



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
ENERGÍA – ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

EVALUACIÓN DE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS PARA LOS SISTEMAS DE  
ENFRIAMIENTO DE REACTORES NUCLEARES GENERACIÓN III  
EN EL SITIO DE LAGUNA VERDE

TESIS  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:  
HÉCTOR JACOBO CRUZ BÁEZ

TUTOR  
DR. JUAN LUIS FRANCOIS LACOUTURE  
FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉXICO, D. F. JUNIO 2013



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dra. Cecilia Martin Del Campo Márquez

Secretario: Dr. Juan Luis Francois Lacouture

Vocal: M.C. Pamela Fran Nelson Edelstein

1<sup>er.</sup> Suplente: M. en C. Gabriel Calleros Micheland

2<sup>d o.</sup> Suplente: M. I. Carlos Villanueva Moreno

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Veracruz, Ver., y México, D.F.

**TUTOR DE TESIS:**

Dr. Juan Luis Francois Lacouture

-----  
**FIRMA**



## **DEDICATORIA**

DEDICO ESTE TRABAJO A WENDY, MI ESPOSA Y COMPAÑERA DE VIDA, YA QUE SIN SU APOYO Y COMPRENSIÓN NUNCA HUBIERA SIDO POSIBLE REALIZAR ESTA TESIS. GRACIAS POR PERMITIRNOS PASAR UNA VIDA JUNTOS Y POR SER LA MUJER IDEAL PARA MÍ.

A MI FAMILIA, A MI MAMÁ, MI PAPÁ Y MI HERMANA, POR ENSEÑARME A TRABAJAR PARA SALIR ADELANTE.

A MI NUEVA FAMILIA, MIS SUEGROS Y MI CUÑADA, GRACIAS POR SU ALEGRIA Y POR RECIBIRME CON LOS BRAZOS ABIERTOS.



## **AGRADECIMIENTOS**

AGRADEZCO PROFUNDAMENTE A MI ASESOR EL DR. JUAN LUIS FRANCOIS LACOUTURE POR SU INVALUABLE E INCANSABLE APOYO Y MOTIVACIÓN DURANTE EL DESARROLLO DE ESTA TESIS, GRACIAS POR SU PACIENCIA Y SU TIEMPO. AGRADEZCO A MIS SINODALES POR SUS APORTACIONES Y COMENTARIOS.

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO, POR DEJARME SER UN ALUMNO MÁS DE LA MEJOR UNIVERSIDAD DEL PAÍS, POR DARME LA OPORTUNIDAD DE CRECER.

AGRADEZCO PROFUNDAMENTE A LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, A LA CFE, QUIEN ME HA DADO LA OPORTUNIDAD DE CRECER EN LO PROFESIONAL Y PERSONAL, A AQUELLOS QUE HICIERON POSIBLE QUE UN TRABAJADOR DE CFE FUERA A SU VEZ ALUMNO DE LA UNAM.

GRACIAS...





# ÍNDICE

RESUMEN .....	xii
ABSTRACT .....	xiii
INTRODUCCIÓN .....	xiv
CAPITULO I.....	1
Parámetros Meteorológicos y del Agua de Mar en las inmediaciones del sitio de la Central Laguna Verde.....	1
1.0 Introducción.....	1
1.1 Meteorología .....	2
1.1.1 Viento .....	2
1.1.2 Temperatura, Punto de Rocío y Humedad Relativa .....	3
1.1.3 Temperatura del Agua del Golfo de México .....	10
1.2 Normatividad aplicable .....	13
1.2.1 Ultimo Sumidero de Calor.....	13
1.2.2 Descargas de Agua Residual .....	14
1.2.3 Niveles de Agua de Mar.....	14
1.2.4 Características Químicas del Agua .....	16
1.3 Arreglos de Planta.....	18
1.3.1 Tipos de arreglos a evaluar.....	20
1.3.2 AP1000 Westinghouse .....	24
1.3.3 ABWR General Electric – Hitachi .....	26
CAPITULO II.....	28
Métodos de Enfriamiento en Centrales Nucleares.....	28
2.1 Centrales Nucleares .....	28
2.1.1 Principales Componentes.....	29
2.1.2 Clasificación de los reactores .....	33

2.2 Sistemas de Enfriamiento en Centrales Nucleares .....	34
2.2.1 Principales Sistemas de Enfriamiento en una Central Nuclear .....	34
2.2.1.1 Sistema de Agua de Circulación (CWS).....	35
2.2.1.2 Sistema de Agua de Servicio del Reactor (RSW).....	36
2.2.1.3 Último Sumidero de Calor (UHS) .....	37
2.3 Tipos de Circuitos de Enfriamiento. ....	38
2.3.1 Circuito Abierto .....	38
2.3.2 Circuito Abierto con torre de enfriamiento auxiliar .....	39
2.3.2 Circuito cerrado con torre de enfriamiento .....	40
2.4 Torres de Enfriamiento.....	41
2.4.1 Introducción .....	42
2.4.2 Clasificación de torres de enfriamiento .....	44
2.4.3 Fundamentos termodinámicos .....	48
2.4.4 Términos principales de torres de enfriamiento .....	53
2.4.5 Condiciones de proceso y recomendaciones en las torres de enfriamiento .....	53
2.5 Tipos de Condensadores .....	57
2.5.1 Condensador Multipresión (Multipressure) .....	57
2.5.2 Condensador de una Presión (Single Pressure) .....	59
CAPITULO III.....	60
Alternativas para los sistemas de enfriamiento de reactor tipo ABWR .....	60
3.0 Introducción.....	60
3.1 Descripción de las alternativas a estudiar .....	61
3.1.1 Sistema de Agua de Circulación (CWS).....	61
3.1.2 Ultimo Sumidero de Calor/ Sistema de Agua de Servicio del Reactor (RSW) .....	63
3.2 Consideraciones y Entradas de Diseño.....	63
3.3 Evaluación Técnica .....	66

3.4 Datos Meteorológicos y del Agua de Mar .....	67
3.4.1 Datos Meteorológicos .....	67
3.4.2 Temperatura del Agua de Mar.....	69
3.5 Sistema de Agua de Circulación (CWS).....	71
3.5.1 Bases de Diseño.....	71
3.5.2 Descripción de casos a evaluar .....	72
3.6 Último Sumidero de Calor (UHS)/ Agua de Servicio del Reactor (RSW).....	77
3.6.1 Bases de Diseño.....	77
3.6.2 Descripción de casos a Evaluar .....	79
3.7 Información del Condensador .....	83
3.8 Información de Torres de Enfriamiento .....	85
3.9 Dimensionamiento de tuberías .....	90
3.10 Dimensionamiento de Bombas.....	91
3.10.1 Potencia de las Bombas .....	92
3.11 Energía Total Generada .....	93
3.12 Consumo de Auxiliares y Producción Neta Anual .....	94
3.13 Análisis Económico.....	96
3.14 Resultados y Recomendaciones.....	102
CAPITULO IV .....	113
Alternativas para los sistemas de enfriamiento de reactor tipo AP1000 .....	113
4.0 Introducción.....	113
4.1 Evaluación Técnica .....	114
4.2 Datos Meteorológicos y del Agua de Mar .....	115
4.3 Sistema de Agua de Circulación (CWS).....	115
4.3.1 Bases de Diseño.....	115
4.3.2 Descripción de casos a evaluar .....	117

4.4 Sistema de Agua de Servicio del Reactor (RSW) .....	120
4.4.1 Bases de Diseño.....	120
4.4.2 Descripción de casos a evaluar .....	122
4.5 Ventiladores, Tuberías y Bombas.....	123
4.6 Costos Anuales, Costos de Capital y Costos Totales .....	124
4.7 Resultados y Recomendaciones.....	126
Conclusiones Finales .....	137
ANEXO A.....	139
Cálculos Utilizados en las Tablas de Capítulos 3 y 4 .....	139
A.1 Caída de Presión en el Condensador .....	139
A.2 Dimensiones de las Torres de Enfriamiento.....	146
A.3 Dimensiones de las Tuberías del CWS y Torres de Enfriamiento .....	150
A.4 Dimensiones de las Bombas del CWS y de las Torres de Enfriamiento .....	152
A.4.1 Caída por fricción en tuberías.....	152
A.4.2 Caída de presión estática .....	160
A.5 Cálculos del Factor de Nivelación .....	164
A.6 Análisis de Sensibilidad .....	166
A.6.1 Análisis de Sensibilidad: Factor de capacidad .....	166
A.6.2 Análisis de Sensibilidad: Costo de venta nivelado de electricidad .....	167
A.6.3 Análisis de Sensibilidad: Total de costos directos.....	168
A.7 Calculo de temperatura de bulbo húmedo.....	169
ANEXO B.....	171
Arreglos de Planta y Caída de Presión .....	171

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Localización instrumentación corrientes marinas.....	2
Figura 1.2 Rosa de vientos de frecuencia y dirección de vientos en Laguna Verde (periodo 1980-2009) .....	4
Figura 1.3. Rosa de vientos de frecuencia por intervalo de rapidez en Laguna Verde (Periodo 1980-2009) .....	5
Figura 1.4 Grafica Temperatura del Aire.....	6
Figura 1.5 Tendencia de la temperatura del Agua de Mar. ....	11
Figura 1.6 Niveles Agua de Mar en el Golfo de México .....	17
Figura 1.8 Reactor Instalado en la dirección al OESTE (Caso B) .....	22
Figura 1.9 Reactor Instalado en la dirección al SUR (Caso C) .....	23
Figura 1.10 Reactor Instalado en la dirección al NORTE (Caso D) .....	23
Figura 1.11. Arreglo AP1000.....	25
Figura 1.12. Arreglo ABWR GE HITACHI .....	27
Figura 2.1 Esquema de un circuito abierto .....	39
Figura 2.2 Circuito Abierto Típico en una Central Eléctrica.....	40
Figura 2.3 Esquema de un circuito abierto con torre auxiliar .....	40
Figura 2.4 Torre de Enfriamiento.....	41
Figura 2.5 Esquema de un circuito cerrado.....	42
Figura 2.6 Torre de Enfriamiento en circuito cerrado .....	43
Figura 2.7 Esquema de operación de una torre de enfriamiento .....	44
Figura 2.8 Tipo de torres de enfriamiento de tiro natural .....	47
Figura 2.9 Esquemas generales de distintos tipos de torres.....	48
Figura 2.10 Gota de Agua a través de la torre de enfriamiento.....	49
Figura 2.11 Relaciones de agua y aire y el potencial impulsor que existe en una torre de contraflujo	49
Figura 2.12 Entalpia Vs. Temperatura en la Torre de Enfriamiento .....	51

Figura 2.13 Desempeño de la torre de enfriamiento .....	52
Figura 2.14. Arreglo típico de una Torre de Enfriamiento en los procesos de una Central Nuclear .....	54
Figura 2.15 Recirculación en las Torres de Enfriamiento.....	54
Figura 2.16 Diseño típico torres de enfriamiento.....	55
Figura 2.17 Ubicaciones recomendadas para evitar Interferencia.....	57
Figura 2.18 Diagrama esquemático de un condensador multipresión.....	58
Figura 2.19 Ejemplo de condensador de una presión. ....	59
Figura 3.1 Generación eléctrica vs Presión Absoluta de operación del Condensador. ....	94
Figura 3.2 Costos totales asociados al proyecto.....	99
Figura 3.3 Comparación de los Ingresos Netos en el Valor Presente (Tabla 3.H) .....	103
Figura 3.4 Comparación de los Ingresos Netos en el Valor Presente (Tabla 3.I).....	104
Figura 3.5 Costos Totales en el Valor Presente (Tabla 3.J).....	104
Figura 4.1 Generación eléctrica vs Presión absoluta de operación del condensador. ....	124
Figura 4.2 Comparación de los Ingresos Netos en el Valor Presente (Tabla 4.C).....	127
Figura 4.3 Comparación de los Ingresos Netos en el Valor Presente (Tabla 4.D) .....	128
Figura 4.4 Costos Totales en el Valor Presente (Tabla 4.E) .....	128
Figura A.1 Pérdida por los Tubos .....	142
Figura A.2 Factor de Corrección por Temperatura .....	144
Figura A.3 Pérdida por caja de agua y salida de los tubos .....	145
Figura A.4 Curva Característica de una Torre de Enfriamiento .....	148
Figura A.5 Ejemplo 1 de Curvas Características del CTI .....	149
Figura A.6 Ejemplo 2 de Curvas Características del CTI .....	149
Figura A.7 Vista de Planta Sistema Abierto de un solo paso.....	155
Figura A.8 Vista Lateral Sistema Abierto de un solo paso.....	155
Figura A.9 Vista de detalle Sistema Abierto de un solo paso .....	156
Figura A.10 Vista de Planta Sistema Cerrado con Torres de Enfriamiento .....	156

Figura A.11 Vista Lateral Sistema Cerrado con Torres de Enfriamiento .....	157
Figura A.12 Vista de detalle Sistema Cerrado con Torres de Enfriamiento .....	157
Figura A.13 Características de un accesorio en el modelo (codo).....	158
Figura A.14 Características de una tubería en el modelo .....	158
Figura A.15 Adición de componentes o accesorios especiales en una tubería.....	159
Figura A.16 Modelo Hidráulico del sistema cerrado de enfriamiento con torres mecánicas (caída de fricción) .....	160



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.A Temperaturas máximas de aire coincidentes .....	8
Tabla 1.B Temperaturas de bulbo húmedo máximas (No coincidentes).....	8
Tabla 1.C Temperaturas de bulbo seco.....	8
Tabla 1.D Temperaturas de bulbo húmedo coincidentes .....	10
Tabla 1.E. Temperatura superficial de Agua de Mar en Boya de Referencia .....	12
Tabla 1.F. Temperatura superficial de Agua de Mar en Obra de Toma.....	12
Tabla 1.G Resumen de los resultados obtenidos en la Descarga 1 en el 2009 .....	17
Tabla 1.H Resultados de cada uno de los casos evaluados .....	21
Tabla 2.A Clasificación de los reactores .....	34
Tabla 3.A Temperatura de Bulbo Húmedo y Valores de Excedencia.....	68
Tabla 3.B: Temperatura de Agua de Mar dentro de las Escolleras.....	70
Tabla 3.C: Datos del Sistema CW .....	71
Tabla 3.D: Datos del Sistema UHS/RSW.....	78
Tabla 3.E: Datos de Torres de Enfriamiento del Sistema UHS/RSW.....	78
Tabla 3.F Potencia Neta Generada, MW .....	95
Tabla 3.G Principales parámetros económicos .....	98
Tabla 3.H Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema CW Condensador Multipresión .....	105
Tabla 3.I Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema CW Condensador de Una Presión .....	107
Tabla 3.J Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema UHS/RSW.....	110
Tabla 4.A: Datos del Sistema CW.....	116
Tabla 4.B: Datos del Sistema RSW .....	121
Tabla 4.C Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema CW Condensador Multipresión .....	129

Tabla 4.D Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema CW Condensador de Una Presión .....	131
Tabla 4.E Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema RSW .....	134
Tabla A.A: Factor de Corrección por Espesor de Pared .....	143
Tabla A.B: Parámetros Económicos .....	165
Tabla A.C: Análisis de Sensibilidad: Factor de capacidad.....	167
Tabla A.D: Análisis de Sensibilidad: Costo de venta nivelado de electricidad.....	168
Tabla A.E: Análisis de Sensibilidad: Total de costos directos .....	169



## RESUMEN

La selección del tipo de circuito de enfriamiento más conveniente para una unidad nuclear forma parte de las primeras actividades que se deben realizar dentro del proyecto de construcción de una Central Nuclear, debido a que las trayectorias de las tuberías enterradas o túneles por los cuales circulará el agua de enfriamiento deben ser oportunamente consideradas durante las actividades de excavación y preparación del sitio.

Utilizando como datos de entrada las características meteorológicas específicas para el sitio de Laguna Verde, se realizó un estudio conceptual comparativo de las distintas alternativas que se pueden utilizar como sistemas de enfriamiento de nuevas unidades nucleares, en particular para el sistema de agua de circulación y sistema de agua del reactor o último sumidero de calor. Considerando los reactores del tipo ABWR y AP1000, se utilizaron los arreglos típicos de planta para cada tecnología y se realizó una comparación entre las distintas opciones disponibles, para identificar la opción más conveniente a utilizar en cada tipo de tecnología.

En el capítulo 3 y anexo A se desarrolló a detalle la metodología y cálculos realizados con el objetivo de facilitar su implementación para la realización de estudios similares en cualquier otro sitio identificado como viable para la construcción de nuevas unidades nucleares.

En las tablas comparativas de los capítulos 3 y 4 se observa que la opción más conveniente para el sistema de agua de circulación es un circuito abierto de enfriamiento, cuando se utiliza condensador de una presión, y agregando torres auxiliares, en el caso de condensadores multipresión. Por otro lado, para el sistema de agua del reactor tenemos como conclusión que en el caso del ABWR la opción más conveniente es un circuito abierto de enfriamiento, y en el reactor AP1000 es el circuito cerrado con torres de enfriamiento de tiro mecánico.

En el sitio de Laguna Verde la disponibilidad del agua proveniente del Golfo de México vuelve más conveniente las opciones con circuito abierto de enfriamiento, y adicionalmente las condiciones de humedad relativa elevada disminuyen la factibilidad de uso de las torres de enfriamiento, pero en cualquier otro sitio se deben evaluar a detalle dichas consideraciones.



## **ABSTRACT**

The process of selecting the most convenient type of cooling circuit for a nuclear unit is part of the first activities that should be done as part of a nuclear power plant construction Project, this is because the roads of the buried piping or tunnels for the cooling water must be consider in advance during the excavation and site preparation activities.

Using the specific meteorological characteristics of Laguna Verde site, it was performed a comparative conceptual study of the different alternatives that can be used for the cooling systems of new nuclear power plants, in particular for the circulating water system and reactor service water or ultimate heat sink. Considering the ABWR and AP1000 reactors type, the typical plant arrangements was used and it was perform the comparison between the different available options, to identify the most convenient option for each technology.

In chapter three and annex A it was develop a detail methodology and calculations with the objective of simplify its implementation in the perform of similar studies in any other site identify as viable for the construction of new nuclear power plants.

In the comparative tables of chapters three and four it's observed that the most convenient option for the circulating water system is an open loop cooling system, when you use a single pressure condenser, and adding helper cooling towers, in the case of multi-pressure condensers. Furthermore, for the reactor water system the conclusion is that for the ABWR the most convenient option is an open loop cooling system, and for the AP1000 reactor is the closed loop cooling system with cooling towers.

In Laguna Verde site the availability of water from the Gulf of Mexico it becomes more convenient the open loop cooling options, and additionally the high relative humidity conditions lower the feasibility of using cooling towers, but in any other site this considerations must be evaluated in detail.



# INTRODUCCIÓN

El tema de la energía es, sin lugar a dudas, uno de los grandes temas nacionales y globales, siendo de vital importancia para el desarrollo y crecimiento económico de los países. Considerando como premisa que el grado de avance de una sociedad está estrechamente ligado al consumo de la energía eléctrica, y analizando en retrospectiva la situación actual en México y en el mundo en relación con las consecuencias del calentamiento global, podemos concluir que gran parte de la emisión de gases de efecto invernadero son consecuencia de los procesos de generación de electricidad, motivo por el cual es necesario reorientar la generación de energía eléctrica hacia fuentes de generación limpias.

Debido a lo anterior varios países a lo largo de todo el mundo han retomado o empezado programas nucleares, considerando todas sus ventajas y desventajas. México cuenta con dos unidades nucleares en el sitio de Laguna Verde, con una exitosa experiencia operativa apoyada por ingenieros mexicanos, demostrando la factibilidad de utilización segura de la energía nuclear en México. Un probable resurgimiento de la energía nuclear en México es factible, y el mejor sitio para empezar de manera inmediata la construcción de nuevas unidades es el sitio de Laguna Verde en el Estado de Veracruz, que ya cuenta con avances en la infraestructura, estudios, licenciamiento, entre otros.

Una de las primeras actividades a realizar dentro de los estudios del sitio para la construcción de nuevas unidades es identificar las fuentes para el suministro de los sistemas de enfriamiento a la central, bajo esta consideración se ha enfocado el desarrollo de esta tesis, la cual tiene objetivo realizar un estudio conceptual de las distintas opciones disponibles para los sistemas de enfriamiento del sistema de Agua de Circulación (CW), sistema de Agua de Servicio del Reactor y Último Sumidero de Calor (RSW/UHS) considerando las condiciones específicas del sitio Laguna Verde.

La metodología a seguir será la elaboración de una serie de tablas genéricas (maestras) que deberán ser llenadas con la información correspondiente a cada una de las opciones a considerar en este estudio. Estas tablas contendrán la información necesaria para permitir una comparación completa entre las opciones, además de recabar la información necesaria para el cumplimiento con la normativa aplicable para cada tipo de sistema de enfriamiento.



Para completar la información requerida, se utilizará información particular de cada tipo de reactor de acuerdo con los Documentos de Control de Diseño (DCD) de cada tecnología, manuales técnicos (Crane), códigos de organizaciones especializadas (Instituto de Intercambiadores de Calor -HEI-), requisitos regulatorios, requerimientos ambientales, formulas generales para cálculos mecánicos, información proporcionada directamente por fabricantes, etc.

La normatividad aplicable, los criterios de diseño para cada uno de los casos, las características específicas del sitio y una comparación económica entre las distintas opciones disponibles serán los elementos que proporcionen la definición final, en lo que respecta a la opción a elegir, tanto para el caso del sistemas de agua de servicio nuclear, como para el sistema de agua de circulación.

La revisión de la metodología utilizada para la realización de las comparaciones, permite su aplicación para realizar evaluaciones similares en distintos sitios del país, con el objetivo de facilitar la evaluación de distintos esquemas de enfriamiento, permitiendo optimizar tiempos y costos durante la evaluación de los sitios propuestos para la construcción de nuevas unidades nucleares.

El capítulo 1 contiene todos los aspectos relacionados con los parámetros meteorológicos y del agua de mar específicos para el sitio de Laguna Verde, una breve descripción de la normatividad aplicable, además de un análisis de las opciones de orientación de los arreglos de planta con el objeto de identificar el arreglo más conveniente para el sitio.

El capítulo 2 revisa los principales componentes de las centrales nucleares, los tipos de sistemas de enfriamiento y opciones de circuitos de enfriamiento principales, así como las torres de enfriamiento y tipos de condensadores.

En los capítulos 3 y 4 se realiza una comparación de las distintas opciones de circuitos de enfriamiento para los reactores del tipo de Agua en Ebullición Avanzado (ABWR) y tipo Pasivo de Agua Presurizada (AP1000), respectivamente. Como resultado de la comparación técnica y económica se selecciona el tipo de circuito más adecuado y conveniente para las unidades.

Finalmente, se incluyen conclusiones generales obtenidas durante el proceso de evaluación de las alternativas para los sistemas de enfriamiento, además de un Anexo que principalmente incluye fórmulas y cálculos que han sido desarrollados para realizar la correcta comparación de las alternativas disponibles.

# CAPITULO I

## Parámetros Meteorológicos y del Agua de Mar en las inmediaciones del sitio de la Central Laguna Verde

### 1.0 Introducción

La importancia del análisis de los parámetros meteorológicos del sitio y de la selección del tipo de enfriamiento más adecuado para una unidad nuclear (análisis realizado en los capítulos 3 y 4), forma parte de las primeras actividades que se deben realizar dentro del proyecto de construcción de una Central Nuclear, lo anterior debido, a que la selección de las trayectorias de las tuberías enterradas o túneles por los cuales circulará el agua de enfriamiento, deben ser oportunamente consideradas durante las actividades de excavación y preparación del sitio.

Como parte del estudio de las características de un sitio, desde el punto de vista de requisitos técnicos, como de requisitos regulatorios, los factores más importantes a analizar y estudiar, son los siguientes:

- a) Parámetros meteorológicos del aire, siendo los más importantes: La temperatura de bulbo seco y la temperatura de bulbo húmedo, además de la humedad relativa del aire.
- b) Parámetros del agua de enfriamiento (agua de mar, de río, pozo, etc.), siendo el más importante la temperatura del agua, y, en los casos aplicables, los niveles del agua.

En lo que respecta a la obtención de los parámetros meteorológicos del aire, en el año 1973 se instaló en el Sitio de Laguna Verde una torre meteorológica, con sensores ubicados en las elevaciones 1.5 m, 10 m y 60 m.

Mientras que en lo que se refiere a temperaturas de agua de mar, se han instalado un conjunto de boyas marinas instrumentadas para medir corrientes marinas y temperaturas de agua de mar, superficiales y hasta 15 m por debajo del nivel de mar; como se muestra en la figura 1.1.

A continuación se presentarán de manera resumida los datos meteorológicos y del agua de mar medidos en la torre meteorológica y boyas. También se proporcionan comentarios que explican el comportamiento de dichos datos.

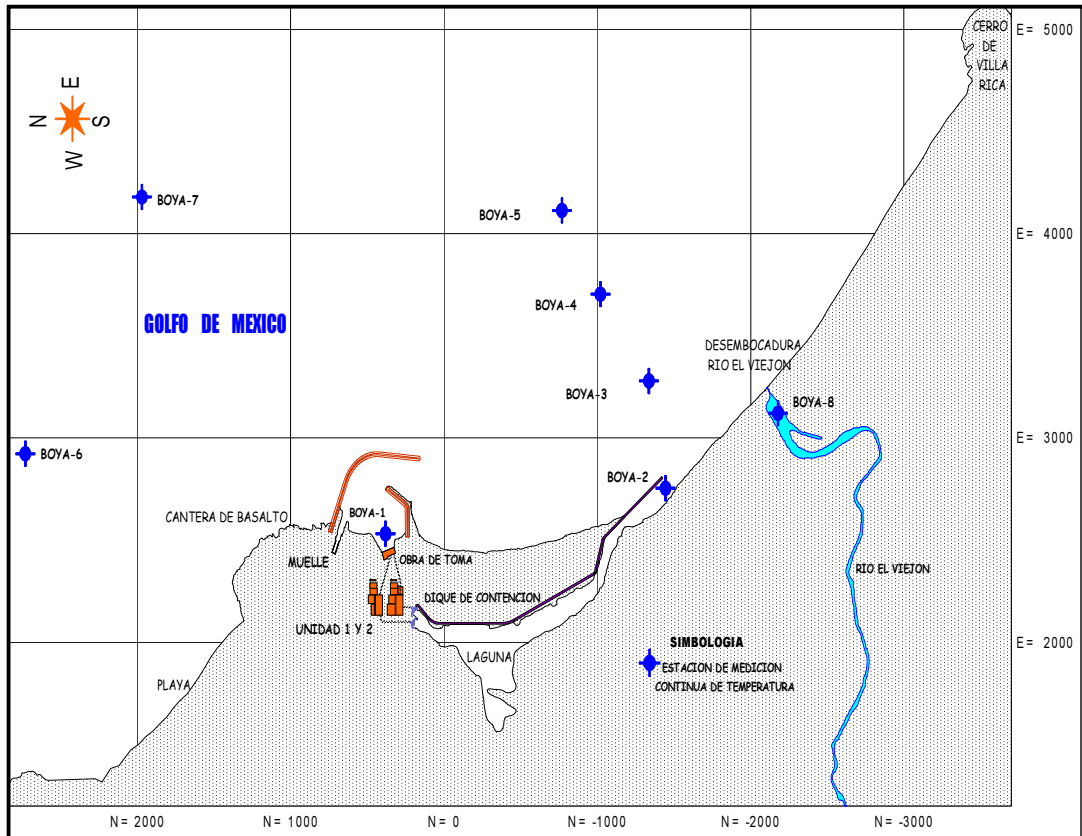


Figura 1.1 Localización instrumentación corrientes marinas.

## 1.1 Meteorología

### 1.1.1 Viento

La importancia de conocer los vientos dominantes y la rapidez de los mismos, es que nos permite decidir la mejor ubicación para la instalación de las torres de enfriamiento (existen requerimientos y recomendaciones del Instituto de Torres de Enfriamiento, por ejemplo, ¿cómo minimizar la recirculación entre las distintas torres de enfriamiento? ), y la mejor ubicación de la subestación eléctrica, considerando aspectos como: el impacto del arrastre del vapor sobre los aisladores de la subestación eléctrica, el impacto sobre el resto de estructuras y edificios de la unidad nuclear. La ubicación de la subestación eléctrica debe ser tal que, preferentemente, sea protegida por otros edificios contra los vientos, y se disminuya el impacto de la corrosión por causa del ambiente salino. Del mismo modo, en las consideraciones de diseño de la estructura de las torres de enfriamiento se consideran las cargas transitorias asociadas a los vientos de más alta rapidez y pueden también considerarse las condiciones del viento durante huracanes.

