

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL COMPLEMENTARIO DE LA AMPLIACIÓN A CICLO COMBINADO DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA ENSENADA DE BARRAGÁN, PROVINCIA DE BUENOS AIRES.

CAPÍTULO 3 – DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

INDICE

1	LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO	4
1.1	ÁREA DE INFLUENCIA DIRECTA	8
1.2	ÁREA DE INFLUENCIA INDIRECTA	13
2	MEMORIA DESCRIPTIVA DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CICLO COMBINADO)	15
2.1	ETAPA DE CONSTRUCCIÓN	17
2.1.1	Mano de obra	17
2.1.2	Instalación de obradores	17
2.1.3	Movimiento de suelos	18
2.1.4	Fundaciones	18
2.1.5	Montajes	19
2.1.6	Obras complementarias	20
2.1.7	Cronograma estimado de operaciones	20
2.2	OPERACIÓN, PROCESOS Y TECNOLOGÍA A INSTALAR	28
2.2.1	Caldera de recuperación de calor	29
2.2.2	Turbogenerador de vapor	37
2.2.3	Condensador	44
2.2.4	Otros sistemas mecánicos	51

2.2.5	Sistema de control distribuido (DCS)	53
2.2.6	Sistema eléctrico	54
2.3	INSUMOS	58
2.3.1	Combustibles	61
2.3.2	Aire	64
2.3.3	Agua	65
2.3.4	Otros	73
2.4	RESIDUOS, EFLUENTES Y EMISIONES	77
2.4.1	Residuos sólidos	80
2.4.2	Efluentes	81
2.4.3	Emisiones	83
3	OBRA DE TOMA DE AGUA Y DESCARGA	86
3.1	ETAPA DE CONSTRUCCIÓN	89
3.1.1	Toma de agua	89
3.1.2	Acueducto	95
3.1.3	Descarga	99
3.2	TECNOLOGÍA A INSTALAR Y OPERACIÓN	100
3.2.1	Niveles piezométricos	100
3.2.2	Equipos de bombeo	101
3.2.3	Descripción del funcionamiento	105
3.3	INSUMOS	105
4	DRAGADO	106

CAPÍTULO 3 – DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Actualmente la Central Termoeléctrica Ensenada de Barragán (CTEB) constituye un sistema de generación de energía eléctrica convencional de ciclo abierto, en base a la combustión de gas y/o combustible líquido en forma alternada. La misma genera una potencia de 560 MW. El proyecto bajo análisis consiste en la ampliación de esta Central a ciclo combinado para lograr la generación de aproximadamente 280 MW adicionales.

Como aspecto más saliente asociado a esta ampliación, se prevé el aumento del consumo de agua. Para ello, se encuentra proyectada la realización de una obra de toma de agua desde el Río de la Plata, un acueducto de conducción y la descarga en el canal del Gato. Asimismo, se realizarán operaciones de dragado a fin de mantener las condiciones requeridas de profundidad en la toma.

En el presente capítulo se realizará una descripción de las acciones que se desarrollarán durante la construcción y operación del proyecto mencionado, considerando la obra principal de cierre de ciclo (incorporación del ciclo combinado) y sus obras complementarias asociadas: toma de agua, conducción y descarga de agua de refrigeración.

La conversión de una central térmica de ciclo abierto a una de ciclo combinado, se basa en el aprovechamiento del calor contenido en los gases de escape producto de la generación eléctrica a través de una turbina a gas. El calor residual de los gases de escape del turbogenerador de gas, se aprovecha en una caldera de recuperación de calor, donde se genera vapor. Éste fluido es luego expandido en una turbina de vapor, produciendo energía eléctrica mediante un generador. En particular, en la CTEB se utilizará agua proveniente del Río de la Plata en el sistema de refrigeración del condensador, justamente para condensar el vapor expandido en la turbina de vapor. El condensado luego reingresará a la caldera de recuperación de calor para ser nuevamente vaporizado, mientras que el agua de refrigeración será volcada al canal del Gato.

1 LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

La CTEB se encuentra ubicada en la provincia de Buenos Aires, en la región denominada aglomerado Gran La Plata, que comprende los partidos de La Plata, Berisso y Ensenada. La misma se encuentra a unos 45 km al Sur de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a 10 km del centro de la ciudad de La Plata (Figura 1).



Figura 1. Ubicación geográfica general del área de estudio.

Específicamente, el predio en estudio se encuentra ubicado en el partido de Ensenada, en terrenos próximos al casco urbano de la localidad homónima. Limita al Norte con los asentamientos poblacionales costeros de Villa María y Villa Rubencito, al Sur con la ciudad de La Plata, al Este con la urbanización de Ensenada y al Oeste con un área rural que se extiende hasta los límites del aglomerado Gran La Plata. En la Figura 2 se observa lo descripto anteriormente.

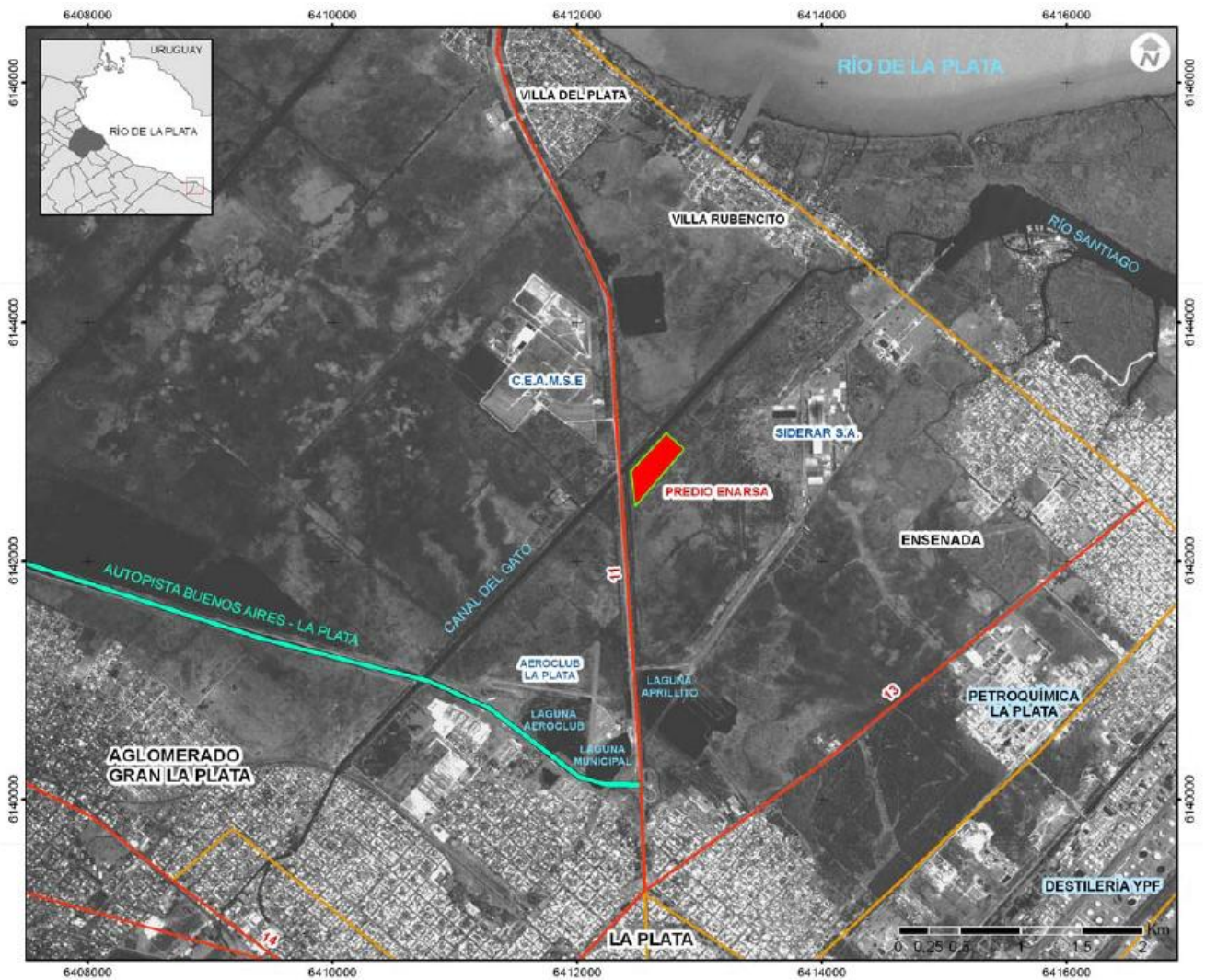


Figura 2. Ubicación geográfica del predio de la CTEB.

La zona de estudio constituye un área de llanura baja e inundable, que alcanza la franja costera entre las cotas de 2,5 y 10 msnm. La misma presenta una pendiente escasa, surcada por cursos de agua rectificadas que desaguan en el Río de la Plata. Ésta es un área altamente antropizada con características particulares de zonas de transición urbano-industrial-rural. Se observan pastizales y bajos costeros donde se desarrollan campos dedicados a la cría de ganado bovino y caballar, alternando con manchones urbanos e importantes predios industriales.

Al respecto, al Norte del área de estudio se encuentra emplazada una planta de la empresa Siderar y a aproximadamente 3 km al Este se halla la Petroquímica La Plata. Asimismo, al Oeste del predio, separado por el canal del Gato, se encuentra ubicado un relleno sanitario de CEAMSE. Hacia el Sur se encuentra el Aeroclub La Plata, junto con las lagunas Aprillito, Aeroclub y Municipal.

Por otra parte, a aproximadamente 5 km al Este del predio se encuentra el Complejo Portuario de La Plata donde se destacan la destilería de YPF S.A, la zona franca, la planta COPETRO y el Polígono Industrial Berisso. Clubes náuticos y puertos privados ubicados en las márgenes del Río Santiago, la planta potabilizadora de ABSA y la toma de agua de Villa Rubencito constituyen otros puntos de interés. Es posible observar la ubicación de los sitios mencionados anteriormente, en la Figura 3.

Respecto a los accesos viales, el más importante desde Buenos Aires, lo constituye la Autopista Dr. Ricardo Balbín (Au. Bs. As. - La Plata). Por otra parte, la Av. Domingo Mercante (Ruta Provincial N° 11) es la principal vía que une al área de estudio con la ciudad de La Plata. Asimismo, desde la localidad de Ensenada se puede acceder a la CTEB a través de la Ruta Provincial N°13 y N°11.

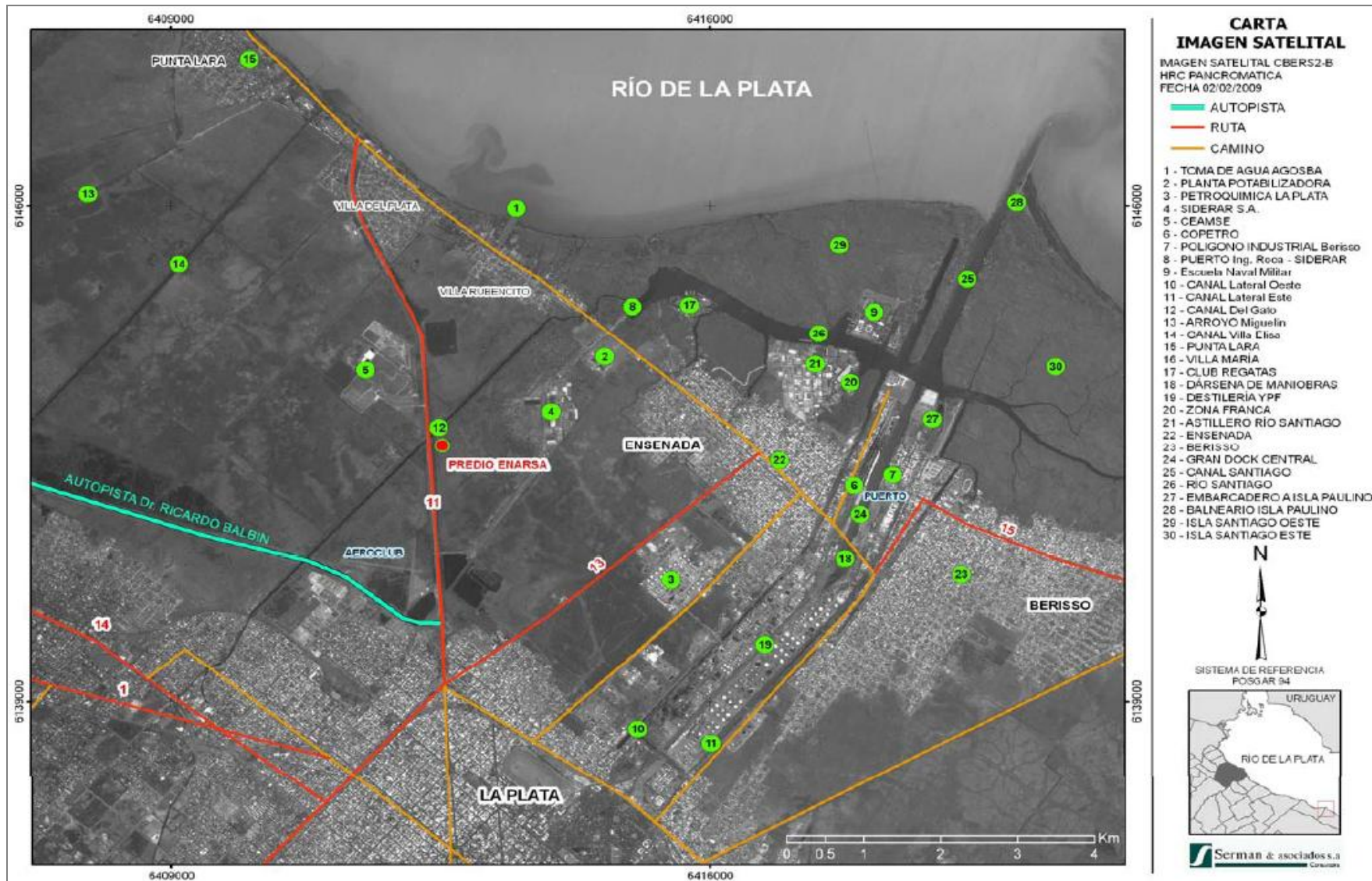


Figura 3. Ubicación de sitios de interés.

1.1 ÁREA DE INFLUENCIA DIRECTA

El área de influencia directa se encuentra vinculada con los espacios geográficos linderos a los proyectos evaluados, que son susceptibles de presentar degradación por causa directa de la ejecución de las obras en una primera instancia y luego, por la operación de los sistemas construidos.

Para el caso de la CTEB y la incorporación del sistema en ciclo combinado, el área de influencia directa considerada es la que se presenta en la Figura 4 y que se encuentra definida especialmente por la incidencia registrable de la emisiones gaseosas derivadas del nuevo sistema a ser instalado (se considera que el resto de los aspectos ambientales significativos del proyecto se encuentran contenidos por este espacio geográfico). Para esta zona de potencial afectación directa se analizarán en detalle los impactos ambientales esperables de acuerdo con la caracterización de los aspectos ambientales y el conocimiento de los receptores involucrados, conformados por los distintos factores del medio ambiente.

Para el caso de la construcción del acueducto se considera como área de influencia directa el área vinculada con la apertura de zanja necesaria para la instalación, así como los espacios vinculados con la instalación de obradores, caminos de servicio, áreas de depósito de materiales y sitios aledaños donde sería esperable registrar afectaciones de diferente intensidad. La Figura 5 sólo considera la apertura de zanja ya que aún no se encuentra definida la localización de los obradores y la traza de los caminos de servicio, aunque se espera sean paralelos a la traza, más allá de los accesos.

Finalmente el área de influencia directa de la obra de descarga estará comprendida por todos los sitios donde se registren aumentos de temperatura del agua respecto a su condición actual a causa del vertido del agua de refrigeración de la CTEB. También se considerarán las áreas aledañas a estos cuerpos de agua, ya que podrán verse influidas por el aumento de su temperatura, en cuanto existen usos que dependen de la calidad física del agua o que se desarrollan de manera integrada con el cuerpo, como por ejemplo plantas industriales, márgenes y ecosistemas ribereños, clubes de pesca y balnearios, entre otros. Es posible observar esto en la Figura 6.

Vale mencionar que el área vinculada con potenciales afectaciones por inundaciones asociadas con el vuelco del caudal de la Central también formará parte del área de influencia de la obra de descarga. Sin embargo, no es posible definir esta zona en este momento, ya que el estudio hidráulico se encuentra en desarrollo y la modelación hidrodinámica empleada aún no ha dado los resultados que permitan identificarla.

En cuanto a la obra de toma, el área de influencia directa estará vinculada especialmente con la zona influida por las actividades de dragado necesarias para la profundización del canal que permitirá asegurar el abastecimiento permanente de agua incluso en situaciones de bajante. Tampoco es posible determinar esta zona en la instancia actual, ya que los estudios de modelación de dispersión de las plumas de sedimentos derivadas de la operación de dragado, se encuentran en ejecución y aún no se cuenta con resultados de utilidad a estos efectos.

El análisis de los potencial impactos a ser generados por el proyecto en evaluación, será realizado llevando a cabo una descripción lo más detallada posible de los factores del medio ambiente que puedan ser influidos tanto en su componente natural como antrópica, en la conjunción de áreas de influencia directa.

Como se puede observar en las imágenes, el área a considerar corresponde a un espacio geográfico de grandes dimensiones. Esto especialmente se encuentra asociado con la complejidad y extensión de la incidencia que pueden generar las obras complementarias necesarias para el funcionamiento del sistema a ser incorporado en la Central.

En este sentido es dable esperar una multiplicidad de incidencias en el entorno a medida que éste se amplía espacialmente, interviniendo una mayor cantidad de factores del ambiente, así como sus interrelaciones y por ende complejizando las potenciales afectaciones.

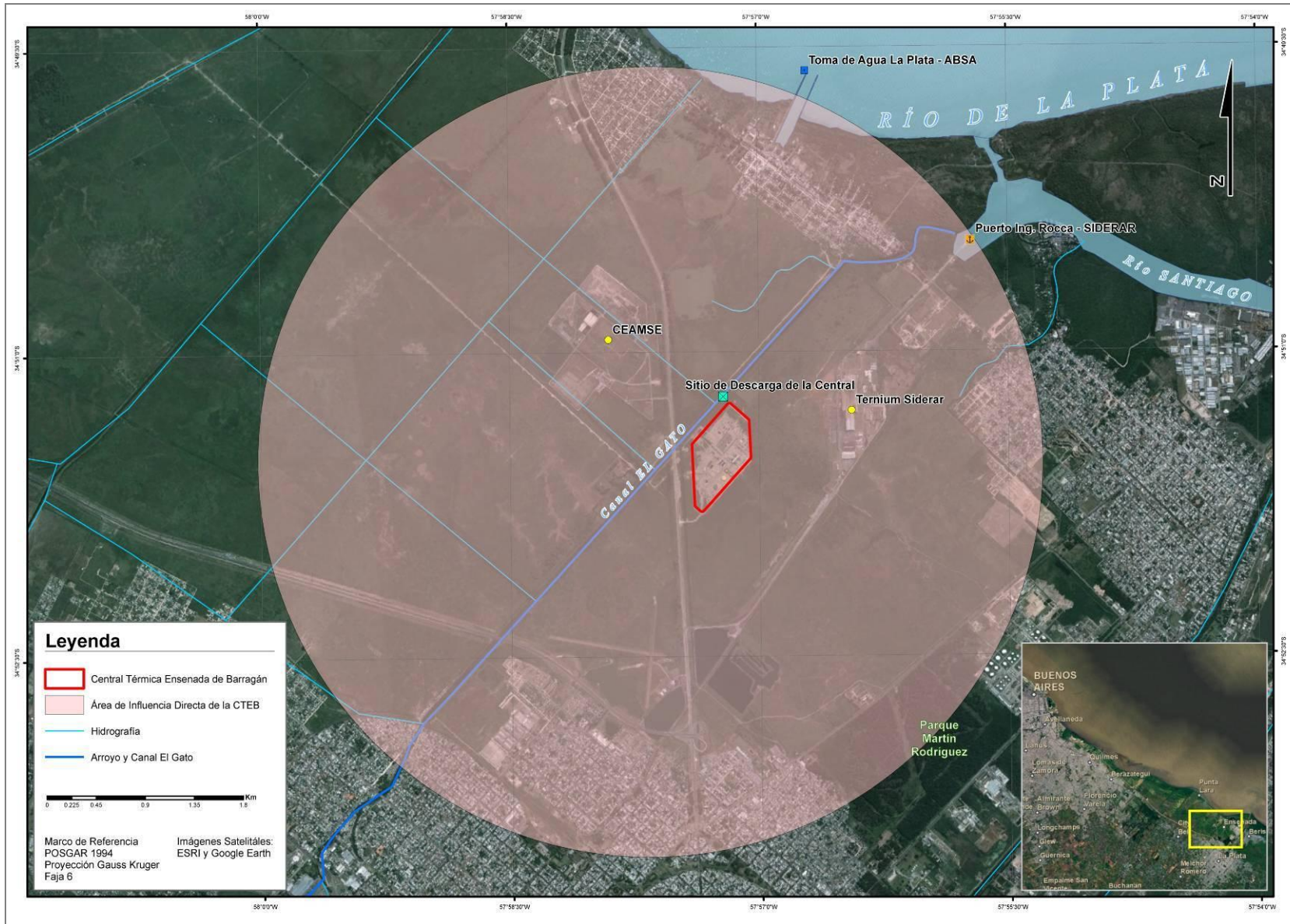


Figura 4. Área de influencia directa de la CTB.



Figura 5. Área de influencia directa del acueducto.



Figura 6. Área de influencia directa de la obra de descarga.

1.2 ÁREA DE INFLUENCIA INDIRECTA

El área de influencia indirecta del proyecto se presenta en la figura siguiente y engloba toda la zona susceptible de ser afectada a causa de la obra y operación del sistema una vez construido y de todas las actividades complementarias vinculadas con ésta, como ser transporte de materiales desde y hacia la Central. La circunscripción del área se entiende como la zona donde propiciando afectaciones o interferencias sinérgicas con otras actividades, aún sería posible relacionar dicha incidencia con las acciones vinculadas al proyecto en análisis, cualquiera sea su componente.

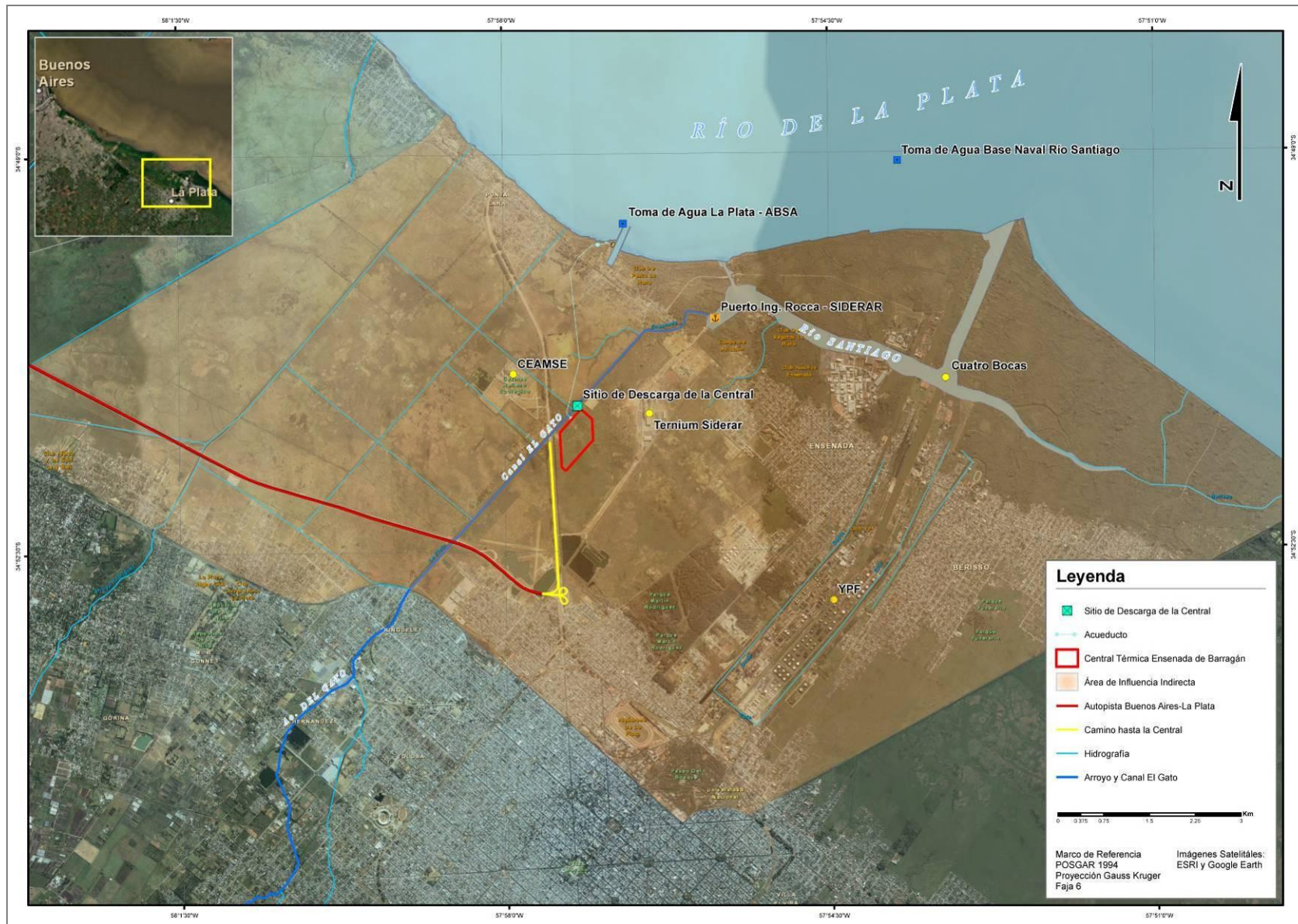


Figura 7. Área de influencia indirecta de las obras en estudio.

2 MEMORIA DESCRIPTIVA DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CICLO COMBINADO)

La CTBL constituye actualmente un sistema de generación de energía eléctrica convencional de ciclo abierto. La potencia total generada es de 576 MW, instalada en dos módulos de 288 MW cada uno, diseñados para funcionar a gas natural y/o combustible líquido en forma alternada.

El proyecto en evaluación consiste en la ampliación del ciclo abierto actual, a un ciclo combinado. Esta conversión generará una potencia adicional de aproximadamente 280 MW. Específicamente, la generación neta total será de 836 MW en condiciones ISO (15°C, 60% de humedad relativa y presión atmosférica de 1,013 bar), empleando gas natural como combustible y de 775 MW en las mismas condiciones, utilizando combustible líquido.

Tal como fue mencionado anteriormente, la conversión de una central térmica de ciclo abierto a una de ciclo combinado, se basa en el aprovechamiento del calor contenido en los gases de escape producto de la generación eléctrica a través de una turbina a gas. El calor residual de los gases de escape de cada turbogenerador de gas, se aprovecha en una caldera de recuperación de calor (CRC o por su denominación en inglés, HRSG: *Heat Recovery Steam Generator*), donde se genera vapor. Éste es luego expandido en una turbina de vapor (TV), produciendo energía eléctrica mediante un generador.

La energía eléctrica será entonces, producto del funcionamiento de generadores eléctricos accionados por turbinas de gas y de vapor. Los generadores correspondientes alimentarán a la estación transformadora, desde donde se abastecerá al Sistema Interconectado Nacional.

La propuesta actual se basa en la conversión a ciclo combinado de la CTEB, mediante la instalación de los siguientes equipos principales:

1. Un desviador de gases de escape (*Diverter Damper*) para cada una de las turbinas de gas instaladas (2);
2. Una turbina de vapor SST5-5000;
3. Un equipo generador SGen5-1000A;
4. Dos calderas de recuperación de calor;
5. Dos condensadores;
6. Disyuntores y cortadores de fase;
7. Bombas de condensación y alimentación de la caldera;
8. Válvulas de control de alimentación y de bypass;
9. Sistema de control distribuido (o *Distributed Control System - DCS*).

El objetivo de esta implementación es el aumento de la cantidad de energía generada y la optimización del rendimiento del proceso general.

En la Figura 3 se observa un layout de la planta con los principales elementos y naves identificados con color.

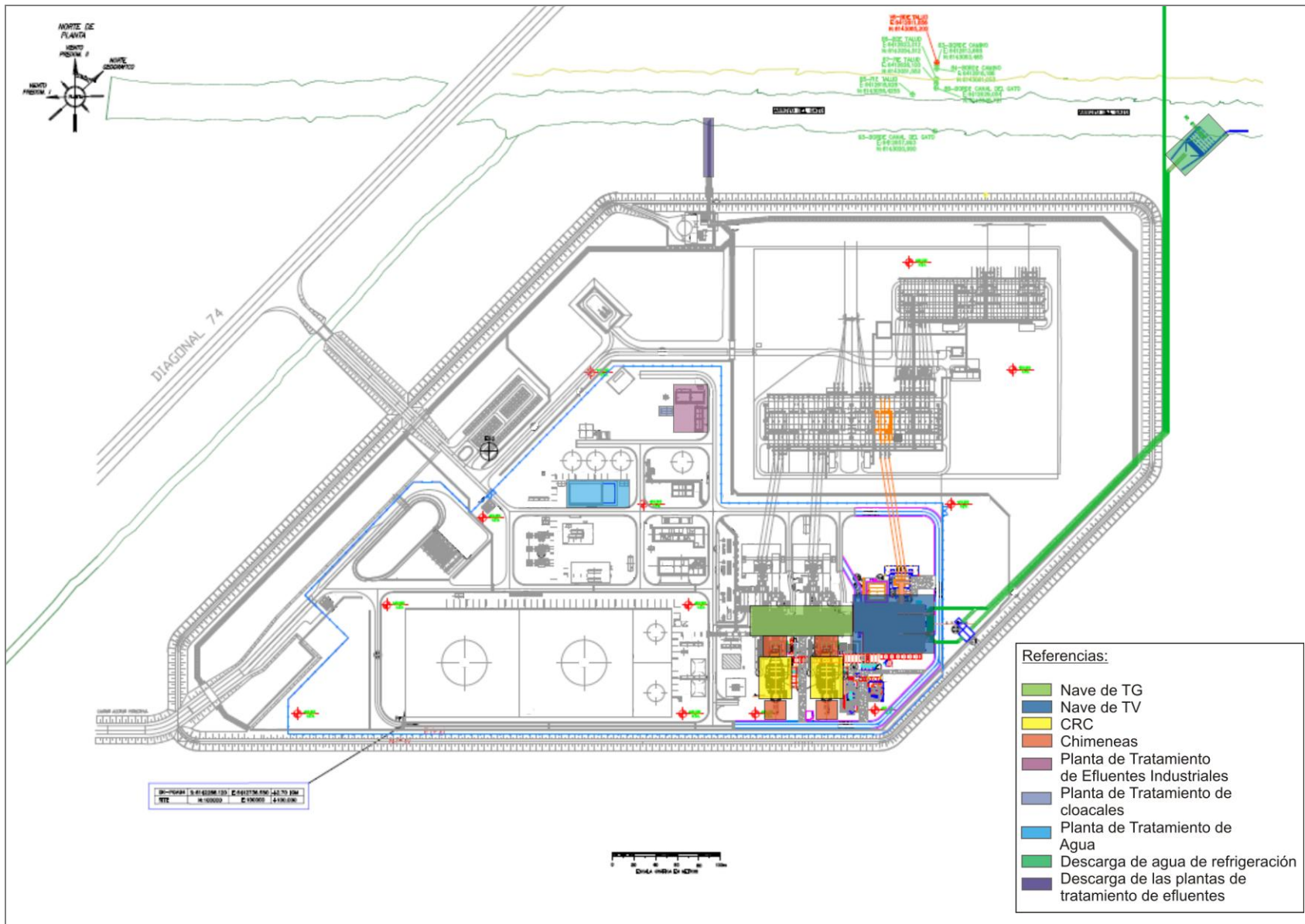


Figura 8. Esquema del layout de la CTEB.

2.1 ETAPA DE CONSTRUCCIÓN

2.1.1 Mano de obra

La etapa de ampliación de la CTEB requerirá de personal calificado de todo tipo: chóferes, operadores de máquinas y equipos, ayudantes, oficiales medios, oficiales, oficiales especializados, capataces, técnicos especialistas, ingenieros y directivos. Para ello está prevista la incorporación de hasta 1200 personas en el pico de la obra, las que trabajarán en un turno de 10 horas.

Al respecto, el grupo de trabajo en obra estará constituido por personal residente en la zona de Ensenada, personal proveniente de otras zonas de la Argentina y personal directivo, de supervisión y especialistas provenientes del exterior.

Resulta importante mencionar que se priorizará la prefabricación de elementos en talleres, de modo tal que las tareas en campo se limiten a su montaje. En particular, las estructuras metálicas como soportes para cañerías, cañerías, conductos, elementos de calderería, accesorios para tableros eléctricos y para instrumentación, serán prefabricadas. Todo el prefabricado que se realice en talleres exteriores será identificado según códigos preestablecidos. Asimismo, se transportarán debidamente embalados, arenados - si el procedimiento lo requiere - y con la imprimación correspondiente de acuerdo con su especificación.

La supervisión y dirección de todos los trabajos estará a cargo de la UTE ISOLUX INGENIERÍA – IECSA, con la participación de especialistas proveedores y de los fabricantes de los equipos.

2.1.2 Instalación de obradores

Durante la obra será necesaria la construcción de instalaciones temporarias en el sitio, que incluirán los siguientes elementos:

- Oficinas administrativas y de inspección de obras;
- Depósitos cubiertos para almacenaje de materiales;
- Lugares destinados para el almacenaje de materiales a la intemperie;
- Área de almacenaje de combustibles líquidos y gaseosos;
- Calles de circulación interiores;
- Iluminación localizada y general;
- Cercado del área de obra;
- Servicio médico y ambulancia,
- Comedor;
- Módulos sanitarios: baños y vestuarios;
- Talleres de subcontratistas.

Los obradores que albergarán las instalaciones temporarias mencionadas, cubrirán un área de 480 m² y se instalarán en un sitio adyacente a la obra. Constructivamente, serán modulares, montadas sobre bastidores del tipo petrolero, y aptos para la zona de trabajo en consideración.

Se preverá también una instalación temporal para la iluminación general de las áreas de montaje que lo requieran. Cuando sea necesario, se preverá iluminación localizada para el desarrollo de tareas concretas y/o en horarios extendidos.

Vale destacar que las obras se desarrollarán en el ámbito del predio de la Central, donde se encuentran instaladas operaciones permanentes de características similares a las vinculadas con la ampliación prevista a ciclo combinado.

