

ANEXO N.º 7

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Ciclo Combinado I - 400MW

INDICE

1	DEFINICIONES	8
1.1	Definiciones de los Factores de Desempeño	8
1.1.1	Factor de Disponibilidad	8
1.1.2	Confiabilidad	8
1.1.3	Salida de servicio no programadas	8
1.1.4	Salida de servicio por Mantenimiento Programado	8
1.1.5	Salida forzada	8
1.1.6	Tasa de Indisponibilidad Operativa	8
1.1.7	Tasa de Indisponibilidad Operativa Forzada para el CC	9
1.1.8	Probabilidad de Arranque exitoso	9
1.1.9	Horas Equivalentes de Operación / Horas de Fuego	9
1.1.10	Pérdida de Potencia Efectiva y Rendimiento por pérdida de vida útil (envejecimiento)	9
1.2	Definiciones de los Datos Operativos	9
1.2.1	Modos Continuos de Operación	9
1.2.2	Modos Transitorios de Operación	9
1.2.3	Potencia Nominal	9
1.2.4	Mínimo Técnico	10
1.2.5	Rampa de Variación de Carga	10
1.2.6	Arranque en Caliente	10
1.2.7	Arranque en Frío [min]	10
1.2.8	Carga/Potencia Base	10
1.2.9	Tiempo Mínimo de Operación a Carga Base	10
1.2.10	Temperatura del aire de admisión	11

1.2.11	Presión atmosférica	11
1.2.12	Intensidad y dirección del viento	11
1.2.13	Material Particulado	11
1.2.14	Ciclo de vida de las partes activas de la Unidad de Generación Termoelectrica a Gas	11
1.3	Definiciones Técnicas	12
1.3.1	Punto Frontera	12
1.3.2	Unidad de Generación Termoelectrica a Gas (UGTG)	12
1.3.3	Ciclo Combinado	12
1.3.4	Ciclo Brayton	12
1.3.5	Ciclo Rankine	12
1.3.6	HRSR (Heat recovery steam generator)	12
1.3.7	GNo (Precio del Gas Natural)	12
2	CONTENIDO DE LA OFERTA TÉCNICA	13
2.1	Estudio de Prefactibilidad	14
2.1.1	Memoria Descriptiva del Proyecto	15
2.1.2	Informe de factibilidad de uso de terrenos	17
2.1.3	Informe de factibilidad ambiental	17
2.1.4	Informe de factibilidad de uso o aprovechamiento de agua	18
2.1.5	Plan de acción para obtención de permisos y licencias ambientales	18
2.1.6	Especificaciones técnicas, datos técnicos e índices de desempeño	18
2.1.7	Cronograma de diseño, procura, construcción, montaje y puesta en operación del Proyecto	20
2.1.8	Estrategia de diseño, procura y construcción	21
2.1.9	Estrategia para la operación y el mantenimiento	22
2.1.10	Estrategia de provisión de gas natural	24

2.1.11	Nominación de proveedores.	26
2.1.12	Estrategia para obtención de servidumbres para la línea de transmisión	27
2.1.13	Nominación de la empresa fiscalizadora	27
2.1.14	Factibilidad de conexión preliminar	27
3	CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DEL PROYECTO CC I-400 MW	27
3.1	Requisitos generales	28
3.2	Cronograma general del Proyecto	29
3.3	Especificaciones para el diseño del Proyecto	30
3.3.1	Terminal de recepción (GNL), almacenamiento, regasificación y transporte (GN).	30
3.3.2	Sistema de Recepción de Gas Natural en la Planta Termoeléctrica	31
3.3.3	Unidades de Generación Termoeléctrica a Gas (UGTG)	32
3.3.4	By-pass de Chimenea con Placa Ciega	34
3.3.5	Recuperador de Calor para generación de vapor (HRSG)	35
3.3.6	Sistema de Nitrógeno	36
3.3.7	Caldera Auxiliar	36
3.3.8	Sistema de Vapor Principal (Live Steam)	36
3.3.9	Turbina de Vapor (TV)	36
3.3.10	Generadores Eléctricos	38
3.3.11	Interruptor de generadores de UGTG y TV	38
3.3.12	Transformadores Principales (GSU) de UGTG y TV	39
3.3.13	Sistema Eléctrico de Servicios Auxiliares Internos	39
3.3.14	Transformadores de Unidad.	40
3.3.15	Capacidad y Redundancia de los sistemas y equipos principales del CC	41
3.3.16	Especificaciones para la Conexión al SNI	41
3.4	Requisitos de operación de la Central	43

3.4.1	Requerimientos Operacionales de Despacho	43
3.4.2	Criterio general de Diseño	45
3.4.3	Operación de Arranque, Sincronización y Parada	46
3.4.4	Regulación Primaria de Frecuencia	48
3.4.5	Operación de las UGTG en Isla	49
3.4.6	Estación Transformadora, Línea dedicada desde la Central hasta el punto de conexión y STA.	50
3.5	Requisitos para la fabricación y la construcción	53
3.6	Requisitos para el Ingreso de Generadores al SNI a Etapas de Pruebas y Operación Experimental.	54
3.6.1	Pruebas de Conexión de la Central	54
3.6.2	Información Eléctrica requerida para el Planeamiento Operativo del SNI	55
3.7	Requisitos para la Gestión de Operación de la Central	58

SIGLAS

AC	Corriente Alterna
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad (Anterior ARCERNNR)
BOP	Balance of Plant - Equipos del Ciclo Térmico CC
CB-CCTG	Carga Base del CCTG
CB-TG	Carga Base de la TG
CB-TV	Carga Base de la TV
CC	Ciclo Combinado
CC-400	Proyecto CC-400 MW GNL
CCTG	Ciclo Combinado basado en turbina de gas
CELEC-EP	Corporación Eléctrica de Ecuador
CENACE	Operador Nacional de Electricidad
COD	Fecha de inicio de operación comercial por sus siglas en inglés
CS	Ciclo Simple
DC	Corriente Continua por sus siglas en inglés.
EMS	Sistema de Gestión de Energía por sus siglas en inglés
FAT	Factory Acceptance Test - Pruebas de Aceptación en Fábrica
GN	Gas natural
GNL	Gas Natural Licuado
GSU	Transformador elevador de generadores
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatio hora
HRSG	Recuperador de Calor para generación de vapor
IP	Presión Intermedia
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MW	Megavatio

PCI	Poder Calorífico Inferior del combustible (LHV siglas en inglés)
PME	Plan Maestro de Electricidad
S/E	Subestación Transformadora
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
SISMEC	Sistema de Medición Comercial
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
SPS	Sistema de Protección Sistémica
STRE	Sistema Supervisión y Control en Tiempo Real
TG	Turbina de Gas
TV	Turbina a Vapor
UGTG	Unidad de Generación Termoeléctrica basada en Turbina de Gas (Ciclo Brayton)
UPS	Sistema Estático Ininterrumpible de Energía de AC.

1 DEFINICIONES

1.1 Definiciones de los Factores de Desempeño

La evaluación del desempeño de las unidades de generación y de la central en relación con las condiciones del sitio de emplazamiento, el tipo de combustible, las condiciones operativas generales del SNT y fundamentalmente a la gestión de operación y mantenimiento, se realizará considerando los siguientes indicadores:

1.1.1 Factor de Disponibilidad

Representa el porcentaje de Potencia Efectiva que estuvo disponible durante un determinado período de tiempo y evalúa la gestión del Concesionario por mantener disponible sus instalaciones. La falta de combustible será considerada una indisponibilidad operativa.

1.1.2 Confiabilidad

Es la probabilidad de que un equipo o sistema pueda desempeñar su función específica, durante un intervalo de tiempo y bajo condiciones de uso o de operación.

1.1.3 Salida de servicio no programadas

Son las salidas de servicio no incluidas en el programa anual de mantenimiento preventivo y originadas por alguna falla que no permite que la unidad pueda continuar en servicio hasta que el despacho de carga autorice la salida de servicio.

1.1.4 Salida de servicio por Mantenimiento Programado

Es la salida de Servicio prevista en el Programa Anual de Mantenimiento Programado.

1.1.5 Salida forzada

Es la salida de servicio por un disparo originado en una falla propia de la instalación o falta de combustible.

1.1.6 Tasa de Indisponibilidad Operativa

Es el tiempo en el cual el CC no está disponible para el despacho, incluyendo salidas de servicio planificadas, por Mantenimiento Programado y por salidas forzadas, referido a un periodo de tiempo determinado.

1.1.7 Tasa de Indisponibilidad Operativa Forzada para el CC

Es la fracción de tiempo que una unidad de generación está indisponible debido a una salida de servicio forzada. En este caso se incluyen las indisponibilidades de GN.

1.1.8 Probabilidad de Arranque exitoso

Es una medida de la probabilidad de arranque cuando la unidad es requerida. Se mide como la tasa de arranques exitosos respecto de los arranques requeridos.

1.1.9 Horas Equivalentes de Operación / Horas de Fuego

Es un algoritmo que considera el número de arranques, el tipo de combustible, las horas de operación por encima de la carga base como parámetros principales. El programa de mantenimiento de la Unidad de Generación Termoeléctrica a Gas viene definido por las horas equivalentes, valor este que define los períodos de mantenimiento.

1.1.10 Pérdida de Potencia Efectiva y Rendimiento por pérdida de vida útil (envejecimiento)

Es la pérdida de potencia efectiva consecuencia del uso de la Unidad de Generación Termoeléctrica a Gas. El fabricante debe proveer las curvas y los algoritmos de aproximación para cada ciclo de mantenimiento durante el ciclo de vida.

1.2 Definiciones de los Datos Operativos

1.2.1 Modos Continuos de Operación

Son los modos de operación en los cuales el CC puede operar en forma ininterrumpida de manera segura y confiable.

1.2.2 Modos Transitorios de Operación

Son los modos en los que la unidad no puede operar en forma ininterrumpida.

1.2.3 Potencia Nominal

Es la potencia instalada establecida en los datos de placa de una central o unidad de generación.

1.2.4 Mínimo Técnico

[% P_{nom}]. La potencia activa mínima, según se especifique en los parámetros técnicos declarados al Operador Nacional de Electricidad – CENACE, a la que la unidad de generación de electricidad puede funcionar de forma estable durante un tiempo ilimitado.

1.2.5 Rampa de Variación de Carga

[% P_{nom}/min]. Es la velocidad de variación de carga entre dos estados estables de carga de la Unidad de Generación Termoeléctrica a Gas.

1.2.6 Arranque en Caliente

Expresado en [min]. Es el arranque luego de una salida de servicio normal y antes que haya alcanzado las condiciones de arranque en Frío. Este valor no está normalizado y depende de las características de la instalación. En general el arranque en caliente es el que se produce luego de un rechazo de carga por una causa externa. En el caso de paradas durante el fin de semana normalmente se mantiene presurizado el HRSG (embotellado) y de esta manera se logra un arranque entre caliente y frío.

1.2.7 Arranque en Frío [min]

El Oferente deberá definir las condiciones operativas que caracterizan a la condición de arranque en frío. En este caso es el HRSG quien determina el tiempo. Además, el tiempo de arranque en frío estará condicionado a un conjunto de operaciones de preparación del arranque, tales como llenado del HRSG, check list de puesta en condición de arranque de los equipos auxiliares.

1.2.8 Carga/Potencia Base

Es la carga de una unidad de generación termoeléctrica a gas cuando opera en control de temperatura con el set point correspondiente a la temperatura nominal de escape.

1.2.9 Tiempo Mínimo de Operación a Carga Base

El CC está diseñado para la operación continua dentro del rango de Potencia Base.

1.2.10 Temperatura del aire de admisión

Es la temperatura de bulbo seco y húmedo del aire medida en la aspiración de una Unidad de Generación Termoeléctrica a gas y que define la entalpía del aire al inicio del ciclo termodinámico. Este valor es utilizado para corregir la potencia mecánica entregada en el eje de la UGTG y referirlo a la condición ISO.

1.2.11 Presión atmosférica

Es la presión atmosférica del sitio en donde opera una Unidad de Generación Termoeléctrica a Gas. Este valor es utilizado para corregir la potencia mecánica entregada en el eje de la Unidad de Generación y referirlo a la condición ISO.