Para el caso del viento, se cuenta con datos de 1980-2009, es decir, de los últimos 30 años. Para cada uno de los datos, se cuenta con la información de la dirección y de la velocidad del viento, de manera que a partir de dicha información se puede concluir cuál es la dirección predominante de los vientos, tanto en frecuencia como en rapidez de viento.

En las figuras 1.2 y 1.3 se muestra que los vientos predominantes son del norte-noroeste, tanto en frecuencia como en rapidez de viento, observándose una frecuencia de 40,000 eventos en dicha dirección, incluyéndose en el rango de direcciones norte-noroeste la mayor cantidad de eventos, con un número aproximado de 80,000 eventos. En lo que respecta a la rapidez de viento, en el mismo rango de direcciones norte-noroeste, se presenta la mayor rapidez de los vientos en los rangos de moderada a extrema (arriba de 6.1 m/seg).

Existe también una alta frecuencia de los vientos del sureste, en una frecuencia menor que los vientos dominantes del norte-noroeste, aunque para este caso la rapidez de los vientos es usualmente baja (menos de 4 m/seg).

### ***1.1.2 Temperatura, Punto de Rocío y Humedad Relativa<sup>1</sup>***

- a) **Temperatura de bulbo húmedo** o temperatura húmeda (WB), es la temperatura que da un termómetro bajo sombra, con el bulbo envuelto en una mecha de algodón húmedo bajo una corriente de aire. La corriente de aire se produce mediante un pequeño ventilador o poniendo el termómetro en un molinete y haciéndolo girar. Al evaporarse el agua, absorbe calor rebajando la temperatura, efecto que reflejará el termómetro. Cuanto menor sea la humedad relativa del ambiente, más rápidamente se evaporará el agua que empapa el paño. Este tipo de medición se utiliza para dar una idea de la sensación térmica, o en los psicrómetros para calcular la humedad relativa y la temperatura del punto de rocío.

---

<sup>1</sup> Howell, J., Buckius, R., 1990, Principios de Termodinámica para Ingeniería, McGraw-Hill, Austin y Urbana-Champaign

Sitio web <http://es.wikipedia.org>

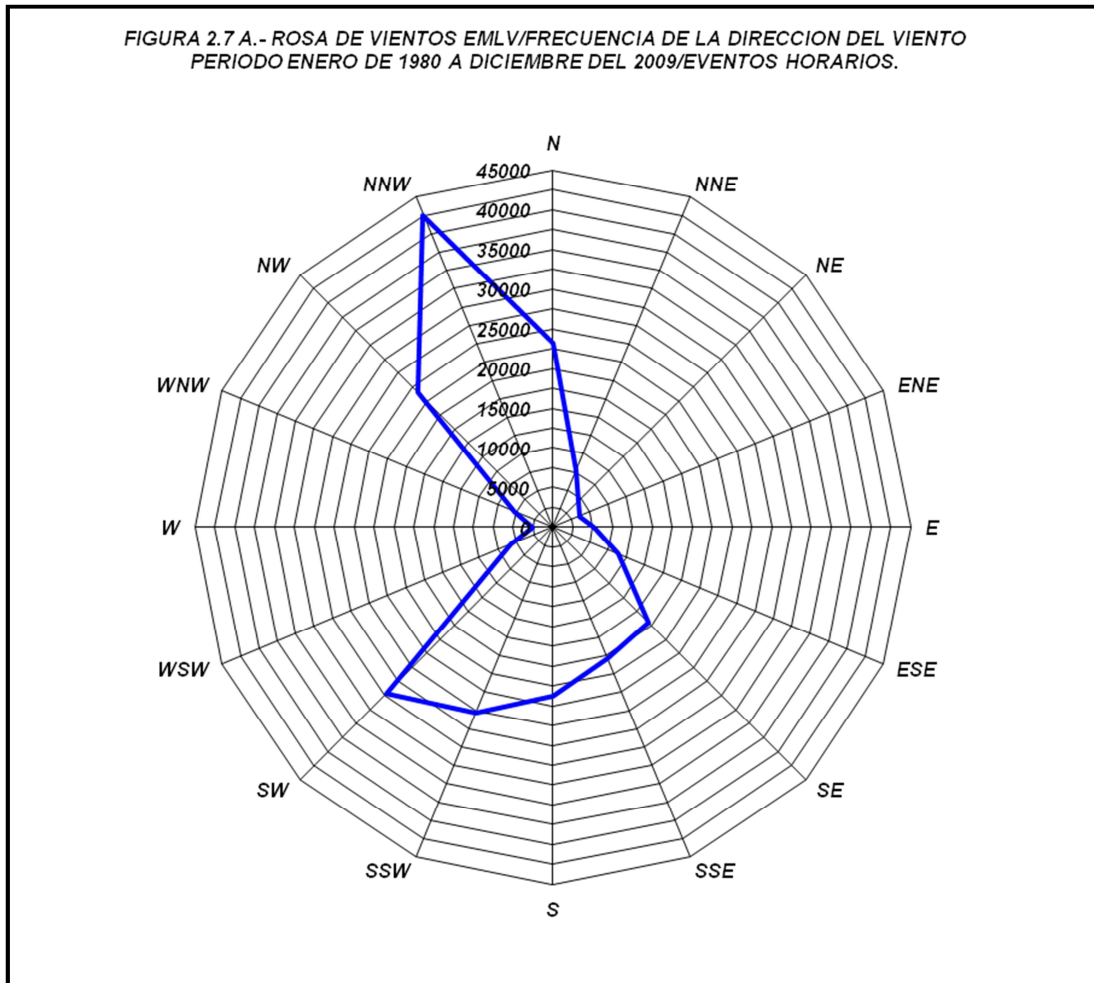


Figura 1.2 Rosa de vientos de frecuencia y dirección de vientos en Laguna Verde (periodo 1980-2009)

**b) Temperatura de bulbo seco** o temperatura seca (DB), es la medida con un termómetro convencional de mercurio o similar, cuyo bulbo se encuentra seco. Esta temperatura junto a la temperatura de bulbo húmedo, es utilizado en la valoración del confort higrotérmico, en la determinación de la humedad relativa, en la determinación del punto de rocío, en psicrometría para el estudio y determinación del comportamiento de mezclas de aire. Mediante el diagrama psicrométrico o tablas psicrométricas, es posible a partir de dos valores de entrada, conocer el resto de las propiedades de las mezclas de aire seco y aire húmedo. Es utilizado en meteorología, confort higrotérmico en arquitectura bioclimática, o arquitectura sustentable, entre otros.

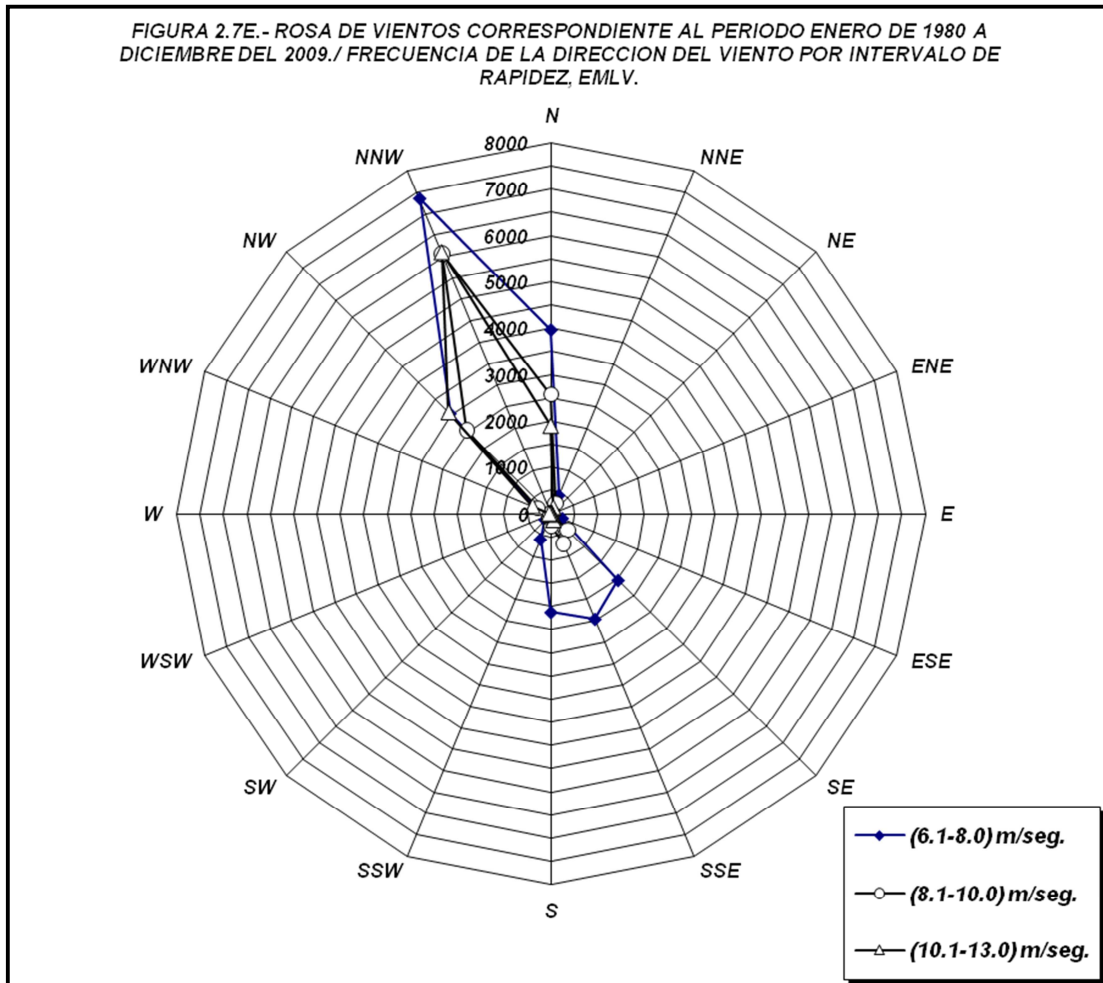


Figura 1.3. Rosa de vientos de frecuencia por intervalo de rapidez en Laguna Verde (Periodo 1980-2009)

c) **Punto de rocío** o temperatura de rocío (DP), es la temperatura a la que empieza a condensarse el vapor de agua contenido en el aire y agua, produciendo rocío, neblina o, en caso de que la temperatura sea lo suficientemente baja, escarcha. Para una masa dada de aire, que contiene una cantidad dada de vapor de agua (humedad absoluta), se dice que la humedad relativa es la proporción de vapor contenida en relación a la necesaria para llegar al punto de saturación, expresada en porcentaje. Cuando el aire se satura (humedad relativa igual al 100%) se llega al punto de rocío.

d) **Humedad relativa (HR)**, es la relación porcentual entre la cantidad de vapor de agua real que contiene el aire y la que necesitaría contener para saturarse a idéntica temperatura,

por ejemplo, una humedad relativa del 70% quiere decir que de la totalidad de vapor de agua (el 100%) que podría contener el aire a esta temperatura, solo tiene el 70%.

En relación con la medición de los parámetros del aire se cuenta con datos para la temperatura de bulbo seco (DB), temperatura de puntos de rocío (DP) y humedad relativa (HR). De nueva cuenta se utilizarán los datos para el periodo de 1980-2009, y para las lecturas tomadas en los sensores ubicados a 10 m sobre el nivel de piso.

De acuerdo con los datos obtenidos se encuentra que la temperatura de bulbo seco máxima observada a 10 m de la base de la torre ha sido 34.5°C (ver figura 1.4), y que la humedad relativa ha alcanzado el 100% en varias ocasiones en diversos periodos a lo largo del período de observación. Es importante destacar que con el objetivo de dar cumplimiento a diversos requerimientos incluidos en la Guía Reguladora de la USNRC 1.27 (RG 1.27), *Ultimate Heat Sink for Nuclear Power Plants*, para este estudio se establece un periodo de 30 años de mediciones horarias y coincidentes, es decir, lecturas tomadas hora a hora y midiendo en el mismo instante la temperatura de bulbo seco y la temperatura de rocío o humedad relativa, para poder calcular la temperatura de bulbo húmedo en el mismo instante, enfatizando que para el caso de las torres de enfriamiento, los dos parámetros básicos necesarios para realizar el diseño de las mismas son la temperatura de bulbo seco y la temperatura de bulbo húmedo.

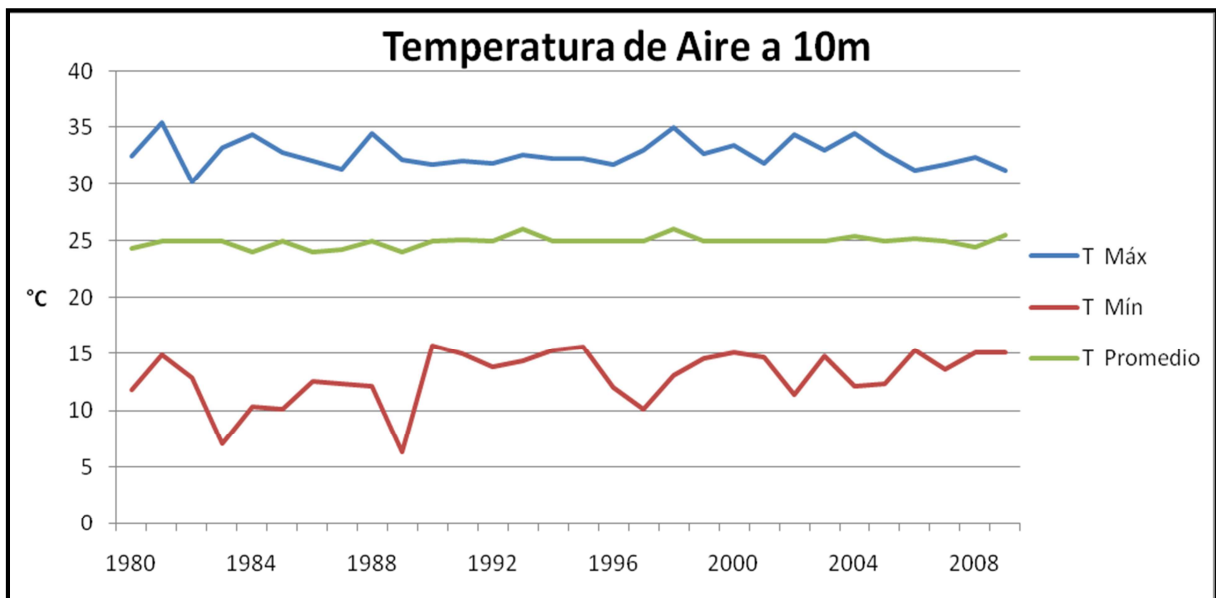


Figura 1.4 Gráfica Temperatura del Aire

Es importante definir un par de términos utilizados para el manejo de los datos meteorológicos para el caso del aire<sup>2</sup>:

**Coincidencia:** Se entiende por temperatura coincidente, aquellos valores de temperatura que son tomados en el mismo instante, es decir, al mismo momento se miden dos variables; en este caso temperatura de bulbo seco y humedad relativa de manera que se permite obtener el resto de parámetros que corresponde a ese estado.

**Excedencia:** Se entiende por excedencia el número o porcentaje de valores que se encuentran por encima de ese valor en particular, por ejemplo, si se establece que la temperatura con 8% de excedencia es 29 °C, eso significa que el 8% de los valores que forman parte del rango de estudio se encuentran por encima de ese valor de 29 °C.

De acuerdo con las más de 240,000 lecturas válidas con las que se cuenta para el sitio de Laguna Verde en los últimos 30 años, es necesario la creación y uso de un algoritmo que permita calcular por aproximaciones sucesivas el valor de la temperatura de bulbo húmedo para cada uno de los valores coincidentes de temperatura de bulbo seco y de temperatura de punto de rocío. Una vez que se ha obtenido el valor de temperatura de bulbo húmedo se procede a realizar la revisión de los datos para obtener las parejas de datos de temperatura DB y WB que satisfagan los criterios de 0% y 1% de excedencia.

En nuestro caso tenemos que, para Laguna Verde, los resultados de temperaturas máximas coincidentes con 0% de excedencia y 1% de excedencia se muestran en la tabla 1.A:

TEMPERATURA MAXIMA COINCIDENTE °C (0% EXC)		
UNIDAD	DB	WB
°C	34.50	25.41
°F	94.1	77.73

TEMPERATURA MAXIMA COINCIDENTE °C (1% EXC)		
UNIDAD	DB	WB
°C	30.20	25.69
°F	86.36	78.24

Tabla 1.A Temperaturas máximas de aire coincidentes

<sup>2</sup> ASHRAE Handbook—Fundamentals, 2009.



Adicionalmente, para el caso específico donde se utilizan torres de enfriamiento para el último sumidero de calor (UHS), también se establece como requerimiento de diseño una temperatura máxima únicamente para la temperatura de bulbo húmedo (Twb). Considerando únicamente el parámetro de temperatura de bulbo húmedo, tenemos que para el sitio Laguna Verde la Twb con 0% de excedencia y 1% de excedencia se muestran en la tabla 1.B:

TEMPERATURA MAXIMA °C (0% EXC)		TEMPERATURA MAXIMA °C (1% EXC)	
UNIDAD	WB	UNIDAD	WB
°C	29.90	°C	26.96
°F	85.82	°F	80.52

Tabla 1.B Temperaturas de bulbo húmedo máximas (No coincidentes)

Es decir, la máxima temperatura de bulbo húmedo que se ha presentado corresponde al valor de 29.9 °C.

Adicionalmente, se conocen los datos de temperatura de bulbo seco a 1.5 m de la base de la torre meteorológica los cuales se muestran en la tabla 1.C:

MES	TEM MAX EXT °C	TEMP MIN EXT °C	PROMEDIO °C
<b>ENE</b>	32.0	8.5	20.6
<b>FEB</b>	32.5	9.5	21.7
<b>MAR</b>	34.0	11.0	23.8
<b>ABR</b>	39.0	15.4	24.8
<b>MAY</b>	38.6	16.6	26.8
<b>JUN</b>	36.5	16.7	27.0
<b>JUL</b>	35.0	18.0	27.2
<b>AGO</b>	35.0	17.4	27.2
<b>SEP</b>	39.0	16.0	27.2
<b>OCT</b>	38.7	10.6	26.1
<b>NOV</b>	33.5	12.0	24.3
<b>DIC</b>	33.5	8.5	22.1
<b>ANUAL</b>	39.0	8.5	24.9

Tabla 1.C Temperaturas de bulbo seco

Como se puede observar, existe una diferencia sensible que en los meses más calurosos puede ser superior a los 4 °C, entre la temperatura a 1.5 m, y la temperatura a 10 m sobre la base de la torre meteorológica.

En este momento es importante definir cuáles son los criterios de diseño a utilizar para el diseño conceptual de las torres de enfriamiento, tanto para el sistema de agua de circulación, como para el último sumidero de calor, hablando específicamente sobre el porcentaje de excedencia que se utilizará para cada uno de los casos, y que permitirá definir las temperaturas de bulbo seco y/o bulbo húmedo a utilizar en cada caso.

Para el caso de las torres de enfriamiento para el sistema de agua de circulación, no existe una regulación de licencia relacionada con este parámetro, básicamente en este caso el diseñador deberá elegir aquel valor de excedencia que se aproxime en lo posible al punto óptimo entre optimización de los equipos a instalar en la planta (condensador, bombas, válvulas, tuberías, túneles, etc.) y el tiempo en que la planta estaría operando por debajo de las condiciones de diseño (reducción en la generación eléctrica), debido a que la temperatura instantánea se encuentre por encima del valor de diseño del sistema de agua de circulación. Lo anterior se explica a continuación:

El utilizar la temperatura de bulbo húmedo con un cero por ciento de excedencia significaría que el sistema de enfriamiento de agua de circulación deberá ser diseñado para operar a una temperatura de 34.5 °C, lo cual daría como resultado torres de enfriamiento de dimensiones muy grandes, con el consecuente requerimiento de espacio en el sitio, requerimientos adicionales por mantenimiento de las torres, consumo eléctrico de ventiladores, etc.

Por otro lado, elegir la temperatura de bulbo húmedo con un 10% de excedencia, permite reducir considerablemente las dimensiones de las torres de enfriamiento, sin embargo, la consecuencia directa es que durante el 10% del tiempo se puede esperar que la central esté operando en condiciones de temperatura de enfriamiento por encima del diseño, lo cual traerá como consecuencia una disminución en la presión absoluta del condensador principal, con lo cual la generación eléctrica se verá disminuida durante ese periodo de tiempo.

Considerando lo descrito anteriormente, para el caso del sistema de agua de circulación se utilizará el 5% de excedencia, con lo cual se obtiene una temperatura de bulbo húmedo de 26.18 °C, es

decir, 79.1°F, que para términos generales será redondeada a **79 °F**, los valores de excedencia se muestran en la tabla 1.D:

TEMPERATURA DE BULBO HUMEDO POR % DE EXCEDENCIA		
WB °C	WB [°F]	% Exc
27.82	82	0.1
27.26	81.07	0.5
26.96	80.5	1
26.58	79.8	2
26.3	79.3	4
26.18	79.1	5

Tabla 1.D Temperaturas de bulbo húmedo coincidentes

Para el caso del último sumidero de calor, y de acuerdo con lo indicado en la RG 1.27, se puede utilizar el peor periodo consecutivo de 30 días como dato de diseño para el UHS. En el caso de Laguna Verde, después de revisar los datos existentes se encuentra que el peor periodo consecutivo de 30 días se localiza durante el 27 de abril del 2003 y el 28 de mayo del mismo año, con una temperatura de bulbo húmedo de 27.11 °C, es decir, 80.8 °F, que para términos generales será redondeada a **81°F**.

### ***1.1.3 Temperatura del Agua del Golfo de México***

Para el caso del agua de mar, en el sitio Laguna Verde el suministro es aportado por el Golfo de México, se cuenta con registros de la temperatura del agua dentro y fuera de las escolleras (como se observa en la figura 1.1), del mismo modo se tienen registros de la temperatura superficial y a 15 metros por debajo de la superficie del golfo.

Los valores de la temperatura superficial del agua de mar medida en la Boya de Referencia (fuera de las escolleras), en el período 1994-2009 se muestran en la siguiente gráfica (figura 1.5), destacando que en este periodo la temperatura máxima registrada fue 32.27 °C, mientras la temperatura mínima registrada fue 17.21 °C, con una temperatura promedio de 26.23°C.

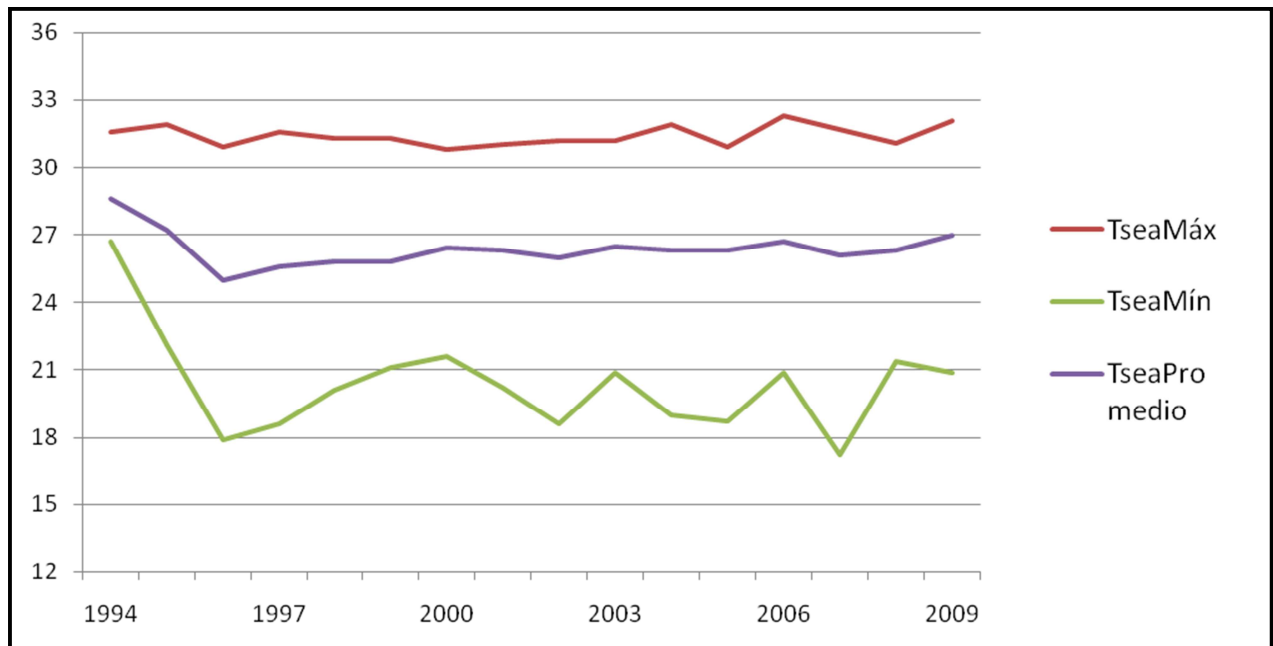


Figura 1.5 Tendencia de la temperatura del Agua de Mar.

De manera similar a lo que ocurre con las temperaturas del aire, para el diseño de distintos sistemas y equipos de enfriamiento es necesario establecer límites de excedencia, analizar los datos existentes para el sitio, y definir los valores correspondientes a dichos límites de excedencia para confirmar su aceptación.

En este caso, para el sistema de agua de circulación, es decir, el agua que circula a través del condensador principal de la Unidad, el diseñador o el propietario, al igual que en el caso de las torres de enfriamiento utilizadas para el sistema de agua de circulación, es libre de elegir el porcentaje de excedencia que definirá la temperatura de diseño con la cual se diseñará el condensador principal.

En la siguiente tabla 1.E se muestran las temperaturas desde 0% hasta 5% de excedencia, para la temperatura de agua de mar en la superficie medidas en la boya de referencia. Para el caso de la

temperatura del agua de mar en la obra de toma, también en la superficie, en la tabla 1.F se muestran los resultados.

Temperatura en Boya de Referencia		
Excedencia	Temp (°C)	Temp WB [°F]
0%	32.27	90
1%	30.49	86.8
2%	30.26	86.4
3%	30.11	86.2
4%	30.00	86
5%	29.90	85.82

Tabla 1.E. Temperatura superficial de Agua de Mar en Boya de Referencia

La diferencia existente entre las temperaturas fuera y dentro de la Obra de Toma se deben principalmente a la menor profundidad dentro de las escolleras y a la menor velocidad de circulación del agua, motivo por el cual se destaca la importancia de realizar acciones compensatorias, como por ejemplo, el dragado y batimetrías frecuentes dentro de la obra de toma, para garantizar mantener la profundidad adecuada dentro de la misma.

Temperatura en Obra de Toma		
Excedencia	Temp (°C)	Temp WB [°F]
0%	34.80	94.6
1%	31.98	89.5
2%	31.47	88.6
3%	31.17	88.1
4%	30.93	87.6
5%	30.75	87.35

Tabla 1.F. Temperatura superficial de Agua de Mar en Obra de Toma

El utilizar la temperatura de agua de mar con un cero por ciento de excedencia significaría que el condensador principal deberá ser diseñado para operar a una temperatura de 34.8 °C, lo cual daría como resultado un condensador de dimensiones muy grandes, con el consecuente requerimiento de espacio en el edificio, un flujo mayor de agua de circulación derivando en la instalación de bombas muy grandes, etc.

Por otro lado, elegir la temperatura de agua de mar con un 10% de excedencia permite reducir considerablemente las dimensiones de los equipos a instalar y los flujos de agua que circularán por los sistemas, sin embargo, la consecuencia directa es que durante el 10% del tiempo se puede esperar que la central esté operando en condiciones de temperatura de enfriamiento por encima del diseño, con lo cual la generación eléctrica se verá disminuida durante ese periodo de tiempo, o inclusive, debido a la existencia de una regulación ambiental que limita la temperatura de descarga de las aguas utilizadas para el enfriamiento de la central, el incremento en dicha temperatura puede llevar a tener que bajar la potencia de la unidad, con el objetivo de mantener la temperatura en la descarga dentro de los límites establecidos en dicha reglamentación.