2.1.3 Movimiento de suelos

La mayor parte de los movimientos de suelos ya fueron realizados durante la construcción inicial del ciclo abierto de la CTEB. De acuerdo al estudio geotécnico de suelos realizado por Ninyo & Moore en julio de 2009, los estratos superiores de suelo (hasta una profundidad de 4 m) estaban originalmente constituidos de limos y arcillas con grados moderados de compactación; y contenido salino que les daba características de alta corrosividad frente al hormigón y corrosividad media frente a los materiales metálicos. A partir de estas características, se consideró no apto para proveer el soporte de las construcciones posteriores y se recomendó la remoción del suelo presente para reemplazarlo por suelos importados con mejores condiciones de compactación y humedad.

Para la ampliación planeada, entonces, sólo se realizará una limpieza del terreno y se procederá a la nivelación del mismo hasta lograr una superficie plana con las pendientes fijadas para el replanteo de las fundaciones de los equipos y edificios a instalar, así como también de caminos, canales y otras estructuras a construir.

2.1.4 Fundaciones

Las fundaciones de la turbina de vapor, generador y condensadores, consistirán en un macizo de hormigón armado sobre terreno y/o pilotes que incluirá el apoyo para dichos equipos. Lo mismo se utilizará para la caldera de recuperación de calor, la caldera auxiliar y chimenea. Particularmente, las fundaciones de la turbina de vapor y del generador incorporarán ciertos embebidos especiales en hormigón, insertos y revestimientos. Por su parte, los condensadores, la caldera de recuperación de calor y sus equipos auxiliares, podrán requerir insertos o embebidos típicos, como pernos y placas de niveles.

Las fundaciones para los equipos auxiliares del turbogenerador consistirán en plateas, zapatas, bloques o cabezales de hormigón armado, apoyadas sobre terreno y/o pilotes según el equipo y las necesidades. Aquellas para el pipe rack de la caldera y de la sala de bombas de agua de alimentación y circulación, consistirán en cimentaciones de hormigón armado apoyadas sobre terreno y/o pilotes.

Los transformadores (el principal y el auxiliar de la turbina de vapor) se fundarán sobre cimentaciones apoyadas sobre terreno y/o pilotes. Tendrán bateas para contención de aceite y muros arrestallama. El tanque de agua desmineralizada, por su parte, se fundará mediante cimentaciones de hormigón armado sobre terreno y/o pilotes.

También se realizarán otras fundaciones del tipo directas mediante losas superficiales, bases aisladas o bloques construidos en hormigón armado, con los noyos necesarios para la colocación posterior de anclajes. Entre ellas se encuentran la fundación de *shelters* y contenedores eléctricos, y las fundaciones soporte de cañerías.

Las fundaciones para el edificio del turbogenerador serán de hormigón armado mediante apoyo en el terreno y/o pilotes y cabezales con viga de arriostramiento longitudinal.

2.1.5 Montajes

Una vez realizado el montaje de todas las tuberías enterradas tales como las de agua cruda y desmineralizada, drenajes y agua para lucha contra incendios, se comenzará con el montaje de las estructuras metálicas de edificios y con el montaje de los soportes de tuberías y bandejas portacables de todas las áreas.

Con relación a los nuevos edificios a construir, el de la turbina de vapor consistirá en un galpón metálico de 2.378 m² de superficie y 24 m de alto, compuesto por pórticos adecuadamente arriostrados y ejecutados con perfiles laminados. Las uniones serán soldadas y/o abulonadas, conforme a los requerimientos estructurales y de montaje. La protección anticorrosiva será adoptada de acuerdo a las condiciones ambientales del sitio.

Los cerramientos, tanto laterales como superiores, serán de chapa trapezoidal de acero pre-pintada y contarán con aislación de lana mineral termo-acústica. El edificio será adecuadamente ventilado en forma natural o forzada, mediante el ingreso de aire inferior y su salida a través de la cubierta o laterales superiores. Los portones serán metálicos, del tipo corredizos enrollables o levadizos aptos para el acceso de equipos y para la ejecución de trabajos de mantenimiento.

El piso de la sala será de hormigón armado y estará diseñado para soportar las cargas correspondientes a las acciones propias de la operación y mantenimiento. Asimismo se le realizará una terminación con endurecedor cuarcítico.

Los soportes de cañerías se realizarán mediante perfiles laminados. Las uniones serán abulonadas y/o soldadas dependiendo de las solicitudes intervinientes y de las condiciones de transporte y montaje. La protección anticorrosiva será la adaptada a las condiciones ambientales del sitio.

Por último se ejecutará el montaje de los equipos. Primero se instalarán los principales como la turbina, el generador, la caldera de recuperación de calor y el condensador, y luego sus equipos auxiliares. Al respecto, el transporte del módulo de presión alta e intermedia de la turbina de vapor se realizará ensamblado, mientras que el módulo de baja presión se transportará en partes y se ensamblará en el sitio de instalación.

Al mismo tiempo, se instalarán los transformadores y los equipos de la estación de maniobras, de la caldera auxiliar, de los sistemas de agua cruda y desmineralizada, etc. Cabe mencionar que tanto la subestación eléctrica como la planta de tratamiento de agua, serán reacondicionadas para satisfacer las nuevas necesidades de la generación con vapor.

Una vez montados todos los equipos se realizarán las conexiones de puesta a tierra, el montaje de tableros, cajas de campo y el tendido de cables. Una vez verificadas las conexiones y la correcta apertura y cierre de los seccionadores de forma manual, se efectuará el montaje electromecánico del sistema eléctrico auxiliar, de acuerdo a los programas establecidos y con el personal calificado según requiera su especialidad.

Previo a la energización y puesta en marcha de la planta, se realizarán ensayos tanto mecánicos como eléctricos, a fin de verificar la adecuada instalación y el funcionamiento de los equipos y componentes.

2.1.6 Obras complementarias

Las obras complementarias a efectuar serán principalmente canalizaciones eléctricas subterráneas, instalaciones de agua potable, desagües industriales y pluviales, calles y veredas.

En primer lugar, se construirán canalizaciones eléctricas subterráneas con caños de PVC o polietileno protegidos de material granular u hormigón en áreas de paso y cruces. También serán protegidos por medio de trincheras de hormigón armado o con cañeros de hormigón simple¹. Dichas canalizaciones se vincularán mediante cámaras de tiro de hormigón armado, provistas de tapas metálicas de chapa estampada. Asimismo, en los cruces de calles se ejecutarán obras de protección subterráneas según corresponda.

También se ejecutarán plataformas de acero, provistas de pisos de rejillas galvanizadas, para el acceso durante la operación y mantenimiento de los diferentes equipos. Las plataformas contarán de barandas y escaleras metálicas. Asimismo, la protección anticorrosiva a implementar será la adaptada a las condiciones ambientales del sitio.

Por otro lado, se realizarán instalaciones de agua potable y desagües pluviales, que se acoplarán a las instalaciones ya existentes.

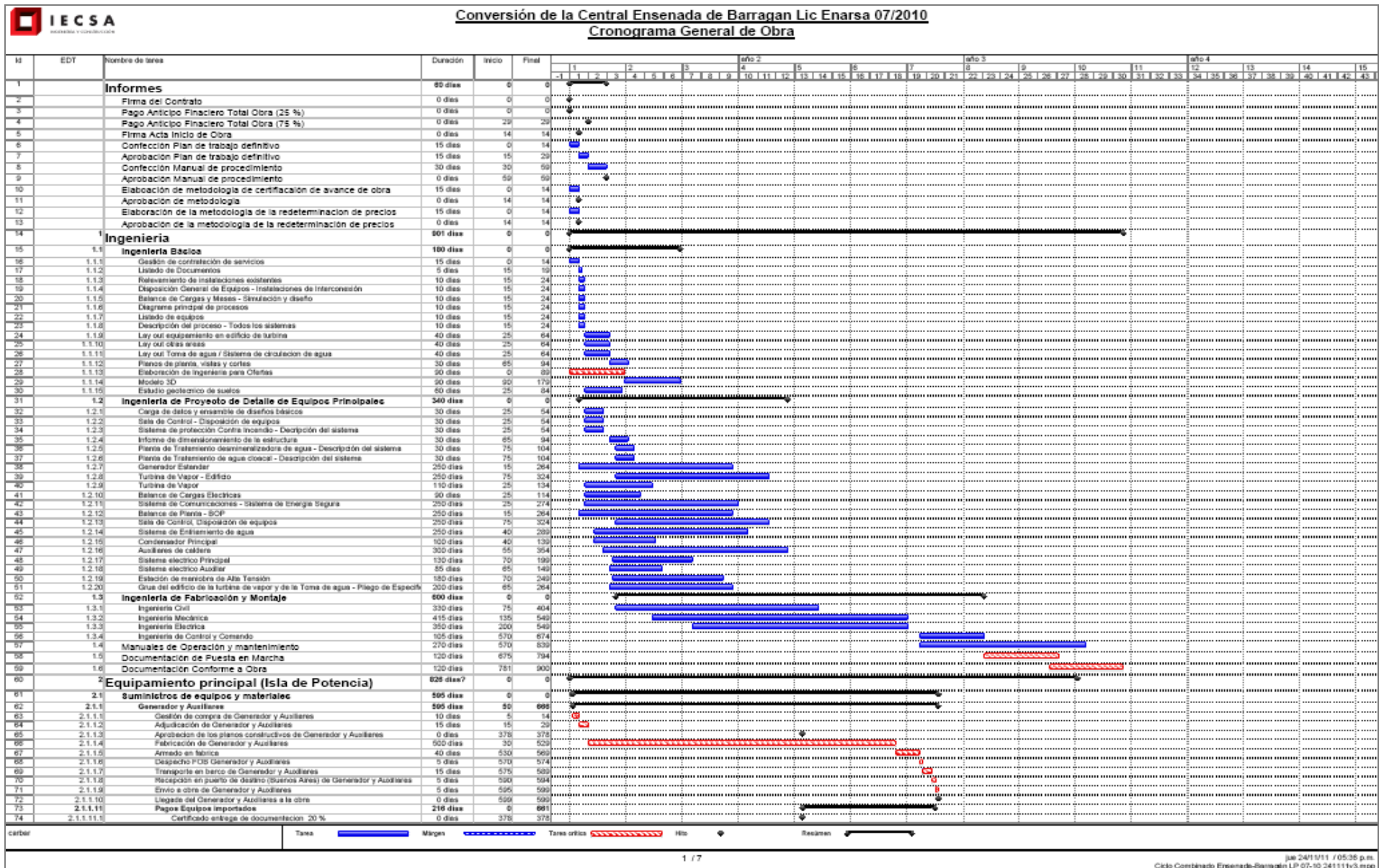
Los pavimentos de mantenimiento serán de hormigón H-30 con juntas de dilatación y de contracción, pasadores de acero y malla de control de fisura. Además contarán con una base de suelo seleccionado de espesor acorde con las condiciones de tránsito y características de la subrasante.

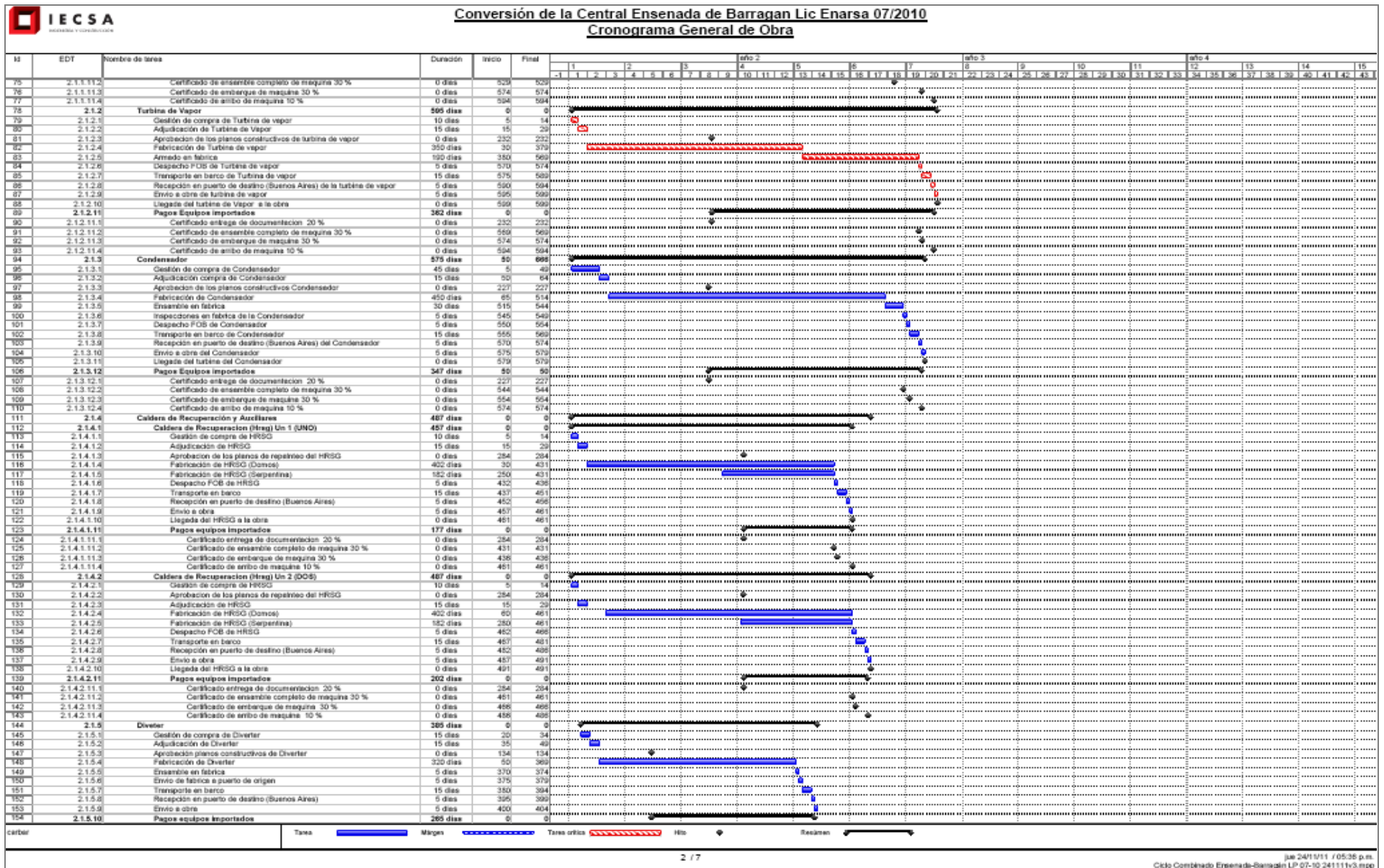
En cuanto a las calles y caminos internos, los mismos se realizarán con pavimento asfáltico. También contarán con una base de suelo seleccionado de espesor acorde con las condiciones de tránsito y características de la subrasante. Además se construirán veredas para circulación, de hormigón en masa con juntas o losetas; parqueado, forestación (dentro del predio de la CTEB) y terminación superficial con grava espesor 5 cm.

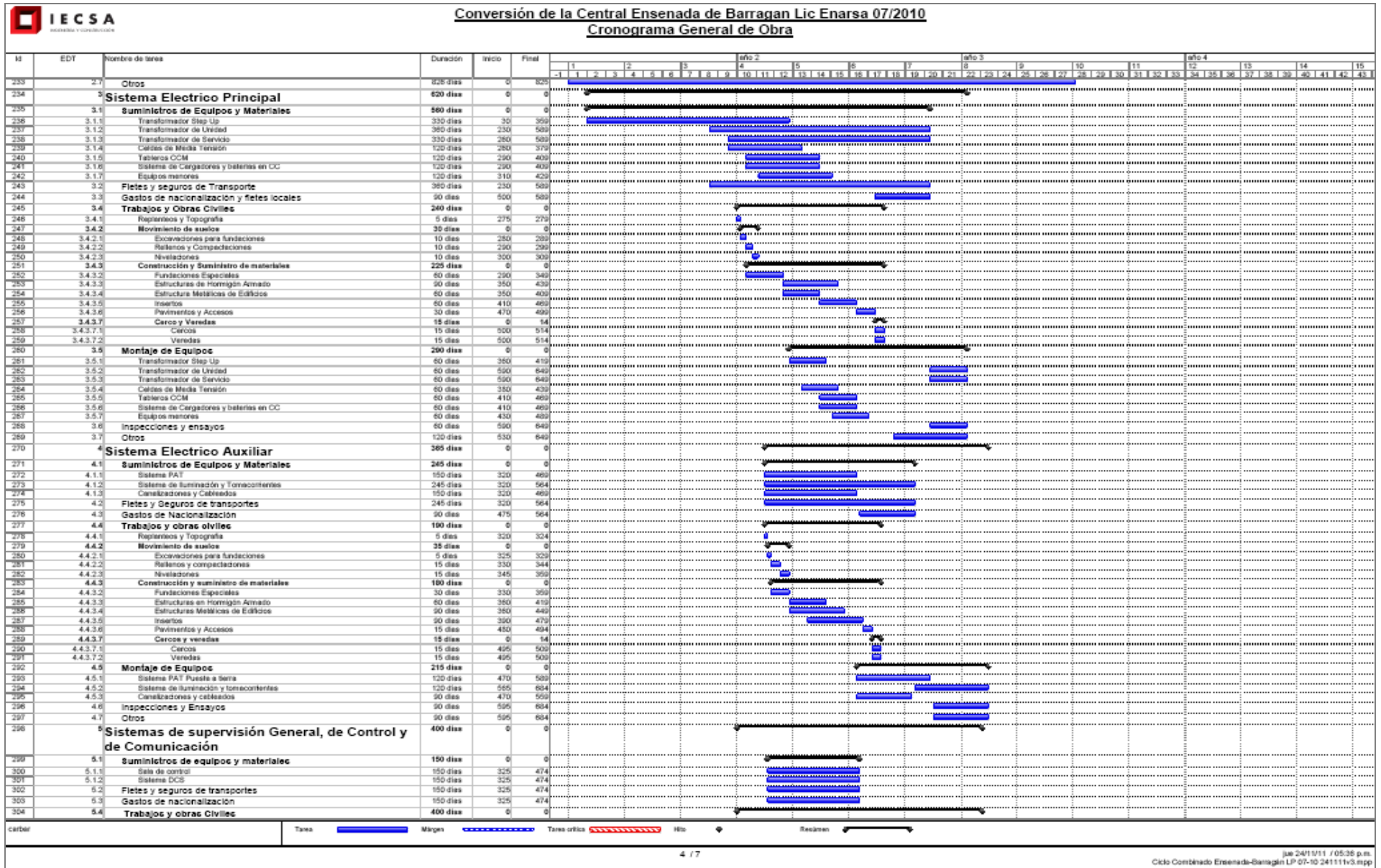
2.1.7 Cronograma estimado de operaciones

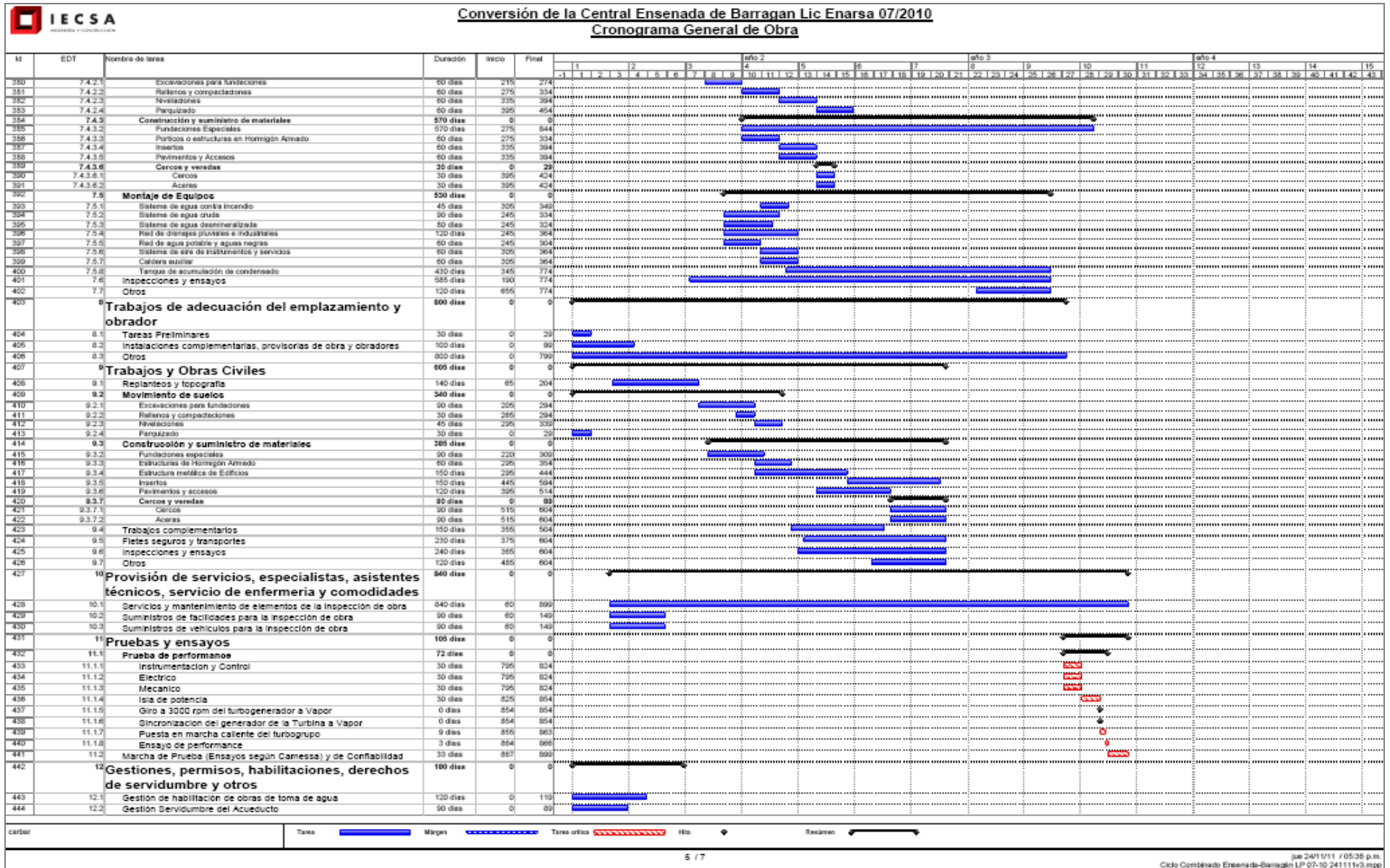
Según el cronograma suministrado, las obras requeridas para la ampliación a ciclo combinado de la CTEB tendrán una duración de aproximadamente 30 meses. Tal como puede observarse en la Figura 9, el mismo prevé etapas de suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje de equipos y por último, la inspección y el ensayo de los elementos. Cabe mencionar que aquí también se contemplan las obras de construcción de la toma de agua.

¹ Referencia: (2010) IECSA, ISOLUX CORSÁN, Oferta para la contratación del proyecto, suministro, construcción, montaje, puesta en marcha, bajo la modalidad "llave en mano", de la conversión de las centrales denominadas "Ensenada de Barragán" y "Brigadier López", de ciclo abierto a ciclo combinado. Licitación pública nacional e internacional ENARSA N° EE 07/2010. CTEB. Tomo III, pág 57.









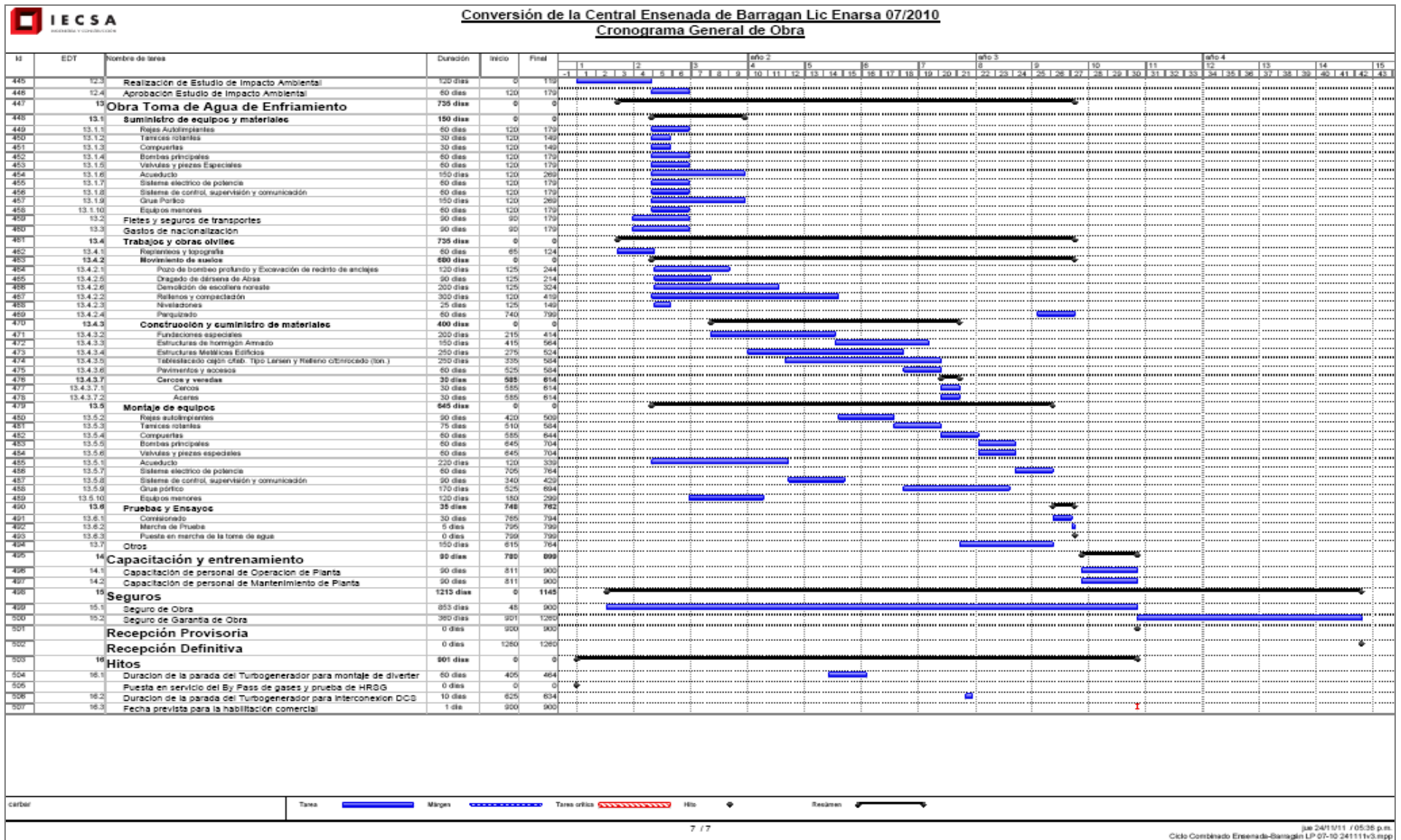


Figura 9. Cronograma estimativo de operaciones para la conversión a ciclo combinado de la CTEB.

2.2 OPERACIÓN, PROCESOS Y TECNOLOGÍA A INSTALAR

Como ya fue mencionado anteriormente, en términos generales la conversión de una central térmica de ciclo abierto a una de ciclo combinado, se basa en el aprovechamiento del calor contenido en los gases de escape producto de la generación eléctrica a través de una turbina de gas. El calor residual de los gases de escape de cada tubogenerador de gas, se aprovecha en una caldera de recuperación (CRC), donde se genera vapor. Éste es luego expandido en una turbina de vapor, produciendo energía eléctrica mediante un generador.

En la Figura 10 se observa un diagrama de flujo simplificado del sistema de ciclo combinado a instalar en la CTEB. Luego se realiza una descripción de los equipos enumerados anteriormente (ver Punto 2) y de otros sistemas auxiliares.

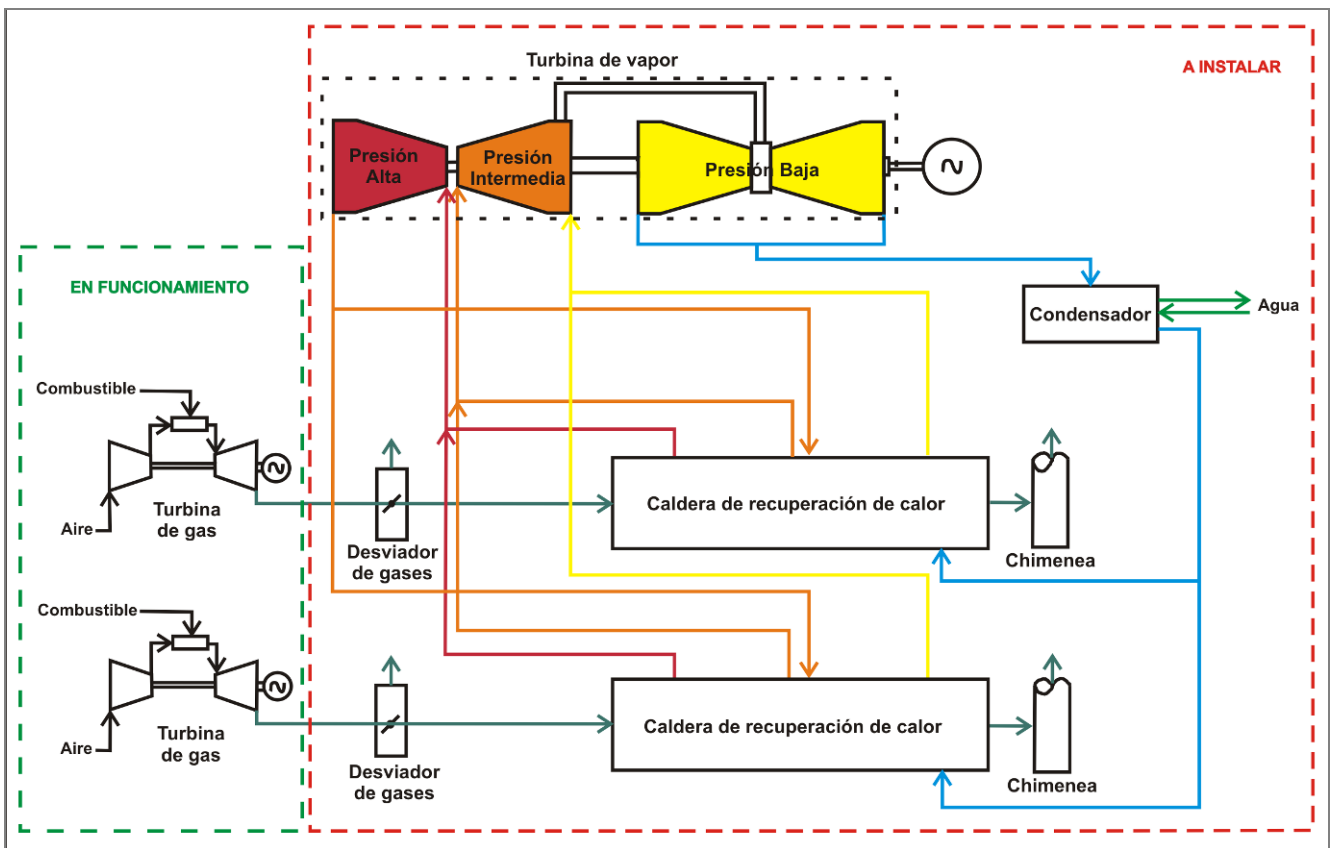


Figura 10. Diagrama de flujo simplificado del ciclo combinado de la CTEB.

El sistema de ciclo combinado se asociará al sistema actual de ciclo abierto. En el mismo, la turbina a gas, puede operar tanto con gas como con combustible líquido. El gas natural se transporta mediante un gasoducto de 6,2 km de largo y 18" de diámetro nominal, conectado al Gasoducto Cruz del Sur. El mismo tiene la capacidad de transportar un máximo de 2.200.000 Nm³/día. Por su parte, el combustible líquido es suministrado por camiones cisterna y almacenado en cuatro tanques aéreos instalados en la planta, con capacidad máxima total de almacenamiento de 46.000 m³.

El consumo de gas natural de ambas turbinas es de 141.956 Nm³/h y funcionando con combustible líquido (diesel #2), es de 151,2 m³/h. El período durante el cual la CTEB opera a combustible líquido se concentra principalmente durante el invierno, donde el consumo eléctrico es mayor. Sin embargo, hacia el fin del mes de diciembre también puede requerirse su funcionamiento a combustible líquido ya que se produce un pico de consumo en vísperas de las fiestas.

A partir del combustible utilizado se provoca una reacción exotérmica que genera gases a alta presión y temperatura. En particular, cuando se utiliza combustible líquido se realiza una inyección de agua desmineralizada en las cámaras de combustión para reducir la temperatura de combustión y con ello, la generación de NO_x. Los gases de combustión luego ingresan a la turbina donde se expanden y reducen su presión produciendo el giro del rotor de la turbina.

La energía térmica (energía química del combustible) es transformada luego en energía eléctrica a través del eje solidario del rotor de la turbina y del generador eléctrico, cuyo voltaje de generación es de 15 kV. Este nivel del voltaje se eleva luego en la tensión de 220 kV, por medio de un transformador.

Actualmente los gases de escape de la turbina son evacuados directamente a la atmósfera, a una presión de 1,048 bar y a una temperatura de 580 °C si el combustible utilizado es gas natural y de 554 °C, en caso de utilizar combustible líquido. La propuesta de ampliación a ciclo combinado actual incluye la incorporación de un sistema de desviación de gases que los conduzca hacia una caldera de recuperación de calor.

2.2.1 Caldera de recuperación de calor

A fin de que la energía térmica contenida en los gases de escape de la turbina de gas pueda ser aprovechada para la generación de vapor, se instalarán dos calderas de recuperación de calor. El ingreso de los gases a las mismas estará en primer lugar, regulado por sistemas de desviación de gases.

Los sistemas de desviación de gases (también llamado *Diverter Damper* (Figura 11)) se encontrarán ubicados a continuación de cada una de las turbinas de gas existentes. Los mismos efectuarán la emisión a la atmósfera de los gases de combustión a través de las calderas de recuperación de calor o bien, a través de las chimeneas de la turbina de gas.

Este sistema estará formado por una sección rectangular de acero inoxidable autosoportada con aislamiento interno de fibra de vidrio y una placa externa de acero al carbono, sobre la que se apoyará la chimenea de la turbina de gas. En su interior habrá una compuerta accionada por un sistema hidráulico que se posicionará en dirección vertical, horizontal o intermedia, según a dónde se dirijan los gases de combustión. Esta compuerta estará aislada térmicamente y con sello de aire.



Figura 11. Ejemplo de un *Diverter Damper*.

Las calderas de recuperación de calor a instalar, consistirán en unidades de diseño horizontal con circulación natural acuotubular. El calor de los gases de escape de las turbinas de gas se recuperará aquí, para generar vapor de alta, media y baja presión a partir de agua líquida. Para ello, la caldera trabajará con diversas superficies de intercambio de calor en serie. En particular, los tres sistemas de presión: alta (PA), intermedia (PI) y baja (BP), contarán con sobrecalentadores, recalentadores, evaporadores, domos y economizadores, donde se acondicionará el fluido de trabajo por medio de la absorción de la energía térmica de los gases de combustión.