1.2.12 Intensidad y dirección del viento

Este parámetro no afecta el valor de la potencia de la Unidad de Generación Termoeléctrica a Gas, pero si afecta el rendimiento del sistema de filtrado de aire. En particular si hay contaminación salina y/o material particulado proveniente de industrias vecinas que sean arrastradas por el viento pasar los filtros y ensuciarlos componentes internos de la Unidad de Generación Termoeléctrica a Gas.

1.2.13 Material Particulado

Las partículas en suspensión o material particulado son una serie de cuerpos sólidos o pequeñas gotas de líquidos dispersos de dimensiones micrométricas y concentración variable dispersas en el aire y generadas a partir de alguna actividad antropogénica.

En particular, para que la Unidad de Generación Termoeléctrica a Gas aspire aire de calidad, los filtros deben ser diseñados para retener partículas de Ca, Al, Si, SO₂ y NaCl.

1.2.14 Ciclo de vida de las partes activas de la Unidad de Generación Termoeléctrica a Gas

El estrés de origen térmico y los esfuerzos mecánicos producen el envejecimiento de las partes sometidas al paso de gases calientes y el incremento del riesgo de rotura. Los ciclos de mantenimiento incluyen inspecciones y reparaciones o cambio de partes durante la vida útil en períodos de tiempo que dependen de las condiciones de operación y que se expresan en horas equivalentes de operación u horas de fuego según el fabricante.

1.3 Definiciones Técnicas

1.3.1 Punto Frontera

Corresponde al punto físico donde se produce la conexión de generadores, distribuidores, grandes consumidores, autoproductores y sistemas petroleros, con las redes del sistema de transmisión o distribución.

1.3.2 Unidad de Generación Termoeléctrica basada en Turbina de Gas (UGTG)

Conjunto de equipos y sistemas que permiten transformar la fuente de energía química (combustible) en energía eléctrica a través de una Turbina de Gas (Ciclo Brayton).

1.3.3 Ciclo Combinado

Conjunto de Unidades de Generación compuestas por dos ciclos termodinámicos: un ciclo de combustión generalmente Ciclo Brayton (gas), y un ciclo termodinámico Rankine (vapor) potenciado por el vapor que es generado por el HRSG (Recuperador de calor para generación de vapor) que recupera el calor remanente de los gases de escape del Ciclo Brayton.

1.3.4 Ciclo Brayton

Ciclo termodinámico de potencia, caracterizado por una turbina de gas (aire).

1.3.5 Ciclo Rankine

Ciclo termodinámico de potencia, caracterizado por una turbina de vapor.

1.3.6 HRSR (Heat recovery steam generator)

Es un intercambiador de calor entre gases de combustión y agua. Recupera la energía remanente del flujo de los gases de escape de la turbina de gas para producir el vapor que será suministrado a la turbina de vapor.

1.3.7 GNo (Precio del Gas Natural)

Es el precio del Gas Natural en [USD/MMBTU] presentado en la oferta que incluye todos los costos en la cadena de suministro hasta la brida de la válvula de aislamiento o ingreso de la Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado, que incluye: compra, licuefacción, transporte marítimo, recepción, regasificación y bombeo. Este valor será referenciado en el contrato de concesión y contrato regulado.

2 CONTENIDO DE LA OFERTA TÉCNICA

De acuerdo con los Pliegos de Licitación del PPS BLOQUE CC I-400MW, los participantes deberán presentar sus ofertas en dos archivos digitales: la Oferta Técnica y la Oferta Económica.

La Oferta Técnica deberá incluir tres elementos fundamentales:

- a. El estudio de prefactibilidad del proyecto,
- b. La Garantía de Seriedad y Vigencia de la Oferta, y
- c. El compromiso de constitución de la Sociedad de Propósito Específico, cuando corresponda

En esta sección se describen los elementos técnicos mínimos que deberán incluirse en la Propuesta Técnica para avalar el Proyecto y las capacidades de los oferentes, observando las siguientes responsabilidades:

- A. El oferente es el responsable total y exclusivo del proyecto presentado
- B. El Concedente no asume ningún tipo de responsabilidad derivada de la aceptación de la propuesta técnica

Dada la naturaleza de las centrales de ciclo combinado con UGTG, las exigencias de eficiencia, disponibilidad, confiabilidad, los requerimientos de flexibilidad operativa, la

operación con gas natural, y el plazo del contrato de concesión; las propuestas técnicas serán definidas por cada oferente, a partir del desarrollo de, como mínimo, un conjunto de elementos clave preestablecidos en el Pliego.

Cada propuesta técnica reflejará la manera y profundidad en que cada oferente haya analizado las condiciones de diseño, optimizado la procura con empresas de reconocido prestigio, establecido los criterios para el montaje, la puesta en marcha, la operación y el mantenimiento de la central y del sistema de transmisión asociado.

Cada Oferente deberá demostrar que ha analizado e incluido en su proyecto el equipamiento técnico que le permitirá atender las exigencias operativas del proyecto, que dispondrá de gas natural con la calidad y cantidad requeridas a partir de la contratación de proveedores de reconocida calidad, experiencia y solvencia; adecuados para los desafíos operativos y de confiabilidad que enfrentará el proyecto. Del mismo modo la propuesta técnica deberá demostrar que se ha seleccionado un lugar adecuado para la implantación del proyecto, considerando todas las condiciones requeridas (Subestaciones disponibles para la conexión, facilidad y minimización de costos para recepción de GN, disponibilidad de la propiedad del terreno, usos permitidos del suelo, accesos y vinculaciones, características topográficas, disponibilidad de agua de enfriamiento, etc.). En síntesis, la Propuesta Técnica deberá estar desarrollada de modo que se demuestre la prefactibilidad del proyecto, analizando y definiendo en detalle todos los aspectos relacionados con los activos a instalar.

El enfoque de elaboración de las propuestas deja libertad a los Oferentes para demostrar la validez de sus Proyectos. Sin embargo, se establece un conjunto de elementos mínimos que deberán ser abordados por los oferentes, y que deberán contener el soporte técnico adecuado (descripciones, análisis y selección de alternativas, estudios de base, relevamientos, especificaciones y documentación técnica de los proveedores, experiencias, documentación gráfica, fotográfica o de antecedentes, modelizaciones, información de proveedores, etc.).

2.1 Estudio de Prefactibilidad

Los Oferentes deberán presentar el estudio de prefactibilidad del proyecto, que contenga como mínimo lo siguiente:

- i. Memoria Descriptiva del Proyecto (Central de generación, el Sistema de Transmisión Asociado)
- ii. Informe de factibilidad de uso de terrenos
- iii. Informe de factibilidad Ambiental del Proyecto de Generación CC I-400 MW
- iv. Informe de factibilidad de uso o aprovechamiento de agua
- v. Plan de acción para obtención de permisos y licencias ambientales
- vi. Especificaciones técnicas, datos técnicos e índices de desempeño a los que se ajustará el Proyecto, incluyendo la estrategia a seguir para el cumplimiento de estos.
- vii. Cronograma (tentativo) de construcción del proyecto (Central de Generación, Sistema de Transmisión Asociado)
- viii. Estrategia de diseño, procura y construcción
- ix. Estrategia para la operación y el mantenimiento
- x. Estrategia para abastecimiento de gas natural
- xi. Nominación de proveedores
- xii. Estrategia para la obtención de las servidumbres de la línea de transmisión asociada, incluyendo el plan detallado de gestión, negociación con propietarios y comunidades, y obtención de servidumbres
- xiii. Nominación de una empresa de ingeniería de reconocido prestigio y experiencia que tendrá a su cargo y responsabilidad la fiscalización de los diseños, de la ejecución y puesta en operación comercial del proyecto, conforme los requisitos señalados en este documento
- xiv. Documento de factibilidad de conexión preliminar, conforme lo establecido en la regulación (ARCONEL-001/24). Este documento será proporcionado junto con el Anexo 10 del pliego.

2.1.1 Memoria Descriptiva del Proyecto

La memoria descriptiva del Proyecto será presentada conforme al Formulario No. 7 y deberá contener la central de generación y el sistema de transmisión asociado hasta el punto de conexión.

2.1.1.1 Central de generación

La Memoria descriptiva del proyecto deberá incluir la descripción pormenorizada de la central de generación y de cada uno de sus componentes, y todos los elementos necesarios para demostrar el cumplimiento de los requerimientos y flexibilidad operativa exigidos en las Especificaciones Técnicas.

Entre otros elementos, la Memoria Descriptiva deberá contar con:

- a) Descripción general del Proyecto
- b) Plano de ubicación del Sitio de Emplazamiento
- c) Planos disposición general
- d) Utilización de combustible de respaldo. Para asegurar la continuidad en la operación de la central, el oferente podrá considerar el uso, de manera excepcional, de cualquier combustible de respaldo ante condiciones de falla en la cadena de suministro del combustible principal. Para ello, el Oferente deberá explicar en su propuesta la estrategia a aplicar, tomando en consideración que dicho combustible, en ningún caso, podrá ser considerado como reemplazo parcial o total del gas natural, en condiciones normales de operación
- e) Implantación del Proyecto
- f) Rutas de acceso al Sitio con capacidad para el transporte de los equipos más grandes y pesados del Proyecto
- g) Descripción y características de las UGTG, proveedor, modelo, capacidad, eficiencia, heat rate (consumo de gas en MMBTU/kWh generado promedio en CS y CC), etc.
- h) Descripción y características del HRSG, proveedor, módulos, etapas, etc.
- i) Descripción y características de la TV, proveedor, modelo, capacidad, eficiencia
- j) Infraestructura para el acopio, procesamiento, utilización y descarga de agua de enfriamiento
- k) Infraestructura utilizada para el control de emisiones de gases
- l) Tratamiento de aguas residuales, tanto industriales como sanitarias
- m) Valor de la potencia efectiva en el Sitio

- n) Sistema de control
- o) Balance Térmico del CC, y eficiencia total promedio de CC; y,
- p) Factor de Planta
- q) Velocidad de Toma de Carga MW/min

2.1.1.2 Memoria descriptiva del Sistema de Transmisión Asociado.

Al igual que para la Central de Generación, el Oferente deberá incluir la Memoria Técnica del Sistema de Transmisión Asociado. La definición del sistema de transmisión asociado, su alcance y sus principales características, deberán contener, al menos, los siguientes elementos:

- a) Descripción y caracterización de los componentes;
- b) Estructuras y conductores;
- c) Estaciones transformadoras;
- d) Planos descriptivos;
- e) Trazado de la línea de transmisión;
- f) Plano de servidumbres requeridas; y
- g) Plano de disposición de estructuras.

2.1.2 Informe de factibilidad de uso de terrenos

El informe de factibilidad de uso de terrenos deberá identificar detalladamente el emplazamiento donde se ubicará la Central de Generación, y demostrará la factibilidad de uso de los terrenos, con la estrategia que el Oferente aplicará para la adquisición de estos.

Entre otros elementos se deberá:

- Describir la disponibilidad de servicios de agua y energía eléctrica para la construcción
- Demostrar la existencia o la posibilidad de construcción, de las facilidades de acceso al sitio, incluyendo los correspondientes a la provisión de grandes piezas

- Describir que el emplazamiento cumple con criterios geotécnicos y geológicos para la implantación de la Central de Ciclo Combinado

2.1.3 Informe de factibilidad ambiental

La Oferta Técnica deberá incluir un informe de factibilidad ambiental del Proyecto, que sustenten los requerimientos de la autoridad ambiental competente, sin perjuicio de las exigencias de los financistas para el futuro Concesionario, para cumplir con el Cierre Financiero en el ámbito ambiental y social; y, deberá incluir la información y documentos establecidos en el “Informe de Diagnóstico Socioambiental” (Anexo 9.) y estarán suscritos por un consultor aprobado por la autoridad ambiental competente.

Los Estudios de Impacto Ambiental deberán contener, al menos, los siguientes elementos:

- a) Alcance, ciclo de vida y descripción detallada del proyecto, incluyendo las actividades y tecnología a implementarse con la identificación de las áreas geográficas a ser intervenidas;
- b) Análisis de alternativas de las actividades del proyecto;
- c) Demanda de recursos naturales por parte del proyecto y de ser aplicable, las respectivas autorizaciones administrativas para la utilización de dichos recursos;
- d) Diagnóstico ambiental de línea base, que contendrá el detalle de los componentes físicos, bióticos y los análisis socioeconómicos y culturales;
- e) Inventario forestal, de ser aplicable;
- f) Identificación y determinación de áreas de influencia y áreas sensibles;
- g) Análisis de riesgos, incluyendo aquellos riesgos del ambiente al proyecto y del proyecto al ambiente;
- h) Evaluación de impactos socioambientales;
- i) Plan de manejo ambiental y sus respectivos sub-planes.