## **1.2 Normatividad aplicable**

### ***1.2.1 Último Sumidero de Calor***

En lo que se refiere al “Último Sumidero de Calor”, ya sea el mar u otro cuerpo de agua, o bien Torres de Enfriamiento, u otro método de disipación de calor, la Guía Reguladora de la USNRC 1.27, *Ultimate Heat Sink for Nuclear Power Plants*<sup>3</sup>, define los requisitos para este sumidero. Entre los requisitos establecidos en esta Guía destacan los siguientes:

- La capacidad del sumidero debe ser suficiente para proporcionar enfriamiento por 30 días.
- El sumidero debe ser capaz de disipar el calor resultante de un accidente en una unidad nucleoelectrónica, y simultáneamente permitir el paro seguro y el enfriamiento de las otras unidades existentes en ese sitio.
- La capacidad del sumidero para realizar sus funciones de seguridad durante el tiempo requerido, debe incluir la disponibilidad del equipo que reabastece el agua.

---

<sup>3</sup> Biblioteca Adams en el Sitio Web de la NRC, con el número de acceso ML003739969.

- El sumidero debe ser capaz de soportar eventos tales como: sismo base de diseño, tornados, huracanes, inundaciones, sequías, colisión de embarcaciones marinas, derrames de petróleo y otros eventos naturales o inducidos por el hombre en el sitio en cuestión.
- Para torres de enfriamiento se deben considerar las condiciones meteorológicas que resulten en la máxima evaporación y pérdidas por arrastre, bajo la peor combinación promedio de parámetros de control durante 30 días, esto es depresión del punto de rocío, velocidad de viento, etc. Las condiciones meteorológicas que resulten en el mínimo enfriamiento del agua debe ser la peor combinación de los parámetros de control.

### ***1.2.2 Descargas de Agua Residual***

En México, en cuanto a los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales, se tiene la NOM-001-SEMARNAT-1996<sup>4</sup>. La tabla 2 de dicha norma establece los límites máximos permisibles para contaminantes básicos como por ejemplo grasas y aceites, sólidos suspendidos totales, material flotante, etc.

De acuerdo con lo indicado en dicha tabla 1.G, se observa que para la Central Laguna Verde, la norma requiere para “Aguas Costeras – Otros Usos”, una temperatura instantánea máxima de descarga de 40 °C. Sin embargo, es menester señalar que actualmente para la operación de las unidades 1 y 2 de Laguna Verde se han negociado Condiciones Particulares de Descarga que imponen como límites 40°C promedio mensual y 41°C promedio diario. En la tabla 1.G se muestran los resultados más importantes para la descarga de la CNLV y los límites aplicables para cada parámetro.

### ***1.2.3 Niveles de Agua de Mar***

Dentro del análisis de los Sistemas de Enfriamiento, tratándose de un sitio costero, se requiere determinar el desplante de los edificios tomando en cuenta las variaciones del nivel del mar.

---

<sup>4</sup> [http://www.semarnat.gob.mx/leyesynormas/Pages/nom\\_aguas\\_residuales.aspx](http://www.semarnat.gob.mx/leyesynormas/Pages/nom_aguas_residuales.aspx)

Con la información de registros de la Central Laguna Verde de 1980 a 2008, se tienen los siguientes parámetros del nivel del mar:

MSL – Nivel medio del Mar -0.8086 m

Incorporando las oscilaciones de mareas, se han calculado los valores siguientes:

LAT – Nivel de marea astronómico más bajo -1.5561 m

HAT – Nivel de marea astronómico más alto -0.2665 m

Adicionalmente se han medido los niveles que siguen:

LRL – Nivel Mínimo Registrado -2.3000 m

HRL – Nivel Máximo Registrado +1.1600 m

A partir de estos mínimos y máximos niveles registrados, se pueden obtener el Nivel Mínimo Extremo (ELWL) y el Nivel Máximo Extremo (EHWL)

Para el nivel superior se debe tomar en cuenta el efecto de una ola de 2 metros con base en el “Estudio de Estabilidad de Escolleras”, que supone la destrucción de las escolleras con olas de 9 a 15 m.

Este nivel de oleaje es superior al asociado al Huracán Máximo Probable de 6.068 m<sup>5</sup>.

De acuerdo a la información de otros requisitos de diseño contenidos en el FSAR, se tendrían las siguientes consideraciones:

TSUNAMI<sup>6</sup> .- Considerando un sismo de 6.5 Grados Richter en el Golfo de México, se presenta un Tsunami de Magnitud 1, bajo el cual, la elevación del nivel del mar esperada es de 0.75 m.

VIENTOS TIERRA-MAR<sup>7</sup>.-Considerando vientos tierra-mar de 156.6 Kph, con un período de retorno de 10,000 años, se presenta un descenso de nivel del mar de 0.842 m. Adicionalmente, se incluye un margen adicional para cubrir otras incertidumbres y sus efectos potenciales.

---

<sup>5</sup> Reporte Final de Análisis de Seguridad de la CNLV (FSAR) sección 2.4.5.1

<sup>6</sup> Reporte Final de Análisis de Seguridad de la CNLV (FSAR) sección 2.4.6

<sup>7</sup> Reporte Final de Análisis de Seguridad de la CNLV (FSAR) sección 2.4.11.3



Típicamente se considera 0.5 m., con lo cual se obtiene el Nivel de Inundación Costero Máximo (MCFL).

Con base en esta información, se puede concluir lo siguiente, para la máxima y mínima elevación del agua de mar dentro de la dársena:

Para el nivel inferior se incorpora al Nivel Mínimo Registrado (LRL -2.3000), el efecto de un viento tierra – mar postulado que disminuye el nivel 0.842 m.

ELWL – Nivel Mínimo Extremo -3.142 m

Para el nivel superior se incorpora al Nivel Máximo Registrado (HRL + 1.1600) el oleaje de 2.00 m.

EHWL – Nivel Máximo Extremo +3.160 m

Se agrega a este nivel el margen adicional de 0.5 m., para obtener el MCFL.

MCFL - Nivel de Inundación Costero Máximo +3.660 m

El nivel de piso (*Grade Level*) se debe ubicar por encima de este Nivel de Inundación Costero Máximo. En la siguiente figura 1.6 se ilustran los niveles aquí citados.

#### ***1.2.4 Características Químicas del Agua***

De acuerdo con muestras tomadas del Golfo de México se ha analizado el contenido total de sólidos disueltos y el total de sólidos suspendidos, entre otros parámetros.

La siguiente tabla 1.G presenta un resumen de los resultados más importantes obtenidos en la Descarga 1, en el 2009, así como los límites fijados. Al realizar el análisis de la información incluida en dicha tabla, se concluye que ningún parámetro rebasó los límites establecidos.

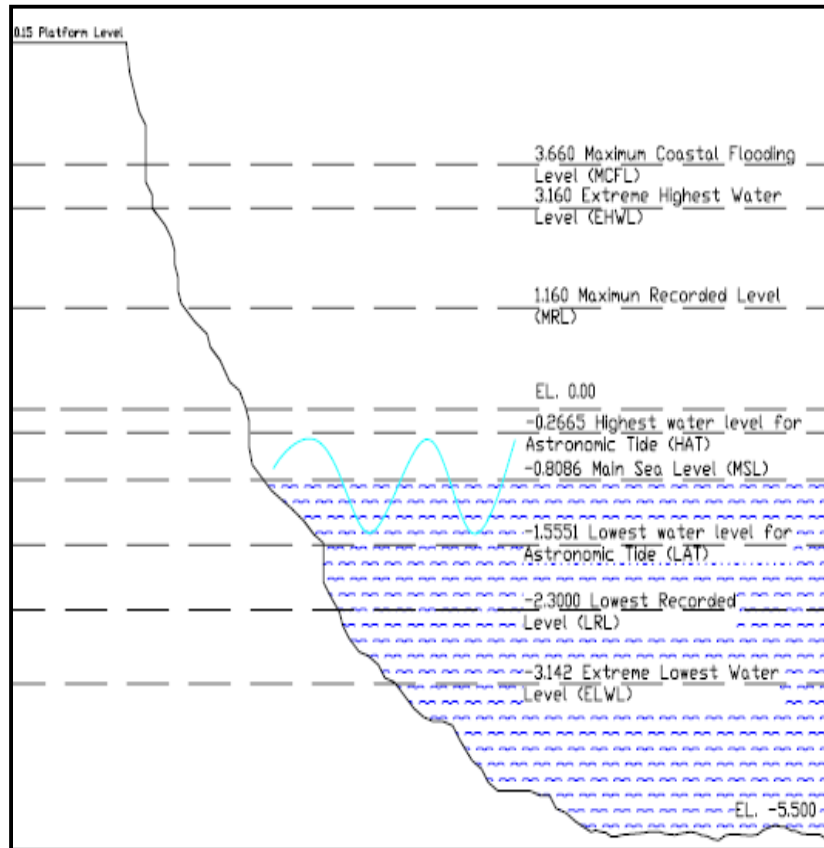


Figura 1.6 Niveles Agua de Mar en el Golfo de México

Parámetros	Unidades	Límites Permitidos	Media Anual	Valor Máximo Registrado	Muestras encima del límite
<b>pH</b>	Unidades	5<>10	8.01	8.06	0
<b>Temperatura</b>	°C	41	36.96	40.9	0
<b>Sólidos Sedimentados</b>	mL/L	1.0	0.21	0.50	0
<b>Materia Flotante</b>	mm	Ausente	Ausente	Ausente	0
<b>Grasas y Aceites</b>	mg/L	15	<6	<6	0
<b>Sól. Suspensión Totales</b>	mg/L	150	33.38	94.3	0

Tabla 1.G Resumen de los resultados obtenidos en la Descarga 1 en el 2009

### 1.3 Arreglos de Planta

Dentro del análisis de las diversas opciones para el Sistema de Enfriamiento a ser utilizado en las nuevas unidades Nucleoeléctricas, resulta necesario estudiar los Arreglos de Planta para las diversas tecnologías seleccionadas para este estudio.

En nuestro caso, estos arreglos se sobreponen en el plano del predio seleccionado actualmente como probable para la ubicación de dos nuevas unidades Nucleoeléctricas, el cual se encuentra localizado al Norte de las unidades 1 y 2 de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde (CLV).

La orientación de estos Arreglos de Planta, considera un Circuito abierto de enfriamiento obteniendo agua superficial de la dársena existente y descargando al mar, además de un Circuito cerrado con torres de enfriamiento, o bien de un Circuito abierto de enfriamiento, semejante al anterior, pero adicionando torres de enfriamiento.

Los arreglos que se proponen, en principio consideran, tanto un condensador multipresión, como un condensador de una sola presión.

Se debe plantear ante los tecnólogos de cada alternativa, si es una opción bajo su diseño estándar, el empleo de condensadores de una sola presión, y replantear las rutas de agua de descarga en cada arreglo. Lo anterior considerando que para el caso del sitio de Laguna Verde sería beneficioso tener temperaturas de descarga más bajas. En cualquier caso, se considera que la nueva casa de bombas para el sistema de agua de circulación se ubicaría también en el interior de la dársena existente, y su descarga se plantea al norte de las escolleras existentes, a este respecto es necesario realizar las evaluaciones necesarias para determinar las modificaciones necesarias que se deben realizar a la dársena existente para que pueda cumplir con los nuevos volúmenes de agua a manejar.

Los factores más importantes que se deben considerar al momento de evaluar las distintas opciones, para obtener el Arreglo de Planta para cada una de las tecnologías, son los siguientes:

- Las dimensiones de los edificios para cada tecnología en estudio, tales como el conjunto Reactor-Turbina y los Edificios Auxiliares, y sus interfaces.
- La ubicación de las estructuras, equipos y componentes del Sistema de Enfriamiento a utilizar (casa de bombas, líneas de conducción, torres de enfriamiento, entre otros),

enfaticando que la construcción de los túneles o tuberías enterradas para el sistema de agua de circulación es una de las primeras actividades constructivas.

- La ubicación de áreas y equipamiento necesarios para apoyar la construcción de la unidad.
- Las condiciones Meteorológicas, Oceanográficas, Geológicas y Ambientales predominantes en el sitio. Dichas condiciones serán parámetros que permiten elegir los arreglos que favorecen o no la recirculación entre torres de enfriamiento, o favorecer en mayor o menor medida la deposición de salinidad sobre los equipos eléctricos, etc.
- La ubicación del Patio de Transformadores y de la Subestación.
- La definición de rutas de acceso terrestres y marítimas.

Adicionalmente, si el proyecto considera la construcción en sitio de dos unidades, entonces se deberá definir el periodo de desfasamiento en el inicio de su construcción (se recomienda entre 12 a 24 meses).

Considerando los puntos mencionados arriba, se debe proceder a analizar todas las opciones disponibles y probables para los arreglos en cuestión, y se deberá realizar una evaluación cualitativa y cuantitativa (de ser posible), con el objetivo de evaluar los siguientes conceptos:

**La flexibilidad del arreglo propuesto.** La facilidad o dificultad para mover el arreglo de edificios en varias direcciones u orientaciones.

**La ruta y longitud de los ductos de agua de circulación.** En función de la ubicación del Edificio de la Turbina, evaluar el trazo de las líneas de agua de enfriamiento, a la entrada y a la descarga.

**La ruta y longitud de las líneas de transmisión hasta el punto de interconexión.** Se analiza la distancia del generador al patio de transformadores, y de aquí al punto de interconexión en la subestación, buscando con su ubicación minimizar el impacto de la salinidad del sitio.

**El espacio de construcción alrededor del bloque de fuerza.** La información presentada por los tecnólogos muestra áreas temporales que pueden ser ubicadas con cierta flexibilidad. Sin embargo, se identifican áreas para la colocación de grúas y para el estacionamiento y ensamble final de módulos que definitivamente deben ubicarse dentro del alcance de dichas grúas.

**La accesibilidad al área de construcción.** Se requiere establecer la logística de vías de acceso a los edificios, a las áreas temporales de apoyo a la construcción y la necesaria conectividad entre ambos.

### ***1.3.1 Tipos de arreglos a evaluar***

Con el objetivo de elegir el mejor arreglo, suponiendo la construcción de dos nuevas unidades, se realizó un análisis comparativo de distintos arreglos viables, para finalmente identificar e incluso clasificar, según su conveniencia, a los diferentes arreglos evaluados. A continuación, se muestra una descripción e imágenes que muestran cada uno de los cuatro casos evaluados como parte de este análisis comparativo:

- a) **CASO A.-** En esta opción se considera la construcción de dos nuevas unidades instaladas en dirección paralela a las dos unidades actualmente operando en el sitio de la CNLV. En la figura 1.7 se muestra el arreglo correspondiente a dos reactores de tipo AP1000, en los cuales el reactor y la turbina se encuentran ubicados en el mismo eje. Para este caso A, el reactor de las nuevas unidades estaría instalado en la dirección al **ESTE**.
- b) **CASO B.-** Se considera la construcción de dos nuevas unidades instaladas en dirección paralela a las dos unidades actualmente operando en el sitio de la CNLV. En la figura 1.8 se muestra el arreglo considerando el reactor y la turbina ubicados en el mismo eje. Específicamente, para este caso B, el reactor de las nuevas unidades estaría instalado en la dirección al **OESTE**.
- c) **CASO C.-** En esta opción se considera la construcción de dos nuevas unidades instaladas en dirección perpendicular a las dos unidades actualmente operando en el sitio de la CNLV. En la figura 1.9 se muestra el arreglo correspondiente a dos reactores de tipo AP1000, en los cuales el reactor y la turbina se encuentran ubicados en el mismo eje. Específicamente, para este caso C, el reactor de las nuevas unidades estaría instalado en la dirección al **SUR**.
- d) **CASO D.-** Se considera la construcción de dos nuevas unidades instaladas en dirección paralela a las dos unidades actualmente operando en el sitio de la CNLV. En la figura 1.10

se muestra el arreglo considerando el reactor y la turbina ubicados en el mismo eje. Específicamente, para este caso D, el reactor de las nuevas unidades estaría instalado en la dirección al **NORTE**.

A continuación, se muestra la tabla 1.H, en la cual se resume el análisis comparativo realizado a los cuatro arreglos considerados en los casos descritos arriba:

	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
<b>Arreglo Turbina-Reactor</b>	<b>Paralelo al Existente</b>		<b>Perpendicular al existente</b>	
<b>Flexibilidad del terreno</b>	1	1	3	3
<b>Ruteado Agua de Circulación / Longitud</b>	1	3	1	2
<b>Ruteado de líneas de transmisión eléctrica/longitud</b>	3	1	1	3
<b>Espacio de construcción alrededor de los edificio de reactor y turbina</b>	2	2	3	3
<b>Accesibilidad a las actividades constructivas por edificio de reactor y turbina</b>	1	3	3	3
<b>CALIFICACION</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>14</b>

Tabla 1.H Resultados de cada uno de los casos evaluados

**Nota:** La calificación otorgada es del 1 al 3, representando el 3 la mejor calificación posible.

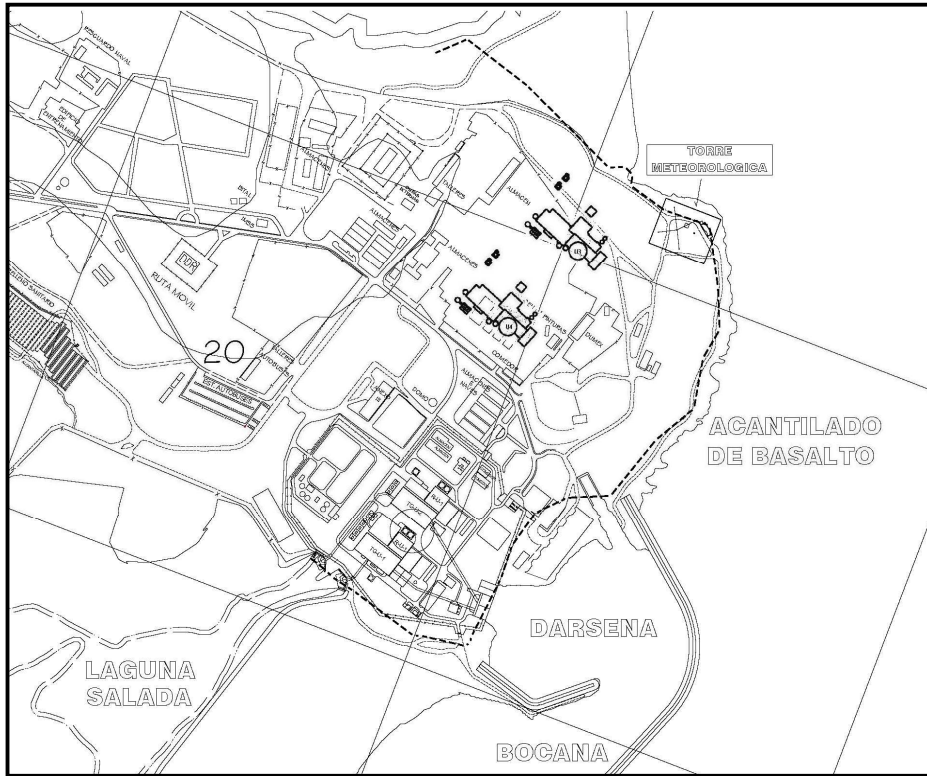


Figura 1.7 Reactor Instalado en la dirección al ESTE (Caso A)

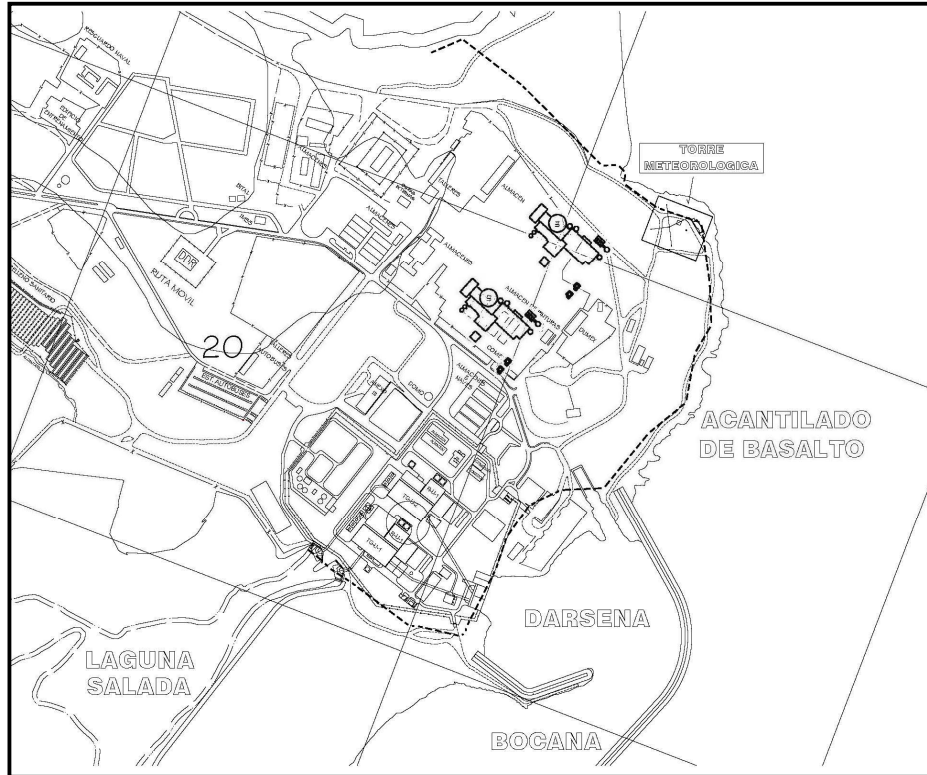


Figura 1.8 Reactor Instalado en la dirección al OESTE (Caso B)

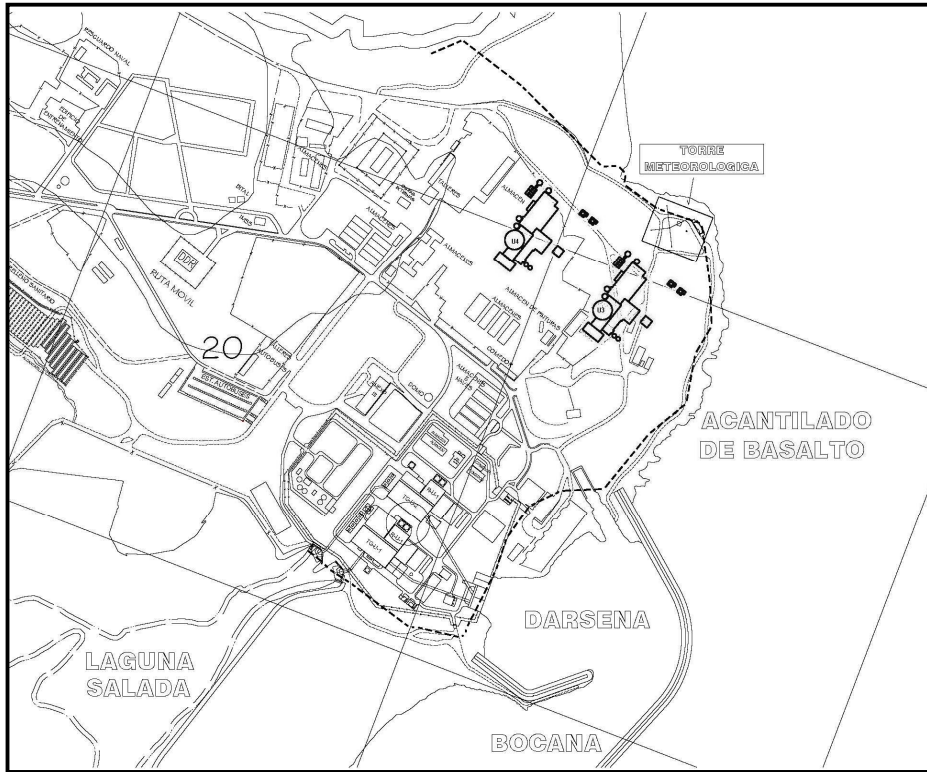


Figura 1.9 Reactor Instalado en la dirección al SUR (Caso C)

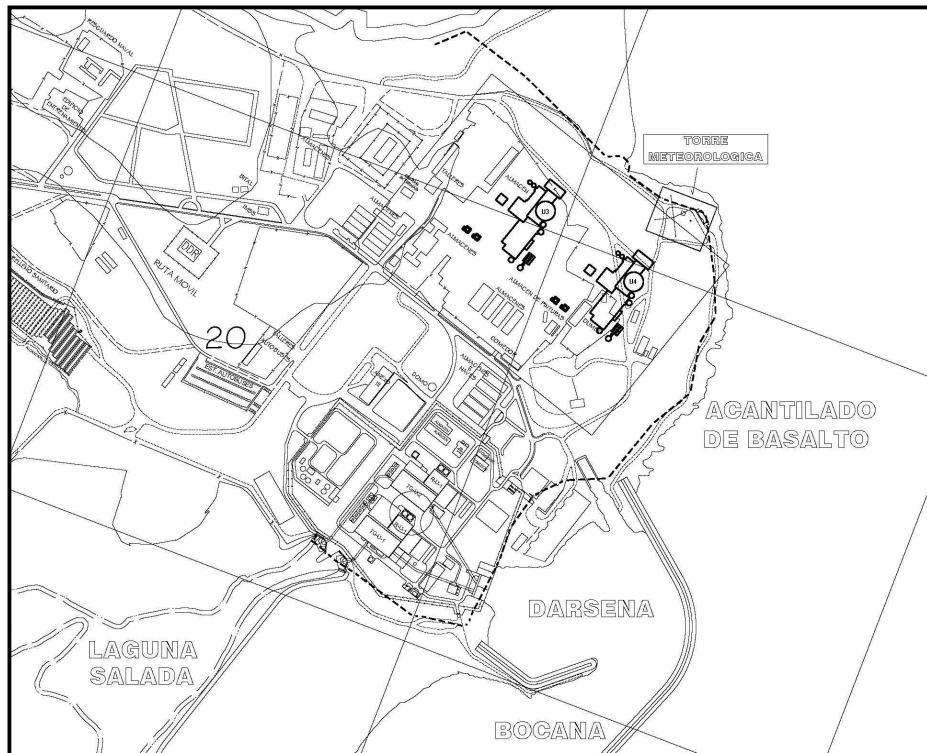


Figura 1.10 Reactor Instalado en la dirección al NORTE (Caso D)



Considerando el tipo de arreglo D, a continuación se presentan los arreglos correspondientes a cada una de las tecnológicas a evaluar en los capítulos 3 y 4 (ABWR y AP1000), señalando en su caso la necesidad de realizar estudios posteriores.

### ***1.3.2 AP1000 Westinghouse***

En el caso de esta tecnología, dado que el enfriamiento se realiza con sistemas pasivos, no se tienen sistemas de enfriamiento relacionados con seguridad. Sin embargo, sí existen sistemas de enfriamiento no relacionados con seguridad. En el diseño del AP1000 se utilizan torres de enfriamiento como sumidero de calor de sus Sistemas de Agua de Servicio (SWS), las cuales utilizan agua cruda como agua de repuesto, estas torres se incluyen en el Arreglo de Planta. El arreglo propuesto es el que se muestra en la figura 1.11.

Este arreglo tiene el conjunto Reactor-Turbina alineado en dirección Norte-Sur, y ambas unidades alineadas en dirección perpendicular a las unidades actualmente operando en el sitio de la CNLV.

La evaluación de este arreglo, en forma cualitativa bajo los cinco conceptos antes citados, es la siguiente:

**Flexibilidad del arreglo.** El tamaño de la plantilla de las unidades permite flexibilidad de movimiento hacia tierra o hacia el mar, con áreas alrededor de los edificios para conveniencia de la construcción.

