del valor de la regalía así calculado se descontarán los gastos de transporte, los gravámenes y las tasas que afecten directamente a la exportación de los hidrocarburos.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 52.- Para los fines del contrato, por concepto de utilización de las aguas y de los materiales naturales de construcción que se encuentren en el área del contrato y que pertenezcan al Estado, los contratistas o asociados pagarán anticipadamente, dentro de los primeros treinta días de cada año, a partir de la inscripción del contrato, las cantidades mínimas de veinte y cuatro mil dólares, durante el período de exploración, y se sesenta mil dólares durante el período de explotación, al cambio oficial vigente. Ambos valores tendrán el carácter de no reembolsables en los contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos.

En el caso de que el primer pago no corresponda a un año completo, se lo hará en proporción a los meses respectivos. En las operaciones costa afuera no habrá lugar a este pago.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Art. 53.- Todo contrato deberá establecer la obligación de efectuar, al entrar al período de explotación, como compensación, obras según los planes del gobierno, por un

determinado valor, de acuerdo con el tamaño del área contratada y de su proximidad a yacimientos descubiertos. En ningún caso, esta aportación será inferior a doscientos sucres por hectárea del área reservada, y se la invertirá en un plazo no mayor de cinco años.

Art. 54.- Los contratistas de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos están exentos del pago de primas de entrada, derechos superficiarios, regalías y aportes en obras de compensación; debiendo pagar anualmente al Estado, desde el inicio del período de explotación, una contribución no reembolsable equivalente al uno por ciento del monto del pago por los servicios previa deducción de la participación laboral y del impuesto a la renta.

Las contratistas que tuvieren contratos de servicios específicos, de explotación y exploración adicional de campos marginales o de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, están exentos del pago de regalías, primas de entrada, derechos superficiarios, aportes en obras de compensación y la contribución prevista en el inciso anterior.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Inciso 2do. agregado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 . Incluida Fe de Erratas a Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 344 de 24 de Diciembre de 1993 .

Nota: Inciso primero reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 332 de 12 de Septiembre del 2014 .

Concordancias:

- LEY DE RÉGIMEN TRIBUTARIO INTERNO, LRTI, Arts. 91, 92, 93

Art. 55.- El Estado percibirá una participación, conforme con lo dispuesto en el Capítulo VI de esta Ley, en las tarifas de transporte de hidrocarburos por oleoductos o gasoductos.

Art. ...- Participación del Estado en los excedentes de los precios de venta de petróleo.- En los contratos de participación de exploración y/o explotación de hidrocarburos, el porcentaje de la participación del Estado se ajustará en función del precio de referencia y el volumen de producción. A medida que el precio de referencia se incremente, también la participación del Estado se incrementará para controlar los beneficios de la contratista por los excedentes en los precios de venta, en ningún caso la participación del Estado será inferior a la participación original establecida en el contrato.

El Estado revisará anualmente sus beneficios, que en ningún caso serán menores a los beneficios de la contratista en concordancia a lo previsto en el artículo 408 de la Constitución de la República.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 42, publicada en Registro Oficial Suplemento 257 de 25 de Abril del 2006 .

Nota: Artículo sustituido por Artículo 45 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 309 de 21 de Agosto del 2018 .

Art. 56.- Los contratistas o asociados deberán dar las facilidades necesarias para los controles y fiscalizaciones por parte de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, el que podrá proceder a la revisión retroactiva de los datos y registros, según los requerimientos del caso.

Las auditorías realizadas por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, ya sea directamente o mediante la contratación de auditores independientes de probada competencia, previamente calificados por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, serán actos administrativos vinculantes y se considerarán firmes, a menos que se ejerza el derecho de impugnación de conformidad con la Ley.

Nota: Inciso 2do. agregado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

CAPÍTULO VI

Transporte

Art. 57.- El transporte de hidrocarburos por oleoductos o gasoductos tiene el carácter de servicio público.

Art. 58.-Nota: Artículo derogado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Art. 59.- La construcción de oleoductos y gasoductos será supervisada y fiscalizada por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, con el fin de verificar el cumplimiento de los programas, proyectos y presupuestos.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 60.- La Secretaría de Hidrocarburos autorizará que contratistas de explotación construyan oleoductos secundarios para el transporte de petróleo hasta los centros de recolección, o para conectarse con oleoductos principales.

En los contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, los contratistas construirán los ductos secundarios que fueren necesarios para transportar los hidrocarburos hasta un ducto principal, debiendo ser reembolsados los correspondientes valores legalmente justificados junto con las demás inversiones del contratista.

En las operaciones costa afuera todos los ductos que fueren necesarios para evacuar los hidrocarburos hasta los centros de comercialización y de industrialización, serán construidos por el mismo contratista y reembolsados junto con las demás inversiones del contrato.

En caso de que se justifique económicamente la construcción o utilización, por más de un contratista, de ductos secundarios, su costo será compartido entre los respectivos contratistas.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Artículo reformado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989 .

Nota: Ley No. 45; derogada por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 61.- El funcionamiento inicial de un oleoducto o de un gasoducto requerirá un permiso de operación la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, el que será otorgado previo informe técnico de eficiencia y seguridad.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 62.- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero fijará las tarifas que se cobrarán a las empresas usuarias de los sistemas de oleoductos, poliductos y gasoductos, tomando en consideración los costos y gastos y una rentabilidad razonable sobre las inversiones conforme a la práctica petrolera internacional.

En los ductos principales privados, las tarifas serán acordadas entre el usuario, entre los que se podrá incluir a las Empresas Públicas, y la operadora del sistema de transporte.

Las tarifas que pagarán las Empresas Públicas a los operadores de los oleoductos, poliductos y gasoductos serán establecidas en los respectivos contratos que celebren con el operador del sistema correspondiente.

Las tarifas que cobrará PETROECUADOR a las empresas usuarias del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) ampliado las fijará la Agencia de Regulación y Control tomando en consideración los costos y gastos y una rentabilidad razonable sobre las inversiones incluyendo las del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) existente, conforme la práctica petrolera internacional.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Nota: Segundo inciso sustituido por Art. 47 de Ley No. 4, publicada en Registro Oficial Suplemento 34 de 13 de Marzo del 2000 .

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Concordancias:

- *LEY ORGÁNICA DE EMPRESAS PÚBLICAS, LOEP, Arts. 4*

Art. 63.-Nota: Artículo derogado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Art. 64.- El Estado y PETROECUADOR tendrán preferencia para el transporte de sus hidrocarburos por los oleoductos y gasoductos de su propiedad pagando las tarifas establecidas y armonizando sus requerimientos con los de las empresas productoras.

Los términos y condiciones para el transporte de hidrocarburos por ductos principales privados se establecerán, exclusivamente, mediante convenios celebrados entre operadoras y usuarios, los que tendrán derecho prioritario de acceso para el transporte por dichos ductos, de los volúmenes de hidrocarburos contratados por cada uno de ellos, incluyendo la participación del Estado en los respectivos contratos de exploración y explotación, en iguales términos y condiciones. De haber capacidad excedente a la comprometida en dichos convenios, la operadora deberá ofrecerla al mercado, en términos y condiciones, similares para todos los posibles interesados, teniendo el Estado, derecho preferente para contratar esta capacidad excedente en los términos y condiciones ofertados.

Nota: Artículo reformado por Art. 49 de Ley No. 4, publicada en Registro Oficial Suplemento 34 de 13 de Marzo del 2000 .

Art. 64-A.- Para la ampliación de ductos principales privados, las partes acordarán los términos y condiciones de la ampliación, entre los que se incluirán los relativos a las tarifas, con un margen razonable que contemple el precio del transporte vigente, más un porcentaje que atienda a la amortización de la inversión efectuada en dicha ampliación. En todo caso, de no haber acuerdo se observará lo dispuesto en los artículos 3 y 62 de esta Ley.

Nota: Artículo agregado por Art. 48 de Ley No. 4, publicada en Registro Oficial Suplemento 34 de 13 de Marzo del 2000 .

Art. 65.- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero establecerá las tarifas para el transporte terrestre de hidrocarburos y derivados y coordinará, con la Dirección de la Marina Mercante y del Litoral, la fijación de tarifas para el transporte marítimo.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244

de 27 de Julio del 2010 .

Art. 66.- El transporte marítimo de hidrocarburos y derivados deberá efectuarse preferentemente en naves de bandera nacional, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley de Reserva de Carga y en la Ley General de Tráfico Marítimo, y considerando la competencia internacional.

Art. 67.- En el transporte de hidrocarburos no podrán otorgarse privilegios ni tarifas preferenciales.

CAPÍTULO VII **Comercialización**

Art. 68.- El almacenamiento, distribución y venta al público en el país, o una de estas actividades, de los derivados de los hidrocarburos será realizada por PETROECUADOR o por personas naturales o por empresas nacionales o extranjeras, de reconocida competencia en esta materia y legalmente establecidas en el país, para lo cual podrán adquirir tales derivados ya sea en plantas refinadoras establecidas en el país o importarlos.

En todo caso, tales personas y empresas deberán sujetarse a los requisitos técnicos, normas de calidad, protección ambiental y control que fije la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, con el fin de garantizar un óptimo y permanente servicio al consumidor.

El almacenamiento, la distribución y la venta de los derivados en el país, constituyen un servicio público que por su naturaleza no podrá ser suspendido por las personas naturales o por las empresas nacionales o extranjeras que lo realicen.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 69.- La distribución de los productos será realizada exclusivamente por PETROECUADOR, quien actuará por sí misma o mediante las formas contractuales establecidas en esta Ley.

La venta al público podrá ser ejercida por personas naturales o jurídicas a nombre de PETROECUADOR, las cuales suscribirán los correspondientes contratos de distribución con la empresa filial respectiva, que garanticen un óptimo y permanente servicio al consumidor, de acuerdo con las disposiciones de esta Ley y las regulaciones que impartiere la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Nota: Artículo reformado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989 .

Nota: Ley No. 45; derogada por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 70.- Además de PETROECUADOR, cualquier persona natural o jurídica domiciliada o establecida en el país podrá importar o exportar hidrocarburos sujetándose a los requisitos técnicos, normas de calidad y control que fije la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. Las normas de protección ambiental serán las establecidas en las leyes así como las establecidas en conjunto por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y las respectivas municipalidades. Las contratistas bajo las modalidades de asociación y participación podrán exportar la parte de crudo que les corresponde, sujetándose a los requisitos que sobre los aspectos señalados en la Ley determine la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero para la exportación. Si por causas imputables a la empresa contratista, no se exportaren los hidrocarburos que le corresponden, dentro del plazo convenido con el Estado ecuatoriano, el Estado podrá asumir la exportación acreditando los valores correspondientes a la contratista.

Si por fuerza mayor o situación de emergencia, se produjere desabastecimiento de hidrocarburos para el mercado interno, se aplicará lo previsto en la Ley de Seguridad Nacional.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Concordancias:

- *CÓDIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1957*

CAPÍTULO VIII

Fijación de precios

Art. 71.- Las regalías, el impuesto a la renta, las participaciones del Estado y, en general, los gravámenes dependientes de los precios de venta de los hidrocarburos en el mercado externo, se regularán por los precios efectivos de venta o de referencia, según las circunstancias imperantes.

El valor equivalente a la regalía, que corresponda pagar a PETROECUADOR, y las participaciones de las entidades estatales dependientes de los precios de venta de los hidrocarburos en el mercado externo, se regularán por los precios efectivos de venta FOB de dichos hidrocarburos. Los que correspondan a las compañías, se regularán de conformidad con lo dispuesto en el inciso anterior.

El precio de referencia de los hidrocarburos será el precio promedio ponderado del último mes de ventas externas de hidrocarburos realizadas por PETROECUADOR, de calidad equivalente. En el caso del gas natural se considerará el precio de referencia de los energéticos sustituibles.

Los precios de referencia podrán ser discutidos con las empresas productoras, con el fin de analizarlos y revisarlos, cada vez que nuevas condiciones, que afecten a los factores mencionados, lo hagan necesario o lo justifiquen.

Las regalías y el equivalente a las regalías que deban pagar las compañías y PETROECUADOR, respectivamente, por los consumos propios y las pérdidas de hidrocarburos en sus operaciones normales, se regularán por los precios de venta en el mercado interno del País.

Nota: Inciso 3ro. reformado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Art. 72.- Los precios de venta al consumidor de los derivados de los hidrocarburos serán regulados de acuerdo al Reglamento que para el efecto dictará el Presidente de la República.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 . Incluida Fe de Erratas a Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 344 de 24 de Diciembre de 1993 .

Art. 73.-Nota: Artículo derogado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

CAPÍTULO IX

Caducidad de los contratos de exploración y explotación

Nota: Denominación de Capítulo sustituida por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007 .

Art. 74.- El Ministerio del Ramo podrá declarar la caducidad de los contratos, si el contratista:

1. Dejare de pagar las regalías, primas de entrada, derechos superficiares, participaciones y otros compromisos establecidos en la Ley o en el contrato; o dejare de cumplir cualesquiera de las obligaciones determinadas en el artículo 31;
2. No depositare las cauciones o garantías a que se hubiese obligado en la forma y en los plazos estipulados en el contrato;
3. No iniciare las operaciones de exploración según lo previsto en el contrato o si una vez iniciadas las suspendiere por más de sesenta días sin causa que lo justifique, calificada por la Secretaría de Hidrocarburos.
4. Suspendiere las operaciones de explotación por más de treinta días, sin justa causa,

previamente calificada por la Secretaría de Hidrocarburos, salvo fuerza mayor o caso fortuito que deberán avisarse a la Secretaría de Hidrocarburos, en un plazo máximo de diez días;

5. No reiniciare, en un plazo máximo de treinta días, las operaciones de explotación, una vez desaparecidas las causas que motivaron la suspensión;

6. No invirtiere las cantidades mínimas anuales, no realizare las perforaciones o no efectuares las tareas para los períodos de exploración y explotación, según lo establecido en el contrato;

7. Obstare o dificultare la vigilancia y fiscalización que deben realizar los funcionarios autorizados del Estado, o no proporcionare los datos y demás informaciones sobre cualesquiera otros asuntos de la actividad petrolera que le compete;

8. Incurriere en falsedades de mala fe o dolosas, en las declaraciones o informes sobre datos técnicos de exploración, explotación, actividades industriales, transporte o comercialización, o sobre datos económicos relacionados con las inversiones, costos o utilidades;

9. No efectuares las inversiones de utilidades estipuladas en el contrato;

10. Hubiese empleado fraude o medios ilegales, en la suscripción del contrato;

11. Traspasare derechos o celebrare contrato o acuerdo privado para la cesión de uno o más de sus derechos, sin la autorización del Ministerio;

12. Integrare consorcios o asociaciones para las operaciones de exploración o explotación, o se retirare de ellos, sin autorización del Ministerio; y,

13. Reincidiere en infracciones a la Ley y sus reglamentos.

14. Provocare, por acción u omisión, daños al medio ambiente, calificados por el Ministerio Sectorial; siempre que no los remediare conforme a lo dispuesto por la autoridad competente.

Nota: Numerales 3 y 4 reformados por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989 .

Nota: Ley No. 45; derogada por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Concordancias:

- *CÓDIGO CIVIL (TÍTULO PRELIMINAR), Arts. 9*
- *CÓDIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1460, 1697, 1698*
- *LEY DE COMPAÑÍAS, Arts. 21*
- *CÓDIGO DE DERECHO INTERNACIONAL PRIVADO SÁNCHEZ DE BUSTAMANTE, Arts. 183*

Art. 75.- La declaración de caducidad de un contrato implica la inmediata devolución al Estado de las áreas contratadas, y la entrega de todos los equipos, maquinarias y otros elementos de exploración o de producción, instalaciones industriales o de transporte, sin costo alguno para la Secretaría de Hidrocarburos y, además, la pérdida automática de las

cauciones y garantías rendidas según la Ley y el contrato, las cuales quedarán en favor del Estado.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 76.- Previamente a la declaración de caducidad de un contrato, el Ministerio del Ramo notificará al contratista fijándole un plazo no menor de treinta ni mayor de sesenta días, contado desde la fecha de la notificación, para el cumplimiento de las obligaciones no atendidas o para que desvanezca los cargos.

CAPÍTULO ...

De las infracciones y sanciones administrativas

Nota: Denominación de Capítulo agregada por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007 .

Art. 77.- El incumplimiento de los contratos suscritos por el Estado ecuatoriano para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, y/o la infracción de la Ley y/o de los reglamentos, que no produzcan efectos de caducidad, serán sancionados en la primera ocasión con una multa de hasta quinientas remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general; la segunda ocasión con multa de quinientas a un mil remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general; y, la tercera ocasión con multa de un mil a dos mil remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general, la misma que será impuesta por el Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero de forma motivada, utilizando criterios de valoración objetivos, como: gravedad de la infracción, negligencia, daño producido, alcance de la remediación, volumen de ventas, perjuicio al Estado y al consumidor y otros que se consideren pertinentes guardando proporcionalidad con la infracción, de conformidad con lo que se establezca en el Reglamento.

Nota: Artículo sustituido por Art. 24 de Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989 .

Nota: Ley No. 45; derogada por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Nota: Artículo reformado por Art. 38 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000 .

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Concordancias:

- *CÓDIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1505, 1571*

Art. 78.- La adulteración en la calidad, precio o volumen de los derivados de petróleo, incluido el gas licuado de petróleo y los biocombustibles, será sancionado por el director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, la primera ocasión, con una multa de veinticinco a cincuenta remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general; la segunda ocasión, con una multa de cincuenta a cien remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general y la suspensión de quince días de funcionamiento del establecimiento y la tercera ocasión, con una multa de cien a doscientas remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general y la clausura definitiva del establecimiento.

Cuando los responsables de las irregularidades descritas en el inciso anterior sean las comercializadoras de combustibles, incluido gas licuado de petróleo y biocombustibles, las multas serán multiplicadas por diez.

Para efecto de determinar la calidad del combustible líquido derivado de hidrocarburos, incluido gas licuado de petróleo o biocombustible, PETROCOMERCIAL (abastecedora) o quien haga sus veces, dará las facilidades necesarias para que el organismo calificado, de acuerdo con la Ley del Sistema Ecuatoriano de Calidad, certifique su calidad previa al abastecimiento a la comercializadora.

El certificado de calidad incluido el uso de trazadores de identificación inequívoca del combustible vendido en cada terminal, será otorgado por alguna de las verificadoras autorizadas a operar en el país y aplicando las normas nacionales e internacionales de calidad

La muestra y el análisis deberán someterse internacionales vigentes para tales procesos.

El que deliberada y maliciosamente rompiere el sello de seguridad fijado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero en los surtidores de expendio de combustibles al público o de cualquier forma alterare los sistemas mecánicos, eléctricos o electrónicos, con el objeto de disminuir las cantidades de expendio, será sancionado con una multa de hasta veinticinco remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general la primera ocasión; de veinticinco hasta cincuenta remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general la segunda ocasión y de cincuenta hasta setenta y cinco remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general, la tercera ocasión. La multa se impondrá de forma motivada, utilizando criterios de valoración objetivos, como: gravedad de la infracción, negligencia, daño producido, alcance de la remediación, volumen de ventas, perjuicio al Estado y al consumidor, y otros que se consideren pertinentes, guardando proporcionalidad con la infracción, de conformidad con lo que se establezca en el reglamento.

Se considera circunstancia agravante, que quien incurra en esta infracción, sea el propietario o el administrador responsable de una estación de servicio; en este caso, las multas se duplicarán. Tales propietarios o administradores no serán responsables por los actos maliciosos de terceros.

De las sanciones impuestas por el director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, se podrá apelar ante el Ministerio del Ramo. Para el cobro de las multas previstas en esta ley, se otorga jurisdicción coactiva a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, de conformidad con lo dispuesto en el Código de Procedimiento Civil.

Para los efectos de este artículo y los siguientes, las autoridades, dignatarios, servidores, empleados y trabajadores de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, que realizan funciones de control del cumplimiento de las normas de esta ley, presentarán su declaración patrimonial juramentada al inicio y término de sus funciones, debiendo actualizarla anualmente. La omisión o incumplimiento de esta obligación será causal para la destitución, remoción o terminación del vínculo contractual con quien omitiere o incumpliere.

Nota: Con Resolución de la Corte Constitucional No. 5, publicada en Registro Oficial Suplemento 7 de 2 de Mayo del 2017, se declara la inconstitucionalidad por el fondo y se dispone la expulsión de la siguiente frase que consta en el artículo 78 de la Ley de Hidrocarburos:

"Para la apelación o interposición de cualquier otro recurso, se acompañará el documento que justifique el pago de la multa impuesta, caso contrario será denegado". En tal razón, el texto del artículo en referencia permanecerá vigente como está anteriormente descrito.

Nota: El texto anterior a la Resolución de la Corte Constitucional No. 5 era el siguiente:

Art. 78.- La adulteración en la calidad, precio o volumen de los derivados de petróleo, incluido el gas licuado de petróleo y los biocombustibles, será sancionado por el Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, la primera ocasión, con una multa de veinticinco a cincuenta remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general; la segunda ocasión, con multa de cincuenta a cien remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general y la suspensión de quince días de funcionamiento del establecimiento; y, la tercera ocasión con multa de cien a doscientas remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general y la clausura definitiva del establecimiento.

Cuando los responsables de las irregularidades descritas en el inciso anterior sean las comercializadoras de combustibles, incluido gas licuado de petróleo y biocombustibles, las multas serán multiplicadas por diez.

Para efecto de determinar la calidad del combustible líquido derivado de hidrocarburos, incluido gas licuado de petróleo o biocombustible, PETROCOMERCIAL abastecedora, o quien haga sus veces, dará las facilidades necesarias para que el organismo calificado, de acuerdo con la Ley del Sistema Ecuatoriano de Calidad, certifique su calidad previa al abastecimiento a la comercializadora.

El certificado de calidad incluido el uso de trazadores de identificación inequívoca del combustible vendido en cada terminal, será otorgado por alguna de las verificadoras autorizadas a operar en el país y aplicando las normas nacionales e internacionales de calidad. La muestra y el análisis deberán someterse a las normas internacionales vigentes para tales procesos.

El que deliberada y maliciosamente rompiere el sello de seguridad fijado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero en los surtidores de expendio de combustibles al público o de cualquier forma alterare los sistemas mecánicos, eléctricos o electrónicos, con el objeto de disminuir las cantidades de expendio, será sancionado con una multa de hasta veinticinco remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general la primera ocasión; de veinticinco hasta cincuenta remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general la segunda ocasión; y, de cincuenta hasta setenta y cinco remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general la tercera ocasión. La multa se impondrá de forma motivada, utilizando criterios de valoración objetivos, como: gravedad de la infracción, negligencia, daño producido, alcance de la remediación, volumen de ventas, perjuicio al Estado y al consumidor y otros que se consideren pertinentes guardando proporcionalidad con la infracción, de conformidad con lo que se establezca en el Reglamento.

Se considera circunstancia agravante, que quien incurra en esta infracción sea el propietario o el administrador responsable de una estación de servicio; en este caso las multas se duplicarán. Tales propietarios o administradores no serán responsables por los actos maliciosos de terceros.

De las sanciones impuestas por el Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, se podrá apelar ante el Ministro del ramo. Para el cobro de las multas previstas en esta Ley, se otorga jurisdicción coactiva a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, de conformidad con lo dispuesto en el Código de Procedimiento Civil.

Para la apelación o interposición de cualquier otro recurso, se acompañará el documento que justifique el pago de la multa impuesta, caso contrario será denegado.

Para los efectos de este artículo y los siguientes, las autoridades, dignatarios, servidores, empleados y trabajadores de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero que realizan funciones de control del cumplimiento de las normas de esta Ley, presentarán su declaración patrimonial juramentada al inicio y término de sus funciones, debiendo actualizarla anualmente. La omisión o incumplimiento de esta obligación será causal para la destitución, remoción o terminación del vínculo contractual con quien omitiere o incumpliere.

Nota: Artículo sustituido por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989 .

Nota: Ley No. 45; derogada por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Nota: Inciso 1o. reformado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Nota: Artículo reformado por Art. 39 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000 .

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Concordancias:

- *CÓDIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1572*

Art. (1)..- Para efectos de la aplicación de esta Ley, son sujetos de control quienes realicen actividades de abastecimiento, envasado, comercialización, distribución, almacenamiento, transporte, industrialización e importación de combustibles líquidos derivados de hidrocarburos, incluido el gas licuado de petróleo y los biocombustibles.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007 .

Art. (2)..- Ningún sujeto de control podrá destinar los combustibles líquidos derivados de hidrocarburos, incluido el gas licuado de petróleo y los biocombustibles, a un uso diferente para el que fueron adquiridos. Tampoco podrán comercializarlos, incumpliendo el contenido de los documentos que justifican su adquisición.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007 .

Art. (3)..- Los sujetos sometidos a control de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, que se hallen incurso en las prohibiciones establecidas en el artículo anterior, serán sancionados de la siguiente manera:

El infractor será sancionado por el Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero o su delegado, la primera vez con multa de quince a veinticinco remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general; la segunda vez con multa de veinticinco a cincuenta remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general y la tercera vez con el máximo de la multa y la revocatoria definitiva del permiso de operación correspondiente.

Para este efecto el gas licuado de petróleo se clasifica en gas de uso doméstico, gas de uso comercial, gas de uso industrial y gas de uso vehicular.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. (4)..- Prohíbese el uso del cilindro de gas licuado de petróleo que se comercializa a precio de consumo de hogares, para uso no autorizado de automotores, motores, piscinas, fábricas, restaurantes o similares.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007 .

Art. (5)..- Para la imposición de las sanciones referidas en este Capítulo, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero observará el siguiente procedimiento:

Inmediatamente a la verificación del incumplimiento del contrato o del hecho que genera la sanción, el Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero dispondrá el inicio del proceso y notificará al sujeto de control, concediéndole el término de diez días para que presente las pruebas de descargo. Expirado dicho término, el Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero emitirá, dentro del término de diez días la resolución correspondiente en forma motivada.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. (6)..- La potestad sancionadora o de control contemplada en este capítulo caducará si luego de seis meses de iniciada la administración suspende su continuación o impulso. El Estado hará uso del derecho de repetición en contra del funcionario público que incumpla la ley.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007 .

Art. 79.- La transferencia de un contrato o la cesión a terceros de derechos provenientes de un contrato, serán nulas y no tendrán valor alguno si no precede autorización del Ministerio del Ramo, sin perjuicio de la declaración de caducidad según lo previsto en la presente Ley.

El Estado recibirá una prima por el traspaso y la empresa beneficiaria deberá celebrar un nuevo contrato en condiciones económicas más favorables para el Estado, que las contenidas en el contrato primitivo.

Nota: Inciso segundo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Concordancias:

- *CÓDIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1697, 1842, 1843, 2367*

Art. 80.- Ningún funcionario ni empleado del Estado, sea que perciba sueldo fijo u honorarios, podrá recibir emolumento alguno de las empresas contratistas, sean éstas concesionarias, asociadas o suministradoras de servicios. El incumplimiento de esta disposición será causa para la cancelación de su cargo, sin perjuicio de la devolución de tales emolumentos, cuyo valor la empresa comprometida deberá transferir al Ministerio del Ramo.

CAPÍTULO X

Disposiciones Generales

Art. 81.-Nota: Artículo derogado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 82.- Las comunicaciones, los informes, estudios, balances, inventarios y más documentos que los contratistas o asociados presenten a la Secretaría de Hidrocarburos, se considerarán como declaración jurada, llevarán las firmas de sus representantes legales y se sujetarán a lo dispuesto en las leyes pertinentes en los casos de falsedad intencional.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Concordancias:

- *LEY DE COMPAÑÍAS, Arts. 126*

Art. 83.- Todos los valores monetarios determinados en esta Ley, serán reajustados anualmente por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, de acuerdo al índice general de precios proporcionado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), y a las variaciones del tipo de cambio oficial de la moneda.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 84.- La perforación de pozos a distancias menores de doscientos metros del límite de la respectiva área de exploración o de explotación, requiere autorización previa de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 85.- La explotación de yacimientos comunes o dos o más áreas de contrato hará obligatorio celebrar convenios operacionales de explotación unificada, con el objeto de lograr mayor eficiencia y economía en la operación. Tales convenios deberán ser aprobados por la Secretaría de Hidrocarburos.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 86.- Exonérese de todo impuesto la constitución de compañías para la exploración, explotación e industrialización de hidrocarburos y sus aumentos de capital; y del impuesto al capital en giro, los capitales que se inviertan y se empleen en la operación de la industria petrolera.

Concordancias:

- *CÓDIGO TRIBUTARIO, Arts. 33, 36*

Art. 87.- El Ministerio de Finanzas, previo informe favorable de la Secretaría de Hidrocarburos, liberará de los impuestos aduaneros la importación de equipos, maquinarias, implementos y otros materiales necesarios para la exploración y explotación de hidrocarburos, durante el período de exploración y en los primeros diez años del período de explotación, siempre que dichos artículos no se produzcan en el País. De igual liberación, gozarán las industrias de hidrocarburos, petroquímicas y conexas, durante el período de construcción y hasta cinco años después de su puesta en marcha, sin perjuicio de lo dispuesto en la Ley de Fomento Industrial.

La liberación prevista en el inciso que antecede comprenderá el ciento por ciento (100 %) de los impuestos arancelarios y adicionales que gravan las importaciones de los bienes mencionados y, en consecuencia, no se aplicará el Art. 3o. de la Ley No. 136 promulgada en el Registro Oficial No. 509 de 8 de Junio de 1983 .

Nota: Inciso segundo de este artículo agregado por Ley No. 8, publicada en el Registro Oficial 277 de 23 de Septiembre de 1985 .

Nota: Artículo reformado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989 .

Nota: Ley No. 45; derogada por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 88.- Con informe favorable de la Secretaría de Hidrocarburos, podrá efectuarse el traspaso o la enajenación de artículos importados con liberación de derechos aduaneros, cuando no fueren por más tiempo utilizables en el trabajo de la empresa interesada, una vez que sean evaluados por delegados de la Secretaría de Hidrocarburos y del Ministerio de Finanzas, a fin de que se cobre la parte proporcional de los impuestos aduaneros antes

exonerados, sobre el valor del avalúo efectuado. Si el traspaso se hiciere a otra empresa con derecho a la liberación de impuestos aduaneros, solo se requerirá el informe favorable de la Secretaría de Hidrocarburos. El Estado o PETROECUADOR tendrán prioridad para la compra de tales artículos, la que se hará sin el pago de los impuestos calculados.

Si se comprobare que cualquier objeto que hubiese gozado de liberación se hubiese destinado a servicio distinto, así como en caso de venta o traspaso hechos con violación de lo establecido en este artículo, se aplicará lo dispuesto en la Ley Orgánica de Aduanas.

Nota: Artículo reformado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989 .

Nota: Ley No. 45; derogada por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Concordancias:

- *CÓDIGO TRIBUTARIO, Arts. 33, 36*

Art. 89.- La introducción temporal al País de maquinarias o equipos petroleros, podrá hacerse hasta por un plazo de cinco años, con sujeción en los demás a lo establecido en la Ley Orgánica de Aduanas.

Art. 90.- Las indemnizaciones que se deban pagar por los perjuicios ocasionados en terrenos, cultivos, edificios u otros bienes, con motivo de la exploración o el desarrollo de la explotación petrolera, o de cualquier otra fase de las industrias de hidrocarburos, serán fijadas por peritos designados por las partes. En caso de desacuerdo, el Ministro del Ramo nombrará un dirimente.

Concordancias:

- *CÓDIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1572*

Art. 91.- A petición de una empresa contratista o de la Secretaría de Hidrocarburos, podrá el Ministerio del Ramo, previa declaratoria de utilidad pública, expropiar a favor de la Secretaría de Hidrocarburos, para que ésta ceda su uso a la empresa interesada, terrenos u otros bienes inmuebles, o constituir servidumbres, que fuesen indispensables para el desarrollo de cualquier aspecto de la industria petrolera. Todos los gastos y pagos que deban efectuarse para estos fines correrán por cuenta de la empresa interesada o de la Secretaría de Hidrocarburos.

La petición deberá acompañarse de los planos respectivos. El Ministerio del Ramo,

efectuada la inspección que fuere necesaria, fijará la cantidad de dinero que estime suficiente para indemnizar al propietario, la que deberá ser depositada en el Ministerio, a la orden del propietario, previo el avalúo practicado por la Dirección Nacional de Avalúos y Catastros para que éste la cobre si la encuentra conforme, previa suscripción de la escritura pública de enajenación o de constitución de la servidumbre. En caso de inconformidad del propietario, esa cantidad se mantendrá en depósito hasta que se resuelva sobre el valor definitivo de la indemnización, para lo cual se procederá con sujeción al trámite establecido en el Código de Procedimiento Civil para el juicio de expropiación.

La ocupación de los bienes expropiados o el ejercicio de la servidumbre podrán efectuarse desde que se haya realizado el depósito.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 92.-Nota: Inciso segundo de este artículo reformado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989 .

Nota: Ley No. 45; derogada por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Nota: Artículo derogado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Art. 93.- Las obras, los servicios, la adquisición de equipos y más bienes, o la compra o venta de hidrocarburos que PETROECUADOR y sus empresas filiales tengan que contratar para el cumplimiento de esta Ley, serán ejecutadas y controlados de acuerdo con los procedimientos establecidos en esta Ley Especial y en los Reglamentos correspondientes.

Nota: Artículo sustituido por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989 .

Nota: Ley No. 45; derogada por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009 .

Art. ...- En las referencias hechas a Petroecuador, como operadora estatal, se entenderá que se refiere a las empresas públicas que se creen para el efecto.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 93-A.- De la producción resultante de los contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, el Estado asignará como única participación previa la deducción a que se refiere el inciso 3o. del Art. 1 de esta Ley, (Art. 1 de la Ley 101, reforma el Art. 2 de la Ley de Hidrocarburos) para la Defensa Nacional, el doce

punto cinco por ciento de la producción total fiscalizada de los yacimientos hidrocarburíferos, porcentaje que será entregado en la terminal de exportación correspondiente.

La producción a que se refiere el inciso anterior será comercializada por PETROECUADOR en el mercado internacional y depositará el resultado de dicha comercialización en la cuenta dólares que la H. Junta Nacional mantiene en el Banco Central del Ecuador.

Nota: Artículo dado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Art. 93-B.- El Ministro de Recursos Naturales en el Informe anual que debe enviar a la H. Cámara Nacional de Representantes incluirá obligatoriamente el informe general de labores de PETROECUADOR.

Nota: Artículo dado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Art. 93-C.- Todas las inversiones que se realicen para la exploración y explotación de hidrocarburos, serán objeto de fiscalización permanente y de liquidaciones periódicas, por parte de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

Nota: Artículo dado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 93-D.- El Estado velará porque la actividad petrolera no provoque daños a las personas, a la propiedad ni al medio ambiente. Periódicamente se procederá a realizar auditorías socio - ambientales.

Nota: Artículo dado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 .

Art. ...- Consulta. Antes de la ejecución de planes y programas sobre exploración o explotación de hidrocarburos, que se hallen en tierras asignadas por el Estado ecuatoriano a comunidades indígenas o pueblos negros o afroecuatorianos y, que pudieren afectar el ambiente, Petroecuador sus filiales o los contratistas o asociados, deberán consultar con las etnias o comunidades. Para ese objeto promoverán asambleas o audiencias públicas para explicar y exponer los planes y fines de sus actividades, las condiciones en que vayan a desarrollarse, el lapso de duración y los posibles impactos ambientales directos o indirectos que puedan ocasionar sobre la comunidad o sus habitantes. De los actos, acuerdos o convenios que se generen como consecuencia de las consultas respecto de los planes y programas de exploración y explotación se dejará constancia escrita, mediante acta o instrumento público.

Luego de efectuada la consulta, el ministerio del ramo, adoptará las decisiones que más convinieran a los intereses del Estado.

Nota: Artículo agregado por Art. 40 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000 .

Nota: Declarado Reforma Inconstitucional por Resolución del Tribunal Constitucional No. 193, publicada en Registro Oficial Suplemento 231 de 26 de Diciembre del 2000 .

Art. ...- Participación de etnias y comunidades: Las comunidades indígenas y los pueblos negros o afroecuatorianos, que se encuentren asentados dentro de las áreas de influencia directa en los que se realicen los trabajos de exploración o explotación de hidrocarburos, podrán beneficiarse de la infraestructura construida por Petroecuador, sus filiales o los contratistas o asociados, una vez que haya concluido la etapa de exploración hidrocarburífera o explotación, si no existiere otra etapa a continuación de ésta, conforme el procedimiento que se determine en el reglamento que se dictará para el efecto".

Nota: Artículo agregado por Art. 40 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000 .

Art. ...- La Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, en el plazo de noventa días, contados a partir de la vigencia de esta Ley, realizará el monitoreo, control y supervisión en la importación, abastecimiento, comercialización, transporte y distribución de los hidrocarburos y sus derivados incluidos el gas licuado de petróleo y biocombustibles, utilizando sistemas tecnológicos de información que garanticen la ubicación automática y el envío de alertas, cuando se produzcan pérdidas o desvíos de los carburantes en perjuicio de la comunidad y el Estado ecuatoriano.

Los sistemas tecnológicos de información, programas informáticos y equipos a utilizarse en el monitoreo, control y supervisión, deberán cumplir con las exigencias técnicas y de calidad establecidas por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

Las empresas proveedoras de servicios tecnológicos de información, deberán estar debidamente calificadas y autorizadas por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, para ubicar los dispositivos adecuados en oleoductos, poliductos, gasoductos, medios de transporte, etc.; teniendo entre otros parámetros: capacidad técnica y económica, así como experiencia en el manejo de sistemas tecnológicos de información; y, las garantías que se consideren indispensables para lograr un beneficio efectivo para el Estado ecuatoriano.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Art. 94.- Participación Laboral.- En el caso de los trabajadores vinculados a la actividad

hidrocarburífera, éstos recibirán el 3% del porcentaje de utilidades y el 12% restante será pagado al Estado y a los Gobiernos Autónomos Descentralizados que lo destinarán a proyectos de inversión social y de desarrollo territorial en las áreas en donde se lleven a cabo actividades hidrocarburíferas. Dichos proyectos deberán ser armonizados con el Plan Nacional de Desarrollo.

Si la explotación hidrocarburífera se produce en la Circunscripción Territorial Especial Amazónica, los recursos económicos citados en el primer inciso correspondientes al 12% de las utilidades financiarán al Fondo Común para la Circunscripción Territorial Especial Amazónica y serán invertidos y asignados de conformidad a lo dispuesto en la Ley que la rige.

Las inversiones que realicen los Gobiernos Autónomos Descentralizados deberán ser canalizadas a través del Banco del Estado para que efectúe los desembolsos correspondientes.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

Nota: Artículo sustituido por Disposición Reformatoria Primera de Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 583 de 24 de Noviembre del 2011 .

Nota: Inciso segundo agregado por Disposición Reformatoria Octava de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 245 de 21 de Mayo del 2018 .

Disposiciones Generales

TERCERA.- Los recursos económicos que se generen por la aplicación de las sanciones pecuniarias y multas previstas en esta Ley, ingresarán a una cuenta especial que mantendrá la Dirección Nacional de Hidrocarburos, la misma que estará bajo el control y vigilancia de la Contraloría General del Estado. Dichos recursos serán exclusivamente utilizados para tecnología, monitoreo, control y supervisión establecidos en el artículo innumerado que consta en el artículo 6 de la presente Ley.

Nota: Disposición agregada por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007 .

CUARTA.- Se concede acción popular para la denuncia de las infracciones establecidas en esta Ley, en cuyo caso se reconocerá al denunciante el 25% de la multa impuesta en firme a los autores de las infracciones. La denuncia acarreará responsabilidades de carácter civil y penal en el caso de que el sujeto de control denunciado obtuviere declaración judicial que la califique de maliciosa o temeraria. El reglamento respectivo definirá los requisitos para el ejercicio de la acción popular, el mismo que será expedido en un plazo máximo de sesenta días, a partir de la vigencia de la presente Ley.

Nota: Disposición agregada por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007 .

QUINTA.- La Dirección Nacional de Hidrocarburos proveerá y facilitará las autorizaciones de distribución de derivados de hidrocarburos y gas licuado de petróleo para el área rural o suburbana que comercializan cuantías domésticas de consumo local, y que estén destinadas a actividades agropecuarias, pequeña industria y artesanales. El incumplimiento de lo dispuesto en esta Disposición General será causal de remoción o destitución inmediata de sus funciones o la inmediata terminación del vínculo contractual de los responsables, según corresponda.

La Dirección Nacional de Hidrocarburos reglamentará lo atinente a determinar el alcance y cuantificación de las cuantías domésticas de uso local señaladas en esta Disposición General.

Nota: Disposición agregada por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007 .

SEXTA.- La Dirección Nacional de Hidrocarburos, elaborará en forma coordinada con PETROCOMERCIAL o quien haga sus veces, el programa mensual de requerimientos de la comercializadora de abastecimiento de hidrocarburos y sus derivados, incluido el gas licuado de petróleo y biocombustibles, para todo el territorio nacional, el mismo que será aprobado por el Ministerio del ramo; para tal efecto se considerará la densidad poblacional, el parque automotriz, industrial y naviero, incluida la pesca artesanal en cada una de las jurisdicciones territoriales a fin de garantizar oportunidad, calidad, cantidad y precio en beneficio de los consumidores y evitar el contrabando.

Los responsables del incumplimiento de esta disposición, serán sancionados con multa de cien remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general y la destitución inmediata del cargo. Los informes de programación semestral serán remitidos al Congreso Nacional.

Nota: Disposición agregada por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007 .

SÉPTIMA.- Dado que por política estatal que promueve subsidios al consumo de combustibles, ciudadanos de frontera se dedican a vender pequeñas cantidades de combustibles en la frontera sur y en la frontera norte, el Estado establecerá un programa emergente de capacitación y apoyo a la microempresa con crédito promocional y facilidades para el micro comercio e intercambio en las zonas de frontera.

Nota: Disposición agregada por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007 .

DISPOSICIÓN TRANSITORIA:

PRIMERA: Los subsidios que actualmente se conceden, a través de los precios de los derivados de los hidrocarburos, se mantendrán hasta que sean reemplazados por mecanismos directos de compensación social, que el Presidente de la República creará en

favor de los sectores más necesitados de la sociedad, canalizándolos a través del Presupuesto General del Estado.

Hasta que sea expedido el Reglamento mencionado en el artículo 18 de esta Ley Reformatoria, el Ministro del ramo fijará los precios de venta de los derivados destinados al mercado interno, tomando en consideración, entre otros elementos, el precio de referencia señalado en el artículo 71, así como los costos, gastos, y una rentabilidad razonable sobre las inversiones efectuadas en las fases de refinación y comercialización y, también, los impuestos.

Nota: Disposición dada por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993 . Incluida Fe de Erratas a Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 344 de 24 de Diciembre de 1993 .

PRIMERA-A: Mientras se expida el correspondiente Reglamento a la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, se deberá aplicar a partir de la fecha de vigencia de la presente Ley, el porcentaje mínimo de participación para el Estado en los ingresos extraordinarios, esto es 50%, establecido en el artículo 2 de esta Ley Reformatoria.

Nota: Disposición dada por Ley No. 42, publicada en Registro Oficial Suplemento 257 de 25 de Abril del 2006 .

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- Los contratos de participación y de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos que se encuentren suscritos se modificarán para adoptar el modelo reformado de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos en el plazo de hasta 120 días, y los contratos suscritos bajo otras modalidades contractuales incluidos los contratos de campos marginales y los contratos de prestación de servicios específicos suscritos entre Petroecuador y/o su filial Petroproducción (actual EP PETROECUADOR) con las empresas Sociedad Internacional Petrolera S.A., filial de la Empresa Nacional del Petróleo de Chile, ENAP (campos MDC, Paraíso, Biguno y Huachito), Repsol YPF Ecuador S.A., Overseas Petroleum and Investment Corporation, CRS Resources (Ecuador) LDC y Murphy Ecuador Oil Company (campo Tivacuno) y Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL (campos de la Península de Santa Elena, Gustavo Galindo Velasco), en el plazo de hasta 180 días. Plazos que se contarán a partir de la vigencia de la presente Ley; caso contrario, la Secretaría de Hidrocarburos dará por terminados unilateralmente los contratos y fijará el valor de liquidación de cada contrato y su forma de pago.

Nota: Disposición dada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

SEGUNDA.- Todos los contratos de exploración y explotación vigentes, suscritos con PETROECUADOR y PETROPRODUCCIÓN, que hasta la presente fecha han sido

administrados por las Unidades de Administración de Contratos de PETROECUADOR y de PETROPRODUCCIÓN, indistintamente de su modalidad contractual pasarán a ser administrados por la Secretaría de Hidrocarburos hasta la finalización del plazo y hasta que opere la reversión de las respectivas áreas, responsabilidad que se extiende para las áreas y bloques, con respecto a los cuales se haya declarado la caducidad.

Los servidores que vienen prestando sus servicios con nombramiento o contrato en las Unidades antes referidas, podrán pasar a formar parte de la Secretaría de Hidrocarburos, previa evaluación y selección, de acuerdo a los requerimientos de dicha institución.

En caso de existir cargos innecesarios la Secretaría de Hidrocarburos podrá aplicar un proceso de supresión de puestos para lo cual observará las normas contenidas en la Ley Orgánica de Servicio Civil y Carrera Administrativa, su Reglamento y las Normas Técnicas pertinentes expedidas por el Ministerio de Relaciones Laborales.

Nota: Disposición dada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

TERCERA.- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero contará con el personal, derechos, obligaciones, los activos y el patrimonio que actualmente pertenecen o están a disposición de la Dirección Nacional de Hidrocarburos. En este caso se aplicará también lo dispuesto en los incisos segundo y tercero de la Disposición precedente.

Nota: Disposición dada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

CUARTA.- Hasta que se expidan los reglamentos para la aplicación de esta Ley, el Ministro Sectorial expedirá las normas temporales que fueran necesarias para el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas en el País.

Nota: Disposición dada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

QUINTA.- La tributación de la compañía AGIP OIL ECUADOR BV que tiene suscrito un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación del Bloque 10 con el anterior artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos, mientras dicho contrato no sea renegociado de conformidad con la presente Ley Reformatoria, seguirá pagando el impuesto mínimo del 44,4% del impuesto a la renta y el gravamen a la actividad petrolera, de conformidad con los anteriores artículos 90, 91, 92, 93, 94 y 95 que constaban en la Ley de Régimen Tributario Interno antes de la presente reforma.

Nota: Disposición dada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010 .

DISPOSICIONES FINALES

PRIMERA: El Presidente de la República expedirá el Reglamento a esta Ley dentro del plazo constitucional de noventa días.

Nota: Disposición dada por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998 .

SEGUNDA: La presente Ley tiene el carácter de especial, en consecuencia, sus normas prevalecerán sobre las normas generales que se le opusieren.

Nota: Disposición dada por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998 .

Plan Estratégico Empresarial
de EP PETROECUADOR
2021-2025

Marzo 2022

Aprobado con Resolución No. DIR-EPP-04-2022-04-18

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	1
2	LA ORGANIZACIÓN	3
2.1	Marco Normativo	3
2.2	Descripción general de la organización	5
2.3	Situación histórica y actual de las líneas de negocio	26
2.3.1	Nivel operativo	27
2.3.2	Nivel comercial	40
3	DIAGNÓSTICO SITUACIONAL	53
3.1	Diagnóstico Externo	53
3.1.1	Entorno general	53
3.1.2	Entorno específico.....	61
3.2	Análisis DAFO	78
4	VINCULACIÓN A LA PLANIFICACIÓN NACIONAL.....	78
5	PLANIFICACIÓN EMPRESARIAL	90
5.1	Misión	90
5.2	Visión	90
5.3	Valores Corporativos	90
5.4	Objetivos Estratégicos.....	92
5.5	Estrategias.....	95
5.6	Mapa Estratégico.....	97
5.7	Proyección empresarial	97
5.7.1	Producción de hidrocarburos.....	97
5.7.2	Producción de derivados	100
5.7.3	Inversiones, costos y gastos	108
5.7.4	Pozos por perforar	111
5.7.5	Workovers de inversión (CAPEX)	114
5.7.6	Consumo de combustible	115
5.7.7	Resumen de proyecciones	117
5.8	Indicadores Estratégicos	118

5.8.1	Indicador de impacto	118
5.8.2	Indicador de resultados	118
5.8.3	Indicador de gestión	118
5.8.4	Línea Base.....	118
5.8.5	Meta	118
5.9	Inversión y reinversión para cumplir con el Plan Estratégico.....	118
5.10	Cuadro Resumen de la Planificación Estratégica.	118
ÍNDICE DE CUADROS Y GRÁFICOS		121
ANEXOS.....		125
6	REFERENCIAS	154

1 INTRODUCCIÓN

Mediante Decreto Ejecutivo No. 723, publicado en el Registro Oficial Suplemento No. 483 del 8 de mayo de 2019, el Presidente de la República decreta, “(...) *Artículo 1.- Dispone dar inicio al proceso de fusión entre la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR y la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos “PETROAMAZONAS EP” en una sola empresa pública de conformidad con lo establecido en la Ley Orgánica de Empresas Públicas y la Constitución de la República.*”

Con Decreto Ejecutivo 1221 de 7 de enero de 2021 Presidente de la República decreta, “(...) *Artículo 1.- Fusiónesse por absorción la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Petroamazonas EP, a la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP Petroecuador.*”

La Planificación Estratégica de la EP PETROECUADOR, considera para el período enero – septiembre 2021 la alineación del Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021, la misma que no fue actualizada en base la realidad 2021 como empresa encargada de toda la cadena hidrocarburífera (fusión); y, para el período agosto – diciembre 2021 y 2022 – 2025 la alineación del Plan Nacional de Desarrollo 2021-2025, emitido por el Consejo Nacional de Planificación con resolución N° 002-2021-CNP de 20 de septiembre de 2021 y publicado en el Cuarto Suplemento N° 544 - Registro Oficial el 23 de septiembre de 2021.

Es importante indicar que los Instrumentos de Planificación de la empresa integrada han sido elaborados bajo los lineamientos emitidos por EMCO EP para la presentación de la información mínima a considerar en el Plan Estratégico Empresarial, y que los mismos son provisionales hasta que se dé cumplimiento al Art. 4.- literal r) del Decreto Ejecutivo No. 95:

“Auditar el proceso de fusión de EP Petroecuador y Petroamazonas EP, con la finalidad de: (i) determinar el estado de situación actual de dicho proceso; (ii) identificar y ejecutar las actividades que se encuentren pendientes para la culminación de dicho proceso, y, (iii) realizar los procesos necesarios para la contratación de una consultoría internacional que diseñe el nuevo modelo de negocio, la estructura de la organización y la optimización de todos los recursos de la empresa pública, conforme a estándares internacionales y buenas prácticas empresariales.”

Se considera las metas oficializadas por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables; para el periodo enero – junio 2021 los Estimados Hidrocarburíferos Cuarta

Actualización emitidos con oficio Nro. MERNNR-VH-2021-0168-OF de 30 de marzo de 2021, y para el período julio– diciembre 2021 los Estimados Hidrocarbúferos Sexta Actualización oficializados presentados con oficio Nro. MERNNR-VH-2021-0461-OF de 13 de agosto de 2021; conforme a los acuerdos y compromisos interinstitucionales del acta de revisión de los Estimados Quinta Actualización del 10 de junio 2021 remitida mediante oficio Nro. PETRO-PCO-2021-0047-O de 24 de junio de 2021.

En el ámbito financiero se considera el Nuevo techo presupuestario, remitido por el Ministerio de Economía y Finanzas mediante oficio MEF-SRF-2021-0360-O de 15 de noviembre de 2021.

Con estos antecedentes de carácter normativo se alinea y se presenta este Plan Estratégico, en el que además de los grandes retos a los que se debe enfrentar esta empresa petrolera, está el de lograr la consolidación de la fusión por absorción de *EP PETROECUADOR* y *PETROAMAZONAS EP*.

La fusión de estas empresas públicas generará una empresa con mayor valor agregado para su máxima potencialización, ya que será la responsable de atender toda la cadena de valor de los hidrocarburos, desde la exploración hasta la comercialización del petróleo, gas y sus derivados en beneficio de los ecuatorianos.

El Plan Estratégico es un instrumento para apoyar el cumplimiento de la política hidrocarbúfera que establece el Estado, contar con los elementos que le permitan desarrollarse en un entorno o contexto competitivo maximizando la renta petrolera para los ecuatorianos; para lo cual se está trabajando en la aplicación del Decreto Ejecutivo No. 95. Asimismo, debe brindar la seguridad y soberanía energética nacional, creando valor, ser el motor de la industria nacional bajo una perspectiva de sustentabilidad, y como lo ha sido durante años, la piedra angular de la economía nacional.

Además, es necesario crear una imagen nacional y corporativa de la empresa pública, que conecte a la ciudadanía hacia una nueva percepción del sector hidrocarbúfero ecuatoriano y su empresa nacional.

Las incertidumbres actuales y los escenarios a los que se deberá enfrentar la EP PETROECUADOR son y serán cada vez más desafiantes, por lo que deberá contar con el talento y la innovación de todos sus integrantes, para poder transformarla en una de las empresas más relevantes del sector hidrocarbúfero de la región y del mundo.

Una vez aprobados los Instrumentos de Planificación, el resultado de los indicadores los planes de acción se incorporarán en la herramienta GPR de los indicadores categorizados como N1 para su posterior seguimiento y evaluación en la herramienta, así como su complemento con los informes de gestión presentados de manera periódica al directorio de la empresa.

Uno de los factores claves que ha considerado la nueva estructura empresarial es promover el desarrollo y operatividad de herramientas de gestión que contribuyan al análisis, evaluación y monitoreo de resultados con la finalidad de proporcionar criterios técnicos para la toma de acciones y decisiones por parte de las autoridades de la empresa.

2 LA ORGANIZACIÓN

2.1 Marco Normativo

Cuadro 1: Marco normativo

NORMATIVA	DETALLE	TEXTO
Constitución de la República del Ecuador	Art. 313	<p><i>“El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. Los sectores estratégicos, de decisión y control exclusivo del Estado, son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social. Se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro radioeléctrico, el agua, y los demás que determine la ley.”</i></p>
	Art. 315	<p><i>“El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas. Las empresas públicas estarán bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la ley; funcionarán como sociedades de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía financiera, económica, administrativa y de gestión, con altos parámetros de calidad y criterios empresariales, económicos, sociales y ambientales. Los excedentes podrán destinarse a la inversión y reinversión en las mismas empresas o sus subsidiarias, relacionadas o asociadas, de carácter público, en niveles que garanticen su desarrollo. Los excedentes que no fueran invertidos o reinvertidos se transferirán al Presupuesto General del Estado. La ley definirá la participación de las empresas públicas en empresas mixtas en las que el Estado siempre tendrá la mayoría accionaria, para la participación en la gestión de los sectores estratégicos y la prestación de los servicios.”</i></p>

Ley Orgánica de Empresas Públicas	<p>Art.3</p> <p>Art. 4</p>	<p>Numeral 3, indica que son principios de las empresas públicas, entre otros, <i>“actuar con eficiencia, racionalidad, rentabilidad y control social en la exploración, explotación e industrialización de los recursos naturales renovables y no renovables y en la comercialización de sus productos derivados, preservando el ambiente”.</i></p> <p><i>“Las empresas públicas son entidades que pertenecen al Estado en los términos que establece la Constitución de la República, personas jurídicas de derecho público, con patrimonio propio, dotadas de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión. Estarán destinadas a la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y en general al desarrollo de actividades económicas que corresponden al Estado (...).”</i></p>
Reforma Ley de Hidrocarburos, establecida en la Ley orgánica para el desarrollo económico y sostenibilidad fiscal tras la pandemia COVID-19	R.O. 587 Art. 2 reformado	<p><i>“El Estado explorará y/o explotará los yacimientos señalados en el artículo anterior, en forma directa a través de las Empresas Públicas de Hidrocarburos. De manera excepcional podrá delegar el ejercicio de estas actividades a empresas nacionales o extranjeras, o consorcios integrados de ellas, de probada experiencia y capacidad técnica y económica, para lo cual el Ministerio del Ramo, podrá celebrar contratos de participación, de prestación de servicios para exploración y/o explotación de hidrocarburos o mediante otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana o de usual empleo en la industria a nivel internacional que no contravengan la legislación ecuatoriana, las cuales podrán ser determinadas en el reglamento a la presente ley (...).”</i></p>
Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas	R.O. 254	<p>Este tiene por objeto <i>“regular, administrar, controlar y fiscalizar las Operaciones Hidrocarburíferas en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera”.</i> Adicionalmente, especifica que aplicaría a <i>“personas naturales, jurídicas, públicas o privadas, nacionales o extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales reconocidas en el Ecuador.”</i></p>
Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas	R.O. 306	<p>El presente Código tiene por objeto, organizar, normar y vincular el Sistema Nacional Descentralizado de Planificación Participativa con el Sistema Nacional de Finanzas Públicas, y regular su funcionamiento en los diferentes niveles del sector público, en el marco del régimen de desarrollo, del régimen del buen vivir, de las garantías y los derechos constitucionales.</p> <p>Asimismo, regula el ejercicio de las competencias de planificación y el ejercicio de la política pública en todos los niveles de gobierno, el Plan Nacional de Desarrollo, los planes de desarrollo y de ordenamiento territorial de los Gobiernos Autónomos Descentralizados, la programación presupuestaria cuatrienal del Sector Público, el Presupuesto General del Estado, los demás presupuestos de las entidades públicas; y, todos los recursos públicos y demás instrumentos aplicables a la Planificación y las Finanzas Públicas.</p>

Reglamento de funcionamiento del Directorio de EP PETROECUADOR	Art. 4	Atribuciones del Directorio. Numeral 8 <i>“Aprobar el Plan Estratégico de la Empresa, elaborado y presentado por la Gerencia General, y evaluar su ejecución. En el evento de requerirse la modificación del antes mencionado plan, esta deberá someterse a consideración del Directorio, contándose con el sustento de un informe motivado por el Gerente General y de la opinión favorable del Presidente del Directorio. la aprobación o modificación del Plan Estratégico de la empresa, estará supeditada a la obtención del informe de conformidad del ministerio rector del sector y el dictamen favorable de EMCOEP”</i>
Decreto Ejecutivo No. 723	R.O. 483	El Presidente Constitucional de la República dispuso el proceso de fusión entre la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR y la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos PETROAMAZONAS EP, a fin que sea una sola empresa de conformidad con los preceptos establecidos en la Ley Orgánica de Empresas Públicas.
Decreto Ejecutivo No. 1221	Art. 2	Decreta <i>“Fusionese por absorción la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, PETROAMAZONAS EP a la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR.”</i>
Acuerdo Ministerial No. 0009	Art. 1	<i>Acuerda: Expedir las "Directrices presupuestarias para el ejercicio fiscal 2021 de la empresa petrolera fusionada EP PETROECUADOR"</i>
Acuerdo Ministerial No. 1002	R.O. 606	emitió <i>"La Norma Técnica de Implementación y Operación de la Metodología y Herramienta de Gobierno por Resultados"</i> , para realizar el control, seguimiento y evaluación de la gestión de los planes, programas, proyectos y procesos que se encuentran en ejecución.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Control

2.2 Descripción general de la organización

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (en adelante, CEPE), inició sus actividades en junio de 1972 con la misión de precautelar los hidrocarburos del suelo ecuatoriano para convertirlos en un recurso que financie el desarrollo económico y social del país y, además, explorar, industrializar y comercializar otros productos necesarios para la actividad petrolera.

El 26 de junio de 1972, se inauguró el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) con una capacidad de transporte de 250.000 bpd para un crudo de 30° API. En mayo de 1985 se realizó una primera ampliación de su capacidad a 300.000 bpd para un crudo de 29° API. En marzo de 1992 entró en funcionamiento la segunda ampliación a 325.000 bpd para un petróleo de 28.5° API; finalmente en diciembre de 1998 se suscribió otro convenio entre Petroecuador y la empresa Arco Oriente-Agip Oil para la optimización del oleoducto a su

máxima capacidad a 360.000 bpd y 390.000 bpd usando químico reductor, esta capacidad se conserva hasta la actualidad.

Con la finalidad de dejar de importar derivados, especialmente gasolinas, se diseñó y construyó la refinería de Esmeraldas entre 1975 y 1977, iniciando su operación en mayo de 1977 con una capacidad de refinación de 55.600 bpd. En 1987 se realizó su primera ampliación a 90.000 bpd, ampliándose en 1997 a 110.000 bpd y adaptándose para procesar crudos más pesados, incorporando nuevas unidades para mejorar la calidad de los combustibles y minimizar el impacto ambiental.