El informe deberá incluir, además, la estrategia para la obtención de permisos y licencias ambientales requeridas.

2.1.4 Informe de factibilidad de uso o aprovechamiento de agua

El informe deberá demostrar la factibilidad de uso de agua requerida para el proyecto, de acuerdo con los requerimientos establecidos por el MAE.

La factibilidad de uso de agua deberá estar sustentada en al menos los siguientes parámetros:

- a) Identificación de la fuente de abastecimiento
- b) Cantidad de agua requerida para el proyecto

El informe deberá incluir, además, el respectivo plan de acción para la obtención de la autorización de aprovechamiento productivo del agua.

2.1.5 Plan de acción para obtención de permisos y licencias ambientales

Plan de acción para la obtención de permisos municipales, ambientales y demás permisos que sean requeridos en cumplimiento de la normativa local del sitio que el oferente haya determinado para la central (identificados de acuerdo con su propia responsabilidad, due diligence), y que sean requeridos para la fase de construcción y posterior fase de operación de la central.

2.1.6 Especificaciones técnicas, datos técnicos e índices de desempeño

La oferta deberá incluir la descripción técnica y la descripción de las principales características funcionales del equipamiento de la Central, incluyendo el Balance Térmico en las condiciones del ciclo combinado, en el que se muestren los valores de rendimiento, potencia bruta, consumo de auxiliares, consumo de combustible y agua de reposición (make-up) del ciclo térmico.

El estudio deberá demostrar la confiabilidad de la central y el cumplimiento de la flexibilidad operativa requerida. Ver 3.4.

Asimismo, la oferta deberá consignar los datos técnicos, de acuerdo con las siguientes condiciones.

2.1.6.1 Valores Originales del Ciclo Combinado

- Potencia Efectiva en el sitio del Ciclo Combinado [kW] para Carga Base.

- Consumo Específico Neto de Gas Natural [kJ/kWh] y [MMBTU/kWh] para Carga Base.

Para las diferentes configuraciones del ciclo combinado, estos valores deberán ser reportados. Es decir, las operaciones conformadas por las diferentes UGTG y la TV.

2.1.6.2 Valores Originales para cada UGTG Operando en Ciclo Simple

- Potencia Nominal [kW] para cada UGTG operando en CS a Carga Base; y
- Consumo Específico Neto de Gas Natural [kJ/kWh] y [MMBTU/kWh] para Carga Base.

2.1.6.3 Niveles Máximos de Emisiones, Ruido y Vibraciones

Se deberán consignar, conforme la normativa ambiental vigente que corresponde al Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente Decreto 3516 publicado en Registro Oficial Edición Especial 2 del 31 de marzo de 2003, Reforma al Texto Unificado de Legislación Secundaria de Medio Ambiente, Libro VI Acuerdo Ministerial Nro. 97 – A publicado en Registro Oficial Edición Especial 387 de 4 de noviembre de 2015; y, al Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo Decreto Ejecutivo 255 publicado en el Registro Oficial Segundo Suplemento Nro. 554 de 9 de mayo de 2024. A los siguientes niveles máximos para la operación con gas natural de acuerdo con lo requerido en el:

- Valor Máximo de las Emisiones Gaseosas y Particulado operando en modo CS;
- Valor Máximo de las Emisiones Gaseosas y Particulado operando en modo CC;
- Niveles máximos de Ruido y Vibraciones para la operación en Modo CS; y
- Niveles máximos de Ruido y Vibraciones para la operación en Modo CC.

Durante las Pruebas de Performance del Ciclo Combinado se verificarán estos valores.

2.1.6.4 Índices de desempeño operativo

La oferta técnica deberá especificar claramente los siguientes índices de desempeño operativo:

- Disponibilidad Operativa en Modo CC y CS;
- Factor de Indisponibilidad Forzada del CC;
- Reducción de la potencia (derate) en Modo CC a partir de las primeras 100 horas de operación hasta la primera Inspección Mayor de la UGTG;
- Reducción del Consumo Especifico Neto CC a partir de las primeras 100 horas de operación hasta la primera Inspección Mayor de la UGTG;
- Reducción de la potencia de la UGTG en Modo CS a partir de las primeras 100 horas de fuego hasta la primera Inspección Mayor;
- Reducción del Consumo Especifico Neto de la UGTG en Modo CS a partir de las primeras 100 horas operación hasta la primera Inspección Mayor; y
- Curvas de Capabilidad de los generadores.

2.1.7 Cronograma de diseño, procura, construcción, montaje y puesta en operación del Proyecto

La oferta técnica deberá incluir el cronograma de desarrollo del Proyecto, implementado en un modelo adecuado en el que se demuestre claramente la correlación, dependencia y secuencia de las diferentes tareas, los hitos de cumplimiento obligatorio, la ruta crítica del proyecto y las fechas de inicio y terminación temprana y tardía de todas las actividades.

Se deberá incluir asimismo en el cronograma la participación de eventuales contratistas y proveedores.

Los hitos de cumplimiento obligatorio, para la central, serán los siguientes:

- Cierre financiero;
- Licencia Ambiental y Plan de Manejo Ambiental;
- Contrato EPC;
- Proyecto Ejecutivo;
- Obra civil 10%

- Obra civil 50%
- Montaje del equipamiento Tanques GN (Almacenamiento de combustible-GN, y combustible de respaldo para casos emergentes), Turbina de GAS-Generadores, HRSG, Turbina de Vapor-Generadores, Condensadores, Torre de enfriamiento;
- Montaje del equipamiento, auxiliares y complementarios;
- Pruebas Técnicas y Operación Experimental; y
- Declaración de Operación Comercial (COD).

Para el Sistema de Transmisión Asociado los hitos de cumplimiento obligatorio serán los siguientes:

- Contrato EPC de las Subestaciones eléctricas;
- Contrato EPC de las Líneas de Transmisión;
- Obra civil de las Subestaciones eléctricas;
- Obra civil de las Líneas de Transmisión;
- Montaje de los transformadores;
- Montaje electromecánico; y
- Energización del Sistema de Transmisión Asociado.

2.1.8 Estrategia de diseño, procura y construcción

El Oferente o su contratista deberá contar con la experiencia exitosa, capacidad técnica y financiera para abordar todas y cada una de las etapas del proyecto, incluida la Procura y Construcción, y con antecedentes probados de proyectos de centrales de generación termoeléctrica a nivel mundial donde al menos uno (1) de ellos deberá ser un ciclo combinado (Ciclos Brayton-Rankine, con capacidad mayor a 300 MW y que este operativo) con gas natural, que sumados den al menos 600 MW de Capacidad Nominal Instalada en los últimos 10 años.

Para las obras de Transmisión, la experiencia que deberá tener la Contratista seleccionada por el Oferente deberá ser en infraestructura de transmisión (líneas y subestaciones), en proyectos con tensión de 230 kV o mayor.

La oferta técnica deberá incluir una descripción de la estrategia que se seguirá para el diseño, procura y construcción e instalación de la central y del sistema de transmisión asociado. Se deberá incluir la nominación de la(s) empresa(s) de ingeniería que tendrá(n) a cargo estas tareas.

También se deberá describir cómo se llevarán a cabo las actividades previas a la construcción, incluyendo la presentación de garantías y seguros, la obtención de los títulos sobre los terrenos, la obtención de las licencias ambientales, permisos de uso de agua, la firma del contrato de conexión con CELEC EP-TRANSELECTRIC, la obtención de todos los permisos requeridos para proceder a la construcción, y la solicitud de servidumbres de paso para el Sistema de Transmisión Asociado, donde se dispondrá del apoyo del Ministerio de Energía y Minas, conforme los términos establecidos en el Contrato de Concesión; y, para el acceso a los sitios de construcción de la central.

Finalmente, se deberá presentar el diseño y las Especificaciones Técnicas para la construcción de las obras destinadas a desarrollar tareas de apoyo a las obras principales, entre ellas las instalaciones para la recepción, almacenamiento y acondicionamiento de las partes y equipos durante la etapa de construcción y montaje.

2.1.9 Estrategia para la operación y el mantenimiento

Al igual que para la etapa de construcción, la Oferta Técnica deberá incluir la estrategia propuesta para la operación y mantenimiento de la central para todo el período de concesión, considerando los programas de mantenimiento programado de la TV y el HRSG en forma coordinada con el programa de mantenimiento de la(s) UGTG.

En relación con las UGTG, la Oferta Técnica deberá incluir la propuesta de Contrato de Servicio y Provisión de Partes para un ciclo de mantenimiento de la(s) UGTG(s) con las siguientes condiciones como mínimo:

- Programa de Supervisión y Servicio de Mantenimiento ajustado a los requerimientos de funcionamiento de la(s) UGTG quemando GN;
- Buffer Stock de repuestos a disponer en la central durante el ciclo de mantenimiento, incluyendo el conjunto de partes calientes necesarias para la rotación de partes reparables;
- Stock de repuestos críticos necesarios para asegurar la confiabilidad de la operación de la(s) TG durante el período de garantía; y
- Supervisión y mano de obra, tanto especializadas como no especializadas, necesarias para la ejecución de todas las actividades de mantenimiento programado de todas las instalaciones de la(s) UGTG;

El oferente deberá presentar también en la oferta el programa de mantenimiento del CC, sincronizado con el programa de mantenimiento de la UGTG, que incluirá como mínimo:

- Cronograma de Mantenimiento Programado detallando el tipo de mantenimiento a realizar en todo el CC en cada etapa del ciclo de mantenimiento de la(s) UGTG;
- CMMS (Computerized Maintenance Management System); y
- Listado de repuestos críticos a mantener en Stock, conforme criterio del fabricante, durante todo el período de Concesión.

Para garantizar la operación y el mantenimiento de la Central, el oferente deberá incluir en su Oferta Técnica una propuesta de Contrato de Servicio de Operación y Mantenimiento del Ciclo Combinado. Se deberá adjuntar la carta de compromiso del Operador Técnico propuesto.

El Operador Técnico deberá como mínimo contar con los siguientes requisitos:

- Experiencia en el gerenciamiento de Ciclos Combinados de potencia igual o mayor de 400 MW.
- Capacidad Técnica y de Administración de los activos del CC en todo lo relacionado a su Operación y Mantenimiento;

- Gerenciamiento de la Central;
 - Operaciones (Técnica-Comercial-Combustible)
 - Mantenimiento;
 - Seguridad (Safety & Health);
 - Administración;
 - Recursos Humanos; y
 - Relaciones con la Comunidad.

2.1.10 Estrategia de provisión de gas natural

La Oferta Técnica deberá incluir un capítulo específico en el que se describa con total claridad la estrategia de abastecimiento de gas natural. La descripción deberá contemplar lo contenido en el Formulario No. 7 que se resume a continuación:

Memoria descriptiva detallada de las facilidades del terminal de recepción (GNL), almacenamiento, regasificación y transporte (GN) su dimensionamiento preliminar y las condiciones de flexibilidad garantizadas que aseguren la disponibilidad del CC I-400MW comprometida; y según sea el caso de la modalidad de abastecimiento de GN se adjuntarán los documentos que a continuación se describen.

Caso 1. Autoabastecimiento.

- a) Carta de intención del proveedor/proveedores del GNL por la que se comprometa a proveer el GNL por el período de concesión (individual o en conjunto). En caso de que el transportista (naviera) de GNL sea independiente del proveedor de GNL, se deberá presentar también la Carta de intención del transportista de GNL, por el mismo periodo;
- b) Certificado de características del gas natural, que serán de cumplimiento obligatorio por el Proveedor del GNL, de acuerdo con las especificaciones provistas por el Proveedor de las UGTG.