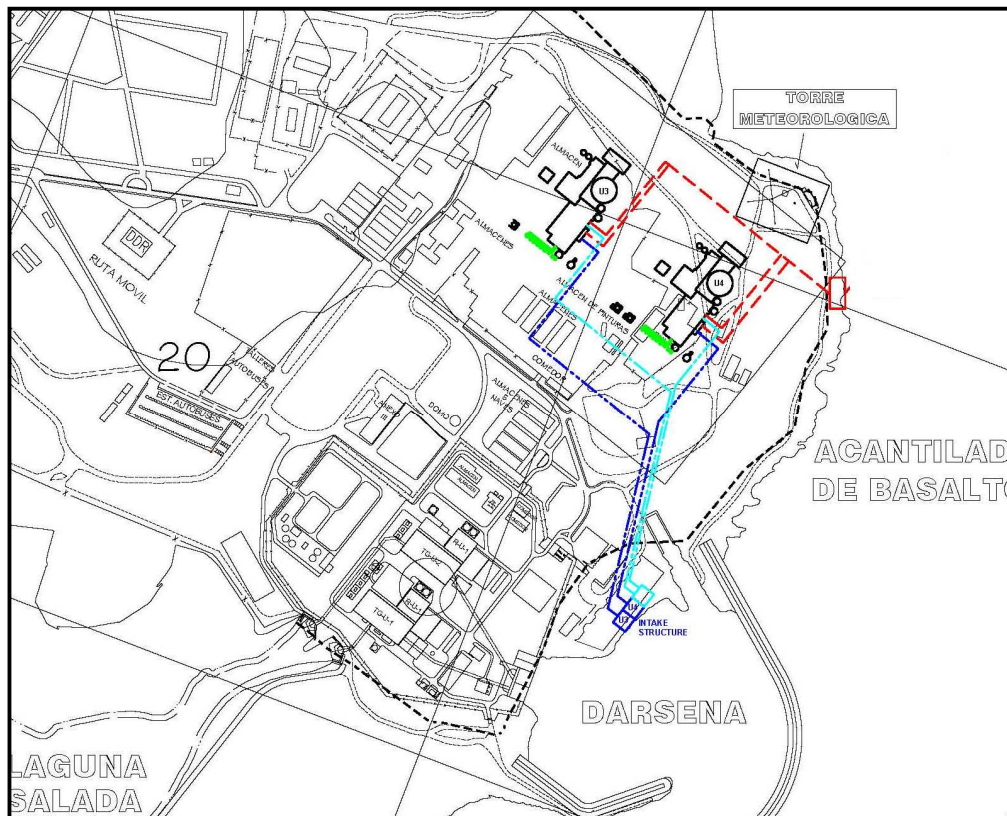


Figura 1.11. Arreglo AP1000

**Ductos de agua de circulación.-** Se tiene una localización de ductos, al sur de las unidades y cerca de la dársena. Las líneas de descarga corren en dirección Sur-Norte al este de las unidades.

**Líneas de transmisión.** La ubicación conjunta del patio de transformadores y de las líneas de transmisión al sur de las unidades. Es una localización conveniente para evitar la alta salinidad y a la vez las orienta hacia el punto de interconexión.

**Espacio de construcción alrededor del bloque de fuerza.-** El espacio luce adecuado alrededor de las unidades.

**Accesibilidad al área de construcción.-** El acceso terrestre deberá plantearse hacia la esquina noroeste del arreglo propuesto, debiendo definirse la mejor ruta hacia ese punto a partir de la carretera. De igual manera se deberá identificar una ruta para elementos que sean transportados por barcaza al sitio, entrando por la esquina sureste, dirigiéndose hacia el norte para la unidad más próxima al mar, y hacia el oeste para la otra unidad.

### ***1.3.3 ABWR General Electric – Hitachi***

El arreglo propuesto es el que se muestra en la figura 1.12.

Este arreglo tiene el conjunto Reactor-Turbina alineado en dirección Norte-Sur y ambas unidades alineadas en dirección Este-Oeste.

La evaluación de este arreglo, en forma cualitativa bajo los cinco conceptos antes citados, es la siguiente:

**Flexibilidad del arreglo.** Existe flexibilidad de movimiento hacia tierra o hacia el mar. Sin embargo, por el tamaño y arreglo de los edificios, con el reactor en la parte norte, se estima conveniente analizar la posibilidad de desplazar lo más posible hacia el sur el conjunto, dando más espacio para construcción en la parte norte.

**Ductos de agua de circulación.-** Para entrada de agua, se tiene una localización de ductos, al sur de las unidades y cerca de la dársena. Las líneas de descarga se orientan inicialmente en dirección Oeste-Este y después corren en dirección Sur-Norte, al este de las unidades.

**Líneas de transmisión.** La ubicación del patio de transformadores al sur de las unidades, es una localización conveniente para evitar la alta salinidad, y a la vez las líneas quedan orientadas hacia la subestación.

**Espacio de construcción alrededor del bloque de fuerza.-** El espacio es adecuado alrededor de las unidades con la conveniencia de estudiar la habilitación de espacios mayores en la zona norte.

**Accesibilidad al área de construcción.-** Se presenta una situación idéntica a la analizada para el caso del reactor AP1000.

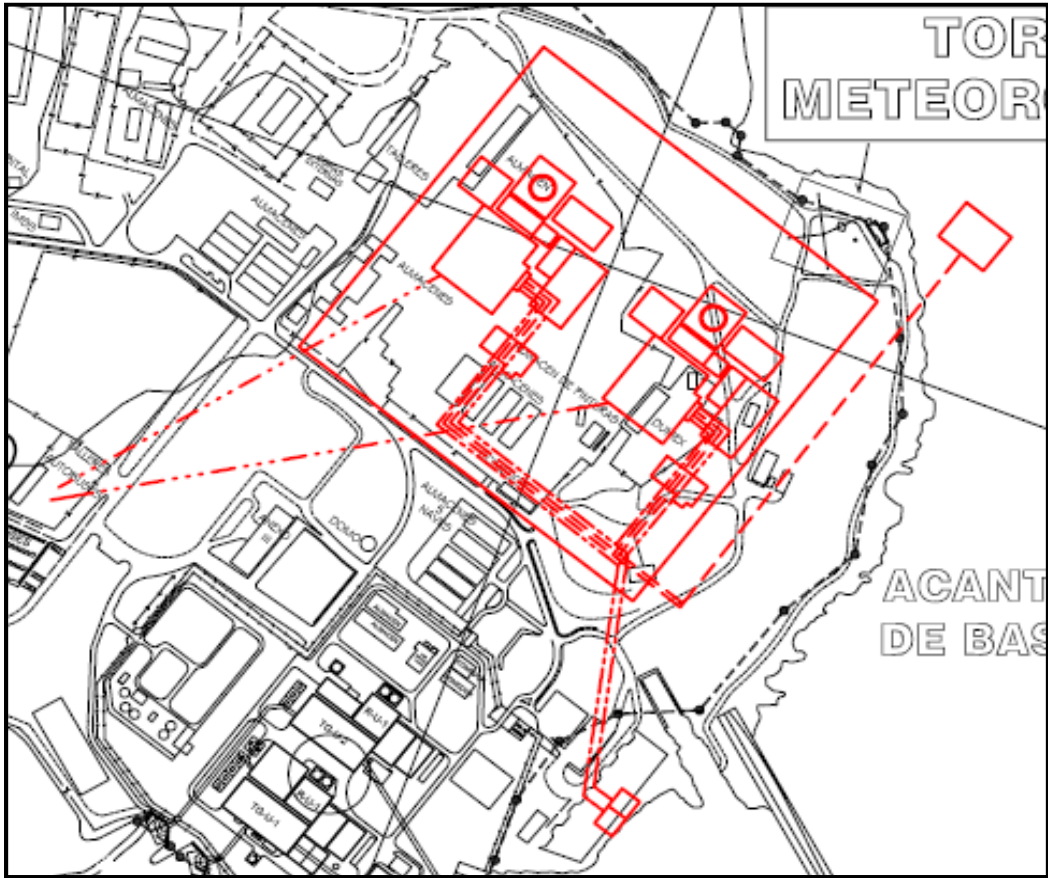


Figura 1.12. Arreglo ABWR GE HITACHI



## CAPITULO II

### Métodos de Enfriamiento en Centrales Nucleares

#### 2.1 Centrales Nucleares

Una central nuclear es en términos generales una central termoeléctrica, es decir, una instalación que aprovecha una fuente de calor para convertir en vapor a alta temperatura un líquido que circula por un conjunto de conductos; dicho vapor acciona un grupo turbina-alternador, produciendo así energía eléctrica. La diferencia esencial entre las centrales termoeléctricas clásicas y la central nuclear reside en la fuente de calor. En las primeras la fuente es la combustión de fuel-oil, carbón o gas en una caldera, mientras que en las segundas la fuente es la **fisión** de núcleos de uranio.

La fisión nuclear es una reacción por la cual ciertos núcleos de elementos químicos pesados se fisionan en dos fragmentos por el impacto de un neutrón, emitiendo a su vez varios neutrones y liberando en el proceso una gran cantidad de energía que se manifiesta en forma de calor. La reacción nuclear de fisión fue descubierta por O. Hahn y F. Strassman en 1938<sup>8</sup>, cuando detectaron la presencia de elementos de pequeña masa en una muestra de uranio puro irradiada por neutrones.

Los neutrones que resultan emitidos en la reacción de fisión pueden provocar, a su vez, y en determinadas circunstancias, nuevas fisiones de otros núcleos. Se dice entonces que se está produciendo una **reacción nuclear en cadena**. Precisamente, los reactores nucleares son máquinas que permiten iniciar, mantener y controlar una reacción en cadena de fisión nuclear. Por analogía con las centrales termoeléctricas clásicas, al uranio que se consume en las centrales nucleares se le llama “combustible nuclear”, si bien en éstas no se produce reacción de combustión química alguna. De la misma forma, y por las mismas razones de analogía, se dice a veces que el reactor es la “caldera” de la central nuclear.

---

<sup>8</sup> Centrales Nucleares, La Electricidad en España, <http://www2.unesa.es>

### ***2.1.1 Principales Componentes***

El “combustible” de una central nuclear se encuentra en el núcleo del reactor. Dicho combustible está compuesto generalmente de una mezcla de **isótopos fisionables** e **isótopos fértiles**. En efecto, el combustible de un reactor nuclear debe ser un elemento fisionable que, en ausencia de neutrones, se mantenga estable el mayor tiempo posible, para que se pueda proceder a su manipulación. Sólo tres isótopos cumplen esta condición: el uranio-233, el uranio-235 y el plutonio-239. De ellos, sólo el segundo se encuentra en la naturaleza (y en muy baja proporción: sólo el 0,7% del uranio natural). Los otros dos se obtienen artificialmente bombardeando con neutrones el torio-232 y el uranio-238. A estos dos últimos se les suele llamar isótopos fértiles, ya que permiten obtener elementos fisionables. Además, estos dos isótopos son fisionables con neutrones rápidos.

Por todo ello, el combustible nuclear suele ser una mezcla de isótopos fisionables e isótopos fértiles. Así, los neutrones liberados en la reacción de fisión que sufren los elementos fisionables pueden golpear a su vez a los elementos fértiles, los cuales darán lugar a nuevos elementos fisionables.

El combustible empleado en una central nuclear depende del tipo de reactor que ésta posea. Los más habituales son uranio natural, óxido de uranio natural y óxido de uranio enriquecido en su isótopo U-235. Generalmente, el combustible se presenta disperso en una matriz cerámica y formando pastillas. Estas pastillas se encuentran encapsuladas en vainas de acero inoxidable o de una aleación de Circonio, llamada “zircaloy”, que suelen tener de cuatro a cinco metros de longitud y un centímetro de diámetro. A su vez estas vainas están reunidas en varios haces de sección cuadrada o circular. Estos haces reciben el nombre de **elementos de combustible**.

Otro componente importante de la mayoría de los reactores nucleares existentes en el mundo es el **moderador**. En efecto, los neutrones emitidos en el proceso de fisión tienen una gran energía cinética, es decir, son liberados a gran velocidad. Para asegurar que dichos neutrones impactarán en nuevos núcleos de uranio del combustible, es preciso reducir dicha energía o, en otras palabras, moderar su velocidad lo anterior debido a que los neutrones con los que fisionan los isótopos fértiles son con neutrones térmicos o de baja energía. Esto lo consiguen una serie de sustancias. Las más eficaces son el agua pesada, el carbono (grafito), el agua ligera, etc.

El uso de combustible que requiere de neutrones térmicos para realizar la reacción en cadena es el utilizado prácticamente en todos los reactores comerciales actualmente, motivo por el cual se denominan reactores térmicos. Existen también los reactores rápidos los cuales no necesitan que los neutrones sean moderados para realizar las reacciones de fisión.

Por último, el tercer elemento de importancia que se encuentra en el núcleo del reactor lo constituyen las **barras de control**. Son éstas un mecanismo que permite regular el nivel de potencia del reactor. En efecto, esta última depende del calor que se genere en el núcleo del reactor, el cual depende a su vez del número de neutrones que se ponga en acción durante la reacción de fisión en cadena. En otras palabras, si se consigue reducir dicho número, la energía calorífica será menor y el nivel de potencia puesto en juego disminuirá. Asimismo, si no se actúa sobre el número de neutrones que se pone en acción durante la reacción de fisión, se obtendrá el proceso contrario.

Las barras de control permiten realizar el control grueso de la potencia del reactor siendo fundamentales para realizar una reducción inmediata de potencia, mientras que el control fino de pequeños cambios de potencia se realiza mediante el control del flujo de agua que circula a través del núcleo del reactor, en el caso de los reactores BWR se utilizan bombas de recirculación (usualmente dos bombas) instaladas en el edificio del reactor, mientras que en los reactores ABWR se incluyen bombas de recirculación internas (10 bombas) con las cuales se realiza dicho control<sup>9</sup>.

En el caso de los reactores PWR, APWR<sup>9</sup> y AP1000<sup>10</sup> el control de los pequeños cambios de potencia se realiza controlando la concentración de ácido bórico en el circuito primario, ya que debido a que el boro es un elemento absorbedor de neutrones el incremento o decremento de su concentración permite controlar la potencia.

La regulación del número de neutrones se consigue mediante la inserción en el núcleo de sustancias que absorben neutrones. Estas sustancias son introducidas en el núcleo en forma de **barras de control** del reactor. Cuando las barras de control están totalmente introducidas en el núcleo, la absorción de neutrones es tal que la reacción en cadena no prospera. Por el contrario, a

---

<sup>9</sup> Descripción de diseño del ABWR y del APWR en el sistema de información de reactores avanzados (ARIS) del OIEA.

<sup>10</sup> Capítulo 4 del Documento de Control de Diseño (DCD) del AP1000, revisión 17.



medida que se van retirando las barras de control del núcleo, el número de neutrones que entra en acción aumenta hasta conseguir el restablecimiento de la reacción en cadena.

Los materiales que más se utilizan para la fabricación de las barras de control suelen estar formados por aleaciones. Las más empleadas son la aleación de cadmio con plata, a la que a veces se añade aluminio y berilio para aumentar su resistencia a la corrosión; el boro en aleación con el acero, el hafnio, etc.

El conjunto del núcleo del reactor se encuentra contenido en un recipiente de acero, de unos 4 m de diámetro y más de 12 m de altura en términos generales (estas dimensiones dependen del tipo de reactor), con paredes cuyo espesor alcanza los 25 ó 30 cm. Este recipiente recibe el nombre de **vasija del reactor**.

Para extraer el calor del núcleo y transportarlo al grupo turboalternador, el reactor se vale de un **fluido refrigerante**. Este se encuentra asimismo en el interior del núcleo, en contacto con los elementos de combustible, el moderador y las barras de control. El refrigerante transporta el calor generado en el núcleo, de manera directa o a través de un circuito secundario) hasta el conjunto turbina-alternador y vuelve después al núcleo del reactor para iniciar de nuevo el ciclo. El conjunto de conductos por el cual circula el refrigerante recibe el nombre de **circuito primario**. Los refrigerantes más utilizados son el agua ligera, el agua pesada, el sodio, el litio y el potasio, entre los líquidos, y el nitrógeno, el helio, el hidrógeno y el dióxido de carbono entre los gaseosos.

La vasija del reactor y el conjunto del circuito primario se encuentran contenidos en el **edificio de contención**, que posee muros de gran espesor para resistir las cargas que pudieran producir hipotéticos movimientos sísmicos y evitar la salida de radiactividad al exterior en caso de accidente. Suele tener forma esférica o cilíndrica rematada por una cúpula semiesférica. En los modernos reactores de 1000 MW puede alcanzar los 60 m de altura y los 40 m de diámetro.

Los componentes típicos de un reactor nuclear de fisión utilizados para la generación de energía eléctrica se mencionan a continuación<sup>11</sup>:

---

<sup>11</sup> Apuntes de Fundamentos de Energía Nuclear, Dr. Juan Luis François L, UNAM.

- 1) **Vasija a presión del reactor.** En la mayoría de los reactores el combustible está contenido dentro de una vasija a presión. Sin embargo, en algunos diseños, las barras de combustibles están contenidas dentro de tubos a presión individuales.
- 2) **Combustible.** Isótopo físil (divisible) o fértil (convertible en físil por activación neutrónica): **Uranio-235 y Plutonio-239** (físiles) **Uranio-238 y Torio-232** (fértiles), o mezclas de éstos (**MOX, Mezcla de Óxidos de Uranio y Plutonio**). El combustible habitual en las centrales refrigeradas por agua ligera es el dióxido de uranio enriquecido, en el que entre 3% y 4% de los núcleos de uranio son de U-235 y el resto de U-238. La proporción de U-235 en el uranio natural es sólo de 0.72% de los átomos, por lo que es necesario someterlo a un proceso de enriquecimiento en este nucleído.
- 3) **Moderador.** Agua, agua pesada, grafito: Cumplen con la función de **frenar la velocidad de los neutrones** producidos por la fisión, para que tengan la oportunidad de interactuar con otros átomos físiles y mantener la reacción en cadena. Como regla general, a menor velocidad del neutrón, mayor probabilidad de fisión con los núcleos del combustible.
- 4) **Barras de Control.** Normalmente de carburo de boro, utilizado para **absorber neutrones**. La inserción de las barras, baja la potencia del reactor, por el contrario cuando se extraen aumenta la potencia.
- 5) **Refrigerante.** Agua, agua pesada, anhídrido carbónico, helio, sodio metálico: **Conduce el calor generado** hasta un intercambiador de calor, o bien directamente a la turbina generadora de electricidad o propulsión.
- 6) **Instrumentación.** Estos son necesarios para **monitorear** el comportamiento de las diversas variables presentes en el reactor.
- 7) **Generador de Vapor.** Parte del sistema de refrigeración. Este **separa el vapor del refrigerante (agua o agua pesada)** y lo dirige hacia las turbinas para generar electricidad.
- 8) **Contención.** Los reactores están contenidos dentro de una contención que actúa como blindaje contra las radiaciones y está diseñado para **prevenir la liberación de radiactividad al medio ambiente**. La carencia de una contención es un diseño débil de algunos reactores soviéticos.

### 2.1.2 Clasificación de los reactores

No hay un motivo específico para clasificar a los reactores, sin embargo, es importante conocer el lenguaje que se utiliza.

- a) Por el **uso** a que se destine el reactor: académico, investigación, producción de plutonio, producción de energía, etc.
- b) Por la **naturaleza de los neutrones** que provocan la fisión nuclear: rápidos, intermedios, térmicos.
- c) Por la **naturaleza** y el empleo **del combustible**: natural, enriquecido, heterogéneo, homogéneo.
- d) Por la potencia y flujo de neutrones.
- e) Por generación, I, II, III y IV.

No obstante, las clasificaciones más comunes se determinan a partir del tipo de combustible o por el tipo de refrigerante – moderador. En la tabla 2.A se muestra una clasificación de los reactores.

Tipo de Reactor	Propósito	Tipo de Refrigerante	Tipo de Moderador	Combustible	Grado de Enriquecimiento
<b>De agua en ebullición (BWR)</b>	Producción de Electricidad	Agua	Agua	Dióxido de Uranio	Bajo
<b>De agua a presión (PWR)</b>	Producción de Electricidad y Embarcaciones	Agua	Agua	Dióxido de Uranio	Bajo
<b>De agua pesada (HWR)</b>	Producción de electricidad y plutonio	Agua pesada	Agua pesada	Dióxido de Uranio, metal	Uranio natural
<b>Enfriados con gas moderados con grafito</b>	Producción de electricidad	Gas (helio o dióxido de carbono)	Grafito	Dicarburo de uranio o uranio metálico	Ligeramente enriquecido

Tipo de Reactor	Propósito	Tipo de Refrigerante	Tipo de Moderador	Combustible	Grado de Enriquecimiento
<b>Enfriados con agua moderados con grafito</b>	Producción de electricidad y plutonio	Agua	Grafito	Dióxido de uranio o metálico (RBMK)	Ligeramente enriquecido y natural
<b>Enfriados con metal líquido</b>	Producción de electricidad y plutonio	Sodio líquido o fundido	No se requiere	Dióxidos de uranio y plutonio	Mezclas de uranio 235 y plutonio 239

Tabla 2.A Clasificación de los reactores

## 2.2 Sistemas de Enfriamiento en Centrales Nucleares

Dentro de una central nuclear existen varios sistemas que tienen como función la remoción del calor residual de los procesos térmicos y remoción del calor generado durante la operación de equipos como bombas, enfriadores, intercambiadores de calor, etc. Para llevar a cabo la elección de la mejor opción disponible para satisfacer dichos requerimientos de enfriamiento, es necesario realizar una evaluación técnica detallada y un análisis económico que permita comparar entre las distintas alternativas que sean técnicamente factibles.

### *2.2.1 Principales Sistemas de Enfriamiento en una Central Nuclear*

En el caso de una central nuclear los dos sistemas de enfriamiento más importantes son los denominados Sistema de Agua de Circulación (CWS) y el Sistema de Agua de Servicios Esenciales (ESWS), también denominado Agua de Servicio del Reactor (RSW) y que funciona también como el Último Sumidero de Calor de la central nuclear.

A continuación se describe brevemente las funciones y características de estos sistemas principales de enfriamiento, que son la base de los análisis realizados en esta tesis.

### ***2.2.1.1 Sistema de Agua de Circulación (CWS)***

El sistema de agua de circulación se encarga de proporcionar el agua de enfriamiento para la remoción de la carga térmica rechazada por el ciclo de vapor, esta carga térmica que no es utilizada en el ciclo se rechaza a través del condensador principal el cual se ubica en la salida de las turbinas de baja presión. De esta manera toda la carga térmica rechazada es removida por el agua de circulación y transferida al sumidero de calor del ciclo de vapor de la central.

La remoción del calor contenido en el vapor que sale de las turbinas de baja presión permite la condensación del mismo, permitiendo de esta manera cerrar el ciclo térmico, mientras que el agua de circulación incrementa su temperatura al remover todo el calor que no ha sido útil en el ciclo.

El CWS no tiene ninguna función de seguridad, es decir, no es necesario para realizar el apagado seguro del reactor, la importancia de mantener el flujo de enfriamiento de diseño, es asegurar la eficiencia óptima del ciclo térmico, para asegurar mantener las presiones de vacío por diseño en el condensador principal.

Sin embargo estos sistemas se pueden categorizar como componentes sensibles ya que la pérdida puede afectar de manera directa a la generación eléctrica de la central.

En términos generales el Sistema de Agua de Circulación consiste de:

1. Una obra de toma con mallas viajeras para el filtrado del agua, y las bombas principales del sistema incluyendo válvulas de aislamiento. Estas bombas usualmente son de las bombas de mayores dimensiones en la central nuclear.
2. Las cajas de agua, tuberías del sistema, y sistemas relacionados para realizar el vacío de las cajas de agua, su drenado y llenado.
3. El lado tubos del condensador principal, además de los sistemas para el tratamiento químico del agua de circulación.
4. En su defecto, si el circuito de enfriamiento es cerrado, entonces existirá una torre de enfriamiento cuyo bacín acondicionado con bombas se encarga de suministrar el agua de enfriamiento al condensador para que posteriormente regrese a la torre para ser enfriada.

Para garantizar el adecuado funcionamiento de dicho sistema CWS, es necesaria la interrelación con los siguientes sistemas cuyas funciones son, en mayor o menor medida, indispensables para la correcta operación del CWS<sup>12</sup>.

- a) Estructura de obra de toma y estructura de obra de descarga del sistema de agua de circulación; son las estructuras a través de las cuales se realiza la succión o entrada del agua de circulación y su posterior descarga hacia la misma fuente de suministro.
- b) Sistema de vacío de las cajas de agua; se encarga de realizar el venteo y succión a vacío de las cajas de agua con el objetivo de mantenerlas totalmente llenas durante toda la operación normal de la central.
- c) Sistema de hipoclorinación; encargado de asegurar que la calidad del agua de mar se mantenga adecuada, eliminando bacterias que puedan afectar la integridad de equipos, estructuras o componentes.
- d) Sistema de mallas giratorias y bombas de lavado de las mallas; con la función de realizar la limpieza del agua succionada en la obra de toma antes de la succión a las bombas principales del sistema.
- e) Sistema de drenes y venteos del condensador; este sistema cuenta con varias descargas hacia el condensador principal por lo que la energía descargada hacia el condensador debe ser considerada dentro de la carga a remover por el sistema CWS.
- f) Sistemas eléctricos asociados; cuya función es proporcionar la alimentación y protecciones eléctricas para los equipos del sistema.

### ***2.2.1.2 Sistema de Agua de Servicio del Reactor (RSW)***

El sistema de Agua de Servicio del Reactor está íntimamente ligado con el sistema de Agua de Enfriamiento del Edificio del Reactor (RCW). El sistema RSW está diseñado para remover el calor proveniente de cada una de las divisiones del sistema RCW, enfatizando que el sistema RCW es requerido para realizar el apagado seguro del reactor, y además también enfría a sistemas auxiliares cuya operación es deseada posterior a un LOCA, aun cuando no son esenciales para el apagado seguro del reactor. De esta manera el sistema RSW también está dividido en divisiones

---

<sup>12</sup> Se utiliza como referencia los sistemas instalados en la CNLV.

independientes, tanto eléctrica como mecánicamente, para garantizar la remoción de calor del sistema RCW.

La interfaz entre ambos sistemas se realiza en los intercambiadores de calor del sistema RCW, donde el agua de enfriamiento del sistema RSW se encarga de remover el calor contenido en el agua del sistema RCW (que a su vez ha enfriado a los componentes en el edificio del reactor).

En este caso dependiendo de la opción elegida para el sistema RSW, el agua a la salida del intercambiador del RCW puede ser directamente descargada a la fuente del agua (en un circuito abierto) o puede ser devuelta a la torre de enfriamiento para completar un circuito cerrado de enfriamiento.

### ***2.2.1.3 Último Sumidero de Calor (UHS)***

Debemos empezar por aclarar que el Último Sumidero de Calor no es un sistema como tal, sino que interactúa directamente con todos los componentes del sistema de Agua de Servicio del Reactor, sin embargo, como último sumidero de calor está diseñado para garantizar el suministro de agua de enfriamiento para la remoción de calor del sistema RSW para permitir el apagado seguro y enfriamiento de la unidad, y mantener la unidad en una condición de paro segura. El Último Sumidero de Calor también garantiza el suministro suficiente de agua para la remoción del calor durante la condición de accidente.

El UHS debe también estar diseñado para garantizar que no es requerido realizar reposición de agua por un periodo mínimo de 30 días posterior a un accidente. Además de cumplir con varios criterios de diseño adicionales como separación de divisiones, garantizar el desempeño de sus funciones, aun suponiendo una falla simple, etc. Sus componentes son categoría relacionada con seguridad al ser necesario para el apagado seguro del reactor.

El Último Sumidero de Calor es diferente para cada central, por ejemplo, para la Central Laguna Verde el UHS es el Golfo de México, para el diseño certificado del ABWR es un estanque de enfriamiento, para el diseño en certificación del US EPR es el agua localizada en el bacín de las torres de enfriamiento.

## **2.3 Tipos de Circuitos de Enfriamiento.**

Una vez que se han descrito los sistemas de enfriamiento más importantes de una Central Nuclear, se procede a describir cada una de las opciones existentes para ser utilizadas para remover la carga térmica en la central con dichos sistemas de enfriamiento. En términos generales se puede distinguir que las opciones más comunes para los circuitos de enfriamiento son:

1. Circuito Abierto de un solo paso tomando agua del mar o río.
2. Circuito Abierto con una torre de enfriamiento auxiliar adicional, cuyo objetivo es disminuir la temperatura del agua a la salida del condensador principal.
3. Circuito Cerrado con una gran variedad de torres de enfriamiento, destacándose las más comunes que son:
  - a) Torre de enfriamiento tipo húmeda
  - b) Torre de enfriamiento tipo seca

### ***2.3.1 Circuito Abierto***

El agua es extraída directamente de la fuente de agua y es bombeada para pasar directamente al condensador principal o al sistema RSW y posteriormente todo el flujo del sistema es descargado de manera directa a la fuente de descarga. Debido a que en términos generales el agua es succionada y descargada directamente, también recibe el nombre de “enfriamiento de un solo paso”, ver figura 2.2.