En primer lugar, los sobrecalentadores disminuirán la humedad del vapor saturado proveniente de los domos y lo acondicionarán según los requerimientos de las distintas turbinas. En el sistema de presión intermedia también habrá recalentadores desde donde saldrá la corriente hacia la turbina.

Por su parte, los domos facilitarán la separación entre las fases líquida y gaseosa a partir de la mezcla agua - vapor que reciba. Entre las funciones más relevantes del domo se detallan las siguientes:

- Purificar el vapor separado de la mezcla de agua - vapor, eliminando la humedad residual y potenciales contaminantes;
- Lograr la mezcla completa del agua precalentada proveniente del economizador con el agua saturada, separada de la mezcla agua - vapor;
- Lograr la mezcla completa de químicos dosificados aquí.

La fase líquida existente en los domos será derivada hacia el evaporador correspondiente, en donde el agua se calentará hasta el punto de vapor saturado, para luego reingresar al domo. Por el otro, el vapor saturado presente en los domos será conducido hacia los sobrecalentadores.

Por último, los economizadores cumplirán la función de precalentar el agua de suministro a las distintas presiones, previo a su ingreso a los domos

Tal como se observa en la Figura 12 los gases más calientes actuarán sobre los sobrecalentadores y llegarán más fríos a los economizadores. Esto permitirá mantener un gradiente de temperatura relativamente constante, que favorecerá al rendimiento global del sistema.

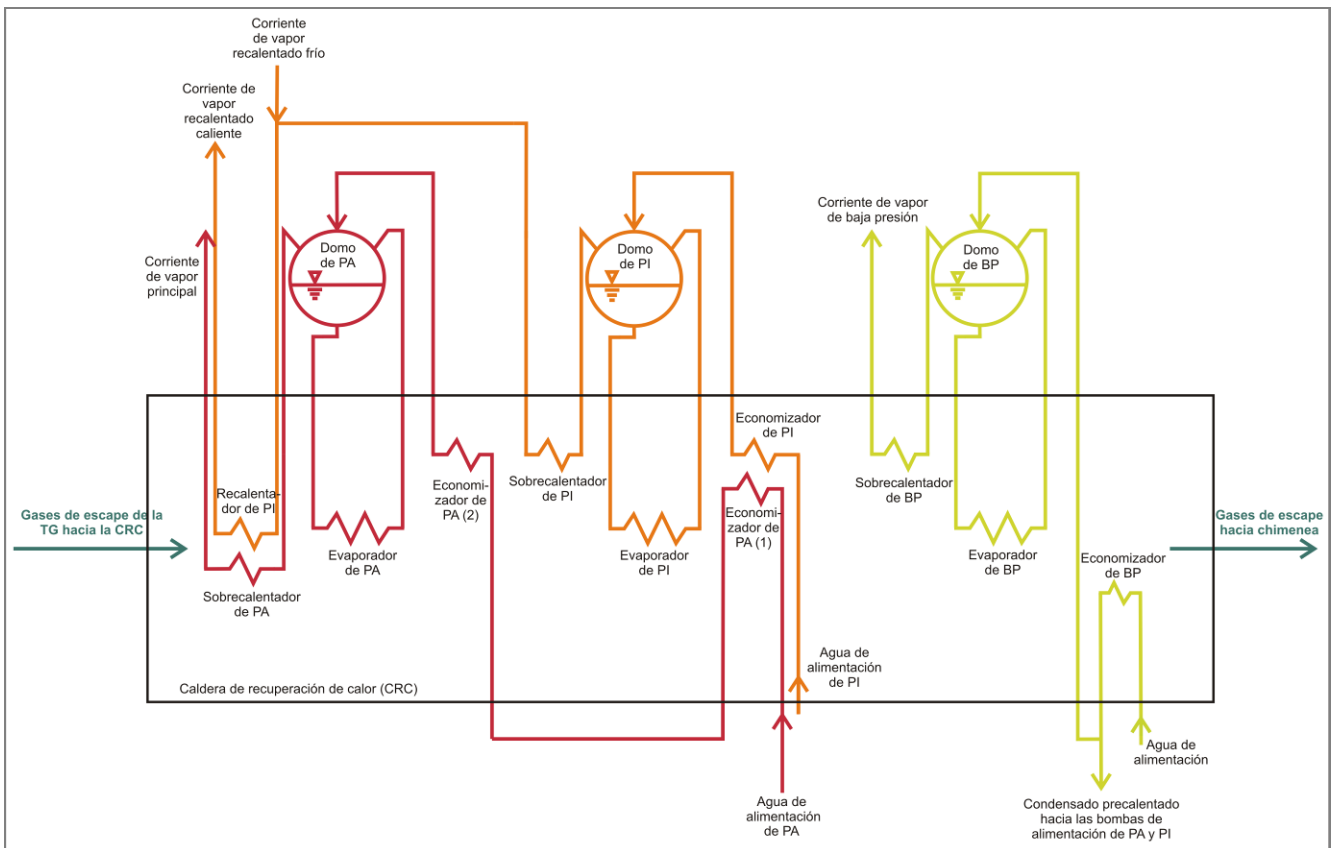


Figura 12. Diagrama explicativo del funcionamiento de la caldera de recuperación de calor.

En particular, en el sistema de alta presión, el vapor húmedo será precalentado en economizadores de PA y luego volcado en el domo PA. Allí, el agua será derivada al evaporador PA donde absorberá calor adicional y reingresará al domo. El vapor saturado apartado aquí, será luego descargado en el sobrecalentador y llevado a la temperatura y presión finales de la corriente de vapor principal, de ingreso a la turbina de vapor PA.

La temperatura de entrada a la turbina de vapor de PA será controlada por medio de válvulas atemperadoras, a fin de lograr su uniformidad. Las mismas se instalarán a la salida de los sobrecalentadores y/o entre ellos. Estas válvulas atemperadoras resultarán especialmente necesarias bajo condiciones de carga elevada. Sin embargo, en condiciones normales de operación, su utilización no debería ser necesaria.

Una vez que el vapor se expanda en la turbina de PA, el mismo será enviado a la corriente de vapor recalentado frío. Esta corriente junto con la proveniente del sobrecalentador de PI, alimentarán al recalentador de PI. De aquí saldrá la corriente de vapor sobrecalentado caliente que alimentará a la sección de PI de la turbina de vapor. La temperatura de esta corriente será controlada por válvulas atemperadoras similares a las del sistema de alta presión. Su uso tampoco se encontrará previsto para las condiciones normales de operación, pero sí para condiciones de carga elevada.

La alimentación de agua líquida de los sistemas de presión alta e intermedia provendrá del economizador de BP, que actuará como precalentador del sistema general. Su presurización será realizada por medio de bombas específicas. Ambas corrientes serán nuevamente precalentadas por sus economizadores, previo a su descarga en el domo correspondiente.

Por último, en el sistema de baja presión, el economizador recibirá agua del condensador. Nuevamente, se repetirá el ciclo de precalentamiento, envío al domo de BP, evaporador de BP y separación en la fracción de vapor que será dirigida al sobrecalentador para ser puesta en las condiciones necesarias de ingreso a la turbina de BP.

Una vez que los gases de escape de las turbinas de gas hayan atravesado la caldera de recuperación de calor, serán descargados a la atmósfera por medio de dos chimeneas verticales a instalar. Las mismas estarán ubicadas a la salida de las calderas y tendrán un diámetro de 5,95 m y una altura de 55 m. Las chimeneas de las turbinas de gas existentes también se conservarán. De acuerdo a los requisitos del ENRE (Res. N° 13/12), cada una contará con analizadores de gases de escape. En el Punto 2.4 - Residuos, efluentes y emisiones, se presenta una tabla (Tabla 19) con las características que tendrán los gases de escape una vez que hayan atravesado la caldera de recuperación de calor. Principalmente, variará la velocidad y temperatura de los gases de escape respecto a las condiciones de ingreso a la caldera.

Cabe mencionar que la hoja de garantía acústica asegura que el nivel sonoro del equipo de caldera de recuperación de calor y sus sistemas auxiliares, en condiciones de operación estable, será menor o igual a 85 dB(A).

2.2.1.1 Corrientes de vapor y bypass

Las corrientes antes descriptas, de salida de la caldera de recuperación de calor que ingresarán a la turbina de vapor y aquellas que salen de las turbinas, son discriminadas a continuación.

- Corriente de vapor principal: suministrará vapor a la turbina de presión alta, desde el sobrecalentador de PA, tanto en condiciones normales como en condiciones de cargas bajas;
- Corriente de vapor recalentado frío: estará compuesta por el vapor de escape de la turbina de presión alta que será conducida hacia el recalentador de la caldera de recuperación;

- Corriente de vapor recalentado caliente: suministrará vapor desde la salida del recalentador (de PI) de la caldera de recuperación de calor hasta la entrada de la turbina de presión intermedia en condiciones normales y de bajas cargas;
- Corriente de vapor de presión baja: suministrará vapor a la turbina de presión baja desde la salida del sobrecalentador de BP de la caldera de recuperación, tanto a bajas presiones como a bajas cargas;
- Un sistema de bypass de turbina.

El sistema de bypass evacuará las corrientes de vapor provenientes de la caldera de recuperación de calor directamente en el condensador, sin ingresar en la turbina. El mismo consistirá en tres sistemas de vapor independientes: uno que conectará la corriente de vapor principal con la de vapor recalentado frío; otra que conectará la corriente de vapor recalentado caliente con el condensador y una tercera que conectará la línea de vapor de presión baja con el condensador. Previo al ingreso al condensador la presión y temperatura del vapor será reducida por medio de inyecciones controladas de agua.

La independencia de la caldera y la turbina lograda a partir del sistema de bypass, permitirá obtener de manera rápida las condiciones de presión y temperatura del vapor principal y del recalentado caliente requeridos, para lograr la minimización de los tiempos de arranque. Además, en situaciones de arranque y disparo donde se producirá un exceso de vapor que incrementará la presión en la caldera de recuperación y en las líneas de vapor, el control del bypass regulará la presión del vapor principal y del recalentado caliente y eliminará el exceso al condensador. Asimismo, el sistema de bypass recogerá y enviará el condensado formado en las distintas líneas de vapor al tanque atmosférico de drenajes o al tanque de expansión del condensador.

Las líneas de alimentación a la turbina de vapor, tanto las de vapor principal como las de vapor recalentado caliente y vapor de baja presión, provenientes de ambas calderas de recuperación de calor, se unirán por medio de un colector común. De todas formas, se prevé la posibilidad de aislar las calderas por medio de válvulas de cierre. De esta manera la turbina de vapor podrá operar con una sola de las calderas en funcionamiento.

Todas las líneas de suministro de vapor a las turbinas, estarán equipadas con medidores de flujo y controles de temperatura y presión. Por su parte, los domos poseerán válvulas de seguridad y control de la presión, así como también medidores de nivel asociados a alarmas para regular las pérdidas del sistema, sitios de toma de muestras y de dosificación de sustancias químicas.

2.2.1.2 Vapor auxiliar

El sistema de vapor auxiliar realizará el suministro de vapor para el sellado de la turbina de vapor, para el sistema de desgasificación y para refrigeración del sistema de vapor de presión baja.

El mismo recibirá vapor saturado desde el domo de BP en condiciones de operación normal; o a partir de una caldera auxiliar durante la puesta en marcha y el frenado de la caldera de recuperación de calor. Esta última fuente de suministro podrá aislarse de la línea de vapor auxiliar por medio de válvulas de cierre motorizadas. Asimismo contarán con válvulas que impedirán en reflujo del vapor. De modo similar, los domos podrán ser aislados mediante válvulas manuales y contarán con válvulas para prevenir el retorno del fluido.

El suministro del domo de BP y de la caldera auxiliar será de vapor saturado. Sin embargo, en la línea de suministro de vapor de sellos, aguas arriba de la válvula de control del mismo, se instalará un sobrecalentador eléctrico que adecuará el fluido a los requerimientos específicos. Además se instalará un colector en esta misma línea a fin de evitar pérdidas, así como también una válvula de drenajes. Estos drenajes serán dirigidos un sistema de drenajes limpios junto con las pérdidas recogidas en el colector.

La caldera auxiliar poseerá una capacidad de producción de 20 t/h. La misma será piro-tubular y de dos pasos por tubo (1:2). Dentro de la cámara de vapor de la caldera, previo a su salida, habrá un secador de vapor del tipo *Demister*, por medio del cual se obtendrá vapor de título 0,99.

Por otro lado, asociados a esta caldera, se instalará un economizador y un sobrecalentador. La función del economizador será precalentar el agua de alimentación. Por otra parte, el sobrecalentador de vapor, se ubicará a la salida de la caldera y obtendrá vapor sobrecalentado a 225 °C y 9 bar.

La caldera auxiliar contará con un quemador dual, por lo que podrá funcionar tanto con gas natural como con combustible líquido. Los gases de escape se emitirán por una chimenea a instalar de 1,2 m de diámetro, de 12 metros de altura medidos desde la base de la caldera. Asociado a ella se incluirá un sistema de monitoreo, instrumentación local y analizadores de gases de escape que evaluarán la concentración de O₂, CO, NO_x en los mismos.

2.2.1.3 Sistema de agua de alimentación

El sistema de agua de alimentación cumplirá las siguientes funciones:

- Recirculación del agua en el economizador, para regular su temperatura;
- Suministro de agua desde el economizador de BP hacia los domos de PI y PA;
- Suministro de agua a los atemperadores de la línea de vapor principal (PA) y a la de vapor recalentado caliente (PI);
- Suministro de agua de inyección a los atemperadores de la estación de bypass de PA.

Las líneas de suministro de agua contarán con medidores de caudal, válvulas anti-retorno para evitar el reflujo, válvulas que permiten aislar los tramos y válvulas de bypass para el llenado y la nivelación de presiones.

Desde el economizador de BP, el agua de alimentación será conducida por líneas de succión separadas hacia bombas que elevarán su presión, según las condiciones requeridas. Las bombas de este sistema serán centrífugas horizontales multi-etapa, combinadas con extracción intermedia de velocidad fija. La corriente principal de salida de las bombas alimentará al sistema de PA de la caldera de recuperación de calor. La corriente de PI, por su parte, será extraída a una presión de descarga de la bomba menor. Un tercer punto de descarga será utilizado para la recirculación al precalentador.

Bajo condiciones normales de operación, por cada una de las calderas, se encontrarán en operación dos de las tres bombas a instalar. Una de ellas permanecerá como reserva y se accionará sólo en caso de que alguna de las bombas principales falle. Cada bomba tendrá válvulas que permitirán aislarla para realizar operaciones de mantenimiento y reparación. Asimismo, habrá válvulas de control automático de flujo que asegurarán el caudal mínimo requerido por las bombas instaladas aguas abajo de las bombas. En caso de que dicho caudal mínimo no pueda ser satisfecho, recircularán agua hacia el sistema de precalentamiento. Del lado de la succión habrá válvulas de seguridad que protegerán la línea contra sobrepresiones.

Por último, habrá líneas de veteo y drenaje que facilitarán el llenado del sistema durante la puesta en marcha de la Central. Las mismas descargarán al sistema de drenajes general.

2.2.1.4 Sistema de precalentamiento

El sistema de precalentamiento del condensado, realizará las siguientes funciones:

- Suministrar condensado precalentado al domo de BP;
- Suministrar condensado precalentado al sistema de agua de alimentación y controlar la temperatura de entrada del mismo a los economizadores de PA y PI;
- Controlar la temperatura del condensado que ingresa al sistema de desgasificación;

Estas funciones serán desarrolladas por el economizador de BP, incluido dentro de la caldera de recuperación de calor. Por lo tanto, la fuente de energía térmica provendrá de los gases de combustión.

Cuando se opere con combustible líquido, funcionará además un sistema de precalentamiento externo a la caldera de recuperación de calor que calentará el condensado previo a su ingreso a la caldera. Esto se realizará para mantener la temperatura de los gases de escape por arriba del punto de rocío ácido y evitar la corrosión de las superficies de intercambio térmico de la caldera de recuperación de calor.

El sistema de precalentamiento externo se encontrará ubicado aguas arriba de la caldera de recuperación de calor. La fuente de calor provendrá de vapor saturado de BP y vapor recalentado frío. Este vapor calentará el condensado que circulará por tubos, y a medida que condense, se incorporará a la corriente de condensado.

2.2.1.5 Arranque y frenado del sistema de vapor

Previo a la puesta en marcha de la turbina de vapor será necesario calentar las corrientes de vapor principal y recalentado de cada una de las calderas. Una vez que ambas calderas se encuentren calientes, se las ecualizará y recién ahí comenzará la alimentación a la turbina de vapor.

Tal como fue mencionado anteriormente, será posible operar el ciclo combinado con una sola caldera habilitada ya que las mismas podrán desconectarse mediante válvulas de aislamiento. De modo similar, será posible operar con una sola turbina de gas en funcionamiento.

El sistema de arranque y frenado del sistema de vapor cumplirá las siguientes funciones:

- Colectar y drenar el exceso de agua de los domos durante el arranque;
- Colectar las purgas de los domos durante la operación normal de la caldera de recuperación de calor;
- Colectar el vapor y condensado desde las líneas de vapor principal, vapor recalentado, agua de alimentación y condensado durante el cierre del sistema de vapor;
- Expandir el vapor de la purgas de la caldera de recuperación de calor y del tanque colector, a la presión atmosférica y ventilarlo.

2.2.1.6 Drenajes

El sistema de drenajes de la caldera de recuperación de calor tendrá la función principal de recoger las purgas de dicho equipo, conduciéndolas al sistema de drenajes industriales de la Central para su recogida en la balsa general de efluentes. El sistema contará con un tanque de purgas en el que se recogerán los drenajes provenientes de la caldera, dos bombas de purga normal y un enfriador de purgas.

2.2.1.7 Sistema de medición continua de emisiones

Actualmente existe un sistema integrado de monitoreo continuo de emisiones de las chimeneas de ciclo abierto, capaz de evaluar una variedad de gases de escape y generar reportes. El mismo se encuentra asociado al Sistemas de control distribuido (DCS - ver Punto 2.2.5), el cual transmite concentraciones promedio en tiempos de integración de un minuto. El sistema se calibra diariamente mediante blancos de medición, de acuerdo con la norma US EPA 40 CFR 60 / 72.

En las chimeneas se encuentran instalados sistemas capaces de tomar y transportar muestras de hasta 20 l/min de gases de escape hacia analizadores. Los mismos consisten en sondas con filtros para retener material particulado, eléctricamente calentados a fin de evitar la condensación de gases. El transporte de la muestra desde el lugar de toma hasta el analizador, se realiza utilizando líneas calefaccionadas para mantener la muestra por arriba del punto de rocío. Luego, la muestra se condensa y se le extrae la humedad presente, de modo de suministrar gas seco y limpio al analizador.

El analizador es capaz de medir y registrar las concentraciones de los siguientes parámetros en los rangos informados:

- Óxidos de nitrógeno (NO_x): 0 - 400 ppm;
- Monóxido de carbono (CO): 0 - 2.500 ppm;
- Oxígeno (O₂): 0 - 25 %;
- Opacidad: 0 - 100 %;
- Dióxido de azufre (SO₂).

El sistema de medición descrito existente en la actualidad, será modificado de modo de abarcar también los gases de escape del ciclo combinado, mediante la incorporación de sondas en las chimeneas de las calderas de recuperación de calor. De este modo, será posible analizar continuamente los gases de escape generados tanto durante el funcionamiento a ciclo abierto, como a ciclo combinado. Además, las cuatro chimeneas contarán con sistemas previstos para la toma de muestras de modo manual para mediciones adicionales.

2.2.2 Turbogenerador de vapor

Tal como se mencionó anteriormente, una vez generado, el vapor en la caldera de recuperación de calor será conducido hacia la turbina de vapor. Aquí se expandirá y accionará un rotor cuyo giro será aprovechado en el generador para la producción de energía eléctrica. En la CTEB se instalará una turbina de vapor modelo SST5-5000 y un generador modelo SGen5-1000A, cuyo fabricante es Siemens.

En primer lugar, la turbina a instalar será de carcasa dual, la cual combinará un módulo de presión alta e intermedia y otro de presión baja de doble flujo. Ambos módulos se encontrarán interconectados por medio de una tubería. A continuación se observan diagramas de la turbina de vapor, en donde se muestran los distintos módulos mencionados y su interconexión.

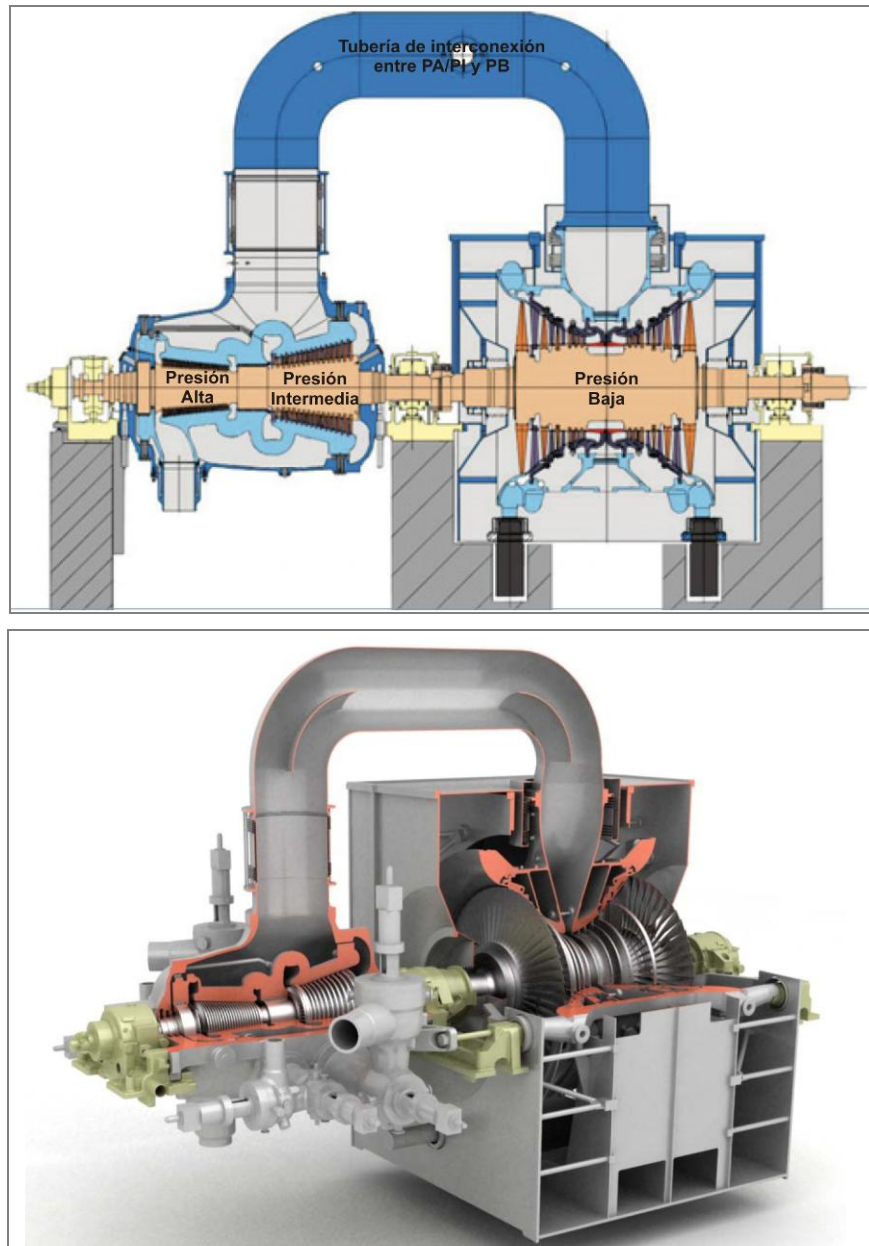


Figura 13. Diagramas de la turbina de vapor modelo SST-5000.

En el diseño expuesto, el vapor más caliente se concentrará en el medio de las carcassas. Esto permitirá que las pérdidas de temperatura sean menores en comparación con las de aquellas turbinas de módulos individuales para cada presión. De este modo, se logrará una disminución del tiempo de arranque.

El módulo de las turbinas de presión alta e intermedia será de flujo único horizontal, con expansión hacia los laterales. La carcasa interior será construida de cromo de acero fundido mientras que la exterior será de hierro fundido esferoidal. La turbina de alta realizará su expansión hacia el rodamiento delantero, mientras que la intermedia lo realizará en dirección del generador. Ambos sistemas se encontrarán separados entre sí y aislados del exterior por medio de vapor de sellos.

Tal como fue explicado en el Punto 2.2.1, la alimentación de la sección de presión alta de la turbina se realizará por medio de la corriente de vapor principal a 550 °C y 124 bar si el combustible utilizado es gas natural, o a 529 °C y 117,2 bar si el mismo es combustible líquido. De modo similar, la sección de presión intermedia será alimentada por la corriente de vapor recalentado caliente a 550 °C y 28 bar si el combustible utilizado es gas natural, o 528 °C y 26,8 bar si el mismo es combustible líquido.

Una vez que el vapor de presión alta se expanda en su turbina correspondiente, se evacuará por medio de la corriente de vapor recalentado frío (353 °C, 31,9 bar / 338 °C, 30,6 bar). Por su parte, una vez que el vapor recalentado caliente se expanda en la turbina de presión intermedia, se evacuará por medio de la tubería de interconexión entre los cuerpos de PA/PI y BP, hacia la turbina de presión baja (291°C y 4,33 bar. utilizando gas natural).

La turbina de presión baja a instalar será de flujo doble con carcasa dividida horizontalmente, construida de acero estructural o hierro fundido esferoidal. La alimentación del vapor será por medio de la tubería de interconexión proveniente de la turbina de presión intermedia. Por su parte, la salida se realizará hacia los condensadores que se instalarán sobre los laterales de este módulo.

Dicha evacuación se realizará por medio de un difusor, en donde la velocidad será parcialmente transformada a presión. Asimismo, a la salida se encontrarán instaladas válvulas atemperadoras para refrigerar al vapor en caso de que se superen los valores establecidos de temperatura, por medio de una inyección de agua.

Existirá un rotor común para las tres presiones. El mismo consistirá en una unidad forjada con álabes insertos, construida de hierro al cromo (Cr), molibdeno (Mo) y vanadio (V). La expansión del vapor accionará los álabes cuya rotación se transmitirá de manera solidaria al generador. Aquí, la energía mecánica lograda por la expansión del vapor, se transformará en energía eléctrica.

Tal como fue mencionado recientemente, la función del generador eléctrico será la transformación de la energía mecánica lograda por la expansión del vapor en la turbina, en energía eléctrica. Para ello se instalará el generador modelo SGen5-1000A citado. En la Tabla 1 se muestran sus especificaciones técnicas.

Este generador estará diseñado según los estándares de la *International Electrotechnical Commission* (IEC 34-3). Dichos estándares estipulan una variación continua de la frecuencia de $\pm 2\%$: para una frecuencia de 50 Hz, se permite la operación entre 49 y 51 Hz. Asimismo, se permiten variaciones mayores con restricciones de tiempo. En particular, aumentos de la frecuencia del 3% y disminuciones del 5%, son aceptados durante 10 minutos por incidente. Luego de un tiempo acumulativo de 2 horas, se sugiere la inspección de los equipos. Frecuencias respectivamente mayores y menores a las mencionadas, son admitidas durante 30 segundos por incidente, con una tolerancia acumulada de hasta 2 horas.

Tabla 1. Especificaciones del generador de la turbina de vapor.

Parámetro	Valor
Potencia	346 MVA
Frecuencia	50 Hz \pm 2%
Voltaje	20 kV \pm 5%
Factor de potencia (PF)	0,85 inductivo
Velocidad de giro	3000 rpm

Los componentes principales del generador eléctrico serán el rotor, el estator, el sistema de excitación y el de ventilación.

En primer lugar, el rotor será la parte móvil del equipo, que consistirá en un cilindro macizo de acero forjado a partir de aleaciones de Cr, Ni, V y Mo. El mismo tendrá ranuras mecanizadas en las que se alojarán bobinas de excitación de corriente continua, generada y regulada por el sistema de excitación. Estas bobinas serán las que crearán el campo magnético que inducirá la corriente eléctrica en las bobinas del estator. Los devanados del rotor serán refrigerados radialmente, con clase de aislamiento F.

El estator, por su parte, constituye la parte fija del equipo, dentro del cual girará el rotor. El mismo será de enfriamiento radial y estará montado sobre resortes e impregnado a presión y vacío (GVPI). El bobinado del estator estará compuesto por tres devanados interconectados entre sí en estrella, convencionalmente refrigerados y con aislamiento de clase F. Aquí se generará corriente alterna trifásica con las especificaciones de la Tabla 1, que será luego conducida hacia el transformador de la planta.

El sistema de excitación suministrará corriente al devanado inductor del generador, e incluirá órganos de regulación y control y dispositivos de protección. Contará además con la opción de operación automática o manual, para casos de emergencia. Su alimentación se realizará por el sistema de suministro de electricidad auxiliar de la Planta.

Las pérdidas energéticas en forma de calor que se producirán en el generador, serán disipadas por medio de un sistema de refrigeración constituido por un ciclo cerrado de aire. A su vez, el aire se enfriará por intercambio térmico con agua. Tal como se observa en la Figura 14, el aire será impulsado por medio de ventiladores hacia el interior del generador, a través de aberturas en los laterales de la caja del estator. Luego será evacuado por rejillas de ventilación y conducido nuevamente al enfriador, para cerrar el ciclo. El sistema de enfriamiento del aire consistirá en dos unidades acuotubulares, en los que el agua circulará por cañerías que enfriarán al aire circundante.

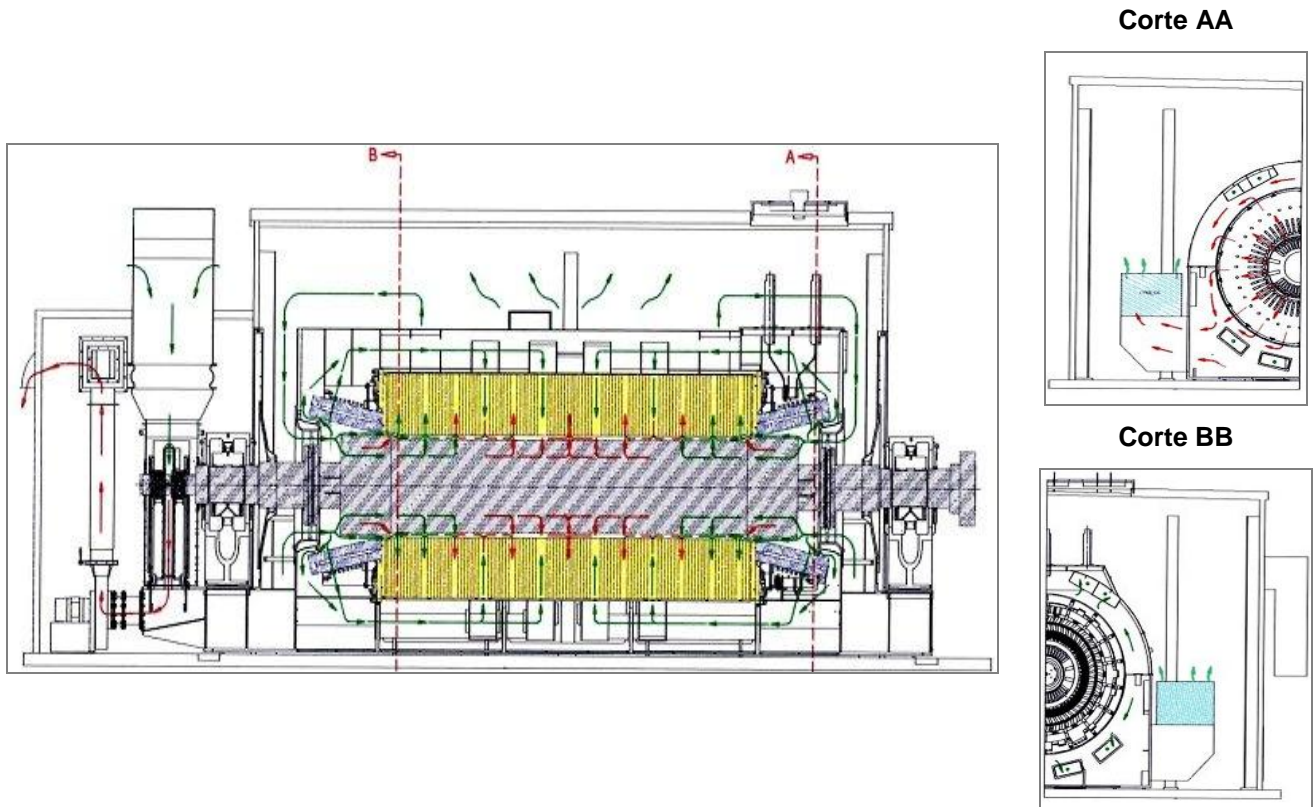


Figura 14. Diagrama explicativo en vista y corte del sistema de refrigeración por aire del generador eléctrico.

Tanto la carcasa exterior de la turbina de vapor como la del generador se encontrarán cubiertas de material aislante para evitar la propagación de ruidos hacia el exterior. En particular, la hoja de garantía acústica asegura que el nivel sonoro de la turbina de vapor, el generador y los instrumentos asociados será menor o igual a 85 dB(A).

2.2.2.1 Lubricación

La turbina de vapor junto con el generador, contará con un sistema de aceite de lubricación. Su función será, justamente, suministrar aceite para la lubricación de los cojinetes del generador y de la turbina de vapor; y mantener su temperatura constante, eliminando el calor generado por fricción. Asimismo será necesario regular el nivel de presión y limpieza del aceite, a fin de extender su vida útil.

Los equipos que conforman el sistema son los siguientes:

- Tanque de aceite (de 16 m³ de capacidad);
- Bombas de aceite de lubricación (2 x 100% de corriente alterna; una bomba de emergencia de corriente continua);
- Bombas de aceite de elevación (2 x 100%);
- Válvula de control de temperatura;

- Enfriadores de aceite (2 x 100%);
- Filtros de aceite (2 x 100%, 10 µm);
- Extractores de aire del tanque de aceite (2 x 100%).

De la capacidad total del tanque de aceite, 12 m³ serán operativos en condiciones normales. La circulación será tal, que tendrá 6 minutos de tiempo de retención. Este tiempo será adecuado para la sedimentación y vaporización de las impurezas del aceite.