Caso 2. Abastecimiento a través de Subcontratista

- a) Carta de intención del proveedor/proveedores del GNL por la que se comprometa a proveer el GNL por el período de concesión (individual o en conjunto). En caso de que el transportista (naviera) de GNL sea independiente del proveedor de GNL, se deberá presentar también la Carta de intención del transportista de GNL, por el mismo periodo;
- b) Carta de intención del Prestador de Servicios de Gas Natural en Ecuador (terminal de recepción (GNL), almacenamiento, regasificación y transporte (GN), en la que se compromete a prestar los servicios durante toda la duración del Contrato de Concesión;
- c) Certificado de características del gas natural, que serán de cumplimiento obligatorio por el Proveedor del GNL, de acuerdo con las especificaciones provistas por el Proveedor de las UGTG.

Sin limitación a que se oferte como caso 1 o caso 2, las propuestas pueden ofertar en combinación de los dos casos.

Todas las actividades de la cadena de suministro de gas natural deberán cumplir con la normativa aplicable, principalmente:

- Ley de Hidrocarburos, publicada en Registro Oficial Nro. 711 de 15 de noviembre de 1978.
- Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, publicada en Suplemento de Registro Oficial Nro. 244 de 27 de julio de 2010.
- Reglamento Codificado de Aplicación de la Ley de Hidrocarburos, publicado en cuarto Suplemento de Registro Oficial Nro. 446 de 28 de noviembre de 2023.
- Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas publicado en el Sexto Suplemento del Registro Oficial Nro. 514 de 12 de agosto de 2021.
- Reglamento para la Construcción y Operación de Gasoductos Secundarios Privados y la Prestación del Correspondiente Servicio de Transporte de Gas Natural, publicado en el Registro Oficial Nro. 74 del 30 de abril de 2007.
- Reforma al Reglamento de Operaciones de Gas Natural, Decreto Ejecutivo Nro. 311 publicado en Segundo Suplemento de Registro Oficial Nro. 589 de 28 de junio de 2024.

- Reforma al Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y al Reglamento de Operaciones de Gas Natural, Decreto Ejecutivo Nro. 32 publicado en Octavo Suplemento del Registro Oficial Nro. 62 de 18 de junio de 2025.

La Oferta Técnica deberá incluir también toda la información y los elementos técnicos probatorios (aplicación de modelos, informes, estudios, determinaciones, etc.) de que las instalaciones de gas permitirán la utilización del combustible con los requerimientos de confiabilidad, disponibilidad y flexibilidad operativa exigidos para la central, en cualquiera de los modos operativos y de despacho previstos.

La memoria descriptiva de las facilidades de GNL/GN debe incluir como mínimo los detalles que se solicitan en el Formulario No. 7.

2.1.11 Nominación de proveedores

Como parte de la Oferta Técnica se deberá incluir la lista de los proveedores del oferente, adjuntando también las cartas de compromiso de participación.

- a) Carta de intención de los proveedores del equipamiento principal (UGTG, TV, HRSG, transformadores, etc.);
- b) Carta de intención del contrato de mantenimiento de largo plazo de las UGTG, TV, HRSG, transformadores, etc;
- c) Carta de intención del Operador;
- d) Carta de intención de la(s) empresa(s) de ingeniería y diseño de la Central y el STA;
- e) Carta de intención de la(s) empresa(s) constructora(s);
- f) Carta de intención de la empresa fiscalizadora; y
- g) Carta de intención de la empresa encargada de la Dirección del Proyecto.

Los compromisos de los distintos proveedores deberán incluir especificaciones técnicas, modelos, programas y lugares de fabricación, y compromisos de entrega de acuerdo con los plazos requeridos para el cumplimiento del cronograma del Proyecto.

2.1.12 Estrategia para obtención de servidumbres para la línea de transmisión

Presentar un plan detallado para la gestión y obtención de las servidumbres de la línea de transmisión incluyendo una clara estrategia a seguir para la negociación con los propietarios de los predios y las comunidades.

2.1.13 Nominación de la empresa fiscalizadora

Como parte de la Oferta Técnica se deberá presentar la carta de intención de la o las empresas que realizarán la aprobación de la Ingeniería, supervisión de obra y procura, para la Central de Generación y el Sistema de Transmisión Asociado (STA).

El Concesionario deberá contratar a su costo y bajo su responsabilidad una empresa de ingeniería de reconocido prestigio y experiencia, como responsable de la supervisión y fiscalización del desarrollo de los diseños, construcción y puesta en operación comercial del Proyecto, cuyas funciones y facultades se detallan en el Contrato de Concesión.

2.1.14 Factibilidad de conexión preliminar

La Oferta Técnica deberá incluir el documento de factibilidad de conexión preliminar emitido por CELEC EP TRANSELECTRIC, conforme lo establecido en la regulación ARCONEL 001/24. Este documento se adjunta en el Anexo 10 y debe presentarse junto con la oferta.

3 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DEL PROYECTO CC I-400 MW

Se otorga la mayor libertad posible a los Oferentes para la elaboración de su propuesta técnica, pero cumpliendo con la presentación de documentación específica sobre aspectos considerados esenciales para evaluar la prefactibilidad técnica del proyecto, relacionados con requisitos para el diseño, procura, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento del Proyecto.

Con independencia en la definición del Proyecto, el Concesionario estará obligado a realizar todas las actividades asociadas con el Proyecto de acuerdo con normativas establecidas, estándares de calidad adecuados, y siguiendo los procedimientos y requisitos establecidos.

Los requisitos se basan en regulaciones y/o normas existentes, y en criterios de las mejores prácticas aplicadas en el desarrollo de centrales de características similares.

Los requisitos se enfocan en los siguientes aspectos:

- 3.1.- Requisitos generales;
- 3.2.- Cronograma general del Proyecto;
- 3.3.- Especificaciones para el diseño del Proyecto;
- 3.4.- Requisitos para la operación;
- 3.5.- Requisitos para la fabricación y la construcción;
- 3.6.- Requisitos para el Ingreso de Generadores al SNI a Etapas de Pruebas y Operación Experimental; y
- 3.7.- Requisitos para la gestión del Proyecto.

El enfoque del PPS CC-I-400MW combina las condiciones de flexibilidad requeridas para que el oferente pueda decidir libremente en todos aquellos aspectos que permiten optimizar las propuestas, con las exigencias mínimas que debe cumplir la central en diseño, calidad constructiva, plazos hasta la puesta en operación comercial, calidad de la operación y mantenimiento, disponibilidad, confiabilidad y flexibilidad operativa.

3.1 Requisitos generales

El Proyecto deberá responder a los siguientes requisitos generales, en un todo de acuerdo con las exigencias del PPS:

- La central de generación deberá ser un ciclo combinado (Brayton-Rankine) basado en unidades de generación termoeléctrica a gas natural. Todo el equipamiento será nuevo de diseños probados de alta eficiencia y de última tecnología;

- La central deberá operar con Gas Natural y tendrá su propio suministro de gas natural;
- La central se deberá conectar al SNT en la/las subestaciones disponibles indicadas según el Anexo 10, en doble circuito a nivel de 230 kV;
- La potencia efectiva en el sitio del proyecto será de 400 MW $\pm 10\%$ (tolerancia). Y será medida después de los bornes de los transformadores de elevación;
- Las UGTG deberán permitir el arranque en negro;
- La Central deberá poder operar en Isla para un segmento geográfico de la red;
- La calidad de la potencia y energía en el Punto de Medición Comercial cumplirá con los requerimientos dispuestos en las Regulaciones aplicables de la ARCONEL.

3.2 Cronograma general del Proyecto

El cronograma de ingeniería, procura, construcción, montaje y puesta marcha de la Central y del Sistema de Transmisión Asociado, deberá incluir, como mínimo, los siguientes hitos y actividades:

- Acta de Constitución o de Inicio del Proyecto;
- Obtención de Permisos, Habilitaciones, Licencias Ambientales requeridas;
- Firma del contrato EPC o de los contratos de suministro del equipamiento principal, y de la instalación y montaje del Proyecto;
- Firma del contrato EPC para el Sistema de Transmisión Asociado;
- Firma del contrato de Ingeniería, Supervisión de Obra y Procura, para la Central, Sistema de Transmisión Asociado (STA);
- Desarrollo del Proyecto Ejecutivo de la Central y el STA;
- Construcción y/o mejora de accesos;
- Construcción de las instalaciones provisionales para la construcción, montaje, almacenamiento y acondicionamiento de equipamiento electromecánico, infraestructura de servicios para el personal de obra, etc.;
- Pruebas de Aceptación en Fábrica (Factory Acceptance Tests);

- Desarrollo de obras civiles de la Central;
- Desarrollo de obras civiles del STA y la Línea dedicada para la conexión al SNT;
- Montaje del equipamiento electromecánico principal de la Central;
- Montaje del STA;
- Pruebas Técnicas y Operación Experimental; y,
- Inicio de la operación comercial COD.

El cronograma deberá considerar como hito de inicio la suscripción del contrato de concesión, tendrá detalle semanal y debe ser presentado en una herramienta de planificación y gestión de Proyectos de uso habitual para proyectos de infraestructura eléctrica (Project, Primavera, o similar).

3.3 Especificaciones para el diseño del Proyecto

El diseño del Ciclo Combinado (CC) deberá considerar las condiciones de flexibilidad operativa requeridas para el despacho conforme a lo establecido en la Regulación ARCERNNR-001/24, denominada Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, asimismo, deberá cumplir con los estándares de calidad constructiva exigidos por las normas técnicas nacionales e internacionales, como las establecidas por la International Electrotechnical Commission (IEC) y el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), códigos ASME, ASCE, AISC, AWS, API, entre otros; garantizando también el cumplimiento de los plazos establecidos hasta la entrada en operación comercial, y los criterios de operación y mantenimiento señalados en las especificaciones técnicas. Estos criterios incluyen factores de disponibilidad, confiabilidad y flexibilidad operativa, de acuerdo con el marco técnico vigente.

El oferente deberá garantizar el cumplimiento de la normativa ambiental y social aplicable, conforme al Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica LOSPEE, y a las disposiciones emitidas por la ARCONEL, así como a los procedimientos de evaluación de impacto y licenciamiento ambiental definidos por el Ministerio de Ambiente y Energía.

Se establece como límite o frontera técnica entre el sistema de suministro de gas natural y su recepción en la central, la brida de salida de la válvula de aislamiento del gasoducto de conexión con las instalaciones de la central.

Las especificaciones técnicas contenidas en los numerales 3.3.1 a 3.3.16 se presentan como marco referencial para el diseño del proyecto, sin carácter limitativo. Los oferentes podrán proponer alternativas técnicas que optimicen el diseño y el desempeño operativo, siempre que se respete el cumplimiento (obligatorio) de los requisitos establecidos en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), su reglamento (RGLOSPEE), Código de Conexión (ARCONEL-001/24) y el Código de Operación (ARCERNNR-001/24), así como en la normativa técnica sectorial vigente emitida por la ARCONEL, y estándares internacionales.

3.3.1 Terminal de recepción (GNL), almacenamiento, regasificación y transporte (GN)

La terminal de recepción de gas natural licuado, tanque o tanques de almacenamiento de gas natural licuado, sistema de regasificación y sistema de bombeo o transporte de gas natural hacia la planta de generación termoeléctrica deben ser diseñados y dimensionados de tal manera que garantice el suministro de Gas Natural para la operación de la Planta Termoeléctrica de acuerdo con los requerimientos operativos de CENACE.

Estas instalaciones deben seguir los lineamientos, normas, permisos y/o reglamentos, aprobados por la ARCH. Sin ser limitante, se enlista algunas de las disposiciones relacionadas a las actividades de importación, recepción, regasificación y transporte de GN.

- Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas publicado en el Sexto Suplemento del Registro Oficial Nro. 514 de 12 de agosto de 2021.
- Reglamento para la Construcción y Operación de Gasoductos Secundarios Privados y la Prestación del Correspondiente Servicio de Transporte de Gas Natural, publicado en el Registro Oficial Nro. 74 del 30 de abril de 2007.
- Reforma al Reglamento de Operaciones de Gas Natural, Decreto Ejecutivo Nro. 311 publicado en Segundo Suplemento de Registro Oficial Nro. 589 de 28 de junio de 2024.

- Reforma al Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y al Reglamento de Operaciones de Gas Natural, Decreto Ejecutivo Nro. 32 publicado en Octavo Suplemento del Registro Oficial Nro. 62 de 18 de junio de 2025.