En noviembre de 1989, se revertieron al Estado Ecuatoriano las instalaciones de la refinería Anglo Ecuadorian Oil Fields Ltd. y en 1990 la refinería Repetrol (ex Gulf), al concluir sus respectivos contratos de operación. Estas plantas industriales conforman hoy en día la refinería La Libertad, ubicada en la Provincia de Santa Elena y cuya capacidad de procesamiento es de 45.000 bpd.

La refinería Shushufindi inició sus operaciones en 1987 con una capacidad de 10.000 bpd y en 1995 se duplicó su capacidad a 20.000 bpd. Esta planta cuenta con dos unidades de destilación atmosférica, de 10.000 bpd cada una. La planta de gas se diseñó para aprovechar el gas natural asociado al crudo extraído en los campos y para producir GLP y gasolina natural. Su carga máxima es de 25 millones de pies cúbicos.






En 1989, CEPE cambia su razón social a Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador (en adelante, Petroecuador), con sus empresas filiales Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial.

El 6 de abril de 2010, dentro del proceso de reordenamiento jurídico del país y a fin de fortalecer las áreas estratégicas, se crea la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, (en adelante, EP PETROECUADOR), con el mismo objetivo y responsabilidad de su antecesor, es decir, velar por la gestión del sector hidrocarburífero, pero ya no bajo el esquema de holding, sino como una sola empresa con sus gerencias operativas y de soporte.

Mediante el Decreto Ejecutivo No. 1351-A, publicado en el Registro Oficial No. 860 del 2 de enero de 2013, la EP PETROECUADOR asumió las operaciones de transporte, refinación, almacenamiento, y comercialización interna y externa de crudo y derivados, entregando las operaciones relacionadas con exploración y explotación a PETROAMAZONAS EP.

El 24 de abril de 2019, con la firma del Decreto Ejecutivo 723 publicado en el Registro Oficial Suplemento No. 483 de 8 de mayo de 2019, se dispuso a iniciar el proceso de fusión de las empresas petroleras PETROAMAZONAS EP y EP PETROECUADOR, con el fin de que a través de una sola empresa, se lleven a cabo todas las actividades relacionadas con la exploración, producción, transporte, refinación y comercialización nacional e internacional de crudo, gas natural y sus derivados. A partir del 01 de enero del 2021, EP PETROECUADOR es la empresa pública que se encargará de las actividades del sector hidrocarburífero del Ecuador.

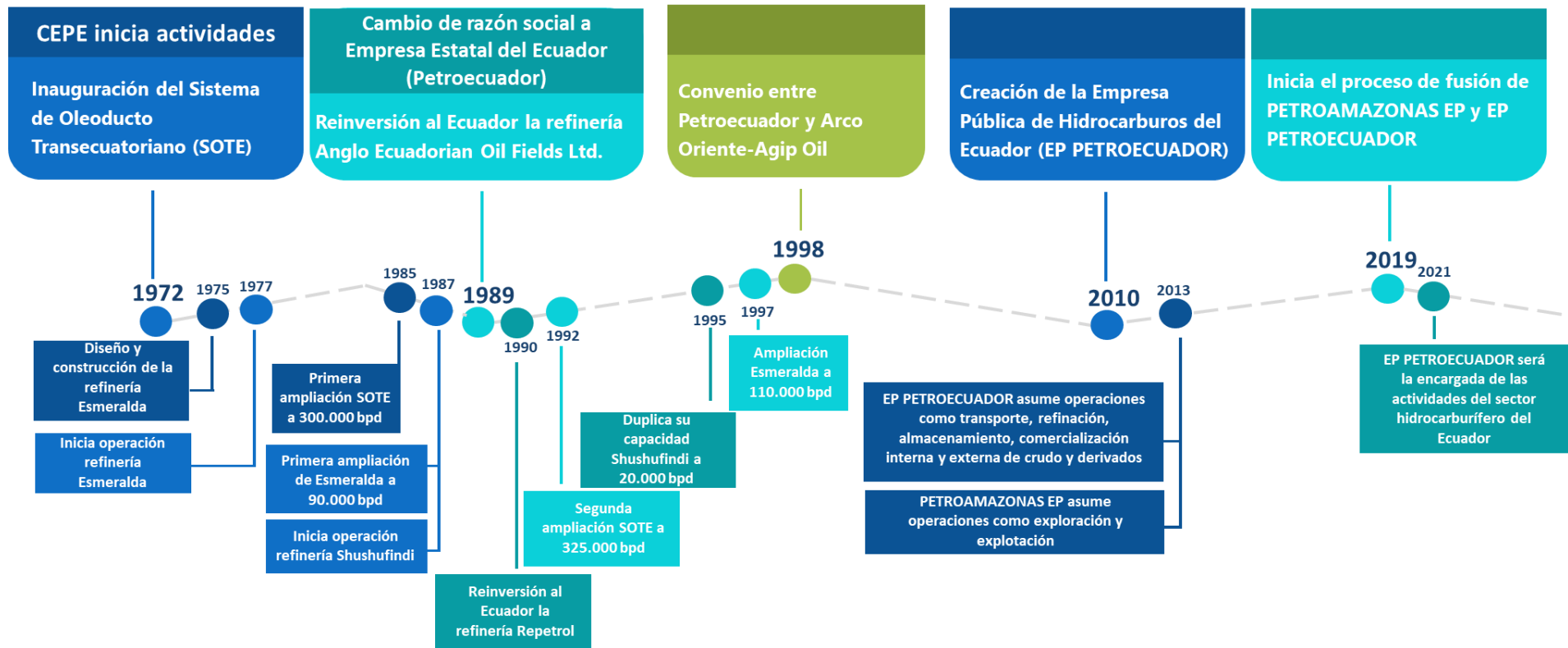
Cuadro 2: Matriz de competencias.

	<p align="center">Exploración y Producción</p> <p align="center">Balanceo y optimización de crudo y gas</p>
	<p align="center">Refinación</p> <p align="center">Procesamiento de crudo y transformación en derivados de hidrocarburos</p>
	<p align="center">Transporte y Almacenamiento</p> <p align="center">De crudo y derivados de hidrocarburos por los sistemas de oleoductos y poliductos</p>
	<p align="center">Comercialización interna</p> <p align="center">De derivados de hidrocarburos</p>
	<p align="center">Comercialización externa</p> <p align="center">De crudo y derivados de hidrocarburos en el mercado internacional.</p>

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Control

Los sucesos antes mencionados, se visualizan en la siguiente línea de tiempo.

Gráfico 1: Línea de Tiempo.



Fuente: Gerencia de Transformación Empresarial (UTB).

Considerando la nueva estructura empresarial en función de su alcance. la empresa tendrá una mayor relevancia en la economía del país. Bajo estas premisas EP PETROECUADOR siempre promoverá el cumplimiento de la normativa en el ámbito nacional e internacional, así como observará y promoverá el desarrollo, establecimiento e implementación de normas y criterios reconocidos y aceptados a nivel internacional, en los que en función de la complejidad de sus operaciones garantizará un enfoque de transparencia a nivel empresarial, la demostración y promoción de la calidad de los productos que proporciona la empresa, considerando el desempeño energético en sus operaciones, una gestión socialmente responsable, así como condiciones de trabajo seguras y saludables como premisas para incrementar sus niveles de eficiencia y productividad, asegurando estricta observancia de los principios constitucionales, tratados internacionales, leyes, reglamentos y regulaciones relacionados con esta atribución.

Con resolución No. DIR-EPP-02-2021-01-12, el Directorio de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR en sesión de 12 de enero de 2021, da a conocer y aprueba la modificación a la Estructura Orgánica y Ocupacional de la Administración Superior de la EP PETROECUADOR, de conformidad con la Ley Orgánica de Empresas Públicas y el Reglamento de Funcionamiento del Directorio de la EP PETROECUADOR; estableciendo las Unidades de Negocio que se contemplan para realizar las nuevas y actuales atribuciones, se categorizan en:

1. Soporte Gerencial/Staff son las unidades administrativas relacionadas con los procesos gobernantes.

- Auditoría Interna (CGE)
- Gerencia de Transformación Empresarial (UTB),), unidad temporal hasta diciembre 2021
- Subgerencia de Salud, Seguridad y Ambiente
- Procuraduría
- Jefatura de Seguridad Física
- Jefatura Corporativa de Responsabilidad Social y Relaciones Comunitarias

- Jefatura de Imagen y Comunicación
- Jefatura Corporativa de Programación y Coordinación Operativa

2. Operaciones son las unidades administrativas relacionadas con los procesos sustantivos de valor o del negocio.

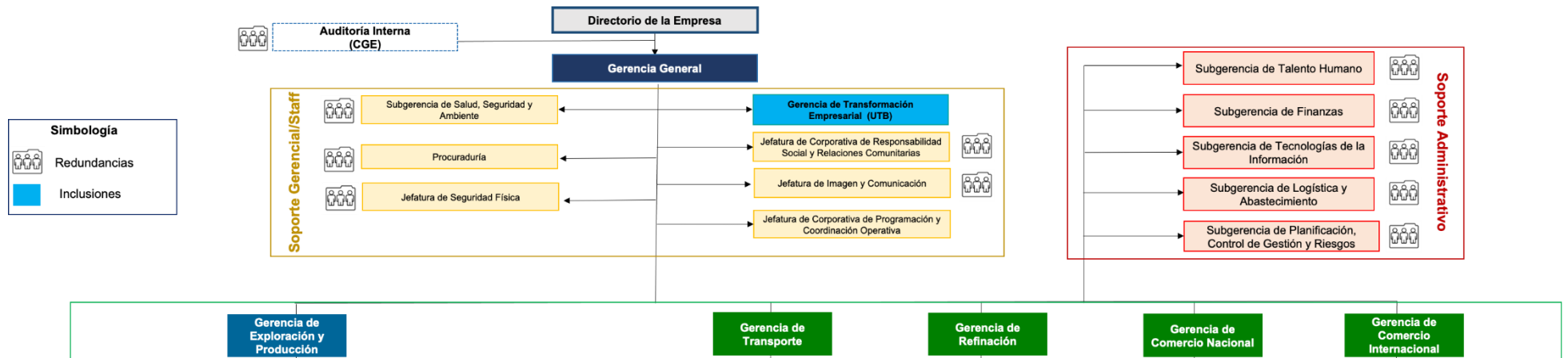
- Gerencia de Exploración y Producción
- Gerencia de Refinación
- Gerencia de Transporte
- Gerencia de Comercio Internacional
- Gerencia de Comercialización Nacional

3. Soporte Administrativo son las unidades administrativas relacionadas con los procesos habilitantes o de apoyo.

- Subgerencia de Talento Humano
- Subgerencia de Finanzas
- Subgerencia de Tecnologías de la Información
- Subgerencia de Logística y Abastecimiento
- Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL EP PETROECUADOR 2021

Gráfico 2: Estructura Organizacional EP PETROECUADOR 2021.



Nota: Gerencia de Transformación Empresarial (UTB), unidad temporal que se mantuvo en funciones hasta diciembre 2021

Fuente: Subgerencia de Talento Humano

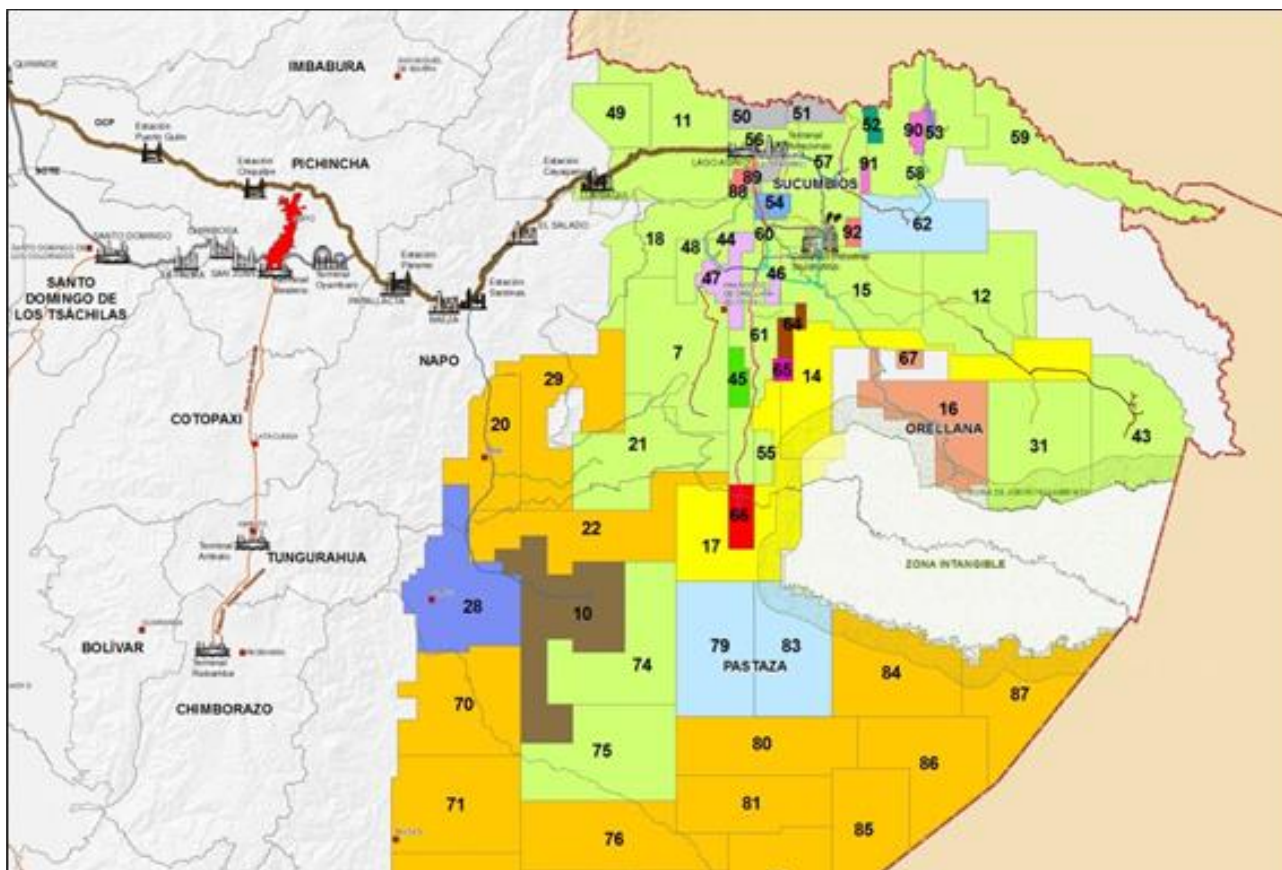
Durante el proceso de consolidación de la fusión, la EP PETROECUADOR estará realizando los ajustes organizacionales que permitan asegurar la operación de actividades y llevar a cabo las estrategias para hacer más eficiente a la empresa, y con ello afrontar los desafíos de este sector cada vez más competitivo.

Exploración y producción

Para el segmento de Exploración y Producción operará 23 bloques, 20 ubicados en la Cuenca Oriente del Ecuador y 3 en la zona del Litoral.

Las áreas de operación se encuentran ubicadas geográficamente en las provincias de Sucumbíos, Orellana, Napo y Pastaza, en el Oriente Ecuatoriano, y en las provincias de El Oro y Santa Elena, en el Litoral Ecuatoriano.

Gráfico 3: Bloques Operados por EP PETROECUADOR.



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

Cuadro 3: Bloques petroleros compañías estatales

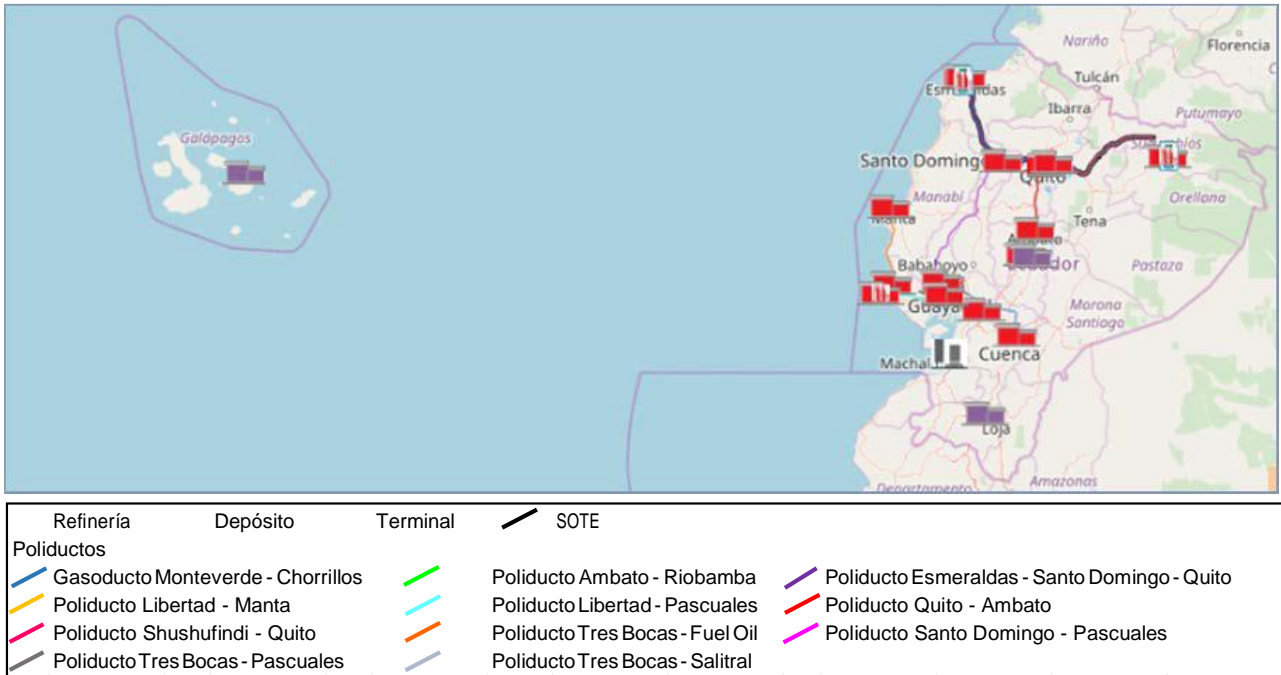
BLOQUES PETROLEROS COMPAÑÍAS ESTATALES	
BLOQUE	NOMBRE
1	PACOA
5	RODEO
6	AMISTAD
7	COCA-PAYAMINO
11	LUMBAQUI
12	EDEN - YUTURI
15	INDILLANA
18	PALO AZUL
21	YURALPA
31	APAICA- NENKE
43	ITT
44	PUCUNA
48	PUNINO
49	BERMEJO
55	ARMADILLO
56	LAGO AGRIO
57	SHUSHUFINDI LIBERTADOR
58	CUYABENO - TIPISHCA
59	VINITA
60	SACHA
61	AUCA
74	BLOQUE 74
75	BLOQUE 75

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

- **Transporte**

Al seguir siendo responsable de las áreas de transporte, refinación, comercialización interna y externa de crudo y derivados, cuenta con infraestructura a lo largo del país.

Gráfico 4: Infraestructura de EP PETROECUADOR.



Fuente: Jefatura de Imagen y Comunicación

El transporte de petróleo crudo se realiza por el Sistema del Oleoducto Transecuatoriano – SOTE, desde la Estación de Bombeo No. 1 ubicada en Lago Agrio, hasta el Terminal Marítimo Balao en Esmeraldas, en donde se despacha el petróleo crudo para atender las dietas de carga de Refinería Estatal Esmeraldas y Refinería La Libertad, y, el excedente es destinado al Programa de Embarques para exportación por buque tanques.

Para cumplir con la misión prevista, en la Estación 1 Lago Agrio del SOTE se realiza la recepción, segregación y transporte del petróleo crudo mediante bacheo, de manera que el Terminal Marítimo Balao pueda recibir el volumen transportado y almacenar este crudo de acuerdo a su calidad para atender los requerimientos de los usuarios que en este caso se constituyen las refinerías y las exportaciones de crudo Oriente.

El SOTE tiene una longitud de 498 Km desde Lago Agrio hasta el Terminal Balao, con una capacidad de transporte bombeo de 360.000 barriles en promedio día, para crudo de 23,7° API, 76,8 cSt. a 80° F.

Actualmente no se utiliza la totalidad de la capacidad de bombeo, por cuanto la producción de crudo que es entregado para ser transportado por el SOTE se encuentra alrededor de 330.000 barriles por día.

- Refinación y transporte de derivados

Cuadro 4: Capacidad instalada en refinerías.

CAPACIDAD INSTALADA Y UTILIZADA EN REFINERIAS Y PLANTA DE GAS NATURAL				
Detalle	Capacidad Instalada	Capacidad Utilizada		
		2018	2019	2020
Refinería Esmeraldas [bpd]	110.000	93.421	96.905	87.077
Refinería Libertad [bpd]	45.000	44.334	42.600	41.373
Refinería Shushufindi [bpd]	20.000	20.234	20.143	17.393
Planta de GLP Shushufindi [MMpcd]	25	17	16	14
Planta de GNL Bajo Alto [TMd]	200	86	68	47

Fuente: Gerencia de Refinación y Gerencia de Transporte

La producción de las refinerías, en conjunto con las mezclas realizadas en las terminales permite abastecer parcialmente la demanda de combustibles de acuerdo con el siguiente esquema.

Cuadro 5: Producción de derivados.

PRODUCCIÓN DE DERIVADOS									
Producto	Refinería Esmeraldas	Refinería La Libertad	Refinería Shushufindi	Terminal Beaterio	Terminal Pascuales	Depósito La Toma	Terminal Barbasqui	Terminal Cuenca	Terminal La troncal
Gasolina Súper	X	X		X	X				
Gasolina Extra	X	X	X	X	X				
Gasolina Ecopaís	X	X			X	X	X	X	X
Diésel 2	X	X	X						
Diésel Premium	X								
GLP	X	X	X						
Fuel Oil No. 4	X	X							
Fuel Oil No. 6 Exp.	X								
Fuel Oil No. 6 Elec.	X		X						
Crudo Reducido			X						
Jet Fuel	X	X	X						
Asfaltos	X								
Sol ventes		X							
Residuo industrial			X						
Diésel 1		X	X						
Absorver		X							
Pesca Artesanal	X	X							
Azufre	X								

Fuente: Gerencia de Refinación y Gerencia de Transporte

Para el transporte de derivados, actualmente se cuenta con una red de poliductos y ductos de GLP a lo largo del país con una extensión total de 1.652 km con una capacidad total de transporte de 405.420 bls/día. Se transportan los derivados desde las refinерías y terminales marítimos hasta los terminales y depósitos, donde se almacenan en grandes tanques, para luego ser distribuidos a las comercializadoras. A continuación, se muestran los poliductos que transportan los derivados del petróleo y sus características.

Cuadro 6: Características de los poliductos.

CARACTERÍSTICAS DE LOS POLIDUCTOS						
Poliducto	Tramos poliductos	Longitud [km]	Capacidad instalada [bls/hora]	Caudal Prom. Operativo [bls/hora]	Capacidad Instalada de Bombeo [bls/día]	Productos de Bombeo
Esmeraldas - Santo Domingo - Quito - Macul	Esmeraldas - Santo Domingo	252,90	3.500,00	3.150	84.000	Gasolina Súper y Extra, Diésel 2, Diésel Premium Jet Fuel
	Santo Domingo - Quito		3.200,00	2.280	76.800	
	Santo Domingo - Pascauales	276,50	1.500,00	1.500	36.000	Jet Fuel, Diésel Premium
Shushufindi - Quito	Shushufindi - Quito	305,00	420,00	400	10.080	Destilado 1, Diésel 2, Gasolina Base, Shushu, GLP
Quito - Ambato - Riobamba	Quito - Ambato	161,00	660,00	660	15.840	Gasolina Súper y Extra, Diésel 2, Diésel Premium Jet Fuel
	Ambato - Riobamba					
Libertad - Manta	Libertad - Manta	170,00	550,00	550	13.200	Destilado 1, Diésel 2, Diésel Premium, Premezcla
Libertad Pascauales	Libertad - Pascauales	127,00	1.200,00	1.100	28.800	Destilado 1, Diésel 2, Diésel Premium, Jet Fuel, Gasolina Base Lib-Esm, Gasolina Importado, NAO, Premezcla
Tres Bocas - Pascauales	Tres Bocas - Pascauales	20,60	4.000,00	4.000	96.000	Nafta Base, Nafta de Alto Octano, Diésel 2, Destilado, Jet Fuel, G. Importada
Pascauales - Cuenca	Pascauales - La Troncal	102,00	1.938,00	1.800	46.500	Gasolina Súper, Destilado 1, Diésel 2, Diésel Premium, GLP, Premezcla
	La Troncal - Cuenca	108,00	1.283,00	1.000	30.800	
Tres Bocas - Fuel Oil	Tres Bocas - Fuel Oil	5,00	1.670,00	1.670	40.080	Fuel Oil
Monteverde - Chorrillo	Monteverde - Chorrillo	124,00	2.955,00	2.955	70.920	GLP
Total		1.652,0			405.420	

Fuente: Gerencia de Transporte

- **Distribución y comercialización**

En cuanto a distribución y comercialización, para dar atención a distribuidores y consumidores externos e internos, cuenta con:

- 46 estaciones de servicios propias
- 193 estaciones de servicio afiliadas
- 14 depósitos de pesca artesanal
- 17 depósitos de pesca artesanal afiliado
- 1 despacho provisional (Zumbahua)
- 6 depósitos de Gas Licuado de Petróleo (GLP)

- 16 sucursales operativas pertenecientes a la Subgerencia de Ventas Mayoristas, a través de las cuales la EP PETROECUADOR en su calidad de abastecedora realiza el despacho, coordinación y venta de combustibles.
- 4 centros de distribución industriales afiliados
- 5 centros de distribución aéreos afiliados
- 1 centro de distribución naviero afiliados

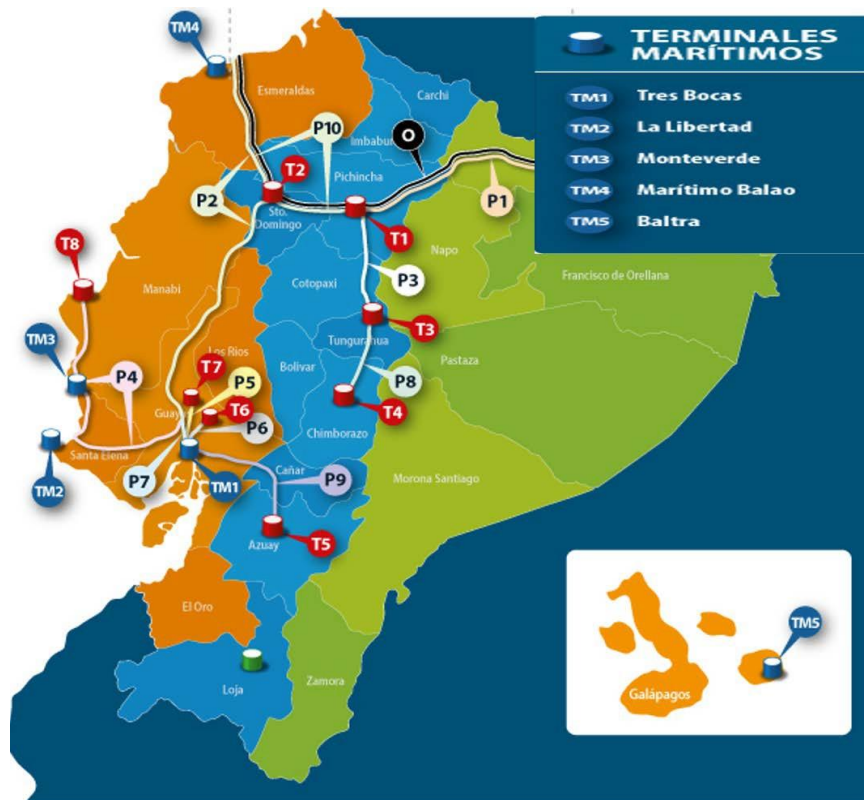
Además, EP PETROECUADOR cuenta con los siguientes clientes:

- 170 clientes directos aéreos
- 188 clientes directos automotriz
- 365 clientes directos industriales
- 142 clientes directos navieros
- 19 clientes directos pesca artesanal
- 11 clientes directos gas

A continuación, se muestran las terminales marítimas en donde se realiza la exportación de crudo, importación y exportación de derivados:

- Terminal Balao (Esmeraldas)
- Libertad
- Tres Bocas
- Monteverde
- Baltra

Gráfico 5: Terminales marítimas.



Fuente: Jefatura de Imagen y Comunicación

- **Seguridad, Salud y Ambiente**

Las funciones de Seguridad, Salud y Ambiente son un eje transversal a todos los niveles de la empresa, donde la Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente tiene la misión de definir y controlar la aplicación de políticas y procedimientos en materia de gestión ambiental, seguridad y salud en el trabajo; así como, brindar asesoría y acompañamiento.

En ese sentido, las áreas operativas, deben realizar sus actividades cumpliendo con estándares de calidad, seguridad y preservación del ambiente, lo que implica tanto la implantación de acciones preventivas como de control de los impactos que se generen durante el desarrollo de sus actividades.

Por ello, se debe trabajar continuamente en un modelo para mejorar la gestión de calidad y minimizar riesgos laborales que reduzcan el impacto ambiental y social de sus actividades, esto con un enfoque de transparencia a través de la implementación de sistemas de gestión certificables/acreditables bajo estándares internacionales.

Actualmente, EP PETROECUADOR dispone de los siguientes estándares internacionales en proceso de implementación o certificación:

- Sistema de Gestión de Antisoborno basado en la Norma ISO 37001:2016.
- Sistema de Gestión de Calidad basado en la Norma ISO 9001:2015.
- Sistema de Gestión Ambiental basado en la Norma ISO 14001:2015.
- Sistema de Gestión de Salud y Seguridad Ocupacional basado en el estándar OSHAS 18001:2007
- Sistema de Gestión de Seguridad de Información basado en la Norma ISO 27001 y el Esquema Gubernamental de seguridad de la información.
- Sistema de Gestión de Calidad basado en la Norma ISO/IEC 17025- acreditación de laboratorios.

En los siguientes cuadros se presentan las certificaciones y acreditaciones con las que cuenta la empresa integrada junto con su vigencia y alcance. Sin embargo, es importante señalar que la vigencia de las acreditaciones de los laboratorios varía dependiendo del laboratorio.

Cuadro 7: Certificaciones de sistemas de gestión 2020.

CERTIFICACIONES DE SISTEMAS DE GESTIÓN 2020			
Sistema de Gestión	Certificación	Vigencia	Alcance
Sistema de Gestión de Antisoborno	ISO 37001:2016	Hasta 23 de noviembre de 2023	Órgano de Gobierno, Gerencia General, Función de Cumplimiento, proceso de contratación y compras a nivel nacional, y recursos humanos.
Gestión Calidad	ISO 9001:2015	Hasta enero de 2024	<p>Proceso:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Actividades de soporte administrativo y operativo. b) Diseño y construcción de facilidades de producción c) Mantenimiento de facilidades de producción. d) Gestión de logística y materiales. e) Mantenimiento aviación y operaciones aéreas. <p>Sitios: Oficinas administrativas Quito, Tababela, Coca, Bloques: B06, B12, B15, B56, B57S, B57L B58, B18, B7, B60 y B61.</p>
Gestión Ambiental	ISO 14001:2015	Hasta 18 de agosto de 2022	Base Logística Guajaló; Estación de Bombeo Lago Agrío; Estación de Bombeo Lumbaquí; Estación de Bombeo El Salado; Estación de Bombeo Baeza; Estación de Bombeo Papallacta; Estación de Bombeo Quinindé; Estación Reductora San Juan; Estación Reductora Chiriboga, Estación Reductora La Palma; Terminal Marítimo Balao; Base Logística y Estación Reductora Santo Domingo; Base Logística Santa Rosa
Gestión Ambiental	ISO 14001:2015	Hasta el 09 de marzo de 2023	Bloques: 12, 15, 18, 21, 31, 43, las plataformas Oso A, B y G del Bloque 7 y el oleoducto Edén Yuturi – Lago Agrío, en la región amazónica; y, las oficinas administrativas ubicadas en Quito (Covidal y Villafuerte)
Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo	OHSAS 18001:2007	Hasta el 11 de marzo 2021. Por comunicación IAF el plazo de vigencia del certificado se amplía a 6 meses más (hasta septiembre 2021)	Bloques: 12, 15, 18, 21, 31, 43, las plataformas Oso A, B y G del Bloque 7 y el oleoducto Edén Yuturi – Lago Agrío, en la región amazónica; y, las oficinas administrativas ubicadas en Quito (Covidal y Villafuerte)
Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo	OHSAS 18001:2007	Hasta 29 de octubre de 2020	Refinería La Libertad; Refinería Shushufindi; Terminal El Beaterio; Terminal Pascuales; Terminal Marítimo Balao
Gestión de Seguridad de Información	En implementación. Versión EGSÍ V2	N/A	Matrices riesgos según Esquema Gubernamental de Seguridad de la Información (EGSI V2), administradas por RRHH, TI, Servicios Generales y Seguridad Física.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Control

Cuadro 8: Acreditaciones de sistemas de gestión 2020.

ACREDITACIONES DE SISTEMAS DE GESTIÓN 2020			
Sistema de Gestión	Acreditación	Vigencia	Alcance
Sistema de Gestión de Calidad de Laboratorios	ISO/IEC 17025	Acreditaciones otorgadas por el Servicio de Acreditación Ecuatoriano-SAE en 8 Laboratorios Principales, a partir del año 2011, hasta la presente	Acreditaciones otorgadas por el Servicio de Acreditación Ecuatoriano SAE en 8 Laboratorios Principales localizados en las siguientes zonas geográficas: 3 Refinerías del país: Esmeraldas; Libertad y Shushufindi; 3 Terminales de Hidrocarburos Petroleros en: 2 de Productos Limpios: Pascuales- Monteverde y 1 de Crudo de exportación al mercado internacional, que corresponde al Terminal Marítimo de Balao en Esmeraldas; 1 Laboratorio en la Cabecera de Lago Agrio del SOTE y 1 Laboratorio de Ambiente en Lago Agrio.
Sistema de Gestión de Calidad en Laboratorios	Acreditación NTE INEN ISO/IEC 17025:2018, para Laboratorios de Ensayo	Noviembre de 2022	<p>Proceso (Alcance):</p> <p>Laboratorio de Ensayo en instalaciones permanentes: Laboratorio de Tratamiento Químico Bloque 58 Cuyabeno, Bloque 57 Libertador, Bloque 57 Shushufindi, Bloque 56 Lago Agrio, Unidad Técnica B49 Bermejo, Bloque 18 ZPF, Bloque 60 Sacha, Bloque 61 Auca, Bloque 15 CPF, Bloque 7 Payamino, Unidad Técnica Yuralpa, Bloque 12 EPF. Matriz: crudo de petróleo</p> <p>Ensayos: Gravedad API, Viscosidad Cinemática, % Azufre por Fluorescencia de Rayos X, % de Agua por Destilación y % Sólidos por Extracción.</p> <p>Laboratorio de Ensayo en instalaciones permanentes: Laboratorio de Tratamiento Químico Bloque 15 CPF Matriz: Diésel Ensayos: Gravedad API, Viscosidad Cinemática y % Azufre por Fluorescencia de Rayos X.</p>

Fuente: Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente

Por otro lado, la Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente se desarrolla bajo los siguientes ejes de acción:

- **Salud:** Proteger la salud de los colaboradores de los factores de riesgo a los que estén potencialmente expuestos por la ejecución sus actividades.
- **Seguridad industrial:** Dirigir, coordinar y controlar los procesos vinculados a la gestión de seguridad industrial, para garantizar la integridad física y mental de los colaboradores.
- **Gestión ambiental:** Coordinar y controlar los procesos establecidos por la empresa para prevenir, mitigar y controlar el impacto ambiental inherente a las operaciones.
- **Restauración ambiental:** Restaurar las áreas afectadas por fuentes de contaminación producidas por las operaciones de la Empresa y remediar los materiales contaminados producto de la operación.

Teniendo como objetivo el siguiente programa ambiental a 2021.

Cuadro 9: Programa ambiental.

PROGRAMA AMBIENTAL		
Estrategia	Periodo de ejecución	Estado
Reducción de consumos de energía	2017 - 2024	En proceso de implementación
Reducción de consumos de agua	2017 - 2024	En proceso de implementación
Reducción de consumos de papel	2017 - 2020	Se implementó el programa cero papeles (uso obligatorio de herramientas informáticas: sistema de gestión documental, firma digital)
Implementación de plantas de tratamiento de efluentes	2017 - 2020	Todas las instalaciones cuentan con sistemas de tratamiento de efluentes
Implementación de estrategia de manejo de emisiones	2017 - 2024	En proceso de implementación
Implementación de estrategia de manejo de desechos	Permanente	En ejecución
Programa de remediación de pasivos ambientales	Permanente	En ejecución
Planes de contingencia acordes a riesgos ambientales por instalación	Permanente	En ejecución

Fuente: Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente

- **Situación financiera**

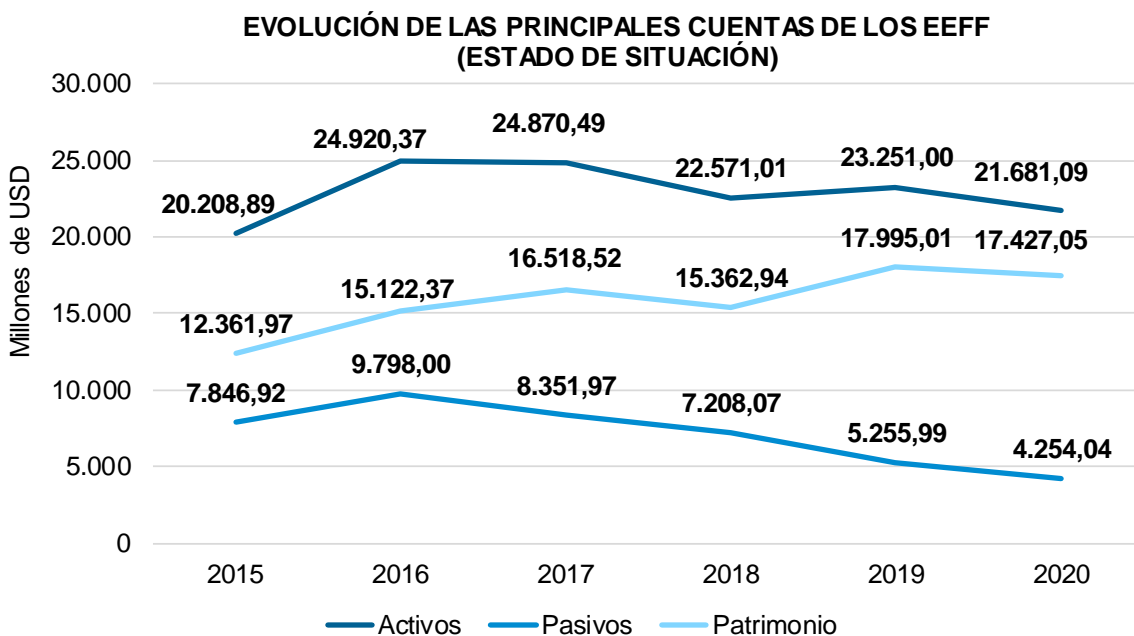
Con relación a la evolución de las principales cuentas del Estado de Situación Financiera de EP PETROECUADOR se puede observar que el total Activos pasó de USD 9.661,56 millones en el año 2015 a USD 7.956,20 millones en el año 2020, es decir disminuyó en un 17,65%; el total de Pasivos pasó de 4.002,89 millones en el año 2015 a USD 1.193,15 millones en el año 2020, es decir disminuyó en 70,19%; y, el Patrimonio pasó de USD 5.658,66 millones en el año 2015 a USD 6.763,05 millones en el año 2020, es decir aumentó en un 19,52%. Es importante mencionar que la información del año 2020 es preliminar debido a que al momento se encuentran en proceso el cierre de los estados financieros.

Con relación a la evolución de las principales cuentas del Estado de Situación Financiera de PETROAMAZONAS EP se puede observar que el total Activos pasó de USD 10.547,33 millones en el año 2015 a USD 13.724,89 millones en el año 2020, es decir aumentó en un 30,13%; el total de Pasivos pasó de 3.844,03 millones en el año 2015 a USD 3.060,89 millones en el año 2020, es decir disminuyó en 20,37%; y, el Patrimonio pasó de USD 6.703,30 millones en el año 2015 a USD 10.663,99 millones en el año 2020, es decir aumentó en un 59,09%. Es importante mencionar que la información del año 2020 es preliminar.

Sin duda el 2020 fue un año complicado, la pandemia provocó a nivel global la reducción de la demanda de energía y la consecuente caída de los precios del petróleo y sus derivados, lo cual generó incertidumbre en los mercados y afectó de manera significativa a las empresas de diferentes sectores.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución histórica cinco años atrás considerando a la empresa integrada, apreciándose que los activos tuvieron un incremento de 7,3% y los pasivos una reducción del 45,8%, provocando un incremento del patrimonio de 41,0 %, comportamiento que se ve fuertemente influenciado por la reducción del pasivo de la empresa.

Gráfico 6: Evolución de las principales cuentas de los EEFF (Estado de Situación).



Nota: Datos empresa integrada (PEC y PAM). Valores año 2020 provisionales

Fuente: Subgerencia de Finanzas

Cuadro 10: Evolución de las principales cuentas de los EEFF (Estado de Situación).

EVOLUCIÓN DE LAS PRINCIPALES CUENTAS DE LOS EEFF (ESTADO DE SITUACIÓN) [Millones de USD]						
Concepto	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Activos	20.208,89	24.920,37	24.870,49	22.571,01	23.251,00	21.681,09
Activos corrientes	4.262,97	3.579,56	4.590,07	4.043,26	3.825,97	5.273,15
Activos no corrientes	15.945,92	21.340,81	20.280,43	18.527,75	19.425,04	16.407,94
Pasivos	7.846,92	9.798,00	8.351,97	7.208,07	5.255,99	4.254,04
Pasivos corrientes	4.318,75	5.418,89	4.238,47	4.967,33	3.756,32	2.757,90
Pasivos no corrientes	3.528,17	4.379,11	4.113,50	2.240,74	1.499,67	1.496,14
Patrimonio	12.361,97	15.122,37	16.518,52	15.362,94	17.995,01	17.427,05

Nota: Valores año 2020 provisionales, datos unificados PEC y PAM

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Cuadro 11: Evolución histórica del Estado de Resultados de EP Petroecuador.

EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL ESTADO DE RESULTADOS [Millones de USD] (PEC)								
Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos por ventas	16.334,49	15.742,79	9.284,46	8.174,11	9.516,16	11.646,56	11.856,11	7.717,27
Costo de ventas	-10.035,23	-10.743,54	-8.313,53	-6.579,20	-7.884,51	-8.517,14	-9.070,90	-5.787,95
Utilidad bruta	6.299,26	4.999,24	970,93	1.594,91	1.631,65	3.129,42	2.785,21	1.929,32
Gastos de administración	-200,21	-210,46	-276,25	-143,27	-146,12	-93,95	-95,85	-89,46
Gastos de operación y proyectos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros ingresos operacionales, neto	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resultante	6.099,05	4.788,78	694,68	1.451,64	1.485,53	3.035,47	2.689,37	1.839,86
Ingresos no operativos	130,58	18,21	57,11	38,85	72,71	75,12	37,19	25,39
Gastos financieros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-20,08	-8,04	-0,57
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,07	0,00	0,00
Subtotal	130,58	18,21	57,11	38,85	72,71	54,97	29,15	24,81
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40	0,02	0,02
Utilidad (pérdida) neta del periodo	6.229,64	4.806,99	751,79	1.490,49	1.558,24	3.090,84	2.718,53	1.864,69

Nota: Valores año 2020 provisionales

Fuente: Subgerencia de Finanzas

Cuadro 12: Evolución histórica del Estado de Resultados de Petroamazonas.

EVOLUCION HISTÓRICA DEL ESTADO DE RESULTADOS [Millones de USD] (PAM)								
Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos	8,72	13,94	17,37	3.123,91	105,33	110,68	141,22	293,23
Ingresos operacionales	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ingresos no operacionales	8,72	13,94	17,37	3.123,91	105,33	110,68	141,22	293,23
Costos y Gastos	-2.264,43	-2.610,77	-5.916,49	-2.485,33	-3.038,74	-2.673,30	-3.243,17	-3.637,11
Resultado neto	-2.255,71	-2.596,83	-5.899,12	638,58	-2.933,41	-2.562,61	-3.101,95	-3.343,88

Nota: Valores año 2020 provisionales

Fuente: Subgerencia de Finanzas

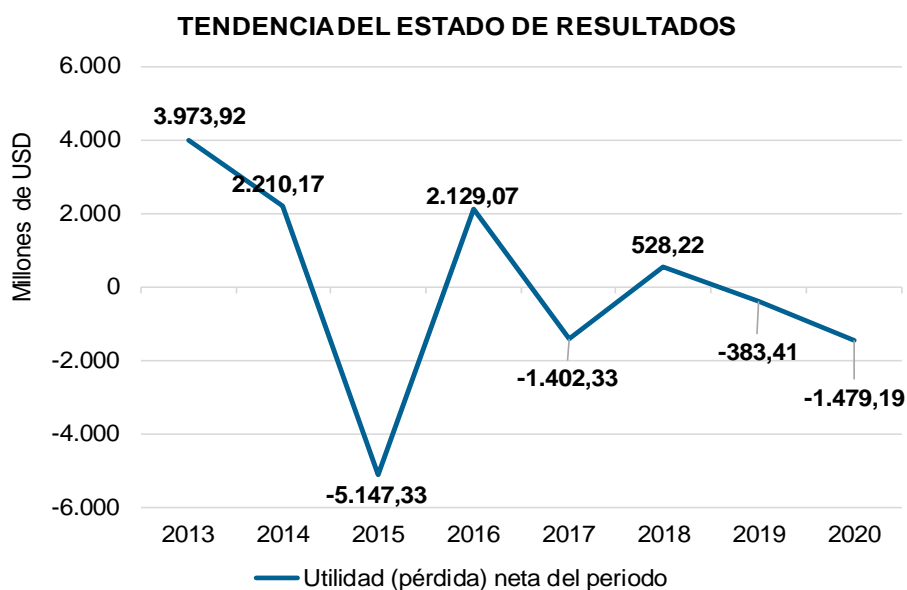
Cuadro 13: Tendencia del Estado de Resultados.

TENDENCIA DEL ESTADO DE RESULTADOS [Millones de USD]								
Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Resultado neto (PAM)	-2.255,71	-2.596,83	-5.899,12	638,58	-2.933,41	-2.562,61	-3.101,94	-3.343,88
Utilidad (pérdida) neta del periodo (PEC)	6.229,64	4.806,99	751,79	1.490,49	1.531,08	3.090,84	2.718,53	1.864,69
Total	3.973,92	2.210,17	-5.147,33	2.129,07	-1.402,33	528,22	-383,41	-1.479,19

Nota: Valores año 2020 provisionales

Fuente: Subgerencia de Finanzas

Gráfico 7: Tendencia del Estado de Resultados.



Nota: Valores año 2020 provisionales

Fuente: Subgerencia de Finanzas

2.3 Situación histórica y actual de las líneas de negocio

La EP PETROECUADOR contaba con dos líneas de negocios:

- **Línea 1:** el transporte y comercialización de crudo
- **Línea 2:** la refinación, transporte y comercialización interna y externa de derivados.

Mediante estas dos líneas de negocio abastecía el mercado nacional.

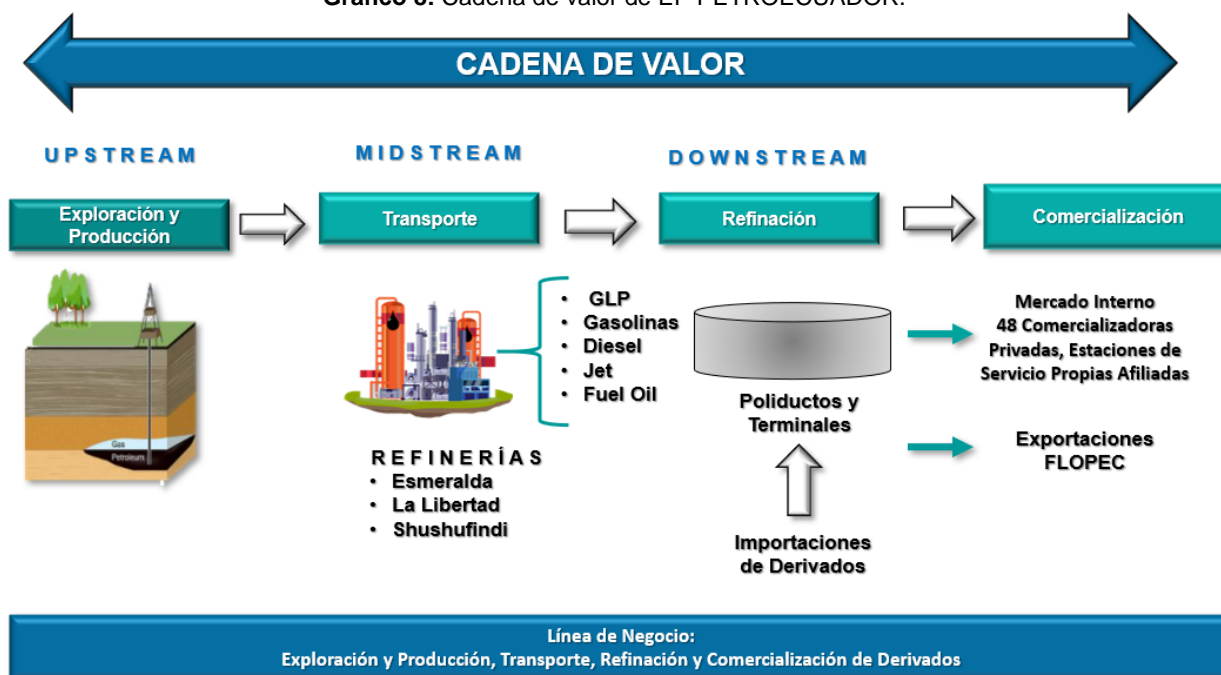
Mientras que PETROAMAZONAS EP contaba con una única línea de negocio, la cual consistía en la exploración y explotación hidrocarburos. Los productos que la empresa entregaba en los puntos de fiscalización son: petróleo en la Cuenca Oriente y los Bloques onshore; y gas natural en las operaciones offshore del Bloque 6.

Actualmente la EP PETROECUADOR cuenta con una sola línea de negocio “Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados”, misma que se divide en segmentos:

- Exploración y producción
- Transporte y comercialización de crudo
- Refinación, transporte y comercialización interna de derivados
- Refinación, transporte y comercialización externa de derivados

Siendo de responsabilidad la operación de toda la cadena de valor de los hidrocarburos: *Upstream:* Exploración y Producción; *Midstream:* Transporte; *Downstream:* Refinación, así como la Comercialización de petróleo y sus derivados de manera nacional e internacional.

Gráfico 8: Cadena de valor de EP PETROECUADOR.



Fuente: Unidad Temporal de Fusión (UTF)

Así mismo, cuenta con tres Refinerías (Esmeralda, La Libertad, Shushufindi), de las cuales se obtienen los derivados GLP, Gasolinas, Diesel, Jet y Fuel Oil.

En los siguientes apartados, se presenta el comportamiento histórico tanto a nivel operativo como a nivel comercial de algunos parámetros de las líneas de negocio de la EP PETROECUADOR.

2.3.1 Nivel operativo

2.3.1.1 Upstream

2.3.1.1.1 Evolución de las reservas

Con relación a las reservas de petróleo al 31 de diciembre del año 2020 las cifras fueron de 1.178,81 millones de barriles en reservas probadas (1P), lo que significó un aumento de 5% con respecto al año anterior, en las reservas posibles 3P con un 9% de decrecimiento. Las cifras muestran incrementos en las categorías de reservas probadas y probables, con ajustes en las reservas posibles.

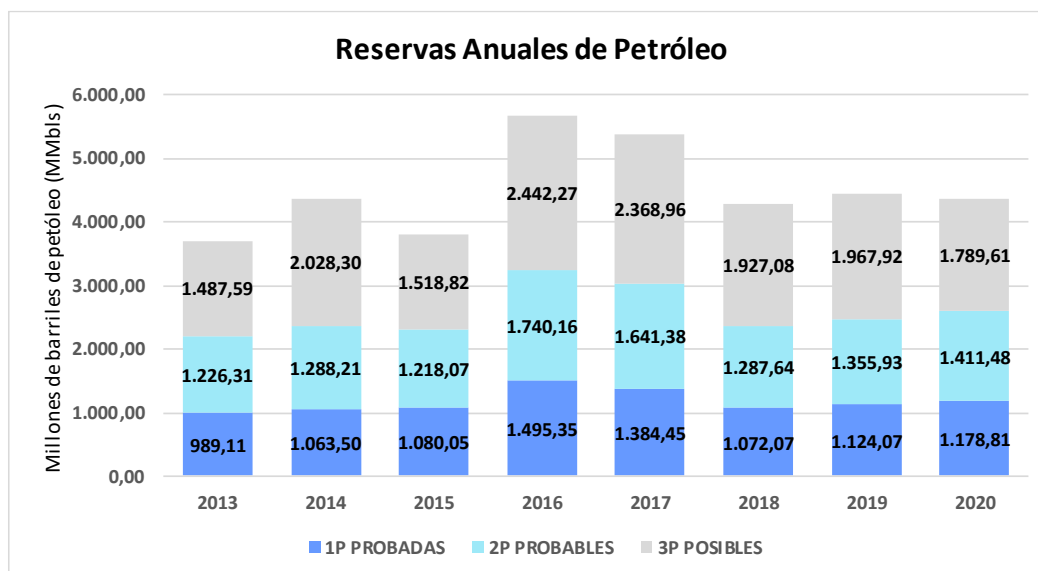
Cuadro 14: Reservas anuales de petróleo.

RESERVAS ANUALES DE PETRÓLEO [MMbbls]			
Años	1P PROBADAS	2P PROBABLES	3P POSIBLES
2013	989,11	1.226,31	1.487,59
2014	1.063,50	1.288,21	2.028,30
2015	1.080,05	1.218,07	1.518,82
2016	1.495,35	1.740,16	2.442,27
2017	1.384,45	1.641,38	2.368,96
2018	1.072,07	1.287,64	1.927,08
2019	1.124,07	1.355,93	1.967,92
2020	1.178,81	1.411,48	1.789,61

Nota: Información disponible en el repositorio digital de la Gerencia de Desarrollo y Optimización

Fuente: Subgerencia de Desarrollo y Optimización, Gerencia de Exploración y Producción.

Gráfico 9: Reservas anuales de petróleo



Fuente: Subgerencia de Desarrollo y Optimización, Gerencia de Exploración y Producción.

Conforme lo determina el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas vigente en el Art.61 Estimación de Reservas de Hidrocarburos del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, que señala: “Con el objeto de que la Secretaría de Hidrocarburos establezca los estimados de cifras oficiales de reservas y recursos con corte al treinta y uno (31) de diciembre de cada año, los Sujetos de Control deberán presentar, hasta el treinta y uno (31) de enero del siguiente año, el informe y el cálculo actualizado de los estimados de Reservas y Recursos de Hidrocarburos existentes en su área de operación (...)”; las cifras correspondientes al año 2020 fueron remitidas al Ministerio para el Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador que emite anualmente.

2.3.1.1.2 Relación reservas producción

Con las reservas a 2020, la relación Reservas-Producción (R/P) en reservas probadas fue de 8,44 años, mientras que para reservas 3P fue de 12,81 años. La optimización de la producción y la ampliación del portafolio de proyectos de exploración permitirían aumentar esta cifra en el futuro.

Cuadro 15: Relación reserva-producción (R/P) anual.

RELACIÓN RESERVA-PRODUCCIÓN R/P ANUAL [MMbbls]				
Años	Producción anual [MMbbls]	1P PROBADAS	2P PROBABLES	3P POSIBLES
2013	146,15	6,77	8,39	10,18
2014	159,14	6,68	8,09	12,75
2015	155,29	6,96	7,84	9,78
2016	158,99	9,41	10,95	15,36
2017	152,89	9,06	10,74	15,49
2018	147,06	7,29	8,76	13,10
2019	153,23	7,34	8,85	12,84
2020	139,66	8,44	10,11	12,81

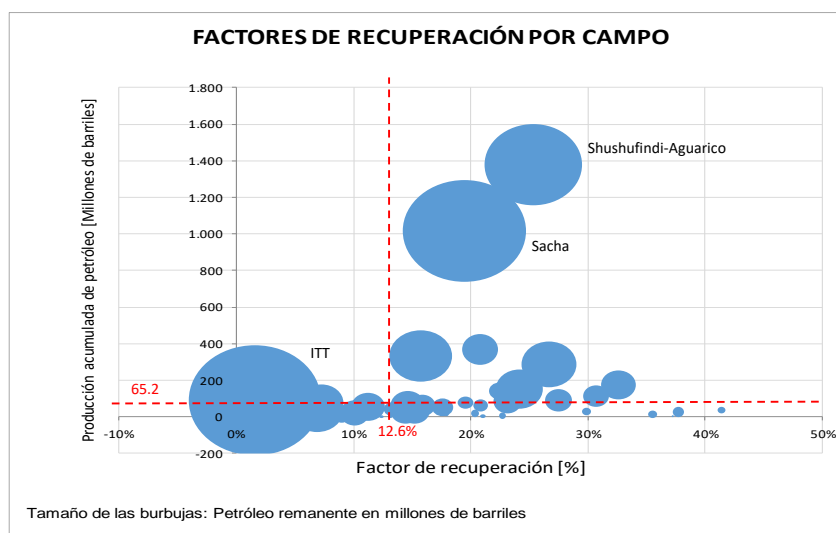
Nota: Cifras de la relación reserva producción para reservas 1P, 2P Y 3P en años

Fuente: Subgerencia de Desarrollo y Optimización, Gerencia de Exploración y Producción.

2.3.1.1.3 Factor de recuperación

Adicionalmente, basado en un análisis de 81 campos individuales, al 31 de diciembre 2020 el Factor de Recuperación (FR) promedio de los campos petroleros de EP PETROECUADOR es de alrededor de 12,60%, con valores que van desde el 0% hasta el 41% (Itaya).

Gráfico 10: Factores de recuperación por campo



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

En cuanto al volumen de reservas de petróleo, se encuentra entre los 15,52 (Victor Hugo Ruales) y 427,08 (ITT) millones de barriles, teniendo un volumen total de 1.789,61 millones de barriles.

Cuadro 16: Top 20 de campos petroleros con mayores volúmenes de reservas y recursos de petróleo remanente.

20 DE CAMPOS PETROLEROS CON MAYORES VOLÚMENES DE RESERVAS Y RECURSOS DE PETRÓLEO REMANENTE						
Número	Campo	POES [MMbbls]	Producción Acumulada 2020 [MMbbls]	Reservas Petróleo (3P) 2020 [MMbbls]	Porcentaje del total (Pet. Rem.) [%]	FR 2020 [%]
1	ITT	5.496,28	87,83	427,08	23,9%	1,6%
2	Sacha	5.227,61	1.017,40	367,41	20,5%	19,5%
3	Shushufindi-Aguarico	5.438,19	1.377,88	229,81	12,8%	25,3%
4	AUCA-AUCA ESTE-CONGA NORTE-CONGA SUR	2.104,95	331,12	94,90	5,3%	15,7%
5	EDEN YUTURI	1.069,53	285,09	73,70	4,1%	26,7%
6	Drago	558,46	38,39	67,57	3,8%	6,9%
7	Cuyabeno Sansahuari	630,12	152,28	55,11	3,1%	24,2%
8	CULEBRA YULEBRA	1.091,24	79,18	46,90	2,6%	7,3%
9	Libertador	1.776,21	369,02	32,51	1,8%	20,8%
10	Guanta-Dureno	404,53	59,14	30,23	1,7%	14,6%
11	Lago Agrio	530,01	172,66	30,03	1,7%	32,6%
12	Yuralpa	483,93	54,32	28,62	1,6%	11,2%
13	Pucuna	206,07	29,80	23,17	1,3%	14,5%
14	APAICA NENKE	210,47	21,26	21,86	1,2%	10,1%
15	Parahuacu	198,84	30,27	21,65	1,2%	15,2%
16	Oso	365,82	84,61	19,42	1,1%	23,1%
17	PAÑACOCCHA	252,66	37,00	19,33	1,1%	14,6%
18	Coca Payamino	323,47	88,92	17,63	1,0%	27,5%
19	Palo Azul	373,95	114,70	15,95	0,9%	30,7%
20	Victor Hugo Ruales	382,94	60,72	15,52	0,9%	15,9%
TOP 20		27.125,27	4.491,61	1.638,39	91,6%	16,6%
Total		33.156,12	5.279,48	1.789,61	100%	15,9%

Nota: Datos a diciembre de 2020.