Las bombas centrífugas realizarán el suministro del aceite a la presión requerida. La temperatura del aceite, por otra parte, será regulada por la válvula de control de temperatura mencionada. La misma permitirá mezclar aceite enfriado, proveniente del sistema de enfriador de aceite, y aceite caliente para obtener la temperatura necesaria. Antes de salir del sistema, el aceite atravesará un filtro dual para garantizar su limpieza.

Todos los sitios por arriba del nivel de aceite en tanques y líneas de suministro, serán ventilados por sistemas de extracción de vapores de aceite. El aire extraído atravesará separadores de aceites antes de ser descargado a la atmósfera.

2.2.2.2 Sistema de sellado

El sistema de vapor de sellos introducirá vapor a presión controlada en las empaquetaduras del eje de la turbina de vapor. Asimismo, mantendrá la presión en dichas empaquetaduras y en el colector del vapor de sellos.

Durante el arranque de la turbina y en operación a baja carga, el vapor saturado utilizado provendrá del sistema de vapor auxiliar, previamente descrito (Punto 2.2.1.2). Por su parte, durante la operación a carga completa, el vapor del sistema de sellos provendrá de la corriente de vapor recalentado frío. Es posible que la temperatura de este vapor sea disminuida a partir de la inyección de vapor auxiliar, para satisfacer los requerimientos necesarios. En ambas condiciones, este vapor será luego evacuado hacia el condensador.

Este sistema servirá para prevenir el ingreso de aire y gases no condensables, indeseados a la turbina y el escape de vapor de la misma. También evitará la contaminación de los aceites lubricantes. Además, colaborará con el calentamiento de la carcasa de la turbina durante la puesta en marcha del ciclo combinado.

2.2.2.3 Drenajes

Durante la puesta en marcha de la turbina de vapor, los elementos constituyentes aún se encontrarán fríos. Esto provocará que el vapor caliente condense sobre sus superficies, lo cual podrá traer daños mecánicos especialmente en los álabes de la turbina. Asimismo, la temperatura del vapor podría caer por debajo de los valores de saturación durante condiciones especiales de operación. Por lo tanto, se prevé un sistema de drenajes para este condensado.

Entre los daños que podría generar la presencia de condensado en la turbina, es posible destacar el enfriado de la carcasa de la turbina de vapor de manera desbalanceada, por la presencia de condensado en las secciones inferiores; el golpeteo en cañerías y daño a sus estructuras; y la colección de condensado en el eje lo cual conllevará disturbios en su sello.

Los drenajes, tanto de la turbina como de las distintas corrientes de vapor, serán conducidos hacia el tanque de expansión del condensador o hacia un tanque atmosférico de drenajes, en función a si la línea drenada puede estar sometida a vacío o no, en alguna condición de operación.

Las líneas que conduzcan hacia el tanque de expansión podrán ser enfriadas por medio de válvulas atemperadoras, de modo de evitar la carga excesiva del condensador. El tanque de expansión estará conectado al condensador, por un lado, por medio de venteo; y por el otro, los condensados generados aquí se recuperarán por medio de dos bombas centrífugas.

El tanque atmosférico, por su parte, venteará los drenajes a la atmósfera. Sin embargo, los condensados se recuperarán en el condensador por medio de gravedad o mediante una bomba centrífuga, según el nivel en el que se encuentren.

2.2.2.4 Sistemas de control

El sistema de control de la turbina de vapor estará formado por software y hardware suministrado por el fabricante. En términos generales, el mismo incluirá controles de tolerancias de fallos, de arranque automático, de la motorización de vibraciones tanto en los cojinetes como en el eje X-Y, de la presión y temperatura de las turbinas de presión alta, media y baja. Incluirá, además, señales para disparos y alarmas y un comando de parada de motores.

En particular, el sistema de control digital de la turbina regulará la velocidad, el flujo y la presión del vapor que pase a través de las válvulas de control, previo al ingreso a la turbina. El mismo cumplirá las siguientes funciones:

- Control de la puesta en marcha del generador de la turbina de vapor;
- Selección del modo de operación;
- Regulación de la velocidad de giro de la turbina de vapor, de modo de evitar excesos;
- Control de la carga del generador de la turbina de vapor;
- Estrangulamiento de las válvulas de control de la turbina en caso de que el generador funcione mal o haya una demanda de carga excesiva.

Además, habrá un sistema de protección de la turbina diseñado para operar su cierre de manera rápida en caso de que se extralimiten los rangos de operación segura. De esta manera se evitará el disparo de la turbina y la ocurrencia de daños. En estos casos se interrumpirá de manera rápida el suministro de vapor a la turbina por medio del accionamiento de las válvulas de control y parada. Dada la importancia de estas válvulas, su funcionamiento se verificará de manera regular mediante un sistema automático de testeo de válvulas.

Como elemento adicional de seguridad, las turbinas poseerán diafragmas, que en caso de ocurrencia de una sobrepresión excesiva, se romperán y evacuarán el vapor a la atmósfera.

Por otra parte, también existirá un control del estrés de la turbina. El mismo monitoreará y calculará de manera continua la fatiga de los materiales de la turbina de acuerdo a las temperaturas que se registren. De esta manera se optimizará la flexibilidad ante cambios de las condiciones de operación.

En particular, durante la puesta en marcha de la turbina, la temperatura del vapor que se ingrese será superior a aquella de los componentes. Los mismos irán calentándose de manera gradual y diferencial. Por ejemplo, los álabes de la turbina adquirirán la temperatura más rápido que el eje o la carcasa interior. De manera paralela, durante la parada de la turbina, podrá haber enfriamientos desiguales entre los elementos componentes. Las diferencias de temperatura entre los componentes, podrá generar diferencias en la expansión de los materiales, lo cual es conflictivo. Existirá entonces un sistema de monitoreo de temperatura que evitará el ingreso de vapor extremadamente caliente durante la puesta en marcha de la turbina y regulará la parada de la turbina para evitar diferencias desmedidas.

Por otro lado, durante condiciones especiales de operación, podrá ocurrir que la temperatura del vapor caiga por debajo de los valores de saturación. Esto generará condensado y además transmitirá mucho calor a los álabes y a la carcasa interior de la turbina. Para evitarlo, el sistema de monitoreo de temperatura también analizará continuamente el margen entre el punto de operación y el de saturación, para asegurar un grado de sobrecalentamiento del vapor de salida, adecuado.

2.2.3 Condensador

La función principal de un condensador, es justamente, condensar el vapor proveniente de las turbinas, de modo de mantener el ciclo de vapor cerrado. Además, mantiene la presión baja, para maximizar la expansión del vapor en las turbinas; efectúa la desgasificación de los condensados y drena o ventea el sistema de la turbina de vapor.

Se instalarán dos condensadores de superficie a cada lado de la turbina de presión baja, que formarán una parte integral de la misma. Los mismos se encontrarán incluidos dentro del sistema de circulación de agua y coleccionarán y condensarán el vapor de salida de la turbina de presión baja y el vapor de las estaciones de bypass de la turbina. Además, será diseñado para incorporar el condensado proveniente de operaciones de mantenimiento de la planta, como venteos y vapor de sellos.

Los condensadores a instalar estarán constituidos por una carcasa de acero al carbono que contendrá 28.068 tubos de acero inoxidable, por donde circulará el agua de refrigeración. Los mismos tendrán una longitud efectiva total de aproximadamente 8 m. El sistema en su conjunto presentará una superficie total de intercambio de calor de aproximadamente 15.970 m². Los diferentes componentes del equipo se encontrarán soldados y las superficies en contacto con agua se encontrarán protegidas contra la corrosión.

La circulación del agua de refrigeración será de tipo axial respecto al eje de la turbina y de dos pasos por tubo, ya que el agua ingresará y saldrá del cuerpo del condensador dos veces. Los tubos mencionados estarán soportados y alineados por placas perforadas colocadas a intervalos regulares a lo largo de la longitud del condensador, que impedirán su vibración. La entrada y la salida del agua de refrigeración, será colectada en cajas de agua, colocadas en los extremos y separadas del cuerpo del condensador por placas de acero al carbono recubiertas con epoxi. Las cajas ayudarán a distribuir de modo uniforme el agua en los tubos.

El vapor proveniente de la turbina de baja presión de doble flujo ingresará a los condensadores, previo paso por un colector. Una vez dentro del equipo, el vapor circulará alrededor de los tubos mencionados donde cederá su calor latente e irá condensando. El condensado caerá por efecto de la gravedad hacia un pozo caliente. Éste constituirá un depósito de agua condensada en la parte inferior del cuerpo del condensador.

Desde el pozo caliente del condensador, las bombas de extracción aspirarán el condensado y lo enviarán hacia los precalentadores desde donde se introducirá en las calderas de recuperación de calor y otros equipos y sistemas que lo requieran. Para ello, habrá tres bombas verticales de condensado de 50% de capacidad y un tanque vertical de 150 m³ de acero al carbono recubierto de epoxi. Dos de las bombas operarán en simultáneo durante el funcionamiento a plena carga y habrá una más de repuesto.

El condensador procurará conservar la menor presión posible a fin de optimizar el aprovechamiento de la expansión del vapor en la turbina. Esto lo logrará a partir de la instalación de bombas de vacío. Dicha presión será considerablemente menor a la presión atmosférica, por lo que aire exterior y otros gases no condensables, tenderán a ingresar. De todos modos, el condensador estará diseñado para minimizar dicho ingreso y además contará con sistemas para extraerlos. Principalmente las bombas de vacío extraerán vapor remanente junto con los gases no condensables presentes, que serán conducidos hacia un sistema de enfriamiento por aire. Aquí se enfriarán de modo que la porción de vapor condense y los gases remanentes aumenten su presión relativa, lo cual facilitará su evacuado posterior.

Se instalará un sistema de control que monitoree el nivel de vacío y el de condensado dentro del condensador. En caso de extralimitación de los valores permitidos, se accionarán alarmas. Asimismo, las pérdidas del ciclo de agua serán repuestas con el ingreso de agua desmineralizada en el este equipo.

En determinados momentos de operación transitoria, como arranques, paradas, disparos o cambios bruscos de carga, será necesario sacar de servicio la turbina de vapor de modo intempestivo. En estos momentos, el vapor de la turbina de vapor será conducido directamente hacia el condensador. Aquí el vapor tendrá el nivel máximo de entalpía posible, ya que no fue transformado en trabajo en la turbina.

Esta situación, denominada de bypass, constituye un parámetro de diseño de máxima para el condensador dado que debe ser capaz de disipar toda la energía térmica sin restricciones de tiempo. Esta situación se admite que ocurra hasta 50 veces al año - es decir, en promedio una vez por semana - y su duración no debería exceder de una hora.

A continuación se presentan algunos parámetros de diseño de este equipo.

Tabla 2. Parámetros de temperatura para el diseño del condensador.

Parámetro	Unidad	Valor
Caudal de agua de circulación	m ³ /s	15,67
Temperatura máxima del agua de circulación	°C	29,60
Temperatura mínima del agua de circulación	°C	7,90
Temperatura del agua de circulación para el punto de performance garantizada	°C	19,00
Incremento de temperatura en operación a plena potencia	°C	7,50
Incremento de temperatura en bypass de turbina	°C	11,50
Temperatura máxima absoluta de descarga del agua de circulación	°C	41,10
Temperatura mínima absoluta de descarga del agua de circulación	°C	15,40
Temperatura de descarga del agua de circulación para el punto de performance garantizada	°C	26,50

2.2.3.1 Agua de circulación

El sistema de agua de circulación conservará los tubos del condensador inundados, para eliminar el calor liberado por la condensación del vapor proveniente principalmente de la turbina de presión baja. Este sistema también limpiará los tubos del condensador mediante esferas circulantes, lo cual permitirá mantener su transferencia de calor. Por otra parte, proveerá agua al sistema de refrigeración de circuito abierto (ver Punto 2.2.4.1).

El sistema de toma de esta agua consistirá en cántaras ubicadas junto al Río de la Plata con tres bombas del 50% del caudal total (ver Punto 3 – Obra de toma de agua y descarga). Las mismas se encontrarán protegidas por rejas fijas y móviles. El agua de circulación será entonces agua cruda, con los parámetros de calidad expuestos más adelante, en la Tabla 8. Su suministro se realizará directamente hacia las cajas de agua del condensador.

2.2.3.2 Agua desmineralizada

De ser necesario, el sistema de agua desmineralizada existente en la actualidad será ampliado a fin de satisfacer los requerimientos del ciclo combinado. El mismo proporcionará agua principalmente para reposición del condensado, tanto en el condensador como en la caldera auxiliar. Asimismo, suministrará agua desmineralizada para el llenado inicial del circuito cerrado de refrigeración y para la reposición de pérdidas. También proveerá de agua desmineralizada al sistema de dosificación química y a las bombas de regeneración de las resinas de intercambio iónico utilizadas en el proceso de producción de agua desmineralizada.

La Planta de Tratamiento de Agua será alimentada por agua de calidad industrial suministrada por ABSA. Su tratamiento consiste en tres etapas principales de tratamiento, que se observan en la Figura 15.

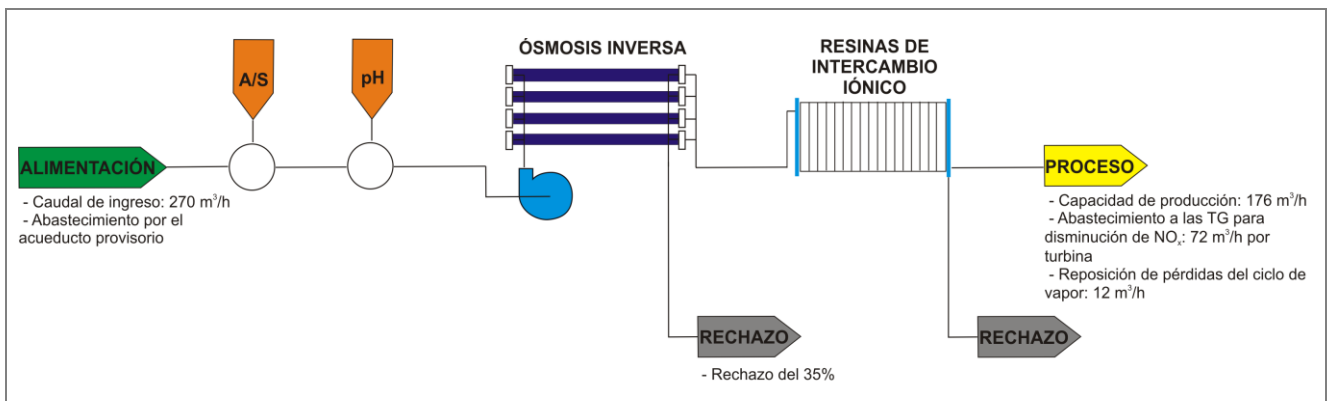


Figura 15. Esquema del tratamiento de agua para la obtención de agua desmineralizada.

En primer lugar, se incorporan sustancias químicas antiescalantes a fin de evitar la precipitación de sólidos; e hidróxido de sodio como sustancia reguladora del pH, para mantenerlo por encima de 7,5.

En segundo lugar, el agua es tratada mediante un proceso de ósmosis inversa. Los equipos son de configuración horizontal y están alimentados por bombas verticales de agua refrigerada. Cada unidad consiste en un sistema de ósmosis inversa de paso simple y cuenta con un filtro de cartucho, una bomba de alimentación de alta presión, recipientes a presión de plástico reforzado y entrada lateral, membranas de espiral delgadas y cañerías de entrada y salida. Este sistema tendrá una tasa de retención salina del 99% y un rechazo del orden del 35%.

Por último, se remueve el CO₂ y minerales remanentes, mediante equipos de intercambio iónico. Estos equipos se encuentran diseñados para operar luego de un sistema de ósmosis reversa.

Cada módulo está compuesto por compartimentos de producto y de rechazo alternados, y compartimentos de electrodos en cada extremo. Los compartimentos se encuentran separados por membranas de intercambio iónico y están llenos de resina. El agua de alimentación, constituido por la corriente de permeado del sistema de ósmosis inversa, es principalmente conducida hacia los compartimentos de productos, aunque también se desvía una fracción de la misma hacia los compartimentos de rechazo y electrodos. Luego se aplica un campo eléctrico de corriente continua en el agua de producto que provoca el traspaso de los iones disueltos hacia los compartimentos de rechazo. En el compartimento de producto se obtiene entonces agua desionizada de alta pureza.

Las resinas iónicas de los módulos se regenerarán continuamente durante la operación. La corriente de rechazo, por su parte, es generalmente enviada hacia los sistemas de drenaje que derivan en la Planta de Tratamiento de Efluentes (ver Punto 2.2.4.2), aunque en ocasiones también se recircula.

Las características del agua de alimentación, agua obtenida luego de la operación de ósmosis inversa y el agua desmineralizada a ingresar al proceso, se presentan en la Tabla 3.

.

Tabla 3. Características del agua en los diferentes puntos del tratamiento

Parámetros		Unidades	Agua de alimentación	Rechazo de ósmosis inversa	Agua desmineralizada
Cationes	Calcio (Ca ⁺²)	ppm	40,0	100,0	< 1,0
	Magnesio (Mg ⁺²)	ppm	19,4	80,0	-
	Sodio (Na ⁺)	ppm	124,0	270,0	<0,05
	Potasio (K ⁺)	ppm	0,0	0,0	-
	Ion ferroso (Fe ⁺²)	ppm	0,300	0,300	-
	Manganeso (Mn ⁺²)	ppm	0,300	0,300	-
	Aluminio (Al ⁺³)	ppm	0,560	0,560	-
	Bario (Ba ⁺²)	ppm	0,000	0,000	-
	Estroncio (Sr ⁺²)	ppm	0,000	0,000	-
	Cobre cúprico (Cu ⁺²)	ppm	0,000	0,000	-
	Cinc (Zn ⁺²)	ppm	0,250	0,250	-
	Dureza total (CaCO ₃)	ppm	180,0	180,0	-
Cationes totales		ppm	184,0	451,4	-
Aniones	Bicarbonato (HCO ³⁻)	ppm	164,3	120,0	-
	Fluoruro (F ⁻)	ppm	1,59	4,2	-
	Cloruro (Cl ⁻)	ppm	219,6	310,0	-
	Bromuro (Br ⁻)	ppm	0,0	0,0	-
	Nitrato (NO ³⁻)	ppm	14,2	11,5	-
	Fosfato (PO ₄ ⁻³)	ppm	0,0	0,0	-
	Sulfato (SO ₄ ⁻²)	ppm	185,2	193,0	-
	Sílice (SiO ₂)	ppm	No detectable	No detectable	< 0,05
Aniones totales		ppm	566,9	638,7	-
Sólidos disueltos totales		ppm	751,8	-	-
Dióxido de carbono (CO ₂)		ppm	-	1,22	-
Conductividad		μS/cm	-	723	-
Resistividad		MΩcm	-	-	-
Temperatura		°C	-	15	15
pH		Unidades pH	-	6,2 - 9,3	-
Cloruro activo como cloroaminas		ppm	-	1,0	-
Carbono orgánico total (COT)		ppb	-	< 2,0	-
Turbiedad		NTU	-	< 8,0	-
Sólidos suspendidos		ppm	-	< 30	-

Fuente: Planta de agua - documento Siemens Proposal for EB and BL Power Plants Rev 1.pdf

2.2.3.3 Suministro de condensado

El sistema de suministro de condensado cumplirá las siguientes acciones:

- Extraer el condensado acumulado en el pozo caliente del condensador y mantener su nivel;
- Suministrar condensado al sistema de precalentamiento del condensado;
- Inyectar agua en la estación de bypass de presión alta e intermedia y en otros sistemas de la turbina de vapor que lo requieran;
- Mantener el sistema de condensado presurizado durante la parada de la Central.

El condensado proveniente del vapor de la turbina de baja presión, los drenajes de las turbinas y el agua desmineralizada acumulada en el pozo caliente del condensador, se extraerá por medio de bombas hacia el precalentador de condensado. Desde aquí se suministrará, en primer lugar, a la caldera de recuperación de calor, por la corriente antes descrita como agua de alimentación (Punto 2.2.1.3). Además también se proveerá de condensado al sistema de vapor auxiliar y como agua para enfriado de las líneas de vapor de bypass.

2.2.3.4 Sistema de desgasificación

Gases no condensables y burbujas de vapor pueden generar la cavitación de bombas. Por eso es necesario efectuar la desgasificación del condensado de manera continua. Además algunos de los gases no condensables podrían tener efectos corrosivos sobre los elementos del sistema.

El objetivo del sistema de desgasificación será remover los gases no condensables, como por ejemplo el dióxido de carbono y el oxígeno, del condensado. Esto será especialmente necesario durante el arranque de la turbina de vapor y el llenado de la caldera de recuperación de calor. El desgasificador favorecerá el alcance de la calidad de vapor, por lo que colaborará con la disminución del tiempo de arranque. También será necesario efectuar la desgasificación del condensado durante la operación normal de la Planta cuando se observe un aumento en la conductividad del condensado.

Durante la operación normal de la Central, la desgasificación del condensado se efectuará en el condensador, tal como se explicó anteriormente mediante su extracción y enfriamiento por aire. Sin embargo, se prevé la instalación de un sistema de desgasificación adicional. El mismo será una coraza cilíndrica vertical, de acero al carbono y se encontrará ubicado sobre la corriente de alimentación de agua principal, aguas abajo del sistema de precalentamiento externo de condensado.

Este sistema de desgasificación adicional tendrá la capacidad de procesar una cantidad de condensado equivalente al 50% del caudal máximo del condensador. El flujo de condensado hacia el desgasificador será regulado según el nivel en el mismo. Dentro de este equipo, el condensado será pulverizado a condiciones de saturación desde la parte superior del sistema, en contracorriente con vapor auxiliar ingresado. En condiciones de saturación, la solubilidad del oxígeno y del dióxido de carbono es muy baja y entonces, estos gases tenderán a transferirse hacia la corriente de vapor circundante. En las cercanías del pulverizador, su concentración se incrementará ya que el vapor condensará en contacto con el condensado. De esta manera se facilitará el venteo de los gases hacia la atmósfera.

Para finalizar, una vez desgasificado, el condensado será nuevamente introducido en la corriente de alimentación de agua.

2.2.4 Otros sistemas mecánicos

2.2.4.1 **Sistemas de agua de refrigeración auxiliar**

Más allá del agua de circulación que realizará el intercambio de calor en el condensador para efectuar la condensación del vapor proveniente de la turbina, también habrá un sistema de refrigeración auxiliar. Él mismo estará conformado por un circuito cerrado y otro abierto.

Estos sistemas refrigerarán el generador, el aceite de lubricación de la turbina, bomba de agua de alimentación, pugas de caldera, etc.

2.2.4.2 **Planta de Tratamiento de Efluentes**

El sistema de tratamiento de efluentes contará con una red para la recolección de los efluentes industriales correspondientes a las nuevas instalaciones del ciclo combinado que serán incorporados al sistema de tratamiento actual, utilizado en el ciclo abierto.

Los efluentes industriales considerados serán principalmente hidrocarburos y emulsiones provenientes de drenajes de la caldera de recuperación de calor y turbina de vapor, así como también drenajes y efluentes del cierre de ciclo y de las zonas de carga y descarga de combustibles, depósitos de aceites y productos químicos. También recibirá los rechazos de la Planta de Tratamiento de Agua (de desmineralización).

Esta Planta se encuentra conformada por los siguientes equipos:

- Pileta de agua a tratamiento: depósito de efluentes industriales oleosos o con contenido de hidrocarburos;
- Pileta de agua tratada: depósito de efluentes provenientes de la planta desmineralizadora y efluentes pluviales;
- Pileta de acumulación;
- Separador API;
- Separador de drenajes;
- Bombas de pileta de agua a tratamiento;
- Bombas a pileta de agua tratada;
- Separador de hidrocarburos;
- Tablero de control de la Planta.

Los drenajes provenientes de la cámara de drenajes de los recintos de tanques diarios y semanales de combustible líquido que pudieran generarse por derrames, purgas o lluvia en los mismos, se envían alternativamente según la evidencia de hidrocarburos hacia el separador API o hacia la pileta de agua tratada. El separador API también recibe los drenajes de combustible líquido y gaseoso de los sistemas auxiliares. Aquí los hidrocarburos son separados por diferencia de densidad y también se realiza la decantación de sólidos arrastrados en el sistema. La Planta se encuentra dimensionada para un caudal de ingreso de agua oleosa de 20 m³/h.

Una vez separada, el agua se envía hacia el separador de hidrocarburos. Este equipo controla la concentración de hidrocarburos totales y el pH del efluente. Asimismo, direcciona el flujo según el cumplimiento de los parámetros establecidos, hacia disposición final al canal de descarga o nuevamente a la pileta de agua a tratamiento.

La operación de la planta de tratamiento se realiza en forma automática a través de un sistema de control. Éste evalúa básicamente los parámetros de pH y contenido de hidrocarburos. En caso de que el pH se encuentre por debajo de 6,5 o por arriba de 9,5 y/o la concentración de hidrocarburos en la mezcla por arriba de 10 ppm, el efluente se recircula hacia la pileta de agua a tratamiento. Además, si el pH supera 10 y/o el contenido de hidrocarburos supera la concentración de 25 ppm, se ejecuta el paro de la planta lo cual implica una revisión técnica de su funcionamiento. Asimismo el laboratorio instalado en la Central realiza análisis periódicos de los efluentes a fin evaluar y controlar la calidad del vuelco efectuado y el funcionamiento de la Planta.

Las características de vuelco de los efluentes tratados antedichos son presentadas a continuación en el Punto 2.4.2, junto con su comparación con los valores regulados en la legislación vigente. El vuelco se realiza hacia el canal del Gato mediante el empleo de bombas.

La Central cuenta además, con una planta modular para el tratamiento de efluentes cloacales provenientes de las instalaciones sanitarias. La misma se encuentra dimensionada para unas 50 personas que constituyen un caudal de aproximadamente 13 m³/día. El proceso aplicado es de barros activados, que básicamente consiste en un método de tratamiento biológico que utiliza reacciones metabólicas de microorganismos para la eliminación de sustancias orgánicas. Su vuelco se efectúa junto con el de la Planta de Tratamiento de Efluentes Industriales.

2.2.4.3 Sistema de aire comprimido

El sistema de aire comprimido, abastecerá los requerimientos de los instrumentos y servicios, según la demanda de las nuevas instalaciones. Para ello se ampliará el sistema existente. En particular, se suministrará aire comprimido para la refrigeración del generador de la turbina de vapor, así como para elementos neumáticos.

La ampliación mencionada implicará la instalación de dos secadores que suministrarán aire con un punto de rocío de +3 °C. En particular, la compresión para el área de instrumentos se realizará con un compresor de tornillo rotativo exento de aceite y enfriado por aire, de 200 Nm³/h de capacidad, hasta una presión de suministro de 7,5 bar. El área de servicios, por su parte, requerirá una capacidad de generación de 200 Nm³/min y se realizará por medio de dos compresores del 100% de capacidad.

2.2.4.4 Sistema de acondicionamiento de aire, ventilación y distribución

Los sistemas de aire acondicionado, serán unidades del tipo compacto con módulo *free-cooling* o de tipo partido (*split system*). Esto permitirá un control individual de temperaturas por salas y la posibilidad de satisfacer simultáneamente demandas de frío y de calor en los espacios que requieran este tratamiento, como por ejemplo contenedores de equipos eléctricos y de control.

Por otra parte, los sistemas de ventilación estarán generalmente compuestos por rejillas de entrada de aire situadas en los cerramientos de los edificios a ventilar y ventiladores de extracción de aire. Cuando sea necesario asegurar una distribución de aire homogénea a lo largo de una sala, el sistema se completará con conductos y rejillas de extracción.

2.2.4.5 Sistema de agua contra incendios

El sistema contra incendios existente será ampliado para abarcar las instalaciones a construir, a fin de satisfacer las funciones de prevención de incendios, y alarma, limitación de la propagación y extinción, en caso de que llegaran a producirse. El sistema cumplirá los criterios de la NFPA 850 y de la legislación nacional vigente para la prevención de incendios.

Los objetivos mencionados se cumplirán en primer lugar, mediante la adecuación de la presión y del caudal del agua cruda de alimentación hacia el anillo de la red de incendio. Habrá también sistemas fijos de hidrantes y rociadores, de modo de cubrir las áreas de alto riesgo de incendio.

Por otra parte, los edificios principales estarán equipados con detectores adecuados según el riesgo existente y con alarmas sonoras y visuales, con sus correspondientes pulsadores colocados de manera distribuida. Se colocarán además, sistemas de extinción manual distribuidos por los edificios. En particular, se utilizarán extintores y carros de polvo seco (ABC) para áreas generales. En áreas con equipos electrónicos, se utilizarán extintores y carros de CO₂. Por último se considerará la instalación de sistemas de protección con espuma en aquellas zonas consideradas necesarias.

2.2.5 Sistema de control distribuido (DCS)

El sistema de control distribuido (más conocido por sus siglas en inglés, DCS - *Distributed Control System*) controlará y supervisará todos los sistemas tanto mecánicos como eléctricos, asociados al ciclo de vapor. Asimismo, estará completamente integrado con el sistema de control existente. En particular, los sistemas de control de las turbinas de gas, la caldera de recuperación de calor y la turbina de vapor utilizarán microprocesadores en red que permitirán integrar datos. Además, el sistema seleccionado podrá ser ampliado en caso de necesidad en el futuro, mediante el agregado de hardware y licencias.

Este sistema de control central incluirá la posibilidad de intervención del personal en las operaciones normales de la Planta. Estará compuesto por controladores (de acuerdo a requerimientos de entrada / salida y requerimientos de procesamiento), estaciones de operación e ingeniería, servidores de datos actuales e históricos, sistemas de sincronización horario, equipamiento de red, sistemas de supervisión de operación en tiempo real y gabinetes para controladores y consola.

Este sistema brindará un alto nivel de automatización de la Planta a fin de minimizar las acciones de los operadores. Esto permitirá una operación segura y la detección eficiente de condiciones anormales. De todos modos, los operadores deberán iniciar las turbinas a partir de los distintos modos programados y determinar su carga. Asimismo, el llenado inicial y la puesta en marcha del condensador, del sistema de agua de alimentación y de los economizadores y domos de la caldera de recuperación de calor, deberán ser realizados por operadores.

2.2.6 Sistema eléctrico

2.2.6.1 Sistema de generación y sincronización

Tal como fue desarrollado en el Punto 2.2.2, el generador de la turbina de vapor a instalar, será trifásico, con una velocidad de giro de 3000 rpm y generará energía a 20 kV y 50 Hz. Su alternador se conectará al transformador elevador principal de la turbina de vapor a través de conductos de barras de fase aislada. Se prevé además, la instalación de un interruptor de generación intercalado en los conductos de fase aislada, para permitir maniobras de desconexión y acople del grupo. Asimismo, entre el transformador principal y el interruptor de generación, se dispondrá de una derivación de barras de fase aislada hasta el primario (lado AT) del transformador de unidad.

Los conductores y cubiertas serán tubos de aluminio soldados. El conductor estará sustentado dentro de la cubierta concéntricamente a través de tres aisladores radiales. Las barras de fases aisladas serán autoventiladas y diseñadas para evacuar el calor producido por la corriente eléctrica por convección y radiación natural.

El interruptor de generación será trifásico, de corte en SF6, con dos bobinas de disparo y provisto de transformadores de corriente, transformadores de tensión, equipos de protección contra sobretensiones, seccionadores de línea y puesta a tierra.

Se contará además, con un sistema de sincronización automático para la conexión del generador con la red exterior a través del interruptor de generación o del interruptor de 220 kV en la Estación de Maniobra. La sincronización podrá ser iniciada por el DCS o manualmente por un operador y será luego controlada por la unidad automática de sincronización.

Durante el arranque de la turbina el interruptor de generación permanecerá abierto. Una vez que el turbogenerador alcance las condiciones necesarias y el generador mantenga la tensión y frecuencia adecuadas, el mismo se sincronizará con el sistema, cerrando el interruptor de generación.

Frente a un rechazo de la carga, total o parcial, que resulte en la apertura del interruptor de vinculación con la red, el grupo generador podrá permanecer en “operación en isla” y alimentar los equipos y sistemas auxiliares de la Planta por un tiempo indeterminado. Al retorno de la tensión el grupo se sincronizará con la red a través del interruptor de 220 kV situado en la Estación de Maniobra.

2.2.6.2 Sistema de alta tensión

La interconexión entre el transformador principal y la Estación de Maniobra se realizará por medio de enlaces aéreos. Para ello se instalarán postes toncocónicos, pórticos de amarre, conductores para la conexión a pararrayos e hilos de guarda, entre otros.

La Estación de Maniobra actual de configuración en doble barra e interruptor sencillo, se ampliará con un módulo nuevo para la conexión del grupo de vapor. El mismo estará compuesto por un interruptor tripolar, dos seccionadores tipo fila india, un seccionador tipo polos paralelos con cuchilla de puesta a tierra, tres transformadores de corriente y otros tres de tensión inductivos.

El módulo de 220 kV, incluirá también registros, bancos de ductos, trincheras con soporte para cables, conductos y bandejas necesarios para el cableado entre la nueva unidad generadora y una caseta de control existente de la Estación de Maniobra de 220 kV, así como cableado y conexiones de fuerza, control, comunicaciones, protecciones e instrumentación entre la turbina de vapor y la Estación de Maniobra. Por último también incluirá equipos y dispositivos eléctricos requeridos para el intercambio de información entre la unidad generadora y la Estación de Maniobra de 220 kV.

Durante el funcionamiento normal, la planta exportará a la red de 220 kV la energía generada por el turbogruppo. Asimismo, con el interruptor en generación abierto, permitirá la posibilidad de alimentar los sistemas auxiliares de la Planta a través del transformador de unidad.

El transformador principal de la turbina de vapor será de construcción similar a los existentes de las turbinas de gas: trifásico, con tres devanados en baño de aceite, con cuba y conservador resistentes al pleno vacío, potencia de 265 / 350 MVA – 220 ± 5 x 1% / 20 kV – YNd1 y con refrigeración ONAN / ONAF. Además, estará provisto de cambiador de tomas en carga con un margen de ± 5% de regulación y 11 tomas. Se prevé la instalación de bridas para el acoplamiento de las barras de fase aislada en el lado de baja tensión. Su construcción y ensayo será realizado de acuerdo a la norma IEC 60076.

Por otra parte, el transformador de unidad alimentará la barra de MVT (6,6 kV) de la turbina de vapor. Será trifásico, de dos devanados en baño de aceite, con cuba y conservador resistentes al pleno vacío y dos etapas de refrigeración: ONAN / ONAF. Estará equipado con un cambiador de tomas en carga con ± 10% de regulación y 17 tomas, y un equipo regulador de tensión. Su construcción y ensayo también se realizará según la norma IEC 60076.

Este último transformador estará dimensionado para suministrar la energía máxima que necesite la turbina de vapor para cualquier condición ambiental y la carga de los auxiliares de la turbina de gas en el evento de pérdida, debido a fallas.