El requerimiento obligatorio de este circuito es la existencia de una gran cantidad de agua en el sitio, ya sea mediante agua de mar, río o lago, ver figura 2.1. Otro requerimiento importante será el límite de temperatura de descarga, ya que al ser un circuito en el que se descarga una gran cantidad de agua caliente hacia el ecosistema local se deben evaluar las probables afectaciones sobre el mismo, y se debe mantener dicha temperatura de descarga dentro del valor establecido en el permiso otorgado por las autoridades locales.



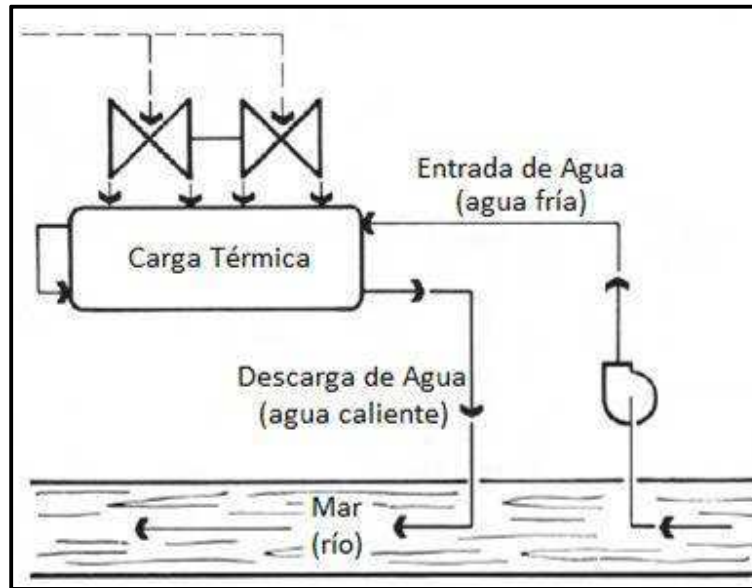


Figura 2.1 Esquema de un circuito abierto

### ***2.3.2 Circuito Abierto con torre de enfriamiento auxiliar***

De acuerdo con las características del sitio puede existir una gran cantidad de agua disponible pero con una alta temperatura del agua, por lo cual las condiciones en la descarga después de remover el calor del ciclo térmico o del edificio del reactor, pueden llegar a ser demasiado elevadas en comparación con el permiso otorgado de descarga. De tal manera que con el objetivo de satisfacer dicho límite de temperatura, es factible considerar la opción de utilizar en los circuitos abiertos una torre de enfriamiento auxiliar a la que se derive total o parcialmente el flujo de agua caliente en la descarga. De manera que el agua a la salida de la torre auxiliar se ha enfriado lo suficiente como para satisfacer la normatividad de temperatura en la descarga. Una consideración importante para estas “torres auxiliares” es que no requieren el suministro de agua de repuesto ni tampoco de agua de purga, ya que al no ser un circuito abierto las pérdidas asociadas a la torre no son importantes. En la figura 2.3 se muestra un esquema de este tipo de circuito.

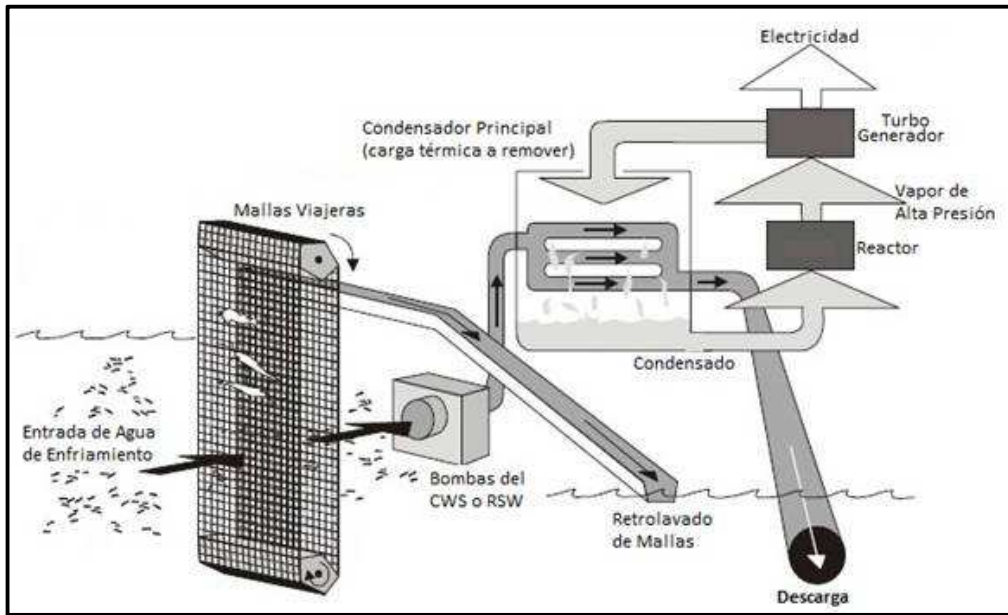


Figura 2.2 Circuito Abierto Típico en una Central Eléctrica

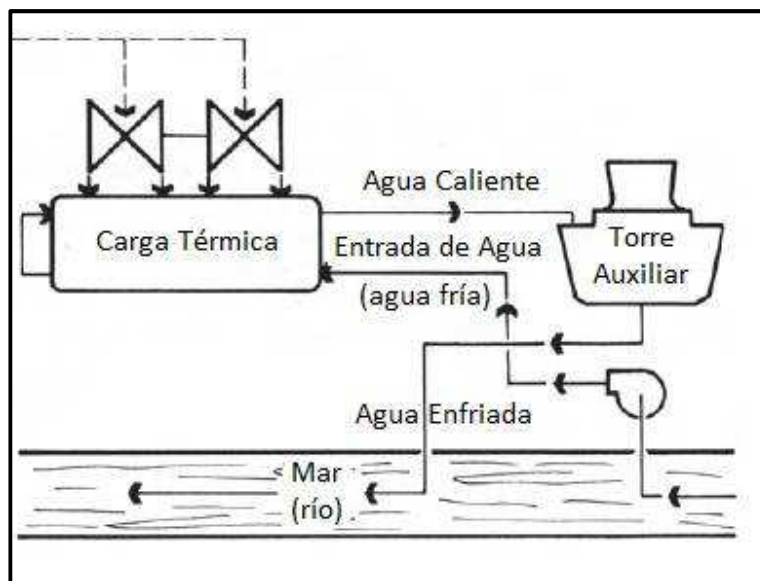


Figura 2.3 Esquema de un circuito abierto con torre auxiliar

### 2.3.2 Circuito cerrado con torre de enfriamiento

Donde no hay agua suficiente disponible, se recomienda un circuito de enfriamiento cerrado. Con el circuito cerrado, el agua de enfriamiento se extrae del bacín de la torre de enfriamiento y se envía al circuito de enfriamiento mediante una bomba. El agua calentada en el condensador es

posteriormente enfriada en la torre de enfriamiento, y finalmente cae al bacín de la torre para cerrar de esta manera el circuito, ver las figuras 2.4 y 2.5. Las pérdidas de agua, causadas por evaporación y desalinización, son compensadas con el agua de repuesto suministrada a la torre. El refrigerante en un sistema de circuito cerrado de enfriamiento puede ser tratado para prevenir la corrosión, eliminando la necesidad de tuberías resistentes a la corrosión.



Figura 2.4 Torre de Enfriamiento

## 2.4 Torres de Enfriamiento

Las **torres de enfriamiento**<sup>13</sup> son estructuras para refrigerar agua y otros medios a temperaturas muy altas. El uso principal de grandes torres de refrigeración industriales es el de rebajar la temperatura del agua de refrigeración utilizada en plantas de energía, refinerías de petróleo, plantas petroquímicas, plantas de procesamiento de gas natural y otras instalaciones industriales. En la figura 2.6 se muestra un esquema general de una torre de enfriamiento.

---

<sup>13</sup> Cooling Tower Fundamentals, by SPX cooling technologies, 2009.

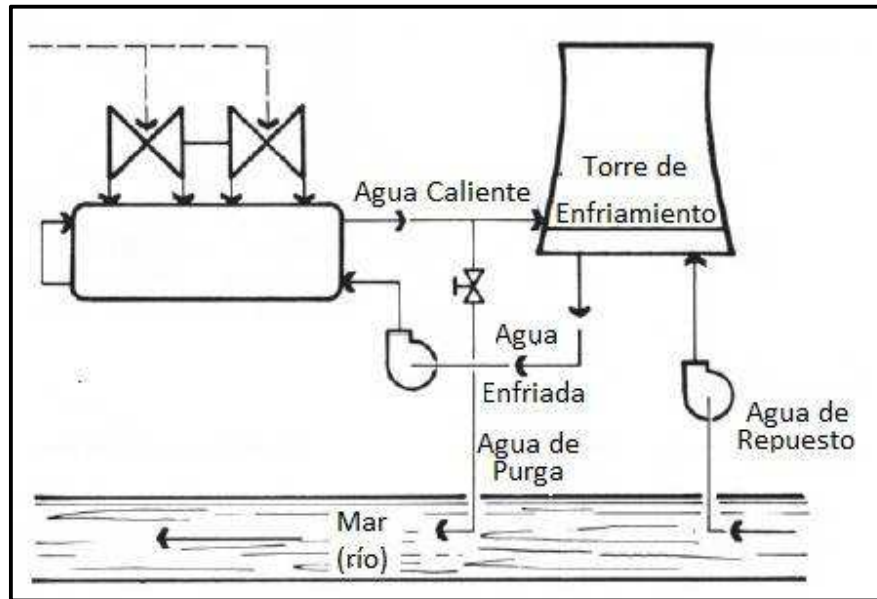


Figura 2.5 Esquema de un circuito cerrado

La importancia de explicar el funcionamiento, los tipos y características de las torres de enfriamiento, es facilitar la comprensión del análisis comparativo realizado en los capítulos 3 y 4 de esta tesis, en los cuales se analizan distintas opciones de torres de enfriamiento y de torres auxiliares considerando las condiciones meteorológicas del sitio, variando sus parámetros operativos e incluyendo el dimensionamiento de las bombas principales.

### ***2.4.1 Introducción***

La torre de enfriamiento es un dispositivo capaz de enfriar eficientemente grandes volúmenes de agua, poniéndola en contacto con aire atmosférico. Un pequeño porcentaje del agua es evaporado, expulsando consigo el calor a la atmósfera, como aire caliente y húmedo. La temperatura del agua desciende hacia el límite de la temperatura de bulbo húmedo ( $T_{wb}$ , por sus siglas en inglés).

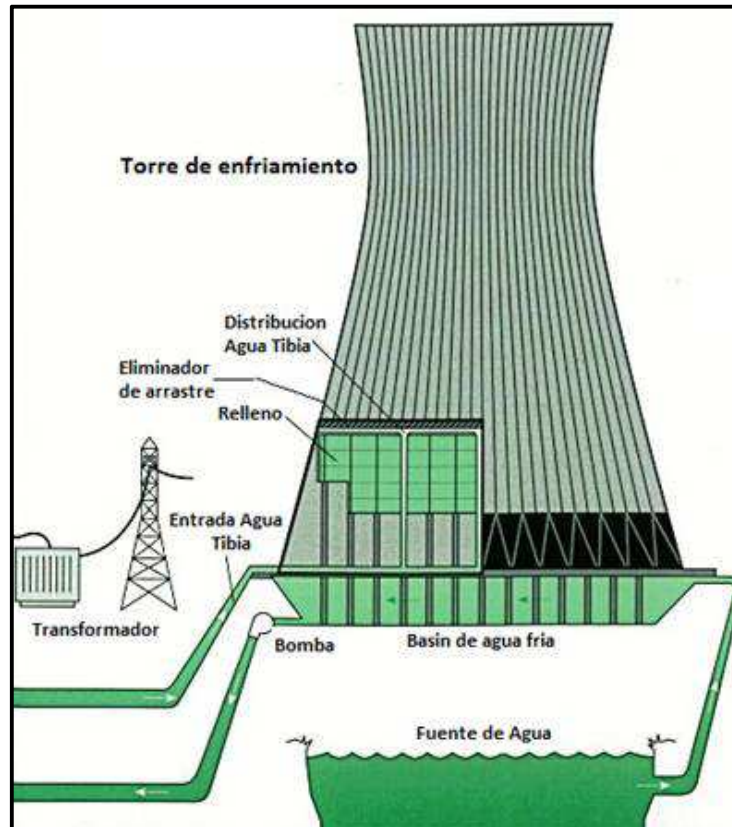


Figura 2.6 Torre de Enfriamiento en circuito cerrado

El proceso de transferencia de calor comprende:

- a).- La transferencia de calor latente debido a la evaporación de una porción pequeña de agua.
- b).- La transferencia de calor sensible debido a la diferencia de temperatura entre el agua y el aire.

La posible eliminación teórica de calor por masa de aire circulando por una torre de enfriamiento depende de la temperatura y el contenido de humedad del aire. La temperatura del bulbo húmedo es un indicador del contenido de humedad del aire. Por lo tanto, esta es la temperatura teórica más baja a la que puede enfriarse el agua.

El espacio vacío es muy grande, generalmente mayor del 90%, con el fin de que la caída de presión del gas sea lo más baja posible. Como consecuencia, la superficie de la interfase no sólo incluye la superficie de las películas líquidas que humedecen el empaque, sino también la superficie de las gotas que caen como lluvia.

Con frecuencia la armazón y el empaque interno son de madera. Es común la impregnación de la madera con fungicidas bajo presión. Generalmente el entablado de los costados de la torre es de pino, poliéster reforzado con vidrio, o cemento de asbesto. Pueden empacarse con empaques plásticos. El empaque de plástico puede ser polipropileno, moldeado en forma de enrejado o alguna otra forma. El esquema de operación de una torre de enfriamiento se muestra en la figura 2.7.

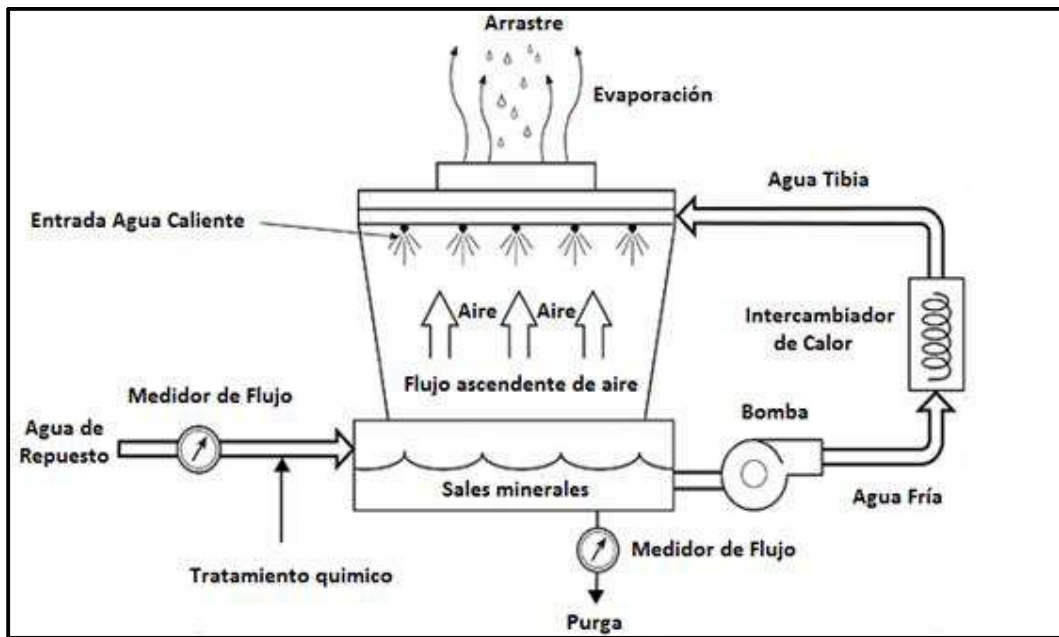


Figura 2.7 Esquema de operación de una torre de enfriamiento

#### 2.4.2 Clasificación de torres de enfriamiento

Las torres de enfriamiento se clasifican de acuerdo con los medios por los que se suministra el aire. Todas emplean hileras horizontales de empaque para suministrar gran superficie de contacto entre el aire y el agua. Existen diversas clasificaciones<sup>14</sup> dependiendo el detalle de explicación deseado, a continuación se menciona la clasificación por tiro mecánico y tiro natural<sup>15</sup>, en la figura 2.9 se muestran esquemas generales de distintos tipos de torres.

<sup>14</sup> Electrical Energy Equipment: Cooling Towers, [www.energyefficiencyasia.org](http://www.energyefficiencyasia.org)

<sup>15</sup> Procesos de transferencia de calor, KERN, 31 Ed.

**Torres de tiro  
mecánico**

- **Tiro inducido:** El aire se succiona a través de la torre mediante un ventilador situado en la parte superior de la torre
- **Tiro forzado:** El aire se fuerza por un ventilado en el fondo de la torre y se descarga por la parte superior.

**Torres de  
circulación  
natural**

- **Atmosféricas:** Aprovecha las corrientes atmosféricas de aire, este penetra a través de rompe vientos en una sola dirección, cambiando con las estaciones del año y las condiciones atmosféricas.
- **Tiro forzado:** Operan de la misma manera que una chimenea de horno. La diferencia entre la densidad del aire en la torre y en el exterior originan un flujo natural de aire frío en la parte inferior y una expulsión del aire caliente menos denso en la parte superior.

### **Torres de tiro mecánico:**

- a) Torres de tiro inducido: En la torre de tiro inducido el agua caliente procedente de la refrigeración se deja caer por el interior de la torre mediante un sistema de distribución de agua, que debe caer uniformemente sobre el relleno. En la parte superior hay unos ventiladores que hacen que el aire circule a contracorriente del agua. El fenómeno de cesión de calor se debe a que al entrar en contacto el agua caliente con el aire se forma una película de aire húmedo alrededor de cada gota. El agua que pasa al aire, y por tanto se evapora, extrae el calor necesario para la evaporación del propio líquido y produce por tanto un enfriamiento del mismo. Por la parte superior sale el aire húmedo, visible si las condiciones ambientales dificultan la dispersión de este vapor en el aire (frío intenso o humedad relativa alta). Este vapor visible se denomina penacho o pluma, y aunque es vapor de agua (más que vapor es niebla, es decir gotas finas de agua) y por tanto no es contaminante, tiene cierto impacto visual. Una de las principales ventajas de este tipo de torre es que puede ser bastante baja, disminuyendo así la energía requerida para el bombeo de agua a las partes altas de la torre.
- b) Las torres de enfriamiento de tiro forzado están generalmente dotadas de un ventilador con su eje horizontal en el lado de la torre el cual descarga aire hacia atrás. El flujo de aire es dirigido después hacia arriba por mamparas, haciéndolo pasar a través de la corriente descendente del agua, después de lo cual es descargado por la parte superior a través de un sistema que elimina la mayor parte de las gotas arrastradas. Ya que la totalidad de la superficie de la parte superior de la torre es usada para la descarga de aire, la velocidad del aire de salida es más baja que las velocidades de descarga de la torres de tiro inducido. Los elementos que componen estas torres son prácticamente los mismos que los que componen las torres de tiro inducido. La ventaja de estas torres es que el ventilador es más fácilmente accesible y está sometido a condiciones menos rigurosas, por el contrario estas torres tienen peor distribución del aire a lo largo del relleno, suelen ser más elevadas y tienen más consumo eléctrico en ventiladores. En las tablas comparativas de los capítulos 3 y 4 se puede observar que se utilizan torres de tiro mecánico con una altura de hasta 75 ft y 330 ft de diámetro



### **Torres de tiro natural:**

En las torres de tiro natural el aire se mueve por el efecto chimenea. No se consume ningún tipo de energía para efectuar el movimiento de este aire. Son particularmente seguras en su funcionamiento y generalmente se emplean para el enfriamiento de grandes caudales de agua. Ocupan un volumen mayor a igualdad de capacidad de enfriamiento que las torres de tiro inducido o forzado; esto se debe a que las velocidades del aire son bajas. No son muy habituales en plantas de cogeneración y por el contrario es el sistema más común en grandes centrales eléctricas.

Las torres de tiro natural deben ser altas para promover el efecto de las densidades, deben tener una sección transversal grande debido a la baja velocidad con que el aire circula comparada con las torres de tiro mecánico. En las tablas comparativas de los capítulos 3 y 4 se puede observar que se utilizan torres naturales con una altura de 550 ft y hasta 430 ft de diámetro. En la figura 2.8 se muestra una torre de enfriamiento de tiro natural

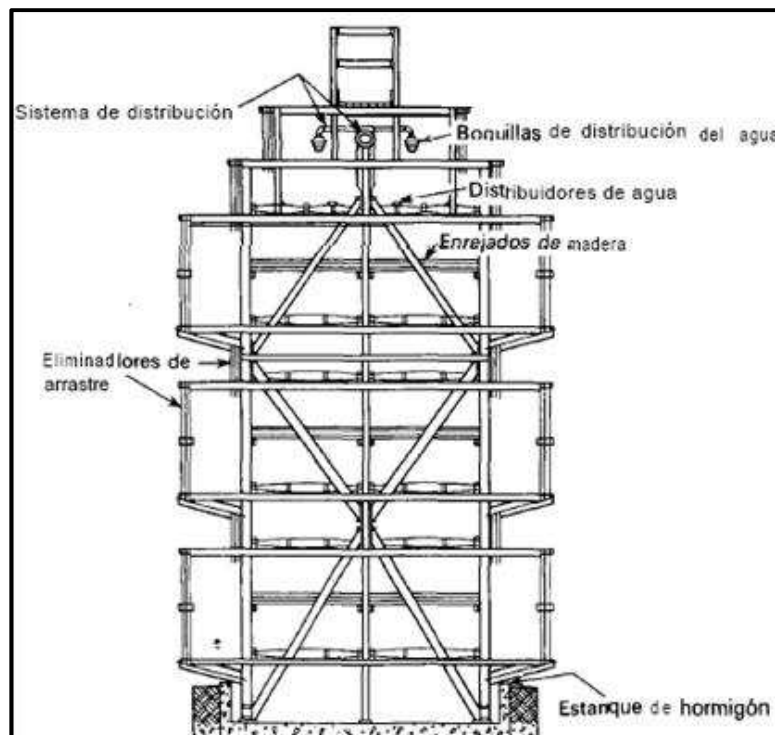


Figura 2.8 Tipo de torres de enfriamiento de tiro natural

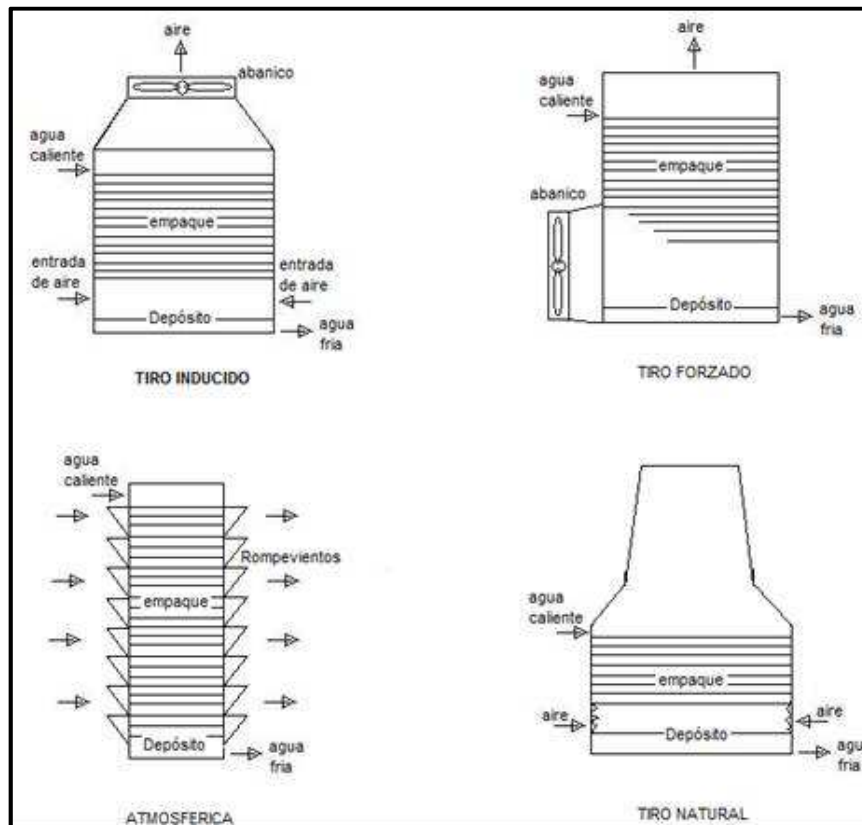


Figura 2.9 Esquemas generales de distintos tipos de torres

### 2.4.3 Fundamentos termodinámicos

La teoría del proceso de transferencia de calor en una torre de enfriamiento, es la que desarrolló Merkel<sup>16</sup>. Este análisis se basa en la diferencia del potencial de entalpía como fuerza motriz. Se supone que cada partícula de agua está rodeada por una película de aire y que la diferencia de entalpía entre la misma y el aire circundante proporciona la fuerza impulsora para el proceso de enfriamiento.

El principio de operación de la torre de enfriamiento se puede observar en la figura 2.10 en la cual se muestra una gota de agua cayendo a través de un flujo ascendente de aire no saturado a una temperatura de bulbo húmedo de  $T_{wb}$  y con una entalpía de  $h_A$  en una torre de enfriamiento a contraflujo. Podemos asumir que la gota de agua está rodeada de una capa de aire saturado a la temperatura del agua  $T_w$  y con una entalpía  $h_W$ . Mientras la gota desciende, se lleva a cabo una

<sup>16</sup> <http://webdelprofesor.ula.ve/ingenieria/csalas/OPIV/torres1.pdf>

transferencia de masa y calor a través de la interfaz de la película de aire hacia el aire ascendente, enfriando el agua de una temperatura caliente  $T_{hw}$  a una temperatura fría  $T_{cw}$ .

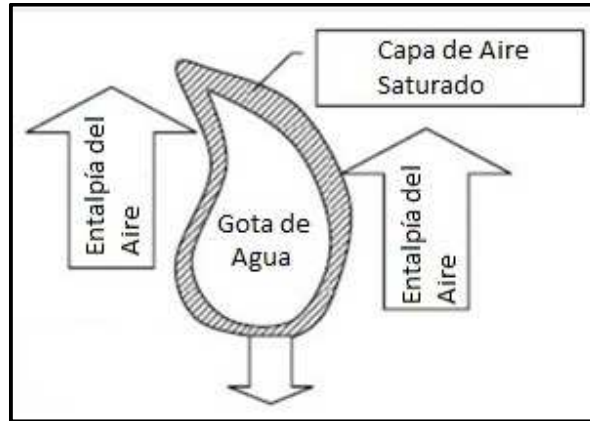


Figura 2.10 Gota de Agua a través de la torre de enfriamiento

En la figura 2.11 se ilustran las relaciones del agua y el aire y el potencial impulsor que existe en una torre de contraflujo, en donde el aire fluye en sentido paralelo, pero siguiendo una dirección opuesta al flujo del agua.