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

2.3.1.1.4 Exploración de Hidrocarburos

Desde 2016 al 2018, la Ex –SHE (Secretaría de Hidrocarburos), hoy MERNNR, solicitó la reversión de 16 prospectos exploratorios, identificados, evaluados y reportados al ente de control, áreas prospectivas en las que se tenían: estudios de impacto ambiental, vías, acuerdos comunitarios, inversiones en adquisición sísmica 3D, e inclusive ya construido vías y plataforma, los 16 prospectos Intracampos I. En el 2018, la Ex –SHE, solicitó nuevamente áreas tentativas, para ser parte de Intracampos II, en base a la cartera de prospectos de PETROAMAZONAS EP.

Con respecto a la actividad exploratoria, desde 2013 se han perforado 15 pozos exploratorios, 4 en ese año, 7 en 2014, 3 en 2015 y 1 en 2018. La actividad exploratoria se ha visto disminuida en los años recientes y prácticamente nulificada en 2019 y 2020.

De los 15 pozos exploratorios perforados desde 2013, solo 11 reportaron el volumen descubierto. En adición, un par de pozos más descubrieron un volumen de hidrocarburos aún sin ser exploratorios. De los pozos netamente exploratorios, el volumen asociado fue de 178,79 millones de barriles y de ellos 7 lograron rebasar el volumen planificado.

Cuadro 17: Volúmenes de hidrocarburos asociados a exploración.

VOLÚMENES ASOCIADOS A ACTIVIDADES EXPLORATORIAS					
Número	Pozo	Año	Programado	Real	Desviación
1	Pitalala-001	2013	6,8	3,37	↓ -50,4%
2	Tangay Este-001	2013	4,6	2,77	↓ -39,8%
3	Apaika Sur-001	2013	12,7	65	↑ 411,8%
4	Amilcar Espinel Díaz-001	2013	4,16	0,93	↓ -77,6%
5	Eden-165	2013	8,4	0	↓ -100,0%
6	Pañacocha-027 (Shungo)	2013	7,21	1,7	↓ -76,4%
7	Boa-001	2013	7,45	13,25	↑ 77,9%
8	Yuralpa-101	2014	8,11	22,35	↑ 175,6%
9	Anura-A001	2014	3	7,28	↑ 142,7%
10	Chonta Sur-001	2014	2,82	19,8	↑ 602,1%
11	Orquidea-001	2015	5,2	14,99	↑ 188,3%
12	Parahuacu Norte-001	2015	4,88	12,29	↑ 151,8%
13	Tortuga Sur-001	2018	18,93	15,06	↓ -20,4%

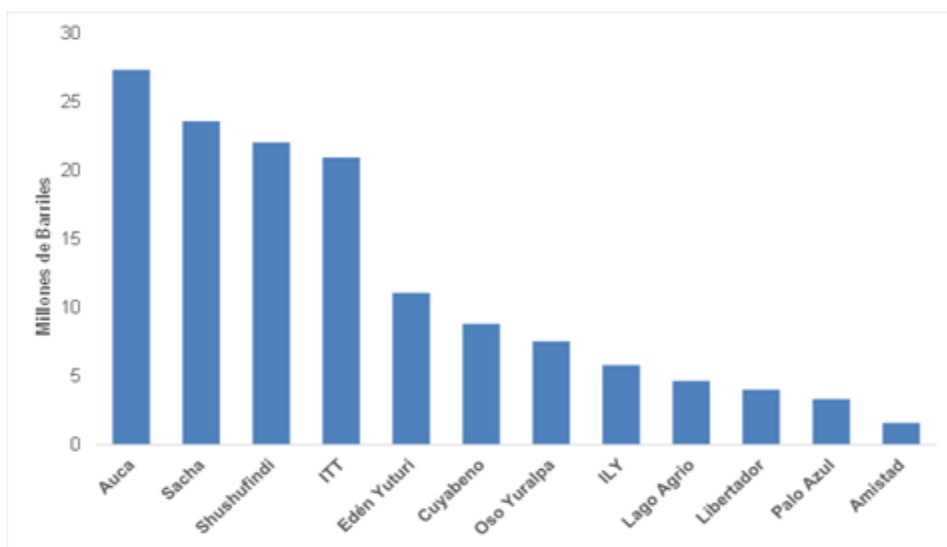
Notas: Esta tabla no se actualiza al 2020 debido que no se ha perforado pozos exploratorios desde el año 2018

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

2.3.1.1.5 Producción de Hidrocarburos

Actualmente EP Petroecuador tiene en producción 76 campos petroleros y 1 campo dedicado a la producción de Gas. Para garantizar la óptima administración los campos están distribuidos en 13 activos, los mismos que forman parte de 4 zonas de operación off shore, operaciones centro, norte y oeste.

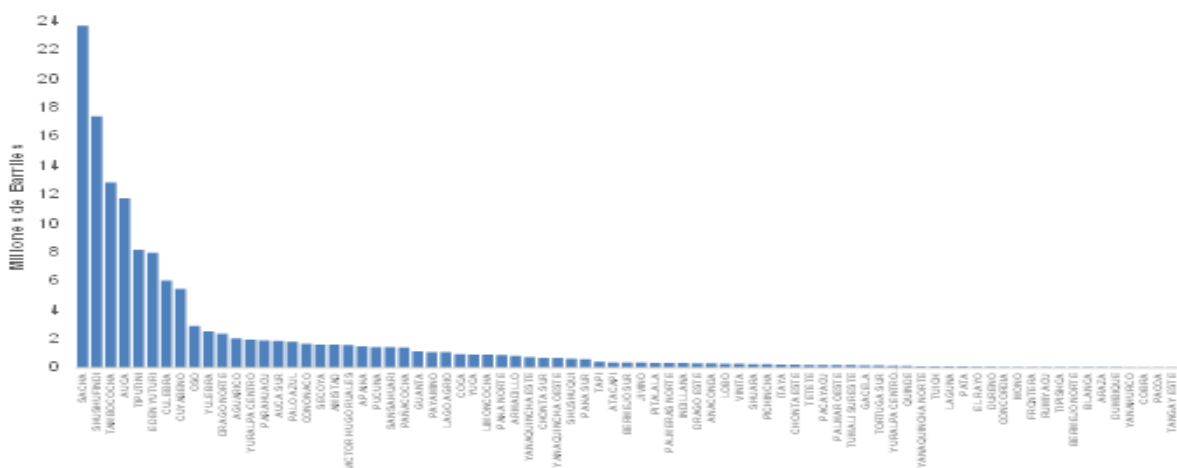
Gráfico 11: Producción acumulada por activo 2020.



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

A nivel de campo, Sacha, Shushufindi, Auca, Tambococha y Tiputini han sido aquellos que han producido más petróleo durante el 2020. Si bien no todos campos pueden alcanzar los niveles de producción de Auca, aún existen oportunidades de incrementar la producción mediante procesos de Recuperación Secundaria y/o Mejorada o mediante la Recuperación Avanzada de hidrocarburos.

Gráfico 12: Producción por campo 2020.



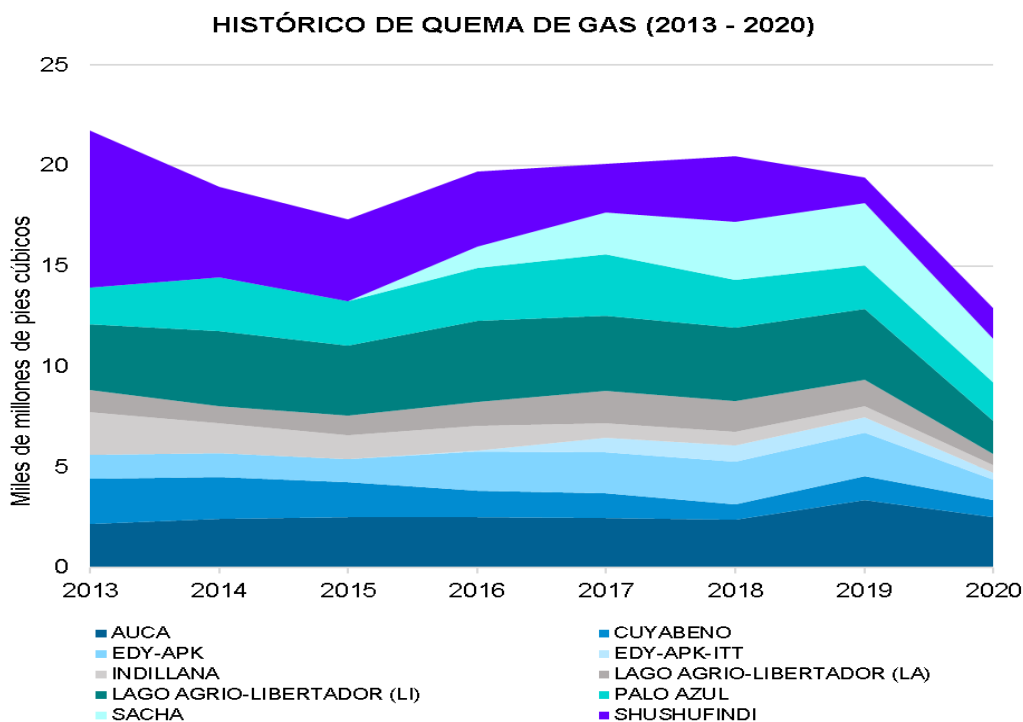
Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

Con relación a los hidrocarburos gaseosos, se observa que no se han aprovechado de manera óptima. La quema o venteo acumulado de gas, desde 2013 y hasta septiembre de 2020 para los Activos (sin contemplar al Activo Amistad), ha sido de cerca de 168,83 MMMpc.

Por lo anterior, el aprovechamiento del gas asociado representaría una mejora significativa en los procesos de extracción, ya sea como método de recuperación adicional por medio de su reinyección a los yacimientos, o como combustible para la generación de electricidad que pueda utilizarse en las operaciones.

El aprovechamiento de gas podría mejorar la recuperación de hidrocarburos y reduciría algunos costos, también resolvería su quema o venteo y orientaría a la empresa a un comportamiento más sustentable, alineándose a las políticas mundiales comprometidas con lograr las cero emisiones.

Gráfico 13: Histórico de quema de gas (2013-2020)



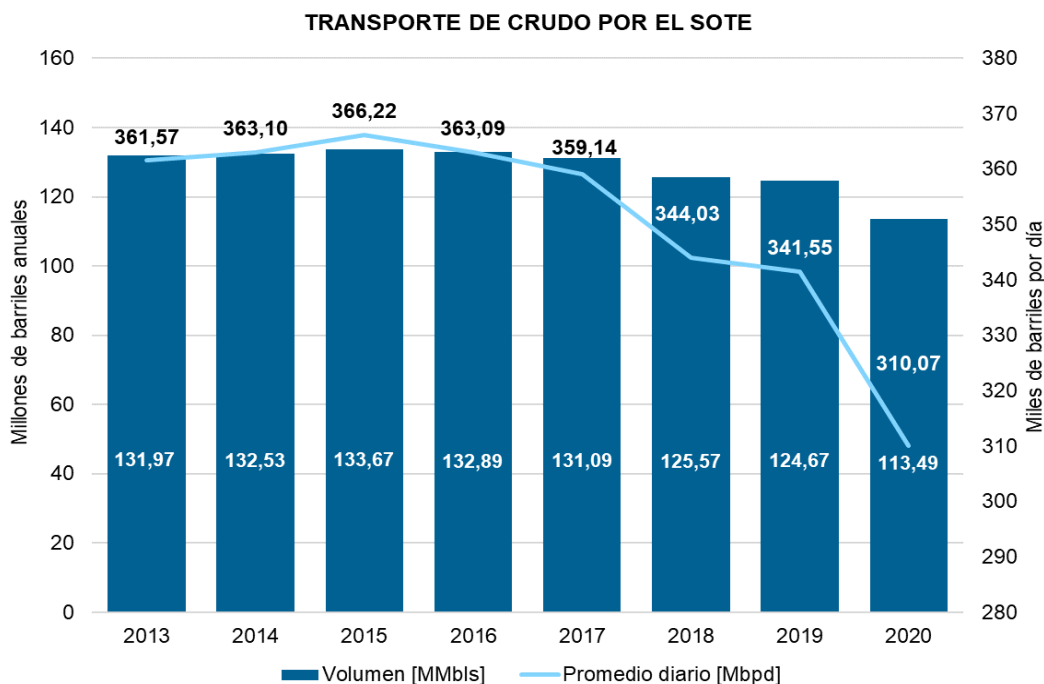
Nota: No se considera al Activo Amistad

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

2.3.1.2 Midstream.

El transporte de crudo a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (en adelante, SOTE) ha tenido un comportamiento a la baja desde 2017, acentuado por los efectos de la pandemia COVID-19 en 2020, además de la rotura de este mismo ducto y del OCP en abril y junio del mismo año. En 2020 se alcanzó un transporte anual de 113,49 millones de barriles, con un volumen promedio diario de 310,07 miles de barriles.

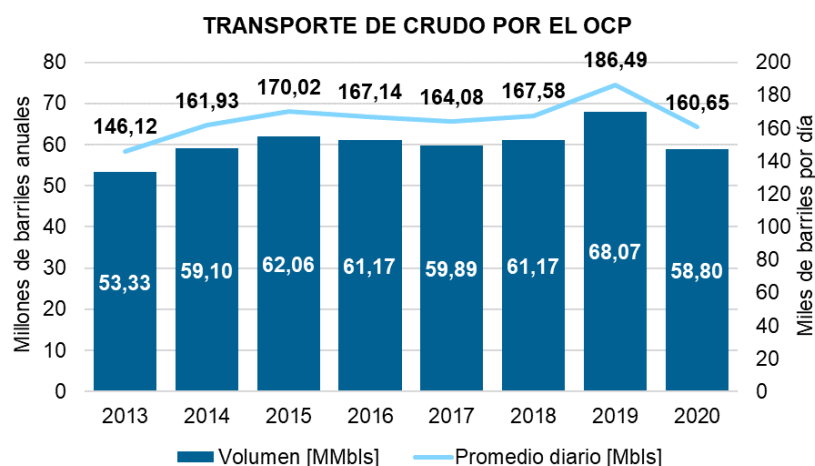
Gráfico 14: Transporte de crudo por el SOTE.



Fuente: Gerencia de Transporte

Por su parte, el Oleoducto de Crudo Pesado (en adelante, OCP) ha mostrado un comportamiento relativamente estable desde 2015 y hasta 2019, sin embargo, en 2020 presentó una caída pronunciada debido al desastre natural generado por la erosión del Río San Miguel y por a la pandemia antes mencionada. Sin embargo, en 2020 se alcanzó un volumen anual transportado de 58,8 millones de barriles por día, con una cifra diaria promedio de 160,65 miles de barriles.

Gráfico 15: Transporte de crudo por el OCP.



Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

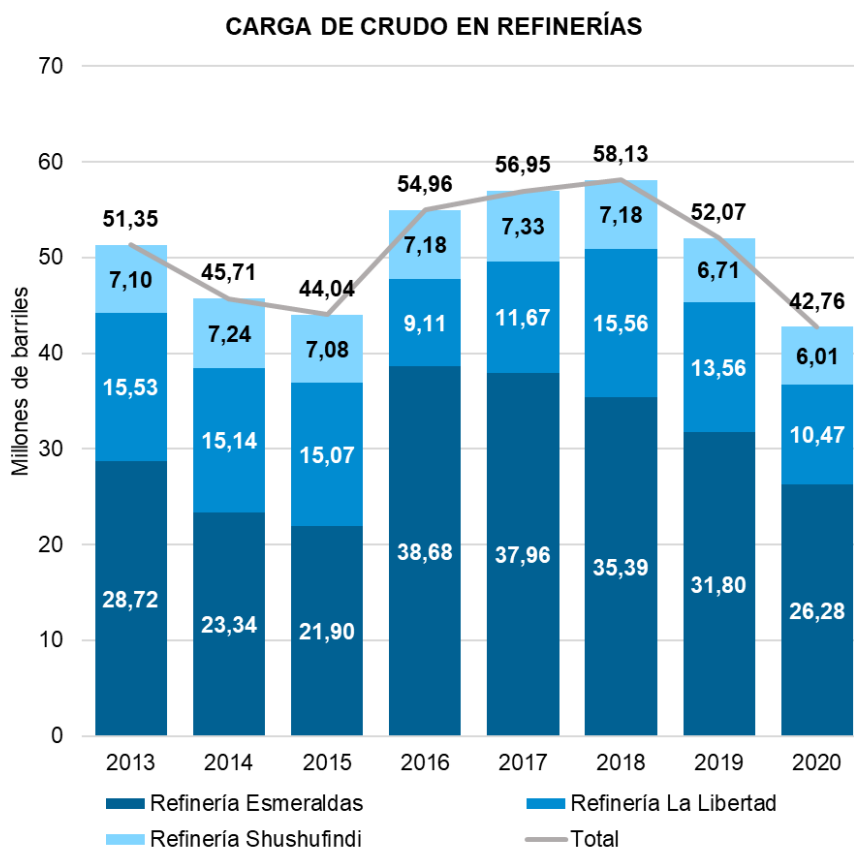
2.3.1.3 Downstream

2.3.1.3.1 Industrialización de crudo

Actualmente la EP PETROECUADOR cuenta con tres refinerías: Esmeraldas, con una capacidad de procesamiento de 110.000 barriles por día, ubicada en la Provincia de Esmeraldas; La Libertad, con capacidad de 45.000 barriles por día, en la Provincia de Santa Elena; y, Shushufindi, con 20.000 barriles por día de capacidad, en la Provincia de Sucumbíos.

Desde 2016 y hasta 2019, el comportamiento anual de la carga de crudo en refinerías ha tenido un comportamiento similar por encima de los 50 millones de barriles, en contraste con los años anteriores a 2015, año en el cual la Refinería Esmeraldas terminó un proceso de rehabilitación. En 2020, la carga a refinerías tuvo un volumen total de 42,76 millones de barriles, con una reducción de cerca de 10 millones con respecto a 2019 a consecuencia del impacto de la pandemia COVID-19 y de la rotura de los ductos SOTE y OCP en abril y junio de 2020.

Gráfico 16: Carga de crudo en refinерías.



Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

2.3.1.3.2 Producción de derivados

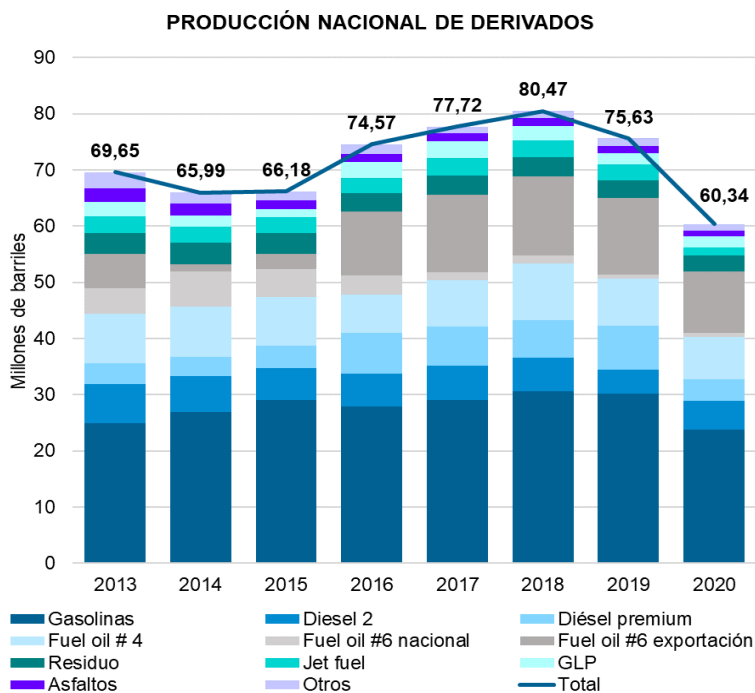
La rehabilitación de Refinería Esmeraldas permitió la incorporación de tecnología de punta en los nuevos equipos instalados en las diferentes unidades de proceso. Al término del proceso de rehabilitación, la producción anual de derivados subió en 12,7% en 2016, con respecto al año anterior (2015). Desde entonces la producción de derivados ha variado de entre 3,5% y 6,0% hasta 2019, sufriendo en 2020 una caída del 20,2%, derivado de los efectos de la pandemia COVID-19 rotura de los ductos SOTE y OCP en abril y junio del mismo año.

La producción nacional de derivados comprende la producción en refinерías y las mezclas que se realizan en terminales, además de las importaciones de naftas y Cutter Stock que ingresan como materia prima, para obtener gasolinas y Fuel oil, respectivamente, conforme la demanda requerida.

Adicionalmente, aportando al cambio de la matriz energética y con el fin de proteger el medio ambiente, la EP PETROEUADOR produce la gasolina ECOPAÍS, un biocombustible

compuesto de gasolina base y bioetanol, proveniente de la caña de azúcar, misma para la cual se han realizado inversiones para su producción en las refinerías Esmeraldas y La Libertad, además de las Terminales Pascuales, La Toma (Loja), Barbasquillo (Manta), y desde 2017 en las terminales La Troncal y Chaullabamba (Cuenca).

Gráfico 17: Producción nacional de derivados.



Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

2.3.1.3.3 Transporte y almacenamiento de derivados

En cuanto a almacenamiento de combustibles, se cerró 2020 con una capacidad operativa de cerca de 3,9 millones de barriles, con una utilización de la mayoría de las terminales por encima del 90% y contando con 198 tanques de almacenamiento.

Cuadro 18: Capacidad operativa y porcentaje de utilización de almacenamiento de combustibles 2020.

CAPACIDAD OPERATIVA Y PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES 2020				
Detalle	Capacidad operativa [Mbls]	Promedio de almacenamiento diario [Mbls]	Utilización [%]	Número de Tanques
Terminal Beaterio	640,40	627,12	97,9%	26
Terminal Pascuales	1.117,82	942,58	84,3%	31
Teminal Ambato	132,85	127,58	96,0%	11
Termminal Barbasquillo	148,18	123,47	83,3%	12
Terminal Cuenca	250,24	184,39	73,7%	19
Terminal La Troncal	133,35	105,73	79,3%	12
Cabecera Libertad	284,19	NA	-	10
Cabecera Esmeraldas	443,27	NA	-	11
Cabecera Shushufindi	295,65	NA	-	19
Estación Tres Bocas	2,09	NA	-	3
Depósito La Toma	4,99	6,55	131,2%	6
Terminal Santo Domingo	248,32	216,63	87,2%	12
Depósito Baltra	22,92	21,17	92,3%	5
Terminal Riobamba	70,35	64,87	92,2%	9
Terminal Fuel Oil	109,99	103,51	94,1%	7
Terminal La Libertad	1,06	0,95	90,2%	5
Total	3.905,68			198

Nota: no se considera promedio de almacenamiento diario para las cabeceras de poliductos, debido a que en estas no se despacha a clientes como si lo hacen los terminales, y básicamente sus tanques son un punto de paso en los cuales el tiempo de residencia del producto es muy corto ya que el objetivo es vaciarlos rápidamente para abastecer al poliducto.

Fuente: Gerencia de Transporte

Cuadro 19: Capacidad nominal y porcentaje de utilización de almacenamiento de combustibles 2020.

CAPACIDAD NOMINAL Y PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES 2020				
Detalle	Capacidad Nominal [Mbls]	Promedio de almacenamiento operativo diario [Mbls]	Utilización [%]	Número de Tanques
Refinería Esmeraldas	2.812,02	2.414,88	86%	42
Refinería La Libertad	1.202	1.047	87%	81
Refinería Shushufindi	269,02	225,33	84%	18
Total	4.282,95			141

Nota: Se consideran solamente tanques de productos terminados

Fuente: Gerencia de Refinación

Para el caso del gas GLP, la capacidad operativa de almacenamiento total se estima será de 37.124,61 toneladas métricas, teniendo una utilización de entre el 80% y el 100%.

Cuadro 20: Capacidad operativa de almacenamiento de GLP 2020.

CAPACIDAD OPERATIVA DE ALMACENAMIENTO DE GLP 2020		
Detalle	Capacidad operativa [Toneladas métricas]	Utilización [%]
El Chorrillo	13,532.95	100.0%
Cuenca	6,775.60	0.0%
La troncal	3,157.51	100.0%
Monteverde	4,380.83	100.0%
Oyambaro	2,130.72	100.0%
Esmeraldas	4,329.00	98.3%
La Libertad	192.00	83.4%
Shushufindi	2,626.00	90.2%
Total	37,124.61	

Nota: El porcentaje de Cuenca es cero debido a la inestabilidad del talud se restringe la operación de GLP en Cuenca.

Fuente: Gerencia de Transporte

Adicionalmente, la capacidad operativa de almacenamiento de productos limpios fue de 1,8 millones de barriles al cierre de 2020.

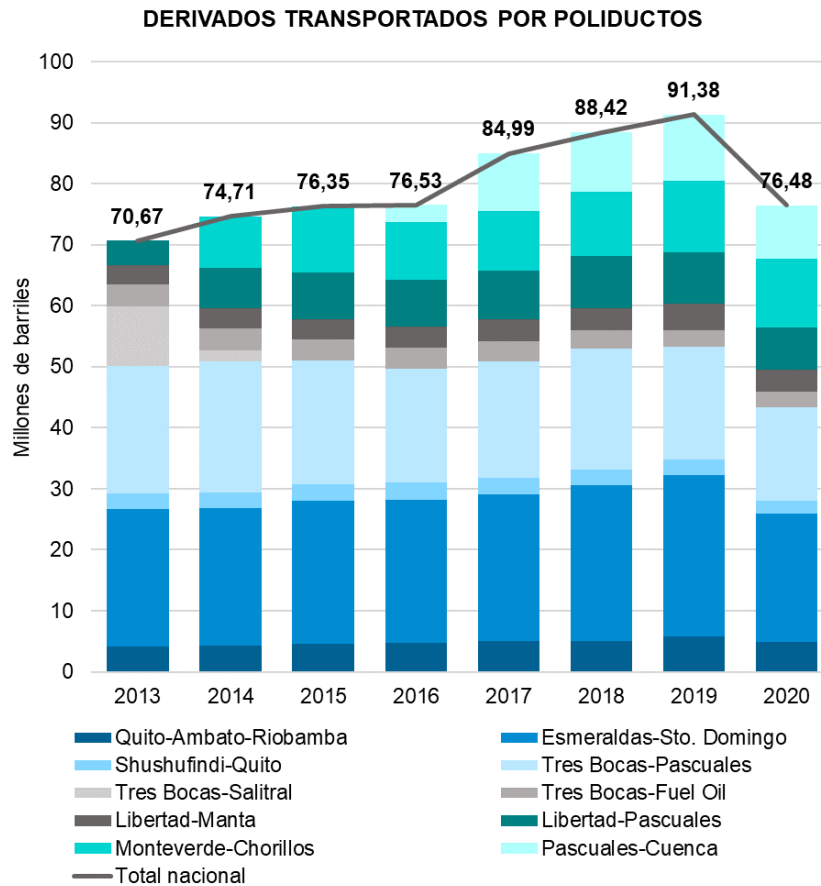
Cuadro 21: Capacidad operativa de almacenamiento de productos limpios en refinerías 2020.

CAPACIDAD OPERATIVA DE ALMACENAMIENTO DE PRODUCTOS LIMPIOS EN REFINERÍAS 2020		
Detalle	Capacidad nominal [bls]	Capacidad operativa [bls]
Esmeraldas	1.212.618	933.040
La Libertad	806.820	699.617
Shushufindi	165.901	141.423
Total	2.185.339	1.774.080

Fuente: Gerencia de Refinación

EP PETROECUADOR transporta la producción e importación de productos derivados a los diferentes depósitos y terminales de distribución a través de su red de poliductos. En el año 2020 este transporte alcanzó un volumen de 76,48 millones de barriles, lo que significó una reducción del 16,3% con respecto a 2019.

Gráfico 18: Derivados transportados por poliductos.



Nota: Los totales se refieren a los volúmenes transportados desde los centros de producción por lo que se excluyen los volúmenes transportados por los ramales de los poliductos: Santo Domingo-Quito, Santo Domingo -Pascuales.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

2.3.2 Nivel comercial

2.3.2.1 Evolución histórica de costos operativos

A continuación, se presenta el desglose del costo por barril y costo total por barril de petróleo crudo equivalente y las metas proyectadas para cada periodo.

El costo por barril se obtiene a partir de dividir únicamente la ejecución presupuestaria OPEX entre la producción total, mientras que el costo total por barril incluye, además de los costos operativos, la ejecución presupuestaria CAPEX y la ejecución pago de deuda BIESS (Pañacocha). En 2020, el costo total por barril disminuyó en 7,7% con respecto al año anterior.

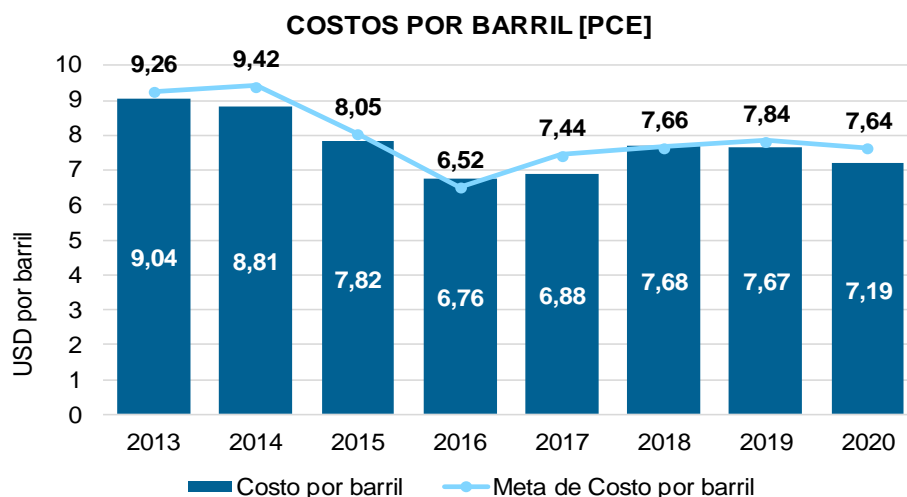
Cuadro 22: Costos por barril de petróleo crudo equivalente.

COSTOS POR BARRIL DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE								
Detalle	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ejecución presupuestaria OPEX [Millones de USD]	1.338,51	1.424,27	1.231,17	1.090,73	1.065,28	1.140,16	1.186,45	1.016,00
Ejecución presupuestaria CAPEX [Millones de USD]	2.924,37	3.291,27	2.144,62	2.098,17	1.588,27	1.511,88	1.587,69	1.354,71
Ejecución pago de deuda BIESS (Pañacocha) [Millones de USD]	19,15	19,15	19,15	19,15	19,15	19,15	0,00	0,00
Total de la ejecución presupuestaria [Millones de USD]	4.282,03	4.734,70	3.394,94	3.208,05	2.672,71	2.671,19	2.774,14	2.370,71
Producción total [MMbpce]	148,14	161,70	157,44	161,42	154,85	148,46	154,76	141,25
Costo por barril [USD por bpce]	9,04	8,81	7,82	6,76	6,88	7,68	7,67	7,19
Meta de Costo por barril [USD por bpce]	9,26	9,42	8,05	6,52	7,44	7,66	7,84	7,64
Costo total por barril [USD por bpce]	28,91	29,28	21,56	19,87	17,26	17,99	17,93	16,78
Meta de Costo total por barril [USD por bpce]	29,71	31,69	22,23	16,68	18,54	18,43	18,41	17,80

Notas: Cifras del año 2020 preliminares.

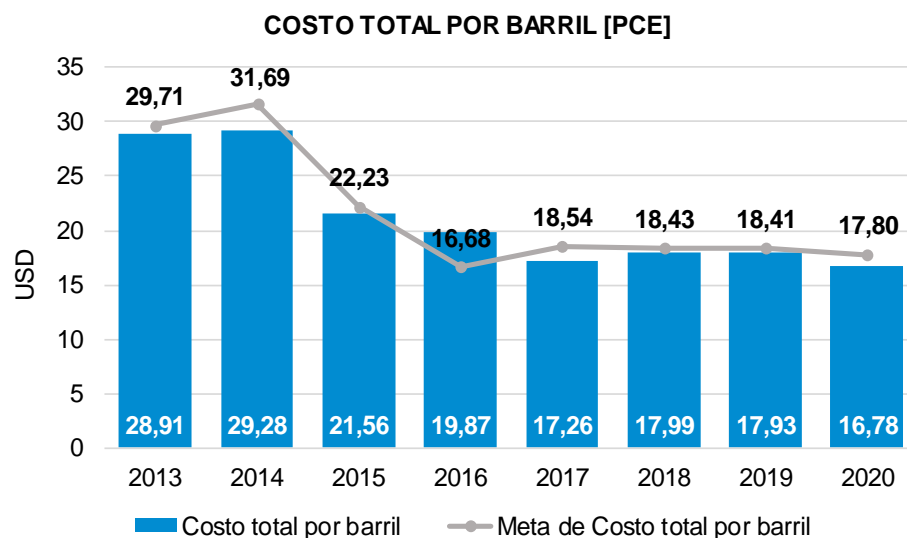
Fuente: Subgerencia de Finanzas

Gráfico 19: Costo por barril de petróleo crudo equivalente.



Fuente: Subgerencia de Finanzas

Gráfico 20: Costo total por barril de petróleo crudo equivalente.



Fuente: Subgerencia de Finanzas

En lo que se refiere a los costos operativos de transporte y almacenamiento, y comercialización, se observa que en términos generales se fueron optimizando hacia el 2019, sin embargo, los costos de transporte y almacenamiento de crudo, costos de transporte y almacenamiento de derivados, así como los de comercialización interna de derivados del 2020, presentan incrementos de 21,39%, 11,73% y 28,44%, respectivamente, con respecto al 2019. El incremento mencionado se deriva del comportamiento del mercado como consecuencia de la pandemia COVID-19.

Es importante mencionar que los costos están anclados al presupuesto de cada unidad de negocios por su variación sustancial.

Cuadro 23: Costos operativos de transporte y almacenamiento.

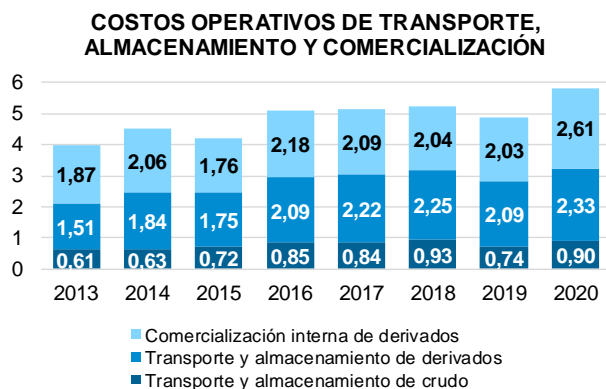
COSTOS OPERATIVOS DE TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN [USD por barril]								
Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Transporte y almacenamiento de crudo	0,61	0,63	0,72	0,85	0,84	0,93	0,74	0,90
Transporte y almacenamiento de derivados	1,51	1,84	1,75	2,09	2,22	2,25	2,09	2,33
Comercialización interna de derivados	1,87	2,06	1,76	2,18	2,09	2,04	2,03	2,61

Notas: Los costos unitarios incluyen los gastos administrativo propios de cada gerencia.

El costo de transporte y almacenamiento de crudo corresponde al valor que incurre la EPP en el transporte de crudo Oriente por el SOTE y su almacenamiento en Lago Agrio y Balao.

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Gráfico 21: Costos operativos de transporte y almacenamiento.



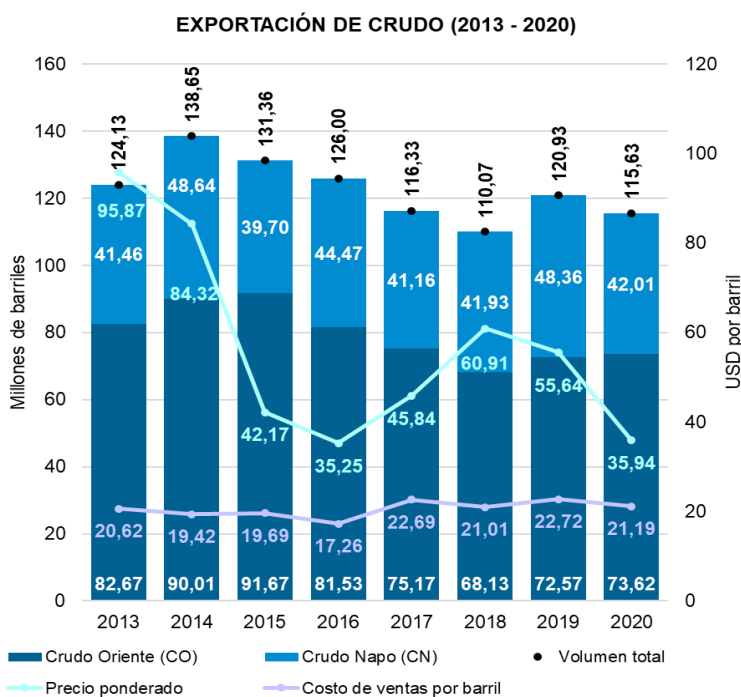
Fuente: Subgerencia de Finanzas.

2.3.2.2 Exportación de crudo

La exportación de crudo se realiza a través de las Terminales Balao y OCP, el primero destinado a crudo Oriente, con una gravedad entre 24° y 26°API y el segundo para crudo Napo entre 17° y 20°API.

En el año 2020, las exportaciones de crudo fueron de 73,62 millones de barriles correspondiente al Crudo Oriente, y los 42,01 millones de barriles para el Crudo Napo, con un volumen total de exportación de 115,63 millones de barriles y un precio ponderado de 35,94 dólares por barril.

Gráfico 22: Exportación de crudo (2013 - 2020).



Nota: Datos del costo por barril tomados de la tabla “Exportación de Crudo (ventas, costo de ventas y margen operativo)”.

Fuente: Subgerencia de Finanzas y Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

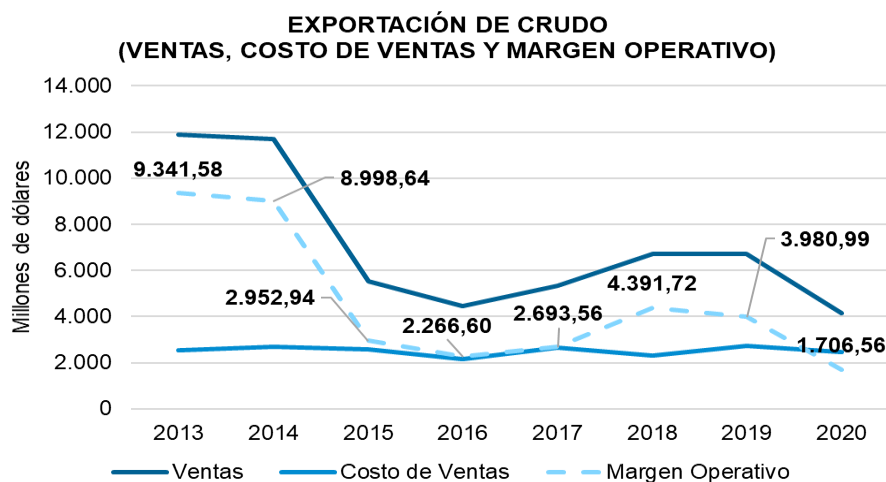
La evolución histórica sobre las ventas, costos y margen operativo de la exportación de crudo son dependientes de la cantidad de crudo a exportar, pero sobre todo a los precios de petróleo.

Cuadro 24: Exportación de crudo (ventas, costo de ventas y margen operativo).

EXPORTACIÓN DE CRUDO (VENTAS, COSTO DE VENTAS Y MARGEN OPERATIVO) [Millones de USD]								
Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ventas	11900,90	11691,90	5539,13	4441,13	5333,26	6703,91	6728,85	4156,26
Costo de Ventas	2559,32	2693,27	2586,19	2174,53	2639,70	2312,19	2747,86	2449,70
Margen Operativo	9.341,58	8.998,64	2.952,94	2.266,60	2.693,56	4.391,72	3.980,99	1.706,56

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Gráfico 23: Exportación de crudo.



Nota: Valores proyectados para 2020.

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Cuadro 25: Exportación total (Crudo Oriente y Napo).

EXPORTACIÓN TOTAL (CRUDO ORIENTE Y NAPO)									
Año	Crudo Oriente (CO)	Precio por barril (CO)	Valor Crudo Oriente	Crudo Napo (CN)	Precio por barril (CN)	Valor Crudo Napo	Volumen total	Precio total por barril	Valor total
2013	82,67	97,36	8.048,65	41,46	92,91	3.852,26	124,13	95,87	11.900,90
2014	90,01	85,81	7.723,90	48,64	81,58	3.968,01	138,65	84,32	11.691,90
2015	91,67	43,44	3.982,13	39,70	39,22	1.557,00	131,36	42,17	5.539,13
2016	81,53	37,17	3.030,67	44,47	31,72	1.410,46	126,00	35,25	4.441,13
2017	75,17	47,35	3.559,60	41,16	43,09	1.773,66	116,33	45,84	5.333,26
2018	68,13	63,20	4.305,79	41,93	57,19	2.398,12	110,07	60,91	6.703,91
2019	72,57	58,38	4.236,73	48,36	51,53	2.492,13	120,93	55,64	6.728,85
2020	73,62	37,87	2.788,04	42,01	32,57	1.368,22	115,63	35,94	4.156,26

Notas: Volumen de crudo en Millones de barriles. Precio por barril en USD. Valor del crudo en Millones de USD FOB.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

El volumen de exportación para el crudo Oriente y Napo en el 2020 son de 115,63 millones de barriles, en este período se nota una reducción tanto del valor total de las exportaciones, como en el precio del barril, el cual de estar en 2019 a un precio de USD 55,64 cae a USD 35,94; esto debido principalmente a la pandemia COVID-19.

2.3.2.3 Producción, transporte, refinación y comercialización de derivados

La producción nacional consta de la producción de derivados terminados en refinerías (Gerencia de Refinación), mezclas en terminales (Gerencia de Transporte) y la disponibilidad de gasolina super, esto sumado a las importaciones permite satisfacer la demanda interna del país. La Gerencia de Comercialización Nacional es la encargada del

abastecimiento de combustibles en forma oportuna, con garantía y con calidad, con procesos altamente tecnificados y certificados, a fin de satisfacer la demanda nacional. Mientras que la Gerencia de Comercialización Internacional se encarga del control y gestión de las importaciones y exportaciones de los derivados.

El excedente de combustibles resultante de la diferencia entre la oferta y la demanda interna de derivados es exportado. A continuación, se presenta la evolución histórica sobre las ventas, costos y margen operativo.

Para el análisis Interno de derivados, se observa que el margen operativo tiene un comportamiento negativo, debido a que en el artículo 72 de la Ley de Hidrocarburos establece que: “Los precios de venta al consumidor de los derivados de los hidrocarburos serán regulados de acuerdo al Reglamento que para el efecto dictará el Presidente de la República”. Conforme dictamina este artículo, la EP Petroecuador no puede tomar decisiones oportunas sobre la rentabilidad y/o pérdida en la venta interna de los productos, puesto que los mismos tienen precio de venta establecido según Decreto Ejecutivo No. 338.

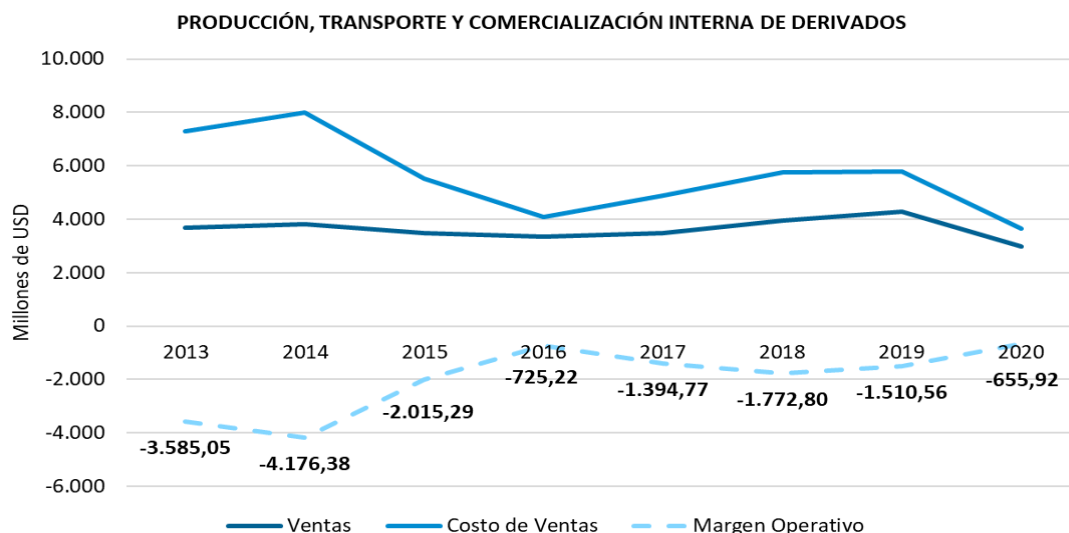
Cuadro 26: Producción, transporte y comercialización interna de derivados
(ventas, costos de ventas y margen operativo).

PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y COMERCIALIZACIÓN INTERNA DE DERIVADOS (VENTAS, COSTO DE VENTAS Y MARGEN OPERATIVO)								
Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ventas	3.697,22	3.806,33	3.489,47	3.352,51	3.476,26	3.965,80	4.278,61	2.980,84
Costo de Ventas	7.282,27	7.982,71	5.504,76	4.077,73	4.871,03	5.738,60	5.789,17	3.636,76
Margen Operativo	-3.585,05	-4.176,38	-2.015,29	-725,22	-1.394,77	-1.772,80	-1.510,56	-655,92

Incluye venta interna de gas natural.
Cifras en millones de USD.

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Gráfico 24: Producción, transporte y comercialización interna de derivados.



Notas: Incluye venta interna de gas natural.

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Por otro lado, para el análisis externo de comercialización de derivados, se observa que los costos de ventas están por debajo de las ventas y el margen operativo se encuentra en números positivos.

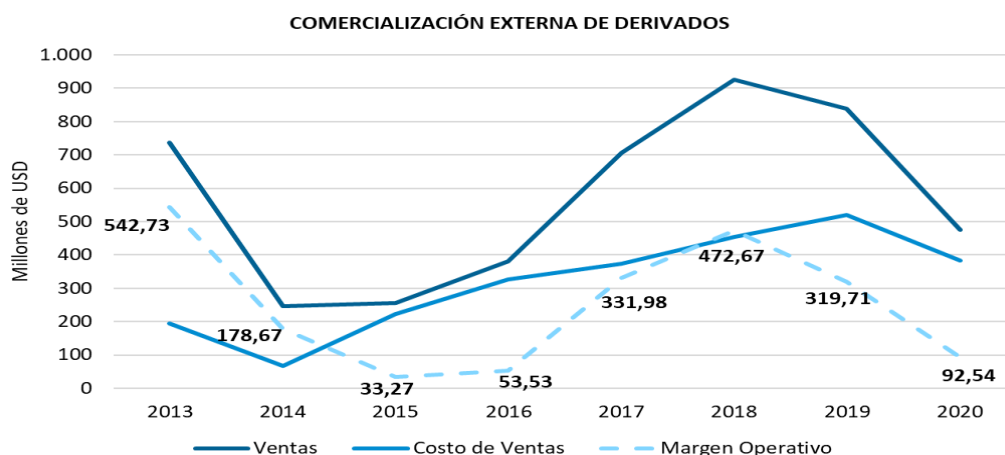
Cuadro 27: Comercialización externa de derivados (ventas, costos de ventas y margen operativo).

COMERCIALIZACIÓN EXTERNA DE DERIVADOS (VENTAS, COSTO DE VENTAS Y MARGEN OPERATIVO)								
Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ventas	736,37	246,24	255,86	380,47	705,76	926,63	838,98	476,30
Costo de Ventas	193,64	67,57	222,59	326,94	373,78	453,96	519,27	383,76
Margen Operativo	542,73	178,67	33,27	53,53	331,98	472,67	319,71	92,54

Cifras en millones de USD

Fuente: Subgerencia de Finanzas

Gráfico 25: Comercialización externa de derivados.



Fuente: Subgerencia de Finanzas

En cuanto al comportamiento de los volúmenes despachados de derivados y los precios promedio durante el periodo 2016-2020, cabe destacar la participación de las Gasolinas, Diésel 1, Diésel Premium, Diésel 2, GLP y Jet A-1.

Cuadro 28: Despacho total de derivados.

DESPACHO TOTAL DE DERIVADOS												
Producto	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	MMbls	Millones de USD	MMbls	Millones de USD	MMbls	Millones de USD	MMbls	Millones de USD	MMbls	Millones de USD	MMbls	Millones de USD
Gasolinas	27,32	1.497,50	27,57	1.503,94	28,82	1.588,66	30,28	1.694,71	30,16	2.134,48	24,24	1.626,03
Absorver	0,0007	0,0545	0,0005	0,0322	0,0005	0,0347	0,0005	0,0406	0,0002	0,0212	0,0000	0,0000
Diésel 1	0,0368	2,3044	0,0228	1,4590	0,0201	1,4376	0,0183	1,6393	0,0176	1,5505	0,0163	1,0895
Diésel 2	12,64	546,82	11,16	561,69	10,07	558,98	10,48	669,27	9,92	683,55	8,84	476,85
Diésel premium	20,41	746,76	20,02	732,69	21,25	782,44	22,52	834,01	23,03	882,09	19,63	762,50
Fuel oil #4	7,92	240,83	7,20	222,07	6,58	252,36	9,18	391,21	7,58	316,76	4,34	130,01
Asfalto	1,51	72,84	1,45	71,08	1,51	72,64	1,33	62,61	1,28	61,75	0,82	39,50
Solventes	0,16	10,98	0,14	9,94	0,16	10,91	0,16	11,05	0,15	10,96	0,13	7,76
Spray oil	0,20	8,66	0,08	3,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GLP	12,74	170,16	12,44	161,19	12,97	180,44	13,49	192,87	13,97	195,76	14,00	173,05
Jet A-1	2,69	202,26	2,55	165,85	2,62	193,03	2,73	241,91	2,79	247,22	1,59	113,90
AVGAS	0,04	4,06	0,03	3,59	0,04	3,70	0,04	3,71	0,04	4,56	0,03	3,95
Nafta base 90 (sector eléctrico)	0,01	0,41	0,03	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pesca artesanal	0,86	20,35	0,78	18,52	0,84	19,95	0,92	21,37	1,01	24,19	0,95	23,43
Residuo	6,30	116,08	4,32	75,76	1,70	30,50	2,03	40,14	1,07	21,51	0,95	18,26
Total nacional	92,83	3.640,06	87,78	3.531,93	86,56	3.695,07	93,18	4.164,54	91,00	4.584,40	75,55	3.376,33
Azufre (kg)	0,33	0,01	2,74	0,10	0,24	0,01	3,46	0,13	5,17	0,19	3,89	0,14
Gas natural (MMBTU)	17,63	54,30	16,37	50,94	14,26	44,26	10,51	32,23	9,60	29,56	7,81	24,06
Gas natural licuado (MMBTU)	0,71	3,92	1,91	11,50	1,76	10,51	1,65	9,80	1,29	8,19	1,05	6,90
Lubricantes (Gls)	2,28	15,51	2,73	17,62	2,59	16,23	2,37	13,44	2,31	12,45	1,94	9,96

Nota: Valores reales para enero-octubre 2020, valores estimados para noviembre-diciembre 2020. El total nacional incluye volúmenes transferidos a las estaciones de servicio de propiedad de EP PETROECUADOR para su comercialización.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Los seis productos que reflejan una mayor participación en las ventas son las Gasolinas, Diésel Premium, Diésel 2, Fuel oil #4, Jet A-1 y GLP, que concentran el 93,5% de participación.

Cuadro 29: Ventas por producto.

VENTAS POR PRODUCTO [Millones de USD]											
Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total	Participación [%]	Participación acumulada [%]
Gasolinas	1.383,87	1.450,81	1.497,50	1.503,94	1.588,66	1.694,71	2.134,48	1.568,54	12.822,52	40,87%	40,87%
Diésel Premium	726,91	742,99	746,76	732,69	782,44	834,01	882,09	774,24	6.222,12	19,83%	60,70%
Diésel 2	593,79	605,91	546,82	561,69	558,98	669,27	683,55	462,81	4.682,82	14,92%	75,62%
Fuel oil #4	380,60	374,55	240,83	222,07	252,36	391,21	316,76	138,77	2.317,15	7,38%	83,01%
Jet A-1	382,36	354,95	202,26	165,85	193,03	241,91	247,22	96,12	1.883,70	6,00%	89,01%
GLP	170,85	183,33	170,16	161,19	180,44	192,87	195,76	175,78	1.430,37	4,56%	93,57%
Asfalto	114,35	118,58	72,84	71,08	72,64	62,61	61,75	45,98	619,83	1,98%	95,54%
Residuo	114,58	119,78	116,08	75,76	30,50	40,14	21,51	14,11	532,46	1,70%	97,24%
Gas natural	53,07	54,96	54,30	50,94	44,26	32,23	29,56	25,20	344,52	1,10%	98,34%
Pesca artesanal	22,93	21,30	20,35	18,52	19,95	21,37	24,19	23,22	171,83	0,55%	98,89%
Lubricantes	7,12	18,00	15,51	17,62	16,23	13,44	12,45	8,72	109,08	0,35%	99,23%
Solventes	11,53	11,03	10,98	9,94	10,91	11,05	10,96	7,87	84,26	0,27%	99,50%
Gas natural licuado	9,41	11,02	3,92	11,50	10,51	9,80	8,19	6,05	70,40	0,22%	99,73%
AVGAS	3,17	3,86	4,06	3,59	3,70	3,71	4,56	3,73	30,37	0,10%	99,82%
Spray oil	9,39	9,29	8,66	3,35	0,00	0,00	0,00	0,00	30,69	0,10%	99,92%
Diésel 1	6,46	4,45	2,30	1,46	1,44	1,64	1,55	0,96	20,26	0,06%	99,99%
Nafta base 90 (sector eléctrico)	1,99	0,00	0,41	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	3,18	0,01%	100,00%
Azufre	0,10	0,09	0,01	0,10	0,01	0,13	0,19	0,13	0,76	0,00%	100,00%
Absorver	0,10	0,12	0,05	0,03	0,03	0,04	0,02	0,00	0,40	0,00%	100,00%
Total nacional	3.992,57	4.085,00	3.713,80	3.612,08	3.766,08	4.220,13	4.634,80	3.352,23	31.376,69	100,00%	

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Se puede observar en el siguiente cuadro que los precios de la gasolina ECOPAÍS son muy volátiles, así como el precio de crudos. Durante los años 2013 y 2014 mantuvo precios por arriba de 100 dólares por barril, posteriormente mantuvo una tendencia a la baja hasta 2017.

Incrementó nuevamente durante 2018 y 2019 y en por fin, para el año 2020 presenta una reducción de 16,83 dólares. Estos cambios son debido a que el precio está relacionado con el comportamiento del precio del Crudo Oriente.

Cuadro 30: Costo de Gasolina ECOPAÍS.

COSTO DE GASOLINA ECOPAÍS								
Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Costo de gasolina ecopaís [USD/bl]	124,90	109,61	77,54	63,48	70,46	86,46	81,20	64,37

Nota: Valores ponderados en base al despacho y costo correspondiente a cada mes según la información disponible en la Jefatura de Costos. Para 2020, el costo corresponde a cada mes calculado según Decreto Ejecutivo No. 338 y a la metodología interna de la EP Petroecuador, en el que se considera el costo de materia prima a costo de oportunidad (precio de exportación de crudo Oriente).

Fuente: Subgerencia de Finanzas

2.3.2.4 Análisis histórico y actual - Boston Consulting Group (BCG)

Acorde con la línea de negocio establecida “Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados”, con los segmentos: Exploración y producción, transporte y comercialización de crudo, refinación, transporte y comercialización interna de derivados, refinación, transporte y comercialización externa de derivados

EP PETROECUADOR es la única empresa estatal encargada de toda la cadena de valor de los hidrocarburos en el Ecuador. Con la fusión, ahora cuenta con las capacidades técnicas y la experiencia para considerarla empresa madura en la línea de negocio de exploración y producción de petróleo. De acuerdo con el comportamiento histórico, la exploración requiere de mayor impulso, y en el caso de producción tiene una participación del 80% aproximadamente del mercado nacional, es decir, una alta participación de mercado.

Durante los años 2016 y 2017 la producción de hidrocarburos tuvo un crecimiento considerable. A partir del año 2018, el crecimiento no mantiene el mismo ritmo debido a la declinación natural de los campos, que en su mayoría son maduros.

Sin embargo, se observa un aumento de la producción a partir del año 2019, debido al inicio del desarrollo de los campos de las rondas de Campos Menores y OIL & GAS; así como a los trabajos de optimización de la producción de la Empresa Pública.

En cuanto a la refinación y comercialización, EP PETROECUADOR es capaz de satisfacer la demanda interna de derivados del Ecuador y de exportar un volumen de sus refinados. Sin embargo, es insuficiente su producción de gasolinas, diésel y GLP, por lo cual tiene la necesidad de importar los productos.

Cuadro 31: Crudo producido y utilizado.

CRUDO PRODUCIDO Y UTILIZADO							
Año	Producción de petróleo [MMbbls]	Carga en refinerías [MMbbls]	Exportación Crudo Oriente [MMbbls]	Exportación Crudo Napo [MMbbls]	Crudo total exportado [MMbbls]	Crudo utilizado [MMbbls]	Crudo utilizado - producción [Mbls]
2013	119,21	51,35	82,67	41,46	124,13	175,48	154,18
2014	131,78	45,71	90,01	48,64	138,65	184,37	144,08
2015	127,28	44,04	91,67	39,70	131,36	175,41	131,86
2016	144,89	54,96	81,53	44,47	126,00	180,96	98,82
2017	152,09	56,95	75,17	41,16	116,33	173,29	58,07
2018	146,35	58,13	68,13	41,93	110,07	168,20	59,84
2019	152,86	52,07	72,57	48,36	120,93	173,00	55,19
2020	141,25	42,76	73,62	42,01	115,63	158,39	46,97

Fuente: Unidad Temporal de Fusión

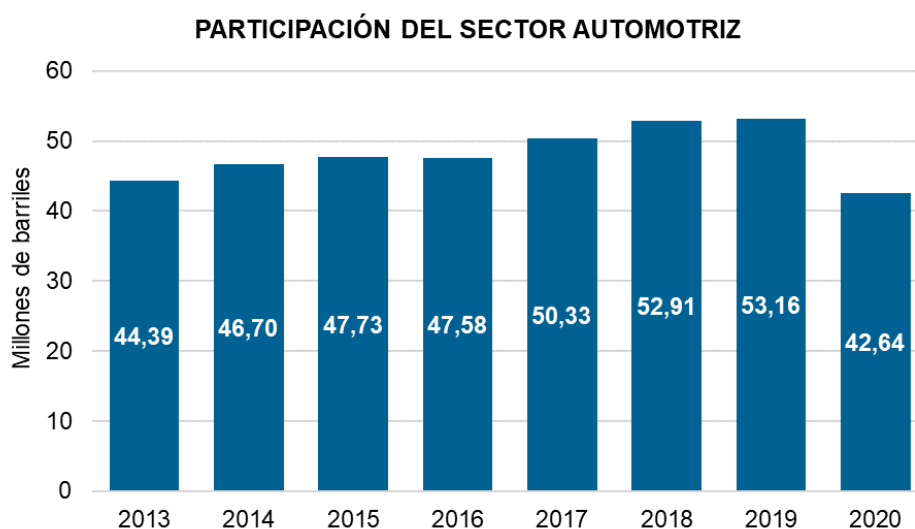
En el sector automotriz que comprende el consumo de Diésel 2, Diésel Premium, GLP para taxis y gasolinas (Súper, Extra y ECOPAÍS), han presentado un crecimiento prácticamente en todos los años, excepto en el año 2020, que es atípico como consecuencia de la pandemia COVID-19. Por lo anterior, se considera como un sector estrella.