3.3.2 Sistema de Recepción de Gas Natural en la Planta Termoeléctrica

A efectos de las Especificaciones Técnicas, se considerará la brida de salida de la válvula de aislamiento del gasoducto como el límite de suministro-recepción del gas natural.

El sistema de recepción de gas natural en la central deberá incluir, entre otros, los siguientes elementos:

- Válvula principal de cierre rápido controlada de manera remota desde el DCS, "*Válvula de cierre automático*" para protección contra incendios operada con aire comprimido y tanque de aire comprimido con una capacidad mínima de tres operaciones consecutivas;
- Ramal de conexión del gasoducto al CC-I-400 MW;
- Válvula de seguridad por alta presión;
- Estación de medición de volumen de gas comercial, equipada con cromatógrafo en línea, conforme a los requisitos del sistema de medición de gas natural aprobado por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos;
- Tanques de purga y sistema de venteo, uno para cada UGTG en caso en que haya más de una;
- Medidor de flujo másico basado en el efecto Coriolis con totalizador para gas natural, para cada UGTG, según requisitos establecidos en la Norma AGA (American Gas Association) Report No.11 API MPMS. Chapter 14.9 "Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter";
- Protección catódica;
- Barreras de hormigón para protección contra incendios;
- Cerco perimetral;
- Sistema de inertización con N₂; y
- Protección contra incendios y detección de incendios en concordancia con NFPA.

Las tuberías de gas natural deberán estar instaladas sobre el nivel del suelo en la mayor medida posible, hasta la proximidad de las UGTG, de acuerdo con los códigos de seguridad vigentes.

El oferente deberá incluir en su oferta la composición molar con tolerancias del GN requerido por el fabricante de las UGTG(s) ofertadas.

El poder calorífico del GN deberá ser determinado conforme la Norma ISO 6976, bajo condiciones estándar de 15 °C y 1,01 kPa.

Todos los equipos mencionados anteriormente deberán cumplir con los Códigos ASME, ANSI u otros estándares internacionales equivalentes que aseguren la calidad, seguridad y confiabilidad en la operación.

Todos los controles, sistemas de monitoreo, protección, y alarmas deberán estar integrados en el DCS.

3.3.3 Unidades de Generación Termoeléctrica basada en Turbina de Gas (UGTG)

Las UGTG deberán ser unidades NUEVAS de tipo industrial (Heavy Duty), diseñada para servicio continuo, con alto rendimiento y flexibilidad operativa. Las unidades deberán corresponder a un modelo estándar y contar con una tecnología demostrada para operar eficientemente en régimen de trabajo en temperatura ambiental acorde a las condiciones propias a las posibles locaciones en Ecuador.

El combustible debe ser Gas Natural.

No se aceptarán equipos prototipo (versiones en prueba) ni tampoco refurbished (reacondicionados/reformados) y, pero aún equipos usados en ninguna sección de la cadena de conversión energética de Gas Natural Licuado/Gas Natural a Energía Eléctrica.

El compresor de la Turbina de Gas deberá ser de alta eficiencia con un historial probado por el fabricante. Deberá estar equipado con una sección de álabes guía variables de entrada que garanticen la estabilidad operativa en el arranque y un rendimiento mejorado en carga parcial en el funcionamiento del ciclo combinado.

El compresor deberá estar equipado con un sistema de limpieza con la unidad en servicio.

Deberán disponerse quemadores Dry Low Nox y Premix (premezcla). Los combustores deberán ser de tipo seco para la combustión de gas natural (Dry low NOx),

Los filtros de aire de admisión al compresor deberán ser diseñados para garantizar la retención del material particulado contenido en el aire de la atmósfera del sitio seleccionado. La orientación de la toma de aire del compresor de la TG deberá ser tal que mitigue el ingreso de material particulado y contaminación salina.

Las TG deberán ser provistas de las protecciones acústicas, térmicas y mecánicas necesarias para permitir la presencia y el desplazamiento del personal de supervisión de operación y mantenimiento mientras la turbina esté en funcionamiento

Si bien las TG están diseñadas para condiciones de exterior, el oferente podría considerar su instalación en el interior de una nave industrial diseñada convenientemente para la operación y el mantenimiento de todos los equipos asociados. De considerar la nave industrial, será diseñada con espacio suficiente y las instalaciones necesarias para los mantenimientos mayores, incluyendo de preferencia un puente grúa o grúa móvil con capacidad de izaje para manipular con seguridad la parte más pesada de la TG y el desmontaje de dichas partes, como el rotor turbina-compresor, el rotor del generador de la turbina de gas, sin necesidad de equipo de carga adicional.

El sistema de medición de vibraciones deberá estar basado en la medición de los desplazamientos absolutos del eje respecto de los cojinetes.

Cada TG deberá estar provista de un sistema de lubricación de tres bombas: una bomba principal impulsada por motor AC, la bomba de aceite acoplada al eje de la TG y la tercera bomba, de emergencia, impulsada por motor DC, todas con el 100% de capacidad; o, un sistema de lubricación que proporcione al menos las prestaciones de servicio correspondientes a las tres bombas, lo cual deberá estar debidamente sustentado y garantizado.

El sistema de arranque de la turbina a gas deberá estar basado en la utilización del generador como motor con variador estático de frecuencia (SFC). Cada TG deberá estar equipada con su propio su sistema de arranque

3.3.4 By-pass de Chimenea con Placa Ciega

El conducto para la expansión de gases de escape entre cada UGTG y su HRSG correspondiente, estar equipado con un by-pass de chimenea, permitiendo la operación de la UGTG en Ciclo Simple. Además, deberá incluir un sistema de aislamiento tipo guillotina (placa ciega) de instalación rápida para trabajos de mantenimiento en los HRSG, para permitir la operación de la UGTG sin que los gases de escape ingresen al HRSG.

El diseño deberá asegurar que no haya pérdida de gases calientes, evitando así la consecuente pérdida de rendimiento, la presencia de gases de combustión y el aumento de temperatura en la zona durante la operación en CC.

Se deberá incorporar un sistema o dispositivo de control con bloqueo para evitar la operación del by-pass de chimenea mientras la placa ciega (guillotina) se encuentre en posición de bloqueo del paso de gases de combustión. En estas condiciones, será posible la operación en Ciclo Simple de las UGTG.

El accionamiento del by-pass deberá actuar en automático impidiendo el disparo de la UGTG cuando se produce un disparo de la TV.

El Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS, por sus siglas en inglés) incluirá instrumentos locales y analizadores de gases de escape (O_2 , CO y NO_x) en cada by-pass de chimenea y otro en la chimenea del HRSG en plena concordancia con los requisitos de la EPA para las unidades de doble combustible.

El by-pass de chimenea deberá permitir, en caso de un disparo del HRSG o la TV, el pase a operación en ciclo simple con la unidad en línea. Además, deberá ser diseñado para operar sin desconectar la UGTG en caso de un disparo del HRSG / TV.

3.3.5 Recuperador de Calor para generación de vapor (HRSG)

Niveles de presión: Los HRSG serán diseñados con los niveles de presión que proporcione al ciclo combinado el máximo rendimiento para la capacidad térmica de los gases de combustión de las UGTG.

Los HRSG deberán ser diseñados con soporte superior, con aislamiento térmico interno, flujo horizontal o vertical, de circulación natural y sin fuego adicional.

Cada HRSG deberá estar equipado con silenciadores en las válvulas de seguridad y venteo.

Los HRSG estarán diseñados para la operación en el exterior. Todas las estructuras de apoyo, estructuras auxiliares, pasarelas, plataformas y escaleras serán fabricadas con acero galvanizado en caliente según ASTM 123 Standard Specification for Zinc (Hot-Dip Galvanized) Coatings on Iron and Steel Products.

La temperatura de vapor de los precalentadores y sobrecalentadores deberá controlarse por medio de atemperadores (desobrecalentadores). El agua de atemperación será suministrada por las bombas de condensado en el caso de los circuitos de baja presión y por las bombas de agua de alimentación en el caso de los circuitos de mediana y alta presión.

El diseño y la construcción de los HRSG deberá garantizar que con el by-pass de vapor de TV abierto al 100% de capacidad, las UGTG deberán poder seguir operando un mínimo de 6 horas en caso de un disparo de la TV por causas externas a la Central, sin operar el by-pass de chimenea correspondiente.

Los HRSG deberán ser diseñados para que durante el arranque operen sin ventear vapor.

El suministro de vapor de sellos de la TV deberá ser tomado de un punto que garantice condiciones de vapor adecuadas sin necesidad de un sobrecalentador externo.

La construcción y el montaje del HRSG deberán ser realizados bajo ASME STAMP U. El sello ASME U es una indicación de que los recipientes a presión se adhieren a las directrices de ASME, incluyendo diseño, fabricación, inspección y pruebas. En este caso el fabricante de las partes de presión del HRSG y el montador deberán estar certificados e inspeccionados por ASME durante la fabricación y el montaje de las partes de presión en obra. El HRSG deberá exhibir en un lugar visible la estampa ASME que representa la garantía de que la caldera y los recipientes han sido fabricados y montados siguiendo la última versión de los Códigos ASME correspondientes.

3.3.6 Sistema de Nitrógeno

El HRSG deberá ser provisto con un sistema de inertización con N₂. La operación de este sistema deberá ser manual. La medición de presión deberá ser local y a distancia a través del DCS.

3.3.7 Caldera Auxiliar

La Caldera auxiliar deberá ser una caldera a GN y deberá estar diseñada para producir vapor con la presión y el caudal necesarios para garantizar el vapor de sellos de la TV durante el arranque en frío del primer HRSG. El sistema de control deberá estar basado en PLC dedicado y en comunicación con el DCS.

La caldera auxiliar deberá contar con sobrecalentador eléctrico.

3.3.8 Sistema de Vapor Principal (Live Steam)

Todos los componentes del sistema de by-pass de vapor de la TV (válvulas de regulación, desobrecalentadores, etc.) deberán ser diseñados con capacidad para funcionar a 100% de carga durante al menos 6 horas seguidas en caso de desconexión de la TV sin que actúe el by-pass de chimenea.

El lazo de control de nivel de domo de alta presión deberá ser diseñado para permitir el funcionamiento tanto en RPF como en las condiciones de flexibilidad requeridas.

Asimismo, el lazo control del caudal de agua de alimentación deberá ser diseñado para asegurar un control lineal del caudal de agua de alimentación y ganancia ajustable en todo el rango de operación del HRSG.

Las bombas de agua de alimentación deberán ser de caudal variable, y los motores de las bombas deberán ser de velocidad variable.

3.3.9 Turbina de Vapor (TV)

La turbina de vapor deberá ser de condensación, diseñada para operar en CC con niveles de presión según el diseño del HRSG (para UGTG); y, será diseñada para funcionar en interiores, y deberá incluir el aislamiento acústico y térmico, así como protecciones mecánicas.

Podrá ser de presión deslizante o combinada. El diseño del sistema de control de la TV deberá asegurar la capacidad de la TV para operar con RFP (Regulación de Frecuencia Primaria) en conjunto con la(s) UGTG.

El sistema de supervisión y control de la TV deberá garantizar un arranque y carga automáticos, de acuerdo con los niveles de estrés térmico aceptables para una vida útil de al menos 30 años.

La TV deberá estar provista de un sistema de lubricación de tres bombas: dos bombas principales, una impulsada por motor AC, la otra impulsada por el eje de la turbina, y una tercera bomba de emergencia, impulsada por motor DC; o, un sistema de lubricación que proporcione al menos las prestaciones de servicio correspondientes a las tres bombas, lo cual deberá estar debidamente sustentado y garantizado.

El Proveedor deberá elegir las condiciones de vapor que aseguren una operación económica de la Central y que estén dentro de los límites de operación requeridos por la tecnología.

La sección de baja presión de la TV deberá utilizar álabes para baja presión de un diseño probado por el fabricante (no se admite diseños en prueba – Beta) en la flota de turbinas de vapor de los mismos modelos.

El sistema de control distribuido (DCS) deberá ser capaz de iniciar automáticamente la TV con niveles de estrés definidos por el fabricante, consistentes con la vida útil de la turbina a vapor.