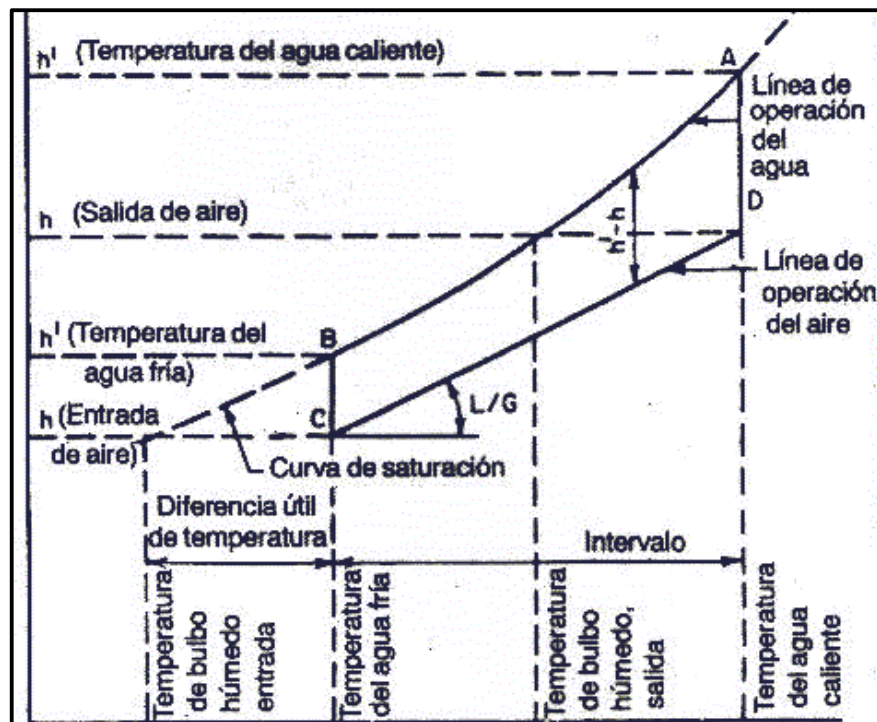


Figura 2.11 Relaciones de agua y aire y el potencial impulsor que existe en una torre de contraflujo

La línea de operación del agua está representada por la línea AB y se especifica por medio de las temperaturas del agua de la torre en la entrada y salida. La línea de operación del aire principia en C, verticalmente por debajo de B, y en un punto que tiene una entalpía correspondiente a la temperatura de entrada de bulbo húmedo. La línea BC, representa la fuerza impulsora inicial ( $h^* - h$ ). El aire que sale de la torre se representa por medio del punto D, y la gama de enfriamiento es la longitud proyectada de la línea CD sobre la escala de temperaturas.

La película de aire es representada por la línea de operación del agua sobre la curva de saturación. El aire principal es representado por la línea de operación del aire, cuya pendiente es la razón entre el Agua/Aire [L/G].

La característica de enfriamiento, que es el “grado de dificultad” para realizar el enfriamiento, es representado por la Ecuación de Merkel, dicha teoría considera el flujo de masa y energía del agua a la interfaz y de la interfaz al aire ascendente. Cuando el flujo cruza estas dos fronteras, cada una ofrece una resistencia a la transferencia de materia y energía, que resulta en gradientes de temperatura, entalpía y de humedades.

$$\frac{K a V}{L} = \int_{T_{cw}}^{T_{hw}} \frac{dt}{h_w - h_A}$$

Dónde:

$$\frac{K a V}{L} = \text{Característica de Enfriamiento}$$

$h_A$  = Entalpía del aire ascendente a la temperatura de bulbo húmedo.

$h_w$  = Entalpía de la mezcla gaseosa a la temperatura del agua.

$T_{hw}$  = Temperatura del agua caliente.

$T_{cw}$  = Temperatura del agua fría.

La ecuación de Merkel básicamente establece que en cualquier punto de la torre, la transferencia total de calor es directamente proporcional a la diferencia entre la entalpía del aire saturado a la temperatura del agua y la entalpía del aire ascendente en el punto de contacto con el agua. Por tal motivo, la fuerza motriz en cualquier punto es la distancia vertical entre las dos líneas de operación de lo que se deduce que la temperatura mínima a la que el agua puede enfriarse en una torre de enfriamiento corresponde a la temperatura de bulbo húmedo del aire.

En relación con dicha fuerza motriz juegan un papel importante la definición de dos términos que se observan en la siguiente figura 2.12, dichos términos son **aproximación**, que es la diferencia entre la temperatura del agua fría a la salida de la torre y la temperatura de bulbo húmedo del aire, y **rango**, que es la diferencia entre la temperatura del agua caliente en la entrada de la torre y la temperatura del agua fría a la salida de la misma.

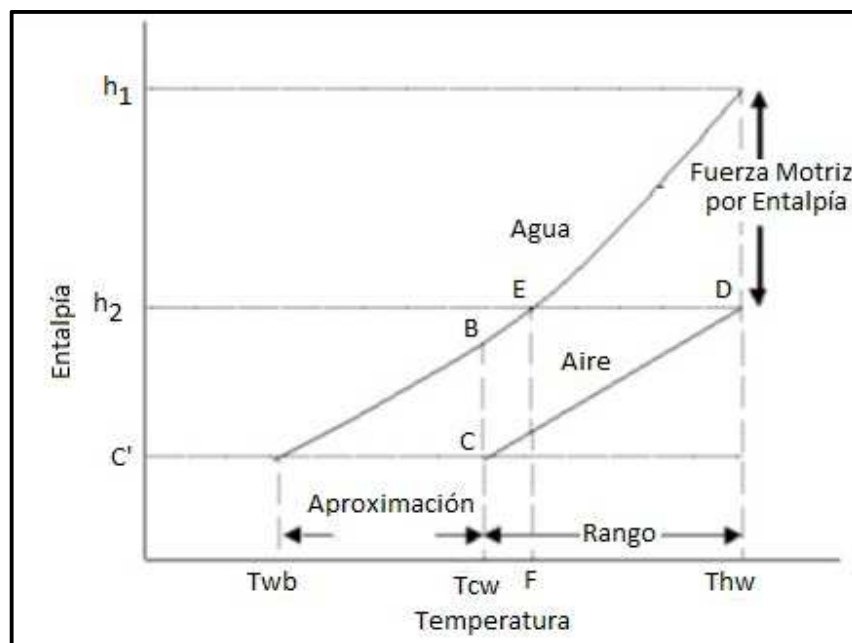


Figura 2.12 Entalpía Vs. Temperatura en la Torre de Enfriamiento

Y por lo tanto, el desempeño deseado de la torre es el inverso de dicha diferencia. La solución de la ecuación de Merkel puede ser representada por el diagrama de desempeño mostrado en la figura 2.13. El valor  $KaV/L$  es igual al área bajo la curva.

Un incremento en la temperatura de bulbo húmedo de entrada mueve a la línea de operación del aire hacia la derecha y hacia arriba para establecer un equilibrio. Tanto la temperatura de agua

caliente como la temperatura de agua fría se incrementan, mientras que la aproximación disminuye. La curvatura de la línea de saturación es tal que la aproximación disminuye a una razón progresivamente menor que el incremento de la temperatura de bulbo húmedo.

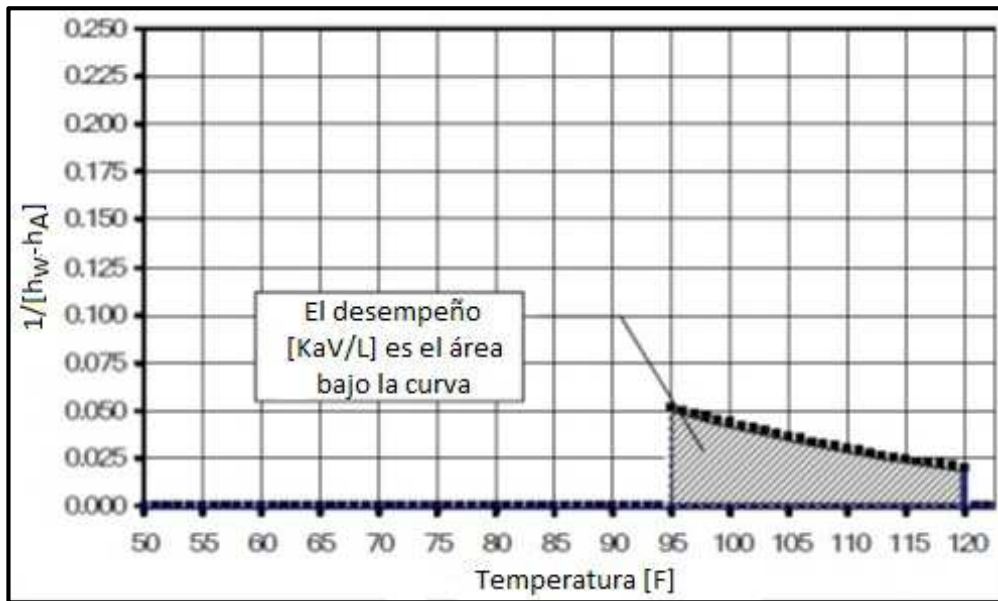


Figura 2.13 Desempeño de la torre de enfriamiento

Un incremento en la carga térmica incrementa el rango de la torre e incrementa la longitud de la línea de operación del aire. Para mantener el equilibrio, la línea se curva a la derecha incrementando la temperatura de agua caliente, la temperatura de agua fría y la aproximación. El incremento causa que la temperatura de agua caliente se incremente considerablemente más rápido que la temperatura de agua fría.

En ambos casos,  $KaV/L$  debe permanecer constante. Mientras que por otro lado, un cambio en  $L/G$  provocará un cambio en el valor de  $KaV/L$ .

#### ***2.4.4 Términos principales de torres de enfriamiento<sup>17</sup>***

**Bacín:** Es el recipiente o vasija colocado en la parte inferior de la torre, forma parte integral de la torre, su principal función es recolectar el agua para que sea extraída por las bombas o en su defecto descargada hacia el sumidero final (torre auxiliar).

**Arrastre:** Pérdida del agua de circulación en forma de gotas líquidas que son atrapadas y arrastradas con el aire que se descarga de la torre. Estas gotas tienen la misma concentración de impurezas que el agua al momento de entrar a la torre. Usualmente se instalan deflectores de diseños especiales con el objetivo de que el aire pase a través de ellos y se remuevan dichas gotas de agua antes de que el aire se descargue de la torre.

**Purga o agua de purga:** Es la porción del agua de circulación que es removida del bacín de la torre con el objetivo de mantener la concentración de sólidos disueltos y de otras impurezas dentro de niveles aceptables.

**Agua de repuesto:** Es el agua que se agrega o repone al circuito para compensar las pérdidas que existen en el “circuito cerrado” debido a los efectos de pérdida por evaporación, por arrastre, por purga y por fugas.

**Pluma:** Es la corriente de aire saturado que sale de la torre. La pluma es visible cuando el vapor de agua contiene condensado en contacto con el aire del ambiente que está más frío. El agua que se evapora en el proceso de enfriamiento se puede catalogar como “agua pura”, en contraste con el agua de arrastre o agua de purga con mayores contenidos de impurezas.

#### ***2.4.5 Condiciones de proceso y recomendaciones en las torres de enfriamiento***

Una de las características negativas de las torres de enfriamiento se conoce como *fogging*, o producción de niebla, lo cual se da cuando el aire caliente saturado a la salida de la torre se descarga en la atmósfera fría y ocurre condensación.

---

<sup>17</sup> <http://services.eng.uts.edu.au/~jafarm/Ct/Cooling-Tower-Glossary.htm>

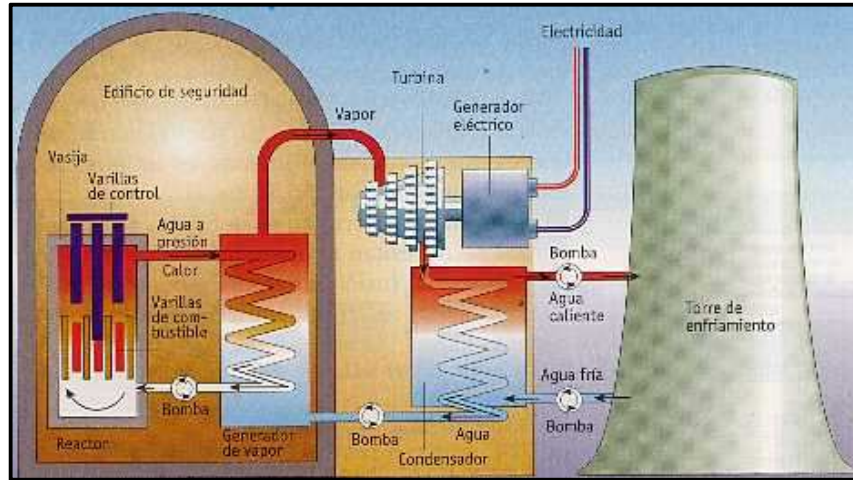


Figura 2.14. Arreglo típico de una Torre de Enfriamiento en los procesos de una Central Nuclear

### Recirculación

La recirculación en las torres de enfriamiento se define como una adulteración de la atmósfera de entrada a la torre por la atmósfera de salida de la misma. El efecto de la recirculación se ve en un inesperado aumento de la temperatura de bulbo húmedo del aire que entra a la torre de enfriamiento (por encima de la temperatura de bulbo húmedo del aire ambiente), y un correspondiente incremento en la temperatura del agua que sale de la torre, en la figura 2.15 se ilustra este efecto. A menos que la ubicación de la torre esté limitada, ésta debe ubicarse de manera tal que la descarga de la torre no esté ubicada del mismo lado que la admisión de aire a la misma. Esto garantiza que no ocurra recirculación debida a las corrientes de viento.

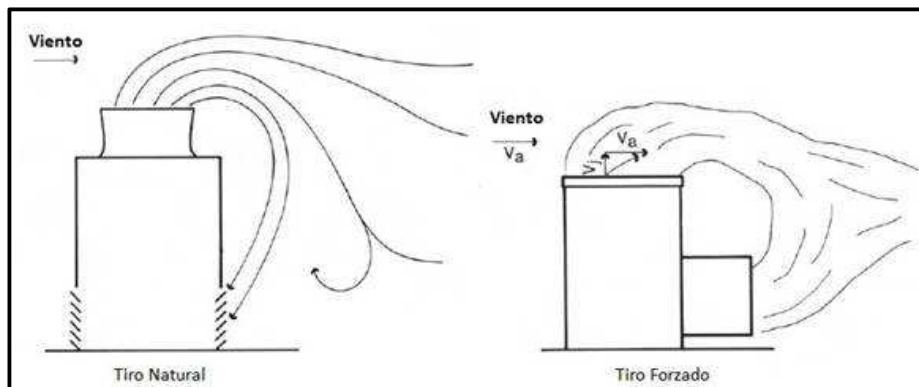


Figura 2.15 Recirculación en las Torres de Enfriamiento



Cuando sea inevitable la recirculación, la temperatura de bulbo húmedo de diseño determinada en la recomendación inicial debe incrementarse 1 °F para una torre de tiro inducido y 2 °F para una torre de tiro forzado. La figura 2.16 muestra un arreglo típico de torres de enfriamiento.

Todas las torres ofrecen un potencial riesgo de recirculación, la extensión de esta depende de las velocidades de entrada y salida del aire. Altas velocidades de entrada incrementan el potencial para la recirculación, mientras que elevadas velocidades de salida disminuyen el riesgo de recirculación.



Figura 2.16 Diseño típico torres de enfriamiento.

## Viento

Dependiendo de su velocidad y dirección, tiende a incrementar el potencial de la torre de enfriamiento a la recirculación.

No solamente la curvatura creada por el aire de salida en la dirección del flujo del viento, también se crea una zona de baja presión en la cual puede formarse una porción de niebla, si la admisión de aire a la torre está en esa dirección, entonces puede contaminarse el aire de entrada con esa niebla.

El grado al cual puede afectar la dirección del viento aumenta dependiendo de la relación de la velocidad de descarga de la torre ( $V_j$ ) respecto a la velocidad del viento ( $V_a$ ), como se observa en la figura 2.15

## **Restricción del flujo de Aire**

A una determinada carga de calor, un flujo determinado de agua y una temperatura de bulbo húmedo particular la temperatura del agua fría producida por una torre de enfriamiento es totalmente dependiente de la cantidad de aire de entrada. Una disminución en la cantidad de aire y la temperatura del agua se incrementará.

Debido a la importancia del flujo de aire, los fabricantes se preocupan en diseñar correctamente los ventiladores y sus motores, puesto que estos son los que mueven el aire contra la presión estática encontrada dentro de la torre.

La presión estática es una medida de la resistencia del sistema para un determinado flujo de aire, esto resulta de las restricciones en el sistema (lo cual incrementa la velocidad del aire) y de los cambios en la dirección del flujo de aire.

## **Interferencia**

La presencia de otras torres o de varias descargas que se ubiquen cerca de la torre de interés, puede “interferir” con el desempeño térmico de la misma, elevando de manera importante la temperatura de bulbo húmedo a la entrada de la torre, y por lo tanto afectado en su desempeño. Estas interferencias pueden ser causadas por otras instalaciones de la planta u otros equipos. Principalmente consisten de contribución térmica del efluente de otra torre de enfriamiento cercana.

Los efectos de interferencia se pueden minimizar ubicando en el lugar y con la orientación correcta las torres de enfriamiento. Cuando no se puedan efectuar tales mediciones es recomendable incrementar la temperatura de bulbo húmedo en 1 °F.

En la figura 2.17 se muestran las ubicaciones recomendadas dependiendo de la distancia disponible entre torre y torre.

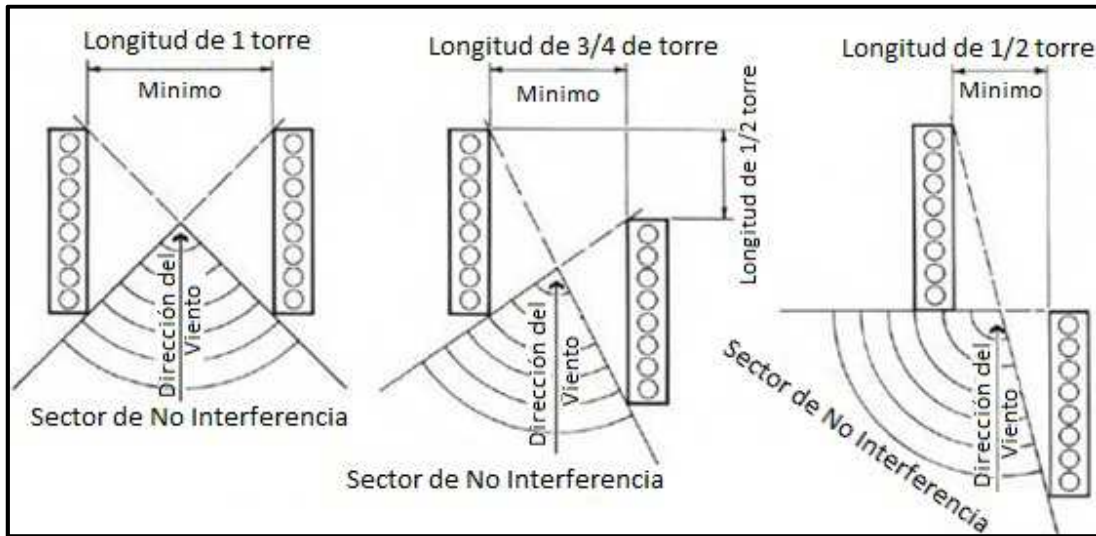


Figura 2.17 Ubicaciones recomendadas para evitar Interferencia

## 2.5 Tipos de Condensadores

Antes de proceder a realizar la descripción de cada una de las opciones, resulta conveniente explicar que existen dos tipos de diseño para los condensadores principales de la central nuclear, el condensador multipresión y condensador de una sola presión. El condensador principal es el componente que recibe el vapor que es descargado de las turbinas de baja presión, una vez que el vapor se ha expandido en la turbina para generar el movimiento de la misma entonces será descargado al condensador principal para que a través de la remoción de calor se realice la condensación del vapor y se pueda volver a empezar el ciclo de la unidad. Desde el punto de vista de este estudio, se explicaran las diferencias básicas entre un condensador de multipresión y un condensador de una sola presión.

### 2.5.1 Condensador Multipresión (Multipressure)

En este caso el agua de enfriamiento entrará a los condensadores ubicados en la salida de cada una de las turbinas de baja presión (pueden ser una, dos o tres) en un circuito en serie, de manera que el flujo de agua de circulación entrará primeramente en un condensador, realizará la remoción de calor de dicho condensador y posteriormente saldrá a una caja de agua intermedia para volver a entrar al segundo condensador, retirar calor de dicho condensador, y en caso de un turbogruppo

con 3 turbinas de baja presión, el agua entrará al tercer condensador para ser finalmente descargada.

La temperatura del agua de enfriamiento irá incrementándose conforme pasa a través de cada uno de los condensadores, de manera que cada condensador tendrá una presión de vacío de diseño distinta, y finalmente la temperatura a la salida del condensador será considerablemente mayor a la temperatura en la entrada del mismo. Mientras que por otro lado, el flujo de agua de circulación es relativamente moderado, ya que la misma agua circulará a través de los tres condensadores para realizar el enfriamiento del ciclo.

En la figura 2.18 se observa el diagrama esquemático del sistema de agua de circulación entrando a un condensador multipresión; este ejemplo corresponde al diseño en proceso de certificación del US EPR<sup>18</sup>:

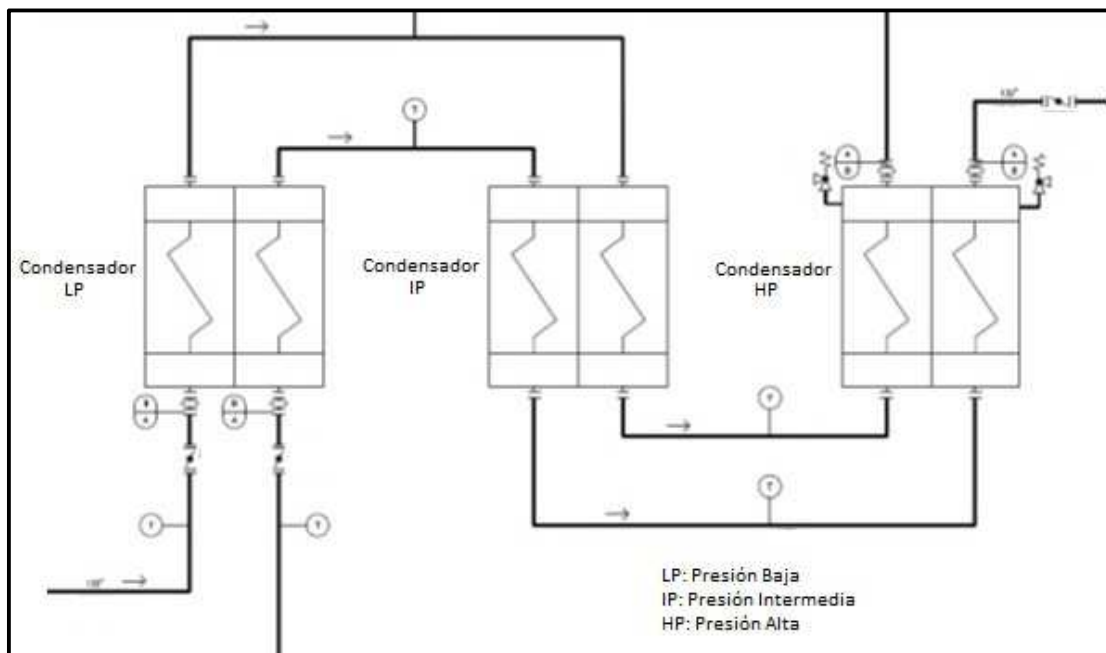


Figura 2.18 Diagrama esquemático de un condensador multipresión

<sup>18</sup> COLA para el US EPR, [www.nrc.gov](http://www.nrc.gov)

### 2.5.2 Condensador de una Presión (Single Pressure)

En este caso el agua de enfriamiento entrará a los condensadores ubicados en la salida de cada una de las turbinas de baja presión (pueden ser una, dos o tres) en un circuito en paralelo, de manera que el flujo de agua de circulación será dividido en flujo prácticamente iguales para entrar a cada uno de los condensadores, realizando la remoción de calor en cada condensador y posteriormente siendo descargado el flujo de cada condensador para unirse en un canal común de descarga.

En este caso, la temperatura del agua de enfriamiento se incrementará de manera similar en cada condensador, del mismo modo todos los condensadores tendrán la misma presión de vacío de diseño, y finalmente la temperatura a la salida del condensador será ligeramente mayor que la temperatura en la entrada del mismo. Mientras que por otro lado, y en comparación con el condensador multipresión, el flujo de agua de circulación es del orden de dos veces el flujo del agua correspondiente al condensador de una presión, ya que en este caso el agua tendrá que dividirse para entrar a cada uno de los condensadores.

En la figura 2.19 se observa el diagrama esquemático del sistema de agua de circulación entrando a un condensador de una presión, este ejemplo corresponde al diseño de la unidad 3 del reactor tipo EPR de Olkiluoto<sup>19</sup>, donde se puede observar que las 4 bombas de agua de circulación descargan el agua de enfriamiento en un cabezal común que posteriormente divide el agua para enviarla a cada una de las 6 secciones de condensadores, 2 por cada turbina de baja presión:

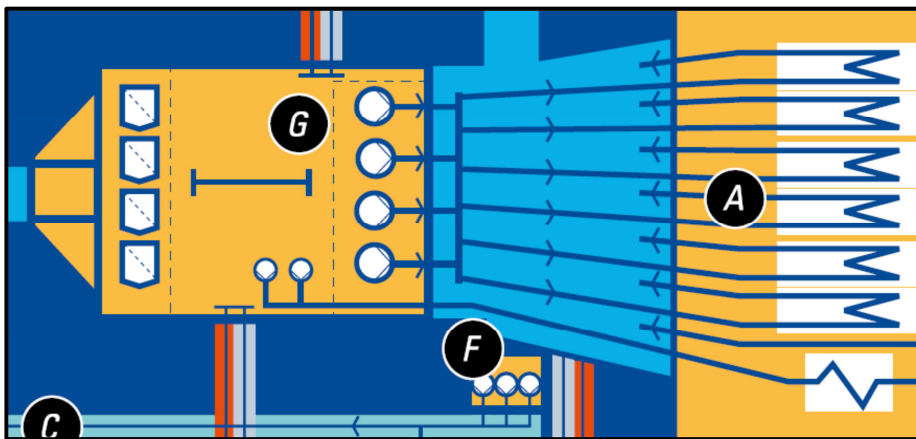


Figura 2.19 Ejemplo de condensador de una presión.

<sup>19</sup> [http://www.tvo.fi/uploads/File/2010/OL3\\_esite\\_EN.pdf](http://www.tvo.fi/uploads/File/2010/OL3_esite_EN.pdf)

## CAPÍTULO III

### Alternativas para los sistemas de enfriamiento de reactor tipo ABWR

#### 3.0 Introducción

El objetivo de este capítulo es seleccionar el tipo de circuito de enfriamiento más adecuado para los sistemas de enfriamiento de una unidad Nuclear del tipo Reactor de Agua en Ebullición Avanzado (ABWR) en el sitio Laguna Verde. El alcance incluye el análisis, con sus condiciones particulares, del Sistema de Agua de Circulación (CWS) y el Sistema de Agua de Servicio Nuclear (RSW)/Último sumidero de calor (UHS).

Primeramente, para el caso del estudio del sistema de agua de circulación se evalúan las siguientes alternativas de circuitos de enfriamiento:

- Circuito cerrado con torres de enfriamiento de tiro natural.
- Circuito cerrado con torre de enfriamiento de tiro mecánico.
- Circuito abierto.
- Circuito abierto con torre de enfriamiento auxiliar.

Cada una de las opciones indicadas arriba serán analizadas suponiendo tanto un condensador multipresión como un condensador de una presión, considerando las diferencias entre cada tipo (descritas en el capítulo anterior).

Dentro de este capítulo también se menciona, aunque de manera sencilla, las diferentes opciones de torres de enfriamiento para los circuitos cerrados de enfriamiento, como por ejemplo, torres de enfriamiento de tipo seca, torres de enfriamiento de aire-aire, torres de enfriamiento híbridas y torres de enfriamiento con abatimiento de pluma. Las características técnicas de estos tipos de torres han sido explicadas en el capítulo anterior, sin embargo y considerando las condiciones específicas del sitio Laguna Verde su aplicación no es técnicamente viable, o al menos para todos los casos resultan evidentemente menos convenientes que las opciones analizadas más a detalle y descritas a lo largo de este capítulo.

Para el caso del sistema RSW/UHS, se realizará la evaluación de las siguientes alternativas:

- Circuito cerrado con torre de enfriamiento mecánica.
- Circuito abierto.
- Estanque de enfriamiento.

La evaluación realizada para cada una de las alternativas técnicas consideradas para los sistemas de enfriamiento pueden compararse mediante la información mostrada en las tablas 3.H, 3.I y 3.J, las cuales muestran de manera práctica y directa los resultados de los análisis realizados permitiendo la toma de decisiones en cada caso.

La información utilizada como referencia y como base para el análisis conceptual de este capítulo es extraída del Documento de Control de Diseño (DCD) del ABWR y de la Licencia Combinada de Operación (COL) del proyecto de South Texas, en los Estados Unidos. Esta información de diseño es analizada junto con los parámetros ambientales y específicos del sitio de Laguna Verde para permitir una selección de la alternativa que se considere más adecuada para cada sistema de enfriamiento.