Cuadro 32: Participación del sector automotriz.

PARTICIPACIÓN DEL SECTOR AUTOMOTRIZ		
Año	Volumen [MMbbls]	Variación [%]
2013	44,39	-
2014	46,70	5,2%
2015	47,73	2,2%
2016	47,58	0%
2017	50,33	5,8%
2018	52,91	5,1%
2019	53,16	0,5%
2020	42,64	-19,8%

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

Gráfico 26: Participación del sector automotriz.



Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

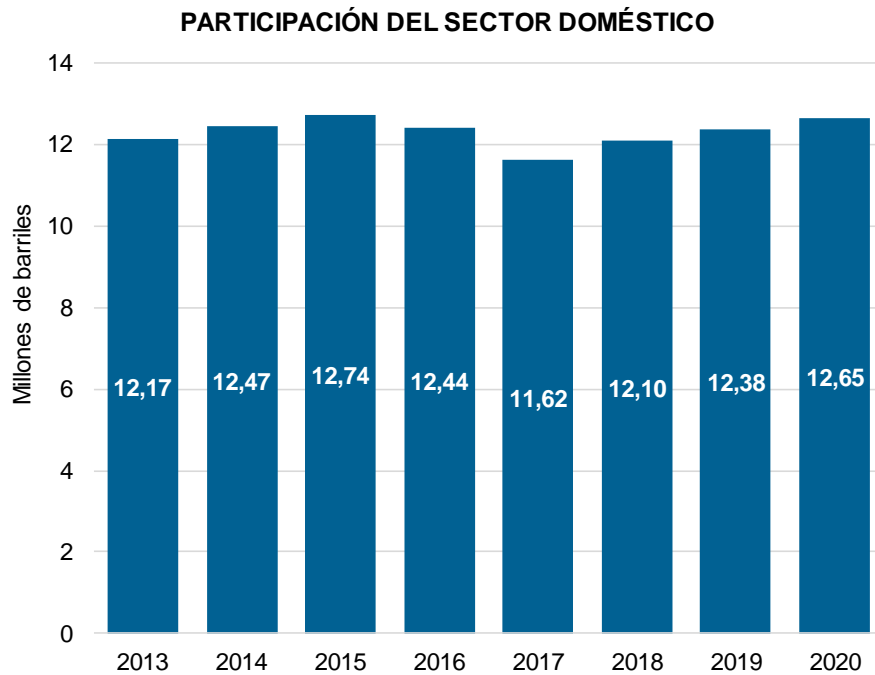
El sector doméstico utiliza el gas licuado de petróleo (GLP), el mismo que para el 2020 registra un crecimiento del 3,0% con relación al 2019, lo cual representa aproximadamente un consumo del 12,76% de participación en la demanda nacional. Este es de los sectores que, a pesar de un año atípico donde existieron problemas operativos en el SOTE y OCP por la erosión del Río San Juan y la pandemia generada por COVID-19, cerró con crecimiento.

Cuadro 33: Participación del sector doméstico.

PARTICIPACIÓN DEL SECTOR DOMÉSTICO		
Año	Volumen [MMbbls]	Variación [%]
2013	12,17	-
2014	12,47	2,5%
2015	12,74	2,2%
2016	12,44	-2,3%
2017	11,62	-6,6%
2018	12,10	4,1%
2019	12,38	2,3%
2020	12,65	2,2%

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

Gráfico 27: Participación del sector doméstico.



Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión





Del total de la demanda nacional de derivados, el consumo de GLP mantiene una baja participación en el mercado en comparación con el sector automotriz. Además, es preciso indicar que este producto es subsidiado por el estado.

El sector industrial comprende el consumo de los siguientes productos: gasolinas (Súper, Extra y ECOPAÍS), Diésel 1, Diésel 2, Diésel Premium, Fuel Oil #4, Asfaltos, GLP y residuo. En el año 2020, estos productos registran un decrecimiento del 9,7% con respecto al año 2019, debido principalmente a la disminución de la demanda por efecto de la Pandemia.

El sector pesquero comprende el consumo de gasolina para motores de dos tiempos (pesca artesanal), Diésel 2, Diésel Premium y gasolina extra, el mismo que para el año 2020 es menor en 6,2% con respecto al año 2019.

A continuación, se muestra el análisis de mercado de los principales productos generados por la EP PETROECUADOR:

Gráfico 28: Matriz BCG.

Crecimiento del mercado	Alta	 Automotriz	 Exploración Doméstico
	Baja	 Producción de petróleo Industrial	 Pesquero artesanal
		Alta	Baja
Participación de mercado			

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

3 DIAGNÓSTICO SITUACIONAL

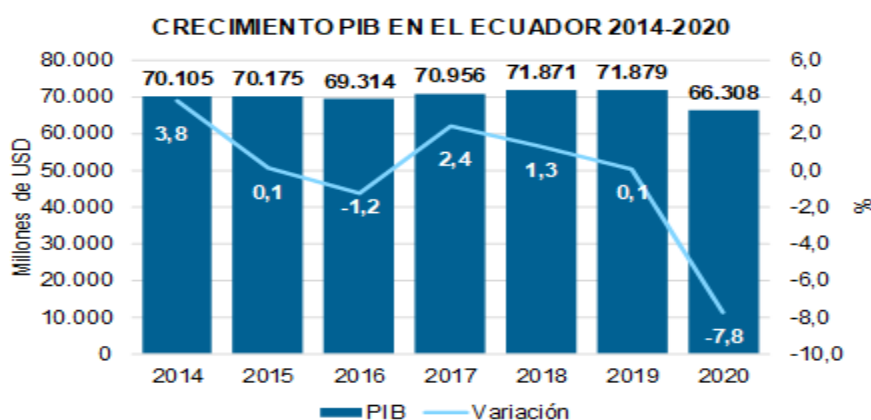
3.1 Diagnóstico Externo

3.1.1 Entorno general

El crecimiento económico en Ecuador se ha enfrentado a diversas dificultades, provocó ajustes en el gasto público, principalmente en inversiones de capital. Las perspectivas económicas post COVID-19 no son muy alentadoras y pasarán algunos años en el que la economía pueda llegar a niveles pre-pandemia.

El PIB representa el desempeño de la economía en un determinado periodo de tiempo. A continuación, se presenta la evolución del PIB del periodo 2014-2020 en el Ecuador:

Gráfico 29: Crecimiento PIB en el Ecuador 2014 - 2020.



Fuente: Banco Central de Ecuador.¹

¹ <https://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/bolmensual/IEMensual.jsp>.

En el gráfico anterior se observa que en el año 2016 existió una caída considerable, donde el PIB decreció un 1,2% debido al impacto del precio del crudo, la apreciación del dólar y el terremoto que se presentó en abril del mismo año.

De igual forma "...se implementó la rehabilitación de la Refinería Esmeraldas, que concluyó en diciembre de 2015, lo que redujo significativamente la utilización de derivados importados en su operación industrial. Por su parte el VAB (Valor Agregado Bruto) no petrolero presentó un decrecimiento de -2,4% en relación con el año anterior." (El telégrafo, 2020) ².

Para el año 2018 se muestra que el PIB alcanzó un crecimiento anual de 1,3%, esto "...se explica por: i) mayor gasto de consumo final de gobierno general (2,9%); ii), aumento de 2,7% en el gasto de consumo final de los hogares; iii) mayor formación bruta de capital fijo (FBKF) (2,1%); y iv) incremento del 0,9% de las exportaciones de bienes y servicios. Por su parte, las importaciones de bienes y servicios en 2018 fueron mayores en 5,8% respecto a las registradas en 2017" (Banco Central del Ecuador, 2019). ³.

En 2019 el PIB tuvo un crecimiento mínimo del 0,1% debido a la disminución de compra de bienes y servicios, así como por la eliminación del subsidio a los combustibles, lo cual provocó pérdidas de entre 700 y 800 millones de dólares.

Durante el año 2019 el aporte más importante al crecimiento de la economía fue del VAB de las actividades no relacionadas con la industria petrolera. Además, durante el mismo año, la tasa de variación con respecto al 2018 fue positiva pero insignificante.

La emergencia sanitaria mundial por causa de la Covid-19 ha impactado directamente en el desempeño económico de los países de la región y el mundo, afectando la movilidad de las personas y el normal funcionamiento de establecimientos productivos y comerciales.

Esto fue determinante para que en 2020 el Producto Interno Bruto (PIB) del Ecuador, en términos constantes, haya totalizado USD 66.308 millones, lo que representa una caída de 7,8%, según los datos de las cuentas nacionales trimestrales del Banco Central del Ecuador.

-El telégrafo, "La economía del Ecuador se contrajo 1,5% en 2016" (2020) ²
-Banco Central del Ecuador (2019) ³

Cuadro 34: Producto interno bruto petrolero y no petrolero.

PRODUCTO INTERNO BRUTO PETROLERO Y NO PETROLERO			
	2019	2020	2021
Miles de USD de 2007			
VAB petrolero	6.587.317	5.846.005	6.040.431
VAB no petrolero	63.123.418	57.918.673	59.154.600
Otros elementos del PIB	2.198.390	1.770.622	2.344.295
PIB	71.909.125	65.535.300	67.539.326
Tasas de variación (a precios de 2007)			
VAB petrolero	0,38	-11,25	3,33
VAB no petrolero	0,33	-8,25	2,13
Otros elementos del PIB	-8,02	-19,46	32,40
PIB	0,05	-8,86	3,06

Nota: Los datos de 2019 son preliminares; 2020 y 2021 son pronósticos.

Fuente: Banco Central de Ecuador.

3.1.1.1 Análisis PESTAL

Este análisis permite observar el comportamiento de las 5 tendencias macro-ambientales inherentes a los factores político, económico, sociocultural, tecnológico, ambiental y legal respecto a la gestión de la EP PETROECUADOR, con la finalidad de observar el enfoque al cual están dirigidos los esfuerzos empresariales y el desempeño en el mercado de hidrocarburos.

Relevancia

- 1- Bajo
- 2- Medio Bajo
- 3- Medio
- 4- Medio Alto
- 5- Alto

Cuadro 35: Factor Político- Entorno General.

Factor	Ítem	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Político	La Constitución de la República del Ecuador establece que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, como el sector de hidrocarburos, conforme con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. La legislación ecuatoriana que prioriza la participación de empresas públicas en la exploración y explotación de hidrocarburos.	X		5
	Cambio de Presidente, Funcionarios del Ejecutivo y Administración.	X	X	4
	Acuerdos marco de cooperación, Acuerdos bilaterales y multilaterales, con el fin de realizar: Intercambio de conocimientos experiencias y buenas prácticas en las actividades del sector hidrocarburos.	X		4
	Ajustes en las entidades gubernamentales.		X	4
	Cambios en las políticas y regulaciones gubernamentales.		X	4
	Alta rotación de los niveles jerárquicos superiores de la empresa.		X	4
	Política Gubernamental contra la corrupción.	X		5

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Cuadro 36: Factor Económico – Entorno General.

Factor	Ítem	Oportunidad	Amenaza	Relevancia	
Económico	Promoción de la Industria Petrolera.	X		5	
	Mayor apertura a la inversión privada en la Industria Petrolera.	X		5	
	Recuperación económica que demandará mayor consumo de hidrocarburos y sus derivados alcanzando niveles pre-pandemia en el segundo semestre del 2021.	X		4	
	Aumento en las importaciones en el Ecuador.		X	3	
	Incremento en las exportaciones.	X	X	3	
	Alta volatilidad de los precios del barril de petróleo.	X	X	4	
	Apreciación del dólar frente a la depreciación de la moneda de otros países.		X	4	
	A nivel territorial, a través de la aprobación de la Ley Orgánica para la Planificación Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica se reemplaza la Ley 10 y se aumenta la aportación por barril exportado al Fondo para el Desarrollo Sostenible Amazónico de USD 1 por barril a 4% del precio de exportación sin poder ser menor a USD 2 por barril. Adicionalmente, se dispone la distribución de la participación laboral en las utilidades y un impuesto de patente municipal.			X	4
	Adicionalmente, otros factores influyentes son la inflación, la balanza de pagos, la dolarización, el desarrollo de la economía local.			X	5
	Asignación presupuestaria por parte del Ministerio de Economía y Finanzas inferior al presupuesto planificado que influye directamente en las metas.			X	5
	Incremento de la demanda de combustibles impacta en el subsidio que absorbe el estado ecuatoriano			X	2

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Cuadro 37: Factor Social- Entorno General.

Factor	Ítem	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Social	Garantizar la sustentabilidad y el buen vivir como lo señala la Constitución de la República.	X		4
	La participación de la mano obra y servicios locales debe ser de al menos 70%. El 10% de la mano local correspondería a nacionalidades.		X	4
	Empresas bajo Contratos de Servicios Específicos deben aplicar el derecho de empleo preferente; cualquier incumplimiento afecta a la ejecución de la política pública y generaría conflictos laborales en la zona. Esta norma adicionalmente crea dos Fondos para impulsar el desarrollo integral de la Amazonía, adicionales a lo asignado por medio del Presupuesto General del Estado, que son el Fondo para el Desarrollo Sostenible Amazónico y el Fondo Común para la Circunscripción Territorial Especial Amazónico.		X	4
	Demora en la obtención de licencias y permisos ambientales para la operación y expansión de la producción.		X	4
	Expansión del sector petrolero en los próximos años puede propiciar un incremento económico en las zonas donde opera.	X		5
	Otros factores influyentes son las tasas de crecimiento y de consumo de la población, el mantener una imagen corporativa consolidada y promover el desarrollo social.	X		4

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Cuadro 38: Factor Tecnológico – Entorno General.

Factor	Ítem	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Tecnológico	Tecnologías de la información y comunicación innovadoras.	X		4
	Automatización de los procesos productivos y administrativos del sector hidrocarburos.	X		4
	Incorporación de nuevas tecnologías en las operaciones de EP Petroecuador.	X		4
	Desarrollo y optimización de tecnologías innovadoras para el manejo de la información y apoyo en la toma de decisiones.	X		4
	Optimización de la infraestructura tecnológica de comunicación	X		

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Cuadro 39: Factor Ambiental- Entorno Ambiental.

Factor	Ítem	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Ambiental	Política sectorial para el fortalecimiento de la gestión ambiental y social.	X		4
	El derecho ciudadano a vivir en un ambiente sano, libre de contaminación y sustentable, y la garantía de los derechos de la naturaleza.	X		5
	Demora en la obtención de licencias y permisos ambientales para la operación y expansión de la producción.		X	5
	Demora en el traspaso de las licencias otorgadas a Petroamazonas EP a nombre de EP Petroecuador.		X	5
	Respeto y cumplimiento de las políticas ambientales.	X		4

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Cuadro 40: Factor Legal – Entorno General.

Factor	Ítem	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Legal	El 21 de mayo de 2018, mediante Suplemento del Registro Oficial No. 245, se publicó la Ley Orgánica para la Planificación Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica, que rige para las instituciones públicas y privadas, personas naturales o jurídicas que desarrollan actividades en la Circunscripción Territorial Especial Amazónica, comunidades, pueblos y nacionalidades de las provincias amazónicas de Morona Santiago, Napo, Orellana, Pastaza, Sucumbíos y Zamora Chinchipe.	X		4
	Mediante Decreto Ejecutivo No. 723, publicado en el Registro Oficial Suplemento No. 483 de 8 de mayo de 2019, el Presidente de la República decreta, “(...) Artículo 1.- Dispone dar inicio al proceso de fusión entre la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR y la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos “PETROAMAZONAS EP” en una sola empresa pública de conformidad con lo establecido en la Ley Orgánica de Empresas Públicas y la Constitución de la República.”	X	X	4
	Mediante Decreto Ejecutivo No.1221, de 07 de enero de 2021, el Presidente de la República decreta, “(...) Artículo 1.- Fusiónesse por absorción la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Petroamazonas EP, a la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP Petroecuador.”	X	X	4

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

3.1.2 Entorno específico

Cuadro 41: Entorno específico.

Factor	Ítem	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Proveedores	Servicios integrados con financiamiento adecuado.	X		5
	Dependencia de pocos proveedores		X	5
	Fluctuaciones en el costo de los servicios debido a los cambios en la demanda	X		4
Clientes	Consolidar clientes actuales y ampliarlos	X		4
Competidores	Mayor participación del sector privado de manera individual o en asociación con EP PETROECUADOR.	X	X	4
	Desarrollos tecnológicos de los competidores.	X	X	4

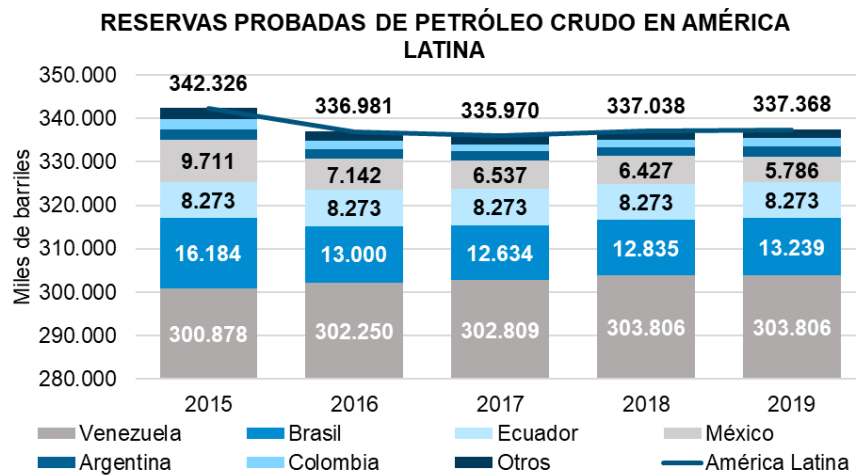
Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

3.1.2.1 El sector de hidrocarburos en América Latina y el Caribe

Es importante conocer y analizar el comportamiento en la región debido a que se podrían ver afectados los segmentos de la línea de negocios de PETROECUADOR, por tanto, se realizó un análisis de diversas fuentes para observar las tendencias que de países vecinos y la percepción que se tiene del país.

A finales del 2019 las reservas probadas mundiales de crudo totalizaron 1.550 millones de barriles, incrementando ligeramente en un 3,60% con relación a 1.497 millones de barriles al final del año 2018. El total de reservas probadas de petróleo crudo en América Latina, durante el año 2019 fue de 337 millones de barriles disminuyendo en un 0,1% con relación al 2018.

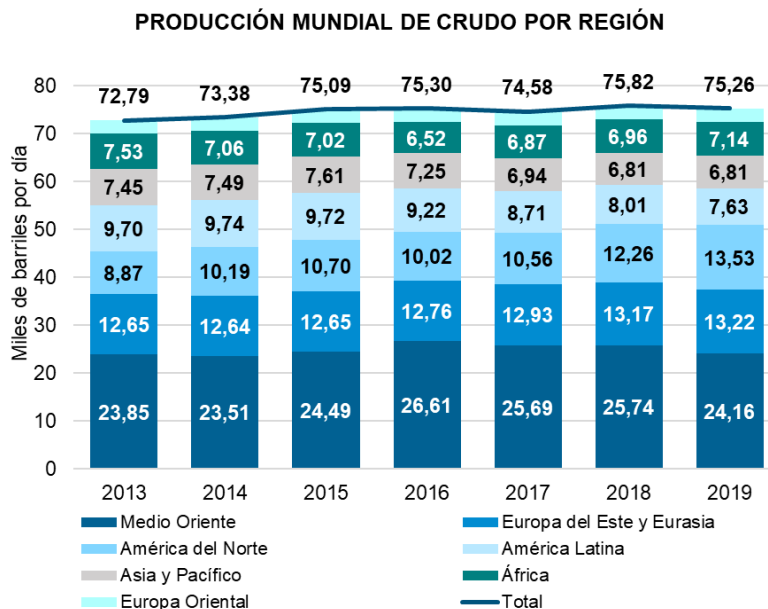
Gráfico 30: Reservas probadas de petróleo crudo en América Latina.



Fuente: Boletín Estadístico Anual 2020-OPEC.⁴

En cuanto a producción de petróleo crudo, durante el año 2019 todas las regiones disminuyeron su producción ligeramente con respecto al año 2018. Sin embargo, Medio Oriente sigue siendo la principal región productora de crudo, seguida por América del Norte y América Latina.

Gráfico 31: Producción mundial de crudo por región.



Fuente: Boletín Estadístico Anual 2020-OPEC.⁵

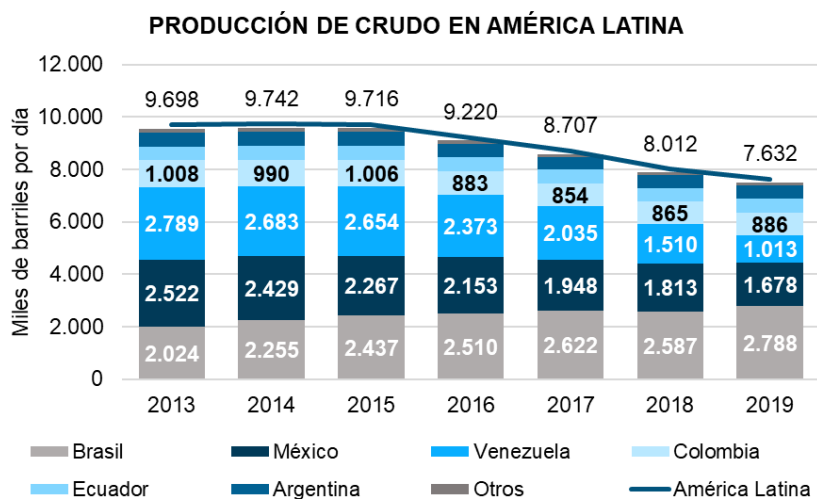
⁴ https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

⁵ https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

Considerando cifras de BP⁶, donde Incluye petróleo crudo, petróleo de esquisto, arenas bituminosas, condensados (condensados o condensados de gas que requieren refinación adicional) y NGL (líquidos de gas natural: etano, GLP y nafta separados de la producción de gas natural), se pueden observar producciones por arriba de los 95 millones de barriles por día.

En el siguiente gráfico se puede observar el decremento de la producción de crudo en América Latina. Es importante señalar que Brasil fue quien tuvo el mayor crecimiento en su producción y sigue siendo el principal productor de la región, seguido por México y Venezuela; estos últimos dos países mencionados, a pesar de ser de los principales productores de la región, mantienen una tendencia negativa, principalmente Venezuela.

Gráfico 32: Producción de crudo en América Latina.



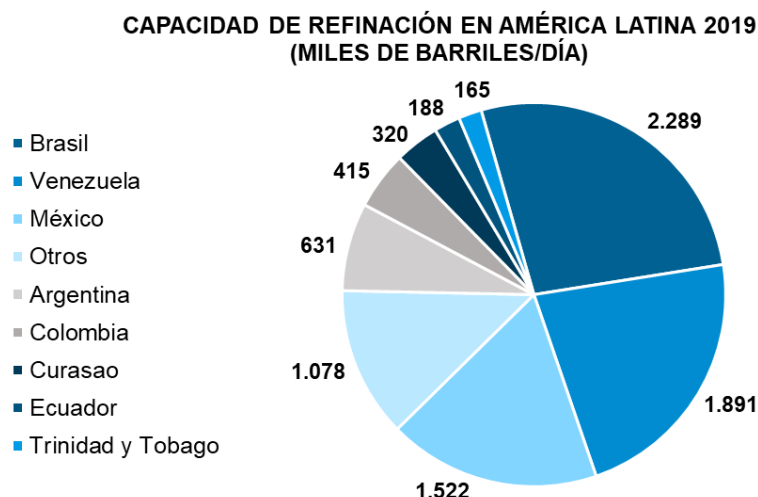
Fuente: Boletín Estadístico Anual 2020-OPEC.⁷

La capacidad de refinación en América Latina no ha tenido variaciones desde el año 2017 y Brasil sigue siendo el país con mayor capacidad con 2.289 miles de barriles/día, seguido por Venezuela con 1.891 miles de barriles/día y México con 1.522 miles de barriles/día.

⁶ Empresa de energía, de las más importantes a nivel mundial, antes era conocida como British Petroleum. Cabe destacar que los pronósticos energéticos que la empresa realiza sirven de referencia mundial.

⁷ https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

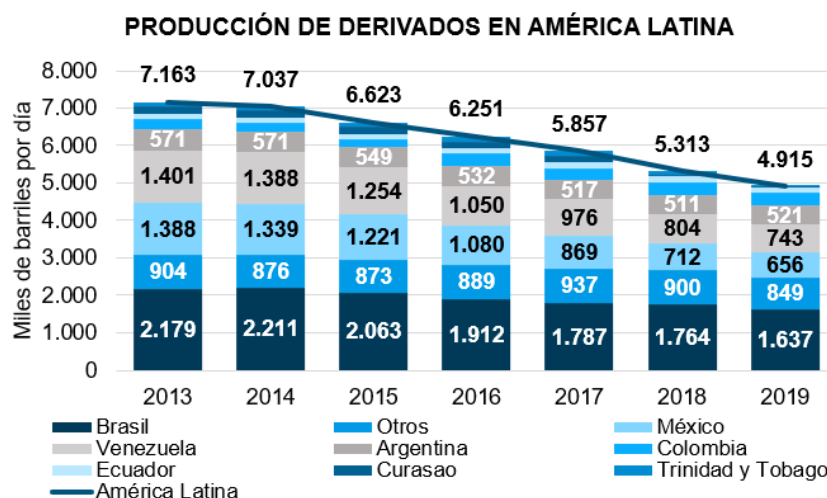
Gráfico 33: Capacidad de refinación en América Latina 2019 (miles de barriles/día).



Fuente: Boletín Estadístico Anual 2020-OPEC.⁸

La producción de derivados de petróleo en América Latina se respalda en el incremento de las importaciones con la finalidad de abastecer la demanda, se observa la disminución de la producción, con excepción de Argentina, que tuvo un ligero incremento durante 2019.

Gráfico 34: Producción de derivados en América Latina.



Fuente: Boletín Estadístico Anual 2020-OPEC.⁹

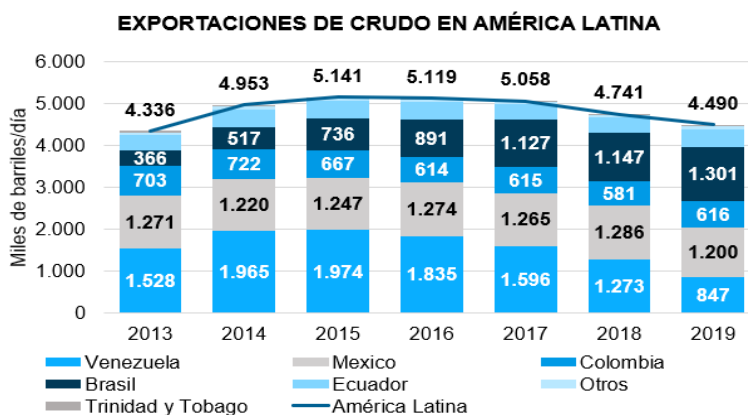
América Latina ha modificado considerablemente la comercialización de crudo en los últimos años ante la aparición de nuevos productores y consumidores, reflejándose en muchas de las exportaciones de la región, que mayoritariamente iban a Estados Unidos, se están redirigiendo poco a poco hacia Asia ante el crecimiento de su demanda. Sin embargo,

⁸ https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

⁹ https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

en el gráfico se observa que a partir de 2017 las exportaciones de crudo han disminuido de forma significativa, pasando de 5.058 miles de barriles/día a 4.490 miles de barriles/día.

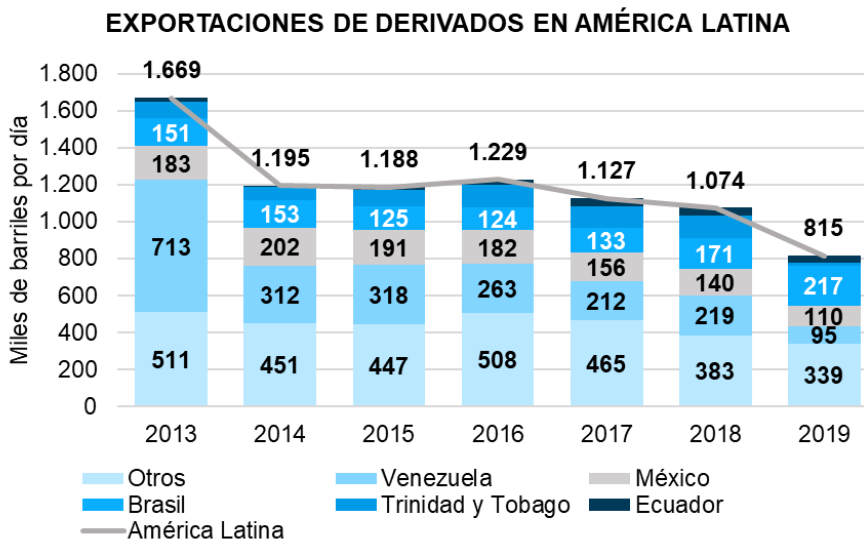
Gráfico 35: Exportaciones de crudo en América Latina.



Fuente: Boletín Estadístico Anual 2020-OPEC.¹⁰

En cuanto a las exportaciones de derivados, América Latina ha disminuido sus exportaciones desde 2016, pero la mayor caída se presentó entre el año 2018 y 2019, pasando de 1.074 miles de barriles/día a 815 miles de barriles/día. Sin embargo, Brasil ha ido incrementando sus exportaciones durante los últimos 5 años, actualmente exporta 217 miles de barriles/día.

Gráfico 36: Exportaciones de derivados en América Latina.



Fuente: Boletín Estadístico Anual 2020-OPEC.¹¹

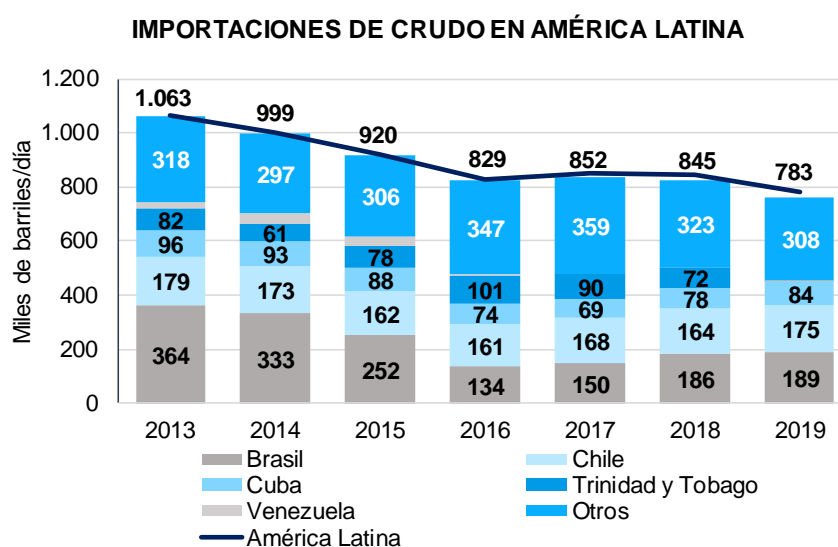
¹⁰ https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

¹¹ https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

De la información presentada, se desprende que dentro del contexto de América Latina del sector hidrocarburífero, Ecuador ocupa el quinto lugar en la exportación de crudo, en la exportación de derivados y en la producción de crudo. Además, es séptimo productor de derivados de la región.

En América Latina, las importaciones de crudo han disminuido ligeramente durante los últimos 5 años. Durante 2019 se importaron 783 miles de barriles/día, encabezados por el conjunto de países “Otros” de la región, seguidos por Brasil y Chile.

Gráfico 37: Importaciones de crudo en América Latina.

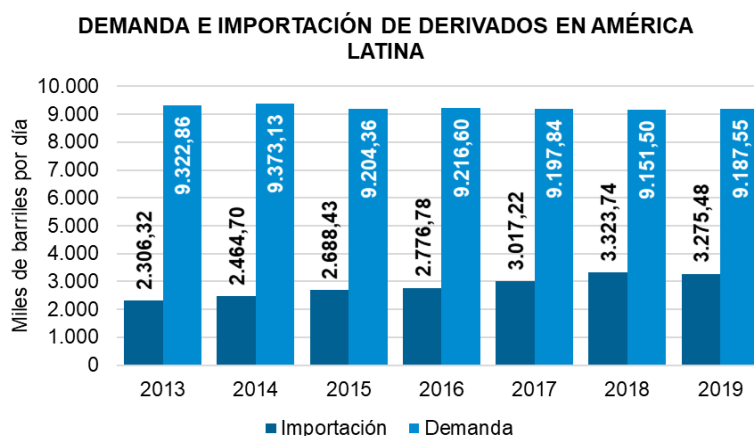


Fuente: Boletín Estadístico Anual 2020-OPEC.¹²

En el siguiente gráfico se visualiza la dependencia de los países de la región respecto a su capacidad para cubrir su demanda de derivados mediante importaciones.

¹² https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

Gráfico 38: Demanda e importación de derivados en América Latina.



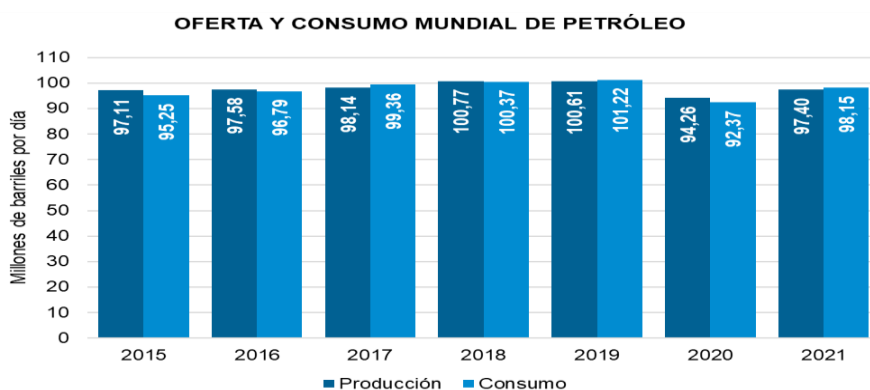
Fuente: Boletín Estadístico Anual 2020-OPEC.¹³

3.1.2.2 Precio del petróleo

El mercado global energético petrolero se ha visto afectado de forma radical por la pandemia ocasionada por COVID-19. Aunque el año 2019 se caracterizó por presentar precios internacionales menores a los del año 2018, durante los primeros meses del año 2020 los precios alcanzaron valores negativos. Esto fue reflejo de la reducción de la demanda mundial energética que también ha generado una reducción en el personal y en los ingresos de diversas empresas tanto operadoras como de servicios.

A medida que los países enfrentan la pandemia, los efectos económicos impactan de forma inmediata en los mercados de productos básicos del mundo y es probable que continúen afectando a largo plazo.

Gráfico 39: Oferta y consumo mundial de petróleo.



Fuente: Short-Term Energy Outlook de la EIA, diciembre 2020.¹⁴¹⁵

¹³ https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

¹⁴ <https://www.eia.gov/outlooks/steo/data.php?type=figures>

¹⁵ <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=12-AEO2020&cases=ref2020~highmacro~lowmacro~highprice~lowprice&sourcekey=0>

En 2020 la producción de petróleo cayó en 6,31% con respecto al año anterior, lo que significa un volumen de 6,35 millones de barriles por día. Sin embargo, para 2021 se espera que la producción aumente a 97,40 millones de barriles por día, lo que representaría un aumento del 3,33%. Durante ese año, la oferta de petróleo sobrepasará la demanda en 0,75 millones de barriles por día, es decir, 273,75 millones de barriles anuales.

La EIA¹⁶ advirtió que el almacenamiento de petróleo será insuficiente debido a la poca demanda que existirá por las restricciones del mercado generadas por la pandemia; adicionalmente la OPEP+¹⁷ acordó en abril recortar la producción en 10 millones bpd.

De acuerdo con la Información Estadística Mensual del Banco Central del Ecuador, la Producción Nacional de Petróleo (no fiscalizada) entre 2019 y 2020 presentó una disminución del 25,57%, lo que significa una reducción en el volumen de 49,56 millones de barriles. Siendo para las empresas privadas el porcentaje de reducción de un 27,80%, lo que representa una disminución en la producción de 11,39 millones de barriles.

La producción de la empresa pública representa el 79,5% de la producción nacional.

Cuadro 42: Producción Nacional de crudo por tipo de productor.

Año	PRODUCCIÓN (MILLONES DE BARRILES)			PARTICIPACIÓN		VARIACIONES		
	Empresa pública	Empresas privadas	Nacional	Empresa pública	Empresas privadas	Empresa pública	Empresas privadas	Nacional
2016	158,12	42,61	200,73	78,77%	21,23%	-	-	-
2017	152,09	41,83	193,93	78,43%	21,57%	-3,81%	-1,82%	-3,39%
2018	146,35	42,44	188,79	77,52%	22,48%	-3,77%	1,44%	-2,65%
2019	152,86	40,96	193,82	78,87%	21,13%	4,44%	-3,49%	2,66%
2020	114,69	29,57	144,26	79,50%	20,50%	-24,97%	-27,80%	-25,57%

Nota: Los datos del año 2020 corresponden a los meses de enero a octubre.

Fuente: Banco Central del Ecuador.¹⁸

Es importante señalar que la información presentada por el Banco Central del Ecuador muestra una caída importante ocasionada por la ruptura de dos tramos del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) y el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) del 7 de abril de 2020. Esta situación fue categorizada como un hecho de “fuerza mayor” por el Ministerio de Economía y Finanzas, esto afectó la producción y exportación de crudo nacional y derivados, así como a la importación de derivados.

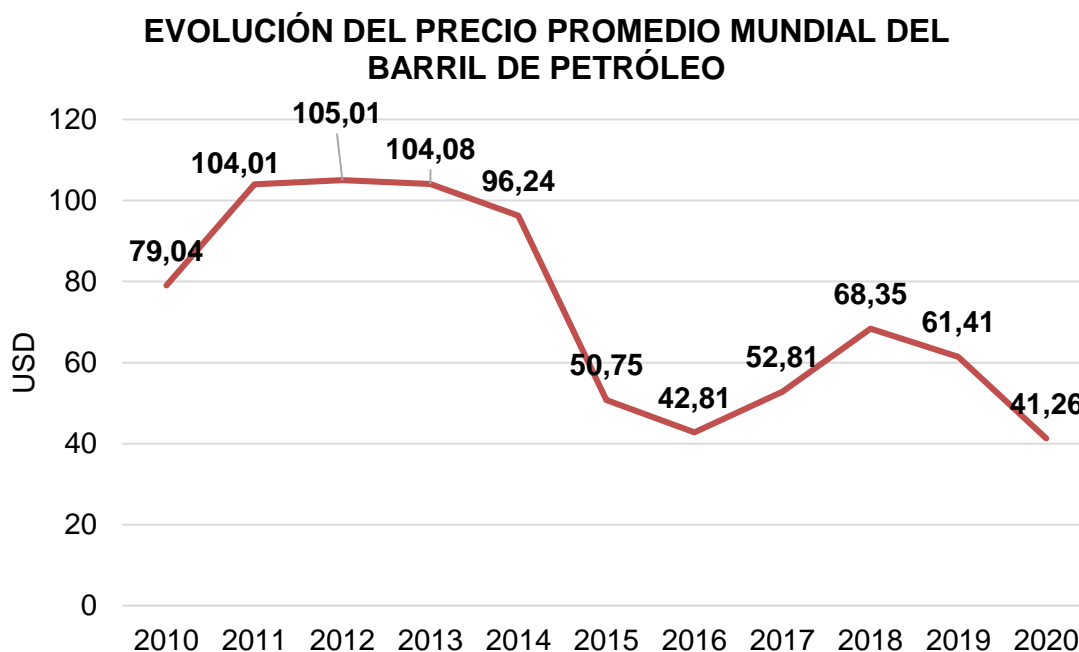
¹⁶ EIA (U.S. Energy Information Administration) es la institución oficial encargada de administrar la información energética de Estados Unidos. De igual forma realiza pronósticos de energía y es referencia a nivel mundial.

¹⁷ La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y sus aliados (OPEP+).

¹⁸ <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=12-AEO2020&cases=ref2020~highmacro~lowmacro~highprice~lowprice&sourcekey=0>

Uno de los factores más importantes que se deben tener en cuenta para el desarrollo de proyectos y transacciones comerciales, es el precio de barril de petróleo. Analizando el promedio mundial del precio del barril, se observa que actualmente se encuentra con una tendencia a la baja y que no se han recuperado los precios observados durante el periodo de 2011 a 2013 que estaba por arriba de 100 dólares por barril.

Gráfico 40: Evolución del precio promedio mundial del barril de petróleo.



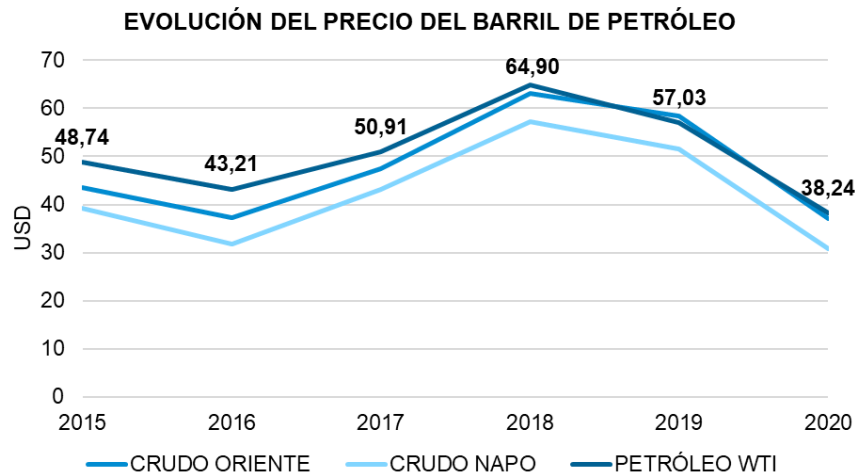
Fuente: Banco Mundial.¹⁹

Para poder analizar los crudos Napo y Oriente, se debe observar la tendencia del crudo de referencia West Texas Intermediate (WTI).

El WTI tiene una calidad de entre 38 y 39 °API, por lo que tiene un mayor precio en comparación con el crudo Oriente que es de aproximadamente 23 °API, y el crudo Napo de entre 18 y 21 °API.

¹⁹<https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiGgory68LtAhVNmK0KHcqeBCgQFjADegQIDBAC&url=http%3A%2F%2Fpubdocs.worldbank.org%2Fen%2F226371486076391711%2FCMO-Historical-Data-Annual.xlsx&usg=AOvVaw32xYqMfKQEeHcSPuHa8r5U>

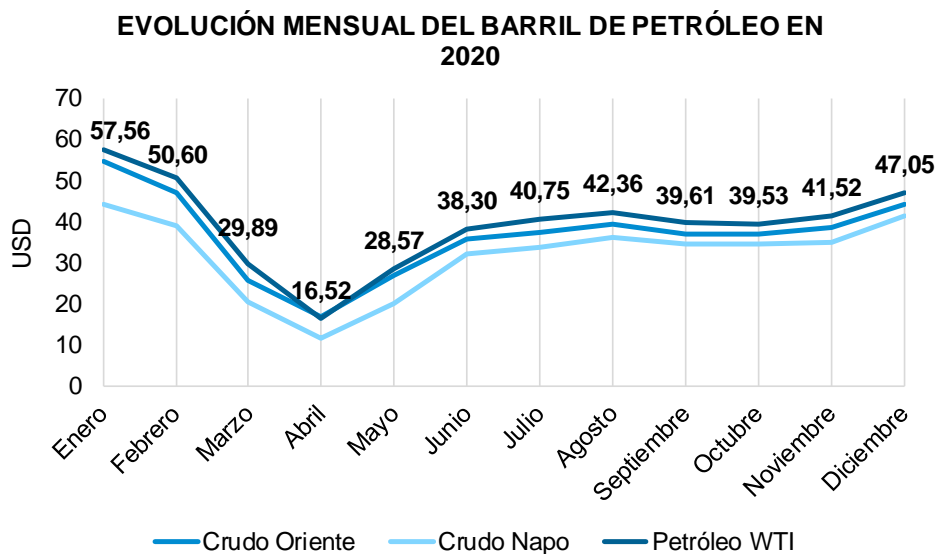
Gráfico 41: Evolución del precio del barril de petróleo.



Fuente: Banco Central del Ecuador.²⁰

Durante 2020, los precios de petróleo tuvieron una gran caída en el mes de abril y no se han podido recuperar hasta los niveles prepandemia, pero se mantienen en el rango de entre 35 y 40 USD por barril.

Gráfico 42: Evolución del barril de petróleo en 2020.



Fuente: Banco Central del Ecuador.²¹

En la actualidad, no existe alguna herramienta que pueda dar una predicción 100% certera del comportamiento de los precios, sin embargo, existen agencias que realizan pronósticos

²⁰ , <https://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/bolmensual/IE Mensual.jsp>

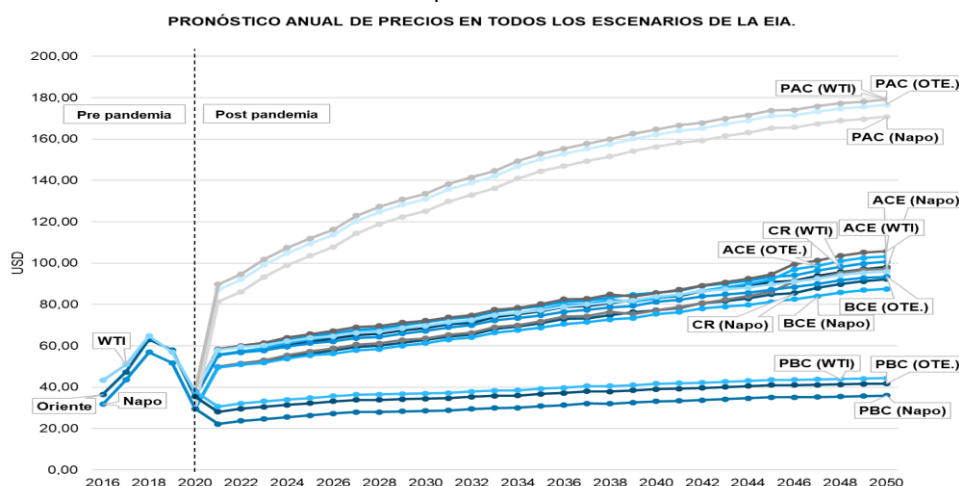
²¹ <https://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/bolmensual/IE Mensual.jsp>.

con diferentes consideraciones; como la U.S. Energy Information Administration (EIA) que muestra los siguientes 5 escenarios dentro de su publicación “Annual Energy Outlook”:

- Caso de Referencia (CR): La población crece en un 0,5%, la productividad laboral incrementa 1,5%, la fuerza laboral incrementa 0,5%, un crecimiento en los ingresos per capita de 1,6% y un crecimiento en el PIB de 1,9%.
- Alto Crecimiento Económico (ACE): La población crece en un 0,7%, la productividad laboral incrementa 1,9%, la fuerza laboral incrementa 0,8%, un crecimiento en los ingresos per capita de 1,8% y un crecimiento en el PIB de 2,4%.
- Bajo Crecimiento Económico (BCE): La población crece en un 0,4%, la productividad laboral incrementa 1,2%, la fuerza laboral incrementa 0,3%, un crecimiento en los ingresos per capita de 1,4% y un crecimiento en el PIB de 1,4%.
- Precios Altos de Crudo (PAC): La demanda global de líquidos (con excepción de EE. UU.) es menor que en el caso de referencia, y la oferta es mayor.
- Precios Bajos de Crudo (PBC): La demanda global de líquidos (con excepción de EE. UU.) es mayor que en el caso de referencia, y la oferta es menor.

Tomando como referencia los datos de los casos mostrados de la EIA, se realizaron diferentes pronósticos para los crudos Oriente y Napo. Para poder obtener los pronósticos de los crudos del Ecuador se obtuvo la diferencia de estos con respecto al crudo WTI, de los últimos precios reales registrados en septiembre 2020.

Gráfico 43: Pronóstico anual de precios en todos los escenarios de la EIA.

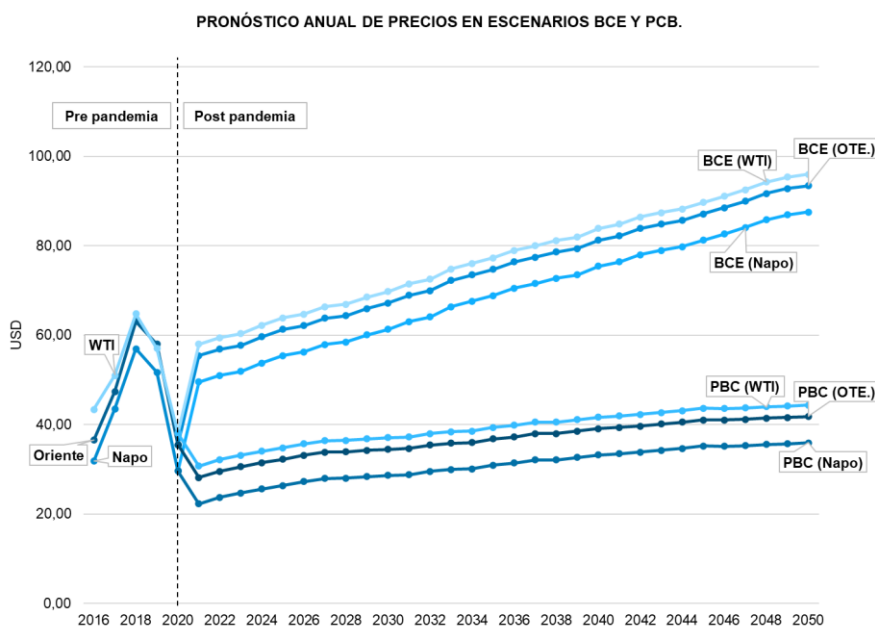


Fuente: Annual Energy Outlook, EIA²² (cifras del crudo WTI).

²²<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=12-AEO2020&cases=ref2020~highmacro~lowmacro~highprice~lowprice&sourcekey=0>

Con las tendencias que se observan en el gráfico anterior, se determina que los escenarios base y cima deberán ser el PBC y el BCE, debido a que son los más realistas conforme a la situación que se vive por la pandemia causada por el COVID-19.

Gráfico 44: Pronóstico anual de precios en escenario PBC y BCE.



Fuente: Annual Energy Outlook, EIA²³ (cifras del crudo WTI).

El rango de datos que se propone ocupar para evaluar futuros proyectos se presenta en el siguiente cuadro, donde es importante recordar que el escenario Precio Bajo de Crudo (PBC) es el límite inferior de los precios, mientras que el escenario Bajo Crecimiento Económico (BCE) es el límite superior. Se puede observar que para el año 2021, se esperan los siguientes rangos: el crudo WTI de 35 a 62 dólares por barril, crudo Oriente de 33 a 59 dólares por barril y el crudo Napo de 27 a 54 dólares por barril.

²³<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=12-AEO2020&cases=ref2020~highmacro~lowmacro~highprice~lowprice&sourcekey=0>

Cuadro 43: Datos de pronósticos anuales, escenarios PBC y BCE.

Año	RANGO DE PRECIOS CRUDO WTI		RANGO DE PRECIOS CRUDO ORIENTE		RANGO DE PRECIOS CRUDO NAPO	
	PBC	BCE	PBC	BCE	PBC	BCE
2021	34,88	61,61	32,58	59,31	26,82	53,55
2022	36,95	63,71	34,65	61,41	28,89	55,65
2023	38,22	64,90	35,92	62,60	30,16	56,84
2024	39,14	66,35	36,84	64,05	31,08	58,29
2025	39,87	67,97	37,57	65,67	31,81	59,91
2026	40,48	69,19	38,18	66,89	32,42	61,13
2027	41,01	70,30	38,71	68,00	32,95	62,24
2028	41,46	71,64	39,16	69,34	33,40	63,58
2029	41,87	73,31	39,57	71,01	33,81	65,25
2030	42,24	74,42	39,94	72,12	34,18	66,36
2031	42,58	75,78	40,28	73,48	34,52	67,72
2032	42,89	77,53	40,59	75,23	34,83	69,47
2033	43,17	79,38	40,87	77,08	35,11	71,32
2034	43,44	80,80	41,14	78,50	35,38	72,74
2035	43,69	82,09	41,39	79,79	35,63	74,03
2036	43,93	83,60	41,63	81,30	35,87	75,54
2037	44,15	84,87	41,85	82,57	36,09	76,81
2038	44,36	86,08	42,06	83,78	36,30	78,02
2039	44,56	87,58	42,26	85,28	36,50	79,52
2040	44,75	88,98	42,45	86,68	36,69	80,92
2041	44,93	90,11	42,63	87,81	36,87	82,05
2042	45,11	91,77	42,81	89,47	37,05	83,71
2043	45,27	92,85	42,97	90,55	37,21	84,79
2044	45,43	93,67	43,13	91,37	37,37	85,61
2045	45,59	94,96	43,29	92,66	37,53	86,90
2046	45,74	95,85	43,44	93,55	37,68	87,79
2047	45,88	97,10	43,58	94,80	37,82	89,04
2048	46,02	98,77	43,72	96,47	37,96	90,71
2049	46,15	99,83	43,85	97,53	38,09	91,77
2050	46,28	100,36	43,98	98,06	38,22	92,30

Fuente: Annual Energy Outlook, EIA²⁴ (cifras del crudo WTI).

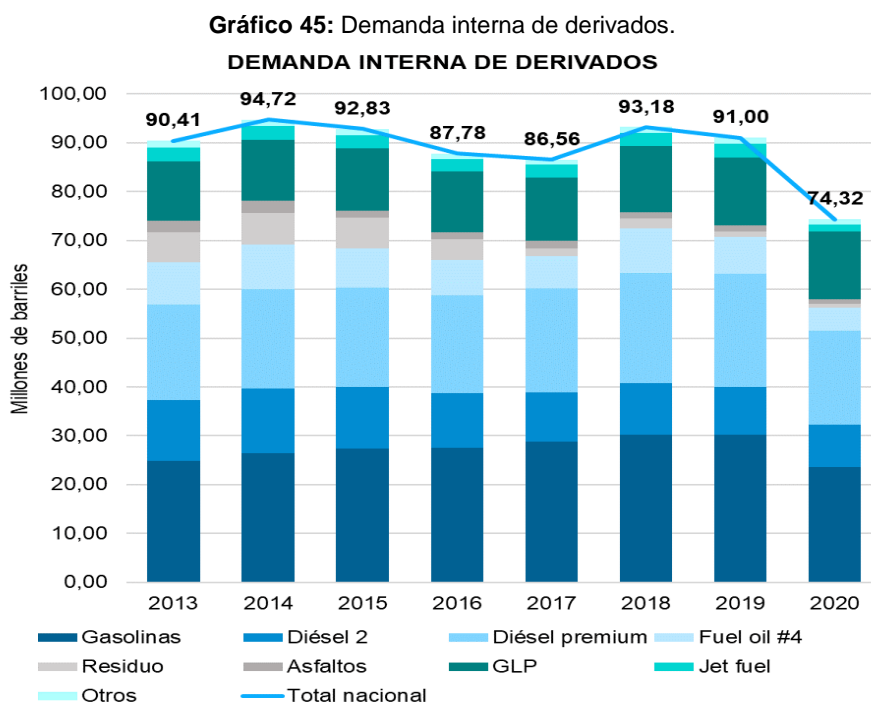
3.1.2.3 Demanda interna de derivados

La demanda interna de derivados se ha comportado de manera estable en los últimos cinco años, sin embargo, alineado al comportamiento de los rubros antes mencionados, en 2020 disminuyó de manera importante pasando de 91 millones de barriles a 74,32 millones, lo que significa una disminución de casi el 18,3%.

La variación en la demanda de derivados ha sido sensible a factores tecnológicos y sociales, como el aumento del parque automotor y la puesta en marcha de nuevas

²⁴<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=12-AEO2020&cases=ref2020~highmacro~lowmacro~highprice~lowprice&sourcekey=0>

metodologías para la generación eléctrica. Además, de la situación derivada por la pandemia COVID-19 que impacto fuertemente el 2020.



Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

Para el caso de la demanda interna de combustibles, se estima que tendrá una tendencia creciente ininterrumpida hacia 2025, siendo el sector automotriz quien tendrá la mayor demanda en cada uno de los años.

Cuadro 44: Proyección de la demanda interna de combustibles por sector (2021-2025).

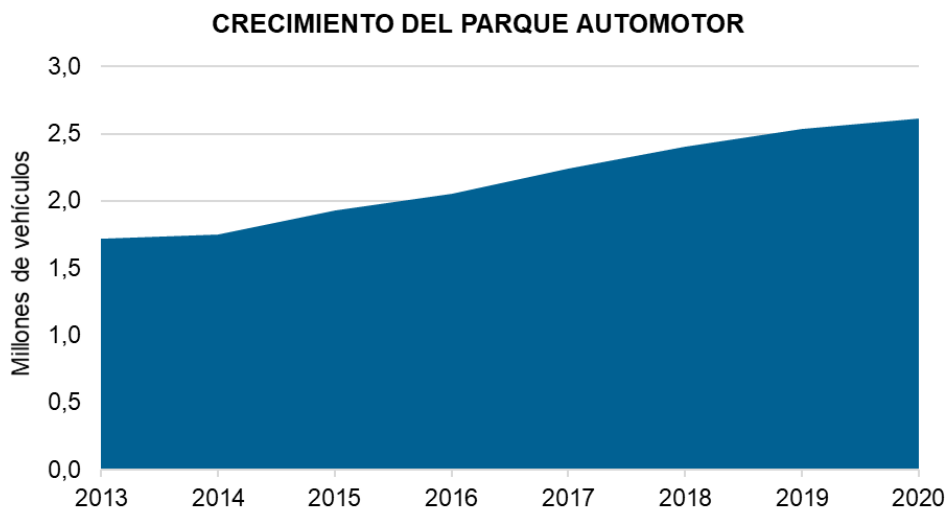
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA INTERNA DE COMBUSTIBLES POR SECTOR (2021-2025) [MMbbls]					
Sector	2021	2022	2023	2024	2025
Aéreo	1,92	2,90	2,96	3,02	3,08
Agrícola	0,23	0,24	0,24	0,25	0,26
Automotriz	52,80	53,44	54,89	56,38	57,92
Cementerio	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Doméstico	13,38	13,74	14,15	14,57	15,01
Eléctrico	2,89	2,53	2,57	2,93	3,40
Industrial	8,85	8,78	8,96	9,15	9,35
Naviero	5,49	6,80	7,34	7,27	6,88
Pesquero	2,73	2,96	3,04	3,12	3,20
Petrolero	2,62	2,61	2,67	2,72	2,77
Productos Especiales	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Total	91,09	94,19	97,01	99,61	102,06

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

3.1.2.4 Sector Automotriz

La demanda de derivados aumentará en el sector automotriz aunado al acelerado crecimiento demográfico que a su vez ha provocado que el parque vehicular aumente de igual forma. Esta tendencia parece no detenerse incluso a pesar del reciente cambio de la matriz energética. A finales de 2020 se contabilizaron cerca de 2,6 millones de vehículos automotores con una pronunciada tendencia al alza.

Gráfico 46: Crecimiento del parque automotriz.



Nota: Información tomada del INEC y AEADE.

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional.

3.1.2.5 Sector Eléctrico

En lo que corresponde al sector eléctrico, con el ingreso de las grandes centrales hidroeléctricas en los años 2016 y 2017 se produce una fuerte disminución del consumo promedio de combustibles, lo que representa un ahorro económico para el país, así como también la disminución de emisiones de CO₂ lo que genera beneficios ambientales.

El Plan Maestro de Electricidad 2018-2027, acorde con la Estrategia Nacional para el cambio de la Matriz Productiva, muestra un pronóstico del consumo promedio de diferentes combustibles en el sector eléctrico como se presenta en el siguiente cuadro. Puede observarse que el gas pudiera llegar a triplicarse, el diésel a crecer más de seis veces y las demás fuentes de energía, si bien se incrementan en el corto plazo, al largo plazo tenderán a mantenerse.