La TV deberá ser diseñada para el arranque rápido dentro de condiciones de presión y temperatura de vapor de Alta Presión requeridas para limitar el estrés térmico y el sobrecalentamiento de la etapa de Baja Presión de la TV.

El circuito de refrigeración del condensador deberá ser cerrado.

El diseño del condensador deberá tener en cuenta la flexibilidad operativa declarada (rampas, tiempos de arranque, etc.) para la operación del CC.

La TV deberá ser instalada en una nave industrial independiente de la(s) TG y diseñado con capacidad para alojar los equipos correspondientes del BOP.

La nave industrial deberá ser diseñada con espacio suficiente y deberá contar con las instalaciones necesarias para realizar los izajes y movimientos de las piezas durante un desarme de la TV y el generador.

3.3.10 Generadores Eléctricos

Deberán ser diseñados y contruidos de acuerdo con los códigos y normas IEC o IEEE, según lo dispuesto en la regulación técnica vigente del sector eléctrico ecuatoriano (ARCONEL-001/24).

El generador deberá ser diseñado para entregar toda su capacidad en todo el rango de temperatura ambiente fijado por el fabricante y con un factor de potencia entre 0,85 inductivo y 0,95 capacitivo.

Los generadores deberán tener capacidad para operar continuamente dentro del rango dado por su curva de capacidad reactiva (curva de capacidad), cumpliendo con los criterios de regulación de voltaje y soporte de potencia reactiva establecidos en el Código de Conexión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (ARCONEL-001/24) y en el Código de Operación del Sistema Eléctrico (ARCERNNR-001/24).

Además, los generadores deberán estar equipados con monitoreo de vibraciones de las cabezas de bobina, medición, y monitoreo de descargas parciales desde los bornes de salida del generador hasta los bornes de salida del transformador GSU. Estos sistemas deberán integrarse al sistema de control distribuido (DCS) de la central, en cumplimiento con los requerimientos de monitoreo en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado (ARCONEL-003/16).

3.3.11 Interruptor de generadores de UGTG y TV

Cada Generador (UGTG y TV) deberá contar con un interruptor capaz de:

- Sincronizar;
- Aislar al generador de la red;
- Interrumpir la carga de CC-UGTG, CC-TV;
- Interrumpir la corriente máxima de cortocircuito, ya sea de la red o del generador;
- y
- Interrumpir la corriente con cambio de fase (con desfase máximo de 180°).

Las Potencias de Cortocircuito deberán ser las especificadas en el punto de conexión al SNT.

Los interruptores estarán equipados con interruptor de conexión a tierra a ambos lados, así como transformadores de corriente y tensión.

3.3.12 Transformadores Principales (GSU) de UGTG y TV

Los Transformadores Principales deberán ser trifásicos a 230KV, según corresponda para la conexión con SNT.

Cada transformador tendrá la capacidad necesaria para operar de manera continua a cualquier temperatura dentro del rango (máximo-mínimo) sin restricción alguna.

No se aceptarán fabricantes de transformadores GSU sin experiencia demostrable en la construcción de transformadores GSU de 230 kV o mayor tensión

El nivel de aislamiento deberá corresponder a la Norma IEC 60076-3.

Los transformadores GSU deberán estar equipados con un sistema de medición y monitoreo de la condición de funcionamiento.

3.3.13 Sistema Eléctrico de Servicios Auxiliares Internos

El sistema eléctrico de servicios auxiliares internos de la central deberá estar diseñado para garantizar continuidad operativa bajo condiciones normales y de contingencia, cumpliendo con los requisitos técnicos establecidos en el Código de Conexión y el Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (ARCONEL-001/24; ARCERNR-001/24). La energía eléctrica para los Servicios Auxiliares Internos deberá ser suministrada por medio de dos Transformadores de Servicios Auxiliares alimentados desde las barras de 230 kV de la estación transformadora de la Central.

La capacidad de cada transformador auxiliar deberá ser del 110% de la capacidad plena requerida para alimentar la carga de auxiliares en media tensión y en baja tensión de la Central.

La transferencia de cargas entre barras de alimentación en baja tensión deberá ser realizada por un paralelo corto (short parallel) permitiendo la transferencia dinámica sin interrupciones entre la barra emisora y la receptora.

Todas las cargas eléctricas del ciclo térmico agua/vapor, la TV y las UGTG, deberán ser alimentadas por los sistemas eléctricos auxiliares.

El sistema eléctrico auxiliar deberá ser diseñado y dimensionado para que, en caso de que un Transformador Auxiliar se encuentre fuera de servicio, la Central pueda operar con producción máxima de energía utilizando el otro Transformador Auxiliar.

El sistema deberá permitir la operación de la central a su máxima capacidad aún en caso de que uno de los transformadores auxiliares esté fuera de servicio, lo cual implica un diseño redundante y robusto conforme a los principios de confiabilidad operativa requeridos por el Sistema Nacional Interconectado (SNI) (ARCONEL-003/16).

El Sistema Estático Ininterrumpible (UPS) deberá suministrar energía AC regulada y libre de transitorios, asegurando bajo condiciones normales de operación y condiciones de falla, para todos los servicios esenciales AC, tanto en condiciones normales como bajo falla, protegiendo los equipos críticos y asegurando su operación ininterrumpida. Adicionalmente, el sistema de Arranque en Negro y el sistema AC diésel de emergencia deberán ser diseñados como parte integrante del BOP, y para ser operados desde el DCS.

El motogenerador diésel deberá contar con la capacidad suficiente y autonomía de combustible necesaria para permitir al menos tres arranques consecutivos de una unidad generadora tipo turbina a gas (UGTG). Por su parte, el sistema diésel de emergencia en AC deberá garantizar la capacidad y autonomía de combustible para alimentar los sistemas críticos de la central durante un período mínimo de 48 horas, en condiciones seguras y estables, ante una eventual pérdida total del sistema eléctrico de servicios auxiliares. Este diseño deberá evitar riesgos al personal o a los equipos, asegurando la integridad operativa de la instalación en concordancia con las regulaciones de seguridad eléctrica y continuidad del servicio público (ARCONEL-008/24; LOSPEE).

3.3.14 Transformadores de Unidad.

Cada unidad generadora, tanto las turbinas de gas (UGTG) como las turbinas de vapor (TV), deberá estar equipada con su correspondiente transformador de unidad. La potencia nominal de cada transformador deberá dimensionarse de manera que pueda

alimentar el mayor consumo de la UGTG o TV bajo cualquier condición ambiental en condiciones nominales de operación, incrementada en un 10 %, en cumplimiento de los criterios de confiabilidad establecidos para la operación de centrales generadoras en el Sistema Nacional Interconectado (ARCONEL-001/24; ARCERNNR-001/24).

La construcción y ensayo de los transformadores de unidad deberá cumplir con los requisitos de la Norma IEC 60076-3 sobre transformadores de potencia y ensayos dieléctricos, garantizando así la calidad, durabilidad y desempeño bajo condiciones normales y de falla.

El diseño eléctrico del sistema deberá asegurar que, en caso de un disparo de una UGTG o TV junto con su transformador de unidad debido a una falla, la carga necesaria para la operación de los servicios auxiliares asociados se transfiera de forma automática a la barra de servicios auxiliares internos de la central, permitiendo la continuidad de la operación de los sistemas esenciales. Adicionalmente, el sistema de protecciones eléctricas de los generadores y transformadores deberá ser de tecnología digital, integrando una unidad principal y una unidad redundante para todo el equipamiento eléctrico de la planta, en concordancia con los requerimientos de confiabilidad y disponibilidad establecidos en el Código de Conexión y el Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (ARCONEL-001/24; ARCERNNR-001/24).

Asimismo, se deberá incorporar un único sistema de sincronización satelital de la hora para todos los sistemas de protección, registradores de eventos de la planta, osciloperturbógrafos, sistemas de supervisión en tiempo real (STRE), sistema de control distribuido (DCS), sistema de medición comercial (SISMEC) y demás equipos que registren información de eventos eléctricos, asegurando una trazabilidad precisa de todos los sucesos de operación y fallas.

3.3.15 Capacidad y Redundancia de los sistemas y equipos principales del CC

La Capacidad y Redundancia deberá garantizar el cumplimiento de los requisitos en los modos de operación establecidos conforme a las mejores prácticas y normativas internacionales.

3.3.16 Especificaciones para la Conexión al SNI

Los oferentes tendrán libertad para escoger el punto de conexión en la red de transmisión según las opciones de conexión disponibles al SNT, y visualizando la optimización de la cadena de suministro del combustible (Gas Natural). Además, su propuesta debe estar debidamente respaldada mediante estudios eléctricos, energéticos y económicos propios, desarrollados de conformidad con el Código de Conexión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (ARCONEL-001/24) y el Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (ARCERNNR-001/24). La conexión deberá realizarse a nivel de 230 kV según disponibilidad, a través de una línea de transmisión en doble circuito. Los estudios respectivos deberán ser presentados junto con la oferta y deberán contar con la aprobación de CELEC EP - TRANSELECTRIC, mediante la emisión de un informe de prefactibilidad o factibilidad condicionada de conexión.

En la fase de ejecución contractual, en caso de ser adjudicado el proyecto, el Adjudicatario deberá presentar a CELEC EP - TRANSELECTRIC los estudios eléctricos complementarios necesarios para la obtención de la factibilidad definitiva de conexión, en cumplimiento con los requisitos normativos vigentes aplicables a nuevas incorporaciones al Sistema Nacional de Transmisión (SNT) (ARCONEL-001/24; ARCERNNR-001/24).

El alcance de las obras civiles, equipamiento y montaje electromecánico requeridos para la conexión dependerá del punto de conexión seleccionado por el oferente, y será detallado posteriormente en el contrato de conexión específico que se suscriba con el transmisor.

Todas las actividades de conexión deberán cumplir con los requisitos de seguridad, confiabilidad, calidad de servicio y coordinación establecidos por el Código de Conexión, el Código de Operación y las regulaciones emitidas por el ARCONEL.

3.4 Requisitos de Operación de la Central

El Proyecto deberá estar diseñado y construido para cumplir con los requisitos operativos que se describen en este capítulo, tal como resulten de los despachos de carga que realice el CENACE de acuerdo con las normas de operación del Sistema Nacional Interconectado.

En la definición e interpretación de los requisitos de operación, se utilizarán las definiciones de factores de desempeño y datos operativos, descritos en los numerales 1.1 y 1.2.

3.4.1 Requerimientos Operacionales de Despacho

El oferente deberá diseñar el equipamiento para cumplir con los requerimientos operativos y de flexibilidad requeridos, conforme a las normas ISO e IEC. Si en algún caso no estuviera en condiciones deberá fundamentarse técnicamente.

3.4.1.1 Modos Normales (Continuos) de Operación (MNO). ISO 3977.

- MNO#1: Operación continua en Carga Base (Carga Base) como CC, con menos de 24 paradas de despacho anuales;
- MNO#2: Operación continua como CC, ciclos diarios desde potencia máxima a mínimo técnico, un ciclo por día de operación y hasta 50 ciclos anuales;
- MNO#3: Operación a ciclo simple UGTG, con hasta dos variaciones por día de carga, de Carga Base a Mínimo Técnico. Máximo 50 arranques en CS por año y por UGTG;
- MNO#4: Operación mixta con medio o un tercio de ciclo según la configuración y el resto de las UGTG fuera de servicio por despacho (FS). En operación en Carga Base de la(s) UGTG sin límite de tiempo;

- MNO#5: Operación a Mínimo Técnico;
- MNO#6: CC en Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) en todo el rango de potencia entre Carga Base y Mínimo Técnico;
- MNO#7: CC en RPF en todo el rango de potencia en Carga Base;
- MNO#8: Arranque. Despachada y en proceso de arranque; y
- MNO#9: Parada y Disponible.