La importancia del análisis de los parámetros meteorológicos del sitio y de la selección del tipo de enfriamiento más adecuado para una unidad nuclear (análisis realizado en los capítulos 3 y 4) forma parte de las primeras actividades que se deben realizar dentro del proyecto de construcción de una Central Nuclear, lo anterior debido a que la selección de las trayectorias de las tuberías enterradas o túneles por los cuales circulará el agua de enfriamiento debe ser oportunamente consideradas durante las actividades de excavación y preparación del sitio.

### **3.1 Descripción de las alternativas a estudiar**

#### ***3.1.1 Sistema de Agua de Circulación (CWS).***

Para el caso del sistema de Agua de Circulación se evalúan las alternativas que se explican a continuación, enfatizando que cada opción será evaluada para los dos tipos de condensadores, condensador multipresión y condensador de una presión, según aplique:

- Circuito Cerrado con Torres de Enfriamiento de Tiro Natural.

En este circuito, el agua de Enfriamiento del Condensador es succionada del bacín de la Torre de Enfriamiento por medio de las Bombas de Agua de Circulación. El agua en la salida del Condensador retornará al bacín de la Torre de Enfriamiento cerrando de esta manera el ciclo. En este caso, al utilizar un circuito cerrado, solamente es necesario realizar la reposición del agua perdida por evaporación, arrastre y purgado.

- Circuito Cerrado con Torres de Enfriamiento de Tiro Mecánico.

Esta opción es similar a la anterior, excepto que esta opción considera las torres de enfriamiento de tiro mecánico.

- Circuito Abierto.

Este circuito es directo y en un solo sentido de circulación, el agua es tomada del Golfo de México, bombeada para pasar a través del Condensador Principal y de nueva cuenta es descargada al Golfo de México.

- Circuito Abierto con Torre de Enfriamiento Auxiliar.

En este caso el sistema continúa siendo un circuito abierto, ya que el agua es bombeada del Golfo de México y descargada en el mismo lugar después de pasar por el Condensador. Sin embargo, antes de que el agua sea descargada al Golfo de México, la temperatura del agua es disminuida al pasar cierta cantidad de flujo a través de la Torre de Enfriamiento Auxiliar.

- Circuito Cerrado con otras opciones de Torres de Enfriamiento.

Dentro de este estudio se abarca también de manera sencilla otras opciones con diferentes diseños de torres de enfriamiento para los sistema de agua de enfriamiento de circuito cerrado: Torres de enfriamiento tipo seco, torres de enfriamiento Aire a Aire, Torres de enfriamiento híbrido y Torres de enfriamiento con abatimiento de la pluma. Y para cada caso se da una breve descripción de los motivos por los cuales estos tipos de diseño de torres de enfriamiento no son opciones convenientes para el sitio de Laguna Verde.



### ***3.1.2 Ultimo Sumidero de Calor/ Sistema de Agua de Servicio del Reactor (RSW)***

Para el caso del sistema del Ultimo Sumidero de Calor y Agua de Servicio del Reactor, se realizará la evaluación de las siguientes alternativas:

- Circuito Cerrado con Torres de Enfriamiento de Tiro Mecánico

Al igual que como se explicó en el punto 2.1, este sistema cerrado considera el diseño de una torre de enfriamiento de tiro mecánico.

- Circuito Abierto

En este sistema el agua es bombeada del Golfo de México, y es utilizada para remover el calor rechazado en el intercambiador de calor del sistema cerrado de agua de enfriamiento del reactor (que enfría muchos de los equipos relacionados con seguridad), y finalmente se descarga de nueva cuenta al Golfo de México.

- Estanque de Enfriamiento

Esta opción también es un circuito cerrado, en este caso el agua es bombeada de un estanque (artificial para el caso de Laguna Verde) y el agua regresa al estanque a través de tuberías que cuentan con boquillas y aspersores para la correcta atomización del agua en su descarga hacia el estanque.

Como se mencionó en el capítulo 2, al utilizar torres de enfriamiento se deben considerar varios aspectos de diseño como es la reposición del agua debido a pérdidas por evaporación, arrastre y por purgado, estos aspectos son considerados para el estudio de los sistemas en cuestión CWS y UHS/RSW para todas las opciones en las que se utilizan torres de enfriamiento.

## **3.2 Consideraciones y Entradas de Diseño.**

Este capítulo utiliza como bases de diseño fundamentalmente datos provenientes de los Documentos de Control de Diseño (DCD) y/o información de la Licencia Combinada de Operación (COL) correspondientes al reactor ABWR de GE-Hitachi. Adicionalmente, se consideran las siguientes entradas de diseño:

- Condiciones meteorológicas del aire, temperatura del agua del mar y datos de la química del agua en el sitio Laguna Verde. Como se describe en el Capítulo 1.
- Datos técnicos tales como: carga térmica, requerimientos del flujo de agua de enfriamiento, requerimientos de temperatura, etc., son calculados para las condiciones del reactor ABWR en cuestión.
- Localización de las nuevas unidades y de la obra de toma para el agua de enfriamiento de dichas unidades. Como se discute en el Capítulo 1.
- Información proporcionada por el fabricante de torres de enfriamiento, ya que como se podrá observar más adelante, se envió una serie de datos de diseño que fueron utilizados por el fabricante de torres de enfriamiento para calcular las dimensiones de las torres de enfriamiento a instalar en el sitio y los costos estimados de las mismas.
- Factores económicos y de costos aplicables para México, que son utilizados con el objetivo de realizar la comparación entre las distintas opciones de sistemas de enfriamiento.
- Datos del desempeño del condensador y turbina son obtenidos de otros estudios, y de documentos de diseño de fabricantes.

Se incluye también una serie de planos preliminares que muestran el terreno elegido en Laguna Verde para la construcción de dos nuevas unidades, con los arreglos preliminares de las unidades tipo ABWR incluyendo la ubicación de los edificios y componentes mayores, y en los cuales se muestran los ruteados probables para las tuberías de los CWS y UHS/RSW, según cada una de las opciones, de manera que a partir de dichos arreglos, se pueden estimar las longitudes de tubería aplicables para cada caso, que son utilizadas para dimensionar los equipos de bombeo.

Finalmente, se realiza una comparación de los costos de las opciones estudiadas para el diseño de los sistemas CWS y UHS/RSW.

Es importante aclarar y acotar las partes y detalles que no se encuentran incluidos dentro de este análisis:

- Los requerimientos de enfriamiento de los sistemas de aire acondicionado y ventilación (HVAC),
- El análisis o mitigación de cualquier impacto ambiental, biológico o químico hacia el medio ambiente,
- La ingeniería de detalle de los sistemas de enfriamiento,
- La optimización del ciclo térmico / del diseño de la planta / de los sistemas de agua de enfriamiento,
- Estudio de las escolleras y dársena existente para la adición de obra de toma para las nuevas unidades.

Las consideraciones más importantes utilizadas en el análisis de este capítulo son las siguientes:

- La presión de vacío del condensador principal es obtenida de la documentación de diseño del ABWR.
- Las curvas de desempeño del generador eléctrico son basadas en curvas típicas de los suministradores, según la presión de vacío del condensador principal.
- Para el circuito abierto es factible realizar el uso de la dársena existente para la adición de la nueva obra de toma de las nuevas unidades, un estudio a detalle podrá identificar las modificaciones necesarias a realizar de manera que la dársena existente se utilice para la colocación de la nueva obra de toma para las nuevas unidades.
- Como se ha indicado en el capítulo 1, el límite permitido por las autoridades mexicanas para la temperatura del agua en la descarga es de 40°C promedio mensual y/o 41°C promedio diario.
- Considerando la superficie disponible en el predio de la Central Laguna Verde, para este análisis es conveniente analizar la construcción de dos unidades idénticas.

### 3.3 Evaluación Técnica

La metodología a seguir para finalmente cumplir el objetivo propuesto para este capítulo de seleccionar la mejor alternativa para cada caso de los sistemas de enfriamiento, consiste básicamente en crear una tabla general que contenga los datos técnicos aplicables para cada alternativa identificada en las secciones 2.1 y 2.2, de manera que en dichas tablas se encuentre la información técnica y económica más importante de cada alternativa estudiada, y que finalmente presente una línea de comparación a partir de la cual se permita comparar el valor presente entre todas ellas.

Cada una de las tablas 3.H, 3.I y 3.J (tablas maestras), se divide principalmente en dos secciones, una sección referente a las características técnicas y una sección relacionada con los costos asociados a cada alternativa. De manera específica, la primera sección contiene la información de las condiciones de diseño relacionadas principalmente con:

- Las condiciones ambientales específicas del sitio.
- La información característica de las torres de enfriamiento, en lo que respecta a dimensionamiento de las torres, costos, número de ventiladores y sus consumos, etc.
- La información relacionada con el diseño hidráulico de las tuberías y bombas utilizadas en los sistemas de enfriamiento, de acuerdo con los requerimientos de flujo de agua por diseño.
- Resultados de los cálculos considerando el ruteado propuesto para cada alternativa de enfriamiento, incluyendo los valores de caída de presión y de dimensionamiento de equipos y de tuberías.
- Los valores de consumos propios de la central, es decir, consumos eléctricos necesarios para el funcionamiento de los equipos que forman el circuito de enfriamiento

La segunda sección de las tablas maestras se refiere específicamente a los costos correspondientes a cada alternativa a evaluar, dichos costos han sido obtenidos a partir de cotizaciones de vendedores, precios de equipos similares en el mercado, valores tabulados de compañías especializadas, etc., de manera que finalmente a partir de las características técnicas particulares de

cada tipo de circuito de enfriamiento estudiado, se obtengan los costos necesarios para su implementación, permitiéndose realizar una comparación de los costos de cada uno de ellos.

A continuación, se procede a describir los parámetros que constituyen a las tablas maestras, indicándose según aplique, las referencias para dichos valores, las fórmulas aplicadas, las consideraciones y/o suposiciones realizadas, así como los factores económicos utilizados.

### **3.4 Datos Meteorológicos y del Agua de Mar**

Los primeros datos incluidos en las tablas maestras son los relacionados con los datos meteorológicos y de temperatura del agua de mar, y en concordancia con lo que se ha indicado en el capítulo 1, en este capítulo se utilizan los siguientes datos:

#### ***3.4.1 Datos Meteorológicos***

Los datos meteorológicos fueron obtenidos de la estación meteorológica de Laguna Verde, y corresponde a los datos de horarios para los últimos 30 años, comprendiendo el periodo de 01-01-1980 al 31-12-2009<sup>20</sup>. Como ya se explicó de manera más amplia en el capítulo 1, los datos disponibles contienen, para un mismo momento, los valores de la temperatura de bulbo seco (DB) y la temperatura de punto de rocío, por lo que se generó un algoritmo (ver sección A.7) para calcular la temperatura de bulbo húmedo, que es uno de los datos de entrada para el diseño y dimensionamiento de las torres de enfriamiento.

La siguiente tabla 3.A es obtenida del capítulo 1, e incluye los valores de temperatura de bulbo húmedo para diversos porcentajes de valores de excedencia al 0.1%, 0.4%, 1%, 2% y 5%.

De acuerdo con los valores indicados en la tabla 3.A, se han seleccionado como datos de entrada para el diseño de las respectivas torres de enfriamiento y de los sistemas de enfriamiento los siguientes criterios:

---

<sup>20</sup> Datos meteorológicos y de agua del mar del sitio Laguna Verde

TEMPERATURA DE BULBO HUMEDO POR % DE EXCEDENCIA		
WB [°C]	WB [°F]	% Exc
<b>27.82</b>	82	0.1
<b>27.26</b>	81.07	0.5
<b>26.96</b>	80.5	1
<b>26.58</b>	79.8	2
<b>26.3</b>	79.3	4
<b>26.18</b>	79.1	5

Tabla 3.A Temperatura de Bulbo Húmedo y Valores de Excedencia

- Para el caso del sistema de agua de circulación, en este caso al no existir una reglamentación al respecto, el diseñador o arquitecto ingeniero debe evaluar y tomar la decisión del porcentaje de valor de excedencia más conveniente, recordando la definición de valor de excedencia (porcentaje de datos que existen por encima de ese valor en particular) y considerando los requerimientos generados para los distintos equipos (bombas, condensador, tuberías, etc.), debido al uso de dicho valor de excedencia. En el caso del CWS, es práctica común el utilizar el valor del 5% de excedencia para la temperatura de bulbo húmedo, por lo que en concordancia con esta práctica se utiliza para esta evaluación comparativa el valor correspondiente al 5 % de excedencia.
- Para el diseño del UHS/RSW, se utilizan los datos meteorológicos de acuerdo con los requerimientos establecidos en la Guía Reguladora 1.27 aplicable para el diseño del Último Sumidero de Calor de las Plantas Nucleares, eligiéndose el promedio de los peores 30 días consecutivos como temperatura de diseño para este caso<sup>21</sup>.

---

<sup>21</sup> Guía Reguladora 1.27 de la NRC, Último Sumidero de Calor para Plantas Nucleares.

En complemento de los datos meteorológicos, la humedad relativa supuesta para el estudio es del 85%, de acuerdo con lo cual mediante el uso de una carta psicométrica<sup>22</sup> obtenemos que el valor de la temperatura de bulbo seco es de 28.22°C o 82.8 °F (que será redondeado al valor de 83 °F), es importante enfatizar que en la práctica no son utilizados los parámetros de humedad relativa y de temperatura de bulbo seco para el cálculo y dimensionamiento de las torres de enfriamiento, por lo que dichos parámetros solamente se incluyen como referencia.

En resumen y de acuerdo con lo descrito arriba, tenemos los siguientes valores de temperatura del aire utilizados para el dimensionamiento de las torres de enfriamiento:

#### Sistema de Agua de Circulación.

El valor de la temperatura de bulbo húmedo con 5% Excedencia corresponde a 26.18°C ó 79.12 °F, dicha temperatura es redondeada a 79° F para proceder a su uso en el diseño de las torres de enfriamiento a utilizar en el circuito cerrado para el CWS.

#### Ultimo Sumidero de Calor/Sistema de Agua del Reactor.

Promedio de temperatura de bulbo húmedo diaria para el peor periodo histórico de 30 días consecutivos: 80.80° F (redondeado a 81° F, 27.3° C), en este caso dicho valor también será utilizado para el diseño de las torres de enfriamiento para el circuito cerrado del RSW.

### **3.4.2 Temperatura del Agua de Mar**

Para el caso del agua de mar, como se ha mencionado en el capítulo 1, la Central Laguna Verde cuenta con instrumentación para medición de la temperatura del agua de mar, tanto fuera como dentro de las escolleras. En este caso se considera adecuado utilizar los valores correspondientes a la temperatura dentro de la dársena, los cuales en promedio se encuentran entre 1.5 y 2 °C por encima de la temperatura medida fuera de las escolleras. De esta manera, se obtiene un diseño conservador, tanto desde el punto de vista de seguridad, para el caso del UHS y RSW, como

---

<sup>22</sup> <http://procesosbio.wikispaces.com/Carta+Psicometrica>

desde el punto de vista operativo para garantizar la disponibilidad en la generación a carga plena de las unidades, según el nivel de excedencia utilizado en el diseño. En la tabla 3.B se incluyen los datos correspondientes a la temperatura dentro de la dársena que son utilizados en este capítulo y utilizados en las tablas maestras:

Nivel de Excedencia	Temperatura del Agua de Mar dentro de la dársena	
	°C	°F
0%	34.80	94.64
1%	31.98	89.56
2%	31.47	88.65
3%	31.17	88.10
4%	30.94	87.69
5%	30.75	87.35

Tabla 3.B: Temperatura de Agua de Mar dentro de las Escolleras

De acuerdo con los datos de la tabla 3.B, los valores de temperatura del agua de mar se utilizarán como se indica a continuación:

#### Sistema de Agua de Circulación

Para este caso se utilizará para el diseño el valor correspondiente al 5% de nivel de excedencia, es decir, una temperatura del agua de mar correspondiente a 30.75° C (87.4° F).

#### Sistema de Agua de Servicio de Reactor y Último Sumidero de Calor

Para este caso se utilizará para el diseño el valor correspondiente al 0% de nivel de excedencia, es decir, una temperatura del agua de mar correspondiente a 34.8° C (94.6° F).



### 3.5 Sistema de Agua de Circulación (CWS)

#### 3.5.1 Bases de Diseño

La información utilizada como base de diseño en lo que respecta al Sistema de Agua de Circulación, es extraída del Documento de Control de Diseño (DCD) del ABWR y de la Licencia Combinada de Operación (COL) del proyecto de South Texas, en los Estados Unidos. Los parámetros más importantes se muestran en la tabla 3.C.

No.	Descripción	Unidad	Condensador Multipresión	Condensador de una Presión	Referencia
1	Temperatura de bulbo húmedo	°F [°C]	79 [26.1]	79 [26.1]	Capítulo 1
2	Temperatura de Agua de Mar	°F	87.4 [26.1]	87.4 [23.1]	Capítulo 1
3	Carga Térmica del Condensador	Btu/hr [MW]	8.698x10 <sup>9</sup> [2546.8]	8.582x10 <sup>9</sup> [2512.9]	Nota 1
4	Flujo de agua de Circulación	gpm [m <sup>3</sup> /hr]	600,000 [136274.8]	1,200,000 [272549.6]	Nota 1
5	Incremento de temperatura en el condensador	°F [°C]	30.24 [16.8]	14.38 [16.8]	Nota 1
6	Ciclos de concentración		3		Nota 1
7	Área de transferencia de Calor	ft <sup>2</sup> [m <sup>2</sup> ]	999,994 [92902]		Nota 1

Tabla 3.C: Datos del Sistema CW

Nota 1: Los valores correspondientes para el condensador multipresión son obtenidos de la sección 10.4 y tabla 10.4-1 del DCD del ABWR<sup>23</sup>, mientras que los valores correspondientes para el condensador de una presión son obtenidos de la tabla 10.4-1 del documento COLA (FSAR) de las U3 & U4 del proyecto de South Texas<sup>24</sup>.

### 3.5.2 Descripción de casos a evaluar

Los siguientes casos fueron considerados para el análisis de comparación de costos de los Sistemas de Agua de Circulación con diseño de condensadores multipresión y de una presión:

- Casos 1A & 1B: Circuito cerrado con torres de enfriamiento de tiro natural.
- Casos 2A & 2B: Circuito cerrado con torres de enfriamiento de tiro mecánico.
- Casos 3A, 3B & 3C: Circuito abierto con torres de enfriamiento auxiliar.
- Caso 4 – Circuito abierto de un solo paso.

Las alternativas mencionadas arriba son consideradas tanto para un condensador multipresión como para un condensador de una presión. Del mismo modo, y con el objetivo de contar con datos reales sobre las dimensiones y costos para las distintas opciones de torres de enfriamiento, se proporcionó la información técnica necesaria a uno de los fabricantes de torres de enfriamiento líderes en el mercado. De acuerdo con los resultados obtenidos por el fabricante de las torres de enfriamiento, se procedió a realizar la comparación económica de las distintas opciones y ubicar estos componentes dentro del sitio disponible en la CLV. Como referencia de las alternativas a evaluar es importante mencionar que de acuerdo con lo indicado en la figura 1.5 la temperatura promedio del agua de mar en el sitio de laguna verde es de 27 °C, y para las condiciones de operación al 100% de potencia térmica el incremento de temperatura de diseño esperado en el

---

<sup>23</sup> Documento de Control de Diseño ABWR, Tier 2 Rev. 3

<sup>24</sup> Aplicación de Licencia Combinada de Operación del proyecto de South Texas U3&4 (FSAR), Rev. 03

condensador principal es de aproximadamente 13 °C, con lo cual se obtiene una temperatura promedio en la descarga de 40 °C.

A continuación se procede a explicar los detalles específicos para cada una de las alternativas evaluadas, considerando las características y datos de diseño para una sola unidad nuclear.

### **Sistema de Agua de Enfriamiento para Condensador Multipresión:**

#### **Casos 1A y 1B – Circuito Cerrado con Torre de Enfriamiento de Tiro Natural**

(Ver tabla 3.H y Figura B.1)

La torre de enfriamiento de tiro natural está basada en una temperatura de bulbo húmedo de 79 °F, sin considerar recirculación y con una humedad relativa supuesta de 85%. Para esta opción se evalúan dos configuraciones distintas, una considerando una aproximación de la torre de 10 °F y la otra considerando 7 °F de aproximación, con una temperatura de salida del agua fría de 89°F y 86°F respectivamente.

La torre de enfriamiento necesaria para el caso de una aproximación de 10 °F, (Caso 1A) consiste de dos torres de 500 ft de alto x 360 ft de diámetro. Mientras que para el diseño con una aproximación de 7°F (Opción 1B) se necesitan dos torres de 550 ft alto x 400 ft diámetro.

#### **Casos 2A y 2B – Circuito Cerrado con Torre de Enfriamiento de Tiro Mecánico**

(Ver tabla 3.H y Figura B.2)

Para el caso de las torres de enfriamiento de tiro mecánico (torres redondas y construidas de concreto) se consideran dos configuraciones distintas, la primera con una aproximación de 9°F y la segunda con una aproximación de 6°F. Para el caso de la configuración que considera la aproximación de 9°F (Opción 2A) consiste de dos torres de (2) 330 ft de diámetro que contiene 20 ventiladores por torre, con motores de 235 bhp para cada ventilador.

Para el segundo caso, la torre con una aproximación de 6°F (Opción 2B) tenemos que se necesitan tres torres de 300 ft de diámetro con 16 ventiladores por torre, con motores de 235 bhp

por cada ventilador. Ambas configuraciones están basadas en una temperatura de 79°F de bulbo húmedo con 1 °F de recirculación.

#### Casos 3A, 3B y 3C, Circuito Abierto utilizando Torres de Enfriamiento Auxiliar

(Ver tabla 3.H y Figura B.3)

Esta opción de enfriamiento incluye el uso de 2 torres de enfriamiento auxiliares localizadas aguas abajo del Condensador Principal. El agua proveniente del Golfo de México es usada para remover el calor del Condensador, mientras que las torres de enfriamiento remueven el calor del agua que sale del condensador antes de que ésta sea nuevamente descargada hacia el Golfo de México. Se realizó un estudio paramétrico por parte del vendedor de Torres de Enfriamiento, el cual consiste en variar el flujo de agua que pasa a través de la torre disminuyendo su temperatura y mezclando posteriormente dicha agua con el flujo que pasó alrededor de la torre sin recibir enfriamiento, utilizando 3 distintos valores de aproximación correspondientes a 20 °F, 16.6 °F y 11.4 °F, lo anterior para buscar el dimensionamiento óptimo de la torre de enfriamiento auxiliar combinado con una temperatura del agua de descarga dentro de los límites permitidos por la regulación mexicana.

De las tres alternativas mostradas en la tabla 3.H, la mejor alternativa es el caso 3A, que consiste en pasar el 100% del caudal de agua de circulación (600,000 gpm) a través de las torres de enfriamiento auxiliares, sin baypasear flujo alguno. En este caso, procedemos a fijar la temperatura de agua caliente de 117.2 ° F, de manera que el rango de la torres se obtiene de manera directa al conocer también el valor de la temperatura del agua fría en la salida de la torre, para el caso 3A tenemos entonces una temperatura de 100 °F, que se descargan de nuevo al Golfo. Esta temperatura de descarga es inferior a los límites permitidos por la regulación mexicana para la Central Laguna Verde (es decir, 104°F promedio mensual / 105.8 °F promedio diario). El tamaño de las torres necesarias para llevar a cabo este enfriamiento es: Dos torres de enfriamiento de 230 ft de diámetro con 12 ventiladores de 235 hp cada uno.

#### Caso 4 – Circuito Abierto de un solo paso

La alternativa del circuito abierto fue evaluada, sin embargo, como se puede observar en la tabla 3.H, para el caso de un condensador de multipresión, la temperatura del agua a la salida del condensador se encuentra muy por encima del límite legal permitido por las normas mexicanas para el sitio de Laguna Verde. Por este motivo, esta opción no es una opción viable para este estudio.

#### Otras opciones para el diseño de las torres de enfriamiento

Los siguientes diseños también fueron revisados inicialmente, sin embargo en todos los casos fueron descartados para este estudio debido a los motivos que se discuten a continuación:

#### Torre de Enfriamiento Híbrida y Torre de Enfriamiento de Aire-Aire:

El objetivo fundamente de las torres de enfriamiento híbridas (con una sección seca y con una sección húmeda) es realizar una parte del enfriamiento en seco de manera que se puedan ahorrar los consumos de agua, en este caso, y considerando la cercanía del sitio Laguna Verde al Golfo de México, resulta innecesario considerar esta opción que representa un costo superior al de una torre convencional de tipo húmedo.

Del mismo modo, el diseño de una torre de enfriamiento tipo aire-aire tiene unas mejoras con respecto a la torre de enfriamiento de tipo híbrida ya que permite recapturar una parte del agua que se condensa y que normalmente se perdería por evaporación y por arrastre. Para este diseño, de acuerdo con la experiencia de los vendedores de torres de enfriamiento, el costo inicial, las dimensiones de la torre, y los ventiladores (potencia) son en todos los casos mayores a los requerimientos de una torre convencional. De nueva cuenta, debido a que el sitio Laguna Verde cuenta con suministro de agua de enfriamiento, esta opción no es considerada para el estudio en cuestión.

### Torre de Enfriamiento con abatimiento de Pluma:

La característica de abatimiento de pluma, adicionada una torre de enfriamiento de tiro mecánico, permite reducir la pluma al condensar parte de la humedad que se pierde por evaporación en la torre. El costo aproximado de este tipo de torres es aproximadamente 4 veces el costo de una torre de enfriamiento convencional. De nueva cuenta, esta opción no es considerada debido a que no es una condición necesaria para el caso específico del sitio de Laguna Verde.

### **Sistema de Agua de Enfriamiento para Condensador de una Presión:**

#### Casos 1A y 1B – Circuito cerrado con torre de enfriamiento de tiro natural

Las torres de enfriamiento de tiro natural no funcionarán de manera adecuada con un condensador de una sola presión. Lo anterior, debido a que la fuerza que mueve el flujo del aire depende de que exista una alta diferencia de temperatura. En este caso, la diferencia de temperatura o rango de la torre de 14.38 °F es demasiado bajo como para que la torre funcione de manera adecuada. Por este motivo, al no ser técnicamente viable, esta opción no puede ser evaluada para el caso del condensador de una presión.

#### Casos 2A y 2B- Circuito Cerrado con Torres de Enfriamiento de Tiro Mecánico

(Ver tabla 3.I y Figura B.4)

Para el caso de las torres de enfriamiento de tiro mecánico (torres redondas y construidas de concreto) se vuelve a realizar el análisis considerando dos configuraciones distintas, la primera con una aproximación de 9°F y la segunda con una aproximación de 6°F. La configuración que utiliza una temperatura de 9 ° F (Opción 2A) consiste en cuatro (4) torres de 265 pies de diámetro que contiene 16 ventiladores por torre, con motores de 235 BHP para cada ventilador. La configuración que utiliza una aproximación de 6 ° F (Opción 2B) se compone de cinco (5) torres, de 265 pies de diámetro con 16 ventiladores por torre, con motores de 235 BHP para cada ventilador. Ambas configuraciones se han diseñado para una temperatura de entrada de bulbo húmedo de 79 °C con 1 °F de recirculación incluido.

### Casos 3A, 3B y 3C – Circuito Abierto con Torre de Enfriamiento Auxiliar

En el caso de un condensador de una presión, el incremento de temperatura a través del condensador principal resulta en que la temperatura del agua a la salida del condensador se encuentra dentro de los límites permitidos por la normatividad, es decir, 104 °F promedio mensual y/o 105.8 °F promedio diario, por tal motivo no es necesario utilizar una torre de enfriamiento auxiliar para el circuito abierto, de tal manera que estos casos no son considerados para la evaluación del condensador de una presión.

### Caso 4 – Circuito Abierto de un solo paso

(Ver tabla 3.I y Figura B.5)

El sistema abierto utiliza agua proveniente del Golfo de México, que es bombeada para pasar a través del condensador principal y posteriormente regresar al golfo. Con una temperatura de 87.4 °F en la entrada del condensador, la temperatura en la descarga del mismo es de 101.8 °F, y por lo tanto, se cumple con el límite de descarga que es de 104 °F.