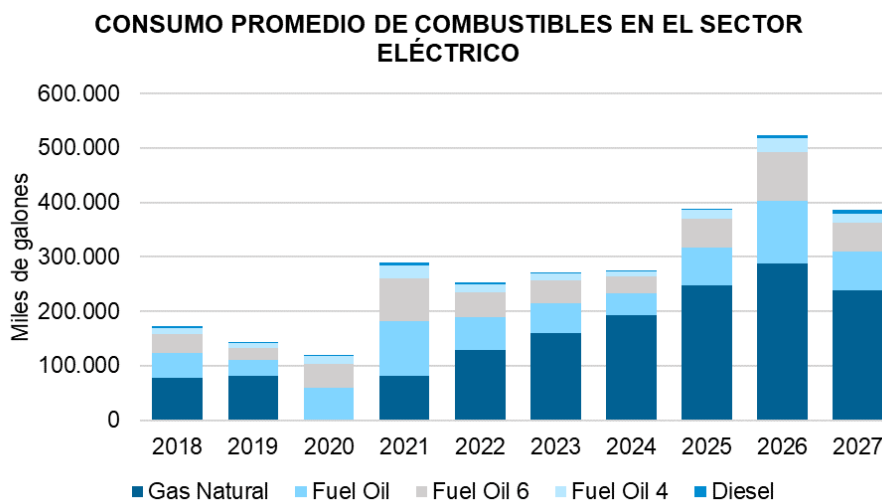
El gas natural es considerado como la fuente de energía para la transición, por lo que se tendrán que atender los futuros requerimientos e implementar medidas para su mayor aprovechamiento.

Cuadro 45: Consumo promedio de combustible (miles de galones).

CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLE EN MILES DE GALONES							
AÑO	Gas Natural	Nafta	Diesel	Fuel Oil	Fuel Oil 4	Fuel Oil 6	Total
2018	78.338,6	0,0	3.679,4	44.984,5	10.859,0	34.125,5	171.987,0
2019	80.865,6	0,0	1.448,5	30.599,3	8.692,7	21.906,6	143.512,7
2020	81,439,6	0,0	1.140,1	59.148,9	14.575,0	44.573,9	119.437,9
2021	81.611,1	0,0	5.028,4	101.085,1	23.298,0	77.787,1	288.809,7
2022	128.178,9	0,0	2.925,3	60.729,5	14.050,0	46.679,5	252.563,2
2023	160.471,4	0,0	2.487,9	54.482,9	12.043,0	42.439,9	271.925,1
2024	192.965,3	0,0	2.510,3	39.999,2	9.658,8	30.340,4	275.474,0
2025	246.838,4	0,0	3.321,7	69.357,2	15.118,0	54.239,2	388.874,5
2026	288.218,0	0,0	4.374,7	114.959,4	26.087,0	88.872,4	522.511,5
2027	239.063,5	0,0	7.506,2	70.079,3	15.802,0	54.277,3	386.728,3

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – Plan Maestro de Electricidad 2018-2027.

Gráfico 47: Consumo promedio de combustibles en el sector eléctrico.



Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – Plan Maestro de Electricidad 2018-2027.

Por otra parte, el año 2020 cerró con una disminución en la importación de derivados del 13,6% con respecto al año anterior, interrumpiendo el aumento anual constante desde 2017. Uno de los principales factores que promovieron este comportamiento es la presencia de la pandemia COVID-19.

Cuadro 46: Importación de derivados.

IMPORTACIÓN DE DERIVADOS								
Producto [MMbbls]	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Diésel 2	5,64	8,17	7,12	4,90	3,80	4,30	6,31	4,07
Diésel premium 50 PPM	15,23	16,79	16,56	13,15	14,06	15,95	15,09	15,10
Nafta alto octano	16,05	15,85	14,24	13,65	12,81	16,06	11,24	10,73
Nafta bajo octano	0,00	4,22	5,27	2,34	3,56	1,56	9,14	4,78
GLP	9,57	10,76	10,85	10,09	10,44	11,15	12,15	12,42
Cutter stock	2,10	1,05	1,89	3,19	4,28	4,02	4,27	2,98
AVGAS	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03
Jet A-1	0,08	0,30	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17
Asfaltos	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total nacional	48,70	57,41	56,17	47,34	48,99	53,09	58,23	50,27

Notas: Volúmenes en millones de barriles.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

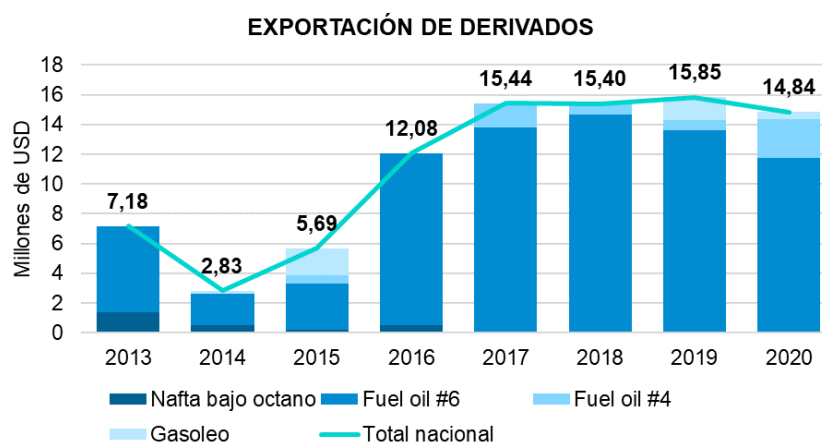
Para el caso de las exportaciones de derivados, en 2020 se cerró con una reducción del 6,4% con respecto a 2019, esto significa casi un millón de barriles menos. El producto Fuel oil #6 será el que más volumen aportará a las exportaciones al cierre del año, con un volumen total estimado de 11,78 millones de barriles.

Cuadro 47: Exportación de derivados.

EXPORTACIÓN DE DERIVADOS								
Producto [MMbbls]	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nafta bajo octano	1,38	0,52	0,18	0,52	0,00	0,00	0,00	0,00
Fuel oil #6	5,80	2,10	3,11	11,56	13,81	14,64	13,63	11,78
Fuel oil #4	0,00	0,00	0,59	0,00	1,64	0,75	0,69	2,56
Gasoleo	0,00	0,20	1,82	0,00	0,00	0,00	1,52	0,51
Total nacional	7,18	2,83	5,69	12,08	15,44	15,40	15,85	14,84

Notas: Volúmenes en millones de barriles.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

Gráfico 48: Exportación de derivados.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

3.2 Análisis DAFO

El proceso de planeación estratégica considera el análisis de la situación interna y del entorno de la organización, con el propósito de determinar las debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades, y a partir de ellas definir estrategias y planes de acción. El Análisis DAFO de EP PETROECUADOR se presenta en el Anexo 1.

4 VINCULACIÓN A LA PLANIFICACIÓN NACIONAL

De conformidad con lo establecido en la normativa vigente para la elaboración del Plan Estratégico Empresarial, se han considerado los niveles del Sistema Nacional de Planificación:

Cuadro 48: Alineación con la Planificación Nacional.

CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR	
Artículo 313	
Artículo 315	
VISIÓN A LARGO PLAZO ECUADOR	
Objetivo 2	Objetivo 2.2.2
	Objetivo 2.2.4
Objetivo 3	Objetivo 3.3.9
Objetivo 7	Objetivo 7.2.5
PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2021-2025	
Objetivo 1	Política 1.1
Objetivo 2	Política 2.2
Objetivo 4	Política 4.3
Objetivo 11	Política 11.2
Objetivo 12	Política 12.3
Objetivo 15	Política 15.1
POLÍTICAS DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS	
1. Aprovechamiento sostenible de los recursos hidrocarburíferos	
2. Impulso a la eficiencia y transparencia en la gestión de las entidades del sector	
3. Fortalecimiento de la gestión ambiental y social del sector hidrocarburos, precautelando los ecosistemas y las relaciones con la comunidad	

Nota: Actualmente la EP PETROECUADOR, se encuentra alineada al Decreto Ejecutivo 95, los pilares: Marco Regulatorio y Seguridad Jurídica, Atracción de Inversiones, Eficiencia en la Empresa Pública y Transparencia.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Los niveles deben estar alineados a los siguientes puntos:

- **CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR.**

Art. 313.- El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.

Los sectores estratégicos, de decisión y control exclusivo del Estado, son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social.

Se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro radioeléctrico, el agua, y los demás que determine la ley.

Art. 315.- El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas.

Las empresas públicas estarán bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la ley; funcionarán como sociedades de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía financiera, económica, administrativa y de gestión, con altos parámetros de calidad y criterios empresariales, económicos, sociales y ambientales.

Los excedentes podrán destinarse a la inversión y reinversión en las mismas empresas o sus subsidiarias, relacionadas o asociadas, de carácter público, en niveles que garanticen su desarrollo. Los excedentes que no fueran invertidos o reinvertidos se transferirán al Presupuesto General del Estado.

La ley definirá la participación de las empresas públicas en empresas mixtas en las que el Estado siempre tendrá la mayoría accionaria, para la participación en la gestión de los sectores estratégicos y la prestación de los servicios públicos.

- **VISIÓN A LARGO PLAZO ECUADOR**

EP PETROECUADOR se alinea a los siguientes objetivos de la Visión de Largo Plazo Ecuador 2030:

- **Objetivo 2: Gestionar con responsabilidad intergeneracional los recursos**

- **Componente 2.2:** Gestión Ambiental para la prevención, remediación y control de la contaminación

- **Objetivos Específicos:**

2.2.2 Mantener procesos de remediación ambiental relacionados con la actividad hidrocarburífera.

2.2.4 Incrementar la calidad de los combustibles.

- **Meta:** Alcanzar 5.8 millones de m³ de suelo remediado

- **Objetivo 3: Construir un entorno innovador, creativo y productivo**

- **Componente 3.3:** Potenciar la producción nacional de alto valor agregado en la industria nacional de bienes y servicios

- **Objetivos Específicos:**

3.3.9: Disminuir los volúmenes de importación de combustibles

- **Meta:** Disminuir la importación de derivados de hidrocarburos para el abastecimiento del mercado nacional, e incrementar las exportaciones de estos.

- **Objetivo 7: Crecer de manera sostenible e inclusiva**

- **Componente 7.2:** Gestión fiscal eficiente para eliminar desigualdades

- **Objetivos Específicos:**

7.2.5: Optimizar la gestión y eficiencia de las empresas públicas para que sean auto sostenibles.

- **Meta:** Reducir la dependencia de las Empresas Públicas de transferencias del Gobierno Central al 0%.
- **PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2021 – 2025:**

Art. 280.- El Plan Nacional de Desarrollo es el instrumento al que se sujetarán las políticas, programas y proyectos públicos; la programación y ejecución del presupuesto del Estado; y la inversión y la asignación de los recursos públicos; y coordinar las competencias exclusivas entre el Estado central y los gobiernos autónomos descentralizados. Su observancia será de carácter obligatorio para el sector público e indicativo para los demás sectores.

Art. 293.- La formulación y la ejecución del Presupuesto General del Estado se sujetarán al Plan Nacional de Desarrollo. Los presupuestos de los gobiernos autónomos descentralizados y los de otras entidades públicas se ajustarán a los planes regionales, provinciales, cantonales y parroquiales, respectivamente, en el marco del Plan Nacional de Desarrollo, sin menoscabo de sus competencias y su autonomía.

EP PETROECUADOR considera para el período enero – septiembre 2021 la alineación del Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021; y, para el período agosto – diciembre 2021 y 2022 – 2025 ha analizado el Plan Nacional de Desarrollo 2021-2025, emitido por el Consejo Nacional de Planificación con resolución N° 002-2021-CNP de 20 de septiembre de 2021 y publicado en el Cuarto Suplemento N° 544 - Registro Oficial el 23 de septiembre de 2021; identificado 4 objetivos con los cuales la gestión de la organización se encuentra alineada, mismos que se detallan a continuación:

➤ **Eje 1: Económico**

- **Objetivo 1:** *Incrementar y fomentar, de manera inclusiva, las oportunidades de empleo y las condiciones laborales.*

Política 1.1: Crear nuevas oportunidades laborales en condiciones dignas, promover la inclusión laboral, el perfeccionamiento de modalidades contractuales, con énfasis en la reducción de brechas de igualdad y atención a grupos prioritarios, jóvenes, mujeres y personas LGBTI+.

Meta al 2025: Aumentar el número de personas con discapacidad y/o sustitutos insertados en el sistema laboral de 70.273 a 74.547.

- **Objetivo 2:** *Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional*

Política 2.2: Promover un adecuado entorno de negocios que permita la atracción de inversiones y las asociaciones público-privadas.

Meta al 2025: Incrementar el volumen de producción de hidrocarburos de 516.083 BEP a 1 millón de BEP al 2025.

- **Objetivo 4:** *Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente.*

Política 4.3: Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.

Meta al 2025: Aumentar de 66,67% a 91,67% las empresas públicas en operación con EBITDA (por sus siglas en inglés: Earnings Before Interests, Tax, Depreciation and Amortization) positivo.

➤ **Eje 4: Transición Ecológica**

- **Objetivo 11:** *Conservar, restaurar, proteger y hacer un uso sostenible de los recursos naturales*

Política 11.2: Fomentar la capacidad de recuperación y restauración de los recursos naturales renovables.

Meta al 2025: Incrementar de 1.496 a 2.067 fuentes de contaminación hidrocarburíferas remediadas y avaladas.

- **Objetivo 12:** *Fomentar modelos de desarrollo sostenibles aplicando medidas de adaptación y mitigación al Cambio Climático.*

Política 12.3: Implementar mejores prácticas ambientales con responsabilidad social y económica, que fomenten la concientización, producción y consumo sostenible, desde la investigación, innovación y transferencia de tecnología.

Meta al 2025: Incrementar de 21.6 a 50.5 millones el ahorro de combustibles en Barriles Equivalentes de Petróleo, optimizando el proceso de generación eléctrica y la eficiencia energética en el sector de hidrocarburos.

➤ **Eje 5: Institucional**

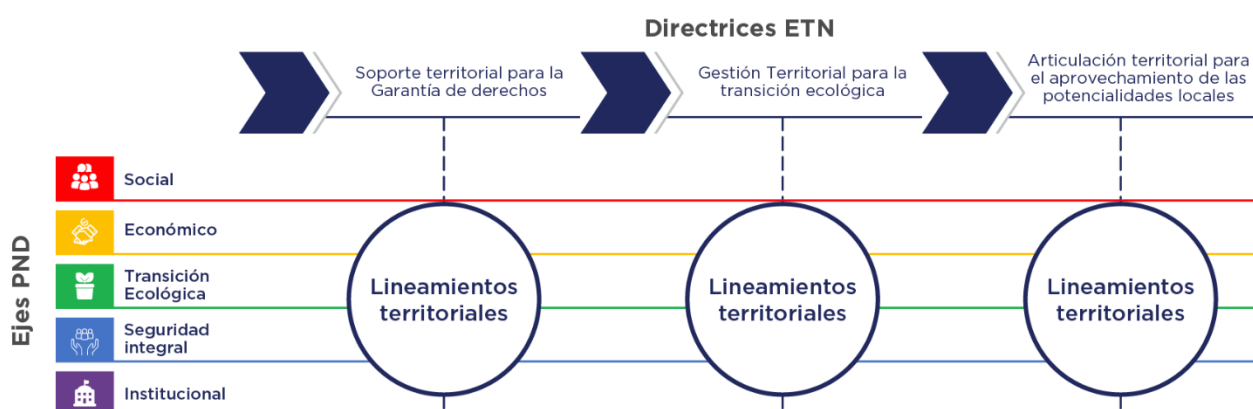
Objetivo 15: Fomentar la ética pública, la transparencia y la lucha contra la Corrupción

Política 15.1: Fomentar la integridad pública y la lucha contra la corrupción en coordinación interinstitucional efectiva entre todas las funciones del Estado y la participación ciudadana.

Meta al 2025: Incrementar de 25% a 30% el nivel de confianza institucional en el Gobierno

El proceso de planificación participativa busca la transición hacia un modelo de desarrollo sostenible, basado en la libertad individual, la creación de oportunidades y el respeto a las instituciones democráticas, enfocado en la territorialización de la política pública. Esto demanda una estrecha vinculación entre el Plan Nacional de Desarrollo y la Estrategia Territorial Nacional.

Gráfico 49: Vinculación de ejes del Plan Nacional de Desarrollo y Estrategia Territorial Nacional



Fuente: Plan nacional de Desarrollo 2021-2025.

En los ANEXOS 2 y 2.1 se detalla la alineación de la Planificación Estratégica de EP PETROECUADOR, al Plan Nacional de Desarrollo 2021-2025 mediante la vinculación de los Objetivos Estratégicos Empresariales con los Objetivos Nacionales.

- **ALINEACIÓN CON LA BASE LEGAL**

LEY ORGÁNICA DE EMPRESAS PÚBLICAS - LOEP

El Art. 3, numeral 3, indica que son principios de las empresas públicas, entre otros, “actuar con eficiencia, racionalidad, rentabilidad y control social en la exploración, explotación e industrialización de los recursos naturales renovables y no renovables y en la comercialización de sus productos derivados, preservando el ambiente”.

En el Art. 6.- ORGANIZACIÓN EMPRESARIAL, se indica que “Son órganos de dirección y administración de las empresas públicas, el Directorio y la Gerencia General”.

En el Art. 7.- señala “El Directorio de las empresas estará integrado por:

- Para el caso de empresas creadas por la Función Ejecutiva:

La o el Presidente del directorio de la Empresa Coordinadora de Empresas Públicas, o su delegada o delegado permanente, quien lo presidirá;

La o el titular del Ministerio del ramo correspondiente, o su delegada o delegado permanente; y,

Una o un delegado de la Presidenta o Presidente de la República.

En el Art. 9.- indica las ATRIBUCIONES DEL DIRECTORIO, entre las cuales se establecen:

“1. Establecer las políticas y metas de la Empresa, en concordancia con las políticas nacionales, regionales, provinciales o locales formuladas por los órganos competentes evaluar su cumplimiento;

Aprobar los programas anuales y plurianuales de inversión reinversión de la empresa pública de conformidad con el Plan Nacional de Desarrollo;

Aprobar la desinversión de la empresa pública en sus filiales o subsidiarias;

Aprobar las políticas aplicables a los planes estratégicos, objetivos de gestión, presupuesto anual, estructura organizacional y responsabilidad social corporativa;

Aprobar el Presupuesto General de la Empresa y evaluar su ejecución;

Aprobar el Plan Estratégico de la empresa, elaborado y presentado por la Gerencia General, y evaluar su ejecución; (...)"

LEY DE HIDROCARBUROS

El Art. 3.- El transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos y gasoductos, su refinación, industrialización, almacenamiento y comercialización, serán realizadas directamente por las empresas públicas, o por delegación por empresas nacionales o extranjeras de reconocida competencia en esas actividades, legalmente establecidas en el país, asumiendo la responsabilidad y riesgos exclusivos de su inversión y sin comprometer recursos públicos [...]

Art. 5.- Los hidrocarburos se explotarán con el objeto primordial de que sean industrializados en el País.

Art. 6.- Corresponde a la Función Ejecutiva la formulación de la política de hidrocarburos. Para el desarrollo de dicha política, su ejecución y la aplicación de esta Ley, el Estado obrará a través del Ministerio del Ramo y de la Secretaría de Hidrocarburos.

Art. 7.- Corresponde al Ministro del Ramo someter a consideración del Presidente de la República la política nacional de hidrocarburos, en los siguientes aspectos:

Aprovechamiento óptimo de los recursos de hidrocarburos;

Conservación de reservas;

Bases de contratación para los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos que proponga el Comité de Licitaciones;

Comercio exterior de los hidrocarburos;

Bases de contratación que proponga el Comité de Licitaciones;

Inversión de utilidades de los contratistas; y,

Régimen monetario, cambiario y tributario relacionado con los hidrocarburos.

Art. 9.- El Ministro Sectorial es el funcionario encargado de formular la política de hidrocarburos aprobados por el Presidente de la República, así como de la aplicación de la presente Ley. Está facultado para organizar en su Ministerio los Departamentos Técnicos y

Administrativos que fueren necesarios y proveerlos de los elementos adecuados para desempeñar sus funciones.

La industria petrolera es una actividad altamente especializada, por lo que será normada por la Agencia de Regulación y Control. Esta normatividad comprenderá lo concerniente a la prospección, exploración, explotación, refinación, industrialización, almacenamiento, transporte y comercialización de los hidrocarburos y de sus derivados, en el ámbito de su competencia.

LEY ORGÁNICA DE TRANSPARENCIA Y ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA - LOTAIP

Art. 1 Principio de Publicidad de la Información Pública. - El acceso a la información pública es un derecho de las personas que garantiza el Estado. Toda la información que emane o que esté en poder de las instituciones, organismos y entidades, personas jurídicas de derecho público o privado que, para el tema materia de la información tengan participación del Estado o sean concesionarios de éste, en cualquiera de sus modalidades, conforme lo dispone la Ley Orgánica de la Contraloría General del Estado; las organizaciones de trabajadores y servidores de las instituciones del Estado, instituciones de educación superior que perciban rentas del Estado, las denominadas organizaciones no gubernamentales (ONGs), están sometidas al principio de publicidad; por lo tanto, toda información que posean es pública, salvo las excepciones establecidas en esta Ley.

REGLAMENTO QUE REGULA ATRIBUCIONES DE DIRECTORIOS DE EPS

Art. 3.- Atribuciones y responsabilidades del Directorio. - El Directorio es responsable de que los objetivos, políticas y metas de la empresa estén debidamente articulados con el Plan Nacional de Desarrollo, las estrategias nacionales y las políticas sectoriales.

Art. 5.- Plan Estratégico Empresarial. - El Plan Estratégico Empresarial es el instrumento que asegura la alineación programática de la empresa con el Plan Nacional de Desarrollo, y tendrá su misma temporalidad y vigencia. Contendrá las políticas empresariales, los objetivos de gestión, metas programáticas y los lineamientos generales para el Plan General de Negocios, Expansión e Inversión (...).

CÓDIGO ORGÁNICO DE PLANIFICACIÓN Y FINANZAS PÚBLICAS (COPLAFIP)

Segundo Suplemento del Registro Oficial No. 306 de 22 de octubre de 2010.

Art. 4.- Ambito. - Se someterán todas las entidades, instituciones y organismos comprendidos en los artículos 225, 297 y 315 de la Constitución de la República.

El Art. 17 Instructivos metodológicos. - la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo elaborará los instrumentos metodológicos para la formulación, monitoreo y evaluación de las políticas públicas nacionales y sectoriales.

El Reglamento al Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas, establece que la *“Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo, en su calidad de ente rector de la planificación nacional y el ordenamiento territorial, y como ente estratégico del país, emitirá directrices y normas para la formulación, articulación, coordinación y coherencia de los instrumentos de planificación y de ordenamiento territorial, de manera que se asegure la coordinación de las intervenciones planificadas del Estado en el territorio, así como la verificación de la articulación entre los diferentes sectores y niveles de gobierno. (...)”*

En tal sentido, y con el propósito de liderar un proceso de mejora, fortalecimiento de la administración pública e implementar buenas prácticas de gobierno, se emitió el Decreto Ejecutivo Nro. 555 de 19 de noviembre del 2011, que dispone de obligatorio cumplimiento a *“la implementación del proyecto Gobierno por Resultados - GPR en todas las instituciones de la administración pública central, institucional y dependiente de la Función Ejecutiva”*.

El Acuerdo Ministerial 1002, publicado en el Registro Oficial Suplemento 606 de 28 de diciembre de 2011, *emitió “La Norma Técnica de Implementación y Operación de la Metodología y Herramienta de Gobierno por Resultados”,* para realizar el control, seguimiento y evaluación de la gestión de los planes, programas, proyectos y procesos que se encuentran en ejecución. Además, el control, seguimiento y evaluación de la calidad de la gestión de los mismos, como también, el impulso de los procesos de transparencia y mejora de la gestión institucional, procesos e innovación del Estado.

POLÍTICAS DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

La planificación estratégica de EP Petroecuador se alinea a las siguientes políticas:

Cuadro 49: Políticas del Sector Hidrocarburos.

POLÍTICAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS	
POLÍTICA	ESTRATEGIA
1. Aprovechamiento sostenible de los recursos hidrocarburíferos	1. Impulsar la promoción, apertura y captación de inversión para financiar los proyectos del sector. MH-PAM-PEC-SH
	2. Promover la realización de rondas petroleras para incrementar las reservas y producción de petróleo y gas. SH-PAM
	3. Maximizar el aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos, aplicando modalidades contractuales que generen confianza y permitan la ejecución de proyectos de inversión en el sector. SH-PAM
	4. Impulsar la implementación de planes para la optimización de campos y recuperación mejorada. VH-PAM-SH
	5. Mejorar los procesos técnicos en la cadena de valor de hidrocarburos, con el fin de lograr mayor eficiencia, calidad y seguridad en las operaciones. PAM-PEC- FLOPEC
	6. Optimizar el uso de los sistemas de transporte y almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados. PEC-FLOPEC-PAM
	7. Fortalecer el control y garantizar el óptimo abastecimiento y comercialización de derivados de hidrocarburos. PEC-ARCH
	8. Garantizar que las instalaciones hidrocarburíferas cumplan con las normativas de calidad y seguridad. PEC-PAM-FLOPEC-ARCH
2. Impulso a la eficiencia y transparencia en la gestión de las entidades del sector	1. Transparentar la gestión en las actividades del sector hidrocarburos, promoviendo la aplicación de Códigos de Conducta. MH- PAM-PEC-ARCH-SH- FLOPEC
	2. Impulsar la autonomía financiera y económica de las empresas públicas. PAM-PEC-FLOPEC
	3. Promover la optimización y coordinación de la gestión de las empresas estatales y entidades adscritas. PAM-PEC-ARCH-SH-FLOPEC
	4. Promover la implementación de proyectos de eficiencia energética en el sector hidrocarburos. PEC-PAM-FLOPEC-SH
	5. Impulsar el fortalecimiento del sistema integrado de información física, documental y digital del sector hidrocarburos. SH-PEC-PAM-ARCH-FLOPEC
3. Fortalecimiento de la gestión ambiental y social del sector hidrocarburos, precautelando los ecosistemas y las relaciones con la comunidad	1. Impulsar la adecuada gestión y ejecución de los aspectos sociales y ambientales en los proyectos y actividades hidrocarburíferos bajo la normativa y estándares internacionales. PAM-SH-PEC
	2. Impulsar el desarrollo de modelos de gestión de responsabilidad social y ambiental adecuados, para el desarrollo de las actividades del sector por medio de un vínculo comunitario sólido, responsable, solidario y transparente. PAM-SH-PEC
	3. Fortalecer la coordinación interinstitucional para lograr una adecuada relación entre los gobiernos locales, sus comunidades y las empresas públicas y privadas. VH
	4. Fortalecer espacios de diálogo de carácter sectorial para la gestión de políticas públicas y participación ciudadana. VH
	5. Promover la transversalización de la gestión de riesgos naturales y antrópicos en el sector hidrocarburos. PAM-PEC-ARCH-SH-FLOPEC
	6. Impulsar políticas, planes y proyectos para el tratamiento de pasivos ambientales y sociales generados en las operaciones del sector. PAM-PEC-SH-FLOPEC

Nota: Actualmente la EP PETROECUADOR, se encuentra alineada al Decreto Ejecutivo 95, los pilares: Marco Regulatorio y Seguridad Jurídica, Atracción de Inversiones, Eficiencia en la Empresa Pública y Transparencia.

Fuente: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables

MAPA DE ACTORES

El proceso de planificación estratégica debe considerar a todos los actores para identificar sus expectativas y necesidades. Para ello, se los clasificó de acuerdo con su rol en el proceso:

Cuadro 50: Mapa de Actores.

MAPA DE ACTORES			NIVEL DE INCIDENCIA
Decisores	De quienes depende la definición y aprobación de la estrategia empresarial	1. Presidencia de la República	Alto
		2. Secretaría Nacional de Planificación – ex SENPLADES	Alto
		3. Empresa Coordinadora de Empresas Públicas EMCO EP	Alto
		4. Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables	Alto
Gestores	Responsables de la ejecución de la estrategia empresarial	1. EP PETROECUADOR	Alto
Referentes	Los aliados que crean el consenso y apalancan la estrategia empresarial	1. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables – ARCERNNR	Alto
		2. Flota Petrolera Ecuatoriana – FLOPEC	Medio
		3. OCP Ecuador	Medio
		4. Operador Nacional de Electricidad – CENACE	Medio
		5. Ministerio de Economía y Finanzas	Alto
		6. Contraloría General del Estado	Medio
		7. Servicio Nacional de Contratación Pública – SERCOP	Bajo
Destinatarios	A quienes se dirige la estrategia empresarial	1. Ciudadanía	Alto
		2. Clientes	Alto
		3. Proveedores	Alto
Entorno	A quienes se debe informar el desarrollo de la estrategia para lograr inserción social	1. Ciudadanía	Alto
		2. Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica	Alto
		3. Ministerio del Trabajo	Bajo
		4. Medios de comunicación	Alto

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

5 PLANIFICACIÓN EMPRESARIAL

5.1 Misión

Maximizar de manera sustentable el valor de los recursos energéticos para el beneficio de la sociedad ecuatoriana.

5.2 Visión

Ser la empresa referente a nivel regional que refuerza la seguridad, eficiencia y desempeño energético con criterios de transparencia, probidad y compromiso social.

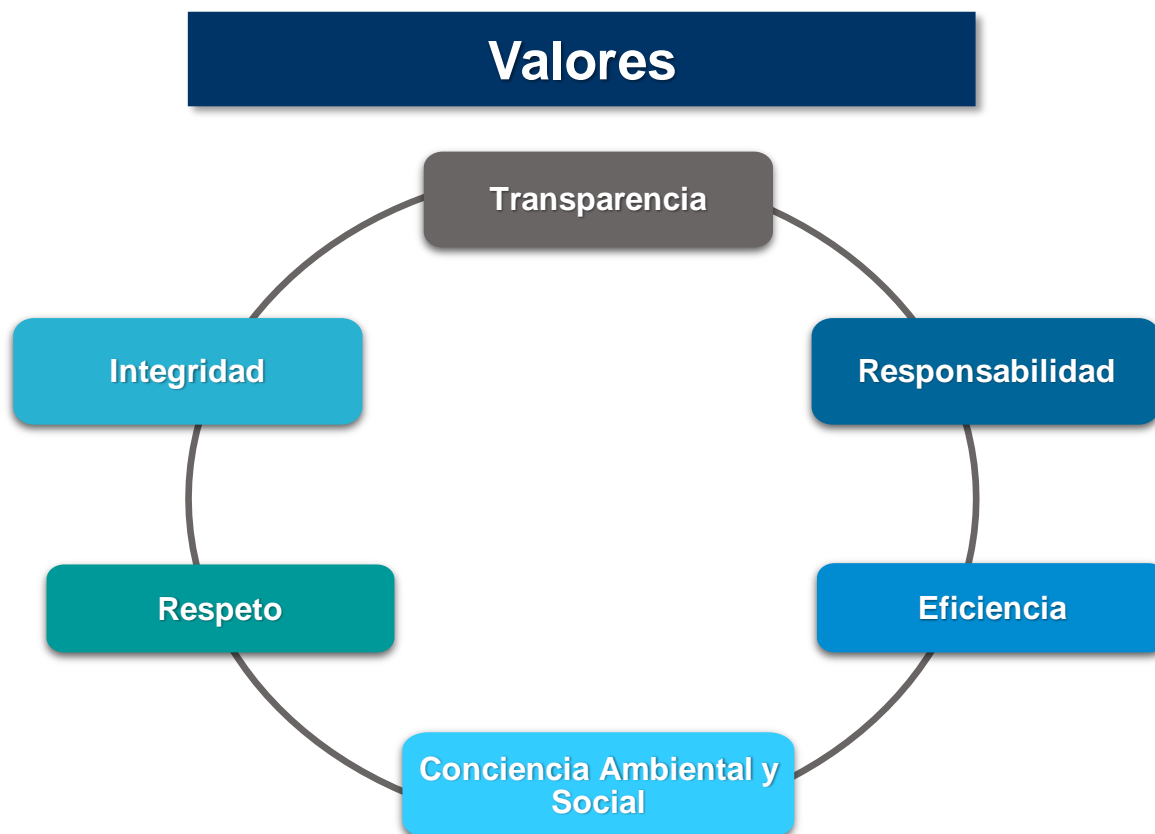
5.3 Valores Corporativos

Con la finalidad de fomentar las correctas prácticas tanto individuales como colectivas de la empresa, nuestros principales valores corporativos son:

- **Transparencia:** Garantizamos una permanente actitud vertical y gestión objetiva para fortalecer la confianza y credibilidad reflejando honestidad y cumplimiento en todas nuestras operaciones brindando información adecuada y fiel a nuestro accionar.
- **Integridad:** Promovemos los más altos estándares de ética de negocios e integridad empresarial y humana, así como evidenciar en cada una de nuestras acciones un comportamiento honesto con el fin de demostrar solvencia moral, apegado al cumplimiento de normativa.
- **Responsabilidad:** Asumimos nuestras funciones y deberes, con la convicción de cumplirlas de manera eficaz, eficiente y oportuna, en el marco de los objetivos estratégicos de la empresa.
- **Respeto:** Fomentamos el respeto como un valor fundamental para crear un espacio de armonía que favorezca al dialogo y la participación conjunta.
- **Eficiencia:** Buscamos constantemente nuevas y mejores formas de hacer. Todas las operaciones de EP PETROECUADOR se caracterizarán por el manejo óptimo de los recursos disponibles.

- **Conciencia Ambiental y Social:** Priorizamos la seguridad y la salud de nuestros empleados, fomentando el respeto a las comunidades y la conservación del medio ambiente, en procura de una armoniosa relación entre EP PETROECUADOR y la comunidad.

Gráfico 50: Valores Empresariales.



Elaborado por: EP PETROECUADOR

5.4 Objetivos Estratégicos

EP PETROECUADOR cuenta con 8 objetivos estratégicos. A continuación, se enlistan:

1. Mantener la sostenibilidad financiera

A partir de unas finanzas saludables, la empresa logrará alcanzar sus objetivos y podrá aspirar a posicionarse como una empresa referente en el mercado de los hidrocarburos a nivel mundial.

Incrementar los ingresos y optimizar los costos será el punto de partida para fortalecer el estatus financiero y así poder incursionar en nuevos proyectos. Todo esto deberá realizarse bajo un esquema de eficiencia en las operaciones y en el uso de los recursos.

2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos.

A partir del incremento de las reservas de hidrocarburos, se logrará agregar valor a la empresa, partiendo de contar con un respaldo económico más sólido que atraiga la inversión y con ella el desarrollo. La reactivación de la actividad exploratoria y el uso de nuevas tecnologías que permitan optimizar la extracción serán herramientas fundamentales.

3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural.

Como importante fuente de ingresos, incrementar la producción de crudo y gas será fundamental para alcanzar las metas empresariales y apoyar en los ingresos de la nación, así como satisfacer la demanda de hidrocarburos a nivel nacional y comercializar a nivel internacional.

4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos.

Los derivados de los hidrocarburos están estrechamente relacionados con el desarrollo social y económico de la nación. Por tal motivo se debe asegurar su suministro puntual.

5. Incrementar las actividades de comercio internacional.

Ampliar el comercio internacional significará tener más oportunidades de crecimiento empresarial, trayendo consigo beneficios como mejorar la competitividad y la generación de conocimiento. Esto permitirá desarrollar el potencial de las finanzas y la realización de procesos buscando su mejora.

6. Incrementar la eficiencia empresarial.

Realizar de manera eficiente cada una de las actividades que conforman la cadena de valor, tendrá un impacto positivo en el manejo de los recursos de la empresa, permitiendo alcanzar las metas productivas con el máximo aprovechamiento, posicionando de esta forma a la empresa como una institución con los más altos estándares operativos de acuerdo con las mejores prácticas.

7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia.

El compromiso con la salud, la seguridad operacional, las comunidades y el ambiente es fundamental para cualquier industria, más aún en el sector hidrocarburos. Es por ello que cada una de las actividades tendrán que estar alineadas y ejecutadas en estricto apego a las normativas correspondientes asegurando los más altos estándares.

8. Incrementar el desarrollo del talento humano.

El talento humano es uno de los recursos fundamentales de la empresa, de su capacidad y preparación depende el valor institucional. Por lo anterior, generar las condiciones necesarias para la mejora continua de sus habilidades es una tarea permanente y prioritaria.

Asimismo, se muestra el número de estrategias contenidas en cada uno de los objetivos estratégicos.

Cuadro 51: Número de estrategias por objetivo.

OBJETIVO ESTRATÉGICO	ESTRATEGIAS	PERSPECTIVA
Objetivo 1. Mantener la sostenibilidad financiera	3	Financiera Comercial Operacional
Objetivo 2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2	Operacional
Objetivo 3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	2	Operacional
Objetivo 4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos.	3	Comercial Operacional
Objetivo 5. Incrementar las actividades de comercio internacional	1	Comercial Operacional
Objetivo 6. Incrementar la eficiencia empresarial	5	Financiero Operacional
Objetivo 7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	4	Operacional
Objetivo 8. Incrementar el desarrollo del talento humano	2	Financiero Operacional
Total	22	

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

5.5 Estrategias

A continuación, se mostrarán las estrategias acordes a los objetivos estratégicos mencionados anteriormente.

Cuadro 52: Estrategias respecto a su objetivo.

OBJETIVO ESTRATÉGICO	ESTRATEGIAS
1. Mantener la sostenibilidad financiera	1.1 Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados.
	1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.
	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.
2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2.1 Reactivar la actividad exploratoria (estudios).
	2.2 Analizar la factibilidad de implementar Recuperación Mejorada en los campos existentes.
3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	3.1 Ejecutar Cambios de zonas y ejecuciones duales por años
	3.2 Optimizar los esquemas de producción de los campos
4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos.	4.1 Gestionar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos.
	4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.
	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.
5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarburíferas.

OBJETIVO ESTRATÉGICO	ESTRATEGIAS
6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1. Optimizar y monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.
	6.2 Incrementar el nivel de transparencia en el manejo de la empresa.
	6.3 Implementar y fortalecer el modelo de Gestión Social a través del Programa de Relaciones Comunitarias para coadyuvar con el normal desarrollo y operatividad continua de las actividades de la Empresa.
	6.4 Optimización de la gestión energética.
	6.5 Gestión de producción más limpia.
7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.1 Reforzar la aplicación de las normas de seguridad industrial y salud ocupacional en las operaciones.
	7.2 Minimizar el impacto ambiental de las actividades hidrocarburíferas.
	7.3 Aplicar programas de restauración de áreas afectadas por fuentes de contaminación a fin de mejorar las condiciones ambientales de la zona de influencia de la EP PETROECUADOR.
	7.4 Mejorar los Sistemas de Gestión de Seguridad, Salud y Ambiente en las operaciones de la empresa conforme los estándares ISO 14001:2015 e ISO 45001: 2018.
8. Incrementar el desarrollo del talento humano	8.1 Promover el desarrollo permanente del talento humano.
	8.2 Fortalecer el modelo de gestión del talento humano.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

5.6 Mapa Estratégico

El mapa estratégico de EP PETROECUADOR se mostrará en el Anexo 3

5.7 Proyección empresarial

En este apartado se presentan las proyecciones de la producción de petróleo y gas, producción de derivados, demanda interna de derivados, las inversiones, costos y gastos relacionados a las actividades de producción, refinación transporte y comercialización; es importante indicar que en los lineamientos de elaboración y modificación de la Planificación Estratégica se indica que: *“(...) las proyecciones incluidas en este acápite, no representan valores definitivos y servirán únicamente como una referencia de lo que la empresa plantea lograr en los siguientes años en supuestos presentes (...)”*

5.7.1 Producción de hidrocarburos

El perfil está realizado sin tomar en cuenta restricciones presupuestarias, debido a que las inversiones por la actividad ajustada al cronograma tentativo para el Activo, dependerán del presupuesto asignado a EP PETROECUADOR (considerando la emergencia sanitaria COVID-19) y de la aprobación de los permisos ambientales para la ejecución de las actividades planteadas.

Los pronósticos de producción se estimaron de acuerdo a las condiciones actuales de los Campos y los resultados dependerán de la ejecución de los trabajos de perforación y cambios de zona analizados, ya que estos pueden variar dependiendo del comportamiento de los yacimientos.

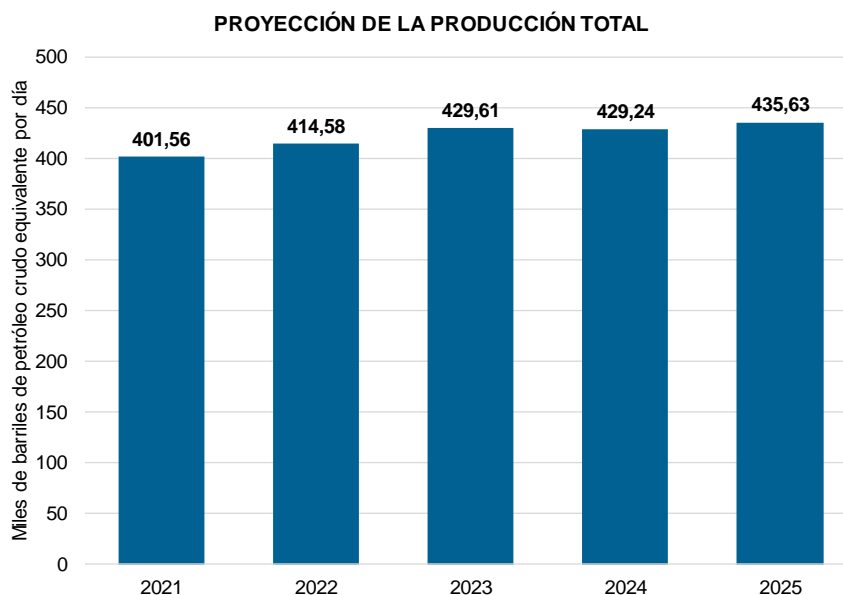
Todos los Perfiles/pronósticos y resultados obtenidos en esta estimación, han considerado las corridas económicas realizadas para la presentación de Reservas y Recursos 2020 al MERNNR, mismas que pueden variar en función del precio del petróleo y costos asociados.

Se estima un perfil de producción de petróleo en el que se alcanza un pico de producción en el año 2023 de 429,61 miles de barriles de petróleo equivalentes promedio diario. Sin embargo, para el 2024 se observa una declinación del 8,66%, llegando a un valor de 429,24 miles de barriles de petróleo equivalentes promedio diario y para el 2025 se estima un valor de 435,63 miles de barriles de petróleo equivalentes promedio diario.

Acorde a la última actualización del Plan Estratégico de la Ex Petroamazonas se aprobó una proyección de producción en 2021 de 405,84 miles de bpd, mientras que en la

proyección del presente plan de 401,56 miles de bpd; la diferencia de 4,28 miles de bpd debido a: Campo Coca-Payamino: 3 reentradas y 2 pozos nuevos en Payamino, Sacha: Ampliación de la plataforma Sacha 390 y Sacha 350, para la perforación de 5 pozos, Auca: Adelanto de actividades de Shaya, 5 pozos (3 reentradas, 1 pozo horizontal + 1 inyector, con 2 Torres en operación), Shushufindi: Adelanto de actividades Consorcio Shushufindi, 4 pozos (2 torres en operaciones), Bloque 43: 2 en Tambococha, 4 pozos en el Campo Tiputini, 1 pozo reinjector de ripios en el campo Ishpingo, para el desarrollo anticipado del campo, entre otros.

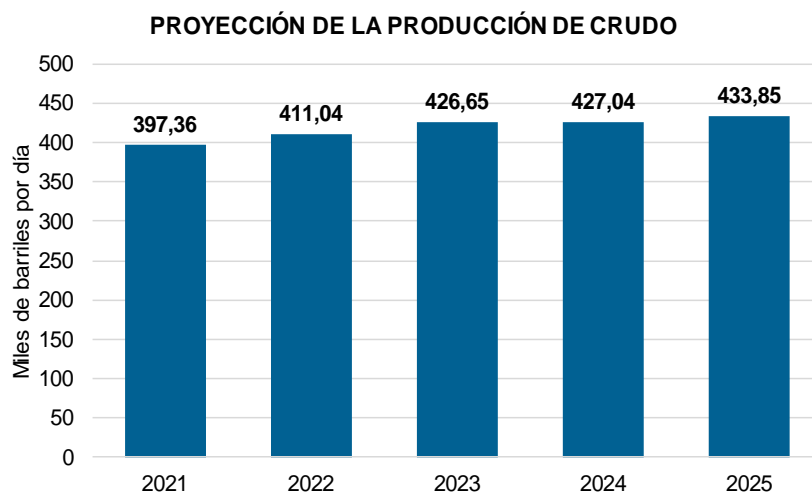
Gráfico 51: Proyección de la producción total (2021 - 2025)



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

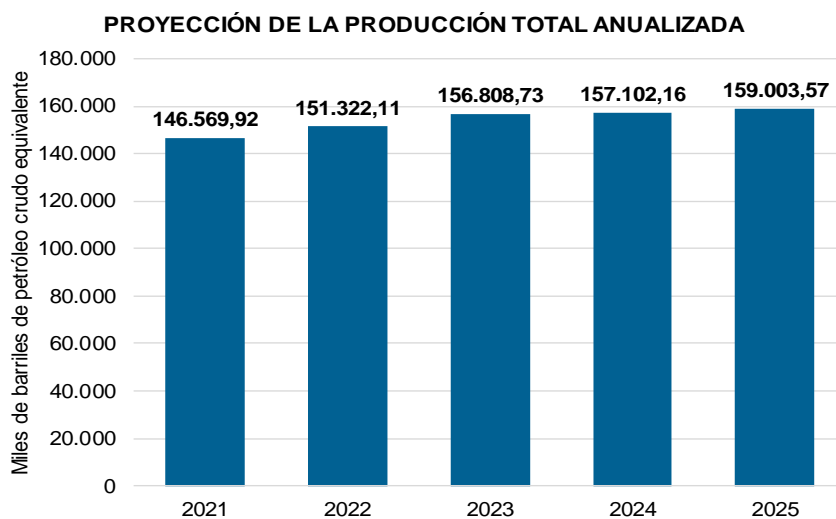
Con ese perfil de producción, se pretenden recuperar 770,80 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (765,44 millones de barriles de petróleo) en el periodo 2021-2025.

Gráfico 52: Proyección de la producción total anualizada (2021-2025).



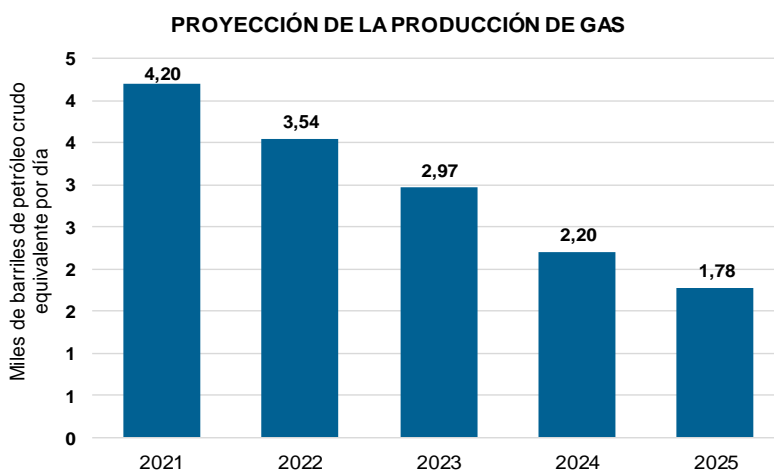
Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

Gráfico 53: Proyección de la producción de crudo (2021-2025).



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

Gráfico 54: Proyección de la producción de gas (2021-2025).



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

Por otra parte, los costos fueron calculados en base a los siguientes supuestos:

- Para cálculo de tarifas se utilizó un WTI de \$ 63.87 para el año 2021 y de \$ 58.67 para el año 2022, de acuerdo con la proyección solicitada por el MEF. Para el resto del período se estimó con un WTI de \$ 56.36 año 2023, \$54.48 año 2024 y 2025. De incrementarse los valores estimados de WTI en cada año se incrementaría el rubro calculado de Tarifas y se modificarán las cifras presentadas para el rubro de tarifas. Las Tarifas no incluyen IVA.
- En el rubro de Inversiones Directas se considera el monto para ejecutar el proyecto BOOT, considerando que no se cuenta con el debido financiamiento para este proyecto. De contar con el financiamiento se consideraría un esquema de pago de Tarifa a largo plazo y el presupuesto estimado para el periodo 2022 al 2025 disminuiría.
- Las cifras son estimaciones realizadas en base a las actividades y perfil de producción y están sujetas a cambios en función de variaciones a los supuestos establecidos.

Cuadro 53: Proyección de los costos de producción por barril (2021-2025).

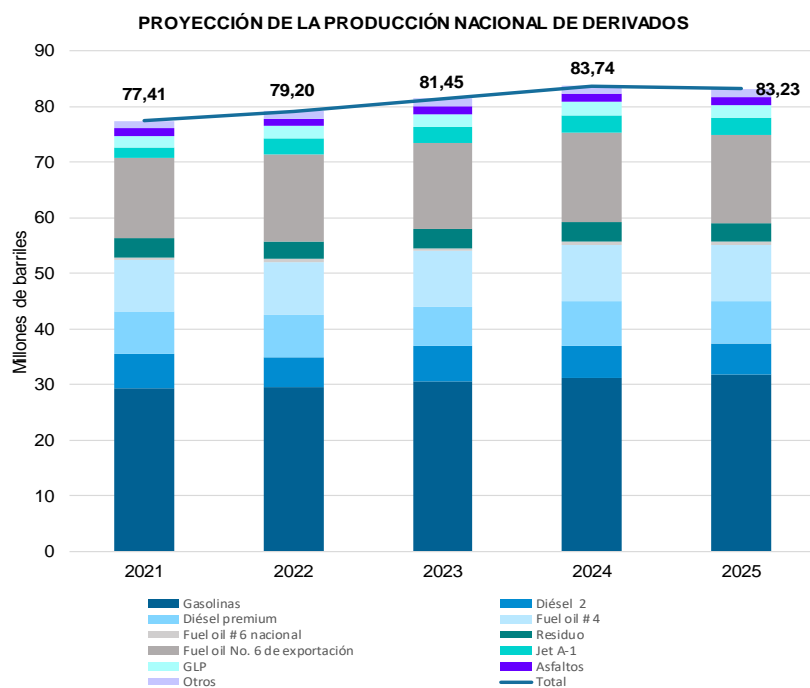
COSTOS DE PRODUCCIÓN [USD por barril]					
	2021	2022	2023	2024	2025
Costo Operativo	6,55	7,07	6,82	6,70	6,52
Costo Total	19,16	23,08	23,04	21,47	18,19

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

5.7.2 Producción de derivados

La producción nacional de derivados muestra una tendencia al alza en el periodo 2021-2024 de un 8,18%, el año 2025 sufre una pequeña disminución. Así mismo, para el año 2021 se espera una producción de 77,41 millones de barriles que supera en 28,25% la obtenida en 2020 (60,36 millones de barriles).

Gráfico 55: Proyección de la producción nacional de derivados (2021-2025).

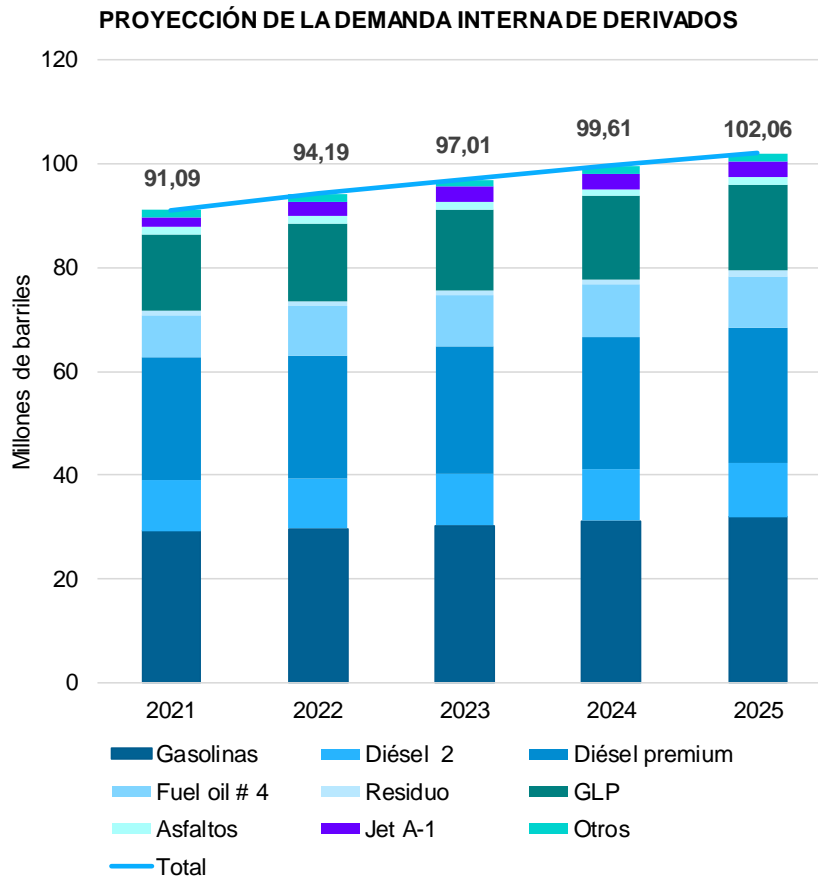


Fuente: Jefatura Corporativa de Programación y Coordinación Operativa

La demanda interna de derivados muestra un incremento promedio anual del 2,89% siendo 2,74 millones de barriles, en los años comprendidos del 2021 al 2025. La demanda del año 2021 supera 16,77 millones de barriles a la demanda presentada en el 2020 (74,32 millones de barriles), siendo esto un 22,56% adicional.

Por lo anterior, para satisfacer el mercado nacional de derivados, se requerirá de importaciones para satisfacer la demanda.

Gráfico 56: Proyección de la demanda interna de derivados (2021-2025).



Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional.

Por otro lado, en el siguiente cuadro se puede apreciar que el costo máximo relacionado a la refinación de derivados será en el 2021, el costo de transporte y almacenamiento de derivados se incrementa debido al aumento del presupuesto. Además, se espera que el costo de comercialización alcance su costo máximo en el año 2022.

Las cifras pudieran ajustarse al optimizar los procesos de la actual EP PETROECUADOR.

Cuadro 54: Proyección de costos operativos (2021-2025).

COSTOS OPERATIVOS [USD por barril]					
Producto	2021	2022	2023	2024	2025
Refinación de derivados	7,33	5,71	5,57	5,08	5,06
Transporte y almacenamiento de crudo	1,07	1,26	1,29	1,43	1,38
Transporte y almacenamiento de derivados	3,17	3,51	3,30	3,32	3,20
Comercialización interna de derivados	3,46	3,58	3,44	2,92	3,08

Nota: Valores estimados en base al presupuesto y plan operativo de cada año, incluyen gastos administrativos

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

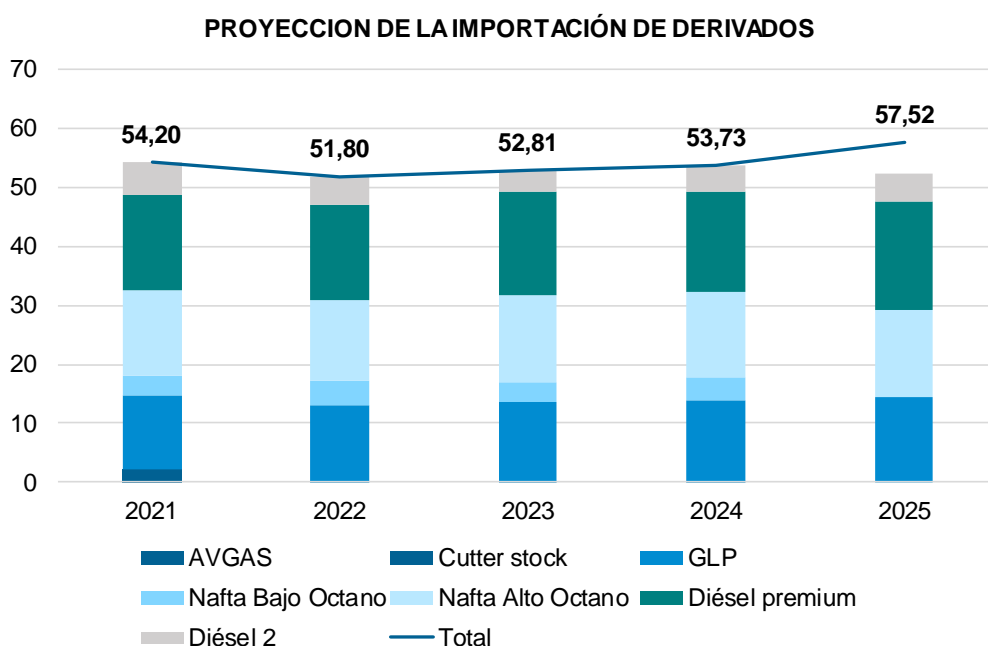
En la proyección de importación de derivados se tiene un crecimiento promedio del 6,12% en el periodo 2021-2025, esto es 3,32 millones de barriles menos al año 2025 comparado con los 54,20 millones de barriles mostrados en el 2021. El diésel premium es el producto que más se importa, representando el 31,63% de la importación promedio de derivados, y de manera contraria, el AVGAS es el producto que menos se importa, tan sólo representa el 0,08% de la importación promedio de derivados.

Cuadro 55: Proyección de la importación de derivados.

PROYECCIÓN DE LA IMPORTACIÓN DE DERIVADOS [MMbbls]					
Producto	2021	2022	2023	2024	2025
Diésel 2	5,55	4,68	3,47	4,38	4,85
Diésel premium	16,13	16,17	17,56	17,22	18,33
Nafta Alto Octano	14,60	13,78	14,90	14,33	14,78
Nafta Bajo Octano	3,10	4,04	3,41	4,02	5,06
GLP	12,66	13,08	13,42	13,74	14,45
Cutter stock	2,13	0,00	0,00	0,00	0,00
AVGAS	0,04	0,04	0,05	0,04	0,05
Total	54,20	51,80	52,81	53,73	57,52

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional.

Gráfico 57: Proyección de la importación de derivados.



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional.

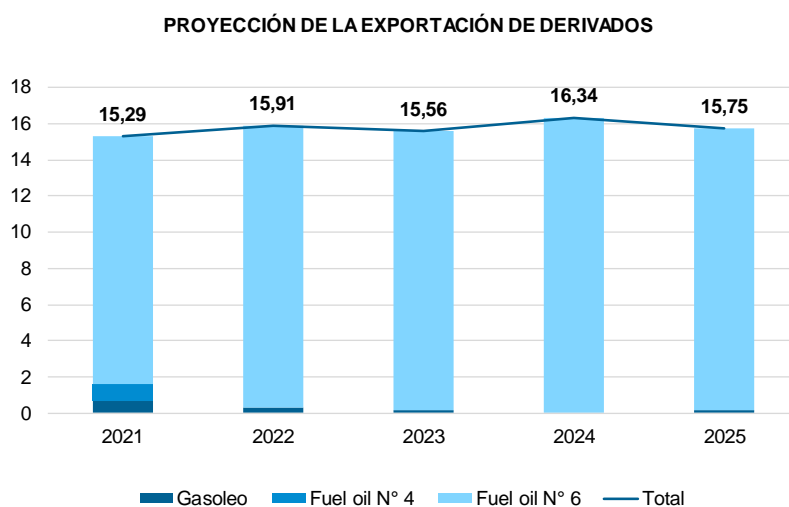
La exportación de derivados se visualiza un crecimiento del 4,05% para el año 2022 en comparación con el 2021, sin embargo, presenta una disminución del 2,23% para el 2023, mantiene un crecimiento del 5,05% para el 2024 y disminuye en 3,64% para el 2025; lo que representa 15,74 millones de barriles promedio anualmente. Siendo el Fuel Oil No. 6 el que en mayor cantidad se exporta, representando un 97,32% promedio.

Cuadro 56: Proyección de la exportación de derivados.

PROYECCIÓN DE LA EXPORTACIÓN DE DERIVADOS [MMbbls]					
Producto	2021	2022	2023	2024	2025
Fuel oil N° 6	13,68	15,58	15,39	16,34	15,58
Fuel oil N° 4	0,95	0,00	0,00	0,00	0,00
Gasoleo	0,66	0,33	0,17	0,00	0,17
Total	15,29	15,91	15,56	16,34	15,75

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional.

Gráfico 58: Proyección de la exportación de derivados.



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

Cuadro 57: Proyección de la capacidad de almacenamiento de derivados.