3.4.1.2 Modos Transitorios de Operación (MSO). ISO 3977, IEC 6045.

- MSO# 1: Operación CS transitorio. Si como consecuencia de la salida de servicio de la TV por una falla externa y haciendo uso del bypass de vapor al condensador de la TV se deberá poder operar una UGTG en CS y a mínimo técnico, enviando los gases al HRSG sin que sea necesario usar el bypass de chimenea. El diseño deberá permitir al menos seis horas en dicha condición de operación;
- MSO# 2: Operación en Isla. La(s) UGTG deberá(n) ser capaces de funcionar en modo "isla" abasteciendo demanda aislada (segmento geográfico de la red) en modo automático y regulando frecuencia;
- MSO# 3: Arranque CC. Desde que el operador recibe la orden de arrancar hasta que la TV llega a Mínimo Técnico;
- MSO# 4: Parada CC. Desde que el operador recibe la orden de parada hasta que la UGTG abre el interruptor de la UGTG;
- MSO# 5: Arranque UGTG CS. Desde que el operador recibe la orden de arrancar hasta que la UGTG llega a Mínimo Técnico; y
- MSO#6: Parada UGTG CS. Desde que el operador recibe la orden de parada hasta que abre el interruptor de la UGTG.

3.4.1.3 Flexibilidad Operativa

El Oferente deberá ofertar los valores de los siguientes parámetros de flexibilidad operativa para el CC y CS

- Potencia Mínima. [% Pnom];

- Rampa de Variación de Carga entre Potencia Base y Mínimo Técnico
[% P_{nom} / min];
- Tiempo de arranque en caliente [min]; y
- Tiempo de arranque en frío. [h ó min]
- Tiempo mínimo de operación
- Curvas de potencia y eficiencia

3.4.2 Criterio general de Diseño

El diseño del ciclo combinado (CC-I-400 MW), deberá garantizar una operación segura, económica, fiable y de alta disponibilidad, en cumplimiento de lo establecido por el Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (ARCERNNR-001/24). Dicho diseño deberá considerar tanto condiciones normales como condiciones de falla, garantizando la continuidad del servicio y la integridad operativa.

Los criterios de redundancia para el equipo, los controles, protecciones y la supervisión deberán ser tales que el fallo de un único componente en ningún caso resulte en:

- La pérdida de la función de supervisión/control de la Central;
- Un desenganche intempestivo del CC o alguna de las unidades que lo componen;
- Peligro para el personal y/o el equipo y/o el medio ambiente; y
- La imposibilidad de poner en marcha la Central en modo de Ciclo Combinado.

El diseño de la lógica de control y de los enclavamientos operativos y de seguridad deberá garantizar que errores de juicio o maniobras inadecuadas por parte del operador no den lugar a situaciones de riesgo para el personal, los equipos o el entorno. Este principio es coherente con las disposiciones de seguridad operacional del Código de Conexión (ARCONEL-001/24) y el enfoque de diseño a prueba de fallos.

Todas las válvulas (entre otras, aislamiento, bloqueo, ventilación, purga, etc.) que se requieran para ser operadas durante el funcionamiento normal del ciclo combinado, incluido los arranques y paradas normales y disparos, deberán ser motorizadas y

operadas de forma remota desde el Sistema de Control Distribuido (DCS), garantizando una operación automatizada, segura y trazable.

Tanto la operación del ciclo combinado como la de las UGTG en ciclo simple (CS) deberá realizarse en modo automático y centralizado desde el DCS. La lógica de supervisión de las variables principales del proceso deberá estar basada, como mínimo, en una arquitectura de votación con validación de tres señales independientes bajo lógica 2 de 3 o superior, conforme a las mejores prácticas internacionales en control redundante.

Adicionalmente, todos los sistemas de bloqueo para accionamientos mecánicos, eléctricos y neumáticos deberán estar integrados como parte del diseño de tableros de control y accionamientos eléctricos. En el caso de válvulas críticas, se deberán incluir dispositivos de bloqueo mecánico y sistemas de enclavamiento físico (candados o trabas) que restrinjan su operación únicamente al personal autorizado, en concordancia con los principios de seguridad eléctrica, mecánica y operativa definidos en la normativa vigente (ARCONEL-001/24; ARCERNNR-001/24).

3.4.3 Operación de Arranque, Sincronización y Parada

La operación de arranque, sincronización y parada de la unidad generadora tipo turbina de gas (UGTG), del generador de vapor por recuperación de calor (HRSG) y de la turbina de vapor (TV), deberá realizarse de manera automática desde la sala de control, a través de las estaciones de operador del sistema de control distribuido (DCS), en cumplimiento de los requisitos de operación segura y automatizada establecidos en el Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (ARCERNNR-001/24).

En configuraciones 2x1 (2 Turbinas de gas con 1 de vapor) o 3x1 (3 turbinas de gas con 1 de vapor), el paquete de control de las UGTG deberá secuenciar automáticamente las siguientes etapas del arranque:

- Purga,
- Encendido,

- Calentamiento,
- Aceleración a velocidad nominal en vacío,
- Sincronización, y
- Toma de carga a una carga predeterminada.

Los sistemas de venteos y drenajes de las líneas de vapor deberán ser operados automáticamente desde el DCS, ejecutando de manera secuencial las maniobras requeridas para el arranque y la parada, en concordancia con las mejores prácticas de operación segura y las disposiciones técnicas del Código de Conexión (ARCONEL-001/24).

Durante los arranques en frío de CC, la operación de la caldera auxiliar deberá ser operada desde la sala de control.

El Operador deberá tener la alternativa de configurar los límites y condiciones de funcionamiento, de modo que el sistema cumpla con la condición operativa determinada por el despacho de la unidad en operación, en función de ajustes seleccionados por el Operador en el DCS tales como:

- Set Point de potencia activa de CC;
- Set Point individual para cada UGTG y TV;
- Set Point de Potencia Reactiva de CC o Set Point del generador para cada UGTG y TV (el set point de potencia activa puede ser del conjunto UGTG+TV, y al mismo tiempo el Set Point potencia reactiva puede ser individual);
- Estatismo de la UGTG operando en CS o del CC; y
- Funcionalidad de arranque en negro y operación en isla, las cuales deberán ser realizadas manualmente por el operador siguiendo los protocolos específicos de arranque en negro y operación insular, conforme a los procedimientos establecidos en el Código de Operación (ARCERNNR-001/24).

El ciclo combinado deberá arrancar y operar de manera continua, estable y confiable con combustible gas natural (GN) como combustible principal.

El sistema de by-pass de vapor, para los niveles de presión establecidos en el diseño, deberá ser totalmente automático para cualquier condición de operación de la Central: arranque, carga estable, variación de carga, parada y desenganche, asegurando la protección del sistema de generación de vapor y de la turbina de vapor.

Para la puesta en marcha de la turbina de vapor (TV), el vapor de sellado requerido deberá ser generado por la caldera auxiliar, la cual deberá estar integrada al esquema de control operativo del arranque en frío de la central.

3.4.4 Regulación Primaria de Frecuencia

El ciclo combinado I- 400 MW deberá cumplir con los requerimientos de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), en concordancia con lo dispuesto en el Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (ARCERNNR-001/24), específicamente en lo referente a la provisión de reserva rodante por parte de los generadores del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

Según lo establecido por el operador del sistema (CENACE) y la regulación vigente, se deberá cumplir con los siguientes criterios:

- a) El porcentaje óptimo de reserva requerido para la RPF será definido estacionalmente por el CENACE y será de cumplimiento obligatorio por parte de todos los generadores conectados al SNI. En caso de que un generador no cumpla con el porcentaje establecido, podrá compensarlo mediante la adquisición de regulación primaria de otros generadores que cuenten con excedentes certificados.

- b) El CENACE será responsable de analizar y determinar la distribución óptima de la RPF por zonas eléctricas, considerando tanto la capacidad de respuesta de las unidades como la sensibilidad a perturbaciones con los reguladores de velocidad operando en lazo abierto y sin restricciones de límite inferior o superior, en cumplimiento con lo dispuesto en los numerales sobre reserva rodante del Código de Operación (ARCERNNR-001/24).
- c) Los porcentajes de reserva para regulación primaria serán diferenciados para los períodos estacionales de época seca y lluviosa, tomando como base el análisis de costos marginales de generación y considerando el costo estimado de la energía no servida.
- d) El valor óptimo de regulación primaria será aquel que minimice el costo total de operación del sistema, considerando los sobre costos por restricciones operativas, el costo de la energía no servida asociada a variaciones de la demanda, y el costo de la energía no servida por pérdida de generación, conforme a los procedimientos y modelos operativos vigentes del CENACE.
- e) El diseño, control y operación de las unidades del CC-I-400 MW deberá garantizar la capacidad técnica de respuesta automática ante desviaciones de frecuencia, asegurando un comportamiento estable y rápido, con la posibilidad de validación posterior por parte del operador del sistema a través del análisis de las curvas de respuesta.

3.4.5 Operación de las UGTG en Isla

En caso de producirse un rechazo de carga, las unidades generadoras tipo turbina a gas (UGTG) deberán ser capaces de operar en modo "isla" de forma segura y estable, garantizando:

- a) El mantenimiento del suministro eléctrico a los servicios auxiliares internos de la central; y
- b) La capacidad de abastecer un segmento geográfico definido de la red eléctrica, de acuerdo con los requerimientos de contingencia operativa establecidos en el Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (ARCERNNR-001/24).

Durante la operación en isla, se deberá asegurar que el sistema de by-pass de vapor funcione adecuadamente para sostener la operación del ciclo combinado bajo condiciones transitorias, permitiendo que las UGTG mantengan su estabilidad térmica y mecánica, y evitando paradas intempestivas o afectaciones en el balance energético de la planta.

El diseño de control de las UGTG y del sistema de by-pass deberá prever lógicas automáticas de transición a operación en isla, asegurando la sincronización interna de cargas y la estabilidad de frecuencia y voltaje en la red de servicios auxiliares y en el segmento de red aislado, en cumplimiento con los lineamientos de estabilidad de frecuencia y confiabilidad operativa del SNI (ARCERNNR-001/24).

3.4.6 Estación Transformadora, Línea dedicada desde la Central hasta el punto de conexión y STA.

El proyecto de ingeniería, procura y construcción de la estación transformadora del ciclo combinado (CC), la línea de transmisión dedicada para la interconexión de la central con el punto de conexión al Sistema Nacional de Transmisión (SNT), así como el Sistema de Transferencia Automática (STA), deberá ser ejecutado por el Concesionario. El diseño y ejecución deberán cumplir con los estándares técnicos definidos y aprobados por CELEC EP - TRANSELECTRIC, y deberán estar alineados con los requisitos de conexión y operación establecidos en el Código de Conexión y el Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (ARCONEL-001/24; ARCERNNR-001/24).

La operación de la estación transformadora y de la línea de transmisión asociada será responsabilidad del Concesionario, quien deberá asegurar su disponibilidad, confiabilidad y correcta integración operativa.

Asimismo, el Concesionario deberá suministrar e instalar, previo al inicio de la etapa de Operación Experimental del CC, los siguientes sistemas y equipos:

3.4.6.1 Sistema de Medición Comercial (SISMEC)

La Regulación Nro.ARCONEL-001/16 establece los requerimientos y condiciones mínimas que deben cumplir los participantes del Sector Eléctrico Ecuatoriano – SEE, en lo que respecta a la instalación y funcionamiento del SISMEC, con la finalidad de que el CENACE disponga de manera segura, oportuna y confiable, la información necesaria para la liquidación de las transacciones de electricidad que se realicen dentro del SEE.

El SISMEC deberá estar conformado por los siguientes componentes:

- Los equipos de medición con todos sus componentes instalados en los puntos de medición, los cuales incluyen: cableado, relés auxiliares, equipo primario, medidor registrador principal, medidor registrador de respaldo, y todo el equipo auxiliar necesario para garantizar la obtención de la medición con el grado de precisión adecuado;
- Los dispositivos y medios de comunicación que permitan la telemedición, por parte del CENACE y del titular de los equipos medición, de los datos almacenados en los medidores registradores;
- El Terminal Portátil de Lectura – TPL; y
- El concentrador primario de mediciones, el cual es administrado, mantenido y operado por el CENACE.

3.4.6.2 Requisitos para el Sistema de Protección Sistémica-SPS

La central deberá configurar el equipamiento de la estación transformadora de tal manera que garantice la operación efectiva del Sistema de Protección Sistémica (SPS), en concordancia con los requerimientos funcionales definidos por el CENACE para la estabilidad y confiabilidad del SNI.