El lado de alta tensión (20 kV) estará provisto de bridas para la conexión de las barras de fase aislada; el de baja tensión (6,9 kV) contará con cables de aislamiento seco que alimentarán las barras de media tensión. Por su parte, el neutro del lado de baja tensión estará puesto a tierra a través de una resistencia que limita el cortocircuito a 500 A.

2.2.6.3 Sistema de media tensión

El sistema de media tensión se compondrá de un cuadro de distribución de 6,6 kV al cual se conectará el secundario del transformador de unidad mediante cables de aislamiento seco e interruptor de acometida. Este cuadro se interconectará con otro existente de media tensión de las turbinas de gas, previéndose un sistema de transferencia automática rápida.

El sistema de media tensión alimentará a los motores eléctricos de potencia superior a 200 kW, a los transformadores de MT / BT de los centros de distribución de baja tensión y al transformador de excitación. Se utilizarán interruptores para las salidas de alimentación a transformadores y a motores de más de 1500 kW y en las interconexiones de media tensión. Para motores menores a 1500 kW se utilizarán contactores fusibles.

2.2.6.4 Sistema de baja tensión

En cuanto al sistema de baja tensión, se prevé la instalación de dos conjuntos de centros de distribución a 400 V para la totalidad de los servicios auxiliares de baja tensión del cierre del ciclo. Los mismos estarán compuestos por dos transformadores y dos cuadros de distribución.

Los transformadores de MT / BT serán del tipo de aislación en aceite. Uno de los conjuntos se destinará a la alimentación eléctrica de los servicios propios de la turbina de vapor; mientras que el otro, suministrará alimentación a los servicios generales de la Planta, por medio de un sistema de distribución trifásico.

A los cuadros de distribución de 400 V se conectarán los motores de potencia de entre 75 kW y 200 kW, así como los centros de control de motores de baja tensión. Los relés de protección estarán incorporados a los interruptores y serán estáticos y multifunción.

Por su parte, los centros de control de motores se destinarán a la alimentación de los motores con potencias menores a 75 kW e intensidades menores a 250 A, a la salida de línea. La acometida de estos centros desde los cuadros de baja tensión se realizará por medio de interruptores.

2.2.6.5 Sistemas de alimentación auxiliares

Se prevé la instalación de un sistema de alimentación de corriente continua y otro de corriente alterna de alimentación ininterrumpida.

En primer lugar, el sistema de corriente continua alimentará directamente a consumidores o a los paneles de distribución. Los cargadores de las baterías redundantes estarán conectados con cuadros de distribución. Se trata de un sistema IT (L+, L-, PE) y los interruptores serán de 2 polos.

Además se prevé el suministro de 220 VCC para motores de emergencia que así lo requieran, como bombas del sistema de lubricación de la turbina; y el suministro de 24 VCC para la alimentación del sistema de control distribuido, inversores estáticos, circuitos de relés de protección y de control de interruptores y el resto de los servicios de corriente continua. Este sistema será alimentado desde los cuadros de distribución de 220 VCC por medio de convertidores 220 VCC / 24 VCC.

Por otra parte, también se prevé un sistema de corriente alterna ininterrumpida, regulada a 230 V y 50 Hz. El mismo estará formado por dos inversores estáticos, que se conectarán a dos embarrados de 230 V, alimentados desde los cuadros de distribución de 220 VCC. Desde aquí se suministrará corriente alterna ininterrumpida, regulada y libre de transitorios para servicios esenciales.

2.2.6.6 Red de tierra y protección catódica

El diseño de la red de puesta a tierra será compatible con aquella existente. La misma pretende asegurar a las personas y a los equipos, controlando las tensiones de paso y contacto sobre el terreno.

Serán puestos a tierra los siguientes elementos:

- Centros de estrella de los equipos eléctricos que así lo requieran, conectados directamente o a través de elementos limitadores de corriente de falta a tierra;
- Carcasas y/o barras de tierra de todos los equipos eléctricos;
- Pararrayos;
- Partes metálicas;
- Estructuras y carriles de soportes;
- Tuberías;
- Blindajes;
- Canalizaciones y bandejas.

La malla de tierra inferior estará construida por cable de cobre desnudo enterrado. A la malla enterrada de puesta a tierra se conectarán todos los equipos eléctricos, estructuras metálicas y equipos mecánicos que puedan tomar un potencial peligroso.

Existirá una barra de tierra en los cuadros eléctricos. Esta barra será de cobre electrolítico de alta conductividad. Estará dimensionada para soportar el máximo valor de la corriente de cortocircuito con la máxima duración prevista sin que se produzcan daños. Todas las partes metálicas accesibles se conectarán a este embarrado. Las puertas de los cuadros se conectarán mediante una trenza de cobre a la carcasa, la cual estará unida a la barra de tierra.

Por otra parte, también se prevé un sistema de protección catódica por corriente impresa para las cajas de agua del condensador. El mismo consistirá en ánodos de sacrificio para los fondos de los depósitos metálicos y capa resistente a la corrosión para tuberías enterradas.

2.2.6.7 Alumbrado, tomas y sistema de comunicaciones

Se considera la instalación de alumbrado y tomas en salas eléctricas y de control, áreas generales, plataformas y escaleras tanto interiores como exteriores y carreteras. En las salas eléctricas y de control también se prevé la instalación de alumbrado de emergencia que se alimentará en corriente continua.

Asimismo, se prevé la ampliación del sistema de telefonía interna y externa existente, para los edificios y sistemas que forman parte del alcance y eventual ampliación de la estación central de distribución de telefonía existente.

La ampliación estará compuesta de unidades de telefonía, de sobremesa y pared en los edificios de la caldera de recuperación de calor y de la turbina de vapor. Además, se incluirá la ampliación de un sistema de megafonía con estación de amplificación y amplificadores. Se ampliará también, la red de datos existente.

Para la seguridad perimetral y vigilancia de la Central, se incluye la ampliación del sistema de circuito cerrado de televisión existente.

2.3 INSUMOS

El funcionamiento normal de las turbinas de gas y de vapor en el ciclo combinado, requerirá del suministro de los siguientes insumos:

A. Combustible:

- Gas natural;
- Combustible líquido: diesel destilado #2.

B. Aire exterior:

- Suministro al compresor de la turbina de gas para la combustión;
- Suministro a sistemas de refrigeración con aire, como el del generador de la turbina de vapor;
- Suministro a instrumentos neumáticos, como válvulas de control y parada de las turbinas de gas y de vapor.

C. Agua:

- Suministro de agua cruda para el sistema de refrigeración del ciclo combinado: condensación en el condensador y alimentación del sistema de refrigeración auxiliar abierto.

- Suministro de agua de calidad industrial a la Planta de Tratamiento de Agua. Esta Planta generará agua desmineralizada para realizar el llenado inicial de condensado y agua de alimentación y también, para la reposición de pérdidas. También realizará el suministro a la turbina de gas, para evitar la formación de NO_x.
- Suministro de agua cruda de lavado de los diferentes sistemas.
- Suministro de agua cruda para el sistema contra incendios.
- Suministro de agua potable para consumo.

D. Otros:

- Aceites lubricantes para turbinas, generadores y bombas;
- Fluidos hidráulicos empleados en los actuadores hidráulicos de las válvulas de las turbinas de gas y de vapor;
- Químicos:
 - Amonio: agente alcalinizante volátil para el sistema de condensado;
 - Hidracina: captador de oxígeno a ser utilizado únicamente durante la puesta en marcha, parada o mal funcionamiento de la Planta;
 - Fosfato de sodio: suministrado al agua de la caldera sólo en casos de mal funcionamiento (por ejemplo ante un incremento en los valores de conductividad);
 - Hidróxido de sodio: para regulación del pH en la Planta de Tratamiento de Agua;
 - Antiescalante: agente utilizado para evitar incrustaciones en la Planta de Tratamiento de Agua.

A continuación, en la Figura 16 se observa un esquema de los insumos requeridos por los distintos elementos de la CTEB, distinguiendo aquellos que ya se suministran de los que serán requeridos a partir de la ampliación a ciclo combinado.

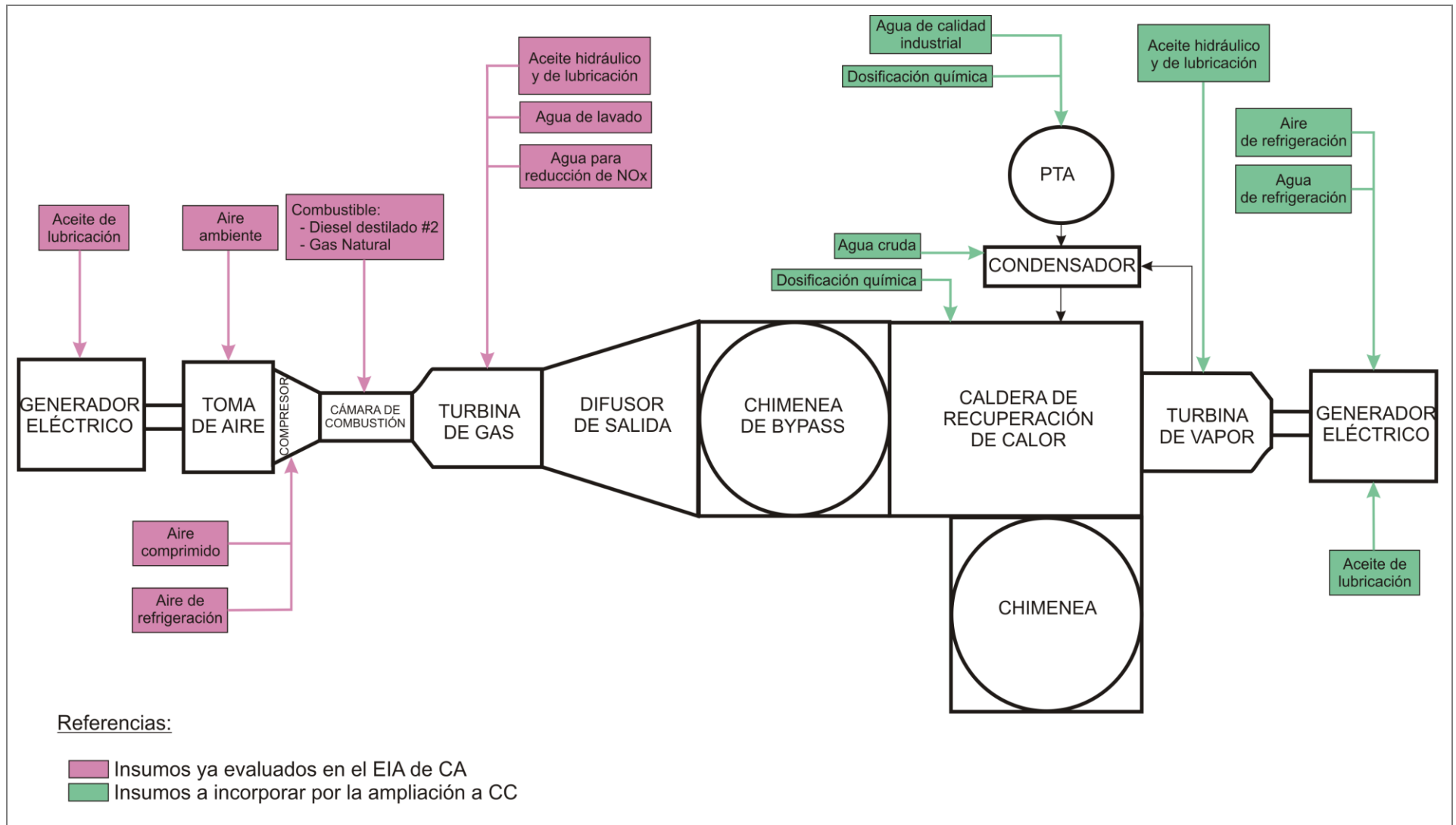


Figura 16. Esquema de insumos utilizados en la CTEB de ciclo combinado.

2.3.1 Combustibles

La operación de la CTEB se basa tanto en el consumo de gas natural como de combustible líquido, siendo el segundo la opción implementada cuando se encuentra restringido el suministro de gas.

El gas natural se transporta mediante un gasoducto de 6,2 km de largo y 18" de diámetro nominal, conectado al Gasoducto Cruz del Sur. Su traza se observa en la Figura 17. El mismo tiene la capacidad de transporte de 2.200.000 Nm³/día. El consumo promedio de gas para ambas turbinas de gas es de 141.958 m³/h.



Figura 17. Traza del gasoducto industrial Punta Lara – CTEB.

Por su parte, en la actualidad, el combustible líquido es suministrado por camiones cisterna y almacenado en cuatro tanques aéreos instalados en la Planta. Dos de los tanques tienen una capacidad de 20.000 m³ y los restantes (2) corresponden a instalaciones de uso diario de 3.000 m³ de capacidad por tanque. Esto suma una capacidad máxima de almacenamiento de 46.000 m³. El consumo actual de combustible líquido para ambas turbinas de gas es de 151,2 m³/h y no se prevé el aumento del consumo por las ampliaciones en estudio.

Dentro de la planificación de obras complementarias se está llevando a cabo el estudio para la construcción de un muelle de descarga de combustible líquido en la zona portuaria de Ensenada, conectando dicho descargadero con la Central a través de un poliducto. Ambos proyectos se encuentran fuera del alcance de este EIA.

El período durante el cual la CTEB opera a combustible líquido se concentra principalmente durante el invierno, donde el consumo eléctrico es mayor. Sin embargo, durante el mes de diciembre también puede requerirse su funcionamiento a combustible líquido ya que se produce un pico de consumo en vísperas de navidad.

A continuación en la Tabla 4 y Tabla 5 se presentan las características de estos combustibles.

Tabla 4. Características físicas y químicas del gas natural a emplearse como combustible de la CTEB. Licitación pública nacional e internacional ENARSA N° 002/2007. Valores garantizados especificados por el proveedor de los equipos Siemens.

Gas natural				
Parámetro		Unidad (*)	Valor	
Componentes (*)	Metano (CH ₄)		% vol	≥ 90 (se permiten contenidos menores siempre que se respete el poder calorífico inferior permitido)
	Acetileno o etino (C ₂ H ₂)		% vol	≤ 0,1
	Etano (C ₂ H ₆)		% vol	≤ 15
	Otros hidrocarburos lineales (C _n H _m)		% vol	≤ 10 (suma de C _n H _m con n ≥ 2, excluyendo C ₂ H ₆)
	Hidrógeno (H ₂)		% vol	≤ 1,0
	Monóxido de carbono (CO)		% vol	Normalmente no representa un componente del GN
	Dióxido de carbono (CO ₂)		% vol	≤ 5
	Agua (H ₂ O)		% vol	cf. punto de condensación del agua
	N ₂ + Ar + CO ₂		% vol	≤ 10
	Oxígeno (O ₂)		% vol	≤ 0,1
Propiedades	Poder Calorífico Inferior (LHV)	Con precalentamiento máximo del GC	MJ/kg	40 - 50
		Sin precalentamiento del GC		35 - 50

Gas natural				
Parámetro		Unidad (*)	Valor	
	Densidad a 15°C	kg/m ³	0,6741-0,7995 (con precalentamiento máximo de GC); 0,8650 (sin precalentamiento de GC)	
	Punto de condensación del GN (**)	°C	$T \geq T_{\text{pto. condensación}} + 10$ (presión de diseño, medida en el punto terminal del suministro del sistema de gas combustible de la TG (MBP))	
	Punto de condensación del agua (**)	°C	$T \geq T_{\text{pto. condensación}} + 15$	
Contaminantes	Polvo	total	≤ 20	
		p < 2 μm	≤ 18,5	
		2 μm < p < 10 μm	≤ 1,5	
		p > 10 μm	≤ 0,002	
	Na + K		ppm (peso)	≤ 0,3
	Calcio (Ca)		ppm (peso)	≤ 10,0
	Vanadio (V)		ppm (peso)	≤ 0,5
	Plomo (Pb)		ppm (peso)	≤ 1,0
	Ácido sulfhídrico (H ₂ S)		ppm (peso)	≤ 10

(*) Se permite el uso de otras unidades ISO

(**) En el diseño se utilizará la temperatura que resulte mayor.

Tabla 5. Características físicas y químicas del combustible líquido a emplearse como combustible de la CTB. Licitación pública nacional e internacional ENARSA N° 002/2007. . Valores garantizados especificados por el proveedor de los equipos Siemens.

Combustible líquido				
Parámetro		Unidad (*)	Valor	
Componentes	Carbono (C)	% másico	85 - 87	
	Oxígeno (O)	% másico	≤ 0,1	
	Azufre (S)	% másico	≤ 0,2	
	Nitrógeno (N))	% másico	≤ 0,015	
	Hidrógeno (H)	% másico	13 - 15	
Propiedades	Poder Calorífico Inferior (LHV)		MJ/kg	≥ 42
	Densidad a 15°C		kg/m ³	820 - 870
	Viscosidad cinemática	20 °C	cSt	3 – 6
		40 °C	cSt	2,3 – 3,9
	Punto de inflamación		°C	> 55°C
	Punto de fluidez / (CFPP)		°C	≤ - 6 (20)
	Curva de destilación y puntos reales de ebullición	65 %	°C	≤ 250
		100 %	°C	≤ 350
Presión de vapor		37,7 °C	bar	≤ 0,0025

Combustible líquido					
Parámetro			Unidad (*)	Valor	
			65,5 °C	bar	≤ 0,008
			80,0 °C	bar	≤ 0,014
Contaminantes	Contenido de humedad			% másico	≤ 0,01
	Residuos de carbón			% másico	≤ 0,15
	Sedimentos	total		ppm (peso)	≤ 20
		p < 10 µm			≤ 18
		10 µm < p < 25 µm			≤ 2
		p > 25 µm			0
	Ceniza			ppm (peso)	≤ 100
	Na + K			ppm (peso)	≤ 0,3
	Calcio (Ca)			ppm (peso)	≤ 10
	Vanadio (V)			ppm (peso)	≤ 0,5
	Plomo (Pb)			ppm (peso)	≤ 1,0
Mercaptanos: compuestos orgánicos que contienen los grupos SH			ppm (peso)	≤ 10	

(*) Se permite el uso de otras unidades ISO.

2.3.2 Aire

El aire empleado para el funcionamiento de la turbina de gas, así como para los sistemas de refrigeración es y seguirá siendo tomado del ambiente. Debido a que el mismo puede contener impurezas que podrían dañar u obstruir los conductos de los distintos equipos y servicios, el compresor contará con filtros en las tomas de aire. Los mismos tendrán un tamaño de malla absoluto de 10 µm y estarán diseñados de modo de cumplir los siguientes requerimientos de concentración de polvo en el aire de admisión.

Tabla 6. Requerimientos de aire de admisión al compresor.

Parámetro	Unidad	Valor
Concentración de polvo	mg polvo / kg aire	< 0,08
Tamaño de partícula	µm	2 - 10

Dada la sensibilidad del sistema de aire, la Planta nunca deberá operar sin los filtros de aire de admisión. Asimismo, es importante que sean oportuna y correctamente limpiados.

Los instrumentos estarán diseñados para operar con aire de presión nominal entre 6,53 y 9,2 bar, con presencia de material particulado menor a 1 µm y de concentración menor a 1 mg/m³. Asimismo el contenido de aceites deberá ser menor a 1,0 mg/m³ y temperatura de rocío de hasta - 40 °C

Por otra parte, el aire comprimido requerido para operar las válvulas de parada y control de las turbinas de vapor, deberá satisfacer las condiciones establecidas como de clase 2 en la norma DIN ISO 8573-1. Las mismas se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7. Parámetros establecidos para el aire clase 2 en la Norma DIN ISO 8573-1.

Parámetro		Unidad	Valor
Concentración máxima de aceites suspendidos		mg/m ³	0,1
Contenido máximo de material particulado residual	Tamaño de partícula	µm	1
	Densidad de partícula	mg/m ³	1
Contenido máximo de humedad residual	Humedad residual	g/m ³	0,117
	Punto de rocío	°C	- 40

2.3.3 Agua

En la planta se prevé la utilización de dos corrientes agua predominantemente, una referida al ciclo de enfriamiento del condensador de vapor, relativo a la incorporación del ciclo combinado y otra a la inyección de agua en el sistema de generación con TG para la reducción de NO_x.

Para el primer caso se considera un caudal de importancia a ser tomado desde el Río de La Plata y para el segundo se continuará con el abastecimiento actual por parte de ABSA a través de un acueducto desde la Planta Potabilizadora Donato Gerardi.

A continuación se aborda en detalle cada una de estas corrientes específicas.

2.3.3.1 Agua cruda

Actualmente el agua requerida por el ciclo abierto de la CTEB es suministrada por la Planta Potabilizadora Donato Gerardi operada por ABSA, tras realizarle un tratamiento básico. Sin embargo, la ampliación a ciclo combinado requerirá mayor consumo de agua. Para ello se construirá una obra de toma de agua cruda del Río de la Plata (Punto 3).

Tal como fue mencionado anteriormente, el agua cruda será utilizada en la Planta para los siguientes procesos y servicios:

- Condensación de las corrientes de vapor que ingresen al condensador;
- Sistema de refrigeración auxiliar abierto;
- Limpieza;
- Sistema contra incendios.

Las características del agua cruda a utilizar como agua de circulación para la condensación del vapor expandido en las turbinas y agua del sistema de refrigeración abierto, fueron brindadas por ABSA, dado que su toma de agua cruda resulta vecina a la futura toma de la Central (Tabla 8). Asimismo, Siemens establece parámetros de ingreso del agua cruda, tomados para el diseño de los equipos a instalar. Estos valores también se muestran a continuación.

Tabla 8. Características del agua cruda del Río de la Plata a la altura de la Planta Potabilizadora Donato Gerardi y valores de diseño establecidos por Siemens.

Parámetro	Unidades	Valores anuales promedio del Río de la Plata			Parámetros de agua cruda establecidos por Siemens
		Mínimos	Medios	Máximos	
Turbiedad	NTU	48,560	69,093	95,840	-
Temperatura de captación	°C	8,00	19,00	23,50	10 - 35
pH	Unidad de pH	7,36	7,38	7,44	6 - 8
Color	Unidad de color	22,500	27,907	36,210	-
Sólidos en suspensión	mg/l	-			10
Sólidos disueltos	mg/l	-			750
Sólidos sedimentables	mg/l	-			0,2
SDI (15 min)	-	-			< 5
Carbono orgánico total	mg/l	-			5
DBO	mg/l	5,08	5,30	5,62	20
DQO	mg/l	12,46	15,35	18,40	50
Bacterias coliformes	NMP / 100 ml	-			150
Alcalinidad	mg CO ₃ Ca / l	61,33	69,757	78,94	200
Dureza total	mg/l	54,38	58,56	61,30	-
Cloruros	mg/l	35,62	42,56	52,77	30
Cloro libre	mg/l	-			0,2
Cloro residual	mg/l	-			0,2
Sulfatos (SO ₄)	mg/l	22,90	30,09	41,38	160
Fosfatos (PO ₄)	mg/l	-			0,2
Sílice coloidal	mg/l	-			10
Sílice ractivo	mg/l	-			20
Sílice total	mg/l	-			20
Nitrógeno total	mg/l	-			8
Nitratos	mg/l	7,84	48,12	8,32	-
Nitritos	mg/l	0,05	0,06	0,07	-
Fenoles	mg/l	< 0,010	0,010	0,010	0,1
Conductividad	µS/cm	307,73	343,09	401,55	1150
Hierro (Fe)	mg/l	2,72	3,30	4,20	0,2
Sodio (Na)	mg/l	33,43	43,53	54,15	-
Calcio (Ca)	mg/l	-			100
Arsénico (As)	mg/l	< 0,01	< 0,02	< 0,02	0,02
Mercurio (Hg)	mg/l	-			0,001

Parámetro	Unidades	Valores anuales promedio del Río de la Plata			Parámetros de agua cruda establecidos por Siemens
		Mínimos	Medios	Máximos	
Flúor (F)	mg/l	< 0,4	< 0,5	< 0,5	-
Aluminio (Al)	mg/l	0,05	0,057	0,070	-
Cinc (Zn)	mg/l	0,22	0,25	0,25	0,2
Plomo (Pb)	mg/l	-			0,00004
Níquel	mg/l	-			0,5
Cobre (Cu)	mg/l	-			0,0001
Cadmio (Cd)	mg/l	< 0,001	0,001	< 0,002	0,000025
Manganeso (Mn)	mg/l	< 0,10	0,10	0,10	0,00005
Magnesio (Mg)	mg/l	-			20
Cromo total	mg/l	< 0,10	0,10	0,10	0,1
Hidrocarburos totales	mg/l	3,90	< 4,0	< 4,0	-
Benceno	mg/l	< 2,50	< 2,50	< 2,50	-
o-Xileno	mg/l	< 2,50	< 2,50	< 2,50	-
p-Xileno + m-Xileno	mg/l	< 2,50	< 2,50	< 2,50	-
Tolueno	mg/l	< 2,50	2,50	2,50	-
Grasas y aceites	mg/l	-			2
Cianuros totales	mg/l	-			0,2

NOTA: En **negrita** se encuentran resaltados los resultados de los análisis de agua que no cumplirían los parámetros requeridos por Siemens (4.10 - *Raw and Discharge Water Limits Requirements*).

Es posible observar que no todos los parámetros definidos por Siemens se encuentran contemplados en los datos disponibles. Asimismo, los valores de cloruros, hierro, cadmio y magnesio superan los recomendados para el diseño.

El abastecimiento de agua actual desde la Planta de ABSA y utilizado para el ciclo abierto y el abastecimiento de servicios generales de planta, es de 400 m³/s. Una gran parte de este abastecimiento es tratado en la planta de desmineralización, cuya capacidad de producción es del 176 m³/h, y utilizado para la reducción de NOx en las turbinas de gas (144 m³/h). El resto del agua es utilizada para procesos generales de la Central.

Para el Ciclo Combinado será necesario el abastecimiento de agua cruda para la condensación del vapor que se expande en la turbina (15,67 m³/s), como agua desmineralizada para la reposición de las pérdidas del sistema de vapor. Este último aspecto corresponde a un caudal promedio de 12 m³/h, que será abastecido por la planta actual de desmineralización.

De los resultados de análisis fisicoquímicos expuestos resulta que el agua cruda no contendrá concentraciones elevadas de elementos agresivos para las instalaciones, ya que los componentes principales serán fangos en suspensión, arcillas coloidales, partículas sedimentables y microorganismos. Las principales consecuencias sobre el condensador y las cañerías asociadas serán la corrosión de elementos metálicos, incrustaciones superficiales y ensuciamiento por algas y microorganismos. Si bien no se realizarán tratamientos al agua cruda de ingreso, sí se considerarán algunas cuestiones de protección para los equipos.

En primer lugar, la corrosión ocurre por la formación de pares eléctricos localizados o por la disminución del pH, lo cual se intensifica en superficies rugosas. Estos fenómenos se producen cuando el agua entra en contacto con superficies calientes, lo cual genera un fenómeno de desgasificación formando micro burbujas de O_2 y CO . Además, la aparición de pares galvánicos localizados también se ve favorecida por la presencia de zonas de acumulación de fangos precipitados en sitios de remanso, como por ejemplo, los cabezales del condensador.

Las incrustaciones, por su parte, en general se producen en circuitos cerrados de refrigeración que no han sido suficientemente purgados. Los mismos ocurren principalmente en contacto con superficies calientes que superan los $55^{\circ}C$ por precipitación del $CaCO_3$. Estos depósitos de sales insolubles son de muy bajo coeficiente de transmisión del calor y por lo tanto, afecta al rendimiento del intercambio térmico de los equipos en los que ocurre.

No se prevén acciones contra la incrustación ya que en primer lugar, el circuito de agua de circulación será abierto, por lo que no ocurrirán fenómenos de concentración de sales como en circuitos cerrados no adecuadamente purgados. Además, ya que el condensador trabajará en condiciones de vacío, la temperatura habitual del agua de refrigeración será menor a $55^{\circ}C$ y entonces no deberían ocurrir depósitos importantes de sales insolubles.

Por último, el crecimiento de algas se ve favorecido con la solarización de las piletas que albergan aguas de refrigeración de tiempos de residencia prolongados, por la presencia de altas concentraciones de CO_2 y por el aumento ligero de la temperatura por arriba de la de captación. Las colonias de microorganismos se importan en el agua cruda y se desarrollan en sitios en que el flujo es laminar o en zonas de remanso. Esto afectaría al rendimiento térmico de los condensadores ya que las algas suelen taponar los tubos de intercambio de calor.

Para la prevención del ensuciamiento por microorganismos, se deberán aplicar inyecciones importantes de cloro gaseoso a espacios de tiempo a determinar, en una modalidad denominada "cloración por shock". La cantidad de cloro a introducir en el sistema será aquel necesario para minimizar las colonias de algas y microorganismos que se desarrollen en las conducciones, pero evitando la presencia de cloro libre en contacto con aceros inoxidable. Esta inyección se realizará en las instalaciones de toma de agua, por lo que la distancia hasta el condensador será lo suficientemente larga como para que el cloro se neutralice incrementando el tenor de cloruros presentes en el agua. De todos modos, se monitoreará el nivel de cloro libre a la entrada de la CTEB de modo de evitar daños en los equipos y accesorios de acero inoxidable y optimizar su uso.

2.3.3.2 Agua de calidad industrial

El agua de suministro a la Planta de Tratamiento de Agua para la producción de agua desmineralizada, será de calidad industrial. La misma será provista por Planta Potabilizadora Donato Gerardi operada por ABSA, mediante el acueducto construido de 400 m³/h de caudal, cuya traza se observa a continuación.

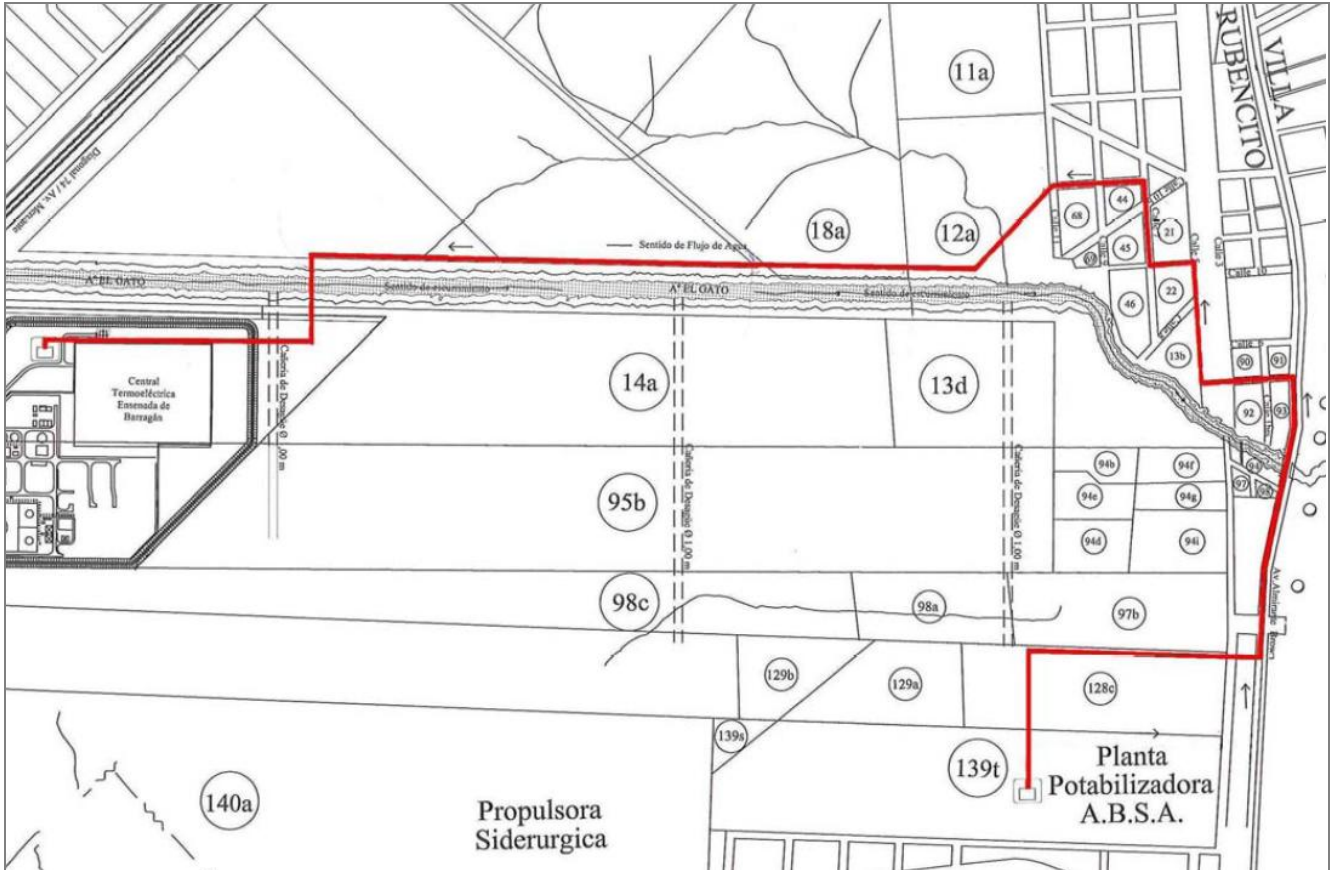


Figura 18. Traza del acueducto desde la Planta Potabilizadora Donato Gerardi hasta la CTB.

El caudal de ingreso a la Planta de Tratamiento de Agua será de aproximadamente 270 m³/h y presentará las siguientes características.

Tabla 9. Parámetros de entrada de agua a la PTA.

Parámetro	Unidad	Valor
Temperatura	°C	5 - 33
Turbiedad	NTU	< 7,6
Sólidos suspendidos	mg/l	795
Conductividad	µS/cm	< 1146
Cloro libre	mg/l	2,0

2.3.3.3 Agua desmineralizada

Tal como se expuso anteriormente, el agua desmineralizada necesaria para el abastecimiento del ciclo combinado provendrá de la Planta Actual de Desmineralización. La misma será abastecida por agua de calidad industrial y tendrá la capacidad de producir 176 m³/h requeridos para la operación del ciclo combinado utilizando combustible líquido y de los servicios generales de planta.

El agua desmineralizada producida será utilizada principalmente en los siguientes sistemas:

- Generación de vapor en la caldera de recuperación de calor y reposición de pérdidas en el condensador;
- Generación de vapor auxiliar en la caldera auxiliar;
- Sistema de refrigeración auxiliar cerrado;
- Proceso de reducción de emisiones de NO_x en las turbinas de gas cuando operen con combustible líquido como combustible (se suministrarán aproximadamente 72 m³/h por turbina)

En primer lugar, el agua desmineralizada a utilizar en el sistema de refrigeración cerrado deberá ajustarse a los parámetros establecidos en la Guía VGB M 407, mostrados a continuación. La misma será tratada con carbohidrazina a bajas concentraciones para evitar la corrosión en elementos metálicos. Luego de este tratamiento, el agua también deberá satisfacer algunos valores específicos. El monitoreo de los parámetros se realizará en promedio, una vez por semana.