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE DERIVADOS [Mbls]					
Terminal / Depósito	2021	2022	2023	2024	2025
Terminal Pascuales	1.117,8	1.182,8	1.182,8	1.182,8	1.182,8
Depósito Baltra	22,9	22,9	22,9	22,9	22,9
Terminal Fuel Oil	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
Depósito La Toma (Loja)	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Terminal Cuenca	293,4	293,4	307,6	307,6	307,6
Terminal La Troncal	133,4	133,4	133,4	133,4	133,4
Terminal Barbasquillo (Manta)	148,2	149,2	149,2	149,2	149,2
Estación Tres Bocas	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Terminal La Libertad	1,1	1,1	4,2	4,2	4,2
Cabecera La Libertad	284,2	284,2	284,2	284,2	284,2
Terminal Ambato	135,8	135,8	135,8	135,8	135,8
Terminal Riobamba	70,4	70,4	70,4	70,4	70,4
Terminal Beaterio	640,4	640,4	640,4	640,4	640,4
Terminal Santo Domingo	248,4	248,4	248,4	248,4	248,4
Cabecera Esmeraldas	444,7	444,7	444,7	444,7	444,7
Subtotal de productos limpios	3.658,6	3.724,6	3.742,0	3.742,0	3.742,0
El Chorrillo	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6
Cuenca	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4
La Troncal	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
Monteverde	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
Oyambaro	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3
Subtotal GLP	355,8	355,8	355,8	355,8	355,8
Total	4.014,3	4.080,3	4.097,8	4.097,8	4.097,8

Fuente: Gerencia de Transporte.

El transporte de productos derivados a través de los poliductos presenta un crecimiento del 7,62 % en el período de 2021-2025, siendo de 6,92 millones de barriles. El poliducto Esmeraldas - Santo Domingo es el que mayor volumen transporta siendo en promedio de 27,25 millones de barriles por año.

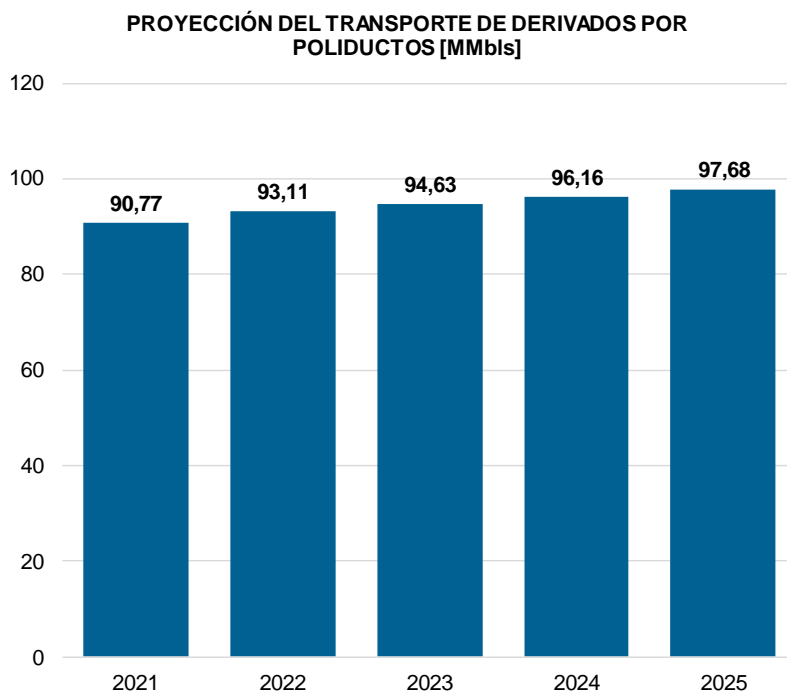
Cuadro 58: Proyección de transporte de derivados por poliductos.

TRANSPORTE DE DERIVADOS POR POLIDUCTOS [MMbbls]					
Poliducto	2021	2022	2023	2024	2025
Esmeraldas - Santo Domingo	26,71	26,98	27,25	27,52	27,79
Santo Domingo - Beaterio (a)	20,45	20,65	20,94	21,55	21,55
Santo Domingo - Pascuales (a)	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99
Quito - Ambato - Riobamba	6,02	6,08	6,14	6,20	6,26
Ambato - Riobamba (a)	1,34	1,35	1,36	1,38	1,39
Shushufindi - Quito	2,54	2,84	2,86	2,88	2,88
Libertad - Pascuales	8,74	9,01	9,28	9,55	9,84
Libertad - Manta	4,46	4,59	4,73	4,87	5,02
Tres Bocas - Pascuales	17,46	17,81	18,08	18,35	18,62
Pascuales - Cuenca	10,81	11,14	11,36	11,59	11,82
Tres Bocas - Fuel Oil	2,28	2,69	2,72	2,73	2,73
Monteverde - Chorrillo	11,75	11,98	12,22	12,47	12,72
Total	90,77	93,11	94,63	96,16	97,68

Nota: a) El total se refiere a los volúmenes transportados desde los centros de producción por lo que se excluyen los volúmenes transportados por los ramales de los poliductos: Santo Domingo-Beaterio, Santo Domingo-Pascuales, Ambato - Riobamba

Fuente: Gerencia de Transporte.

Gráfico 59: Proyección de transporte de derivados por poliductos.



Fuente: Gerencia de Transporte.

El día promedio en stock se proyecta de manera constante en los años comprendidos entre 2021 y 2025 siendo 9,5 días en promedio.

Cuadro 59: Proyección de días en stock de derivados en terminales y refinerías a nivel nacional.

DÍAS DE STOCK EN TERMINALES Y REFINERÍAS A NIVEL NACIONAL DE DERIVADOS	
AÑO	Días promedio stock
2021	9,5
2022	9,5
2023	9,5
2024	9,5
2025	9,5

Fuente: Jefatura Corporativa de Programación y Coordinación Operativa

En cuanto a la proyección esperada en la capacidad instalada de bombeo de transporte por poliductos, se espera que entre el año 2021 y el 2022 el tramo Libertad-Manta tenga un incremento de 3,30 Mbpd. Posteriormente, la capacidad de todos los poliductos se mantendrá constante hasta el año 2025, si no se implementan proyectos de repotenciación.

Cuadro 60: Proyección de la capacidad instaladas de bombeos de transporte por poliductos.

CAPACIDAD INSTALADA DE BOMBEO DE TRANSPORTE POR POLIDUCTOS [Mbpd]			
Poliducto	Tramos Poliductos	2021	2022
Esmeraldas-Sto. Domingo - Quito - Macul	Esmeraldas - Sto. Domingo	84,00	84,00
	Sto. Domingo-Beaterio **	76,80	76,80
	Sto. Domingo-Pascuales **	36,00	36,00
Shushufindi - Quito	Shushufindi - Quito	10,08	10,08
Quito - Ambato - Riobamba	Quito - Ambato	17,52	17,52
	Ambato - Riobamba **	12,72	12,72
Libertad - Manta	Libertad - Manta *	13,20	16,50
Libertad - Pascuales	Libertad - Pascuales	28,80	28,80
Tres Bocas - Pascuales	Tres Bocas - Pascuales	96,00	96,00
Pascuales - Cuenca	Pascuales - La Troncal	46,50	46,50
	La Toncal - Cuenca **	36,78	36,78
Tres Bocas - Fuel Oil	Tres Bocas - Fuel Oil	40,08	40,08
Monteverde Chorrillo	Monteverde Chorrillo	70,92	70,92
Total		407,10	410,40

Nota: * Mediante inyección de químicos mejoradores de caudal se incrementará el caudal operativo en un promedio del 30%, se continuará con el proyecto de repotenciación de poliductos.

**Los totales se refieren a los volúmenes transportados desde los centros de producción por lo que se excluyen los volúmenes transportados por los ramales de los poliductos: Santo Domingo-Quito, Santo Domingo -Pascuales, Ambato - Riobamba y La Troncal Riobamba

Fuente: Gerencia de Transporte.

La carga de crudo a refinerías para el período del 2021 al 2025 presenta una tendencia al alza del 6,60 %, lo que se traduce como un aumento de 3,83 millones de barriles. Siendo el año 2024 el de mayor carga con un incremento del 3,13 % respecto al año 2023, lo que se traduce en 1.87 millones de barriles.

Cuadro 61: Proyección de carga de crudo a refinerías.

CARGAS DE CRUDO A REFINERÍAS [MMbbls]					
Mes	2021	2022	2023	2024	2025
Enero	4,57	5,24	5,32	5,32	5,32
Febrero	3,61	4,73	4,80	4,97	4,82
Marzo	3,69	5,02	5,32	5,32	5,32
Abril	5,05	3,99	5,15	4,93	4,07
Mayo	5,22	3,97	5,13	5,32	4,24
Junio	5,05	5,06	5,15	5,15	5,15
Julio	5,09	5,24	5,32	5,32	5,32
Agosto	5,24	4,71	5,32	4,73	5,32
Septiembre	5,07	5,07	4,31	5,15	5,15
Octubre	5,24	5,24	3,86	5,32	5,32
Noviembre	5,07	4,85	5,15	4,93	5,15
Diciembre	5,23	5,24	5,32	5,32	5,32
Total	58,12	58,34	60,12	61,75	60,46

Fuente: Gerencia de Refinación.

5.7.3 Inversiones, costos y gastos

La planificación descrita en el presente Plan, se estableció acorde al nuevo techo presupuestario emitido por el Ministerio de Finanzas con oficio MEF-SRF-2021-0360-O de 15 de noviembre de 2021

El presupuesto 2022 se establece acorde a la Resolución No.DIR-EPP-01-2022-01-21 del 21 de enero de 2022, en la cual la inversión representa 2.298,36 millones de dólares, mayor en 44,64 % comparado con el año 2021. Para el año 2022 se contempla el desarrollo del campo Ishpingo (cronogramas de perforación con 2 Rig en 2 pads a partir de diciembre 2021 acorde la licencia ambiental aprobada en 06-2019), e inicia producción en 2022;

construcción y ampliación de nuevas plataformas en Bloque 60 (Campo Sacha), Bloque 43 ITT (8 plataformas en total), Bloque 31 (en los campos Apaika Nenke y Minta y los prospectos exploratorios, Apaika Sur, Chiriyaku, Chiriyaku Norte, Kuwatai), Bloque 7(en los campos Oso, Coca-Payamino y Gacela), Bloque 18 (en los campos Pucuna y Pata), Bloque 57 (en los campos Shushufindi y Drago) y Bloque 15 (Paka Norte).

Cuadro 62: Proyección de Inversiones.

INVERSIONES [Millones de USD]					
Concepto	2021	2022	2023	2024	2025
Exploración y Producción	1.555,98	2.135,40	2.524,81	2.306,37	1.846,26
Refinación	19,23	110,64	128,34	128,47	107,32
Transporte	7,31	21,09	94,83	62,82	8,96
Comercialización Nacional	0,98	5,37	1,37	6,20	0,80
Seguridad, Salud y Ambiente	1,95	3,16	2,67	2,45	2,47
Soporte Administrativo	3,61	22,71	6,36	1,40	0,00
Total	1.589,06	2.298,36	2.758,38	2.507,72	1.965,82

Nota: Año 2021 reales preliminares y año 2022 aprobado Resolución No.DIR-EPP-01-2022-01-21.

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Gráfico 60: Proyección de presupuesto de inversiones (2021-2025).



Fuente: Subgerencia de Finanzas.

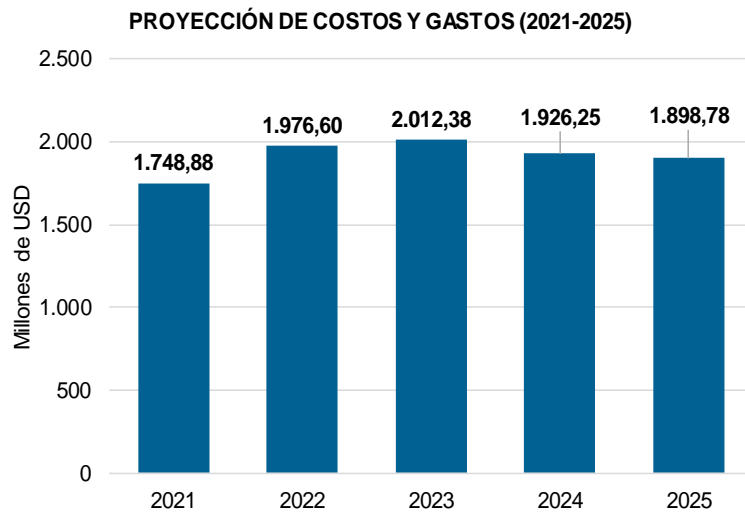
Cuadro 63: Proyección de costos y gastos.

COSTOS Y GASTOS [Millones de USD]					
Concepto	2021	2022	2023	2024	2025
Exploración y Producción	770,79	812,29	823,32	804,51	783,75
Refinación	105,02	162,39	152,19	111,25	112,08
Transporte	131,08	185,01	166,45	159,26	152,07
Comercialización Nacional	218,63	193,09	197,09	184,31	173,98
Comercio Internacional	73,62	81,30	83,85	84,18	84,99
Seguridad, Salud y Ambiente	60,91	73,11	77,96	75,85	76,20
Soporte Administrativo	248,58	274,45	301,25	293,32	296,34
Logística y Abastecimiento	140,24	194,95	210,28	213,56	219,36
Total	1.748,88	1.976,60	2.012,38	1.926,25	1.898,78

Nota: Año 2021 reales preliminares y año 2022 aprobado Resolución No.DIR-EPP-01-2022-01-21.

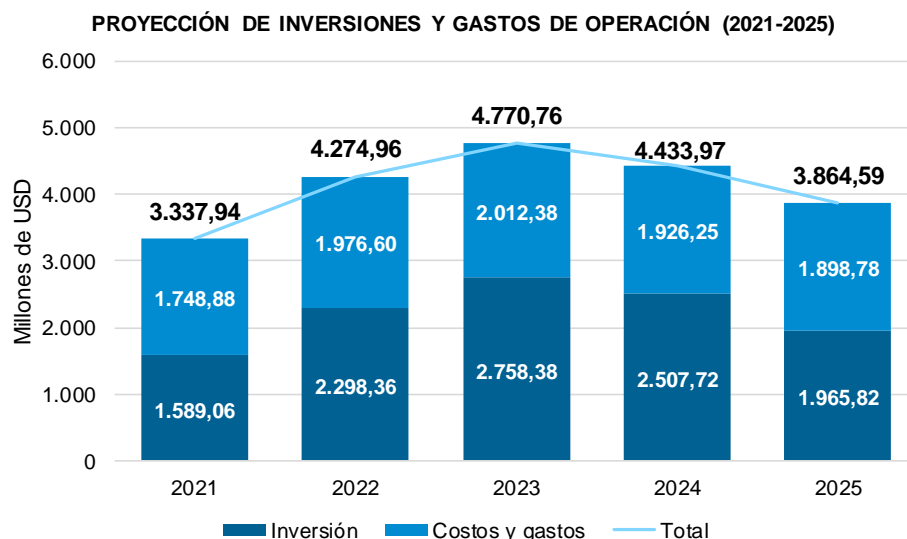
Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Gráfico 61: Proyección de costos y gastos (2021-2025).



Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Gráfico 62: Proyección de inversiones y gastos de operación (2021-2025).



Fuente: Subgerencia de Finanzas.

5.7.4 Pozos por perforar

Cuadro 64: Proyección de pozos totales por perforar por activo.

PROYECCIÓN DE POZOS TOTALES POR PERFORAR POR ACTIVO						
Activo	2021	2022	2023	2024	2025	Participación (%)
Edén Yuturi (incluye Bl. 12-31 y 43)	18	52	70	66	66	46,8%
Indillana	0	5	0	0	0	0,9%
Oso Yuralpa	10	25	16	13	13	13,3%
Palo Azul	0	0	0	0	2	0,3%
Auca	10	12	6	6	0	5,9%
Shushufindi	10	11	5	11	15	9,0%
Libertador	2	1	0	0	0	0,5%
Lago Agrio	5	15	10	1	0	5,3%
Cuyabeno	20	5	3	0	0	4,8%
Sacha	6	17	18	18	12	12,2%
Amistad (Pacoa)	6	0	0	0	0	1,0%
Total de pozos de petróleo	87	143	128	115	108	100,0%
Amistad	0	0	0	0	0	0,0%
Total de pozos de gas	0	0	0	0	0	0,0%
Total pozos	87	143	128	115	108	100,0%

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

Nota: Activo Edén Yuturi incluye los bloques 12, 31 y 43

Cuadro 65: Proyección de pozos totales por perforar por campo.

PROYECCIÓN DE POZOS TOTALES POR PERFORAR POR CAMPO (1/3)					
Campos	2021	2022	2023	2024	2025
Apaika Nenke	0	2	9	0	0
Apaika 3D	0	0	4	0	0
Minta	0	0	0	15	0
Eden Yuturi	0	0	0	0	0
Dumbique	0	0	0	0	0
Pañacocha	5	0	0	0	0
Tumali	0	0	0	0	0
Tangay	0	0	0	0	0
Yanahurco	0	0	0	0	0
Pros. Expl. Apaika Sur 2D	0	0	0	2	8
Pros. Expl. Chiriyacu	0	0	1	10	0
Pros. Expl. Chiriyacu Norte	0	0	1	4	0
Pros. Expl. Kuwatai	0	0	1	3	1
Boica 001	0	0	0	0	0
Bloque 12 y 31 (EY-Apaika)	5	2	16	34	9
Tiputini	4	17	18	0	0
Tambococha	8	0	0	0	0
Ishpingo	1	33	36	32	37
Tiputini Norte	0	0	0	0	20
Bloque 43 (ITT)	13	50	54	32	57
Activo EY (Bloques 12 + 31 + 43)	18	52	70	66	66
Indillana	0	0	0	0	0
Limoncocha	0	0	0	0	0
Paka Norte	0	5	0	0	0
Paka Sur	0	0	0	0	0
Palmeras Norte	0	0	0	0	0
Palmar Oeste	0	0	0	0	0
Tuich	0	0	0	0	0
Quinde (Cedros)	0	0	0	0	0
Yanaquincha Norte	0	0	0	0	0
Yanaquincha Oeste	0	0	0	0	0
Yanaquincha Este	0	0	0	0	0
Activo IN (Bloque 15)	0	5	0	0	0
Subtotal	18	57	70	66	66

PROYECCIÓN DE POZOS TOTALES POR PERFORAR POR CAMPO (2/3)					
Campos	2021	2022	2023	2024	2025
Payamino	2	10	6	5	0
Gacela	0	0	0	8	10
Lobo	0	0	0	0	0
Oso	0	10	0	0	0
Mono	0	0	0	0	0
Yuralpa	5	5	10	0	0
Coca	3	0	0	0	3
Activo OY (Bloques 7 y 21)	10	25	16	13	13
Pata	0	0	0	0	2
Palo Azul	0	0	0	0	0
Pucuna	0	0	0	0	0
Activo PA (Bloque 18)	0	0	0	0	2
Auca	8	5	4	1	0
Auca Sur	0	0	0	0	0
Anura	0	0	0	0	0
Tortuga	0	0	0	0	0
Chonta Este	0	0	0	0	0
Anaconda	0	0	0	0	0
Cononaco	0	2	0	1	0
Rumiyacu	0	0	0	0	0
Chonta Sur	0	3	0	3	0
Culebra	2	0	0	0	0
Yuca	0	0	0	0	0
Pitalala	0	0	2	1	0
Yulebra	0	2	0	0	0
Bloque 61 (Auca)	10	12	6	6	0
Bloque 55 (Armadillo)	0	0	0	0	0
Activo Auca	10	12	6	6	0
Shushufindi-Aguarico	10	11	5	5	9
Drago	0	0	0	6	6
Cobra	0	0	0	0	0
Activo Shushufindi	10	11	5	11	15
Subtotal	30	48	27	30	30

PROYECCIÓN DE POZOS TOTALES POR PERFORAR POR CAMPO (3/3)					
Campos	2021	2022	2023	2024	2025
Atacapi	0	0	0	0	0
Libertador	2	1	0	0	0
Frontera	0	0	0	0	0
Tetete - Tapi	0	0	0	0	0
Arazá	0	0	0	0	0
Activo Libertador	2	1	0	0	0
Guanta - Dureno	0	7	4	0	0
Lago Agrío	1	0	0	0	0
Parahuacu	4	8	6	1	0
Bermejo	0	0	0	0	0
Activo Lago Agrío	5	15	10	1	0
Cuyabeno - Sansahuari	17	0	0	0	0
Blanca	0	0	0	0	0
Tipishca Huaico	0	0	0	0	0
VHR	0	0	0	0	0
Vinita	3	5	3	0	0
Activo Cuyabeno	20	5	3	0	0
Activo Sacha	6	17	18	18	12
Amistad	0	0	0	0	0
Pacoa	6	0	0	0	0
Activo Amistad	6	0	0	0	0
Subtotal	39	38	31	19	12
Total	87	143	128	115	108

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

Cuadro 66: Proyección de pozos a perforar por EP PETROECUADOR y por consorcio.

PROYECCIÓN DE POZOS POR PERFORAR POR EP PETROECUADOR					
Campo	2021	2022	2023	2024	2025
Apaika Nenke	0	2	9	0	0
Apaika 3D	0	0	4	0	0
Minta	0	0	0	15	0
Pros. Expl. Apaika Sur 2D	0	0	0	2	8
Pros. Expl. Chiriyacu	0	0	1	10	0
Pros. Expl. Chiriyacu Norte	0	0	1	4	0
Pros. Expl. Kuwatai	0	0	1	3	1
Tiputini	4	17	18	0	0
Tambococha	8	0	0	0	0
Ishpingo	1	33	36	32	37
Tiputini Norte	0	0	0	0	20
Payamino	2	10	6	5	0
Gacela	0	0	0	8	10
Lobo	0	0	0	0	0
Coca	3	0	0	0	3
Oso	0	0	0	0	0
Yuralpa	0	0	0	0	0
Pata	0	0	0	0	2
Palo Azul	0	0	0	0	0
Drago	0	0	0	0	0
Atacapi	0	0	0	0	0
Libertador	0	0	0	0	0
Frontera	0	0	0	0	0
Tetete - Tapi	0	0	0	0	0
Arazá	0	0	0	0	0
Guanta - Dureno	0	0	0	0	0
Lago Agrío	0	0	0	0	0
Sacha	6	17	18	18	12
Amistad	0	0	0	0	0
Total	24	79	94	97	93

PROYECCIÓN DE POZOS POR PERFORAR POR CONSORCIO					
Campo	2021	2022	2023	2024	2025
Pañacocha	5	0	0	0	0
Indillana	0	0	0	0	0
Limoncocha	0	0	0	0	0
Yanaquincha Este	0	0	0	0	0
Paka Norte	0	5	0	0	0
Oso	0	10	0	0	0
Yuralpa	5	5	10	0	0
Auca	10	12	6	6	0
Armadillo	0	0	0	0	0
Shushufindi	10	11	5	5	9
Drago	0	0	0	6	6
Atacapi	0	0	0	0	0
Libertador	2	1	0	0	0
Guanta - Dureno	0	7	4	0	0
Lago Agrío	1	0	0	0	0
Parahuacu	4	8	6	1	0
Cuyabeno	17	0	0	0	0
Blanca	0	0	0	0	0
Vinita	3	5	3	0	0
Pacoa	6	0	0	0	0
Total	63	64	34	18	15

PROYECCIÓN DE POZOS PERFORADOS PARA REINYECTORES DE RIPIO					
Campo	2021	2022	2023	2024	2025
Apaika Nenke	0	0	3	0	0
Minta	0	0	5	0	0
Eden Yuturi	0	1	0	1	0
Tiputini	0	0	5	8	8
Tambococha	0	0	1	0	0
Ishpingo	0	0	2	0	0
Indillana	0	0	1	0	0
Limoncocha	0	1	0	0	0
Yuralpa	1	0	0	0	0
Auca	1	0	0	0	0
Yulebra	1	0	0	0	0
Shushufidi - Aguarico	2	0	0	0	0
Libertador	0	2	0	0	0
cuyabeno-Sansahuari	1	0	0	0	0
Sacha	1	1	0	0	0
Total	7	5	17	9	8

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

La perforación de pozos 2021-2025 considera la asignación presupuestaria para el desarrollo de pozos, así como de construcción de facilidades de superficie, para el año 2021 se prevé perforar 6 pozos en el campo Sacha y 8 pozos en el campo Tambococha, para el año 2022 se adelanta la campaña de perforación en el campo Ishpingo, que se estima inicie en diciembre 2021.

Es importante indicar que para el cumplimiento de los objetivos de producción de EP Petroecuador en los años 2021 y 2022, se ha gestionado y se cuenta con los recursos requeridos.

5.7.5 Workovers de inversión (CAPEX)

Para apoyar al cumplimiento de la producción esperada en el periodo 2021-2025, se realizarán un total de 259 workovers de inversión. El 45,2% de los workovers se concentran en los activos Shushufindi (67) y Sacha (50), seguidos por Auca con 31, Oso-Yuralpa con 26 y Libertador con 24.

Cuadro 67: Workovers de inversión (CAPEX).

PERFIL BASE DE PETRÓLEO						
Activos	2021	2022	2023	2024	2025	Participación [%]
Edén Yuturi	6	10	1	0	2	7,3%
Indillana	4	1	0	0	0	1,9%
Oso Yuralpa	1	7	7	6	5	10,0%
Palo Azul	2	5	0	0	0	2,7%
Auca	8	9	8	6	0	12,0%
Shushufindi	20	19	11	10	7	25,9%
Libertador	3	4	6	2	9	9,3%
Lago Agrio	6	6	3	1	0	6,2%
Cuyabeno	1	5	2	2	0	3,9%
Sacha	29	19	1	1	0	19,3%
Total WO CAPEX crudo	80	85	39	28	23	98,5%
Amistad	0	0	0	0	0	0,0%
Pacoa	0	4	0	0	0	1,5%
Total WO CAPEX gas	0	4	0	0	0	1,5%
Total WO CAPEX	80	89	39	28	23	100,0%

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

Nota: Activo Edén Yuturi incluye los bloques 12, 31 y 43

5.7.6 Consumo de combustible

El consumo promedio de los combustibles de manera general para el período del 2021 al 2025 se mantiene aumentando en un promedio por año del 2,89 %. Así mismo el sector que mayor consume es el automotriz con un promedio anual de 55,09 millones de barriles, representando más del 57% del consumo promedio.

Cuadro 68: Proyección de consumo promedio de combustibles por sectores.

CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLES POR SECTORES [MMbbls]					
Sector	2021	2022	2023	2024	2025
Aéreo	1,92	2,90	2,96	3,02	3,08
Agrícola	0,23	0,24	0,24	0,25	0,26
Automotriz	52,80	53,44	54,89	56,38	57,92
Cementero	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Doméstico	13,38	13,74	14,15	14,57	15,01
Eléctrico	2,89	2,53	2,57	2,93	3,40
Industrial	8,85	8,78	8,96	9,15	9,35
Naviero	5,49	6,80	7,34	7,27	6,88
Pesquero	2,73	2,96	3,04	3,12	3,20
Petrolero	2,62	2,61	2,67	2,72	2,77
Productos Especiales	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Total	91,09	94,19	97,01	99,61	102,06

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

La tendencia del número de vehículos matriculados es ascendente, para el año 2021 se estiman 2,748 millones de vehículos matriculados, así mismo, para el 2025 se muestra un crecimiento del 21,55% en comparación con el 2021, estimando 3,340 millones de vehículos matriculados.

Cuadro 69: Proyección del crecimiento del parque automotor.

CRECIMIENTO DEL PARQUE AUTOMOTOR	
AÑO	Vehículos matriculados
2021	2.747.810
2022	2.885.201
2023	3.029.461
2024	3.180.934
2025	3.339.980
2026	3.506.979
2027	3.682.328
2028	3.866.445
2029	4.059.767
2030	4.262.755
2031	4.475.893
2032	4.699.688
2033	4.934.672
2034	5.181.406
2035	5.440.476

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional.

Para la proyección de consumo promedio de combustibles del sector eléctrico entre el periodo del 2021 al 2025 muestra una disminución promedio del 18,16% lo que se traduce como 973.48 MMMBTU.

Cuadro 70: Proyección del consumo promedio de gas natural en el sector eléctrico.

CONSUMO PROMEDIO DE GAS NATURAL SECTOR ELÉCTRICO					
Mes	2021	2022	2023	2024	2025
	[MMMBTU]				
Enero	722,80	513,97	437,99	386,64	304,59
Febrero	1.436,10	463,23	390,99	355,28	268,93
Marzo	700,28	528,71	421,09	372,96	290,92
Abril	343,71	471,91	400,82	354,25	274,88
Mayo	347,05	480,39	408,65	359,28	277,25
Junio	328,05	458,73	390,10	340,99	261,63
Julio	551,89	467,55	403,44	345,61	263,57
Agosto	541,64	461,31	403,44	338,74	256,70
Septiembre	510,91	441,09	391,44	321,14	241,79
Octubre	529,74	452,91	404,02	325,05	243,02
Noviembre	507,11	438,99	387,34	307,99	228,53
Diciembre	515,80	443,27	393,42	311,38	229,35
Total	7.035,08	5.622,06	4.832,73	4.119,30	3.141,16

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional.

Cuadro 71: Proyección de mezcla de productos en terminales.

MEZCLAS DE PRODUCTOS EN TERMINALES [MMbbls]					
Terminal	2021	2022	2023	2024	2025
Pascuales - Gasolina Super	1,61	1,52	1,56	1,60	1,64
Pascuales - Gasolina Ecopaís	6,38	6,59	6,75	6,92	7,09
Beaterio - Gasolina Extra	6,52	6,19	6,65	6,64	6,51
Libertad - Gasolina Pesca Artesanal	0,59	0,65	0,67	0,70	0,72
Barbasquillo (Manta)- Gasolina Ecopaís	1,88	1,94	1,99	2,04	2,09
La Toma (Loja) - Gasolina Ecopaís	0,81	0,84	0,86	0,88	0,90
La Troncal - Gasolina Ecopaís	1,61	1,66	1,70	1,75	1,79
Chaulabamba (Cuenca) - Gasolina Ecopaís	1,93	1,99	2,04	2,09	2,14
Total	21,33	21,38	22,23	22,62	22,89

Fuente: Jefatura Corporativa de Programación y Coordinación Operativa.

5.7.7 Resumen de proyecciones

Cuadro 72: Resumen de proyecciones.

RESUMEN DE PROYECCIONES					
Año	2021	2022	2023	2024	2025
Producción total de hidrocarburos (crudo y gas) [MMbpce]	146,57	151,32	156,81	157,10	159,00
Total de producción nacional de derivados [MMbbls]	77,41	79,20	81,45	83,74	83,23
Total de demanda interna de derivados [MMbbls]	91,09	94,19	97,01	99,61	102,06
Total de inversiones [Millones USD]	1.589,06	2.298,36	2.758,38	2.507,72	1.965,82
Total de costos y gastos [Millones USD]	1.748,88	1.976,60	2.012,38	1.926,25	1.898,78
Total de pozos a perforar	87	143	128	115	108
Total de workover de inversión	80	89	39	28	23
Costos operativos de producción [USD/bl]	6,55	7,07	6,82	6,70	6,52
Costos totales de producción [USD/bl]	19,16	23,08	23,04	21,47	18,19
Costos operativos de refinación de derivados [USD/bl]	7,33	5,71	5,57	5,08	5,06
Costos operativos de transporte y almacenamiento de crudo [USD/bl]	1,07	1,26	1,29	1,43	1,38
Costos operativos de transporte y almacenamiento de derivados [USD/bl]	3,17	3,51	3,30	3,32	3,20
Costos operativos de comercialización interna de derivados [USD/bl]	3,46	3,58	3,44	2,92	3,08

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

5.8 Indicadores Estratégicos

En el Anexo 4 se detallan los indicadores estratégicos de EP PETROECUADOR, dependiendo del tipo de indicador según su nivel de intervención en el plan estratégico, los mismos que pueden ser de: impacto, resultados o gestión.

5.8.1 Indicador de impacto

Anexo 4

5.8.2 Indicador de resultados

Anexo 4

5.8.3 Indicador de gestión

Anexo 4

5.8.4 Línea Base

Las líneas base de los indicadores estratégicos de EP PETROECUADOR se presentan en el Anexo 5, y las mismas representan un punto de referencia de cada uno de los indicadores estratégicos de gestión.

5.8.5 Meta

Las metas de los indicadores estratégicos de EP PETROECUADOR se presentan en el Anexo 5.

5.9 Inversión y reinversión para cumplir con el Plan Estratégico

EP PETROECUADOR recibe el 100% de sus fondos a través del Ministerio de Economía y Finanzas. Sobre la base de la Resolución No. DIR-EPP-01-2021-01-12 de fecha 12 de enero de 2021, se autorizar al Gerente General Subrogante de la Empresa Pública de Hidrocarburos EP PETROECUADOR, la suscripción del “Convenio Interinstitucional de Transferencia de recursos excedentes de las empresas públicas de la Función Ejecutiva hacia la Cuenta Única del Tesoro”, con el Ministerio de Economía y Finanzas; por un valor de USD 0,00, conforme lo establece la normativa vigente para el efecto.

5.10 Cuadro Resumen de la Planificación Estratégica.

En el Anexo 5, se muestra un panorama general de lo que se trabajará en cuanto a sus metas e indicadores.

NOMENCLATURA

A

ACE
Alto Crecimiento Económico,
72

AEADE
Asociación de Empresas
Automotrices del Ecuador,
78

API
Instituto Americano del
Petróleo por sus siglas en
inglés, 3, 42, 71

ARCH
Agencia de Regulación y
Control Hidrocarburífero, 92

Art.
Artículo, 2, 3, 82, 84, 87, 88,
89, 90

B

BCE
Bajo Crecimiento Económico,
73, 74, 75

BCG
Boston Consulting Group, 50

bls/día
Barriles por día, 13

BP
British Petroleum, 64

bpd
barriles por día, 3, 4, 70

C

CENACE
Operador Nacional de
Electricidad, 92

CEPE
Corporación Estatal Petrolera
Ecuatoriana, 3, 4

CO2
Dióxido de Carbono, 78

CR
Caso de Referencia, 72

D

DAFO
Debilidades, Amenazas,
Fortalezas, Oportunidades,
81, 131, 133

E

EE.UU.
Estados Unidos, 73

EIA
Energy Information
Administration, 69, 72, 73,
74, 75

EMCO-EP
Empresa Coordinadora de
Empresas Públicas, 3

F

FBKF
Formación Bruta de Capital
Fijo, 55

FLOPEC
Flota Petrolera Ecuatoriana, 92

FR
Factor de Recuperación, 25

G

GLP
Gas Licuado del Petróleo, 4,
13, 23, 37, 38, 45, 47, 48,
51, 52, 53, 64

I

INEC

Instituto Nacional de
Estadística y Censos, 78

L

LOEP

Ley Orgánica de Empresas
Públicas, 87

M

MMbls
Millones de barriles, 23, 26,
27, 29, 105, 106

MMMpc
Miles de millones de pies
cúbicos, 31

N

NGL
Líquidos de Gas Natural por
sus siglas en inglés, 64

No.
Número, 1, 2, 3, 4, 5, 61, 124

O

OCP
Oleoducto de Crudo Pesado,
33, 34, 42, 92

OHSAS
Serie de Evaluación de
Seguridad y Salud
Ocupacional, 133

ONGs
Organizaciones No
Gubernamentales, 89

OPEC
Organización de Países
Exportadores de Petróleo
por sus siglas en inglés, 63,
65, 66, 67, 68

P

PAC

Precios Altos de Crudo, 73

PAM

Petroamazonas, 124

PBC

Precios Bajos de Crudo, 73, 74

PCE

Petróleo Crudo Equivalente,
40, 41

PEC

EP PETROECUADOR, 22, 23

PIB

Producto Interno Bruto, 54, 55,
56, 72, 73

PND

Plan Nacional de Desarrollo,
86

R

R/P

Relación Reserva-Producción,
24, 25

S

SENPLADES

Secretaría Nacional de
Planificación y Desarrollo,
92

SERCOP

Servicio Nacional de
Contratación Pública, 92

SOTE

Sistema de Oleoducto
Transecuatoriano, 32, 33

U

U.S.

Estados Unidos por sus siglas
en inglés, 72

USD

Dólar norteamericano por sus
siglas en inglés (United

States Dollar), 44, 58

UTB

Unidad Temporal de
Bursatilización, 7

UTF

Unidad Temporal de Fusión, 5,
6, 19, 21, 25, 26, 27, 28, 33,
34, 35, 40, 41, 42, 43, 44,
45, 46, 47, 48, 49, 50, 52,
54, 56, 58, 59, 60, 61, 62,
63, 64, 65, 66, 67, 68, 69,
82, 98, 102, 114, 115, 116,
123

V

VAB

Valor Agregado Bruto, 55, 56

W

WTI

West Texas Intermediate, 71,
73, 74

ÍNDICE DE CUADROS Y GRÁFICOS

Cuadro 1: Marco normativo	3
Cuadro 2: Matriz de competencias.	7
Cuadro 3: Bloques petroleros compañías estatales	13
Cuadro 4: Capacidad instalada en refinerías.....	15
Cuadro 5: Producción de derivados.....	15
Cuadro 6: Características de los poliductos.....	16
Cuadro 7: Certificaciones de sistemas de gestión 2020.	20
Cuadro 8: Acreditaciones de sistemas de gestión 2020.	21
Cuadro 9: Programa ambiental.....	22
Cuadro 10: Evolución de las principales cuentas de los EEFF (Estado de Situación).....	24
Cuadro 11: Evolución histórica del Estado de Resultados de EP Petroecuador.	24
Cuadro 12: Evolución histórica del Estado de Resultados de Petroamazonas.....	25
Cuadro 13: Tendencia del Estado de Resultados.....	25
Cuadro 14: Reservas anuales de petróleo.....	28
Cuadro 15: Relación reserva-producción (R/P) anual.....	29
Cuadro 16: Top 20 de campos petroleros con mayores volúmenes de reservas y recursos de petróleo remanente.....	30
Cuadro 17: Volúmenes de hidrocarburos asociados a exploración.	31
Cuadro 18: Capacidad operativa y porcentaje de utilización de almacenamiento de combustibles 2020.....	38
Cuadro 19: Capacidad nominal y porcentaje de utilización de almacenamiento de combustibles 2020.....	38
Cuadro 20: Capacidad operativa de almacenamiento de GLP 2020.	39
Cuadro 21: Capacidad operativa de almacenamiento de productos limpios en refinerías 2020.....	39
Cuadro 22: Costos por barril de petróleo crudo equivalente.....	41
Cuadro 23: Costos operativos de transporte y almacenamiento.....	42
Cuadro 24: Exportación de crudo (ventas, costo de ventas y margen operativo).....	43
Cuadro 25: Exportación total (Crudo Oriente y Napo).	44
Cuadro 26: Producción, transporte y comercialización interna de derivados.....	45
Cuadro 27: Comercialización externa de derivados	46
Cuadro 28: Despacho total de derivados.....	47
Cuadro 29: Ventas por producto.....	48

Cuadro 30: Costo de Gasolina ECOPAÍS.....	49
Cuadro 31: Crudo producido y utilizado.....	50
Cuadro 32: Participación del sector automotriz.	50
Cuadro 33: Participación del sector doméstico.....	51
Cuadro 34: Producto interno bruto petrolero y no petrolero.....	55
Cuadro 35: Factor Político- Entorno General.....	56
Cuadro 36: Factor Económico – Entorno General.	57
Cuadro 37: Factor Social- Entorno General.....	58
Cuadro 38: Factor Tecnológico – Entorno General.	59
Cuadro 39: Factor Ambiental- Entorno Ambiental.	59
Cuadro 40: Factor Legal – Entorno General.	60
Cuadro 41: Entorno específico.	61
Cuadro 42: Producción Nacional de crudo por tipo de productor.	68
Cuadro 43: Datos de pronósticos anuales, escenarios PBC y BCE.	73
Cuadro 44: Proyección de la demanda interna de combustibles por sector (2021-2025). 74	
Cuadro 45: Consumo promedio de combustible (miles de galones).....	76
Cuadro 46: Importación de derivados.....	77
Cuadro 47: Exportación de derivados.....	77
Cuadro 48: Alineación con la Planificación Nacional.....	78
Cuadro 49: Políticas del Sector Hidrocarburos.....	88
Cuadro 50: Mapa de Actores.....	89
Cuadro 51: Número de estrategias por objetivo.	94
Cuadro 52: Estrategias respecto a su objetivo.	95
Cuadro 53: Proyección de los costos de producción por barril (2021-2025).....	100
Cuadro 54: Proyección de costos operativos (2021-2025).	102
Cuadro 55: Proyección de la importación de derivados.....	103
Cuadro 56: Proyección de la exportación de derivados.....	104
Cuadro 57: Proyección de la capacidad de almacenamiento de derivados.....	105
Cuadro 58: Proyección de transporte de derivados por poliductos.....	106
Cuadro 59: Proyección de días en stock de derivados en terminales y refinerías a nivel nacional.	107
Cuadro 60: Proyección de la capacidad instaladas de bombes de transporte por poliductos.....	107
Cuadro 61: Proyección de carga de crudo a refinerías.....	108

Cuadro 62: Proyección de Inversiones.	109
Cuadro 63: Proyección de costos y gastos.	110
Cuadro 64: Proyección de pozos totales por perforar por activo.	111
Cuadro 65: Proyección de pozos totales por perforar por campo.	112
Cuadro 66: Proyección de pozos a perforar por EP PETROECUADOR y por consorcio.	113
Cuadro 67: Workovers de inversión (CAPEX).	114
Cuadro 68: Proyección de consumo promedio de combustibles por sectores.	115
Cuadro 69: Proyección del crecimiento del parque automotor.	116
Cuadro 70: Proyección del consumo promedio de gas natural en el sector eléctrico.	116
Cuadro 71: Proyección de mezcla de productos en terminales.	117
Cuadro 72: Resumen de proyecciones.	117
Gráfico 1: Línea de Tiempo.	8
Gráfico 2: Estructura Organizacional EP PETROECUADOR 2021.	11
Gráfico 3: Bloques Operados por EP PETROECUADOR.	12
Gráfico 4: Infraestructura de EP PETROECUADOR.	14
Gráfico 5: Terminales marítimas.	18
Gráfico 6: Evolución de las principales cuentas de los EEFF (Estado de Situación).	23
Gráfico 7: Tendencia del Estado de Resultados.	25
Gráfico 8: Cadena de valor de EP PETROECUADOR.	27
Gráfico 9: Reservas anuales de petróleo.	28
Gráfico 10: Factores de recuperación por campo.	29
Gráfico 11: Producción acumulada por activo 2020.	32
Gráfico 12: Producción por campo 2020.	32
Gráfico 13: Histórico de quema de gas (2013-2020)	33
Gráfico 14: Transporte de crudo por el SOTE.	34
Gráfico 15: Transporte de crudo por el OCP.	35
Gráfico 16: Carga de crudo en refinerías.	36
Gráfico 17: Producción nacional de derivados.	37
Gráfico 18: Derivados transportados por poliductos.	40
Gráfico 19: Costo por barril de petróleo crudo equivalente.	41
Gráfico 20: Costo total por barril de petróleo crudo equivalente.	41

Gráfico 21: Costos operativos de transporte y almacenamiento.	42
Gráfico 22: Exportación de crudo (2013 - 2020).....	43
Gráfico 23: Exportación de crudo.	44
Gráfico 24: Producción, transporte y comercialización interna de derivados.....	46
Gráfico 25: Comercialización externa de derivados.	46
Gráfico 26: Participación del sector automotriz.	51
Gráfico 27: Participación del sector doméstico.....	52
Gráfico 28: Matriz BCG.....	53
Gráfico 29: Crecimiento PIB en el Ecuador 2014 - 2020.	53
Gráfico 30: Reservas probadas de petróleo crudo en América Latina.....	62
Gráfico 31: Producción mundial de crudo por región.....	62
Gráfico 32: Producción de crudo en América Latina.	63
Gráfico 33: Capacidad de refinación en América Latina 2019 (miles de barriles/día).	64
Gráfico 34: Producción de derivados en América Latina.	64
Gráfico 35: Exportaciones de crudo en América Latina.....	65
Gráfico 36: Exportaciones de derivados en América Latina.	65
Gráfico 37: Importaciones de crudo en América Latina.	66
Gráfico 38: Demanda e importación de derivados en América Latina.....	67
Gráfico 39: Oferta y consumo mundial de petróleo.	67
Gráfico 40: Evolución del precio promedio mundial del barril de petróleo.	69
Gráfico 41: Evolución del precio del barril de petróleo.	70
Gráfico 42: Evolución del barril de petróleo en 2020.	70
Gráfico 43: Pronóstico anual de precios en todos los escenarios de la EIA.	71
Gráfico 44: Pronóstico anual de precios en escenario PBC y BCE.	72
Gráfico 45: Demanda interna de derivados.	74
Gráfico 46: Crecimiento del parque automotriz.	75
Gráfico 47: Consumo promedio de combustibles en el sector eléctrico.	76
Gráfico 48: Exportación de derivados.....	77
Gráfico 49: Vinculación de ejes del Plan Nacional de Desarrollo y Estrategia Territorial Nacional.....	83
Gráfico 50: Valores Empresariales.	91
Gráfico 51: Proyección de la producción total (2021 - 2025).....	98
Gráfico 52: Proyección de la producción total anualizada (2021-2025).....	99
Gráfico 53: Proyección de la producción de crudo (2021-2025).....	99

Gráfico 54: Proyección de la producción de gas (2021-2025).....	99
Gráfico 55: Proyección de la producción nacional de derivados (2021-2025).....	101
Gráfico 56: Proyección de la demanda interna de derivados (2021-2025).....	102
Gráfico 57: Proyección de la importación de derivados.....	103
Gráfico 58: Proyección de la exportación de derivados.....	104
Gráfico 59: Proyección de transporte de derivados por poliductos.....	106
Gráfico 60: Proyección de presupuesto de inversiones (2021-2025).	109
Gráfico 61: Proyección de costos y gastos (2021-2025).	110
Gráfico 62: Proyección de inversiones y gastos de operación (2021-2025).....	111

ANEXOS

Anexo 1: Matriz DAFO.

Anexo 2: Alineación de la Planificación Empresarial PND 2021-2025

Anexo 2.1: Alineación de la Planificación Empresarial PND 2017-2021

Anexo 3: Mapa Estratégico.

Anexo 4: Indicadores Estratégicos.

Anexo 5: Planificación Estratégica (resumen).

Anexo 6: Desglose de metas

Anexo 1

Matriz DAFO.

MATRIZ DAFO

	FORTALEZAS	DEBILIDADES
	F1 Cumplimiento del abastecimiento de la demanda nacional de petróleo y sus derivados.	D1 Menores descubrimientos de reservas debido a la reducción en inversión en exploración.
	F2 Ubicación geográfica estratégica para la comercialización de hidrocarburos a nivel nacional e internacional.	D2 Presupuesto limitado para la optimización de la operación.
	F3 Infraestructura de midstream y downstream propia.	D3 Limitada capacidad de respuesta ante la injerencia política y ante los cambios del mercado nacional e internacional
	F4 Acceso a socios para llevar a cabo proyectos que permitan aprovechar el portafolio de oportunidades existentes.	D4 Limitada infraestructura operativa para satisfacer la demanda de derivados con producción nacional.
	F5 Costo aun competitivo que permite obtener una renta petrolera importante para el estado en el nivel de precios actual de crudo.	D5 Frecuencia de paros no programados en los centros operativos.
	F6 Agilidad operacional con capacidad de responder a cambios en el mercado hidrocarburífero.	D6 Cultura organizacional poco desarrollada de planeación y alineación estratégica
	F7 Procesos con consciencia ecológica y socialmente amigable basados en políticas sólidas relacionadas con SSA.	D7 Falta de modelo de autonomía financiera
	F8 Responsabilidad social mediante la relación con las comunidades, tomando en cuenta las condiciones socioculturales de la zona.	D8 Falta de implementación de Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)
	F9 Experiencia en mecanismos de prevención y resolución de conflictos sociales.	D9 Cultura de Gestión por Procesos poco desarrollada (ausencia de visión sistémica en la interacción de las Unidades de Negocio)
	F10 Tratamiento de pasivos ambientales a través del Proyecto Amazonía Viva.	D10 Los gastos de operación y administración central son mayores en comparación con otras compañías de refinación y distribución de hidrocarburos
	F11 Implementación ISO 14001, ISO 9001, ISO 37001 y OHSAS 18001.	D11 El diseño de la estructura organizacional no responde al modelo de gestión por procesos.
		D12 Políticas y procesos de desarrollo profesional no alineados con las mejores prácticas de gestión del talento humano
		D13 Tecnología de la información disponible no utilizada e integrada en toda su capacidad.
		D14 Aprovechamiento de gas.
OPORTUNIDADES	Estrategias para maximizar las fortalezas y oportunidades (FO)	Estrategias para minimizar debilidades y maximizar oportunidades (DO)
O1 Encabezar la seguridad energética del país.	F1.F2.F3.O3.O11.O15.O13: Incrementar ingresos por comercialización de crudo y derivados; Mejorar la participación de mercado de la comercializadora de EP Petroecuador; Asegurar el volumen necesario de crudo para ventas SPOT.	D1.O1.O7.O8.O9.O20: Fortalecer la implementación de procesos exploratorios y de evaluación en yacimientos hidrocarburíferos.
O2 Implementar el proceso de fusión.		
O3 Revisión, fortalecimiento y optimización de los esquemas de contratación de empresas y de personal.		D2.D3.D7.D8.D10.O2.O4.O5.O11.O12: Implementar el modelo de autonomía financiera; Fortalecer la gestión de relaciones con los clientes.
O4 Acceso a mercado de capitales.	F2.F4.O2.O4.O5.O11.O12: Establecer alianzas estratégicas con empresas de reconocida solvencia en el sector hidrocarburífero a nivel nacional e internacional; Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas.	D4.D13.O3.O11.O15.O13: Asegurar los niveles de inventarios de derivados; Ampliar la capacidad de los sistemas de refinación, transporte y almacenamiento; Asegurar la disponibilidad y confiabilidad de las operaciones de comercialización; Optimizar los costos y administración de los sistemas de refinación, transporte, almacenamiento y comercialización nacional e internacional; Fortalecer el desarrollo tecnológico.
O5 Garantizar los ingresos (coberturas petroleras, acuerdos contractuales).		
O6 Crear portafolio de oportunidades de inversión de acuerdo con la vida productiva de los campos petroleros.		
O7 Asociación con empresas para la exploración y producción de campos o bloques onshore y offshore.	F6.O6.O1.O7.O8.O16.O9.O20: Fomentar la ejecución de Proyectos de Eficiencia Energética en la exploración y producción de hidrocarburos; Identificar nuevos prospectos exploratorios On Shore y Off Shore; Ejecutar cambios de zonas y completaciones duales por año; Aplicar técnicas de recuperación mejorada para extender la vida útil de los campos en producción.	D5.D6.D9.D11.O10.O14.O17.O18.O21.O22.O23: Fortalecer el modelo de gestión de talento humano; Desarrollar los procesos de desarrollo y de gestión del conocimiento; Fomentar la ética laboral; Implementar una estructura organizacional integral.
O8 Acceso a nuevos bloques con potencial exploratorio para restitución e incremento de reservas.		
O9 Incremento del factor de recuperación de volumen de los campos en producción mediante la aplicación de iniciativas de recuperación mejorada.		
O10 Incrementar el valor de la compañía mediante el manejo eficiente de recursos.	F7.F8.F10.O19.O21: Mantener y reforzar la aplicación de las normas de seguridad, salud y ambiente en las operaciones; Minimizar el impacto ambiental de las actividades producto de la operación y proteger los ecosistemas de la zona de influencia; Reducir el nivel de contaminantes de combustibles.	D14.O19.O21: Implementar metas para el aprovechamiento de gas y reducción de emisiones.
O11 Mejorar la eficiencia de comercialización nacional.		
O12 Acelerar las actividades en los contratos de servicios con financiamiento.		
O13 Poner en niveles de clase mundial las operaciones de las refinerías.		
O14 Establecer una política empresarial de digitalización, iniciando por los procesos sustantivos.	F9.F11.O10.O14.O17.O18.O21.O22.O23: Afianzar el Sistema de Inclusión Laboral (SIL); Desarrollar proyectos de interés social como contribución al Plan Nacional de Desarrollo; Mejorar el clima laboral; Fortalecer el gobierno corporativo; Implementación de programas antisoborno y corrupción.	
O15 Factibilidad de incursionar en el mercado de la petroquímica.		
O16 Políticas gubernamentales que impulsan el cambio de las matrices productiva y energética.		
O17 Oferta de perfiles profesionales de alto nivel en el país.		
O18 Crear planes de carrera alineados a las estrategias y procesos de la empresa.		
O19 Desarrollar estrategia de acercamiento con entidades reguladoras (Medio Ambiente, Contraloría, entre otras) para agilizar procesos.		
O20 Desarrollo de alianzas público-privadas que impulsen el contenido nacional de insumos para la industria de hidrocarburos.		

O21 Política gubernamental que incentiva la producción con Responsabilidad Social Empresarial.		
O22 Políticas gubernamentales para la prevención y lucha contra la corrupción.		
O23 Acuerdos de cooperación internacional para el fortalecimiento de la gestión empresarial.		
AMENAZAS	Estrategias para maximizar las fortalezas y minimizar amenazas (FA)	Estrategias para minimizar debilidades y amenazas (DA)
A1 Clima de tensión y conflictividad con las comunidades y actores locales derivados del cambio de la Ley Amazónica.	F6.A5.A6.A11: Aplicar nuevas tecnologías que contribuyan al incremento de la producción.	D1.A5. A6.A11: Implementar la apertura a la inversión en exploración y métodos de recuperación mejorada para campos maduros.
A2 Inestabilidad del precio del petróleo.		
A3 Cambios continuos en la política energética.	F7.F8.F10.A1.A3.A4.A8.A14: Mejorar la prevención y mitigación de riesgos ambientales; Aplicar programas de restauración de pasivos ambientales a fin de mejorar las condiciones de vida de los pobladores de la zona.	D14. A1.A3.A4.A8.A14: Aplicar programas de restauración de pasivos ambientales a fin de mejorar las condiciones de vida de los pobladores de la zona; Fomentar la ejecución de Proyectos de Mitigación y Adaptación del Cambio Climático en la exploración y producción de hidrocarburos.
A4 Demora en la obtención de licencias y permisos ambientales que puede repercutir en el cumplimiento de las metas producción esperada.		
A5 La declinación natural de los campos petroleros puede reducir la vida útil y el retorno económico de los campos petroleros si no se maneja adecuadamente.	F1.F2.F4.A2.A7.A8.A9.A10.A12.A13.A15: Fortalecer la apertura a la inversión privada.	D2.D3.D7.D8.D10.A2.A7.A8.A9.A10.A12.A13.A15: Establecer mecanismos de independencia financiera: Fortalecimiento a la inversión privada.
A6 Que a mediano plazo las reservas incorporadas no sustituyan el volumen de reservas producidas.		
A7 Aumento de los precios de los servicios petroleros derivados de la variación en los precios internacionales del crudo.		
A8 Marco regulatorio del sector hidrocarburífero cambiante.		
A9 Devaluación de las monedas de los países latinoamericanos que hace menos competitivos en precios la inversión en el Ecuador respecto a los países vecinos.		
A10 Falta de encadenamiento entre el sector petrolero y otros sectores económicos.		
A11 Declinación de la producción en los campos maduros.		
A12 Falta de una estrategia integral en el sector de hidrocarburos.		
A13 Entrada de competidores en algunos segmentos del consumo.		
A14 Eventos naturales y antrópicos que pueden causar incidentes socio ambientales, daños a la infraestructura operativa y demoras en importación de derivados.		
A15 Dependencia total de los organismos gubernamentales, que limita a la Empresa para que su gestión esté alineada con las mejores prácticas internacionales.		

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

MATRIZ PRIORIDADES DAFO

DEBILIDADES PRIORIZADAS	
PRIORIDAD	DEBILIDAD
1	D2 Presupuesto limitado para la optimización de la operación.
2	D1 Menores descubrimientos de reservas debido a la reducción en inversión en exploración.
3	D7 Falta de modelo de autonomía financiera
4	D10 Los gastos de operación y administración central son mayores en comparación con otras compañías de refinación y distribución de hidrocarburos
5	D3 Limitada capacidad de respuesta ante la injerencia política y ante los cambios del mercado nacional e internacional
6	D4 Limitada infraestructura operativa para satisfacer la demanda de derivados con producción nacional.
7	D5 Frecuencia de paros no programados en los centros operativos.
8	D6 Cultura organizacional poco desarrollada de planeación y alineación estratégica
9	D11 El diseño de la estructura organizacional no responde al modelo de gestión por procesos.
10	D13 Tecnología de la información disponible no utilizada e integrada en toda su capacidad.
11	D14 Aprovechamiento de gas.
12	D12 Políticas y procesos de desarrollo profesional no alineados con las mejores prácticas de gestión del talento humano
13	D8 Falta de implementación de Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)
14	D9 Cultura de Gestión por Procesos poco desarrollada (ausencia de visión sistémica en la interacción de las Unidades de Negocio)
OPORTUNIDADES PRIORIZADAS	
PRIORIDAD	OPORTUNIDAD
1	O1 Encabezar la seguridad energética del país.
2	O2 Implementar el proceso de fusión.
3	O5 Garantizar los ingresos (coberturas petroleras, acuerdos contractuales).
4	O6 Crear portafolio de oportunidades de inversión de acuerdo con la vida productiva de los campos petroleros.
5	O7 Asociación con empresas para la exploración y producción de campos o bloques onshore y offshore.
6	O22 Políticas gubernamentales para la prevención y lucha contra la corrupción.
7	O9 Incremento del factor de recuperación de volumen de los campos en producción mediante la aplicación de iniciativas de recuperación mejorada.

OPORTUNIDADES PRIORIZADAS	
PRIORIDAD	OPORTUNIDAD
8	O11 Mejorar la eficiencia de comercialización nacional.
9	O13 Poner en niveles de clase mundial las operaciones de las refinerías.
10	O19 Desarrollar estrategia de acercamiento con entidades reguladoras (Medio Ambiente, Contraloría, entre otras) para agilizar procesos.
11	O8 Acceso a nuevos bloques con potencial exploratorio para restitución e incremento de reservas.
12	O10 Incrementar el valor de la compañía mediante el manejo eficiente de recursos.
13	O16 Políticas gubernamentales que impulsan el cambio de las matrices productiva y energética.
14	O15 Factibilidad de incursionar en el mercado de la petroquímica.
15	O21 Política gubernamental que incentiva la producción con Responsabilidad Social Empresarial.
16	O4 Acceso a mercado de capitales.
17	O12 Acelerar las actividades en los contratos de servicios con financiamiento.
18	O14 Establecer una política empresarial de digitalización, iniciando por los procesos sustantivos.
19	O18 Crear planes de carrera alineados a las estrategias y procesos de la empresa.
20	O3 Revisión, fortalecimiento y optimización de los esquemas de contratación de empresas y de personal.
21	O17 Oferta de perfiles profesionales de alto nivel en el país.
22	O20 Desarrollo de alianzas público-privadas que impulsen el contenido nacional de insumos para la industria de hidrocarburos.
23	O23 Acuerdos de cooperación internacional para el fortalecimiento de la gestión empresarial.
AMENAZAS PRIORIZADAS	
PRIORIDAD	AMENAZA
1	A14 Eventos naturales y antrópicos que pueden causar incidentes socio ambientales, daños a la infraestructura operativa y demoras en importación de derivados.
2	A2 Inestabilidad del precio del petróleo.
3	A9 Devaluación de las monedas de los países latinoamericanos que hace menos competitivos en precios la inversión en el Ecuador respecto a los países vecinos.
4	A3 Cambios continuos en la política energética.
5	A5 La declinación natural de los campos petroleros puede reducir la vida útil y el retorno económico de los campos petroleros si no se maneja adecuadamente.
6	A7 Aumento de los precios de los servicios petroleros derivados de la variación en los precios internacionales del crudo.
7	A6 Que a mediano plazo las reservas incorporadas no sustituyan el volumen de reservas producidas.
8	A10 Falta de encadenamiento entre el sector petrolero y otros sectores económicos.
9	A11 Declinación de la producción en los campos maduros.
10	A12 Falta de una estrategia integral en el sector de hidrocarburos.
11	A13 Entrada de competidores en algunos segmentos del consumo.
12	A1 Clima de tensión y conflictividad con las comunidades y actores locales derivados del cambio de la Ley Amazónica.
13	A4 Demora en la obtención de licencias y permisos ambientales que puede repercutir en el cumplimiento de las metas producción esperada.
14	A8 Marco regulatorio del sector hidrocarburífero cambiante.
15	A15 Dependencia total de los organismos gubernamentales, que limita a la Empresa para que su gestión esté alineada con las mejores prácticas internacionales.