El SPS deberá contar, como mínimo, con los siguientes componentes:

- Sistema de adquisición de datos, incluyendo el equipamiento eléctrico y de comunicaciones necesarios;
- Sistema de control capaz de actuar automáticamente sobre el equipamiento eléctrico de la estación transformadora;
- Sistema de comunicaciones dedicado para el intercambio de señales y datos del SPS;
- Servidores de aplicaciones para monitoreo, histórico de eventos, y enlaces ICCP (Inter-Control Center Communications Protocol);
- Aplicaciones específicas para ejecutar funciones de monitoreo y control coordinado sobre el SNI;
- Sistema de desarrollo, prueba y entrenamiento para las aplicaciones y operadores involucrados.

El cumplimiento de estas especificaciones garantizará que la central pueda responder de forma automática y efectiva a eventos de contingencia que afecten la estabilidad del sistema eléctrico nacional, tal como exige la normativa vigente (ARCERNNR-001/24).

3.4.6.3 Control Automático de Generación (AGC)

El Concesionario deberá instalar un sistema de Control Automático de Generación (AGC) en las unidades de generación de la central que cumplan con los criterios técnicos establecidos por el Operador Nacional de Electricidad – CENACE, y en cumplimiento del Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (ARCERNNR-001/24).

Las unidades seleccionadas para operación bajo AGC deberán reunir las siguientes condiciones técnicas mínimas:

- Potencia efectiva igual o superior a la determinada por el CENACE, conforme a los umbrales establecidos para habilitación de control automático en tiempo real;
- Velocidad de toma de carga y descarga superior a 20 MW/min, garantizando una capacidad de respuesta suficiente para regulación secundaria de frecuencia;
- No poseer más de dos zonas prohibidas de operación (ZPO), las cuales deberán estar claramente identificadas, justificadas y documentadas ante el operador del sistema;
- Responder adecuadamente a las consignas enviadas por el CENACE, en diferentes estados operativos del sistema, cumpliendo con un tiempo de respuesta inferior a 4 segundos, correspondiente al ciclo operativo del AGC.

El sistema AGC deberá estar completamente integrado al sistema de control distribuido (DCS) de la central y permitir tanto el envío como la recepción segura y confiable de señales a través del enlace de comunicaciones definido por el CENACE, respetando las condiciones de interoperabilidad, trazabilidad y confiabilidad requeridas por el Código de Operación (ARCERNNR-001/24).

3.4.6.4 Supervisión y Control en Tiempo Real (STRE)

El Concesionario, para lograr su incorporación al SNI, deberá enviar al CENACE la información de señales de indicaciones, mediciones analógicas, valores de consigna (set point controller), comandos y mediciones de energía para que pueda ser integrado al Sistema EMS del CENACE y cumplir con los requerimientos de calidad y disponibilidad de información establecidos en la Regulación ARCONEL 003/16.

Las señales requeridas para realizar la función de supervisión y control del SNI desde el CENACE, se obtendrán de los sistemas de adquisición de datos instalados en la Central.

En cada posición se deben considerar los equipos de maniobra asociados como es el caso de interruptores y seccionadores.

3.5 Requisitos para la fabricación y la construcción

Sin perjuicio de otras normas aplicables, la fabricación de los equipos y construcción del proyecto deberá ajustarse, en lo aplicable, a lo establecido en los códigos fijados por normas técnicas internacionales tales como:

ACI	American Concrete Institute
AISC	American Institute of Steel Construction
ANSI	American National Standards Institute
API	American Petroleum Institute
ASCE	American Society of Civil Engineers
ASME	The American Society of Mechanical Engineers
ASTM	The American Society for Testing and Materials
DIN	Instituto Alemán de Normalización
EPA	Environmental Protection Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ISA	International Society of Automation
ISO	International Organization for Standardization
NEMA	National Electric Manufacturers Association
NFPA	The National Fire Protection Association de Estados Unidos
OSHA	Occupational Safety & Health Administration
TEMA	Tubular Exchanger Manufacturers Association
UB	Uniform Building Code

La empresa fiscalizadora a cargo del Concesionario verificará el cumplimiento de la aplicación de las normas. En caso de presentarse discrepancias con otras normas, se aplicarán las de mayor exigencia.

3.6 Requisitos para el Ingreso de Generadores al SNI a Etapas de Pruebas y Operación Experimental

La Regulación ARCONEL 001-24 (Código de Conexión) y la Regulación ARCERNNR 001-24 (Código de Operación) establecen los requisitos necesarios para el ingreso de nuevos generadores al Sistema Nacional Interconectado (SNI), desde la etapa de pruebas técnicas hasta la finalización de la etapa de operación experimental, momento en el cual la unidad o central puede ser declarada en operación comercial.

Para dar inicio a la etapa de pruebas técnicas, el Concesionario deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- Disponer del sistema de medición comercial oficializado por el CENACE, el mismo que permita cuantificar con exactitud la energía producida; y
- Disponer de todos los sistemas necesarios para el monitoreo y control en tiempo real de la central o unidad de generación, oficializados por parte del CENACE.

3.6.1 Pruebas de Conexión de la Central

Dentro de las pruebas para el ingreso al SNI deberán considerarse aquellas establecidas en el Código de Operación ARCERNNR 001/24, numeral correspondiente a ingreso de nuevas unidades, además de las que el CENACE determine en función de las características particulares del proyecto a conectarse. Entre ellas constan:

- Verificación de parámetros de control de regulación de voltaje;
- Verificación de parámetros de control de regulación de velocidad;
- Verificación de parámetros de estabilizadores del sistema de potencia (PSS);
- Verificación de la curva de potencia, de la zona segura de la curva de capacidad;
- Pruebas de estatismo;
- Pruebas de arranque rápido;
- Tiempo de sincronización;
- Pruebas de rapidez de toma de carga;

- Pruebas de restablecimiento;
- Arranque en negro;
- AGC Control automático de generación;
- Pruebas de Esquemas de Protección Sistémica local; y
- Pruebas de eficiencia.

Todas las pruebas deberán ejecutarse de acuerdo con los procedimientos de verificación y certificación de parámetros técnicos establecidos por el CENACE, conforme al Código de Operación vigente.

3.6.2 Información Eléctrica requerida para el Planeamiento Operativo del SNI

El Concesionario (su Operador Técnico) deberá presentar la siguiente información actualizada conforme la regulación ARCONEL 001/24, como mínimo 30 días antes de la fecha de inicio de la Operación Experimental con las unidades sincronizadas en el SNI.

3.6.2.1 Información Eléctrica.

Informes sobre estudios eléctricos detallados referidos a:

- Pruebas de calibración y sincronización de los sistemas de control: AVR PSS y GOV de acuerdo con lo especificado por CENACE;
- Modelos en formato Power Factory de DigSILENT de los sistemas de control de las unidades de generación, regulador de voltaje, regulador de velocidad, y estabilizador de sistemas de potencia; y
- Informe preliminar de ajuste de protecciones.

Información eléctrica detallada de:

- Características técnicas y operativas del generador;
- Características de la(s) línea(s) de transmisión asociadas;
- Características técnicas de transformadores de elevación asociados;
- Características de elementos de compensación asociados (si los hubiera); y
- Diagramas Unifilares con nomenclatura real de sus elementos.

Información detallada de:

- Funciones de transferencia y diagramas de bloque; y
- Pruebas realizadas por los fabricantes de los elementos de control, incluido los parámetros con los que iniciará la operación.

Previo a la primera sincronización con el SNI por lo menos con ocho días de anticipación se debe remitir la siguiente información:

- Certificado de inspección, pruebas pormenorizadas y de aislamiento (megado) del sistema de transmisión dedicado;
- Certificado de ajuste de protecciones emitido por la empresa propietaria del punto de conexión; y
- Informe de la correcta operación de automatismo Esquema de Protección Sistémica.

3.6.2.2 Estudios de conexión obligatorios,

El Concesionario deberá realizar estudios eléctricos que verifiquen que el ingreso de generación no generará efectos adversos en el SNI. Estos estudios deberán considerar:

- a) Proyección para el año de ingreso y los dos años posteriores;
- b) Escenarios de alta y baja hidrología para los tres períodos de demanda (alta, media y baja);
- c) Análisis de crecimiento de demanda y expansión de red;
- d) Aprobación por parte del CENACE y del transmisor responsable del punto de conexión.

La base de datos deberá entregarse en un formato compatible con el software de análisis eléctrico empleado por el CENACE, como requisito indispensable para solicitar acceso a la red.

3.6.2.3 Flujos de potencia

El Operador Técnico del Concesionario de la central de generación deberá realizar estudios de flujo de potencia considerando la incorporación de las nuevas instalaciones para los escenarios y pedidos de demanda indicados en 3.6.2.2

Como resultado de los análisis de flujos de potencia deberá verificar la existencia o no de sobrecargas, en el equipamiento de la zona de influencia de la central o unidad de generación, y el cumplimiento del perfil de voltajes en los nodos del sistema.

Este estudio deberá incluir el análisis del comportamiento de la Red con contingencia simple N -1, es decir con un elemento fuera de servicio, analizando los estados que resulten más exigentes para el sistema y para la central o unidad de generación.

En ningún caso será admitido aquel proyecto que cause en estado estable sobre carga en los elementos de la Red o que los perfiles de voltaje permanezcan fuera del rango definido por el CENACE y aprobado por la ARCONEL. De ser el caso el generador podrá proponer alternativas de solución que eviten dichas alteraciones al sistema.

3.6.2.4 Estudios de Cortocircuitos

El Operador Técnico del Concesionario de la central deberá presentar a los resultados de los estudios de cortocircuitos trifásicos y monofásicos al menos para las condiciones de demanda y topología que representen corrientes de cortocircuito mínimas y máximas en los puntos del SNT que se consideren críticos debido a la incorporación de la nueva generación.

3.6.2.5 Estudios de coordinación de protecciones

El Operador Técnico del Concesionario de la central de generación deberá presentar los resultados de los estudios de coordinación de protecciones entre los sistemas de protección del generador a instalar y su línea de interconexión con el equipamiento existente en la Red.

Este estudio deberá considerar la simulación de al menos fallas trifásicas y monofásicas con y sin resistencia de falla para las fallas monofásicas.

Se deberán considerar al menos dos condiciones de potencia de cortocircuito, una de máxima y otra de mínima generación.

3.7 Requisitos para la Gestión de Operación de la Central

La nominación del Operador Técnico de la central de ciclo combinado deberá considerar no solo la experiencia comprobada en la operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado (CC) con potencia igual o superior a 400 MW, sino también la capacidad técnica específica para operar y mantener las unidades generadoras tipo turbina de gas (UGTG), turbina de vapor (TV) y el generador de vapor por recuperación de calor (HRSG), considerando sus características técnicas y origen de fabricación.

En cumplimiento de las disposiciones del Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (ARCERNR-001/24), la nominación del Operador Técnico deberá acompañarse de la siguiente documentación:

- Programa de mantenimiento de la(s) UGTG: Se deberá presentar el programa propuesto por el fabricante de la UGTG, basado en las condiciones de operación, incluyendo número de arranques, ciclos de carga, operación en sobrecarga y demás parámetros críticos que determinan las intervenciones programadas de mantenimiento. Deberá incluir el criterio técnico del fabricante para calcular las horas de operación equivalentes que definen los intervalos de mantenimiento.
- Programa de Mantenimiento del HRSG, la TV y el resto de los equipos y sistemas que componen el BOP. Se deberá presentar el programa de mantenimiento del resto de los equipos de la Isla de Potencia (Power Island) indicando el tipo de mantenimiento a realizar en cada una de las intervenciones de mantenimiento programadas.
- CMMS – Sistema de Gestión de Mantenimiento Asistido por Computadora: Deberá incluir una descripción detallada del CMMS que se utilizará para gestionar la planificación, ejecución, trazabilidad y control de mantenimiento de la central, con énfasis en los criterios técnicos utilizados para asegurar la confiabilidad y disponibilidad operativa.
- Buffer Repuestos. Deberá incluir el detalle de los repuestos para el programa de mantenimiento de la(s) UGTG más los repuestos que deberá mantener en stock para asegurar la Disponibilidad Operativa y Confiabilidad de la Central.

- Gerenciamiento de la Central. Se deberá presentar un diagrama organizacional de la Gerencia de la Central que exhiba la estrategia de gestión para atender:
 - Relación Operativa y comercial con el SNI.
 - Operación y Mantenimiento de la Central
 - Administración de Contratos
 - Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente (SSOMA).