Tabla 10. Parámetros establecidos para el agua desmineralizada.

Parámetro		Unidad	Valor
Agua desmineralizada	Conductividad	µS/cm	< 0,08
	Sílice	mg/l	< 0,01
	Sodio	mg/l	< 0,005
	Carbono orgánico disuelto	mg/l	0,2
Agua desmineralizada tratada con carbohidrazina	Conductividad	µS/cm	< 30
	pH	U pH	7 – 9,3
	Carbohidrazina	mg/l	1 - 5

El agua desmineralizada también será utilizada en el circuito cerrado para la generación de vapor. El sistema de agua de alimentación de cada caldera representa un caudal para condiciones de funcionamiento con gas natural de 204,8 kg/s, o lo que es lo mismo, 740 m³/h. Utilizando combustible líquido el valor es menor, ya que supone unos 174,6 kg/s o 630 m³/h. Una vez llenado el sistema, las reposiciones por purgas serán en promedio del orden de 12 m³/h.

La presencia de impurezas en el vapor puede traer problemas de corrosión y desgaste en los equipos. En particular es importante controlar la presencia de cáusticos, sales y ácidos. Asimismo, la decantación de impurezas en suspensión puede provocar deficiencias en las superficies de intercambio térmico, modificaciones en la presión de las líneas y obstrucciones. Esto justifica el control riguroso de la calidad del vapor, que se realizará de manera continua a partir de muestras a tomar en las corrientes de ingreso a la turbina de vapor, a distintas presiones. Las muestras individuales deberían ajustarse a las especificaciones requeridas.

Por un lado, Siemens establece parámetros de calidad del vapor aplicables para situaciones normales de operación. En ellas, recomienda valores límite que no deberían ser superados, ya que sino se producirán depósitos corrosivos en la zona seca de la turbina; y valores a los que se debería aspirar para la operación segura de la Central. Los parámetros definidos son aquellos habituales para las operaciones de turbinas generadoras de electricidad. Sin embargo, en caso de que se hallaran otros contaminantes con concentraciones mayores a 5 ppm, será necesario consultar al fabricante.

Tabla 11. Valores de calidad de vapor para condiciones normales de operación.

Parámetro	Unidades	Valor límite	Valor razonable de operación segura
Conductividad a 25°C	μS/cm	< 0,2	0,1
Sodio (Na) ¹	ppm	< 5	2
Sílice (SiO ₂)	ppm	< 20	5
Hierro total (Fe)	ppm	<20	5
Cobre total (Cu) ²	ppm	< 3	1

¹ No es necesario el monitoreo continuo de Na si se utilizan agentes alcalinizantes sólidos (NaOH, Na₃PO₄) sólo en casos de operación defectuosa o mal funcionamiento.

² No se necesita el moniotreo de Cu si el ciclo de vapor condensado está libre de aleaciones de este metal.

En condiciones como la puesta en marcha de la Central se hace dificultoso alcanzar los valores antes definidos para operación continua. Para estas condiciones se definieron entonces, valores de acción que deberán ser corregidos en períodos de tiempo estipulados. Su superación podría generar el desgaste de las turbinas y la disminución de su vida útil. En particular, en casos en que se superaran los valores de acción 4, será necesario cerrar la turbina de vapor (condición de bypass).

Tabla 12. Valores de calidad de vapor para condiciones de arranque.

Parámetro	Unidades	Valor de acción 1	Valor de acción 2	Valor de acción 3	Valor de acción 4
Período de tiempo en que la turbina puede operar con los respectivos valores.	h	≤ 100	≤ 24	≤ 4	0
Tiempo acumulativo por año que la turbina puede operar con los respectivos valores.	h/año	≤ 2000 (≤ 1000) ³	≤ 500	≤ 80	0
Conductividad a 25°C	μS/cm	0,2 - 0,35 (0,2 - 0,5) ³	0,35 - 0,5	0,5 - 1,0	≥ 1,0
Sodio (Na) ¹	ppm	5 - 10	19 - 15	15 - 20	≥ 20
Silíceo (SiO ₂)	ppm	≥ 20	-	-	-
Hierro total (Fe)	ppm	≥ 20	-	-	-
Cobre total (Cu) ²	ppm	≥ 3	-	-	-

¹ No es necesario el monitoreo continuo de Na si se utilizan agentes alcalinizantes sólidos (NaOH, Na₃PO₄) únicamente durante operación defectuosa o mal funcionamiento.

² No se necesita el monitoreo de Cu si el ciclo de vapor condensado está libre de aleaciones de este metal.

³ Una conductividad mayor es sólo admisible si el aumento es debido a la presencia de CO₂. En este caso también se reduce el tiempo acumulativo anual.

Por último, también se establecen parámetros de calidad para el vapor auxiliar. Estos valores son menos restrictivos que los anteriores. De todos modos, es importante considerar que contaminantes presentes en el vapor auxiliar se unirán a la línea de vapor principal en el condensador. Es por esto que sería conveniente que el vapor auxiliar satisficiera los límites establecidos en la Tabla 11.

Tabla 13. Valores de calidad de vapor auxiliar.

Parámetro	Unidades	Valor normal	Valor de acción 1	Valor de acción 2	Valor de acción 3	Valor de acción 4
Período de tiempo en que la turbina puede operar con los respectivos valores.	h	-	≤ 24	≤ 4	≤ 1	0
Tiempo acumulativo por año que la turbina puede operar con los respectivos valores.	h/año	-	≤ 500	≤ 80	≤ 20	0
Conductividad a 25°C	μS/cm	< 0,5	0,5 - 1,0	1,0 - 2,0	2,0 - 5,0	≥ 5,0

2.3.3.4 Agua Potable

La Central cuenta con una planta de potabilización de agua basada en sistemas de clorado que trata para este tipo de consumo parte del agua cruda recibida desde a planta de ABSA. Asimismo, el agua de bebida es suministrada a través del servicio de dispensers de agua potable (ver ubicación de la Planta en lay out - Figura 8).

2.3.4 Otros

2.3.4.1 Aceite lubricante

Los aceites lubricantes que se utilizarán serán mezclas de hidrocarburos minerales o sintéticos, con aditivos para disminuir la corrosión y aumentar la estabilidad de los mismos. Es difícil proveer una composición de los aceites a utilizar ya que existe una gran variedad. Sin embargo, los mismos deberán satisfacer una serie de propiedades, expuestas en la Tabla 14. Por ejemplo, deberán ser capaces de tolerar temperaturas máximas de 120 °C en rodamientos y juntas y de 80 °C en tanques, sin sufrir degradaciones.

Tabla 14. Propiedades de los aceites lubricantes a utilizar.

Propiedad		Unidad	Valor	Método de muestreo	
				DIN / ISO	ASTM
Viscosidad cinemática a 40 °C	ISO VG 32	mm ² / s	28,8 – 35,2	DIN 51562-1	ASTM D 445
	ISO VG 46		41,4 – 50,6		
Volatilidad a 50 °C		min	≤ 4	DIN ISO 9120	ASTM D 3427
Número de neutralización		mg KOH / g	≤ 0,20	DIN 51 558-1	ASTM D 974
Contenido de agua		mg/kg	≤ 100	DIN EN ISO 12937	ASTM D 1744
Espumas formadas a 25 °C	Tendencia	ml	≤ 400	ISO 6247 (Secuencia 1)	ASTM D 892 (Secuencia 1)
	Estabilidad	s	≤ 450		
Emulsibilidad		s	≤ 300	DIN 51589-1	-
Demulsibilidad		min	≤ 20	DIN ISO 6614	ASTM D 1401
Densidad a 15 °C		kg/m ³	≤ 900	DIN 51757	ASTM D 1298
Flash point	ISO VG 32	°C	> 185	DIN EN ISO 2592	ASTM D 92
	ISO VG 46	°C	> 185		
Punto de escurrimiento		°C	≤ -6	DIN ISO 3016	ASTM D 97
Nivel de limpieza		-	≤ 20 / 17 / 14	ISO 4406	-
Color		-	≤ 2	DIN ISO 2049	ASTM D 1500
Corrosión a la lámina de cobre (3 hs a 100°C)		-	≤ 2	DIN EN ISO 2160	ASTM D 130
Características de prevención contra la formación de mohos. Procedimiento A.		-	Aprobado	DIN ISO 7120	ASTM D 665
Estabilidad a la oxidación- Aumento del número de neutralización después de 3000 hs		mg KOH / g	≤ 2,0	DIN EN ISO 4263-1	ASTM D 943

Estos aceites lubricantes se almacenarán en tanques de aproximadamente 4.000 litros de capacidad, así como también en tambores de 200 litros guardados en el almacén. Inicialmente y como parte de la puesta en marcha se utilizan los 4000 litros de acopio, siendo la reposición por pérdidas, purgas o mantenimiento anual del 10% de la capacidad de almacenamiento.

2.3.4.2 Fluidos hidráulicos

Se requerirá la utilización de aceites hidráulicos para los actuadores electrohidráulicos que accionarán las válvulas principalmente de las turbinas de gas y de vapor. La calidad, limpieza y viscosidad operativa del fluido hidráulico son factores decisivos para la fiabilidad operativa, la economía y la vida útil del sistema hidráulico.

En términos generales estos fluidos serán líquidos a presiones medias, elaborados a partir de aceites minerales con aditivos para la protección contra la oxidación, la corrosión y el desgaste. Tolerarán temperaturas de hasta 70 °C en los tanques de abastecimiento, sin modificación de sus propiedades. Sus propiedades principales se exponen en la Tabla 15.

Tabla 15. Propiedades de los fluidos hidráulicos a utilizar.

Propiedad	Unidad	Valor	Método de muestreo	
			DIN / ISO	ASTM
Viscosidad cinemática a 40 °C	mm ² / s	41,4 – 50,6	DIN 51562-1	ASTM D 445
Volatilidad a 50 °C	min	≤ 10	DIN ISO 9120	ASTM D 3427
Número de neutralización	mg KOH / g	≤ 0,20	DIN 51 558-1	ASTM D 974
Contenido de agua	mg/kg	≤ 100	DIN EN ISO 12937	ASTM D 1744
Tendencia a la formación de espumas a 25 °C	ml	≤ 150/0	ISO 6247 (Secuencia 1)	ASTM D 892 (Secuencia 1)
Demulsionabilidad	min	≤ 40	DIN ISO 6614	ASTM D 1401
Densidad a 15 °C	kg/m ³	≤ 900	DIN 51757	ASTM D 1298
Punto de inflamación	°C	> 185	DIN EN ISO 2592	ASTM D 92
Punto de escurrimiento	°C	≤ -15	DIN ISO 3016	ASTM D 97
Niveles mínimos de limpieza	-	18 / 15 / 12	ISO 4406	-
Color	-	≤ 2	DIN ISO 2049	ASTM D 1500
Corrosión a la lámina de cobre (3 hs a 100°C)	-	≤ 2	DIN EN ISO 2160	ASTM D 130
Características de prevención contra la formación de mohos. Procedimiento A.	-	Aprobado	DIN ISO 7120	ASTM D 665
Estabilidad a la oxidación: aumento del número de neutralización después de 1000 hs	mg KOH / g	≤ 2,0	DIN EN ISO 4263-1	ASTM D 943

Además de los fluidos antes descriptos, también se utilizarán otros resistentes al fuego, especialmente en los actuadores de las válvulas de suministro de combustibles. Los mismos serán básicamente fosfato ésteres sintéticos, elaborados a partir de la reacción de fenoles y oxiclورو de fósforo. Estos fluidos no comprometerán la seguridad y salud del personal trabajando bajo condiciones normales de seguridad e higiene industrial.

2.3.4.3 Productos químicos

Se utilizarán productos químicos en el ciclo de vapor a fin de minimizar la corrosión y evitar depósitos en equipos y cañerías. Los procedimientos de dosificación se basarán en estándares establecidos para la operación de plantas de generación eléctrica (por ejemplo: VGB, EPRI).

La minimización de la corrosión y de los depósitos se logrará a partir de la utilización de agua desmineralizada, del aumento del pH y de la reducción del contenido de oxígeno. Principalmente se utilizará amonio (NH_4^+) e hidracina (N_2H_4); y de manera eventual se utilizará fosfato trisódico (Na_3PO_4). Su dosificación se realizará en los domos de la caldera de recuperación de calor.

En primer lugar, durante la operación normal de la Central se utilizará amonio para disminuir la acidez del agua y minimizar, de este modo, la corrosión de los materiales del sistema de condensación. Al respecto, se recomienda mantener el pH del agua de alimentación levemente alcalino.

En segundo lugar, la hidracina es un líquido volátil incoloro, que reacciona con el O_2 disuelto en el vapor para formar N_2 y agua ($\text{N}_2\text{H}_4 + \text{O}_2 \rightarrow \text{N}_2 + 2 \text{H}_2\text{O}$), reduciendo la generación de corrosión por oxidación. Su utilización sólo es requerida en situaciones de puesta en marcha y parada por tiempos prolongados, en los que se dosificarán 0,7 kg por vez.

En condiciones normales de operación se procurará mantener los siguientes valores recomendados:

Tabla 16. Valores recomendados para las condiciones de operación normal.

Parámetro	Agua de alimentación	Agua en los domos		Vapor
		PA y PI	BP	
Conductividad a 25°C [$\mu\text{S}/\text{cm}$]	< 0,2	< 5	< 3	< 0,2
pH a 25°C	> 9,0 (9,8)	-	-	-
N_2H_4 [mg/l]	> 0,01	-	-	-
O_2 [mg/l]	< 0,1	-	-	-
SiO_2 [mg/l]	< 0,02	-	-	< 0,01
Fe [mg/l]	< 0,02	-	-	< 0,02

Por último, el fosfato trisódico es una sal que se dosificará en situaciones de mal funcionamiento del sistema, o sea situaciones de contingencia cuando la conductividad sea muy elevada.

En particular, se establece su utilización cuando la conductividad del agua de los domos de PA y BP supere los 5 $\mu\text{S}/\text{cm}$ y/o el agua del domo de BP supere los 3 $\mu\text{S}/\text{cm}$. En estas situaciones se dosificarán 2,1 kg por vez, Se lo utilizará como regulador de la acidez y como agente quelante de metales disueltos en el agua como calcio y magnesio. En estas situaciones se recomendará mantener las siguientes condiciones de operación:

Tabla 17. Valores recomendados durante la utilización de fosfato trisódico
(situación de mal funcionamiento).

Parámetro	Agua en los domos	
	PA y PI	BP
Conductividad a 25 °C [μ S/cm]	< 50	< 30
pH a 25 °C	9,5 – 9,8	9,3 – 9,5
PO ₄ [mg/l]	< 6	< 3

Peligrosidad:

La peligrosidad de estas sustancias es variable. En términos generales, a partir de las hojas de seguridad elaboradas por la ATSDR (*Agency for Toxic Substances and Disease Registry*), las tres sustancias pueden ser absorbidas por inhalación, ingestión y por contacto con la piel y generar irritación.

En primer lugar, el amoníaco (CAS # 7664-41-7), del cual deriva el ion amonio utilizado, es un gas incoloro en condiciones normales, de olor característico y soluble en agua. No se han descrito efectos adversos en seres expuestos a concentraciones de amoníaco que típicamente se encuentran en el ambiente, aunque esta sustancia en aire puede ser irritante para la piel, los ojos, la garganta y los pulmones. A su vez, la ingestión de soluciones de amoníaco puede producir quemaduras en la boca, garganta y estómago. Su derrame en ojos también puede producir quemaduras y ceguera.

En segundo lugar, la hidracina (CAS # 302-01-2), es un líquido claro, incoloro, soluble en agua y de olor similar al del amoníaco. Respirar hidracina por períodos breves puede producir tos e irritación en la garganta y en los pulmones, así como también convulsiones y temblores. Exposiciones prolongadas también pueden dañar al hígado, los riñones y al sistema reproductivo. Por su parte, la ingesta de ésta sustancia puede producir náuseas, vómitos, temblores, inflamación de nervios, e incluso causar un estado de coma en la persona expuesta. Asimismo, la EPA lo ha definido como una sustancia probablemente carcinogénica en seres humanos.

En tercer lugar, el fosfato trisódico (CAS # 7601-54-9) tiene un aspecto físico de cristales blanquecinos. Se disuelve en agua produciendo una base fuerte. Frente a exposiciones de corta duración, el fosfato trisódico puede ser corrosivo para ojos, piel y tracto respiratorio. Su inhalación durante exposiciones de corta duración puede producir sensación de quemazón, tos y dolor de garganta. Exposiciones más prolongadas pueden originar edema pulmonar. Su ingestión puede producir la quemazón y dolor abdominal. Por último, también produce quemaduras en contacto con piel y ojos.

2.4 RESIDUOS, EFLUENTES Y EMISIONES

La construcción y operación normal del ciclo combinado de la Central Termoeléctrica Ensenada de Barragán generará las siguientes corrientes de residuos, efluentes y emisiones:

A. Residuos sólidos:

- Residuos de obra:
 - Residuos industriales no especiales: rezagos de materiales de construcción;
 - Residuos especiales: aceites usados, remanentes de pinturas, solventes, entre otros;
 - Residuos asimilables a domiciliarios.
- Residuos de operación normal:
 - Residuos especiales vinculados con el mantenimiento de equipos en términos generales;
 - Residuos asimilables a domiciliarios.

B. Efluentes líquidos:

- Descarga de agua de circulación o de refrigeración del condensador;
- Drenajes y purgas de calderas, turbinas y otras;
- Drenajes industriales por derrames de combustibles, aceites, efluentes especiales, emulsiones, etc;
- Rechazos de planta de tratamiento para la desmineralización del agua cruda;
- Agua de limpieza;
- Efluentes cloacales.

C. Emisiones gaseosas:

- Emisiones de la chimenea de la caldera de recuperación de calor (ciclo combinado);
- Emisiones de la chimenea de bypass o chimenea de las turbinas de gas (ciclo abierto);
- Voladuras de polvos (material particulado) durante las actividades constructivas especialmente, así como el movimiento de camiones y vehículos en general.

D. Ruidos y vibraciones.

- Generados por el funcionamiento de maquinarias y equipos tanto durante la construcción como en la operación de la Central y del ciclo combinado bajo estudio.

A continuación, en la Figura 19 se observa un esquema de los residuos, efluentes y emisiones principales a generar durante la etapa de operación de la CTEB.

En particular, las corrientes identificadas como de residuos especiales y de drenajes de purgas provenientes de la turbina de gas, la cámara de combustión y el compresor son elementos que ya fueron considerados en el EIA de ciclo abierto de la CTEB. También se evaluaron anteriormente los gases de escape de ciclo abierto (CA) y bypass, que son volcados a la atmósfera mediante la chimenea de bypass. Por otra parte, las corrientes de agua de lavado, drenajes pluviales, efluentes cloacales y residuos domiciliarios y especiales, también serán similares a las existentes en la Planta actual.

Las corrientes de efluentes principales que se incorporan mediante la ampliación a ciclo combinado de la Central, son principalmente, la de agua de circulación utilizada en el condensador para refrigerar el vapor expandido y la de gases de escape a través de la chimenea de la caldera de recuperación de calor. Asimismo, se suman aquellos residuos especiales de la turbina de vapor y su generador eléctrico; y de las corrientes de purgas y drenajes de la caldera de recuperación de calor y de la turbina de vapor.

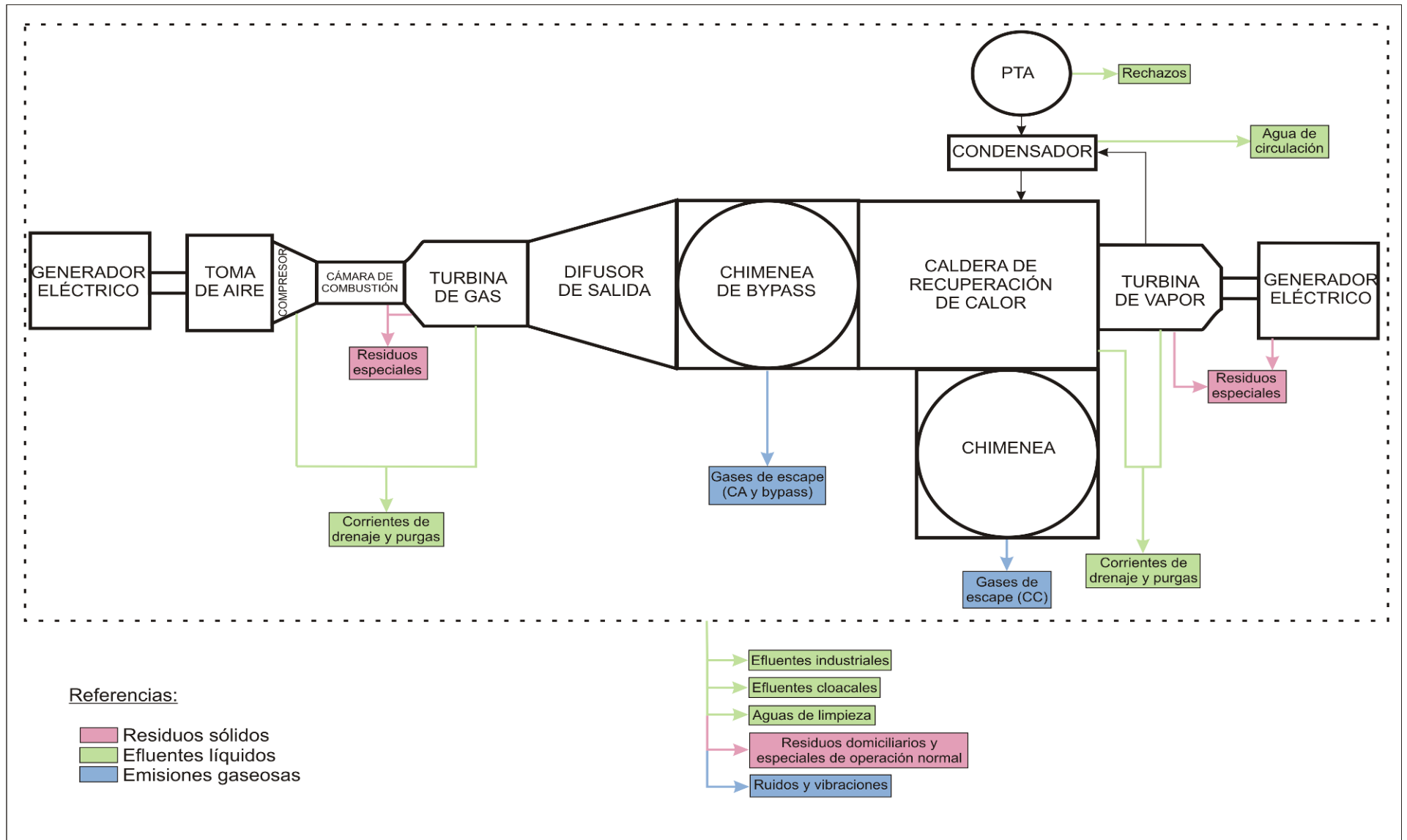


Figura 19. Esquema de residuos, efluentes y emisiones principales de operación de la CTEB.

2.4.1 Residuos sólidos

2.4.1.1 Residuos de obra

Según el Programa de Manejo de Residuos Sólidos, Líquidos y Gaseosos existente en la Planta, todos los residuos generados en el ámbito del proyecto, tanto de obra como de operación, serán recolectados discriminando entre aquellos domiciliarios, peligrosos o especiales, patogénicos e inertes. Su gestión será acorde a las normativas vigentes, acopiándose en contenedores apropiados y enviándolos a sitios de disposición final habilitados para tal fin.

En particular, los residuos asimilables a domiciliarios generados durante la etapa de obra, serán destinados al CEAMSE. Su transporte se realizará por medio de la empresa transportista de residuos Cooperativa de Trabajo Ambiental LTDA, según el permiso N° 24.583 con vigencia hasta el 30/08/2013, que autoriza a la UTE el envío de hasta 8.000 kg/mes de residuos de comedor, oficina, áreas verdes y obra civil, no derivados del proceso industrial y/o comercial.

Por el contrario, los residuos inertes tales como chatarra y escombros, tendrán un destino final alternativo ya que serán gestionados cumpliendo la Resolución OPDS N° 146/12, en la que se establece que los residuos provenientes de construcciones y demoliciones industriales no pueden ser enviados al CEAMSE.

A continuación se describen el tipo de residuos especiales generados durante la obra de construcción del ciclo abierto de la CTEB:

- Residuos con pintura (Y12)
- Tierra con hidrocarburos (Y9 / Y48)
- Residuos contaminados (Y9 / Y34)
- Mezcla y emulsión con hidrocarburos (H13)

Se espera que durante la construcción del ciclo combinado se generen residuos del mismo tipo. Su inscripción como generadores de residuos especiales se encuentra en trámite.

2.4.1.2 Residuos de operación del ciclo combinado

Al igual que para el ciclo abierto, los residuos sólidos que se generarán durante la etapa de operación de la CTEB en ciclo combinado, podrán ser clasificados como especiales, patogénicos, inertes o asimilables a domiciliarios, en función de sus características y componentes principales.

En primer lugar, los residuos especiales o peligrosos serán aquellos que deriven de las operaciones de mantenimiento de equipos, vehículos, retiro de aceites e hidrocarburos, así como también, restos de productos químicos utilizados para el sistema de tratamiento de agua, barros oleosos, etc. Asimismo, como producto del tratamiento de efluentes líquidos surgirán barros mezclados con hidrocarburos y del tratamiento de efluentes cloacales, surgirán barros mezclados con cal hidratada. Ambos serán retirados de la Central por empresas habilitadas para su tratamiento y disposición final.

Los residuos patogénicos, por su parte, serán generados mayormente en la enfermería instalada en la planta y en atenciones de primeros auxilios que se requieran. También se generarán residuos del tipo inertes tales como escombros, maderas, chatarra, etc. Estos podrán ser derivados de acciones de obra o acondicionamiento de infraestructura de la Planta. Se consideran residuos asimilables a domiciliario a aquellos derivados de los comedores, oficinas, etc.

Los residuos peligrosos o especiales contarán con un sitio de acopio transitorio, previo a su envío a disposición final. El mismo será techado, con piso impermeable y barrera de contención de derrames. El acopio transitorio de los residuos patogénicos, por su parte, se realiza en la enfermería, según condiciones de seguridad. El transporte de ambos tipos de residuos hacia su lugar de disposición final, se realizará mediante empresas habilitadas para tal fin. Al respecto, la OPDS ha habilitado a numerosas firmas para el transporte de residuos industriales, tanto especiales como no especiales, entre las cuales se encuentra Guastella Gustavo Alberto (Disposiciones N° 2536/11 y N° 2537/11), con la cual la UTE ISOLUX INGENIERÍA – IECSA mantiene una relación contractual.

Por otra parte, los residuos del tipo domiciliarios, serán recolectados por el organismo encargado de la recolección de residuos sólidos urbanos actuante en la zona de influencia del proyecto o por medios propios. Estos serán enviados al Centro de Disposición que determine el Municipio, previa autorización del mismo. En una nota emitida en noviembre de 2010, CEAMSE autoriza el envío de residuos derivados del comedor, oficinas, áreas verdes y obra civil en cantidades no mayores a 9.000 kg/mes hacia el Complejo Ambiental y/o Estación de Transferencia Ensenada, mediante el transportista Cooperativa de Trabajo Ambiental LTDA.

2.4.2 Efluentes

La operación normal de la CTEB en ciclo combinado generará distintos tipos de efluentes líquidos. En primer lugar, el agua cruda del Río de la Plata, utilizada para la refrigeración del vapor en el condensador, se descargará en el canal del Gato, mediante la obra de descarga prevista. Esta corriente será de 15,67 m³/s, con una temperatura de descarga variable entre 15,40 °C en invierno y 41,1 °C en verano.

Al respecto, el Anexo II de la Resolución del ADA N° 336/03 establece que la temperatura de vuelco a un colector cloacal, conductos pluviales o cuerpos de agua superficial, debe ser menor a 45 °C. Asimismo, el Decreto Reglamentario N° 2.009/60 de la Ley provincial N° 5.965, establecen que las descargas directas o indirectas a cursos o fuentes de agua “no debe ser nunca tan alta como para dañar el conducto ni afectar la flora o fauna natural del agua receptora y nunca superior a 45 °C” (art. 4).

En segundo lugar, se consideran los drenajes pluviales que canalizan las aguas de aceras, pavimentos y techos. Estos se descargan de manera directa en el canal del Gato por gravedad, o en épocas de crecida, por bombeo.

Otros drenajes posibles son aquellos derivados de aguas de lavado. Los mismos, junto con drenajes y purgas provenientes de las calderas de recuperación de calor, las turbinas de gas y de vapor, el rechazo de la Planta de Tratamiento de Agua (de desmineralización), la playa de tanques de combustible, la isla de carga y descarga de camiones, depósitos de aceites y productos químicos serán colectados y enviados mediante la red de drenajes industriales hacia la Planta de Tratamiento de Efluentes (ver Punto 2.2.4.2). Luego, el efluente tratado será descargado en el arroyo el Gato.

Los parámetros de descarga de esta Planta, junto con la comparación respecto a los parámetros regulados en el Anexo II de la Resolución del ADA N° 336/03 para descargas a cuerpos de agua superficial, se presentan a continuación. Es posible observar que los parámetros de descarga establecidos, cumplirán con los requisitos legales.

Tabla 18. Parámetros de descarga de la Planta de Tratamiento de Efluentes y comparación con regulación vigente.

Parámetro	Unidades	Descarga	Límites para descargas a cuerpos de agua superficial (Res. ADA N° 336/03 – Anexo II)
pH	U pH	6 - 9	6,5 - 10
Sólidos suspendidos totales	mg/l	50	-
Cloro libre	mg/l	0,2	≤ 0,5
Cloro total	mg/l	0,2	-
Cromo total (Cr)	mg/l	0,5	≤ 2,0
Cobre total (Cu)	mg/l	0,0005	≤ 1,0
Hierro total (Fe)	mg/l	1,0	≤ 2,0
Cinc (Zn)	mg/l	1,0	≤ 2,0
Grasas y aceites	mg/l	10	-

Fuente: Propuesta técnica de Siemens; *Raw and Discharge Water Limirs Requirements* (14.10) (parámetros de descarga de la PTE).

Por último, los efluentes cloacales generados en la Central serán tratados en la planta ya existente para tal fin. La misma, se encuentra dimensionada para el tratamiento de aproximadamente 13 m³/día, mediante el proceso de barros activados. Tal como se mencionó anteriormente, los barros generados serán luego retirados por un proveedor externo para su disposición final.

2.4.3 Emisiones

2.4.3.1 Gases de combustión

Los gases de escape de las unidades de generación serán descargados a la atmósfera mediante chimeneas verticales de 55 m de altura y 5,95 m de diámetro, luego de su paso a través de las calderas de recuperación de calor. La calidad de los gases obtenidos será similar a aquella del ciclo abierto, pero con menores temperaturas y menor velocidad de salida, dado que los mismos pierden energía cuando circulan por la caldera. El caudal másico de emisión durante la operación de la CTEB a gas natural será de 688 kg/s, mientras que para la operación a combustible líquido será de 709 kg/s.

A continuación se presenta una tabla con las características que tendrán los gases de escape una vez que hayan atravesado las calderas de recuperación de calor.

Tabla 19. Característica de los gases de escape una vez atravesada la caldera (Referencia: valores garantizados en oferta del Contratista).

Parámetro		Combustible utilizado	
		Gas Natural	Combustible líquido
Velocidad [m/s]		30	
Temperatura [°C]	Máxima ¹	92	148
	Garantía ²	96	151
	Mínima ³	94	151
Caudal másico total [kg/s]	Máxima ¹	601,9	602,8
	Garantía ²	688	709
	Mínima ³	742	736
Caudal másico por contaminante [g/s]	NO _x	36,8 ²	56,4
	CO	23,9	70,5
	SO ₂	-	140
	PM total	2,2	11,28
	PM 10	-	-

¹ Condiciones de máxima: Temperatura del aire: 37,5°C; presión atmosférica 1,013 bara; 60% de humedad relativa.

² Condiciones de garantía: Temperatura del aire: 15°C; presión atmosférica 1,013 bara; 60% de humedad relativa.

³ Condiciones de mínima: Temperatura del aire: -1,6°C; presión atmosférica 1,013 bara; 60% de humedad relativa.

Cabe destacar que estos valores corresponden a los parámetros garantizados de las emisiones de cada combustible a la salida de la turbina presentados en la oferta técnica por la Contratista. Los valores garantizados de las emisiones se presentan sobre una base individual de las turbinas a gas y no incluyen contribuciones del aire ambiente. Los mismos

² Si bien este dato fue informado por el proveedor del equipo el mismo asegurará en todo momento el cumplimiento de los parámetros de emisión regulados por el ENRE y el OPDS.

aplican durante la operación en estado estacionario y no durante los arranques, paradas, transferencia de combustible, condiciones transitorias y/o actividades de puesta en servicio iniciales.

Las dos chimeneas de las turbinas de gas existentes, también se conservarán. Estas tienen una altura de 32 m y un diámetro de 6 m. La velocidad de salida de los gases del ciclo abierto varía entre 40,6 m/s y 62,3 m/s según si se utiliza gas natural o combustible líquido, respectivamente. Asimismo, la temperatura de salida es de 581 °C para gas natural y de 546 °C para combustible líquido.

Si bien los caudales máxicos emitidos no variarán con la ampliación a ciclo combinado de la CTEB, dado que se modifica la velocidad con la que éstos son emitidos, sí se verán alteradas las concentraciones de los distintos componentes.

El Punto 5 del Anexo de la Resolución N° 13/12 del ENRE, establece las frecuencias mínimas de muestreo de gases en unidades generadores de energía. Al respecto, determina que las unidades de ciclo combinado sin agregado de combustible en el recuperador de calor, son consideradas similares a las turbinas de gas en ciclo abierto. Las unidades de turbo-gas que puedan utilizar indistintamente combustibles líquidos o gaseosos, como las de la CTEB, deberán realizar mediciones de NO_x, SO₂, MPT, O₂ y temperatura con frecuencia trimestral. Asimismo se deberá informar el contenido de humedad y la velocidad de salida del efluente a partir de una memoria de cálculo y considerando los datos de combustión.

Si en el trimestre la unidad fuera despachada menos de 300 horas continuas o discontinuas, no deberá efectuarse la medición correspondiente a ese trimestre. En caso de darse esta situación durante varios trimestres consecutivos, las mediciones indicadas deberán efectuarse cada 720 horas de marcha acumuladas.

Si durante un semestre completo a partir de la última medición, la unidad fuera despachada exclusivamente con gas natural, se deben realizar mediciones semestrales de temperatura, NO_x y O₂ y análisis químico del gas natural consumido con indicación del contenido de azufre. Asimismo, el contenido de humedad y velocidad de salida de los gases se informará a partir de una memoria de cálculo teniendo en cuenta los datos de combustión.