Anexo 2

Alineación de la Planificación Empresarial PND 2021-2025.

PLAN NACIONAL DE DESARROLLO				PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL			
Eje	Objetivo Nacional	Política Pública	Meta Nacional	Estrategia Territorial Nacional Lineamientos	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador
1. Económico	2. Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional 4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	2.2 Promover un adecuado entorno de negocios que permita la atracción de inversiones y las asociaciones público-privadas 4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.	Aumentar de 66,67% a 91,67% las empresas públicas en operación con EBITDA (por sus siglas en inglés: Earnings Before Interests, Tax, Depreciation and Amortization) positivo.		1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.1 Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados.	Ingresos por comercialización de crudo y derivados
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.	Aumentar de 66,67% a 91,67% las empresas públicas en operación con EBITDA (por sus siglas en inglés: Earnings Before Interests, Tax, Depreciation and Amortization) positivo.		1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.	Ejecución Presupuestaria de inversiones
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.	Aumentar de 66,67% a 91,67% las empresas públicas en operación con EBITDA (por sus siglas en inglés: Earnings Before Interests, Tax, Depreciation and Amortization) positivo.		1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.	Ejecución Presupuestaria de costos y gastos.
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo total por barril de petróleo crudo.
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo Operativo de transporte y almacenamiento de crudo por barril
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo Operativo de transporte y almacenamiento de derivados por barril
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo Operativo de Refinación de derivados por barril
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo Operativo de comercialización interna de derivados por barril
1. Económico	2. Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional	2.2 Promover un adecuado entorno de negocios que permita la atracción de inversiones y las asociaciones público-privadas	2.2.7 Incrementar el volumen de producción de hidrocarburos de 516.083 BEP a 1 millón de BEP al 2025		2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2.1 Reactivar la actividad exploratoria (estudios).	Ejecución de estudios exploratorios

PLAN NACIONAL DE DESARROLLO				PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL			
Eje	Objetivo Nacional	Política Pública	Meta Nacional	Estrategia Territorial Nacional Lineamientos	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador
1. Económico	2. Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional	2.2 Promover un adecuado entorno de negocios que permita la atracción de inversiones y las asociaciones público-privadas	2.2.7 Incrementar el volumen de producción de hidrocarburos de 516.083 BEP a 1 millón de BEP al 2025		2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2.2 Analizar la factibilidad de implementar Recuperación de mejora en los campos existentes.	Implementación de procesos recuperación mejorada
1. Económico	2. Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional	2.2 Promover un adecuado entorno de negocios que permita la atracción de inversiones y las asociaciones público-privadas	2.2.7 Incrementar el volumen de producción de hidrocarburos de 516.083 BEP a 1 millón de BEP al 2025		3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	3.1 Ejecutar Cambios de zonas y ejecuciones duales por años	Producción de Gas Natural
1. Económico	2. Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional	2.2 Promover un adecuado entorno de negocios que permita la atracción de inversiones y las asociaciones público-privadas	2.2.7 Incrementar el volumen de producción de hidrocarburos de 516.083 BEP a 1 millón de BEP al 2025		3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	3.2 Optimizar los esquemas de producción de los campos.	Producción de Petróleo
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.1 Gestionar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos.	Cobertura de la demanda nacional
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.	Índice de disponibilidad de Plantas.
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.	Disponibilidad de Poliductos
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.	Niveles de derivados (Stock seguridad)
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.	Importación de derivados de Hidrocarburos
1. Económico	2. Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional	2.2 Promover un adecuado entorno de negocios que permita la atracción de inversiones y las asociaciones público-privadas			5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarbureras.	Porcentaje de exportaciones de Crudo Oriente y Napo
1. Económico	2. Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional	2.2 Promover un adecuado entorno de negocios que permita la atracción de inversiones y las asociaciones público-privadas			5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarbureras.	Porcentaje de exportaciones de productos derivados

PLAN NACIONAL DE DESARROLLO				PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL			
Eje	Objetivo Nacional	Política Pública	Meta Nacional	Estrategia Territorial Nacional Lineamientos	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar y Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Transporte de crudo SOTE
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Transporte de derivados
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Producción de derivados en refinerías
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Carga de Crudo en refinerías
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar y Monitorear los Sistemas de Producción, Refinación, Transporte y Almacenamiento.	Producción nacional de derivados
5. Institucional	15. Fomentar la ética pública, la transparencia y la lucha contra la corrupción	15.1 Fomentar la integridad pública y la lucha contra la corrupción en coordinación interinstitucional efectiva entre todas las funciones del Estado y la participación ciudadana.	15.1.1. Incrementar de 25% a 30% el nivel de confianza institucional en el Gobierno	11. Incentivar la participación ciudadana en el ciclo de la política pública en articulación con los diferentes niveles gubernamentales.	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.2 Incrementar la transparencia en el manejo de la empresa.	Porcentaje de cumplimiento de implementación del Sistema de Gestión Antisoborno-SGAS
1. Económico	2. Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional	2.2 Promover un adecuado entorno de negocios que permita la atracción de inversiones y las asociaciones público-privadas			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.3 Implementar y fortalecer el modelo de Gestión Social a través del Programa de Relaciones Comunitarias para coadyuvar con el normal desarrollo y operatividad continua de las actividades de la Empresa.	Cumplimiento del Programa de Relaciones Comunitarias.
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.4 Optimización de la gestión energética	Consumo energético
4. Transición ecológica	11. Conservar, restaurar, proteger y hacer un uso sostenible de los recursos naturales	11.2 Fomentar la capacidad de recuperación y restauración de los recursos naturales renovables.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.5 Gestión de producción más limpia	Reducción de emisiones al ambiente

PLAN NACIONAL DE DESARROLLO				PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL			
Eje	Objetivo Nacional	Política Pública	Meta Nacional	Estrategia Territorial Nacional Lineamientos	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador
4. Transición ecológica	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.1 Reforzar la aplicación de las normas de seguridad industrial y salud ocupacional en las operaciones.	Índice de frecuencia de accidentes
4. Transición ecológica	12. Fomentar modelos de desarrollo sostenibles aplicando medidas de adaptación y mitigación al Cambio Climático	12.3 Implementar mejores prácticas ambientales con responsabilidad social y económica, que fomenten la concientización, producción y consumo sostenible, desde la investigación, innovación y transferencia de tecnología.	12.3.3. Incrementar de 21.6 a 50.5 millones el ahorro de combustibles en Barriles Equivalentes de Petróleo optimizando el proceso de generación eléctrica y la eficiencia energética en el sector de hidrocarburos	D4. Promover una economía de mercado sostenible que genere oportunidades de empleo y considere las particularidades de cada ecosistema, articularmente en Galápagos y la Amazonía.	7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.2 Minimizar el impacto ambiental de las actividades hidrocarburíferas.	Cumplimiento del plan de manejo ambiental
4. Transición ecológica	11. Conservar, restaurar, proteger y hacer un uso sostenible de los recursos naturales	11.2 Fomentar la capacidad de recuperación y restauración de los recursos naturales renovables.	11.2.1. Incrementar de 1.496 a 2.067 fuentes de contaminación hidrocarburíferas remediadas y avaladas.	E7. Regular la exploración y explotación de recursos naturales no renovables, con la	7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.3 Aplicar programas de restauración de áreas afectadas por fuentes de contaminación a fin de mejorar las condiciones ambientales de las zonas de influencia de la EP PETROECUADOR.	Número de fuentes de contaminación de la industria hidrocarburífera remediadas por EP PETROECUADOR
4. Transición ecológica	12. Fomentar modelos de desarrollo sostenibles aplicando medidas de adaptación y mitigación al Cambio Climático	12.2 Promover modelos circulares que respeten la capacidad de carga de los ecosistemas oceánicos, marino-costeros y terrestres, permitiendo su recuperación; así como, la reducción de la contaminación y la presión sobre los recursos naturales e hídricos.			7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.4 Mejorar los sistemas de gestión seguridad, salud y ambiente en las operaciones de la empresa conforme los estándares ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018	Porcentaje de Cumplimiento del Sistema de Gestión.
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			8. Incrementar el desarrollo del talento humano	8.1 Promover el desarrollo permanente del talento humano.	Empleados capacitados
1. Económico	1. Incrementar y fomentar, de manera inclusiva, las oportunidades de empleo y las condiciones laborales	1.1 Crear nuevas oportunidades laborales en condiciones dignas, promover la inclusión laboral, el perfeccionamiento de modalidades contractuales, con énfasis en la reducción de brechas de igualdad y atención a grupos prioritarios, jóvenes, mujeres y personas LGTBH.	1.1.4. Aumentar el número de personas con discapacidad y/o sustitutos insertados en el sistema laboral de 70.273 a 74.547.		8. Incrementar el desarrollo del talento humano	8.2 Fortalecer el modelo de gestión del talento humano.	Nivel de inclusión de personal con discapacidad.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

Anexo 2.1

Alineación de la Planificación Empresarial PND 2017-2021.

PLAN NACIONAL DE DESARROLLO				PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL			
Eje	Objetivo Nacional	Política Pública	Meta Nacional	Estrategia Territorial Nacional Lineamientos	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.1 Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados.	Ingresos por comercialización de crudo y derivados
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.	Ejecución Presupuestaria de inversiones
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.	Ejecución Presupuestaria de costos y gastos.
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo total por barril de petróleo crudo.
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo Operativo de transporte y almacenamiento de crudo por barril
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo Operativo de transporte y almacenamiento de derivados por barril
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo Operativo de Refinación de derivados por barril
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo Operativo de comercialización interna de derivados por barril
2. Economía al servicio de la sociedad	4. Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización 5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada 5.8: Fomentar la producción nacional con responsabilidad social y ambiental, potenciando el manejo eficiente de los recursos naturales y el uso de tecnologías duraderas y ambientalmente limpias, para garantizar el abastecimiento de bienes y servicios de calidad.			2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2.1 Reactivar la actividad exploratoria (estudios).	Ejecución de estudios exploratorios
2. Economía al servicio de la sociedad	4. Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización 5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada 5.8: Fomentar la producción nacional con responsabilidad social y ambiental, potenciando el manejo eficiente de los recursos naturales y el uso de tecnologías duraderas y ambientalmente limpias, para garantizar el abastecimiento de bienes y servicios de calidad.			2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2.2 Analizar la factibilidad de implementar Recuperación de mejora en los campos existentes.	Implementación de procesos recuperación mejorada
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.8: Fomentar la producción nacional con responsabilidad social y ambiental, potenciando el manejo eficiente de los recursos naturales y el uso de tecnologías duraderas y ambientalmente limpias, para garantizar el abastecimiento de bienes y servicios de calidad. 5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.	Incrementar el ahorro de combustible por la optimización en generación eléctrica y eficiencia energética en el sector hidrocarburos de 9.09 a 26.6 millones de Barriles Equivalentes de Petróleo a 2021.	Lineamientos Territoriales de Acceso Equitativo a Infraestructura y Conocimiento d. Impulso a la productividad y la competitividad sistémica a partir del potenciamiento de los roles y funcionalidades del territorio d.3. Realizar el ordenamiento de las actividades de exploración y explotación de recursos naturales no renovables que se desarrollan a nivel nacional, con énfasis en la Amazonia y la zona costera, la plataforma continental, suelo y subsuelo marino, para minimizar externalidades sociales y ambientales.	3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	3.1 Ejecutar Cambios de zonas y ejecuciones duales por años	Producción de Gas Natural

PLAN NACIONAL DE DESARROLLO				PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL			
Eje	Objetivo Nacional	Política Pública	Meta Nacional	Estrategia Territorial Nacional Lineamientos	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.8: Fomentar la producción nacional con responsabilidad social y ambiental, potenciando el manejo eficiente de los recursos naturales y el uso de tecnologías duraderas y ambientalmente limpias, para garantizar el abastecimiento de bienes y servicios de calidad. 5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.	Incrementar el ahorro de combustible por la optimización en generación eléctrica y eficiencia energética en el sector hidrocarburos de 9,09 a 26,6 millones de Barriles Equivalentes de Petróleo a 2021.	Lineamientos Territoriales de Acceso Equitativo a Infraestructura y Conocimiento d. Impulso a la productividad y la competitividad sistémica a partir del potenciamiento de los roles y funcionalidades del territorio d.3. Realizar el ordenamiento de las actividades de exploración y explotación de recursos naturales no renovables que se desarrollan a nivel nacional, con énfasis en la Amazonía y la zona costera, la plataforma continental, suelo y subsuelo marino, para minimizar externalidades sociales y ambientales.	3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	3.2 Optimizar los esquemas de producción de los campos.	Producción de Petróleo
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.1 Gestionar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos.	Cobertura de la demanda nacional
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.	Índice de disponibilidad de Plantas.
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.	Disponibilidad de Poliductos
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.	Niveles de derivados (Stock seguridad)
2. Economía al servicio de la sociedad	4. Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada	Incrementar el Saldo de la Balanza Comercial en relación al Producto Interno Bruto de 1,26% a 1,65% a 2021.	Lineamientos de articulación para la gestión territorial y gobernanza multinivel e. Consolidación de modelos de gestión descentralizada y desconcentrada, con pertinencia territorial. e.2. Diferenciar, priorizar y focalizar la asignación de recursos públicos y los esfuerzos de la acción estatal en función de las particularidades, las competencias y las capacidades territoriales e institucionales.	4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.	Importación de derivados de Hidrocarburos
2. Economía al servicio de la sociedad y 3. Más sociedad, mejor Estado	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada	Incrementar el Saldo de la Balanza Comercial en relación al Producto Interno Bruto de 1,26% a 1,65% a 2021.	Lineamientos de articulación para la gestión territorial y gobernanza multinivel e. Consolidación de modelos de gestión descentralizada y desconcentrada, con pertinencia territorial. e.2. Diferenciar, priorizar y focalizar la asignación de recursos públicos y los esfuerzos de la acción estatal en función de las particularidades, las competencias y las capacidades territoriales e institucionales.	5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarbureras.	Porcentaje de exportaciones de Crudo Oriente y Napo
2. Economía al servicio de la sociedad	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada	Incrementar el Saldo de la Balanza Comercial en relación al Producto Interno Bruto de 1,26% a 1,65% a 2021.	Lineamientos de articulación para la gestión territorial y gobernanza multinivel e. Consolidación de modelos de gestión descentralizada y desconcentrada, con pertinencia territorial. e.2. Diferenciar, priorizar y focalizar la asignación de recursos públicos y los esfuerzos de la acción estatal en función de las particularidades, las competencias y las capacidades territoriales e institucionales.	5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarbureras.	Porcentaje de exportaciones de productos derivados

PLAN NACIONAL DE DESARROLLO				PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL			
Eje	Objetivo Nacional	Política Pública	Meta Nacional	Estrategia Territorial Nacional Lineamientos	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador
2. Economía al servicio de la sociedad	4. Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización 5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada 5.7: Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar y Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Transporte de crudo SOTE
2. Economía al servicio de la sociedad	4. Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización 5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada 5.7: Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Transporte de derivados
2. Economía al servicio de la sociedad	4. Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización 5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada 5.7: Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Producción de derivados en refinerías
2. Economía al servicio de la sociedad	4. Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización 5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada 5.7: Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Carga de Crudo en refinerías
2. Economía al servicio de la sociedad	4. Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización 5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada 5.7: Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar y Monitorear los Sistemas de Producción, Refinación, Transporte y Almacenamiento.	Producción nacional de derivados
3. Más sociedad, mejor Estado	8. Promover la transparencia y la corresponsabilidad para una nueva ética social.	8.2: Fortalecer la transparencia en la gestión de instituciones públicas y privadas y la lucha contra la corrupción, con mejor difusión y acceso a información pública de calidad, optimizando las políticas de rendición de cuentas y promoviendo la participación y el control social.	Mejorar los índices de percepción ciudadana sobre la corrupción en los sectores públicos y privados: mejorar el Índice de Transparencia Pública (Dimensión ciudadana) a 2021.	Lineamientos territoriales de acceso equitativo a infraestructura y conocimiento d. Impulso a la productividad y la competitividad 3.4 Desarrollar procesos de planificación especial en áreas de influencia de proyectos de trascendencia nacional y zonas económicas de desarrollo especial, con consulta previa, libre e informada, veeduría ciudadana y control social.	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.2 Incrementar la transparencia en el manejo de la empresa.	Porcentaje de cumplimiento de implementación del Sistema de Gestión Antisoborno-SGAS
2. Economía al servicio de la sociedad	4. Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización 5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada 5.7: Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.3 Implementar y fortalecer el modelo de Gestión Social a través del Programa de Relaciones Comunitarias para coadyuvar con el normal desarrollo y operatividad continua de las actividades de la Empresa.	Cumplimiento del Programa de Relaciones Comunitarias.
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.4 Optimización de la gestión energética	Consumo energético

PLAN NACIONAL DE DESARROLLO				PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL			
Eje	Objetivo Nacional	Política Pública	Meta Nacional	Estrategia Territorial Nacional Lineamientos	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.5 Gestión de producción más limpia	Reducción de emisiones al ambiente
1. Derechos para todos durante toda la vida	3. Garantizar los derechos de la naturaleza para las actuales y futuras generaciones.	3.4: Promover buenas prácticas que aporten a la reducción de la contaminación, la conservación, la mitigación y la adaptación a los efectos del cambio climático, e impulsar las mismas en el ámbito global.			7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.1 Reforzar la aplicación de las normas de seguridad industrial y salud ocupacional en las operaciones.	Índice de frecuencia de accidentes
1. Derechos para todos durante toda la vida	3. Garantizar los derechos de la naturaleza para las actuales y futuras generaciones.	3.4: Promover buenas prácticas que aporten a la reducción de la contaminación, la conservación, la mitigación y la adaptación a los efectos del cambio climático, e impulsar las mismas en el ámbito global.			7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.2 Minimizar el impacto ambiental de las actividades hidrocarbureras.	Cumplimiento del plan de manejo ambiental
1. Derechos para todos durante toda la vida	3. Garantizar los derechos de la naturaleza para las actuales y futuras generaciones.	3.4: Promover buenas prácticas que aporten a la reducción de la contaminación, la conservación, la mitigación y la adaptación a los efectos del cambio climático, e impulsar las mismas en el ámbito global.	Reducir y remediar las fuentes de contaminación de la industria hidrocarburetera, con aval de la autoridad ambiental a 2021.	Lineamientos territoriales para cohesión territorial con sustentabilidad ambiental y gestión de riesgos a. Reducción de inequidades sociales y territoriales a.7. Implementar sistemas de gestión integral de pasivos ambientales, desechos sólidos, descargas líquidas y emisiones atmosféricas, así como de desechos tóxicos y peligrosos (con énfasis en las zonas urbanas, industriales y de extracción de recursos naturales no renovables).	7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.3 Aplicar programas de restauración de áreas afectadas por fuentes de contaminación a fin de mejorar las condiciones ambientales de las zonas de influencia de la EP PETROECUADOR.	Número de fuentes de contaminación de la industria hidrocarburetera remediadas por EP PETROECUADOR
1. Derechos para todos durante toda la vida	3. Garantizar los derechos de la naturaleza para las actuales y futuras generaciones. 5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	3.4: Promover buenas prácticas que aporten a la reducción de la contaminación, la conservación, la mitigación y la adaptación a los efectos del cambio climático, e impulsar las mismas en el ámbito global. 5.7: Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social.			7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.4 Mejorar los sistemas de gestión seguridad, salud y ambiente en las operaciones de la empresa conforme los estándares ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018	Porcentaje de Cumplimiento del Sistema de Gestión.
2. Economía al servicio de la sociedad y 3. Más sociedad, mejor Estado	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria 8. Promover la transparencia y la corresponsabilidad para una nueva ética social.	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social. 8.2: Fortalecer la transparencia en la gestión de instituciones públicas y privadas y la lucha contra la corrupción, con mejor difusión y acceso a información pública de calidad, optimizando las políticas de rendición de cuentas y promoviendo la participación y el control social.			8. Incrementar el desarrollo del talento humano	8.1 Promover el desarrollo permanente del talento humano.	Empleados capacitados
2. Economía al servicio de la sociedad y 3. Más sociedad, mejor Estado	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria 8. Promover la transparencia y la corresponsabilidad para una nueva ética social.	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social. 8.2: Fortalecer la transparencia en la gestión de instituciones públicas y privadas y la lucha contra la corrupción, con mejor difusión y acceso a información pública de calidad, optimizando las políticas de rendición de cuentas y promoviendo la participación y el control social.			8. Incrementar el desarrollo del talento humano	8.2 Fortalecer el modelo de gestión del talento humano.	Nivel de inclusión de personal con discapacidad.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

Anexo 3

Nuestra Misión	Maximizar de manera sustentable el valor de los recursos energéticos para el beneficio de la sociedad ecuatoriana.							
Nuestra Visión	Ser la empresa referente a nivel regional que refuerza la seguridad, eficiencia y desempeño energético con criterios de transparencia, probidad y compromiso social.							
Perspectivas	Aprendizaje y Crecimiento		Procesos Internos			Clientes		Financiero
Objetivos Estratégicos	Incrementar el desarrollo del talento humano	Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	Incrementar las actividades de comercio internacional	Incrementar la eficiencia empresarial	Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	Mantener la sostenibilidad financiera
	Promover el desarrollo permanente del talento humano.	Reactivar la actividad exploratoria (estudios).	Ejecutar Cambios de zonas y ejecuciones duales por años	Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarburíferas.	Optimizar y Monitorar los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Reforzar la aplicación de las normas de seguridad industrial y salud ocupacional en las operaciones.	Gestionar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos..	Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados
	Fortalecer el modelo de gestión del talento humano.	Analizar la factibilidad de implementar Recuperación de mejora en los campos existentes.	Optimizar los esquemas de producción de los campos.		Incrementar el nivel de transparencia en el manejo de la empresa.	Minimizar el impacto ambiental de las actividades hidrocarburíferas.	Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.	Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa
Estrategias					Implementar y fortalecer el modelo de Gestión Social a través del Programa de Relaciones Comunitarias para coadyuvar con el normal desarrollo y operatividad continua de las actividades de la Empresa.	Aplicar programas de restauración de áreas afectadas por fuentes de contaminación a fin de mejorar las condiciones ambientales de las zonas de influencia de la EP PETROECUADOR.	Asegurar los niveles de inventarios de derivados.	Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.
					Optimización de la gestión energética	Mejorar los sistemas de gestión seguridad, salud y ambiente en las operaciones de la empresa conforme los estándares ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018		
					Gestión de producción más limpia			

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

Anexo 4

Indicadores Estratégicos.

Objetivo estratégico	Estrategias	Indicador	Tipo de indicador
1. Mantener la sostenibilidad financiera	1.1 Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados.	Ingresos por comercialización de crudo y derivados	Resultado
	1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.	1. Ejecución Presupuestaria de inversiones 2. Ejecución Presupuestaria de costos y gastos.	Resultado
	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	1. Costo total por barril de petróleo crudo. 2. Costo Operativo de transporte y almacenamiento de crudo por barril 3. Costo Operativo de transporte y almacenamiento de derivados por barril 4. Costo Operativo de Refinación de derivados por barril 5. Costo Operativo de comercialización interna de derivados por barril	Resultado
2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2.1 Reactivar la actividad exploratoria (estudios)	Ejecucion de estudios exploratorios	Impacto
	2.2 Analizar la factibilidad de implementar recuperación mejorada en los campos existentes.	Implementación de procesos recuperación mejorada	Impacto
3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	3.1 Ejecutar Cambios de zonas y ejecuciones duales por años	Producción de Gas Natural	Impacto
	3.2 Optimizar los esquemas de producción de los campos.	Producción de Petróleo	Resultado
4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.1 Gestionar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos.	Cobertura de la demanda nacional	Resultado
	4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.	1.Índice de disponibilidad de Plantas. 2. Disponibilidad de Poliductos	Resultado
	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.	1. Niveles de derivados (Stock seguridad) 2. Importación de derivados de Hidrocarburos	Resultado
5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarburíferas.	1. Porcentaje de exportaciones de Crudo Oriente y Napo 2. Porcentaje de exportaciones de productos derivados	Resultado

Objetivo estratégico	Estrategias	Indicador	Tipo de indicador
6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar y Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	1. Transporte de crudo SOTE 2. Transporte de derivados 3. Producción de derivados en refinerías 4. Carga de Crudo en refinerías 5. Producción Nacional de derivados	Resultado
	6.2 Incrementar el nivel de transparencia en el manejo de la empresa.	Porcentaje de cumplimiento de implementación del Sistema de Gestión Antisoborno-SGAS	Gestión
	6.3 Implementar y fortalecer el modelo de gestión social a través del Programa de Relaciones Comunitarias para coadyuvar con el normal desarrollo y operatividad continua de las actividades de la empresa.	Cumplimiento del Programa de Relaciones Comunitarias.	Gestión
	6.4 Optimización de la gestión energética	Consumo energético	Gestión
	6.5 Gestión de producción más limpia	Reducción de emisiones al ambiente	Gestión
7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.1 Reforzar la aplicación de las normas de seguridad industrial y salud ocupacional en las operaciones.	Índice de frecuencia de accidentes	Resultado
	7.2 Minimizar el impacto ambiental de las actividades hidrocarburíferas.	Cumplimiento del plan de manejo ambiental	Resultado
	7.3 Aplicar programas de restauración de áreas afectadas por fuentes de contaminación a fin de mejorar las condiciones ambientales de las zonas de influencia de la EP PETROECUADOR.	Número de fuentes de contaminación de la industria hidrocarburífera remediadas por EP PETROECUADOR	Resultado
	7.4 Mejorar los sistemas de gestión seguridad, salud y ambiente en las operaciones de la empresa conforme los estándares ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018	Porcentaje de Cumplimiento del Sistema de Gestión.	Gestión
8. Incrementar el desarrollo del talento humano	8.1 Promover el desarrollo permanente del talento humano.	Empleados capacitados	Gestión
	8.2 Fortalecer el modelo de gestión del talento humano.	Nivel de inclusión de personal con discapacidad.	Gestión

Nota: Los indicadores del Plan General de Negocios, Expansión e Inversión son los mismos que se encuentran en el Plan Estratégico, debido que por el giro del negocio y por depender del presupuesto del Estado no se puede considerar indicadores diferentes.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

Anexo 5

Línea Base y Metas.

PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL																						
Indicador	Fórmula Indicador	Frecuencia de medición	Configuración	Unidad de Medida	Línea base	Meta 2021			Meta 2022			Meta 2023			Meta 2024			Meta 2025			Comentario técnico/Justificación de la Propuesta del Indicador	Fuente (denominador)
						Semestre 1	Semestre 2	Total 2021	Semestre 1	Semestre 2	Total 2022	Semestre 1	Semestre 2	Total 2023	Semestre 1	Semestre 2	Total 2024	Semestre 1	Semestre 2	Total 2025		
Ingresos por comercialización de crudo y derivados	(Ingresos reales/ Ingresos programados)*100	Semestral	Discreto	Porcentaje	84%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Indicador 2020	Presupuesto aprobado Directorio
Ejecución Presupuestaria de inversiones	(Presupuesto ejecutado / Presupuesto programado)*100	Mensual	Continuo	Porcentaje	98%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Indicador 2020.	Sistema Contable EBS MINFIN-Directorio-Reprogramaciones Internas aprobadas por Gerencia General
Ejecución Presupuestaria de costos y gastos.	(Presupuesto ejecutado / Presupuesto programado)*100	Mensual	Continuo	Porcentaje	98%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Indicador 2020.	Sistema Contable EBS MINFIN-Directorio-Reprogramaciones Internas aprobadas por Gerencia General
Costo total por barril de petróleo crudo.	Costos y Gastos + Inversiones / Producción Real Total (Bbls) de petróleo	Mensual	Discreto	USD /Bls	16,78	19,16	19,16	19,16	23,08	23,08	23,08	23,04	23,04	23,04	21,47	21,47	21,47	18,09	18,09	18,09	Indicador 2020 PAM	Metas establecidas en el Directorio
Costo Operativo de transporte y almacenamiento de crudo por barril	Gastos totales de la Gerencia de Transporte+gastos de soporte administrativo/Barriles transportados de crudo	Mensual	Discreto	USD /Bls	0,90	1,07	1,07	1,07	1,26	1,26	1,26	1,29	1,29	1,29	1,43	1,43	1,43	1,38	1,38	1,38	Indicador 2020. Los costos se calculan en base al presupuesto y a los volúmenes de crudo, el presupuesto del año 2020 fue atípico por efecto de la pandemia COVID-19. Para la normal operación de la empresa en los siguientes años; se hace necesario incrementar el presupuesto lo que implicará un aumento de los costos operativos.	Metas establecidas en el Directorio
Costo Operativo de transporte y almacenamiento de derivados por barril	Gastos totales de la Gerencia de Transporte+gastos de soporte administrativo/Barriles transportados derivados	Mensual	Discreto	USD /Bls	2,33	3,17	3,17	3,17	3,51	3,51	3,51	3,30	3,30	3,30	3,32	3,32	3,32	3,20	3,20	3,20	Indicador 2020. Los costos se calculan en base al presupuesto y a los volúmenes de derivados, el presupuesto del año 2020 fue atípico por efecto de la pandemia COVID-19. Para la normal operación de la empresa en los siguientes años; se hace necesario incrementar el presupuesto lo que implicará un aumento de los costos operativos.	Metas establecidas en el Directorio
Costo Operativo de Refinación de derivados por barril	Gastos totales de la Gerencia de Refinación+gastos de soporte administrativo/Barriles derivados refinados	Mensual	Discreto	USD /Bls	7,28	7,33	7,33	7,33	5,71	5,71	5,71	5,57	5,57	5,57	5,08	5,08	5,08	5,06	5,06	5,06	Indicador 2020.	Metas establecidas en el Directorio
Costo Operativo de comercialización interna de derivados por barril	Gastos totales de la Gerencia de Comercialización Nacional Interna+gastos de soporte administrativo/Barriles comercializados.	Mensual	Discreto	USD /Bls	2,61	3,46	3,46	3,46	3,58	3,58	3,58	3,44	3,44	3,44	2,92	2,92	2,92	3,08	3,08	3,08	Indicador 2020.	Metas establecidas en el Directorio
Ejecución de estudios exploratorios	1. (Número de estudios de prospectividad / Número de estudios programados) * 100	Semestral	Continuo	Porcentaje		43,8%	43,8%	87,5%	43,8%	43,8%	87,5%	43,8%	43,8%	87,5%	43,8%	43,8%	87,5%	43,8%	43,8%	87,5%	Indicador Nuevo Se programa realizar 8 estudios, cada estudio corresponde 12,5% y por seguridad se establece en el año 87,5% debido a los recortes presupuestarios del MINFIN y prioridades del presupuesto por parte las autoridades.	Metas establecidas en el Directorio
Implementación de procesos recuperación mejorada	(Número de procesos de recuperación secundaria-mejorada-efectuadas/ Número de procesos de recuperación secundaria-mejorada-programadas) * 100	Semestral	Continuo	Porcentaje		42,9%	42,9%	85,7%	42,9%	42,9%	85,7%	42,9%	42,9%	85,7%	42,9%	42,9%	85,7%	42,9%	42,9%	85,7%	Indicador Nuevo Se programa realizar 7 procesos, cada proceso corresponde 14,3% y por seguridad se establece en el año 85,7% debido a los recortes presupuestarios del MINFIN y prioridades del presupuesto por parte las autoridades.	Metas establecidas en el Directorio
Producción de Gas Natural	(Producción de Gas Natural real / Producción de Gas Natural programada) * 100	Mensual	Continuo	Porcentaje	1,6 MMbbls	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Indicador 2020 PAM. Cambia unidad de medida de volumen a porcentaje y la meta se establece en base a la declinación natural de producción y tomando en cuenta que no se tiene previsto inversiones.	Metas tomadas de Estimados-Directorio
				Barriles		800.165	732.395	1.532.560	670.027	622.927	1.292.954	560.737	522.021	1.082.758	430.403	376.502	806.905	337.410	312.558	649.968		

PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL																						
Indicador	Fórmula Indicador	Frecuencia de medición	Configuración	Unidad de Medida	Línea base	Meta 2021			Meta 2022			Meta 2023			Meta 2024			Meta 2025			Comentario técnico (Justificación de la Propuesta del Indicador)	Fuente (denominador)
						Semestre 1	Semestre 2	Total 2021	Semestre 1	Semestre 2	Total 2022	Semestre 1	Semestre 2	Total 2023	Semestre 1	Semestre 2	Total 2024	Semestre 1	Semestre 2	Total 2025		
Producción de Petróleo	(Producción de Petróleo Crudo real / Producción de Petróleo programada) * 100	Mensual	Continuo	Porcentaje	139.65 MMbbls	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Indicador 2020 PAM Cambia unidad de medida de volumen a porcentaje. Las metas consideran el presupuesto 2021 aprobados; la producción de los años siguientes depende de el presupuesto asignado en la Proforma General del Estado. El indicador se refiere a la producción de crudo en campos.	Metas tomadas de Estimados-Directorío	
				Barriles		72.297.054	72.740.305	145.037.359	73.175.759	76.853.396	150.029.155	76.839.054	78.886.916	155.725.970	77.695.075	78.600.177	156.295.252	78.213.326	80.140.274			158.353.600
Cobertura de la demanda nacional	(Volumen de demanda atendida/ Volumen de demanda Programada)*100	Mensual	Continuo	Porcentaje	81%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	Indicador 2020 Cambia unidad de medida de volumen a porcentaje. La meta 2021 es de 95% debido al cumplimiento 2020 de 90.84%, y a que las proyecciones realizadas se basan en supuestos y son susceptibles de variaciones en el corto y mediano plazo debido a diversos factores que inciden en el comportamiento de la demanda como: La situación de emergencia actual, política de precios, subsidios, dependencia de escenarios hidrológicos en el sector eléctrico (CENACE), precios y marcadores internacionales para el sector naviero; así como también imprevistos y situaciones no programadas en Refinerías, Terminales y Depósitos, entre otros.	Metas tomadas de Estimados-Directorío	
Índice de disponibilidad de Plantas.	(Disponibilidad efectiva / Disponibilidad programada) * 100	Mensual	Discreto	Porcentaje	82%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	Indicador 2020. La operación de los centros de refinación a nivel nacional, pueden verse afectados directamente en su contabilidad mecánica por problemas externos ajenos al control y operación normal de la EP PETREOCUADOR, problemas que pueden acarrear daños catastróficos en equipos estáticos y dinámicos, disminuyendo la disponibilidad efectiva de operación. Como por ejemplo, las salidas abruptas del Sistema Nacional Interconectado (SNI).	Gerencia de Refinación - Subgerencia de Operaciones - Superintendencias de Refinería Esmeraldas, Refinería La Libertad, Refinería Shushufindi	
Disponibilidad de Poliductos	Horas operación efectivas mensuales) / (horas operación efectivas mensuales + horas paralización causas internas	Mensual	Discreto	Porcentaje		93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	Indicador Nuevo El mayor tiempo de paralización aceptado en el mes, es el definido para ejecutar un operativo de cambio de tramos de mantenimiento de línea. Esto es 48 horas.	Reportes de Intendencias de poliductos	
Niveles de derivados (Stock seguridad)	(Stock promedio mensual/ demanda promedio mensual)	Mensual	Discreto	Días	2083%	9,50	9,50	9,5	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	7,3	7,3	7,3	6,6	6,6	Indicador 2020 El sobrecumplimiento del año 2020 y parte del año 2021 obedece directamente al comportamiento de la demanda, la cual ha tenido variaciones significativas por efecto de la pandemia COVID-19, lo que ha provocado altos niveles de stock. Con el objetivo de garantizar el normal abastecimiento de combustibles se procura mantener altos niveles de almacenamiento para afrontar inconvenientes como mal tiempo, retrasos en el arribo de combustible importado, etc.	Reportes diarios de existencias diarias en refinerías, terminales, evaluación de despacho	
Importación de derivados de Hidrocarburos	(volumen importados de derivados/volumen importados de derivados programados)*100	Mensual	Continuo	Porcentaje	89%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	Indicador 2020. Cambia unidad de medida de volumen a porcentaje Los requerimiento de importaciones de combustibles se calculan anualmente basados en supuestos de operación de refinerías y proyecciones de demanda de combustibles, los cuales tendrá variaciones y se ajustarán en función de las necesidades de la EP PETREOCUADOR para garantizar el normal abastecimiento de combustibles a nivel nacional, además están sujetas a los riesgos propios del transporte de combustibles vía marítima	Metas tomadas de Estimados-Directorío	

PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL

Indicador	Fórmula Indicador	Frecuencia de medición	Configuración	Unidad de Medida	Línea base	Meta 2021			Meta 2022			Meta 2023			Meta 2024			Meta 2025			Comentario técnico(Justificación de la Propuesta del Indicador)	Fuente (denominador)
						Semestre 1	Semestre 2	Total 2021	Semestre 1	Semestre 2	Total 2022	Semestre 1	Semestre 2	Total 2023	Semestre 1	Semestre 2	Total 2024	Semestre 1	Semestre 2	Total 2025		
						Porcentaje de exportaciones de Crudo Oriente y Napo	(Volumen de ventas de hidrocarburos real / Volumen de ventas de hidrocarburos programado operativa) * 100	Mensual	Discreto	Porcentaje	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%		
Porcentaje de exportaciones de productos derivados	(Volumen de ventas de derivados / Volumen de ventas de derivados programado operativa) * 100	Mensual	Discreto	Porcentaje	71%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	Indicador 2020, cambia unidad de medida de volumen a porcentaje y la fuente de las metas. De acuerdo a los términos contractuales de cada uno de los contratos vigentes de compras-venta de hidrocarburos existe una variación volumétrica del +/- 5% y 10% a opción de EP PETROECUADOR, situación que se considera en base a la disponibilidad de stock de crudo y derivados en los terminales marítimos.	Actas mensuales y requerimientos de la Jefatura Corporativa de Programación y Coordinación Operativa. Antes se tomaba de Estimados	
Transporte de crudo SOTE	(Volumen de crudo transportado / Volumen recibido) x 100	Mensual	Continuo	Porcentaje	102%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	Indicador 2020, unidad de medida en porcentaje a partir del año mencionado. La meta 98% se aplica debido a la segregación y transporte de crudo en tres calidades que obliga a mantener niveles mínimos operativos de crudo en tanques de Lago Agrio.	Informe mensual de operaciones	
Transporte de derivados	(Total de volúmenes transportados por poliductos / Total de volúmenes transportados por poliductos programados)*100	Mensual	Continuo	Porcentaje	82%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	Indicador 2020 Cambia unidad de medida de volumen a porcentaje Depende de condiciones externas de mercado, condiciones meteorológicas, disponibilidad de Producto, etc.	Metas tomadas de Directorio-POA	
Producción de derivados en refinерías	(Producción de derivados producidos en refinерías / Producción de derivados producidos en refinерías programada) * 100	Mensual	Continuo	Porcentaje	72%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	Indicador 2020 Cambia unidad de medida de volumen a porcentaje La producción de derivados producidos en los centros de refinación del país es directamente proporcional a agentes externos no controlados por la EP PETROECUADOR, como por ejemplo la disminución de carga de una unidad por un alto stock de un producto hidrocarbúrico por una baja demanda (pandemia) o por problemas en los amarres de los buques (clima), o entre otros inconvenientes.	Metas tomadas de Directorio-POA	
Carga de Crudo en refinерías	(Carga procesada /Carga programada) *100	Mensual	Continuo	Porcentaje	73%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	Indicador 2020 Cambia unidad de medida de volumen a porcentaje La producción de derivados producidos en los centros de refinación del país es directamente proporcional a agentes externos no controlados por la EP PETROECUADOR, como por ejemplo la disminución de carga de una unidad por un alto stock de un producto hidrocarbúrico por una baja demanda (pandemia) o por problemas en los amarres de los buques (clima), o entre otros inconvenientes.	Metas tomadas de Estimados-Directorío	
Producción nacional de derivados	(Producción nacional de derivados / Producción nacional de derivados programada) * 100	Mensual	Continuo	Porcentaje	73%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	Indicador 2020, Cambia unidad de medida de volumen a porcentaje La producción nacional de derivados puede variar en función de la operatividad de los centros de refinación, retrasos en los arribos de las importaciones por mal tiempo; incumplimiento de parámetros de calidad; problemas en el transporte de combustibles vía marítima y otros.	Estimados-Directorío-POA	
Porcentaje de cumplimiento de implementación del Sistema de Gestión Antisoborno-SGAS	(Actividades ejecutadas de implementación del Sistema de Gestión Antisoborno-SGAS/Actividades programadas de implementación del Sistema de Gestión Antisoborno-SGAS)*100.	Semestral	Continuo	Porcentaje		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Indicador Nuevo Incorporación de procesos a la gestión certificada.	Metas establecidas en cronograma de trabajo con 22 actividades	

PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL																							
Indicador	Fórmula Indicador	Frecuencia de medición	Configuración	Unidad de Medida	Línea base	Meta 2021			Meta 2022			Meta 2023			Meta 2024			Meta 2025			Comentario técnico/Justificación de la Propuesta del Indicador	Fuente (denominador)	
						Semestre 1	Semestre 2	Total 2021	Semestre 1	Semestre 2	Total 2022	Semestre 1	Semestre 2	Total 2023	Semestre 1	Semestre 2	Total 2024	Semestre 1	Semestre 2	Total 2025			
Cumplimiento del Programa de Relaciones Comunitarias.	(Número de actividades realizadas/número de actividades previstas)*100	Semestral	Discreto	Porcentaje		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Asignación de recursos de carácter (financieros y humanos). Revisión, aprobación y publicación de normativa interna para la aplicación continua de las actividades. Incorporación de criterios de transparencia. Identificación y aplicación de normativa externa. Certificación Internacional del modelo de Gestión.	Programa de Relaciones Comunitarias Se planifica realizar durante el año 2021, 40 actividades del Programa de Relaciones Comunitarias	
Consumo energético	Kilovatios / Barriles de fluido por día	Mensual	Discreto	kW/ BFPD		0,1309	0,1309	0,1309	0,1305	0,1305	0,1305	0,1301	0,1301	0,1301	0,1297	0,1297	0,1297	0,1293	0,1293	0,1293	Dentro de las metas se ha considerado una reducción del 0.3% con respecto al año anterior del indicador de intensidad energética mediante mejoras en la administración de la carga de la Gerencia de Exploración y Producción.	Reportes del área de mantenimiento de la Gerencia de Exploración y Producción	
Reducción de emisiones al ambiente	Toneladas de CO2 emitidas	Semestral	Continuo	Toneladas	0,25 MM Ton.	133.981	162.720	296.701	199.296	204.493	403.790	212.417	251.564	463.981	335.475	333.647	669.123	686.385	686.385	1.372.770	Indicador Nuevo Las metas se establecen en función del ingreso de facilidades que usen gas asociado como combustible y/o mediante la interconexión con el Sistema Nacional (generando emisiones evitadas por el desplazamiento de combustibles líquidos en el Sistema Eléctrico Petrolero). Por lo cual se atan al cumplimiento de los portafolios de proyectos del Departamento de Soluciones Energéticas. Por lo anterior se estima la energía que estas facilidades (generación a gas y/o interconexión al SN) aportarán en ese año y con ello las consecuentes emisiones evitadas.	Directorio	
Índice de frecuencia de accidentes	(No. accidentes registrables*200.000)/ Horas Hombre trabajadas	Mensual	Discreto	Número		≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	Indicador Nuevo El cálculo de la metas se estableció en base al histórico de ambas empresas. El reporte de horas-hombre trabajadas se calcula en base al número de trabajadores del sitio por cada departamento por el número días laborados en el mes	Reportes de horas hombre trabajadas de PEC	
Cumplimiento del plan de manejo ambiental	(#Actividades ejecutadas PMA / # Total de Actividades Planificadas para el PMA) * 100	Mensual	Continuo	Porcentaje		35,85%	100%	100%	33%	100%	100%	33%	100%	100%	33%	100%	100%	33%	100%	100%	Indicador Nuevo	Aplicativo Planes Manejo Ambiental de PEC	
Número de fuentes de contaminación de la industria hidrocarburifera remediadas por EP PETROECUADOR	Sumatoria de fuentes de contaminación (fosas, piscinas y/o derrames) de la industria hidrocarburifera eliminadas	Semestral	Continuo	Número		9	27	48	75	43	80	123	48	76	124	50	79	129	50	80	130	Indicador 2020	
Porcentaje de Cumplimiento del Sistema de Gestión.	(Acciones correctivas gestionadas / acciones correctivas previstas dentro del periodo de gestión) *100	Trimestral	Discreto	Porcentaje		≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	Indicador Nuevo Del análisis de comportamiento histórico del indicador en exploración y producción, se considero establecer la meta sobre el 90%, considerando el tiempo requerido para adaptar la gestión de planes de acción para toda la empresa. El dato del denominador será tomado del aplicativo informático denominado sistema de gestión de hallazgos que administra Petroecuador en la intranet y que forma parte de la normativa interna de SSA	El dato del denominador será tomado del aplicativo informático denominado sistema de gestión de hallazgos que administra Petroecuador en la intranet y que forma parte de la normativa interna de SSA.	
Empleados capacitados	(Número de empleados capacitados / Número total de empleados que constan en el plan de formación y capacitación institucional) * 100	Trimestral	Continuo	Porcentaje	106%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Indicador 2020	Plan de formación y capacitación institucional	
Nivel de inclusión de personal con discapacidad.	(No de trabajadores con discapacidades/ No total de trabajadores en la Empresa)	Trimestral	Discreto	Porcentaje		4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	Indicador Nuevo La Ley orgánica del Servidor Público (LOSEP) en su artículo 3 considera que la institución que cuente con mas de 25 servidores estan en la obligación de contratar o nombrar personas con discapacidad hasta un 4% del total de sus trabajadores.	La Ley orgánica del Servidor Público (LOSEP) en su artículo 3 considera que la institución que cuente con mas de 25 servidores estan en la obligación de contratar o nombrar personas con discapacidad hasta un 4% del total de sus trabajadores.	

Nota: Los indicadores del Plan General de Negocios, Expansión e Inversión son los mismos que se encuentran en el Plan Estratégico, debido que por el giro del negocio y por depender del presupuesto del Estado no se puede considerar indicadores diferentes. La evaluación y seguimiento de los indicadores se analizará en la herramienta GPR y se complementa con los informes de gestión trimestrales

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

Anexo 6

Desglose de metas.

METAS SEMESTRALES																			
Indicador	Fórmula Indicador	Frecuencia de medición	Unidad de Medida	Línea base	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	I SEMESTRE	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	II SEMESTRE	TOTAL 2021
Ingresos por comercialización de crudo y derivados	(Ingresos reales/ Ingresos programados)*100	Semestral	Porcentaje	84%	5.719.459.764						5.719.459.764	4.233.431.358						4.233.431.358	9.952.891.123
Ejecución Presupuestaria de inversiones	(Presupuesto ejecutado / Presupuesto programado)*100	Mensual	Porcentaje	98%	86.133.822	111.059.332	113.408.472	110.873.863	109.920.964	123.279.375	654.675.829	108.930.096	116.725.583	119.745.313	131.992.228	154.926.488	566.864.634	1.199.184.343	1.853.860.172
Ejecución Presupuestaria de costos y gastos.	(Presupuesto ejecutado / Presupuesto programado)*100	Mensual	Porcentaje	98%	110.329.550	145.888.618	144.338.600	152.185.093	134.103.453	143.492.919	830.338.233	129.115.872	123.800.759	132.696.227	142.753.873	174.702.931	215.472.882	918.542.543	1.748.880.776
Costos total por barril de petróleo crudo.	Costos y Gastos + Inversiones + Pago de Deuda / Producción Real Total (Bbbs) de petróleo	Mensual	USD /Bls	16,78							N/A							N/A	N/A
Costo Operativo de transporte y almacenamiento de crudo por barril	Gastos totales de la Gerencia de Transporte+gastos de soporte administrativo/Barriles transportados de crudo	Mensual	USD /Bls	0,90							N/A							N/A	N/A
Costo Operativo de transporte y almacenamiento de derivados por barril	Gastos totales de la Gerencia de Transporte+gastos de soporte administrativo/Barriles transportados derivados	Mensual	USD /Bls	2,33							N/A							N/A	N/A
Costo Operativo de Refinación de derivados por barril	Gastos totales de la Gerencia de Refinación+gastos de soporte administrativo/Barriles derivados refinados	Mensual	USD /Bls	7,28							N/A							N/A	N/A
Costo Operativo de comercialización interna de derivados por barril	Gastos totales de la Gerencia de Comercialización Nacional Interna+gastos de soporte administrativo/Barriles comercializados.	Mensual	USD /Bls	2,61							N/A							N/A	N/A
Ejecucion de estudios exploratorios	1. (Número de estudios de prospectividad / Número de estudios programados) * 100	Semestral	Porcentaje		4						4	4						4	8
Implementación de procesos recuperación mejorada	(Número de procesos de recuperación secundaria-mejorada-efectuadas/ Número de procesos de recuperación secundaria-mejorada-programadas) * 100	Semestral	Porcentaje		3						3	4						4	7
Producción de Gas Natural	(Producción de Gas Natural real / Producción de Gas Natural programada) * 100	Mensual	Porcentaje	1,6 MMbbs	140.159	126.974	138.514	132.038	134.386	128.094	800.165	128.198	126.212	120.280	122.388	116.635	118.684	732.395	1.532.560
Producción de Petróleo	(Producción de Petróleo Crudo real / Producción de Petróleo programada) * 100	Mensual	Porcentaje	139,65 MMbbs	12.588.604	11.122.384	12.314.967	11.931.030	12.373.309	11.966.760	72.297.054	12.173.731	12.188.673	11.846.820	12.269.273	11.890.080	12.371.728	72.740.305	145.037.359
Cobertura de la demanda nacional	(Volumen de demanda atendida/ Volumen de demanda Programada)*100	Mensual	Porcentaje	80,84%	6.871.658	6.617.604	7.095.974	6.979.505	7.309.921	7.305.845	42.180.507	8.292.093	8.083.945	7.972.646	8.266.494	8.020.475	8.269.087	48.904.739	91.085.246
Índice de disponibilidad de Plantas.	(Disponibilidad efectiva / Disponibilidad programada) * 100	Mensual	Porcentaje	82%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%
Disponibilidad de Poliductos	Horas operación efectivas mensuales/ (horas operación efectivas mensuales + horas paralización causas internas	Mensual	Porcentaje		93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%
Niveles de derivados (Stock seguridad)	(Stock promedio mensual/ demanda promedio mensual)	Mensual	Días	21							N/A								
Importación de derivados de Hidrocarburos	((volumenes importados de derivados/volumenes importados de derivados programados)* 100	Mensual	Porcentaje	89%	4.441.291	4.166.374	4.493.635	4.053.376	4.418.998	4.422.391	25.996.065	4.440.178	5.019.740	4.696.777	4.746.527	4.592.268	4.711.695	28.207.186	54.203.251
Porcentaje de exportaciones de Crudo Oriente y Napo	(Volumen de ventas de hidrocarburos real / Volumen de ventas de hidrocarburos programado operativa) * 100	Mensual	Porcentaje	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%

METAS SEMESTRALES																			
Indicador	Fórmula Indicador	Frecuencia de medición	Unidad de Medida	Línea base	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	I SEMESTRE	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	II SEMESTRE	TOTAL 2021
Porcentaje de exportaciones de productos derivados	(Volumen de ventas de derivados / Volumen de ventas de derivados programado operativa) * 100	Mensual	Porcentaje	71%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%
Transporte de crudo SOTE	(Volumen de crudo transportado / Volumen recibido) x 100	Mensual	Porcentaje	102%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Transporte de derivados	(Total de volúmenes transportados por poliductos) / Total de volúmenes transportados por poliductos programados * 100	Mensual	Porcentaje	82%	7.592.504	6.666.201	7.345.762	7.501.704	7.610.915	7.372.871	44.089.955	7.756.327	7.848.942	7.673.459	7.752.495	7.556.335	8.089.794	46.677.353	90.767.308
Producción de derivados en refinerías	(Producción de derivados producidos en refinerías / Producción de derivados producidos en refinerías programada) * 100	Mensual	Porcentaje	72%	5.261.898	4.301.248	4.596.224	5.754.755	5.966.925	5.847.072	31.728.123	5.889.517	5.941.319	5.846.768	6.106.441	5.908.651	6.104.071	35.796.767	67.524.890
Carga de Crudo en refinerías	(Carga procesada / Carga programada) * 100	Mensual	Porcentaje	73%	4.569.680	3.612.440	3.692.980	5.051.400	5.219.780	5.051.400	27.197.680	5.092.801	5.235.900	5.067.000	5.235.900	5.067.000	5.226.590	30.925.191	58.122.871
Producción nacional de derivados	(Producción nacional de derivados / Producción nacional de derivados programada) * 100	Mensual	Porcentaje	73%	5.983.962	5.139.397	5.512.141	6.458.575	6.756.348	6.586.966	36.417.390	6.743.535	6.789.392	6.688.110	6.991.507	6.768.308	7.012.682	40.993.533	77.410.924
Porcentaje de cumplimiento de implementación del Sistema de Gestión Antisoborno-SGAS	(Actividades ejecutadas de implementación del Sistema de Gestión Antisoborno-SGAS/Actividades programadas de implementación del Sistema de Gestión Antisoborno-SGAS)*100.	Semestral	Porcentaje					4			4				18			18	22
Cumplimiento del Programa de Relaciones Comunitarias.	(Número de actividades realizadas/número de actividades previstas)*100	Semestral	Porcentaje					20			20				20			20	40
Consumo energético	Kilovatios / Barriles de fluido por día	Mensual	kW/BFPD		0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309
Reducción de emisiones al ambiente	Toneladas de CO2 emitidas	Semestral	Toneladas	0,25 MM Ton.							133.981							162.720	296.701
Índice de frecuencia de accidentes	(No. accidentes registrables*200.000)/ Horas Hombre trabajadas	Mensual	Número		≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55
Cumplimiento del plan de manejo ambiental	(#Actividades ejecutadas PMA/# Total de Actividades Planificadas para el PMA) * 100	Mensual	Porcentaje		3,23%	8,61%	14,70%	19,34%	25,66%	35,85%	35,85%	42,95%	48,94%	54,79%	63,30%	77,40%	100,00%	100,00%	100,00%
Número de fuentes de contaminación de la industria hidrocarbúrfica remediadas por EP PETROECUADOR	Sumatoria de fuentes de contaminación (fosas, piscinas y/o derrames) de la industria hidrocarbúrfica eliminadas	Semestral	Número	9				27			27				48			48	75
Porcentaje de Cumplimiento del Sistema de Gestión.	(Acciones correctivas gestionadas / acciones correctivas previstas dentro del período de gestión) * 100	Trimestral	Porcentaje			≥ 90%				≥ 90%	≥ 90%		≥ 90%			≥ 90%		≥ 90%	≥ 90%
Empleados capacitados	(Número de empleados capacitados / Número total de empleados que constan en el plan de formación y capacitación institucional) * 100	Trimestral	Porcentaje	106%			22.662			18.309	40.971			6.997			21.726	28.723	69.694
Nivel de inclusión de personal con discapacidad.	(Nro de trabajadores con discapacidades/ Nro total de trabajadores en la Empresa)	Trimestral	Porcentaje			4%				4%	4%		4%			4%		4%	4%

Notas: - Los indicadores del Plan General de Negocios, Expansión e Inversión son los mismos que se encuentran en el Plan Estratégico, debido que por el giro del negocio y por depender del presupuesto del Estado no se puede considerar indicadores diferentes. La evaluación y seguimiento de los indicadores se analizará en la herramienta GPR y se complementa con los informes de gestión trimestrales.
- Las metas consideradas para el periodo enero – junio 2021 son las oficializadas en los Estimados Hidrocarbúrficos Cuarta Actualización con oficio Nro. MERNNR-VH-2021-0168-OF de 30 de marzo de 2021, y para el período julio– diciembre 2021 los Estimados Hidrocarbúrficos Sexta Actualización oficializados con oficio Nro. MERNNR-VH-2021-0461-OF de 13 de agosto de 2021; conforme a los acuerdos y compromisos interinstitucionales del acta de revisión de los Estimados Quinta Actualización del 10 de junio 2021 remitida mediante oficio Nro. PETRO-PCO-2021-0047-O de 24 de junio de 2021.
- Las metas consideradas en este ANEXO serán las establecidas en la última actualización de los Estimados Hidrocarbúrficos y/o las reprogramaciones autorizadas por el Gerente General.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

6 REFERENCIAS

- Banco Central del Ecuador. (29 de Marzo de 2019). *Banco Central del Ecuador*. Obtenido de <https://www.bce.fin.ec/index.php/boletines-de-prensa-archivo/item/1158-la-economia-ecuatoriana-crecio-14-en-2018>
- El telégrafo. (12 de Abril de 2020). *El telégrafo*. Recuperado el Diciembre de 2020, de https://www.eltelegrafo.com.ec/noticias/economia/4/la-economia-del-ecuador-se-contrajo-1-5-en-2016?__cf_chl_jschl_tk__=ff6465d9a29ba88644ec20bcaa21cecaf365dec2-1608047548-0-AQZGqmtSDoBUlsB1-oVfnGNRWEWoBmGuW22nSlS8FqyOFh-57aSnrps8gpJ5tliQdfi0xs0UuBOusmLVEB
- EP PETROECUADOR. (2020). *EP PETROECUADOR*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/?p=5254>
- EP PETROECUADOR. (2020). *Plan Estratégico Empresarial 2018-2021*. Ecuador.
- PACHECO, M. (8 de Julio de 2020). *El Comercio*. Obtenido de <https://www.elcomercio.com/actualidad/aumento-demanda-combustibles-ecuador-covid19.html>
- PETROAMAZONAS EP. (2020). *Plan Estratégico Empresarial 2017-2021*. Ecuador.
- Portafolio . (30 de Marzo de 2018). *Portafolio* . Obtenido de <https://www.portafolio.co/internacional/crecimiento-economia-de-ecuador-en-2017-515670>

Guía para la presentación de programas y proyectos de inversión pública



ESTRUCTURA GENERAL PARA LA PRESENTACIÓN DE PROGRAMAS Y PROYECTOS DE INVERSIÓN

1. DATOS INICIALES DEL PROYECTO

- 1.1. Tipo de solicitud de dictamen
- 1.2. Nombre Proyecto
- 1.3. Entidad (UDAF)
- 1.4. Entidad operativa desconcentrada (EOD)
- 1.5. Gabinete Sectorial
- 1.6. Sector, subsector y tipo de inversión ¹
- 1.7. Plazo de ejecución
- 1.8. Monto total

2. DIAGNÓSTICO Y PROBLEMA

- 2.1. Descripción de la situación actual del sector, área o zona de intervención y de influencia por el desarrollo del proyecto
- 2.2. Identificación, descripción y diagnóstico del problema
- 2.3. Línea base del proyecto
- 2.4. Análisis de oferta y demanda
- 2.5. Identificación y caracterización de la población objetivo
- 2.6. Ubicación geográfica e impacto territorial

3. ARTICULACIÓN CON LA PLANIFICACIÓN

- 3.1. Alineación objetivo estratégico institucional
- 3.2. Contribución del proyecto a la meta del Plan Nacional de Desarrollo alineada al indicador del objetivo estratégico institucional

4. MATRIZ DE MARCO LÓGICO

- 4.1. Objetivo general y objetivos específicos
- 4.2. Indicadores de resultado
- 4.3. Marco Lógico
 - 4.3.1 Anualización de las metas de los indicadores del propósito

¹ De acuerdo a los anexos N° 1 y 2.

5. ANALISIS INTEGRAL

5.1. Viabilidad técnica

5.1.1. Descripción de la Ingeniería del Proyecto

5.1.2. Especificaciones técnicas

5.2. Viabilidad financiera fiscal

5.2.1. Metodologías utilizadas para el cálculo de la inversión total, costos de operación y mantenimiento e ingresos.

5.2.2. Identificación y valoración de la inversión total, costos de operación y mantenimiento e ingresos.

5.2.3. Flujo financiero fiscal

5.2.4. Indicadores financieros fiscales

5.3. Viabilidad económica

5.3.1. Metodologías utilizadas para el cálculo de la inversión total, costos de operación y mantenimiento, ingresos y beneficios.