Tal como se desarrolló en el Punto 2.2.1.7 - Sistema de medición continua de emisiones, las cuatro chimeneas contarán con sistemas continuos de toma de medición y análisis de NO_x, CO, O₂, SO₂ y opacidad, de los gases de salida. La chimenea de la caldera auxiliar, por su parte, contará con analizadores de gases de escape de NO_x, CO, O₂ (Punto 2.2.1.2). Además, todas las chimeneas tendrán instalaciones para posibilitar la toma de muestras manuales, a fin de evaluar los componentes adicionales.

2.4.3.2 Ruidos y vibraciones

Durante la etapa de construcción se producirán emisiones de ruidos y vibraciones debido al funcionamiento de maquinarias tales como retroexcavadoras, zanjadoras mecánicas, rodillos compactadores, compactadores manuales, camiones mezcladores, volcadores, regadores, dosificadoras de hormigón, entre otros. Para evitar efectos en la salud de los trabajadores, se tomarán las medidas de control y protección auditiva que resulten necesarias.

Por otra parte, los principales equipos incorporados que generarán ruidos y vibraciones durante la operación de la Planta en ciclo combinado, serán el turbogenerador de vapor y la caldera de recuperación de calor. Al respecto, el proveedor garantiza un nivel acústico de emisión en la fuente menor a 85 dB(A) para cada uno de estos equipos principales junto con sus auxiliares. Tal como se mencionó anteriormente ambos equipos se encontrarán aislados acústicamente con el exterior.

La evaluación considera el nivel sonoro en las proximidades del cerramiento acústico de los equipos, tal como se muestra en la Figura 20 y Figura 21. Estos valores se proveen para condiciones de trabajo en estado estacionario a carga base, en un medio libre de ruido. Los métodos utilizados para la medición fueron definidos por Siemens según sus procedimientos de test acústicos.

El impacto sonoro resultante de la operación de estos equipos es evaluado en detalle en el Capítulo 5 – Estudios especiales.

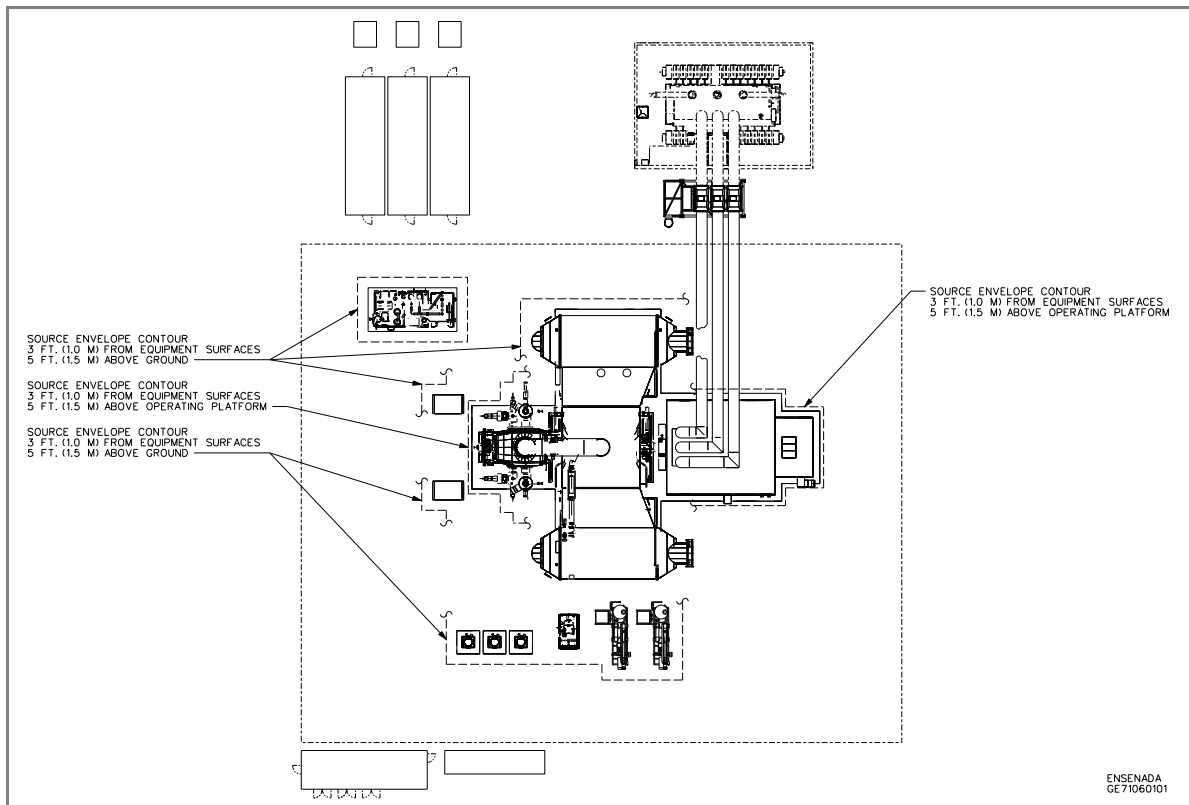


Figura 20. Sitio de medición acústica del turbogenerador de vapor.

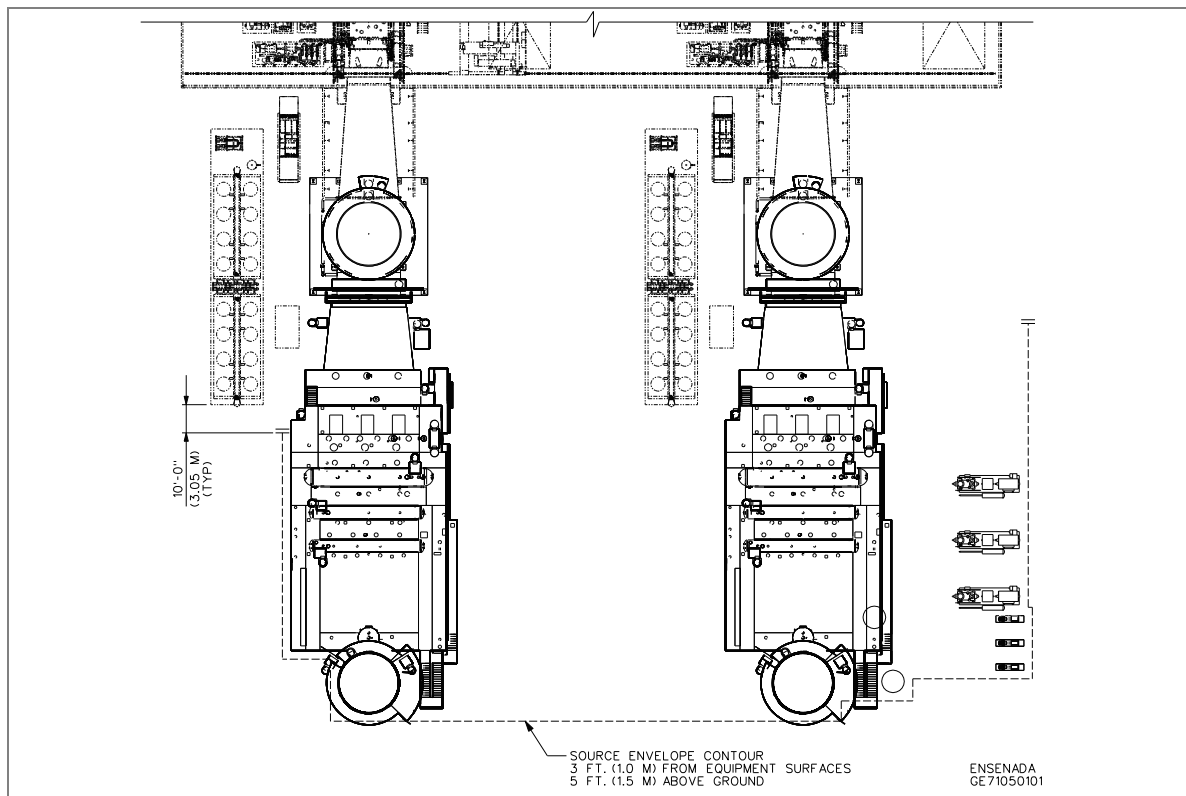


Figura 21. Sitio de medición acústica de la caldera de recuperación de calor.

Las vibraciones producto del funcionamiento normal de la CTEB serán minimizadas mediante la incorporación de sistemas aislantes en los equipos que lo requieran. De este modo, se considera que las mismas no serán significativas.

3 OBRA DE TOMA DE AGUA Y DESCARGA

Para el funcionamiento del ciclo combinado y como obra auxiliar fundamental será necesario construir el sistema de refrigeración del circuito agua - vapor. En este caso el sistema será abierto y corresponderá a la toma de agua cruda desde el Río de La Plata, su circulación en el intercambiador de calor y su vuelco completo en canal del Gato, con un determinado incremento de temperatura que variará entre 7,5 °C y 11,5 °C dependiendo del régimen de funcionamiento de la turbina de vapor.

El agua de refrigeración necesaria para condensar el vapor producido por el ciclo térmico, será tomada desde el Río de la Plata, a partir de la construcción de una obra de toma de 56.405 m³/h (15,668 m³/s) de caudal de diseño. La misma se encontrará ubicada sobre la margen noreste de la dársena de la toma de agua de ASBA, a unos 340 m de la toma propiamente dicha, en la localidad de Ensenada. Asociado a estas obras será necesario realizar el dragado de la dársena de la toma de agua de ABSA y de un canal hacia el interior del Río de La Plata, a fin de contar con la altura de columna de agua adecuada según el caudal de toma aún en situaciones de bajantes pronunciadas.

Desde la toma, el agua cruda se transportará mediante un acueducto de aproximadamente 3,6 km de largo y 3,0 m de diámetro hasta el condensador ubicado en la CTEB.

El diseño de las instalaciones antes mencionadas se realizó considerando las siguientes condiciones climáticas e hidrológicas del Río de la Plata. En especial es importante destacar los niveles de agua mínimos y máximos, para los cuales se tomó una recurrencia de 100 años.

Tabla 20. Condiciones climáticas e hidrológicas del Río de la Plata.

Parámetro	Unidad	Valor
Temperatura mínima anual	°C	5
Temperatura máxima anual	°C	28
Temperatura media mínima invernal	°C	9,9
Temperatura media máxima estival	°C	22,8
Vientos predominantes	Dirección	Este
Vientos semidominantes	Dirección	Noreste y Sudeste
Velocidad de viento máxima	-	Mes de octubre, hasta 8 días seguidos de más de 43 km/h
Velocidad de viento media	km/h	12
Velocidad máxima de la corriente	m/s	2
Dirección de la corriente	-	123° / 303° perpendicular al canal de acceso principal
Nivel mínimo del río (recurrencia de 100 años) ^(*)	m	- 2,92
Nivel máximo del río (recurrencia de 100 años) ^(*)	m	+ 3,74
Amplitud promedio	m	+ 0,82
Variación diaria entre pleamar y bajamar (en los últimos 50 años)	m	+ 3,66 / - 2,33
Variación máxima absoluta entre mareas	m	5,99

^(*) Referido al nivel cero del mareógrafo de La Plata.

Fuente: UTN (2010) TAEN-00-M-IO-026 - Descripción del funcionamiento.

Una vez utilizada, el agua cruda en los sistemas y operaciones que lo requieran, se volcará al canal del Gato, mediante una obra de descarga a ejecutar. Dicho canal se encuentra lindero al predio de la CTEB y desemboca luego en el sistema hídrico Río Santiago.

A continuación se observa una imagen satelital donde se presenta la ubicación de la obra de toma, la traza del acueducto hasta la CTEB y el punto de descarga en el canal del Gato (Figura 22).

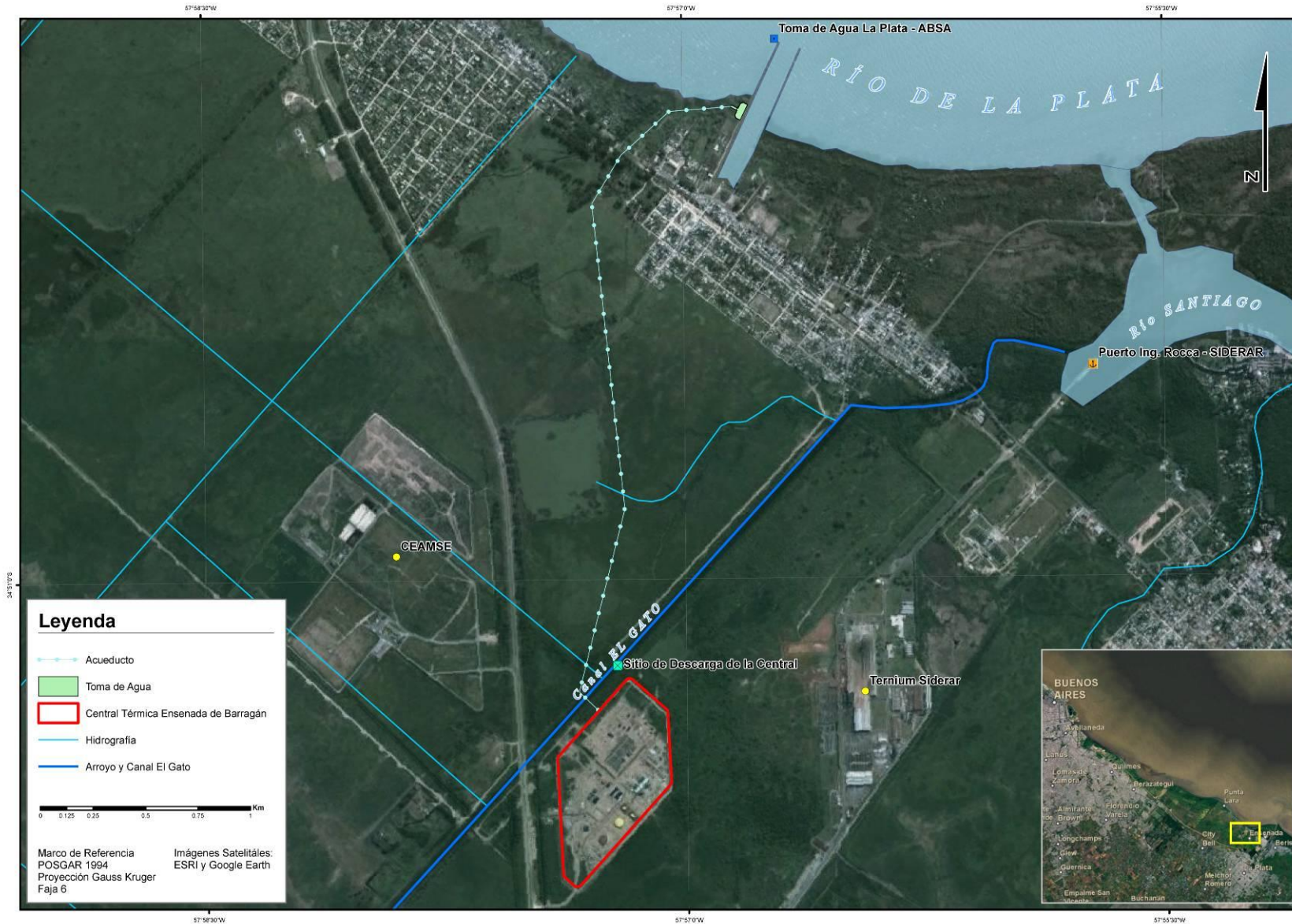


Figura 22. Ubicación de la toma de agua, de la traza del acueducto hacia la CTAB y de la descarga.

3.1 ETAPA DE CONSTRUCCIÓN

3.1.1 Toma de agua

La ingeniería básica de la toma de agua y del acueducto a construir, tomada de referencia para la elaboración del presente estudio, fue incluida en el pliego de la Licitación Pública Nacional e Internacional ENARSA N° EE 07/2010.

La obra de toma a construir consistirá en un recinto de aproximadamente 83 m de ancho, ubicado sobre la margen noreste de la dársena de toma de agua de ABSA. El mismo se encontrará a unos 340 m de distancia de la toma propiamente dicha en dirección de su desembocadura y a unos 300 m del morro de la escollera noroeste, que la protege del río.

A continuación se observa un plano con la ubicación de la futura toma (Figura 23) e imágenes actuales de la zona de emplazamiento (Figura 24).



Figura 23. Planos de la dársena de toma de agua.



Figura 24. Imágenes de la zona de emplazamiento de la futura obra de toma de la CTEB.

El recinto de toma será de 83 m de ancho por 43 m de fondo, mientras que la casa de bombas contará con un recinto principal de aproximadamente 33 m de fondo, medido desde la embocadura hasta la cara interna del muro tablestacado del fondo. La embocadura de la casa de bombas será de forma trapecial de casi 30 m de base mayor y 16 m de base menor, por 8,4 m de fondo. La base menor se corresponderá con la toma de la casa de bombas.

El recinto contará con un tablestacado doble de aproximadamente 1,3 m de ancho compuesto por tablestacas metálicas de tipo Larsen o similar, hincadas hasta los estratos duros. La parte superior estará terminada por una viga de coronamiento de 1,40 m de ancho por 1,00 m de altura. Asimismo, el tablestacado estará vinculado entre sí por medio de perfiles metálicos de unos 0,70 m de altura; y estará relleno de material granular o similar.

La cota de fondo de la casa de bombas será de -7,15 m. Considerando esto, se definió la cota de fondo del recinto en -7,50 m respecto del cero local. Cabe mencionar que la bajante mínima en el Puerto de La Plata es de -2,92 m. Asimismo, la cota de coronamiento del tablestacado estará en +4,75 m que corresponde a 1,01 m por arriba de la máxima verificada en el Puerto La Plata, de +3,74 m.

El fondo del recinto estará separado del suelo natural por un geotextil sobre el cual se colocará una capa de arena y otra de grava para evitar la percolación del material que compone el lecho.

A continuación se observan vistas en planta, laterales y en corte de la toma y la casa de bombas a construir.

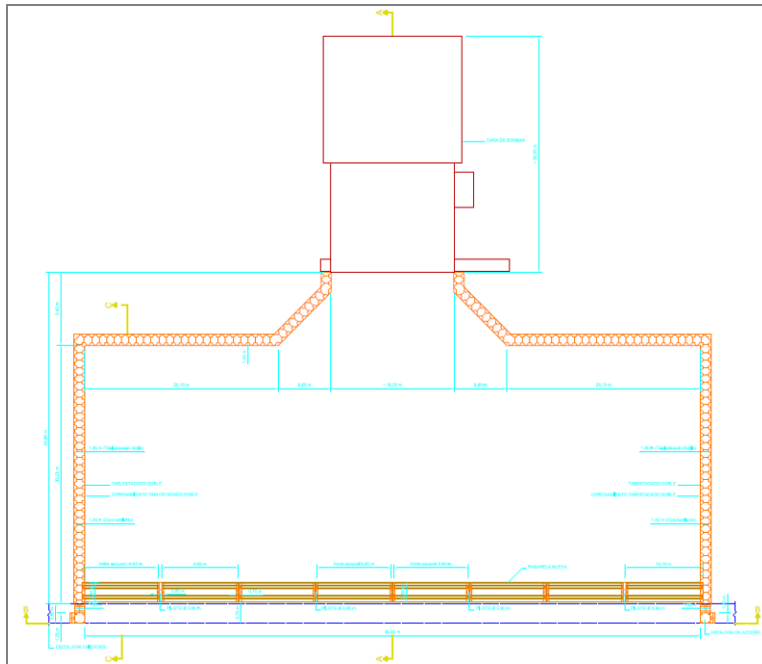


Figura 25. Vista lateral de la toma de agua y casa de bombas de la CTEB.

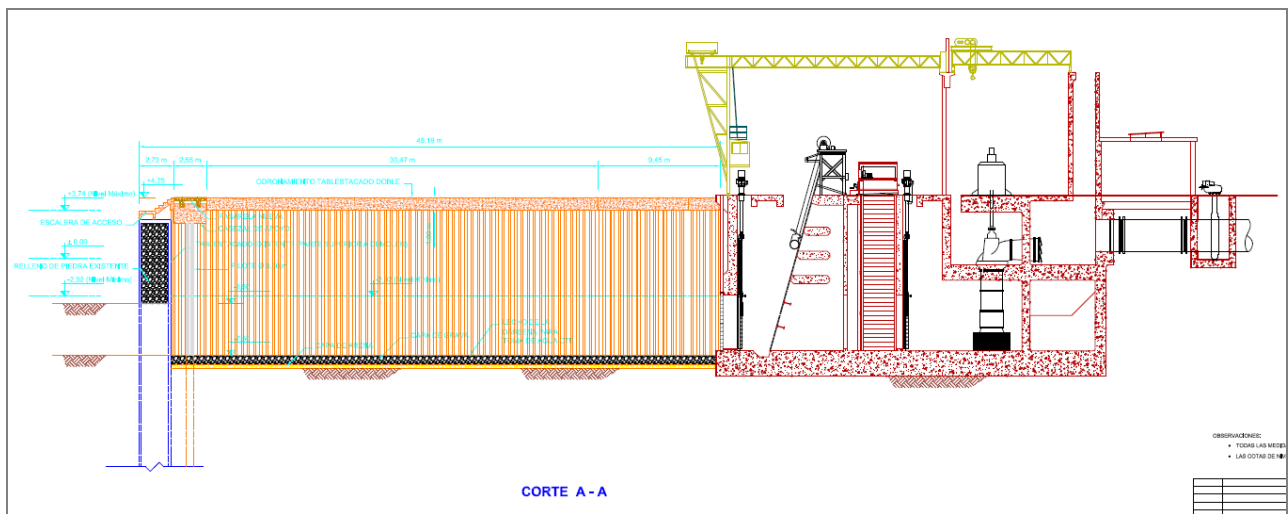


Figura 26. Vista en corte de la toma de agua y casa de bombas de la CTEB.

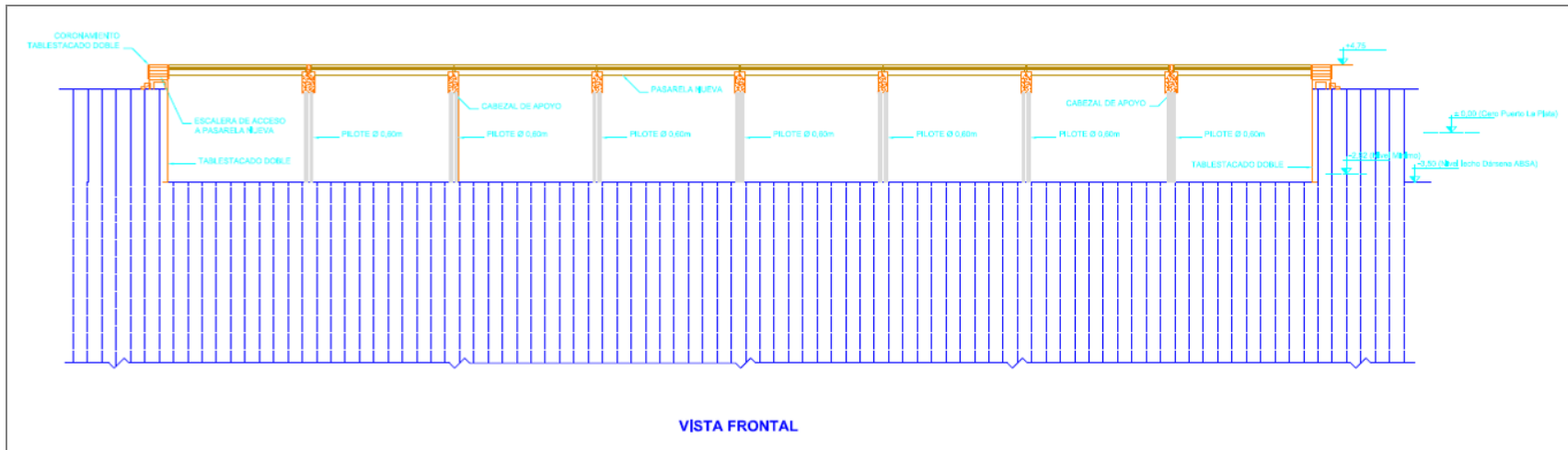


Figura 27. Vista frontal de la toma de agua y casa de bombas de la CTEB.

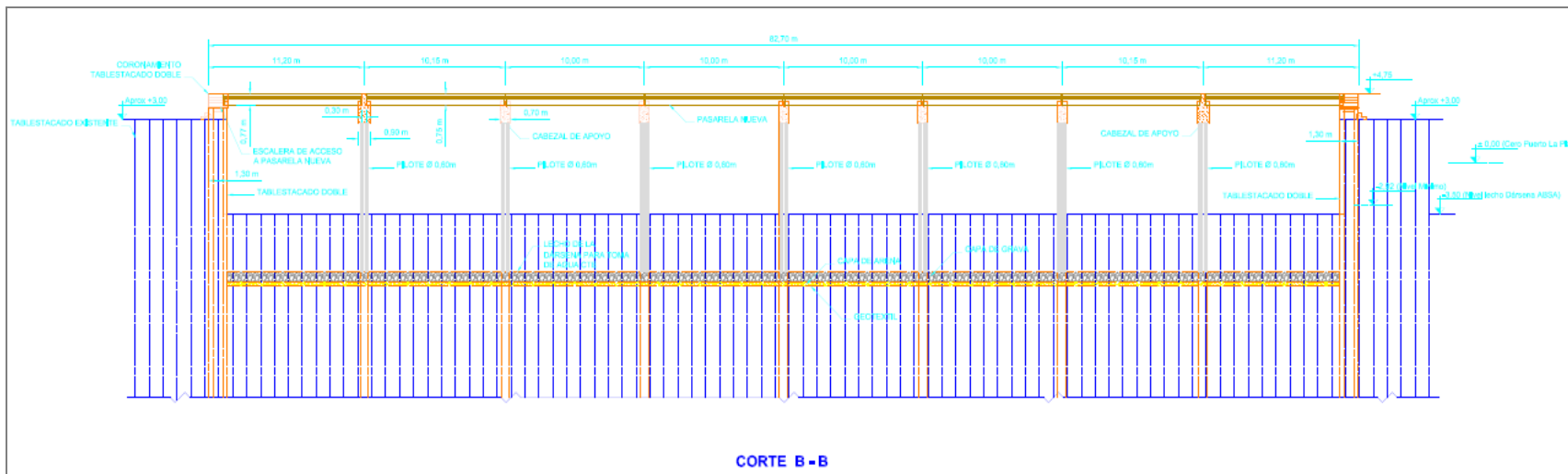


Figura 28. Vista en corte de la toma de agua y casa de bombas de la CTEB.

Para vincular este recinto con la dársena de ABSA será necesario demoler 84 m de la escollera noreste hasta la cota coincidente con el nivel de fondo de la dársena. Esta escollera, está formada por un tablestacado doble de tablestacas de hormigón armado, vinculadas entre sí por una estructura de hormigón armado. El ancho de la misma a nivel del coronamiento es de aproximadamente 2,5 m. El nivel de coronamiento es variable, siendo su nivel más bajo +3,0 m y el más alto +3,50 m, aproximadamente.

Esta escollera es utilizada por pescadores para acceder al morro. Por lo tanto se la reemplazará por una pasarela peatonal ubicada dentro del recinto de toma de agua. La misma estará compuesta por vigas premoldeadas de forma de “pi” o “TT” con una losa superior y dos nervios, de 10 m de longitud por 2,50 m de ancho y 0,75 m de alto. La cota superior de la pasarela coincidirá con la de la viga de coronamiento (+4,75 m). El acceso a la pasarela se realizará por medio de dos escaleras, que sortearán la diferencia entre su nivel y el de la cota superior del coronamiento de la escollera.

Las vigas premoldeadas mencionadas se apoyarán sobre cabezales que a su vez estarán apuntalados sobre pilotes de 0,60 m de diámetro de hormigón armado. Los cabezales podrán ser de dos tipos. En primer lugar, habrá vigas rectangulares de 2,50 m de largo por 0,90 de ancho y 2,00 m de altura en la parte central y 1,50 m en los costados. También habrá vigas rectangulares de 2,50 m de largo por 0,70 m de ancho y 1,50 m de alto. Ambas dispondrán de cuatro nichos para el montaje de vigas premoldeadas.

Para el montaje de las vigas, el coronamiento del tablestacado dispondrá de un nicho en cada extremo, cuyas dimensiones generales serán 2,55 m de largo, por 0,35 m de ancho y 0,775 m de profundidad.

Será necesario realizar un estudio de suelos a fin de identificar los estratos de mantos duros donde se fijarán los pilotes de la pasarela y las tablestacas que compondrán el muro delimitador del recinto, así como también las fundaciones de la casa de bombas y edificios de instalaciones anexas. También se deberán identificar los suelos superficiales que requerirán rellenos hasta alcanzar la cota de +4,90 m, necesaria para acceder a las instalaciones de bombeo y servicios anexas.

3.1.1.1 Dragado

El emplazamiento del recinto para la toma de agua de la CTEB requerirá del dragado de la dársena de ABSA para alcanzar la cota de fondo de -3,50 m respecto al cero local del Puerto La Plata. Asimismo, se prevé la posibilidad de profundizar del lecho del canal frente a la dársena de la CTEB, a - 7,50 m. Este tramo tendría una longitud del orden de los 100 m.

De acuerdo al relevamiento batimétrico realizado durante 2010, cuyos resultados se muestran en la Figura 29, el canal de la dársena actualmente tiene cotas de lecho variables entre -3,50 m y -1,00 m. En especial, las cotas de nivel del lecho en el tramo donde se implantará la toma de agua de la CTEB varían entre -1,50 m y -1,00 m. A partir de esto, y según lo presentado en el documento TAEN-00-MC-030 elaborado por la UTN, los volúmenes de dragado de apertura de la dársena desde las progresivas 40 m hasta 920 m, sin la profundización adicional de 4 m frente a la dársena de la CTEB, será de 77.400 m³; con la profundización mencionada, el volumen aumentaría en 15.000 m³, resultando en 92.409 m³.

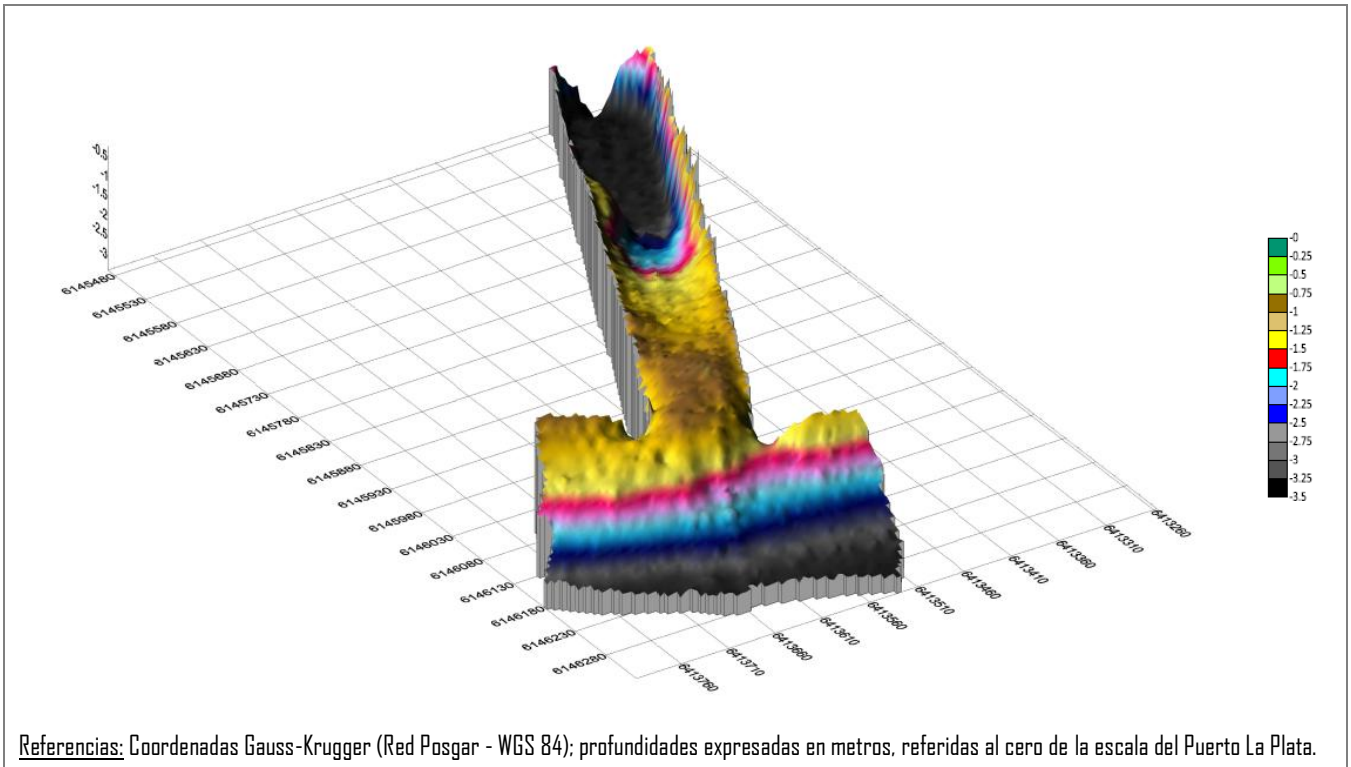
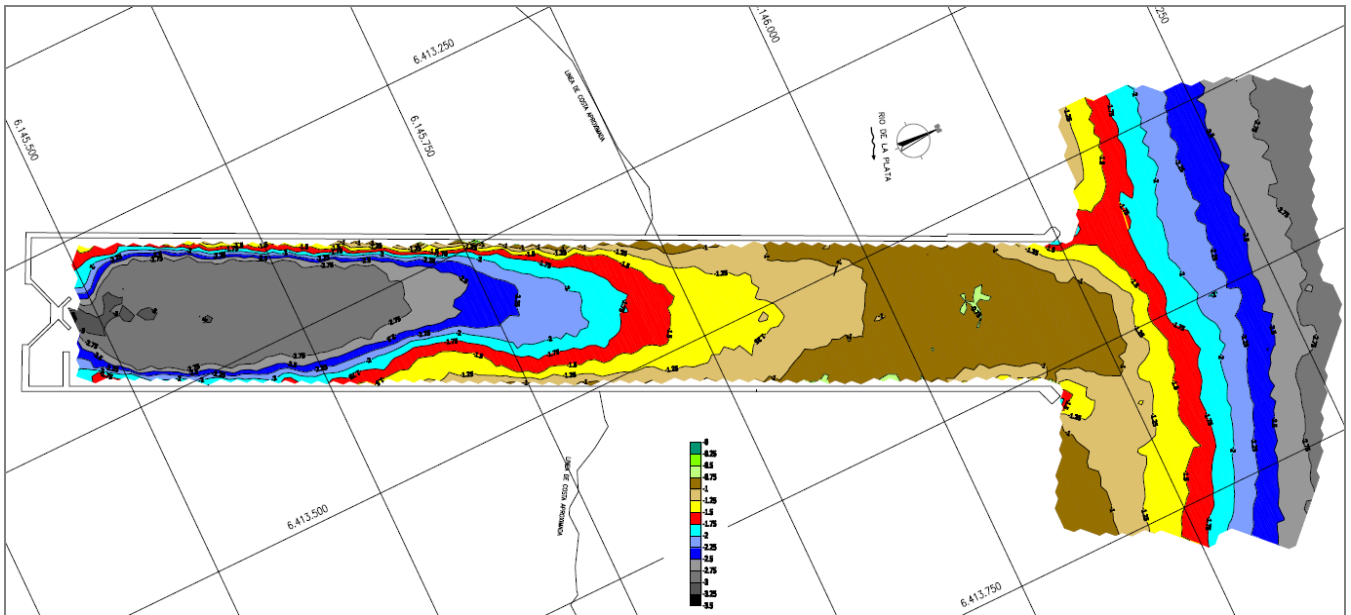


Figura 29. Resultados del relevamiento batimétrico del canal de toma de agua de ABSA, realizado en noviembre de 2010.