5.3.2. Identificación y valoración de la inversión total, costos de operación y mantenimiento, ingresos y beneficios.

5.3.3. Flujo económico

5.3.4. Indicadores económicos

5.4. Viabilidad ambiental y sostenibilidad social

5.4.1. Análisis de impacto ambiental y riesgos

5.4.2. Sostenibilidad social

6. FINANCIAMIENTO Y PRESUPUESTO

7. ESTRATEGIA DE EJECUCIÓN ²

7.1. Estructura operativa

7.2. Arreglos institucionales y modalidad de ejecución

7.3. Cronograma valorado por componentes y actividades

7.4. Demanda pública nacional plurianual

7.4.1. Determinación de la demanda pública nacional plurianual

8. ESTRATEGIA DE SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN

8.1. Seguimiento a la ejecución

² Para programas y/o proyectos que por sus dimensiones requieran reglamentos operativos, éstos se deberán adjuntar en esta sección.



- 8.2. Evaluación de resultados e impactos
- 8.3. Actualización de línea base ³

9. ANEXOS

- 9.1. Autorizaciones ambientales otorgadas por el Ministerio del Ambiente y otros según corresponda.
- 9.2. Certificaciones técnicas, costos, disponibilidad de financiamiento y otras.

³ En caso de que amerite una evaluación de impacto, se realizará un levantamiento de línea base. Este numeral no es un requisito para la presentación del documento del proyecto.

GUÍA GENERAL PARA LA PRESENTACIÓN DE PROGRAMAS Y PROYECTOS DE INVERSIÓN

La presente Guía tiene por objeto orientar a las entidades del sector público en la preparación del documento del programa y proyecto, que deberán presentar a la Secretaría Técnica de Planificación “Planifica Ecuador”, para la priorización de programas y proyectos⁴. Los proyectos de inversión a ser elaborados en el formato “Planifica Ecuador”, deben estar al menos a nivel de factibilidad. Les corresponde a los ejecutores desarrollar los procesos de preinversión necesarios a través de la entidad competente.

Los proyectos de inversión pública deben cumplir con las **Normas de control interno para las entidades, organismos del sector público y personas jurídicas de derecho privado que dispongan de recursos públicos**, emitidas por la Contraloría General del Estado, mediante Acuerdo N° 039-CG, publicado en el Suplemento del Registro Oficial N° 87 de 14 de diciembre de 2009.

De acuerdo a lo establecido en el numeral 408-02 de las Normas anteriormente citadas, en referencia a Estudios de pre inversión de los proyectos, se indica que todos los proyectos de infraestructura y de obra pública deben estar respaldados por los estudios de preinversión, estos deberán contener por lo menos, lo establecido en la Guía para la formulación de estudios de preinversión: términos de referencia para la elaboración de estudios de preinversión y estudios terminados.

1. DATOS INICIALES DEL PROYECTO

1.1 Tipo de solicitud de dictamen:

Las entidades y organismos del sector público que forman parte del Presupuesto General del Estado deberán solicitar a la Secretaría Técnica de Planificación “Planifica Ecuador”, el dictamen de prioridad de estudios y programas y proyectos de inversión, o los dictámenes de aprobación cuando estos sean financiados con recursos de cooperación internacional. Los dictámenes serán:

- a) Dictamen de prioridad y dictamen de aprobación: Este proceso se aplica para estudios, programas, proyectos y estudios nuevos.
- b) Actualización de la prioridad y actualización de la aprobación: Este proceso se aplica para programas y proyectos que fueron priorizados o aprobados anteriormente, pero que actualmente presenten una o más de las siguientes condiciones:
 - El monto global inicial de la inversión se incrementa o disminuye en un porcentaje mayor al 15% del presupuesto o en un monto superior a US\$400.000.
 - Se incluyen actividades adicionales que afecten el monto total del proyecto en el porcentaje o monto previstos en el inciso anterior.

⁴ No se priorizarán proyectos de fortalecimiento institucional que no detallen específicamente su finalidad.

- Cuando se cambian los objetivos específicos (componentes) y/o metas del programa o proyecto.
- Se incluyen componentes adicionales o se suprimen componentes existentes.

Todo programa o proyecto de inversión pública para ser ejecutado debe tener dictamen de prioridad vigente. Se entenderá vigente, mientras concorra el tiempo de ejecución del programa o proyecto, conforme lo aprobado en el dictamen, actualización o de la aprobación.

Toda solicitud deberá realizarse exclusivamente a través del Sistema Integrado de Planificación e Inversión Pública SIPeIP a cargo de la Secretaría Técnica de Planificación “Planifica Ecuador”.

1.2 Nombre Proyecto

El nombre del proyecto deberá estar compuesto por tres elementos:

- a) Código único de proyecto (CUP)
- b) El proceso o acción a realizarse debe responder a la pregunta ¿Qué se va a hacer? Por ejemplo: adquisición construcción, adecuación, ampliación, dotación, habilitación, instalación, mejoramiento, implementación, recuperación, rehabilitación, renovación, reparación, reposición, investigación, generación de información, saneamiento.
- c) El objeto de la acción responde a la pregunta ¿sobre qué? Por ejemplo: centros de desarrollo infantil, carretera, unidad educativa, hospital, centro de salud, etc.

1.3 Entidad

Unidad de Administración Financiera UDAF encargada del programa y proyecto, en concordancia con la definición del Ministerio de Economía y Finanzas.

1.4 Entidad operativa desconcentrada (EOD)

Señalar la entidad operativa desconcentrada que se encargará de la ejecución y/o coejecución del programa y proyecto. De ser pertinente, describir la unidad, dentro de la institución a cargo del proyecto.

Adicionalmente es necesario señalar si el proyecto contempla mecanismos de transferencia de competencias y recursos a las dependencias desconcentradas en el territorio.

1.5 Gabinete Sectorial

Gabinete Sectorial al que corresponde la institución, en caso que aplique.

1.6 Sector, subsector y tipo de inversión

En base a la clasificación contenida en el anexo No. 1, la entidad proponente deberá seleccionar el sector, subsector y de acuerdo al anexo No. 2 el tipo de intervención al cual pertenece el proyecto.

1.7 Plazo de Ejecución

Establecer el tiempo de ejecución del programa y proyecto en número de meses (para proyectos menores a un año de ejecución). Los programas y proyectos con plazo de ejecución mayor a un año, deben presentar el cronograma valorado mensualmente para el primer año y anualizado para los años siguientes.

Para el caso de programas y proyectos que incluyan componente infraestructura (intervención en todas sus formas, o bien construcción), es necesario considerar el período de tiempo pertinente para contratación y ejecución de obra. Este detalle debe estar incorporado en el cronograma valorado, numeral 7.3.

1.8 Monto total

Corresponde al valor total de la inversión del programa y proyecto durante los años de ejecución programada, incluyendo todos los aportes.

2. DIAGNÓSTICO Y PROBLEMA ⁵

2.1 Descripción de la situación actual del sector, área o zona de intervención y de influencia por el desarrollo del programa y proyecto

En la descripción de la situación actual del sector, área o zona de intervención del programa y proyecto se deberá describir, analizar y diagnosticar el escenario actual o existente de los componentes sociales, demográficos, económicos, ambientales, organizativos, capacidades del sector, área o zona de intervención y de influencia por el desarrollo del programa y proyecto, considerando: localización, límites, áreas protegidas (todos sus subsistemas), recursos naturales: agua, aire, suelo, flora y fauna, población desagregada por sexo, nacionalidades y pueblos y edad; educación, salud, dotación de servicios básicos, accesibilidad vial, accesibilidad sin barreras, entre otros datos relevantes.

2.2 Identificación, descripción y diagnóstico del problema

Un problema es definido como una situación negativa que afecta a un sector de la población. Es necesario determinar las características generales más relevantes del mismo, sus causas, consecuencias y otros aspectos que lo rodean y que pueden ser importantes en el momento de buscar una solución. Debe existir claridad sobre el problema planteado.

Se buscará la mayor concreción posible en la identificación del problema o necesidad, determinando los aspectos específicos y las características más importantes, las posibles causas, repercusiones y

⁵ Una descripción detallada de la identificación del problema y alternativas de solución se encuentra en el Manual 39 CEPAL: Metodología general de identificación, preparación y evaluación de proyectos de inversión pública, disponible en:

<http://www.eclac.cl/cgi-bin/getProd.asp?xml=/publicaciones/xml/2/22622/P22622.xml&xsl=/ilpes/tpl/p9f.xsl>

las condiciones en que se está presentando dicha situación, visibilizando las brechas de desigualdad en grupos sociales excluidos. Es importante que en esta fase se consideren los intereses y necesidades de mujeres y hombres, sus problemas específicos y sus demandas. Se debe visibilizar las brechas y desigualdades en cuanto a necesidades prácticas (acceso a: salud, empleo, educación, vivienda, servicios básicos) e intereses estratégicos.

La identificación y descripción de un problema o necesidad requiere de la participación directa de los involucrados e involucradas; el/la proponente de un proyecto deberá recurrir a ellos y ellas o a sus organizaciones: GAD, gremios, etc., y mediante la aplicación de metodologías participativas en talleres, elaborar la identificación y descripción de un problema validado por la población, hombres y mujeres de diferente edad, nacionalidades y pueblos. Esto es vital para que a futuro las personas se comprometan y se involucren en el proyecto propuesto.

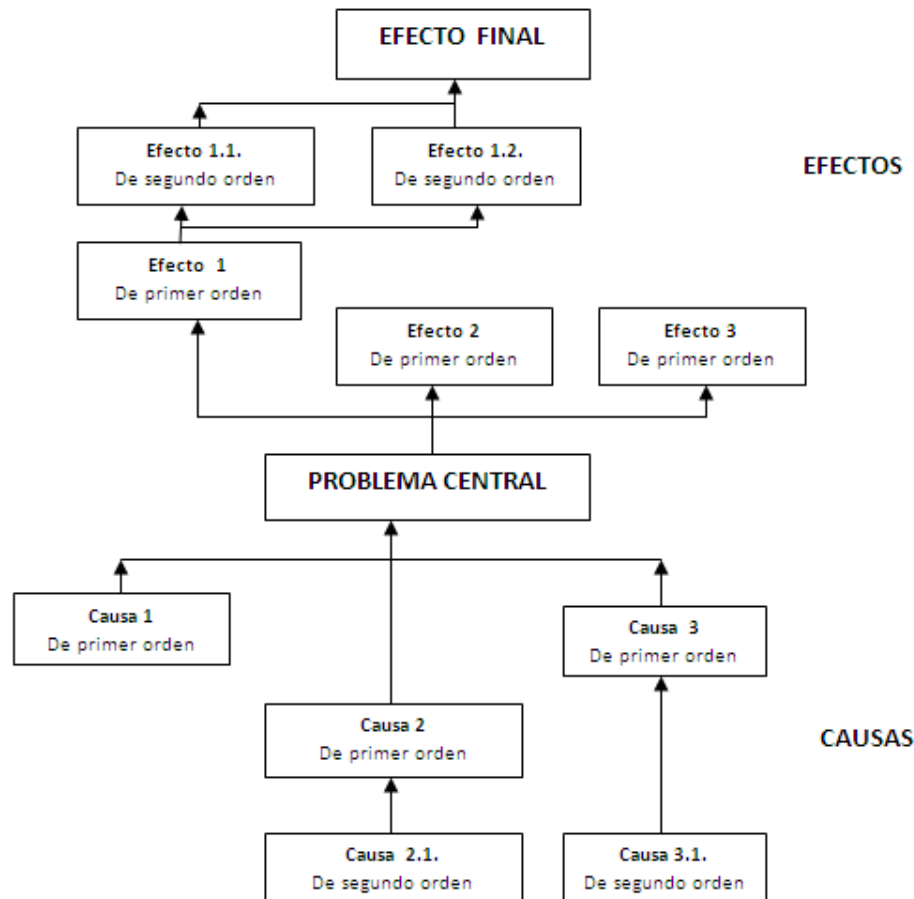
La identificación del problema, así como sus causas y efectos deben representarse en un “árbol de problemas”. El árbol de problemas es una herramienta que permite identificar y delimitar con facilidad la problemática a tratar, así como sus soluciones, además de ayudar a identificar los actores en cada una de las etapas.

El problema principal se identificará como el tronco del árbol y las consecuencias o efectos que estos causen serán las ramificaciones, mientras que las causas o determinantes se representarán como las raíces. El problema central debe definirse de manera concreta (clara y precisa) y objetiva, de tal manera que se pueda encontrar un conjunto de soluciones alternativas y seleccionar la más adecuada en términos económicos, financieros, talento humano y tecnológicos, que estén al alcance del proponente.

Pasos para la elaboración del árbol de problemas:

1. Realizar un diagnóstico participativo de una situación-problema que aqueja a una población, mediante una “lluvia de ideas”.
2. Elaborar un modelo de relaciones causa-efecto que determinan la situación-problema (árbol de problemas).
3. Establecer los principales actores involucrados para su solución.
4. Identificar las causas que ocasionan el problema, así como sus principales actores involucrados.
5. Señalar los efectos más importantes derivados del problema identificado, así como sus principales grupos afectados, para analizar y verificar su importancia.
6. Efectos de primer orden: son los efectos o consecuencias que ocasiona directamente el problema.
7. Efectos de segundo orden: son consecuencia derivadas de las causas de primer orden.

A continuación se muestra un esquema de un árbol de problemas. Su desagregación dependerá de la complejidad del problema analizado.



Una vez validado, el esquema anterior se lo utiliza para construir el modelo de la solución (árbol de objetivos), reflejado en la matriz de Marco Lógico.

2.3 Línea base del proyecto

La línea base establece la situación actual de los componentes sociales, demográficos, económicos, ambientales, organizativos, capacidades, etc., sobre los cuales el proyecto va a influir en un sector, área o zona. La línea base debe contener indicadores cuantificados y desagregados en los ámbitos económico, social y ambiental, desagregados por sexo, nacionalidades, pueblos y edad, que permitirán medir el impacto del proyecto, y servirá para la construcción de metas e indicadores del mismo y que permitan dar a conocer la dinámica socio ambiental y de influencia en el territorio en donde se ejecutará el programa y proyecto. Los indicadores de línea base están relacionados con las condiciones previas a la realización del programa y proyecto y deben estar en plena concordancia con los resultados que se pretende alcanzar con la ejecución del programa y proyecto y su relación con el cumplimiento de las metas del Plan Nacional de Desarrollo.

2.4 Análisis de oferta y demanda

El análisis de oferta y demanda debe realizarse en base a las metas establecidas en el Plan Nacional del Desarrollo.

Oferta

Se debe identificar y analizar el comportamiento y evolución de todas las entidades oferentes del bien o servicio en el área de influencia del programa y proyecto. Una vez identificados los oferentes se debe estimar su capacidad actual de producción del bien o servicio que el proyecto producirá.

Posteriormente se estimará la capacidad de producción o de la prestación del servicio a futuro, para los años comprendidos en el horizonte del programa y proyecto, sobre la base del análisis de la capacidad actual, los probables planes de expansión de los actuales oferentes, así como programas y proyectos en curso de potenciales oferentes.

Un aspecto que se debe tomar en cuenta es la oferta optimizada: Aquella que considera la capacidad máxima de provisión de bienes o servicios que se lograría con los recursos disponibles e intervenciones que hagan eficiente su uso.

Demanda

El análisis de la demanda comprende los siguientes conceptos:

- Población de referencia: Es la población total del área de influencia del proyecto. Ejemplo: Número total de habitantes del Cantón X desagregado por sexo, nacionalidades y pueblos y edad u otros.
- Población demandante potencial: Es la parte de la población de referencia que potencialmente requiere los bienes o servicios a ser ofertados por el proyecto; esto es, aquella que necesita el bien o servicio, pero no necesariamente lo requerirá del proyecto. Ejemplo: La población potencialmente demandante representa el 70% de la población del Cantón X, desagregada por sexo, nacionalidades y pueblos y edad.
- Población demandante efectiva: Es aquella población que requiere y demanda efectivamente los bienes o servicios ofrecidos por el proyecto. Es importante advertir que parte de esta población puede ya estar obteniendo, de otras fuentes, el bien o servicio que proveerá el proyecto. Ejemplo: El 50% de la población efectivamente demandante del Cantón X, desagregada por sexo, nacionalidades y pueblos y edad u otros.
- Luego de haber establecido la demanda actual, se procede a proyectar la misma (a través de la utilización de tasas de crecimiento poblacionales oficiales) para la vida útil o período de diseño del proyecto, lo cual es fundamental, desde el punto de vista de la cobertura que éste llegue a tener.

Estimación del Déficit o Demanda Insatisfecha (oferta – demanda)

Sobre la base del balance oferta – demanda se establecerá el déficit o población carente, actual y futura, que es aquella parte de la población demandante efectiva que necesitará el bien o servicio ofrecido por el proyecto, es decir, que requiere del bien o servicio pero no cuenta con ninguna fuente que se lo provea.

En algunos casos, cuando no exista ninguna otra fuente de oferta de los bienes o servicios, el déficit corresponderá a la totalidad de la demanda existente.

En el caso de proyectos de dotación de bienes y servicios en donde no sólo debe considerarse la población, se deberá analizar y cuantificar oferta y demanda en base a los insumos o productos que vayan a generar dichos proyectos; por ejemplo oferta actual de servicios sociales, como salud, educación, desarrollo infantil, entre otros.

2.5 Identificación y caracterización de la población objetivo

Una vez establecido el problema y estimado el déficit o demanda insatisfecha, se deberá identificar la población afectada, desagregada por sexo, nacionalidades y pueblos y edad, e indicar cuál será su población objetivo; es decir aquella población que va a ser atendida por el proyecto.

La población afectada o demandante efectiva es la que enfrenta las consecuencias del problema que se está abordando. La población objetivo es aquella a la que se le espera solucionar el problema a través del proyecto; ésta última recibirá sus beneficios. Sólo en los casos en que el proyecto se destine a toda la población afectada, la población objetivo será igual a la población afectada. Por ejemplo: Un problema puede afectar a toda la región costa del país, pero el proyecto puede estar destinado a la población de las provincias de Manabí y El Oro, en este caso los habitantes de estas provincias es la población objetivo.

Adicionalmente, el proponente del proyecto deberá señalar las características más relevantes de la población objetivo, en relación con el problema que se está estudiando. Se pueden considerar entre otras: Edad (grupos etarios), sexo, situación social, características culturales, etc. Como fuente de información se debe contar con los informes de los censos oficiales publicados por el INEC, los datos disponibles en sistemas como SIISE, SNI u otras fuentes de información oficiales de municipios y entidades regionales.

Así también, en esta sección se debe describir las principales actividades económicas de la zona donde se ubica la población objetivo, lo que servirá como insumo para determinar el impacto que puede tener el proyecto en el área.

Detallar beneficiarios directos e indirectos. Adicionalmente señalar los grupos de atención prioritarios según lo ingresado en el SIPeIP.

2.6 Ubicación geográfica e impacto territorial

Para establecer la ubicación geográfica de la inversión se tendrá en cuenta la ubicación del acervo físico (especialmente para proyectos de infraestructura señalando coordenadas geográficas⁶.) y el área específica de influencia del proyecto e impacto en los beneficiarios, señalando el nivel cantonal o parroquial.

La entidad proponente del proyecto debe asegurarse que el detalle de la cobertura y localización del proyecto tenga coherencia entre lo señalado en el presente documento, el SIPeIP y el eSIGEF.

3. ARTICULACIÓN CON LA PLANIFICACIÓN

Los programas y proyectos de inversión pública, podrán postularse siempre y cuando la entidad cuente con la información de elementos orientadores aprobada por la Secretaría Técnica de Planificación “Planifica Ecuador”, es decir, datos Institucionales, Objetivos Estratégicos Institucionales - OEI, articulados al Plan Nacional de Desarrollo y demás instrumentos de planificación, estrategias, programas, proyectos vinculados a los programas e indicadores de resultado de la planificación institucional.

3.1 Alineación objetivo estratégico institucional

En este apartado se debe seleccionar el objetivo estratégico institucional y el indicador con el cual se alinea el proyecto propuesto.

3.2 Contribución del proyecto a la meta del Plan Nacional de Desarrollo

Para el efecto se debe determinar el aporte de la meta propósito del programa o proyecto a la meta del Plan Nacional de Desarrollo, para lo cual es necesario que la institución realice la anualización de las metas plurianuales del propósito del programa o proyecto. En lo que corresponde a la ejecución, deberá reportar su avance a fin de poder determinar la contribución efectiva de esta intervención a la meta del Plan.

PND 2013- 2017:

Objetivo 4: Fortalecer las capacidades y potencialidades de la ciudadanía

INDICADOR META 4.5: Aumentar la matrícula en Educación Superior al 50%

Meta PND	Línea Base	Meta anualizada			
		Año	Año	Año	Año

⁶ **Coordenadas X:** representaría la longitud formato.
Coordenadas Y: representaría la latitud formato.

		2014	2015	2016	2017
50%	39.6%	42%	44%	47%	50%
Proyecto 1		0%	0.5%	1%	1.5%

Es importante anotar que, para el cumplimiento de las metas anuales, las instituciones deben estimar con cuánto aporta el programa o proyecto de inversión al cumplimiento de la meta del PND. En el ejemplo anterior la meta 4.5 del PND es del 50%, la entidad deberá indicar el aporte anualizado del programa o proyecto a la meta del plan para el periodo 2014 – 2017, en este caso el proyecto aporta a la meta con el 3% en dicho periodo.

En este punto la entidad proponente deberá detallar la metodología usada para el cálculo del aporte de la meta propósito del programa o proyecto a la meta del Plan Nacional de Desarrollo.

4. MATRIZ DE MARCO LÓGICO

4.1 Objetivo general y objetivos específicos

Objetivo General o Propósito: Es el enunciado agregado de lo que se considera posible alcanzar, respecto al problema. Es importante tener un solo objetivo general para evitar desviaciones o mal entendidos en el desarrollo del proyecto.

Objetivos Específicos o Componentes: Es la desagregación del objetivo general, corresponde a objetivos más puntuales que contribuyen a lograr el objetivo central o general del proyecto.

4.2. Indicadores de Resultado

Se refiere a los indicadores a nivel de propósito, que describen los resultados logrados al finalizar la ejecución del proyecto. Deben incluir metas que reflejen la situación al finalizar dicha etapa del proyecto. Cada indicador especifica cantidad, calidad y tiempo de los resultados por alcanzar y hace referencia a la línea base.

4.3. Marco Lógico

El Marco Lógico⁷ es una herramienta que sirve para facilitar el proceso de conceptualización, diseño, ejecución, seguimiento y evaluación de proyectos. En esta concuerdan los objetivos, componentes,

⁷ Ver Manual 42 CEPAL: Metodología del marco lógico para la planificación, el seguimiento y la evaluación de proyectos y programas, disponible en <http://www.eclac.cl/cgi->

actividades, indicadores, medios de verificación y supuestos del proyecto, que permiten al gestor y al evaluador tener una imagen global del proyecto propuesto.

Para la formulación de un programa, hay que tomar en cuenta que cada proyecto que lo compone debe contar con el marco lógico específico.

Matriz de Marco Lógico

Resumen Narrativo de Objetivos	Indicadores Verificables Objetivamente	Medios de Verificación	Supuestos
<p>FIN:</p> <p>El Fin es una definición de cómo el proyecto o programa contribuirá a la solución del problema (s) en cuestión.</p>	<p>Los indicadores a nivel de Fin miden el impacto general que tendrá el proyecto en el mediano plazo, una vez que el proyecto esté en funcionamiento. Son específicos en términos de cantidad, calidad y tiempo.</p>	<p>Los medios de verificación son las fuentes de información que un evaluador puede utilizar para verificar que se han alcanzado los indicadores. Pueden incluir material publicado, inspección visual, encuestas por muestreo, listas de participantes desagregadas por sexo, nacionalidades y pueblos y edad (en caso de disponibilidad).</p>	<p>Los supuestos indican los eventos, las condiciones o las decisiones importantes o necesarias para la sostenibilidad en el tiempo de los objetivos del Fin.</p>
<p>PROPÓSITO (u Objetivo General):</p> <p>El Propósito es el objetivo a ser alcanzado por la utilización de los componentes producidos por el proyecto. Es una hipótesis sobre el resultado que se desea lograr.</p>	<p>Los indicadores a nivel de Propósito describen los resultados logrados al finalizar la ejecución del proyecto. Deben incluir metas que reflejen la situación al finalizar dicha etapa del proyecto. Cada indicador especifica cantidad, calidad y tiempo de los resultados por alcanzar y hacen referencia a la línea base.</p>	<p>Los medios de verificación son las fuentes que el ejecutor y el evaluador pueden consultar para ver si los objetivos se están logrando. Pueden indicar que existe un problema y sugieren la necesidad de cambios en los componentes del proyecto. Pueden incluir material publicado, inspección visual, encuestas por muestreo.</p>	<p>Los supuestos indican los acontecimientos, las condiciones o las decisiones que están fuera del control del gerente del proyecto (riesgos) que deben ocurrir para que el proyecto logre el Fin.</p>
<p>COMPONENTES (resultados u objetivos específicos):</p> <p>Los componentes son las obras, servicios y capacitación que se requiere que complete el ejecutor del proyecto para lograr su propósito. Estos deben expresarse en trabajo terminado (sistemas instalados, gente capacitada, etc.)</p>	<p>Los indicadores de los componentes son descripciones breves, pero claras de cada uno de los componentes que tiene que terminarse durante sus ejecuciones. Cada uno debe especificar cantidad, calidad, tiempo y oportunidad de las obras, servicios, etc. que deberán entregarse. Además deben contener elementos de la línea base.</p>	<p>Este casillero indica dónde el evaluador puede encontrar las fuentes de información para verificar que los componentes que han sido contratados o elaborados, han sido entregados. Las fuentes pueden incluir inspección del sitio, los informes del auditor, etc.</p>	<p>Los supuestos son los acontecimientos, las condiciones o las decisiones (fuera del control del gerente del proyecto) que tienen que ocurrir para que los componentes del proyecto alcancen el Propósito para el cual se llevaron a cabo.</p>

bin/getProd.asp?xml=/publicaciones/xml/9/22239/P22239.xml&xsl=/ilpes/tpl/p9f.xsl&base=/ilpes/tpl/top-bottom.xsl

Resumen Narrativo de Objetivos	Indicadores Verificables Objetivamente	Medios de Verificación	Supuestos
<p>ACTIVIDADES:</p> <p>Estas Actividades son las tareas que el ejecutor tiene que cumplir para completar cada uno de los Componentes del proyecto. Se hace una lista de actividades en orden cronológico para cada componente. Las actividades son aquellas que realizará la entidad ejecutora.</p>	<p>Este casillero contiene el presupuesto para cada actividad/componente a ser entregado en el proyecto.</p>	<p>Este casillero indica en dónde un evaluador puede obtener información para verificar si el presupuesto se gastó como estaba planeado. Normalmente constituye el registro contable de la entidad ejecutora.</p>	<p>Los supuestos son los acontecimientos, condiciones o decisiones (fuera de control del gerente del proyecto) que tienen que suceder para completar los componentes del proyecto.</p>

Por otra parte, dado que el marco lógico es una herramienta que muestra en resumen toda la programación de un proyecto, se convierte en la base para los procesos de seguimiento y evaluación; por lo que, las instituciones durante la formulación deben considerar que los objetivos e indicadores sean específicos, medibles, alcanzables, pertinentes y limitados en el tiempo.

Así mismo, con el fin de facilitar el seguimiento y evaluación del proyecto, una vez definido el marco lógico la institución a cargo de su formulación, debe ponderar cada uno de los indicadores definidos en el propósito, de acuerdo a la relevancia de los mismos para el cumplimiento del propósito y fin del proyecto; ponderación que debe tener correspondencia con los indicadores de los componentes y la suma de todas estas ponderaciones debe totalizar el 100%.

4.3.1 Anualización de las metas de los indicadores del propósito

Las metas del propósito del proyecto, se anualizaran tomando en consideración los componentes, por lo que deberán efectuar la programación de las metas hasta lograr el propósito de acuerdo al tiempo estimado de ejecución del mismo.

Una vez anualizadas las metas de cada indicador del propósito, éstas deberán ser ponderadas de acuerdo al peso definido por el gestor del proyecto.

Indicador de propósito	unidad de medida	Meta Propósito	Ponderación (%)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total
<p>Indicador 1:</p> <p>Al 2018, 3.869 CIBv construidos y equipados de acuerdo a los estándares de calidad establecidos.</p>	Número de CIBv	3.869	10	500	500	869	1000	1000	3.869
		Meta anual ponderada		1,29	1,29	2,25	2,58	2,58	10

Indicador 2:	Número de niños	187.634	90	30000	30000	37634	45000	45000	187.634
Al 2018, 187.634 niños y niñas entre 0 y 42 meses de edad, reciben atención en los Centros Infantiles del buen vivir	Meta anual ponderada			14,39	14,39	18,05	21,58	21,58	90

Nota: Meta anual ponderada = (Meta año* Ponderación) / Meta Propósito

5. ANÁLISIS INTEGRAL

5.1 Viabilidad técnica

Para los proyectos a ser ejecutados por las entidades del Gobierno Central, se deberán adjuntar los expedientes o estudios técnicos debidamente elaborados y justificados.

Para los proyectos presentados por otras entidades del sector público, la revisión de la información contenida en el expediente técnico debe ser realizada por el ente rector del sector de intervención, el mismo que determinará el cumplimiento de la normativa vigente y aplicable para el nivel de factibilidad del proyecto y que los costos estén acordes con los que rigen en el mercado local. El ente rector respectivo emitirá una certificación del análisis y el resultado de la calificación correspondiente.

5.1.1 Descripción de la ingeniería del proyecto

Es necesario realizar una descripción detallada de los componentes, procesos, metodologías e insumos que se tiene previsto utilizar para la ejecución del proyecto, demostrando su viabilidad técnica.

5.1.2 Especificaciones técnicas

Detallar las características físicas y técnicas de los materiales, suministros y servicios que conforman los componentes del proyecto para su ejecución.

5.2 VIABILIDAD FINANCIERA FISCAL⁸

5.2.1 Metodologías utilizadas para el cálculo de la inversión total, costos de operación y mantenimiento e ingresos.

⁸ Está determinada por la identificación, cuantificación (medir) y valoración de los ingresos monetarios que pueda generar el proyecto durante su vida útil y que permita financiar o cubrir la totalidad de los gastos de operación (sueldos y salarios personal contratado, servicios básicos: Agua, energía eléctrica, teléfono, etc.) y mantenimiento (materiales e insumos, repuestos).

Sería ideal, además, que se consideren los costos de renovación, esto es, los costos destinados a recuperar y garantizar el funcionamiento normal de maquinarias o infraestructura de los servicios públicos, obsolescencia tecnológica e incrementar o ampliar la cobertura de los mismos hacia otras áreas carentes o con situaciones deficitarias.

En esta sección se deberá señalar y justificar claramente la metodología que se ha utilizado en el cálculo de la inversión total, los costos de operación y mantenimiento e ingresos.

5.2.2 Identificación y valoración de la inversión total, costos de operación y mantenimiento e ingresos.

- **Inversión:** La valoración de la fase de inversión debe tener en cuenta todos los insumos, mano de obra calificada y no calificada, materiales y equipos necesarios para la realización de cada actividad. Igualmente, se debe costear el aporte de la comunidad, ya sea en materiales, mano de obra, equipos, etc.
- **Costos de operación y mantenimiento:** En la etapa de operación y mantenimiento, se generarán costos, dependiendo del proyecto, tales como: Servicios básicos indispensables para la operación, insumos para la operación; equipamiento; funcionarios y personal administrativo necesario; mano de obra calificada y no calificada, seguros, repuestos, mantenimiento y reparaciones periódicas. Si éstos no se incluyen en el monto de la inversión solicitada, deberá explicarse cómo y cuál será la fuente de financiamiento durante la vida útil o el período de evaluación del proyecto.
- **Ingresos:** Se derivan de la venta del bien o servicio que producirá el proyecto. Asimismo, se consideran ingresos a todos aquellos flujos de caja positivos que genere el proyecto por concepto de venta de activos, valor de salvamento y por venta de subproductos o productos de desecho que se generen.
- **Vida útil:** Señalar los años de vida útil que tendrá la operación del proyecto propuesto.

5.2.3 Flujo financiero fiscal

Para todos los proyectos se debe estructurar obligatoriamente el flujo financiero.

5.2.4 Indicadores financieros fiscales (TIR, VAN y otros)

Se debe establecer el cálculo del valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR), de los flujos presentados y adicionalmente otros indicadores de acuerdo a la naturaleza del proyecto propuesto.

Todos los proyectos de inversión deben contemplar en su formulación el cálculo de la tasa interna de retorno financiero fiscal TIRf.

El TIR financiero fiscal es el rendimiento financiero esperado de la ejecución de un proyecto de inversión.

En el caso de que el TIR financiero fiscal sea menor a la tasa de descuento significa que el proyecto no representa rentabilidad financiera.

En el caso de que el TIR financiero fiscal sea igual o mayor a la tasa de descuento significa que el proyecto tiene rentabilidad financiera, por lo tanto es sostenible desde el punto de vista financiero.

5.3 VIABILIDAD ECONÓMICA⁹

En el caso de que el proyecto no sea viable según su evaluación financiera fiscal, deberá realizar la evaluación económica. Para ello se deberá explicitar los supuestos de valoración de los beneficios del proyecto y la metodología utilizada. Los indicadores señalados en el numeral anterior son referenciales y su utilización dependerá de la metodología que se aplique para la evaluación del proyecto.

En el caso de que el proyecto no sea viable según su evaluación financiera fiscal, deberá realizar la evaluación económica. Para ello se deberá explicitar los supuestos de valoración de los beneficios del proyecto y la metodología utilizada. Los indicadores señalados en el numeral anterior son referenciales y su utilización dependerá de la metodología que se aplique para la evaluación del proyecto.

5.3.1 Metodologías utilizadas para el cálculo de la inversión total, costos de operación y mantenimiento, ingresos y beneficios.

En esta sección se deberá señalar y justificar claramente la metodología que se ha utilizado en el cálculo de la inversión total, los costos de operación y mantenimiento, los ingresos y en la valoración de los beneficios.

5.3.2 Identificación y valoración de la inversión total, costos de operación y mantenimiento, ingresos y beneficios.

La identificación y valoración de la inversión total considerarán los mismos conceptos del numeral anterior y adicionalmente:

- Beneficios valorados: Valoración de los problemas resueltos o de las necesidades satisfechas de la población objetivo, con la ejecución del proyecto. Los beneficios que obtiene la población objetivo, con la ejecución de un proyecto de inversión, pueden ser de tipo social, ambiental o económico. En proyectos productivos o de infraestructura, los beneficios por mejora en la eficiencia, por ejemplo, el ahorro de tiempo de viaje debido al funcionamiento de una carretera; el incremento en la producción o la reducción en las pérdidas. En proyectos sociales, por

⁹ La viabilidad económica está determinada por la identificación, cuantificación (medir) y valoración de los beneficios (ahorros por costos evitados) que va a generar el proyecto. La mayoría de proyectos de desarrollo social, por sus características, no van a generar ingresos o beneficios de tipo monetario; sin embargo, generan bienestar, participación y empoderamiento en los actores y actoras, directos e indirectos.

La viabilidad económica se determina por la comparación entre los beneficios que va a generar a la sociedad la realización del proyecto, con sus costos. También se puede considerar la determinación de formas eficientes, o de bajo costo, de utilizar los recursos.

ejemplo, los costos evitados por el ahorro en atención médica producto de mejoras en saneamiento.

5.3.3 Flujo económico

5.3.4 Realizar el flujo económico según corresponda de acuerdo al punto 5.3

5.3.5 Indicadores Económicos (TIR, VAN y otros)

Se debe establecer el cálculo del valor actual neto (VANE) y la tasa interna de retorno (TIRe), de los flujos presentados y adicionalmente otros indicadores de acuerdo a la naturaleza del proyecto propuesto.

5.4 VIABILIDAD AMBIENTAL Y SOSTENIBILIDAD SOCIAL

5.4.1 Análisis de impacto ambiental y riesgos

La ejecución de un proyecto puede generar impactos positivos o negativos al ambiente¹⁰. El ejecutor debe prever la forma en que los impactos negativos van a ser prevenidos, mitigados o eliminados, de tal manera que se encuentre garantizada la sustentabilidad ambiental del proyecto, para lo cual se puede: dedicar esfuerzos y recursos para el seguimiento y monitoreo de los aspectos ambientales generados y del entorno; promover el uso racional de los recursos renovables; minimizar el empleo de recursos no renovables; minimizar la generación de desechos sólidos, líquidos y gaseosos; y prever medidas para contrarrestar el cambio de condición de los recursos naturales del sector, área o zona influenciada por el desarrollo del proyecto. Los proyectos también pueden fomentar la sustentabilidad ambiental dedicando esfuerzos para la toma de conciencia ambiental por parte de la ciudadanía.

En esta sección el proponente deberá realizar una evaluación de las actividades a ser desarrolladas por el proyecto, con el objetivo de determinar su grado de impacto ambiental y categorizarlo de acuerdo al tipo de impacto que se genere, según lo establecido por la Autoridad Nacional Ambiental.

Los costos que implique el desarrollo del análisis de impacto ambiental, así como los costos que incurran para la obtención de la respectiva licencia ambiental, deben estar considerados en la viabilidad financiera fiscal, viabilidad económica, financiamiento y presupuesto del proyecto.

5.4.2 Sostenibilidad Social

La contribución al mantenimiento e incremento del capital social del área de influencia del proyecto debe estar garantizada a través del fomento a la equidad e igualdad social, según los enfoques de género, interculturalidad, grupos etarios y participación ciudadana. Adicionalmente, se debe

¹⁰ Ver Registro Oficial No. 665 de 07 de marzo de 2012, Acuerdo Ministerial 169 Ministerio del Ambiente.

propender al equilibrio de la sociedad en los aspectos económico, social y cultural. En el anexo No.3 se encuentra una descripción detallada de la Sostenibilidad Social.

En este apartado es necesario identificar, adicionalmente, el o los grupos de atención prioritaria, identificados en el Art. 35 de la Constitución de la República, que vayan a ser atendidos con el proyecto propuesto. El número de personas que se detallen en este campo no pueden ser superior a los registrados en el campo beneficiarios directos, tanto para hombres como para mujeres.

Grupo de Atención prioritaria	Beneficiarios	Beneficiarias
Adolescentes		
Adulto mayor		
Edad infantil		
Indígenas, afro ecuatorianos y montubios		
Inmigrantes		
Migrantes		
Mujeres embarazadas		
Personas con discapacidad		
Personas en situación de riesgo		
Personas privadas de libertad		
Personas que adolezcan de enfermedades catastróficas o de alta complejidad		
Víctimas de desastres naturales o antropogénicos		
Víctimas de maltrato infantil		
Víctimas de violencia doméstica o sexual		

6. FINANCIAMIENTO Y PRESUPUESTO

El presupuesto deberá presentarse por componente, actividad, grupo de gasto y fuente de financiamiento. Cada uno de los valores del presupuesto contará con su cálculo respectivo, para lo cual las entidades detallarán el cálculo de dichos valores con los sustentos respectivos.

Adicionalmente se deberá efectuar una descripción del organismo u organismos que financian el proyecto de acuerdo a cada fuente de financiamiento. En el caso de que el proyecto se financie con crédito externo y/o interno, o requiera de un aval, se deberá establecer el organismo a cargo del pago del crédito y la entidad que concede el crédito o el aval.

En caso de que el proyecto sea coejecutado el presupuesto deberá detallar la entidad coejecutora y los montos y el período en el que ejecutará el proyecto.

Para el caso de proyectos de construcción de infraestructura, su presupuesto debe incluir costos para adquisición de terrenos (de ser necesario), gastos administrativos, fiscalización, entre otros, de tal forma que el presupuesto contenga todos los rubros necesarios para la construcción y administración del proyecto en cuestión. También se debe incluir el Impuesto al Valor Agregado IVA.

Componentes / Rubros	Grupo de gasto	FUENTES DE FINANCIAMIENTO (dólares)						TOTAL
		Externas		Internas				
		Crédito	Cooperación	Crédito	Fiscales	Autogestión	A. Comunidad	
Componente 1								
Actividad 1.1								
Actividad 1.2								
Componente 2								
Actividad 2.1								
Actividad 2.2								
Total								

Se deberá adjuntar al proyecto el detalle con el cálculo de cada uno de los rubros del proyecto con sus respectivos sustentos.

7. ESTRATEGIA DE EJECUCIÓN

7.1 Estructura operativa

En algunos casos por las dimensiones que un proyecto puede tener, resulta necesario establecer un reglamento operativo que defina la estrategia de ejecución, normando los procedimientos internos que el proyecto utilizará para la selección o ejecución de las actividades que se prevé realizar. Por ejemplo, en un programa de agua potable que tiene por fin el financiamiento de varias obras en varias comunidades, el reglamento operativo determinará la estructura de gestión y los procedimientos para la ejecución de las mismas.

7.2 Arreglos institucionales y modalidad de ejecución

De existir acuerdos con instituciones públicas y/o privadas para la ejecución del proyecto, describir los mismos a continuación.

ARREGLOS INSTITUCIONALES		
Tipo de ejecución		Instituciones Involucradas
Directa (D) o Indirecta (I) *	Tipo de arreglo **	

* Ejecución Directa: La institución que presenta el proyecto lo ejecuta; sin la intervención de otra institución, aunque exista un convenio.

Ejecución Indirecta: Existe un convenio con otra institución para la ejecución.

** Convenio, contrato u otra forma de arreglo con otra entidad para la ejecución del componente.

Adicionalmente, describir las estrategias para la coordinación interinstitucional que han sido establecidas, con el fin de formar alianzas que favorezcan la ejecución.

7.3 Cronograma valorado por componentes y actividades

Se establecerá la valoración de cada acción a ser ejecutada por el proyecto de forma cronológica. Los proyectos con plazo de ejecución mayor a un año, deben presentar el cronograma valorado a nivel de grupo de gasto, mensualmente para el primer año y anualmente para los años siguientes, según el catálogo presupuestario del Ministerio de Economía y Finanzas.

Componentes / Rubros	CRONOGRAMA VALORADO POR COMPONENTE Y FUENTE DE FINANCIAMIENTO (dólares)												TOTAL
	Externas				Internas								
	Crédito		Cooperación		Crédito		Fiscales		R. Propios		A. Comunidad		
	Período 1	Período 2...	Período 1	Período 2...	Período 1	Período 2...	Período 1	Período 2...	Período 1	Período 2...	Período 1	Período 2...	
Componente 1 Por grupo de gasto													
Actividad 1.1													
Actividad 1.2													
Componente 2 Por grupo de gasto													
Actividad 2.1													
Actividad 2.2													
Total													

7.4 Demanda pública nacional plurianual

En las compras públicas se debe dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 288¹¹ de la Constitución de la República, los artículos 9 y 52¹² de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública y el artículo 64 del Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas.

La determinación de la demanda pública nacional plurianual¹³ de cada proyecto, deberá contemplar lo señalado en la normativa emitida por la Secretaría Técnica de Planificación “Planifica Ecuador” para el efecto; y se presentará bajo el siguiente formato:

¹¹ Las compras públicas cumplirán con criterios de eficiencia, transparencia, calidad, responsabilidad ambiental y social. Se priorizarán los productos y servicios nacionales, en particular los provenientes de la economía popular y solidaria, y de las micro, pequeñas y medianas unidades productivas.

¹² Se privilegiará la contratación con micro y pequeñas empresas, con artesanos o profesionales, preferentemente domiciliados en el cantón en donde se ejecutará el contrato. Solamente en el caso de que no existiera oferta de proveedores que acrediten las condiciones indicadas, se podrá contratar con proveedores de otros cantones.

¹³ En función del Acuerdo No. SNPD-035-2013 de 21 de mayo de 2013, mediante el cual se aprueba y expide los lineamientos técnicos para la determinación de la demanda pública nacional plurianual de las entidades y organismos que forman parte del Presupuesto General del Estado



Secretaría Nacional de Planificación

DEMANDA PUBLICA PLURIANUAL										
CODIGO CATEGORIA CPC	TIPO COMPRA (Bien, obra o servicio)	DETALLE DEL PRODUCTO (especificación técnica)	CANTIDAD ANUAL	UNIDAD (metro, litro, etc.)	COSTO UNITARIO (Dólares)	ORIGEN DE LOS INSUMOS (USD Y %)		Defina el monto a contratar Año 1	Defina el monto a contratar Año n	TOTAL
						NACIONAL	IMPORTADO			

8. ESTRATEGIA DE SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN

La base para la aplicación del proceso de seguimiento y evaluación está dada en la formulación del proyecto de inversión. En este marco, la entidad debe definir los objetivos e indicadores con claridad que permitan la medición de su avance y resultados al finalizar su ejecución

8.1 Seguimiento a la ejecución del programa y proyecto

Corresponde al proceso sistemático que la institución debe realizar a un programa y proyecto durante la etapa de ejecución, en términos del avance de metas y recursos empleados, en relación a lo programado.

El objetivo de este seguimiento es identificar resultados y deficiencias respecto a la programación planteada y tomar correctivos para optimizar los resultados previstos en el proyecto.

Este procedimiento se lo realizará sobre la base de los indicadores del propósito del programa y proyecto; para lo cual, al inicio del ejercicio fiscal (enero) las instituciones, de ser el caso, actualizarán la programación de la meta propósito del año en curso, de acuerdo a los recursos asignados, igualmente en el caso de incrementos o disminución del presupuesto.

Concluido cada semestre, las entidades reportarán a la Secretaría Técnica de Planificación “Planifica Ecuador”, en el instrumento definido para el efecto, el avance de las metas de los indicadores del propósito de acuerdo a lo ejecutado.

8.2 Evaluación de resultados e impacto

Para la evaluación de resultados, en el caso de los programas y proyectos seleccionados, se deberá definir el proceso a realizar después de su finalización, con el propósito de determinar los productos o metas alcanzadas, en base a los indicadores establecidos en la Matriz de Marco Lógico.

En cuanto a la evaluación de impactos, en el caso de los programas y proyectos definidos para el efecto, se realizará conforme los lineamientos definidos por la Secretaría Técnica de Planificación “Planifica Ecuador”.

8.3 Actualización de Línea Base

Una vez que se obtenga el financiamiento y se vaya a ejecutar el proyecto, la institución, de ser necesario, deberá actualizar la línea base.

9. ANEXOS

9.1 Autorizaciones ambientales otorgadas por el Ministerio del Ambiente y otros según corresponda

En los casos que amerite, la propuesta deberá contar con la respectiva ficha ambiental y plan de manejo ambiental o licencia ambiental que otorga el Ministerio del Ambiente o la autoridad ambiental acreditada, a través del Sistema Único de Información Ambiental (SUIA).

Los términos de referencia para la contratación de estudios de preinversión y los estudios que sustenten programas y proyectos de inversión requieren adjuntar el aval correspondiente que será determinado por la Secretaría Técnica de Planificación “Planifica Ecuador”.

9.2 Certificaciones técnicas, costos, disponibilidad de financiamiento y otras

En el caso de proyectos presentados por otras entidades que no son parte del Presupuesto General del Estado, se requiere:

- ✓ Certificado de viabilidad técnica que incluya análisis de los costos de inversión a nivel de componente y actividad, entre otros, otorgado por la entidad pública rectora relacionada con el proyecto, con la finalidad de garantizar la viabilidad del proyecto.
- ✓ Certificado en el que se determine que el proyecto forma parte de su planificación, para lo cual será necesario se adjunten los documentos de soporte¹⁴.
- ✓ Certificado de disponibilidad de recursos económicos para el financiamiento del proyecto, otorgado por las entidades públicas respectivas, con la finalidad de garantizar la ejecución del proyecto.
- ✓ Certificado en el que se indique que la entidad cuenta con la capacidad técnica y administrativa para la eficiente ejecución del proyecto.

¹⁴ Para las propuestas de cooperación externa no reembolsable, que no comprenden la entrega de bienes y servicios, no es necesario adjuntar este certificado.

SECTORES Y SUBSECTORES DE INTERVENCIÓN DEFINIDOS

MACRO SECTOR	SECTOR	CODIGO	SUBSECTOR
SOCIAL	SALUD	A0101	ADMINISTRACION SALUD
		A0102	PRIMER NIVEL DE ATENCION
		A0103	SEGUNDO NIVEL DE ATENCION
		A0104	TERCER NIVEL DE ATENCION
		A0105	PRODUCTOS FARMACEUTICOS Y QUÍMICOS
		A0121	INTERSUBSECTORIAL SALUD
	CULTURA	A0301	ADMINISTRACION ARTE Y CULTURA
		A0302	ARTE Y CULTURA
		A0321	INTERSUBSECTORIAL CULTURA
	EQUIPAMIENTO URBANO Y VIVIENDA	A0601	ADMINISTRACION EQUIPAMIENTO URBANO Y VIVIENDA
		A0602	AGUA POTABLE
		A0603	ALCANTARILLADO
		A0604	VIVIENDA
		A0605	REASENTAMIENTOS HUMANOS
		A0606	DESECHOS SOLIDOS
		A0607	OTRO EQUIPAMIENTO URBANO
		A0621	INTERSUBSECTORIAL EQUIPAMIENTO URBANO Y VIVIENDA
	PROTECCIÓN SOCIAL Y FAMILIAR	A0701	ADMINISTRACION PROTECCION SOCIAL Y FAMILIAR
		A0702	ATENCION A VICTIMAS
		A0703	ATENCIÓN PRIMERA INFANCIA
		A0704	ATENCION ADOLESCENTES JOVENES
		A0705	ATENCION ADULTOS MAYORES
		A0706	ATENCION DISCAPACITADOS
		A0707	EQUIDAD DE GENERO
		A0708	INCLUSION SOCIAL
		A0709	DESARROLLO RURAL
		A0721	INTERSUBSECTORIAL PROTECCIÓN SOCIAL Y FAMILIAR
	DEPORTE	A0901	ADMINISTRACION DEPORTE
		A0902	DEPORTE COMPETITIVO
		A0903	DEPORTE FORMATIVO
		A0904	DEPORTE RECREATIVO
A0921		INTERSUBSECTORIAL DEPORTE	



MACRO SECTOR	SECTOR	CODIGO	SUBSECTOR
SECTORES ESTRATEGICOS	ENERGIA	B1001	ADMINISTRACION ENERGIA
		B1002	ALUMBRADO PUBLICO
		B1003	DISTRIBUCIÓN Y CONEXIÓN FINAL USUARIOS
		B1004	GENERACIÓN
		B1005	TRANSMISIÓN
		B1006	ENERGÍAS RENOVABLES
		B1021	INTERSUBSECTORIAL ENERGIA
	MINERIA E HIDROCARBUROS	B1101	ADMINISTRACION MINERIA E HIDROCARBUROS
		B1102	HIDROCARBUROS
		B1103	MINERIA
		B1121	INTERSUBSECTORIAL MINERÍA E HIDROCARBUROS
	AMBIENTE	B0801	ADMINISTRACION AMBIENTE
		B0802	CONSERVACIÓN Y MANEJO AMBIENTAL
		B0803	PREVENCIÓN, MITIGACIÓN Y GESTION DEL RIESGO
		B0804	CADENA FORESTAL SUSTENTABLE Y SUS PRODUCTOS ELABORADOS
		B0821	INTERSUBSECTORIAL AMBIENTE
	TELECOMUNICACIONES	B1201	ADMINISTRACION TELECOMUNICACIONES
		B1202	COMUNICACIONES
B1221		INTERSUBSECTORIAL TELECOMUNICACIONES	



MACRO SECTOR	SECTOR	CODIGO	SUBSECTOR
FOMENTO A LA PRODUCCIÓN	AGRICULTURA, GANADERIA Y PESCA	C1501	ADMINISTRACION AGRICULTURA, GANADERÍA Y PESCA
		C1502	AGRICULTURA, AGROINDUSTRIA Y ALIMENTOS
		C1503	RECUPERACION DE CULTIVOS
		C1504	GANADERÍA
		C1505	PESCA
		C1506	RIEGO
		C1521	INTERSUBSECTORIAL AGRICULTURA, GANADERIA Y PESCA
	FOMENTO A LA PRODUCCIÓN	C1601	ADMINISTRACION FOMENTO A LA PRODUCCION
		C1602	COMERCIO
		C1603	FINANCIAMIENTO
		C1604	OTRAS INDUSTRIAS
		C1605	TURISMO
		C1606	CONFECCIONES Y CALZADO
		C1607	METALMECÁNICA Y VEHÍCULOS
		C1608	SIDERURGIA
	VIALIDAD Y TRANSPORTE	C1301	ADMINISTRACION VIALIDAD Y TRANSPORTE
		C1302	TERMINALES MARITIMOS Y PUERTOS
		C1303	TERMINALES TERRESTRES
		C1304	TRANSPORTE AEREO
		C1305	TRANSPORTE TERRESTRE
		C1306	TRANSPORTE FERROVIARIO
		C1307	TRANSPORTE MARITIMO, FLUVIAL Y LACUSTRE
		C1308	VIALIDAD ESPECIAL: CICLOVIAS, SENDEROS PEDESTRES, PASOS PEATONALES, ETC.
		C1321	INTERSUBSECTORIAL VIALIDAD Y TRANSPORTE



MACRO SECTOR	SECTOR	CODIGO	SUBSECTOR
MULTISECTORIAL	PLANIFICACION Y REGULACION	D1801	ADMINISTRACION PLANIFICACION Y REGULACION
	MANEJO FISCAL	D1901	ADMINISTRACION FISCAL
	LEGISLATIVO	D2001	ADMINISTRACION LEGISLATIVA
	INFORMACIÓN	D2201	ADMINISTRACION INFORMACION
		D2202	GENERACION DE INFORMACION
SEGURIDAD	ASUNTOS DEL EXTERIOR	F2101	ADMINISTRACION ASUNTOS DEL EXTERIOR
	SEGURIDAD	F0401	ADMINISTRACIÓN SEGURIDAD
		F0402	REHABILITACION
		F0403	SEGURIDAD
		F0421	INTERSUBSECTORIAL SEGURIDAD
	JUSTICIA	F0501	ADMINISTRACION JUSTICIA
		F0502	ASISTENCIA JUDICIAL
		F0521	INTERSUBSECTORIAL JUSTICIA
	DEFENSA	F1401	ADMINISTRACION DEFENSA
		F1402	DEFENSA
		F1421	INTERSUBSECTORIAL DEFENSA
	TALENTO HUMANO	EDUCACION	E2301
E2302			EDUCACION PREBASICA
E2303			EDUCACION BASICA Y MEDIA
E2304			EDUCACION MEDIA TECNICO
E2305			EDUCACION SUPERIOR
E2306			EDUCACION DIFERENCIAL Y ESPECIAL
E2307			EDUCACION PARA ADULTOS
E2321			INTERSUBSECTORIAL EDUCACIÓN
PROYECTOS DE INVESTIGACION Y BECAS		E1701	ADMINISTRACION PROYECTOS DE INVESTIGACION Y BECAS
		E1702	BECAS
		E1703	PROYECTO INVESTIGACION
		E1704	BIOTECNOLOGÍA
		E1705	DESARROLLO DE TECNOLOGÍA (HARDWARE Y SOFTWARE)

TIPOLOGÍAS DE INTERVENCIÓN DEFINIDAS

COD	TIPOLOGÍA	CONCEPTUALIZACION	ACTIVIDADES RELACIONADAS
T01	INFRAESTRUCTURA	Son todos aquellos procesos encaminados a la adquisición, construcción, ampliación, mantenimiento, reparación, reposición, restauración de acervo físico que permitirá la prestación de servicios. Generalmente relacionadas con: carreteras, ferrocarriles, puentes, represas, alcantarillado, vivienda, hospitales, centros educativos, suministro de energía y agua potable, etc.	ADQUISICION AMPLIACION CONSERVACION CONSTRUCCION EXPLOTACION HABILITACION IMPLEMENTACION MEJORAMIENTO REPARACION REPOSICION RESTAURACION
T02	EQUIPAMIENTO	Son todos aquellos procesos encaminados a la dotación de equipamiento	ADQUISICION AMPLIACION EQUIPAMIENTO INSTALACION HABILITACION IMPLEMENTACION MEJORAMIENTO REPARACION REPOSICION RESTAURACION



T03	SERVICIOS	Son todas aquellas actividades realizadas para satisfacer necesidades de la población. Entre esta tenemos: alfabetización, capacitación, alimentación, forestación, recuperación, etc.	ALFABETIZACION ALIMENTACION APLICACION CAPACITACION CONTROL DIFUSION ERRADICACION FORESTACION MANEJO NUTRICION PREVENCION PROTECCION RECUPERACION SANEAMIENTO SUBSIDIO TRANSFERENCIA VACUNACION
-----	-----------	--	---

COD	TIPOLOGÍA	CONCEPTUALIZACION	ACTIVIDADES RELACIONADAS
T04	ESTUDIOS	Son todos aquellos procesos que implican actualización, análisis, levantamiento de información (catastros, censos, encuestas, inventarios), diagnóstico, prospección seguimiento, etc.	ACTUALIZACION ANALISIS CATASTRO CENSO DIAGNOSTICO EXPLORACION EXPLOTACION INVENTARIO INVESTIGACION LEVANTAMIENTO PROSPECCION SEGUIMIENTO
T05	INFRAESTRUCTURA INSTITUCIONAL	Son todos aquellos procesos encaminados a la adquisición, construcción, ampliación, mantenimiento, reparación, reposición, restauración de acervo físico y material que permite llevar a cabo actividades institucionales de la institución ejecutora.	ADQUISICION AMPLIACION CONSERVACION CONSTRUCCION EQUIPAMIENTO EXPLOTACION HABILITACION IMPLEMENTACION INSTALACION MEJORAMIENTO REPARACION REPOSICION RESTAURACION
T06	FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL	Son todos aquellos procesos de mejora de capacidades humanas y de gestión encaminados a mantener y mejorar el desarrollo de las actividades institucionales. No incluye infraestructura	APLICACION CAPACITACION CONTROL DIFUSION MANEJO

SOSTENIBILIDAD SOCIAL

La sostenibilidad en los proyectos de desarrollo es asegurada al promover la equidad e igualdad de género, la equidad etno-cultural e intergeneracional, implementando acciones orientadas a lograr cambios profundos en los actuales patrones socio culturales discriminatorios, que reproducen inequidades y desigualdades.

Equidad e Igualdad de género

Los proyectos deben atender las necesidades prácticas de género (salud, educación, vivienda, etc.), y llegar a cuestiones "supra" como son los intereses estratégicos, relacionados con el empoderamiento y autonomía de las mujeres, condición elemental para arribar a un orden de género distinto, en el que la igualdad y garantía de derechos esté asegurada¹⁵. Un proyecto de desarrollo es sostenible desde la perspectiva de género, cuando:

- Garantiza el acceso y control igualitario de mujeres y hombres a bienes tangibles e intangibles generados por el proyecto, e impulsa el desarrollo humano.
- La intervención del proyecto asegura la superación de roles productivos tradicionales en hombres y mujeres.
- Contribuya a la redistribución equitativa de roles domésticos en el hogar, para disminuir la sobrecarga de trabajo en las mujeres.
- Tenga impacto potencial en el mejoramiento de la posición de la mujer en la familia y la comunidad, hacia el empoderamiento y autonomía de las mujeres, desarrollando en ellas la capacidad necesaria para tomar decisiones.
- Promueva el desarrollo, en mujeres y hombres, de capacidades, destrezas y conocimientos suficientes para dar continuidad y/o sostenibilidad a las acciones, una vez que se cumpla el ciclo de ejecución del proyecto.

Equidad étnica cultural

Los proyectos deben buscar la transformación de las relaciones que favorecen inequidades, fomentar la interculturalidad y superar asimetrías a través de la unidad en la diversidad, respetando la diversidad de los pueblos y nacionalidades en los ámbitos económico, social y cultural.

Equidad intergeneracional

Las intervenciones deben promover la equidad intergeneracional, atendiendo a los distintos grupos de edad de acuerdo a las necesidades, potencialidades, acceso a oportunidades y la participación de cada generación, evitando todo tipo de discriminación.

¹⁵ Esto con énfasis en proyectos sociales.

¹⁶ **NOTA:** Actualización de la imagen e identificación institucional conforme lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo 732 de 13 de mayo de 2019. La "Guía para la Presentación de Programas y Proyectos de Inversión Pública", fue emitida con Acuerdo Interministerial SPND-MF-0058-2014. Actualizada el 23 de diciembre de 2015.