Fuente: UTN (2010), CTA-10-03 (arriba), CTA-10-04 (abajo)

Asimismo, se evaluó la necesidad de realizar dragados de mantenimiento trimestrales, que involucrarían un volumen del orden de los 20.000 m³.

El dragado en evaluación se realizaría mediante el uso de una draga de cortador. La disposición del material dragado, por su parte, debería efectuarse río adentro a unos 2 o 3 km de la costa, de modo que el mismo no afecte la toma de agua de ABSA.

3.1.1.2 Cronograma estimativo de tareas

A continuación se presenta un cronograma estimativo de las tareas a desarrollar durante la obra de toma de agua de la CTEB. En el mismo se consideran las siguientes etapas:

- Proyecto ejecutivo;
- Movilización, obrador y acopio de materiales:
 - Instalación del obrador;
 - Movilización de equipos;
 - Acopio de materiales.
- Construcción de muro perimetral:
 - Hincas de tablestacas;
 - Relleno tablestacado doble;
 - Viga de coronamiento.
- Construcción de pasarela:
 - Pilotes de 0,60 m de diámetro;
 - Fabricación de vigas premoldeadas;
 - Cabezales;
 - Montaje de vigas premoldeadas;
 - Construcción de escaleras.
- Excavación y apertura del recinto:
 - Excavación del recinto;
 - Apertura del recinto.
- Dragado de la dársena de ABSA.

Se prevén aproximadamente 200 días o, lo que es lo mismo, entre seis y siete meses para el desarrollo de la totalidad de las tareas descriptas, comenzando por el desarrollo del proyecto. Sin embargo, la obra propiamente dicha tendrá una duración aproximada de 110 días, o casi cuatro meses.

3.1.2 Acueducto

La cañería de impulsión de agua que irá desde la cámara de carga de las bombas de río hasta la cámara de succión de las bombas de agua de circulación, será un conducto de 3,0 m de diámetro y 3.600 m de longitud que será construido a través de la apertura de una zanja de aproximadamente 25 m de ancho en su parte superior.

Como presión interna de diseño, se especificará un valor de 4 kg/cm^2 . La máxima presión operativa que podrá alcanzar la bomba de impulsión será del orden de $1,5 \text{ kg/cm}^2$. Asimismo, la presión externa para el cálculo de los refuerzos externos será de 1 kg/cm^2 . Estos valores son considerados conservativos, teniendo en cuenta que la presión máxima a la que estará sometida la cañería no será mayor a la diferencia de niveles entre la toma y la descarga, lo cual sumado a la pérdida de carga, será del orden de 12 mca. Asimismo, la temperatura de diseño adoptada será 46° C .

El material de fabricación de las cañerías del acueducto será chapa de acero al carbono, revestido con pinturas epoxídicas en ambas caras y con anillos de refuerzo en la cara externa del ducto. Su espesor se calculará por presión interna, según la norma ASME VIII DIV.1 y se lo verificará con los mínimos requeridos por la norma AWWA. También se calculará el espesor por presión externa utilizando el código de la normativa ya citada, ASME VIII DIV.1.

Su fabricación se realizará de a tramos, en taller. Los mismos serán preparados para ser soldados en obra. Los tratamientos superficiales de arenados, granallados, etc., para la eliminación de cáscaras de laminación, óxidos y otras suciedades, etc., serán acordes a los revestimientos a utilizar. Cada tramo contará con orejas de izaje que permitirán su carga, descarga y movimiento en obra. Asimismo, las bocas de inspección o entradas de hombre ubicadas en los tramos que correspondan estarán completas con tapas, espárragos, tuercas, juntas y pescantes.

A fin de evitar daños durante la carga, el transporte y la descarga de las cañerías, los distintos tramos contarán con rigidizadores metálicos, sus extremos serán biselados y amoldados para las soldaduras en obra y contarán con protección para permitir la finalización del revestimiento. Asimismo, se transportarán como máximo dos camadas por vez y se acopiarán con cunas.

Tal como fue mencionado, las cañerías serán protegidas interior y exteriormente. Los revestimientos se aplicarán de acuerdo a las normas AWWA C 203, AWWA C 205, AWWA C 620 y AWWA C 210 y consistirán en un sistema de epoxi líquido. Previo a su aplicación, los tramos serán arenados a "grado comercial" según la norma SSPC-SP N°6 o SIS 055900/67 Sa 2 y luego limpiados para asegurar la eliminación de todo residuo abrasivo o polvo de superficie. Inmediatamente después de la limpieza abrasiva, se aplicará un esquema de pintura basado en epoxis de alto zinc y alta resistencia a la sumersión en agua y resistentes a ataques químicos. Si bien el revestimiento de los tramos se efectuará en el taller donde se fabriquen, los extremos deberán ser preparados para ser revestidos después de soldadas las uniones.

Las cañerías se instalarán respetando una tapada de diseño de 1,8 m, o una tapada mínima de 1,10 m en caso de interferencias puntuales. También podrán definirse otros valores de tapada en los planos del proyecto. Sin embargo, no se permitirá colocar cañerías bajo calzada con tapadas menores a la mínima excepto si se realiza un recubrimiento estructural de hormigón. De todos modos, nunca la instalación afectará al paquete estructural del pavimento. Además, las zanjas deberán cubrirse con planchas de acero, conformadas adecuadamente para permitir la circulación de vehículos sin riesgos.

La tubería se colocará sobre un lecho de apoyo de 10 cm de espesor con material aprobado. Asimismo, si la capacidad portante del terreno fuera menor a $0,5 \text{ kg/cm}^2$, el mismo será mejorado mediante sustitución o modificación.

Las excavaciones se realizarán en seco. Cuando sea necesario eliminar agua subterránea, se deberá prever su desagote o la depresión de la napa, según resulte conveniente. Las operaciones de desagote serán adecuadas para asegurar la estabilidad de las estructuras adyacentes y la integridad de la obra terminada. La determinación del mejor sistema de apuntalamiento, talud y otras precauciones que garanticen la estabilidad y seguridad del personal, será definido a partir de la realización de un estudio de suelos. Una vez concluida la obra, el nivel de agua subterránea deberá volver a su valor original, por lo que se deberá considerar la flotación o el asentamiento de la cañería para el caso de ascenso extraordinario del nivel freático.

Los rellenos y terraplenamientos se realizarán en capas uniformes, evitando el volcado directo sobre la cañería. Los materiales de asiento se colocarán de manera pareja alrededor de la cañería para que al compactarse, el material provea un soporte uniforme en el fondo y los laterales. Asimismo, el material de relleno deberá estar libre de piedras o cualquier otro elemento que pudiera dañar el revestimiento de la cañería. En etapa de excavación se deberá proteger la capa vegetal superior para lo cual se dispondrá a un costado, de modo de poder restituirla una vez realizado el relleno.

A fin de garantizar la seguridad del tránsito vehicular y peatonal, tanto de terceros como de personal afectado a la obra, se instalarán señales que deberán mantenerse visibles, limpias y reflectantes. Las mismas se colocarán en sitios que presenten situaciones de riesgo, tales como estrechamientos de calzada, desvíos provisorios, excavaciones o cunetas profundas, desniveles de pavimento o entre calzadas adyacentes, máquinas, obreros trabajando u otros, citados como ejemplo no taxativo.

Además, la cañería estará adecuadamente protegida contra la corrosión con corriente impresa, la cual se obtendrá con un rectificador de corriente que suministrará la intensidad necesaria para obtener un potencial no mayor a -850 mV . La cañería aérea será aislada de la parte enterrada mediante juntas dieléctricas.

Se efectuará la prueba hidráulica del acueducto por tramos. La misma se realizará una vez que la cañería haya sido montada, mientras la zanja siga abierta. La presión hidrostática de prueba mínima será de $6,5 \text{ kg/cm}^2$ manométrica. La tubería se mantendrá llena con agua a presión, como mínimo durante 24 hs antes de iniciar la prueba. La presión de prueba se mantendrá durante 1 hs como mínimo y luego se procederá a inspeccionar todo su recorrido. No deberán observarse exudaciones ni pérdidas en envuelta, juntas, ni disminuciones en las marcas de los manómetros. Luego se verificará la inexistencia de pérdidas invisibles manteniendo la presión durante 1 hs más, en la cual no deberán observarse variaciones en los manómetros. Toda junta que presente fallas o acuse pérdidas durante la prueba, deberá ser reparada y luego se repetirá la prueba.

Existe la posibilidad de reemplazar el acero al carbono como material de construcción de la cañería por resinas con refuerzo de fibras de vidrio (PRFV). Esto mejoraría las condiciones de montaje ya que se evitarían los trabajos de soldadura y pintura, y de esta manera, se disminuirían los requerimientos de equipos y mano de obra. Existe una tercera alternativa, que sería emplear el sistema *pipe jacking*. Éste utiliza una tunelera y un sistema de empuje para el hincado de los tubos. Dicha metodología sería la más conveniente ya que no sería necesario excavar una zanja y se evitarían los trabajos de soldadura y pintura. De todos modos, no se ha concluido la evaluación de factibilidad de las alternativas mencionadas.

3.1.2.1 Método constructivo

La instalación de la cañería de acero al carbono se realizará mediante el sistema a cielo abierto. La misma consistirá en la excavación de una zanja con talud 1:2. Tal como puede observarse en la Figura 30, la excavación será de aproximadamente 5 m de profundidad y 5 m de ancho en su base, mientras que en la superficie alcanzará los 25 m.

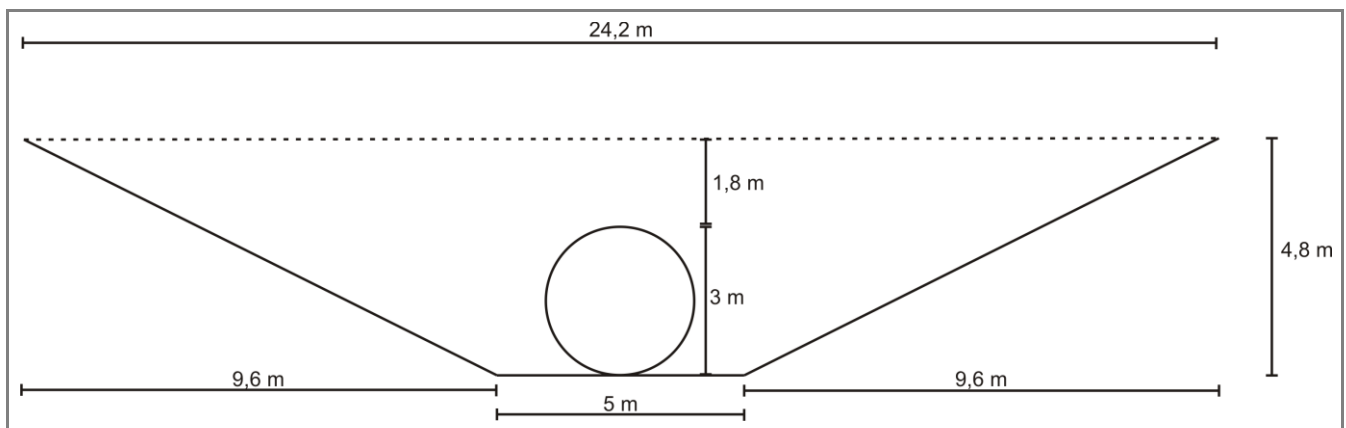


Figura 30. Medidas de la zanja a excavar para instalar la cañería.

Para atravesar la avenida costanera y el canal del Gato se ejecutará el desvío del tránsito o cauce a fin de permitir el tendido de la cañería en ese tramo. Previo a su ejecución se deberá planificar la comunicación a la comunidad afectada por los cortes y desvíos, informando acerca de riesgos potenciales, rutas alternativas, etc.

3.1.2.2 Mano de obra e instalación de obradores

Se estima que los trabajos de montaje tendrán una duración de 210 días, a partir del inicio de la fabricación de las cañerías. El montaje se realizará avanzando desde un único frente, para lo cual será necesario construir previamente un camino de acceso paralelo a la traza del acueducto.

Se requerirá la ocupación de alrededor de 30 operarios junto con un plantel de supervisión de 6 personas, durante el pico de los trabajos.

Como equipamiento requerido se considerarán principalmente excavadoras sobre orugas, con una capacidad de pala de 2 m³ aptas para profundidades de 8 metros; topadoras D7/D8; palas cargadoras con baldes de 4 m³; y camiones con capacidad de hasta 20 m³.

Para estas obras, se utilizarán obradores ubicados dentro del predio de la Central, que contarán con vestuarios, sanitarios y comedor.

3.1.2.3 Residuos, efluentes y emisiones

Los residuos a ser generados podrán clasificarse en especiales, inertes o asimilables con domiciliarios dependiendo de su corriente de generación. En términos generales se espera generar residuos típicos de obra como aceites usados, restos de resinas, pinturas, solventes y disolventes, así como restos inertes de materiales de construcción y de los provenientes de las excavaciones. En este último caso se espera generar una serie de materiales derivados del desmonte y desbroce en las zonas de obra, así como materiales excavados que no cumplan con los requerimientos para ser utilizados nuevamente como relleno de las distintas aperturas. Cabe mencionar que el mantenimiento de equipos no se realizará en el frente de obra, sino en ámbitos adecuados.

En el caso de los efluentes líquidos, más allá de los drenajes propios dados por evento de lluvia, y especialmente en base a que la metodología constructiva será en seco resulta factible generar de manera permanente trasvases de agua desde la capa acuífera freática deprimida hacia alguna conducción superficial artificial o cuerpo de agua natural.

De acuerdo a la información recogida en perforaciones de la zona, el acuífero freático se compone de dos capas que confluyen en una única, hacia el Río de la Plata. La capa freática superior presenta en general una potencia de 10 m, mientras que la inferior alcanza una potencia de 15 a 20 m. Sobre la comarca donde se ubica la CTEB, las zonas de descarga natural están relacionadas con el arroyo El Gato (canal del Gato) y la superficie de la Paleo Llanura Intermareal. Esta unidad geomórfica es recurrentemente sometida a procesos de inundación, por el drenaje impedido que presenta, los que alternan con períodos de evaporación. En ella la superficie freática mantiene una posición horizontal cercana a la superficie del terreno, entre 0,50 y 2 metros, de tal forma que durante los períodos de lluvias extraordinarias la freática intercepta la superficie del terreno y aflora especialmente en los ambientes relacionados con los Paleo Canales de Marea y áreas adyacentes entre estos.

Las emisiones gaseosas principales serán del tipo móviles provenientes de vehículos o equipos portátiles de generación de energía eléctrica (generadores a base de combustible líquido), que serán utilizados durante las tareas de construcción.

3.1.3 Descarga

Una vez que el agua se utilizó para el sistema de enfriamiento en el condensador, la misma será volcada hacia el canal del Gato que limita con el predio de la CTEB. La descarga al canal del Gato se hará mediante una cámara difusora y un vertedero de protección que evite el ingreso del agua desde el canal al predio de la Central.

El caudal de descarga será el mismo que el requerido por el condensador: 15,67 m³/s. Las condiciones de descarga se describieron anteriormente, en el Punto 2.4.2.

3.2 TECNOLOGÍA A INSTALAR Y OPERACIÓN

La obra de toma de agua y el acueducto correspondiente hasta la CTEB, serán dimensionados a fin de abastecer el agua de refrigeración requerida para condensar todo el vapor producido por el ciclo térmico. Asimismo, se prevé la alimentación de sistemas auxiliares de la toma de agua como la limpieza de rejillas y la sala de cloración; y otros consumos de agua de refrigeración adicionales, que pudieran requerirse en la Central. Se adoptó, por lo tanto, un caudal de diseño de 56.405 m³/h, o lo que es lo mismo, 15,668 m³/s (15,67 m³/s).

Para alimentar dicho caudal se previó la instalación de tres bombas de agua del 50% del caudal total (28.203 m³/h cada una). En operación normal funcionarán dos de estas bombas, mientras que la tercera permanecerá parada como reserva. Las bombas a instalar serán verticales del tipo centrífugo y permitirán mantener el nivel de carga constante de acuerdo al caudal requerido a diferentes niveles de agua disponibles.

La toma de agua contará con tres canales de rejillas de limpieza. Estos estarán compuestos por los siguientes elementos:

- Esclusa principal de entrada;
- Compuertas de entrada tipo *stop log*;
- Reja fija primaria;
- Rejilla rotativa;
- Compuerta de salida motorizada.

Una vez atravesado el canal de rejillas de limpieza, el agua ingresará a un canal común de succión de las bombas. Las bombas, a su vez descargarán a una chimenea de carga a partir de la cual ingresará en la cañería de impulsión. El ducto de impulsión tendrá un diámetro de 3,0 m y recorrerá aproximadamente 3.600 m hacia la CTEB.

3.2.1 Niveles piezométricos

Las bombas de alimentación de agua desde el río hasta el condensador, deberán proveer energía suficiente al agua para poder vencer las pérdidas del proceso.

En primer lugar, en la toma de agua, la pérdida de carga generada tanto por las compuertas de entrada, como por las de salida del canal de rejillas será de 11 mm. Por su parte, las rejillas fijas y rotantes generarán una pérdida de carga máxima cuando se encuentren sucias. Al respecto, se adopta una diferencia de nivel de 300 mm, a partir del cual se iniciará automáticamente el proceso de limpieza.

A continuación se presentan las pérdidas de carga de los elementos constitutivos de la toma de agua de río y de su impulsión hasta la CTEB. También se establecen los niveles piezométricos, partiendo del nivel mínimo de río, con recurrencia de 100 años (ver Tabla 20).

Tabla 21. Pérdida de carga y niveles piezométricos de elementos constitutivos de la toma de agua del Río de la Plata.

Elemento	Pérdida de carga [mm]	Nivel piezométrico [m] ¹
Compuertas de entrada al canal de rejas	11	- 2,93
Rejas fijas	300	- 3,23
Rejillas rotantes	300	- 3,53
Compuertas de salida del canal de rejas	11	- 3,54
Pérdida de carga en el ducto de impulsión (3.600 m de longitud)	3,6 / 4,1	- 7,14 / - 7,64

¹ Operando con el mínimo nivel de río: -2,92 m.

Fuente: Elaboración propia a partir del documento TAEN-00-M-MC-018 (UTN - 2010)

Considerando los niveles piezométricos evaluados y las posibles alturas de río se obtienen las alturas de impulsión requeridas por las bombas de la toma y la potencia teórica de las mismas. Al respecto, se adoptará una altura máxima de 12,5 m para lo cual se requerirá una potencia de 2.500 kW.

Por otra parte, las bombas de agua de circulación de los condensadores deberán dimensionarse para salvar el nivel entre la cámara de succión y la descarga, a nivel del condensador. Para ello deberá considerarse la pérdida de carga en el condensador y en el circuito de cañerías desde las bombas hasta el canal de descarga.

3.2.2 Equipos de bombeo

Para la operación del ciclo combinado de la CTEB se instalarán bombas de impulsión que tomarán el agua del río para conducirla hasta la Central. Tal como fue mencionado anteriormente, se instalarán tres bombas de caudal equivalente al 50% del caudal de diseño.

El sistema de bombeo estará conformado por los elementos detallados a continuación.

- Bomba principal;
- Motor eléctrico de accionamiento;
- Acoplamiento;
- Instrumentación;
- Cableado eléctrico del conjunto;
- Tablero de control;
- Accesorios;
- Bombas sumergibles portátiles para el vaciado de los canales de toma y/o de succión.

Las bombas de impulsión de agua de río, serán centrífugas de eje vertical, de una o varias etapas. A continuación se presentan más características y luego se observan vistas en plano y en corte de la sala de bombas.

Tabla 22. Descripción de las bombas de impulsión de agua de río.

Característica	Unidad	Valor
Cantidad	-	3
Caudal	m ³ /h	28.200
Altura de impulsión máxima	m	4,11
Altura de impulsión normal	m	8,45
Altura de impulsión mínima	m	11,37
Nivel mínimo de agua (recurrencia de 100 años) (*)	m	- 2,92
Nivel normal de agua	m	0,00
Nivel máximo de agua (recurrencia de 100 años) (*)	m	+ 3,74
Nivel mínimo de la cámara de bombas	m	- 7,15
Amplitud promedio	m	0,82

(*) Referido al nivel cero del mareógrafo de La Plata

Fuente: UTN (2010) TAEN-00-M-DS-015

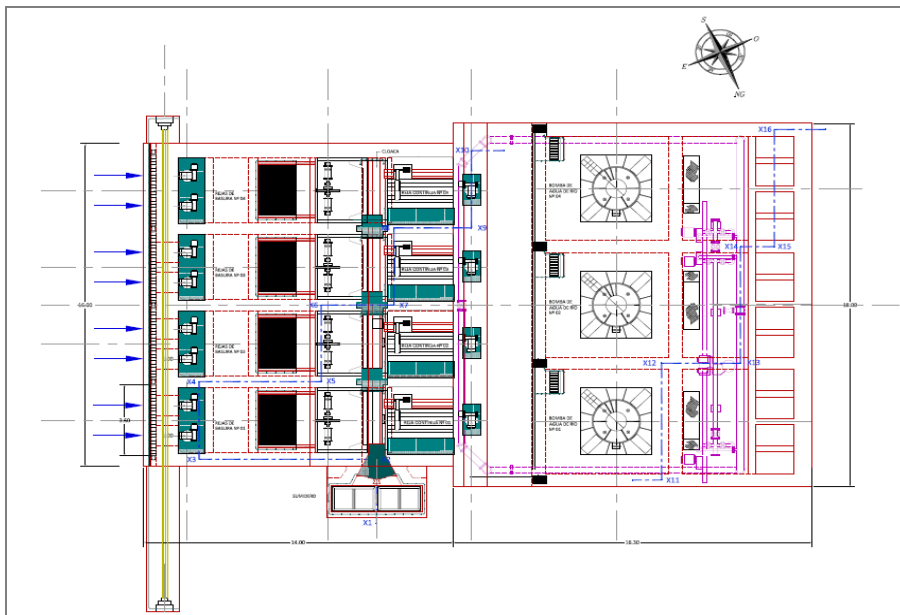


Figura 31. Vista en planta sobre el nivel + 4,90 m de la sala de bombas de río.

Fuente: UTN (2010) TAEN-00-M-DS-015

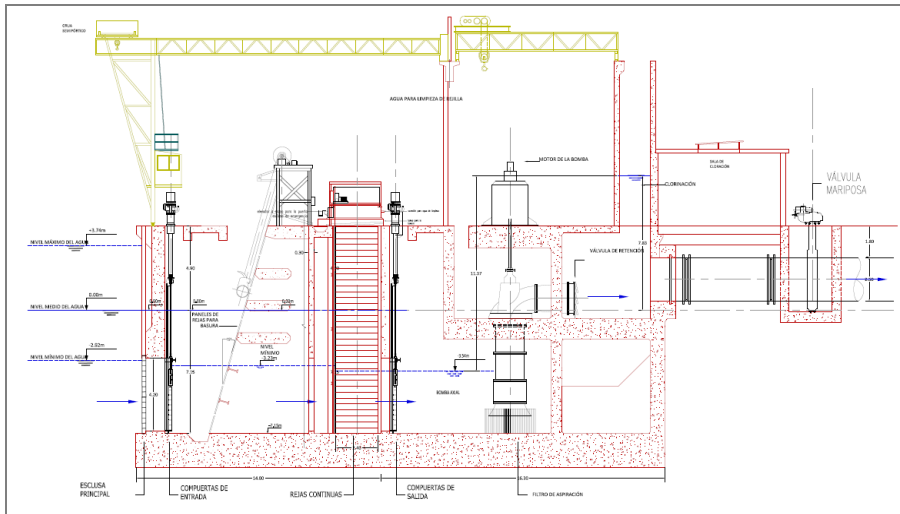


Figura 32. Corte longitudinal de la sala de bombas de río.

Fuente: UTN (2010) TAEN-00-M-DS-015

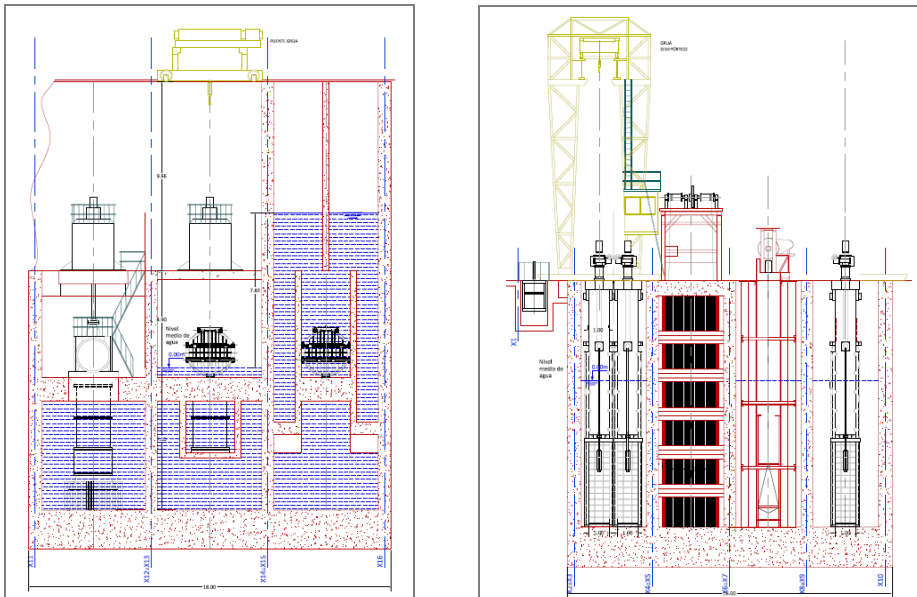


Figura 33. Cortes transversales de la sala de bombas de río

Fuente: UTN (2010) TAEN-00-M-DS-015

El motor de accionamiento de las bombas será apto para operar en forma vertical, asíncrona, de jaula de ardilla y apta para una tensión de alimentación a 50 Hz. El mismo será dimensionado para la máxima carga de servicio con un factor de diseño de 1,25. El acoplamiento entre el eje de la bomba y el eje de este motor eléctrico será directo, sin la necesidad de reductores de velocidad. Además, estará compuesto por un acople flexible pesado que permitirá absorber las pequeñas desalineaciones entre ambos.

Tal como fue antedicho, en los canales de entrada se instalarán rejas primarias y rejillas rotativas para procurar la protección de los equipos de bombeo. Las rejas primarias separarán todo deshecho mayor a 50 mm y contarán con un mecanismo de limpieza compuesto por un rastrillo de basura y un pórtico con mecanismos de elevación. El rastrillo estará constituido por dientes de tamaño adecuado para lograr el encastre sobre la superficie libre de la reja, soldados sobre un tubo principal. Su limpieza se realizará en forma automática por diferencia de nivel entre aguas abajo y aguas arriba (300 mm) o mediante la programación de un temporizador que accionará el sistema a intervalos de tiempo fijos.

Por su parte, las rejillas rotativas separarán todos los desechos mayores a 3 mm. Las mismas serán de tipo flujo central y de limpieza automática. Estarán provistas de una tolva para separar los desperdicios, que a su vez, descargará en una cloaca hacia un canasto con desperdicios. El mecanismo de limpieza estará compuesto por boquillas por donde se impulsará agua hacia la rejilla, bombas de limpieza que tomarán el agua filtrada y un sistema de cañerías y válvulas. Además el mecanismo de rotación de la rejilla estará compuesto por cadenas montadas sobre la rejilla, accionadas mediante ruedas dentadas asociadas a un eje que girará solidario a un reductor a sin fin y corona, unido a un motor eléctrico mediante un acoplamiento flexible.

Las bombas también contarán con filtros de succión independientes, como elemento de protección adicional.

El codo de descarga se adecuará a las condiciones de instalación y consistirá en un codo normal provisto de una brida de extensión para alojar el cojinete de empuje. En el lugar donde el eje atravesará el codo, se dispondrá de una cámara de sello. La misma deberá absorber las pequeñas deflexiones que se produzcan bajo carga. Los extremos del codo contarán con bridas maquinadas de unión a espiga y enchufe a fin de unirlos a la carcasa y al tubo de descarga.

El empuje axial tomará las diferencias de presión que se producirán en el rotor. El cojinete de empuje a su vez, absorberá las cargas axiales y radiales que se originen. El mismo será en baño de aceite y con camisa de enfriamiento por medio de agua. El agua de enfriamiento deberá tomarse de la descarga de la bomba y devuelta a su succión. El recipiente de aceite, por su parte, tendrá una boca de reposición y drenaje, indicador de nivel y un transmisor indicador de temperatura que permitirá la visualización local y remota de la misma. Todos estos elementos serán fácilmente accesibles sin necesidad de desmontaje.

Asimismo, habrá cojinetes radiales situados en el interior de la bomba que estarán lubricados por la propia agua que pase por la bomba. Los mismos estarán diseñados de tal forma que las partículas se introduzcan entre ellos y el eje, puedan ser eliminadas.

Como elementos de regulación y control, habrá un sistema de protección de sobrecarga del motor eléctrico, un transmisor del nivel de agua y un sistema de control propiamente dicho.

Las bombas serán probadas hidráulicamente para obtener las curvas reales de altura de impulsión, potencia, rendimiento y sumergencia en función del caudal. De este modo se obtendrán los puntos de funcionamiento. Además el proveedor de las bombas deberá realizar un estudio de modelos de la cámara de succión de las bombas, para garantizar que el adoptado previene la formación de vórtices que puedan afectar su funcionamiento.

Por último, las bombas portátiles sumergibles para el vaciado de las cámaras de rejillas durante inspección o reparación, serán de un diámetro tal que pueda ingresar a los puntos de achique sin inconvenientes. Cada bomba será accionada por un motor eléctrico blindado y hermético, bobinado por corriente alterna trifásica con potencia mínima de 5 HP, 50 Hz y velocidad nominal de 3000 rpm.

3.2.3 Descripción del funcionamiento

Para comenzar el bombeo debe verificarse que las esclusas principales se encuentren desmontadas. Esto se realizará desde el puente grúa a instalar en la zona de los canales de rejas. Dicha verificación será visual, ya que su cierre sólo se ejecutará en casos de reparaciones mayores en los canales de rejas.

Asimismo, deberán estar abiertas las compuertas de entrada a los canales de rejas, así como también las de salida. Su posición podrá ser verificada y modificada desde la sala de control. También se verificará que el sistema de rastrillo de las rejas de limpieza se encuentre energizado y listo para operar. Por su parte, la bomba de agua para limpieza de las rejillas rotantes se pondrá en funcionamiento previo al comienzo del bombeo y las válvulas de agua de limpieza correspondientes, deberán permanecer abiertas.

Si bien se manejarán desde la sala de control, el sistema de rastrillo y el de las bombas de agua para limpieza de las rejillas rotantes, contarán también con comandos locales para actividades de mantenimiento. En caso de fallas de estos sistemas, una alarma notificará al operador en la sala de control. Asimismo, podrán ser reparados sin necesidad de vaciar el canal de ingreso.

Las válvulas mariposa sobre el conducto principal también deberán permanecer abiertas durante la operación de la toma. Las mismas contarán con fines de carrera visualizables desde la sala de control. Sus actuadores podrán ser intervenidos sin necesidad de interrumpir el suministro de agua a la Central.

Si la(s) bomba(s) en servicio se pararan por cualquier inconveniente, como fallas en el motor eléctrico o bajos niveles de la cámara de succión, el operador podrá arrancar la bomba de reserva. Las bombas contarán con botoneras de paro y arranque local, para casos de mantenimiento. Estas tareas podrán ser realizadas con un puente grúa adecuado.

Cuando el bombeo de agua de río comience, las bombas de refrigeración del condensador estarán paradas. Las mismas se podrán poner en marcha una vez que se alcance el nivel requerido en su batea de succión. En caso de parada de las bombas de refrigeración de condensado se informará al operador de la toma de agua que procederá a parar una o ambas bombas, o mantendrá las condiciones y el exceso de agua se derivará a través del canal de salida. Asimismo, el paro intempestivo de las bombas de la toma, será informado a la Central para que se tomen las medidas necesarias.

3.3 INSUMOS

El funcionamiento normal de la toma de agua cruda y del sistema de impulsión hacia la CTEB, requerirá primordialmente del suministro de los siguientes insumos:

- A. Energía eléctrica: para el funcionamiento de las bombas de impulsión de agua cruda y de agua de circulación;
- B. Aceites lubricantes para la operación de las bombas:
- C. Cloro: para efectuar la cloración en la toma.

4 DRAGADO

Tal como fue mencionado anteriormente en el Punto 3.1.1.1, debido a las características de la zona, la presencia del canal de toma de ABSA y la ubicación de la futura estación de bombeo, será necesaria la ejecución de la profundización a través del dragado del área de toma, como de un canal hacia el interior del río que permita asegurar de forma permanente la columna de agua necesaria para la operación de las bombas.

En tal sentido está prevista la ejecución de una campaña de dragado de apertura, lo más cercana posible a la puesta en marcha de las obras de ampliación del ciclo combinado. También se contempla efectuar un sobredragado técnico que permitirá cumplimentar las profundidades exigidas y posteriormente, campañas de mantenimiento del canal de toma de agua, espaciadas conforme a la tasa de sedimentación que se registre y al sobredragado que se haya realizado.

La descripción de la obra de profundización por dragado del área de toma y canal no será analizada en esta instancia sino en un informe complementario, por cuanto sólo se menciona en este punto a título ilustrativo, entendiéndose que resulta una actividad fundamental en cuanto favorece el acondicionamiento del medio para que sea efectiva la toma de agua. En otro informe se analizarán de forma específica los impactos propios de esta actividad para la zona en estudio y de acuerdo con la tecnología y especificaciones técnicas particulares definidas.