## **3.6 Ultimo Sumidero de Calor (UHS)/ Agua de Servicio del Reactor (RSW)**

### ***3.6.1 Bases de Diseño***

Las bases de diseño para el Último Sumidero de Calor y el Sistema de Agua de Servicio del Reactor fueron extraídas de los documentos de control de diseño (DCD) para los ABWR y COL para el proyecto de South Texas (STP), de manera resumida se muestran en las tablas 3.D y 3.E.

Para el caso del ABWR los sistemas UHS y RSW son relacionados con seguridad y consisten en 3 divisiones independientes, considerando separación tanto mecánica como eléctrica. Las estructuras relacionadas con el UHS son categoría sísmica I y los componentes del sistema RSW son clase de seguridad nuclear 3.

El sistema RSW está diseñado para remover las cargas térmicas de los intercambiadores de calor del sistema cerrado de agua de enfriamiento del edificio del reactor (RCW) y disipa el calor a la atmosfera a través del último sumidero de calor. El último sumidero de calor está diseñado para

asegurar 30 días de suministro de agua de enfriamiento, durante una condición post-accidente, sin la necesidad de agua de repuesto, de acuerdo a la Guía Reguladora 1.27<sup>21</sup>. Los intercambiadores de calor del sistema RCW (3 intercambiadores por división) están localizados en el edificio de control. Cada división tiene 2 bombas.

Carga Térmica MBTU/h <sup>25</sup> [MW]	Flujo por División gpm <sup>26</sup> [m <sup>3</sup> /hr]	Flujo al Intercambiador del RCW	
		Temp. Entrada Max °F <sup>27</sup> [°C]	Incremento Temperatura °F <sup>28</sup> [°C]
<b>126.98</b> <b>[37.2]</b>	<b>8000</b> <b>[1817]</b>	<b>95</b> <b>[35]</b>	<b>31.7</b> <b>[17.6]</b>

Tabla 3.D: Datos del Sistema UHS/RSW

Carga Térmica MBTU/h <sup>41</sup> [MW]	Flujo por División gpm <sup>42</sup> [m <sup>3</sup> /hr]	Ciclos de Concentración
<b>126.98</b> <b>[37.2]</b>	<b>8000</b> <b>[1817]</b>	<b>3</b>

Tabla 3.E: Datos de Torres de Enfriamiento del Sistema UHS/RSW

<sup>25</sup> ABWR DCD Rev. 0 Table 9.2-4.

<sup>26</sup> ABWR DCD Rev. 0 Table 9.2-13.

<sup>27</sup> South Texas Projects Units 3 & 4 COLA (FSAR), Rev. 3 Chapter 9.2

<sup>28</sup> Calculado con  $Q=m*cp*dt$



Cada una de las bombas tiene capacidad de suministrar aproximadamente 8,000 gpm de agua de enfriamiento para los intercambiadores de calor del sistema RCW con una temperatura de diseño de 95 °F. El número de bombas RSW en operación y la carga térmica del sistema RSW varía dependiendo la condición de operación de la planta. La carga térmica máxima es de  $1.27 \times 10^8$  Btu/hr (División C) y fue usada para realizar el dimensionamiento de las torres de enfriamiento del sistema UHS.

### 3.6.2 Descripción de casos a Evaluar

Como se discutió en la sección 2.0 de esta tesis, las siguientes opciones de agua de enfriamiento están consideradas para el sistema UHS/RSW:

- Caso A: Circuito cerrado con torres de enfriamiento de tiro mecánico.
- Caso B: Circuito abierto de un solo paso.
- Caso C: Estanque de enfriamiento.

#### Caso A: Circuito Cerrado con Torre de Enfriamiento de Tiro Mecánico

(Ver tabla 3.J)

Las torres de enfriamiento para esta opción consisten en 3 torres de enfriamiento para cada unidad, con una carga térmica de aproximadamente  $1.27 \times 10^8$  Btu/hr y un flujo aproximado de 8,000 gpm por torre. Cada torre consiste de 2 celdas y ventiladores. Cada torre de enfriamiento de tiro mecánico tiene aproximadamente 80 ft de longitud por 80 ft de ancho y un bacín situado en la parte inferior de la torre de 120 ft por 120 ft. La temperatura del agua fría a la entrada de la torre es de 95 °F (máxima temperatura en la entrada del intercambiador del RCW) de acuerdo con la referencia 27.

El dimensionamiento del bacín de las torres de enfriamiento es predominantemente una función de la evaporación y arrastre de la torre de enfriamiento, de la evaporación propia del bacín y del NPSH (Carga Neta de Succión Positiva, por sus siglas en inglés) de la bomba del RSW, sin considerar reposición de agua en el bacín. Los flujos totales de evaporación y arrastre se

determinan utilizando de manera conservadora los principios utilizados por el fabricante de torres de enfriamiento SPX, el cual recomienda utilizar 0.08% del flujo de la torre multiplicado por el rango de la torre, para calcular la evaporación de la torre y recomienda utilizar 0.02% del flujo de la torre para el valor de arrastre.

Este análisis es conservador y no considera las diferencias entre los periodos del día, como son reducción de la temperatura y el enfriamiento por radiación durante la noche. Además, no se toma crédito del agua que pueda acumularse por precipitaciones pluviales ni por filtraciones subterráneas.

El inventario total del bacín de las torres fue determinado de manera conservadora basado en las cargas térmicas del proyecto de STP 3 & 4 (Caso D2) para el periodo de 30 días posterior a un accidente base de diseño (DBA). El Caso D2 corresponde a un escenario de 30 días post DBA con 3 divisiones del RSW y 2 bombas del RSW junto con 2 celdas de la torre por cada división durante los días 1 y 2 post el accidente; y para el periodo de 3 a 30 post DBA considera 2 divisiones con 2 bombas del RSW y 2 celdas de las torres de enfriamiento por cada división<sup>23</sup>.

La capacidad total requerida para el periodo de 30 días es de aproximadamente  $5.56 \times 10^7$  kgs (o aproximadamente 16,033,757 Galones) por unidad.

Al elegir un bacín de 120 ft x 120 ft (o 14,400 ft<sup>2</sup>, dimensión de un bacín típico), la profundidad del bacín es de aproximadamente 50 ft (suponiendo que entre los 3 bacines se tiene la capacidad para los 30 días) o 75 ft (para que entre 2 de los bacines se cumpla la capacidad para los 30 días).

La tabla 3.J proporciona todos los datos técnicos relevantes para las torres de enfriamiento, bombas, tubería, etc.

#### Caso B: Circuito Abierto de un solo paso

(Ver tabla 3.J)

El circuito abierto utiliza agua del Golfo de México como Último Sumidero de Calor. En este caso es necesaria una casa de bombas (obra de toma), que debe ser categoría sísmica I, relacionada con seguridad, para las bombas del RSW. Como se ha mencionado previamente, el reactor ABWR cuenta con 3 divisiones independientes para el RSW. Cada tren (división) del RSW proporciona

agua a sus correspondientes intercambiadores de calor del RCW localizados en el edificio de control, y remueve la carga térmica descargando el agua hacia el Golfo de México.

Durante la operación normal de la planta, la carga térmica máxima del RSW es de aproximadamente  $36.9 \times 10^6$  Btu/hr (RSW División A) con una bomba del RSW en operación con un flujo de 8,000 gpm (ver tabla 9.2-4 del ABWR DCD<sup>25</sup>). El incremento de temperatura calculado es de aproximadamente 31.7 °F. Considerando una temperatura de entrada del agua de mar de 94.6 °F (0% de excedencia para la temperatura dentro de la obra de toma), la temperatura de descarga del agua es de 126.3 °F (94.6 °F + 31.7 °F). Esta temperatura se encuentra por encima del límite permitido por la regulación mexicana (104 °F promedio mensual / 105.8 °F promedio diario) y por tal motivo es necesario que el agua de descarga del RSW se mezcle con el agua de la descarga del sistema de agua de circulación, de tal manera que la temperatura final de la mezcla se mantenga dentro de los límites establecidos.

Durante el apagado de la planta en un periodo de 4 horas, que es el peor escenario desde el punto de vista de carga térmica hacia el RSW, con una carga de  $127.0 \times 10^6$  Btu/hr (RSW División C) con dos bombas del RSW para un flujo total de 16,000 gpm<sup>23</sup>, tendremos un incremento de temperatura calculado de aproximadamente 15.87 °F. Considerando la temperatura máxima del agua de mar de 94.6 °F, entonces la temperatura del agua en la descarga sería de 110.47 °F. Esta temperatura excede el límite permitido para Laguna Verde, sin embargo, el periodo de duración de esta condición es de 4 horas, motivo por el cual no se compromete el promedio mensual y diario permitidos de 104 °F y 105.8 °F, respectivamente.

Para el caso de un apagado en 20 horas, la carga térmica para el sistema RSW es de aproximadamente  $52.4 \times 10^6$  Btu/hr (División B del RSW) con 2 bombas para un flujo total de 16,000 gpm. En este caso el incremento de temperatura en el agua de enfriamiento es de 6.55 °F. Una vez más considerando el la temperatura del 0% de excedencia de 94.6 °F, entonces la temperatura en la descarga será de 101.15 °F, la cual se encuentra dentro de los límites legales permitidos para Laguna Verde.

Para el modo de emergencia (LOCA), la carga térmica para el RSW es aproximadamente  $114 \times 10^6$  Btu/hr (División B del RSW) con dos bombas para un flujo de 16,000 gpm<sup>23</sup>, el incremento de temperatura calculado es de 14.24 °F. De nueva cuenta, al utilizar la temperatura del agua de mar

de 94.6 °F, la temperatura en la descarga es de 108.84 °F. Esta temperatura en la descarga excederá el límite permitido por un periodo muy corto de tiempo (menos de 1 hora).

En resumen, para el circuito abierto de un solo paso, la temperatura en la descarga se encuentra por debajo del límite permitido en el Golfo de México para todas las condiciones de operación, con excepción del apagado en 4 horas y durante un LOCA por periodos muy cortos de tiempo.

Como opción operativa, los flujos de la bomba del RSW se pueden incrementar durante estos dos modos de operación con el objetivo de cumplir los límites de descarga.

### Caso C: Estanque de Enfriamiento

La opción del estanque de enfriamiento consiste en un estanque artificial de clase sísmico I que es excavado y dimensionado para el volumen de agua de enfriamiento necesaria para 36 días, de acuerdo con las bases de diseño establecidas en la Guía Reguladora 1.27. Considerando el diseño típico de un estanque de enfriamiento, se cuenta con seis redes de riego por cada unidad para proporcionar el enfriamiento al agua de retorno del RSW. Dos redes son asignadas para cada división y tiene independencia mecánica de las otras divisiones. Los arreglos de tubería y sus cabezales de suministro se suspenden por encima del estanque mediante columnas de concreto reforzado<sup>24</sup>.

Actualmente, la laguna existente en el sitio de Laguna Verde no puede ser utilizada para este tipo de enfriamiento, debido a que la calidad del agua y el crecimiento de las bacterias en la misma representan un reto enorme, por este motivo se elimina la posibilidad de que sea utilizada para el enfriamiento del sistema RSW. Por lo tanto, es necesario que se construya un estanque artificial para ser utilizado como UHS. Para el dimensionamiento de dicho estanque se siguieron las recomendaciones indicadas a continuación:

El área estimada para el estanque de enfriamiento para dos reactores tipo ABWR es de 61.77 hectáreas, con una profundidad de 10 pies. Este estanque es diseñado para la condición de 30 días considerando que una de las unidades está en apagado seguro y la otra en la condición de LOCA.

Este estanque es aproximado a partir de la información disponible para las unidades 1 y 2 de la estación Limerick en los Estados Unidos<sup>29</sup>.

Debido a que la energía de evaporación en un estanque es proporcional a la carga térmica y a la diferencia en la concentración del vapor entre la superficie del estanque y la atmósfera, el área del estanque fue obtenida proporcionalmente a partir de los datos del estanque del UHS de la estación de Limerick, que tiene un área de 24.46 hectáreas. Considerando las condiciones del reactor ABWR, se utiliza un factor de 2.4 para obtener, de manera conservadora, que el área para el estanque para el UHS tendrá un área de 61.77 hectáreas.

Para el caso del sitio Laguna Verde, la disponibilidad de 61.77 hectáreas para la construcción del estanque, así como los costos para la construcción del mismo, vuelven a esta opción prácticamente inviable, máxime cuando el sitio cuenta con disponibilidad de agua de enfriamiento proveniente del Golfo de México. Considerando lo anterior, la opción del estanque de enfriamiento queda fuera de los estudios, al no ser una opción conveniente para el caso del sitio Laguna Verde.

### **3.7 Información del Condensador**

La tabla 3.C proporciona información limitada del condensador principal, extraída del DCD y COLA del proyecto de South Texas. Sin embargo, la presión de vacío y la caída de presión para un condensador no están disponibles para una planta ABWR de 1,400 MWe. Ésta varía dependiendo del tipo de condensador y del tipo de turbina a utilizar. Por tal motivo, se utilizarán datos de otros estudios similares realizados en unidades nucleares. Siendo necesaria una revisión detallada una vez que se haya definido la información sobre el tipo de turbina y de condensador a utilizar.

La presión de vacío es afectada por una gran cantidad de variables, incluidos algunos que serán valores establecidos como tal por el diseñador del reactor y del ciclo de vapor, como lo son el flujo de vapor descargado de la turbina, la carga térmica a remover por el condensador, la temperatura del agua de mar, el espacio disponible en sitio, etc., existiendo además otros valores que pueden ser definidos y manejados como mejor convenga al diseñador del condensador, como

---

<sup>29</sup> *Reporte Final de los Análisis de Seguridad, Limerick Unidades 1 y 2 Rev. 14, Sección 9.2.6*

es diámetro de los tubos, número de tubos, arreglo de tubos, diseño del sistema de remoción de incondensables, entre otros.

El valor correspondiente a la caída de presión del flujo de agua de circulación, al pasar a través del condensador principal, debe ser calculado de acuerdo con la metodología indicada en la sección 4.5 del Estándar HEI para Condensadores de Superficie (Décima Edición), dicha metodología toma en consideración los parámetros específicos del diseño del condensador en cuestión, como es la velocidad de los tubos, material de los tubos, el espesor de los tubos, temperatura del agua de mar y número de cajas de agua. La aplicación de dicha metodología para el cálculo de la caída de presión en el condensador se muestra en el Anexo A.

De acuerdo con la definición de Diferencia de Temperatura Terminal (TTD), diferencia entre la temperatura de saturación del vapor en el condensador y la temperatura de salida del agua de circulación, para los condensadores estudiados, tanto en este capítulo como en el capítulo 4, se considera un valor típico que representa el diseño de un condensador que es de 6 °F.

De esta manera, al conocer el TTD, la temperatura de saturación se obtiene de manera directa al sumar dicho valor del TTD al valor de la temperatura de salida del agua de circulación o temperatura del agua caliente en la torre de enfriamiento.

Finalmente, la presión de vacío del condensador principal, ya sea presión de vacío promedio para un condensador multipresión o presión de vacío única para un condensador de una presión, es igual a la presión de saturación correspondiente a la temperatura de saturación descrita en el párrafo anterior. Es necesario utilizar las tablas de propiedades del vapor para relacionar la temperatura de saturación calculada con su correspondiente presión de saturación; en nuestro caso se utilizan las tablas ASME 2006.

En un caso real, el dato de entrada para el diseñador del condensador es la presión de operación o presión de vacío del condensador, y es definida por el diseñador del ciclo térmico en una intercomunicación muy estrecha con el diseñador del reactor. De esta manera, con el valor de presión de vacío deseado, y la temperatura de agua de circulación en la entrada, el diseñador es libre de buscar el mejor diseño posible que satisfaga dichos parámetros y además represente, en medida de lo posible, velocidad adecuada a través de los tubos, baja caída de presión a través del condensador, requerimientos de espacio del condensador dentro de lo disponible, optimización del número de tubos, su diámetro, espesor de pared, etc.

### 3.8 Información de Torres de Enfriamiento

Para las opciones de circuitos de enfriamiento que consideran el uso de torres de enfriamiento resulta necesario establecer como datos de entrada los parámetros que definen el desempeño de las mismas, de acuerdo con las definiciones explicadas en el capítulo 2, los parámetros operativos más importantes a establecer son los siguientes:

**Aproximación**, es la diferencia entre la temperatura de agua fría y la temperatura de bulbo húmedo del aire; en este caso la temperatura de bulbo húmedo ya ha sido establecida en el capítulo 1, correspondiendo al 5% de excedencia, siendo de 79 °F y obtenida de las condiciones ambientales particulares del sitio; mientras que la temperatura de agua fría usualmente es determinada como consecuencia de elegir el valor de aproximación deseado para la torre de enfriamiento, el valor de aproximación depende directamente del tamaño y de la eficiencia de la torre, por lo que un valor de aproximación muy bajo significa que se necesita una torre demasiado grande para poder obtener el agua más fría.

Como dato de entrada para este análisis se utilizan valores típicos recomendados por el experto en diseño de torres, y se utilizan distintos valores de aproximación para poder verificar y considerar la diferencias entre las dimensiones y costos asociados a cada torre según el distinto valor de aproximación utilizado, de tal manera que se utilizan los valores de:

- Torre de enfriamiento de tiro natural: se utiliza 10 °F y 7 °F.
- Torre de enfriamiento de tiro mecánico: se utilizan 9 °F y 6 °F.
- Torre de enfriamiento auxiliar de tiro mecánico: se utilizan 20 °F, 16.6 °F y 11.4 °F.

**Temperatura de agua fría;** como se indicó en el punto anterior, una vez que conocemos la temperatura de bulbo húmedo del ambiente, y que se ha definido el valor de aproximación para la torre, entonces tenemos que la temperatura de agua fría es:

$$T_{CW} = T_{WB} + \text{Aproximación}$$

Se ejemplifica su uso para la torre de enfriamiento de tiro natural, con aproximación de 10 °F:

$$T_{CW} = 79 + 10$$

$$T_{CW} = 89 \text{ } ^\circ\text{F}$$

**Rango**, es la diferencia entre la temperatura de agua fría y temperatura de agua caliente; considerando que el agua fría es enviada directamente hacia el condensador para remover el calor remanente del ciclo térmico, y que por lo tanto la temperatura de agua caliente proviene de la descarga del condensador; es evidente que el rango de la torre es equivalente al incremento de temperatura en el agua de circulación en su paso a través del condensador, entonces de acuerdo con lo indicado en la tabla 3.C, el rango es de 30.2 °F.

**Temperatura de agua caliente**; como se indicó en el punto anterior, una vez que conocemos la temperatura de agua fría y el rango de la torre, entonces tenemos que la temperatura de agua caliente es:

$$T_{HW} = T_{CW} + \text{Rango}$$

Se ejemplifica su uso para la torre de enfriamiento de tiro natural, con rango de 30.2 °F:

$$T_{CW} = 89 + 30.2$$

$$T_{CW} = 119.2 \text{ } ^\circ\text{F}$$

**Recirculación**; la temperatura de bulbo húmedo que entra a la torre puede verse afectada por una porción del aire saturado que está siendo expulsado de la torre y que es inducido de regreso a la entrada del aire de la torre, como se ha indicado en el capítulo 2, la recirculación está principalmente ligada a la dirección y fuerza del viento, y los diseñadores siempre deben realizar un estudio a detalle de dichas condiciones, además de implementar mejoras al diseño de la torre, para buscar reducir el efecto adverso de dicho fenómeno.

Para este análisis, y considerando las prácticas habituales utilizadas por los especialistas en torres de enfriamiento, para el caso de las torres de tiro natural se están utilizando un valor de 0 °F de recirculación (debido a la gran elevación de las torres de enfriamiento), para el caso de las torres



de tiro mecánico se está utilizando un valor de 1 °F, mientras que para el caso específico de las torres de enfriamiento del sistema UHS/RSW de manera conservadora se está considerando una recirculación de 2 °F.

En el apartado de Dimensiones de las torres de enfriamiento, se incluye toda la información relacionada con las dimensiones de la torres de enfriamiento, como lo es ancho y largo de la torre, ancho y largo del bacín de la torre, además de la altura de la torre.

En el mismo apartado, y considerando las condiciones de carga térmica a remover y de flujo de agua de circulación, también se indica el número total de torres (especificando su número de celdas) necesarias para poder cumplir la función de diseño para la torre.

Todas estas características han sido definidas de manera directa por el fabricante y diseñador de torres de enfriamiento, quien ha aplicado la metodología habitual con la cual realizan el diseño de sus torres comerciales, y ha proporcionado el resultado de su diseño para proporcionar una idea real de lo que se espera sea necesario instalar en el caso de utilizar un diseño que cuente con torres de enfriamiento.

El principio de operación de la torre de enfriamiento ya ha sido ampliamente descrito en la sección 3 del capítulo anterior. En complemento a dicha información, en el Anexo A se explica de manera sencilla, la manera en la cual los diseñadores realizan el proceso de dimensionamiento de las torres de enfriamiento, a partir del cual se obtienen los resultados incluidos en las tablas maestras de este capítulo en lo que respecta a Dimensiones y Ventiladores de las torres de enfriamiento.

### **Flujos de agua en la torre**

Los siguientes parámetros a considerar son los relacionados con los flujos de agua asociados a la torre de enfriamiento. Como se ha explicado en el capítulo 2, el agua de repuesto tiene como objetivo reponer el agua que se escapa de la torre por el efecto de la evaporación y por el efecto de arrastre, además de reponer el agua de purgado de la torre que es necesaria para mantener las condiciones químicas adecuadas del agua dentro del circuito. En particular, para el caso del condensador multipresión se tiene lo siguiente:

### **Arrastre:**

De nueva cuenta se cuenta con una aproximación suficientemente adecuada para calcular el flujo que se pierde por arrastre:

$$\text{Arrastre} = 0.0002 \times \text{Flujo de Agua de Circulación}$$

$$\text{Arrastre} = 0.0002 \times 600,000 \text{ gpm}$$

$$\text{Arrastre} = 120 \text{ gpm}$$

### **Evaporación:**

De acuerdo con distintas referencias de literatura<sup>30</sup> y fabricantes<sup>31</sup>, una buena aproximación para calcular el flujo de agua que se pierde en forma de evaporación en la torre de enfriamiento es la fórmula:

$$\text{Evap (gpm)} = 0.00085 \times \text{Rango } ^\circ\text{F} \times \text{Flujo de Agua de Circulación (gpm)}$$

Para nuestro caso, el valor de flujo perdido en la torre debido a evaporación es:

$$\text{Evap} = 0.0008 \times 30.2^\circ\text{F} \times 600,000 \text{ gpm}$$

$$\text{Evap} = 14,496 \text{ gpm}$$

### **Ciclos de Concentración**

Este parámetro no es como tal un flujo de agua, sin embargo, está asociado directamente con el cálculo para obtener el flujo de agua de purga, de tal manera que al definir la relación entre la concentración de cloruros del agua de repuesto y la concentración de cloruros permitida para el agua de circulación, podemos entonces calcular el flujo de purga necesario para cumplir con dicho

---

<sup>30</sup> Electrical Energy Equipment: Cooling Towers, [www.energyefficiencyasia.org](http://www.energyefficiencyasia.org)

<sup>31</sup> Cooling Tower Fundamentals, by SPX cooling technologies, 2009.

valor de ciclos de concentración. Un valor común recomendado para este parámetro es de 3 ciclos de concentración.

$$\text{Ciclos Concentración} = \frac{\text{ppm agua de circulación}}{\text{ppm agua de repuesto}}$$

### **Agua de Purga**

Una vez que se conoce el valor del ciclo de concentración, entonces se puede definir el valor del agua de purga necesaria para mantener la química del agua de circulación dentro de los parámetros adecuados. La fórmula necesaria para calcular dicho flujo es:

$$B = \frac{E - [(C - 1) \times D]}{(C - 1)}$$

$$B = \frac{14496 \text{ gpm} - [(3 - 1) \times 120]}{(3 - 1)}$$

$$B = 7,128 \text{ gpm}$$

### **Agua de Repuesto**

Finalmente, el flujo total de agua de repuesto que debe ser suministrada al bacín de la torre, para mantener constante el inventario de agua de circulación, es la sumatoria de las pérdidas descritas en los párrafos anteriores, de manera que tenemos que el agua de repuesto es:

$$\text{Agua Repuesto} = \text{Evaporación} + \text{Arrastre} + \text{Purga}$$

$$\text{Agua de Repuesto} = 14496 + 120 + 7128$$

$$\text{Agua de Repuesto} = 21,744 \text{ gpm}$$

### **Ventiladores de las Torres de Enfriamiento**

Otro de los factores a considerar para calcular la energía consumida por los equipos de la central es la correspondiente a los ventiladores de la torres de enfriamiento de tipo mecánico, ya que considerando que en cada torres utilizan varios ventiladores con motores de tamaño considerable, el uso y operación continua de los mismos debe ser obligatoriamente incluido para la comparación real de las opciones que se están evaluando.

Usualmente, en el caso de las torres para unidades nucleares, dichos ventiladores son de una potencia entre 200 hp y 300 hp, para el caso específico de las torres consideradas en esta tesis, el diseñador de las torres ha recomendado ventiladores de 235 hp, cuyos motores comerciales inmediatos son de 250 hp. Del mismo modo, el número total de ventiladores según el tipo de torre es directamente definido por el diseñador de las torres.

Para el caso del consumo de potencia asociado a dichos ventiladores debemos considerar la eficiencia del motor del ventilador, que supondremos del 90%, y utilizar la misma fórmula:

$$Potencia\ en\ KW = \frac{HP \cdot \# \text{ ventiladores}}{e_{motor}} \cdot \frac{0.7457}{1\ HP}$$

### **3.9 Dimensionamiento de tuberías**

Una vez que se ha determinado el valor de los distintos flujos de agua requeridos para el funcionamiento de las torres de enfriamiento (circuito cerrado) y para el flujo de agua de circulación (circuito abierto), se puede calcular el tamaño de las tuberías para cada uno de los requerimientos en cuestión.

Para calcular el diámetro de las tuberías se utiliza la fórmula de continuidad  $Q = A \cdot V$ , para lo cual se establece como velocidad máxima el límite de 10 ft/seg, el cual es una recomendación práctica de ingeniería utilizada en el diseño de tuberías y sistemas hidráulicos para evitar desgastes excesivos en las tuberías. En el anexo A se detallan los cálculos realizados para obtener los diámetros finales de tuberías utilizados para cada uno de los casos que se están analizando.

### 3.10 Dimensionamiento de Bombas

El dimensionamiento de una bomba depende básicamente del circuito a través del cual se desea bombear el fluido, de tal manera que la bomba tenga capacidad de superar las diferentes formas de caída de presión que existen en el circuito. Como tal, la caída de presión que se debe calcular tiene como objetivo determinar la carga o cabeza que debe vencer la bomba para cumplir su función de diseño; dicho valor recibe el nombre de cabeza total dinámica o TDH, y está constituido por 3 aspectos:

- 1.- La caída de presión por fricción en las tuberías.
- 2.- La diferencia de alturas entre el nivel mínimo de agua y la elevación máxima en el circuito, ya sea con la torre de enfriamiento o con sistema abierto.
- 3.- La caída de presión a través del condensador principal, la cual ya fue calculada previamente en este capítulo.

La caída de presión por fricción en las tuberías se calcula utilizando fórmulas típicas de la hidráulica, en nuestro caso se utiliza como referencia el Manual de Crane<sup>32</sup>, es necesario realizar una revisión completa del circuito hidráulico considerando las longitudes y diámetros de las tuberías, además de los accesorios existentes en el circuito como lo son codos, conexiones en T, cambios de dirección, reducciones, ampliaciones, válvulas, entre otros.

El uso en conjunto de los arreglos de planta, vistas laterales de los arreglos de ruteado de tuberías, y las fórmulas típicas de hidráulica permiten calcular el valor correspondiente a la caída de presión debido al arreglo de tuberías de cada una de las bombas que forman parte de este análisis. En el Anexo A se incluye a detalle los aspectos importantes y la metodología utilizada para calcular de manera “manual” los valores de caída de presión.

Actualmente, la práctica habitual consiste en realizar los modelos de los sistemas hidráulicos por computadora, modelando las tuberías, materiales, diámetros, accesorios y elevaciones de todo el circuito hidráulico, de esta manera se calcula de manera sencilla y práctica los valores de caída de presión y se permite poder realizar fácilmente estudios de sensibilidad para optimizar los diseños de los circuitos hidráulicos. En el Anexo A se incluye también como referencia y punto de

---

<sup>32</sup> Manual Crane de Flujo de Fluidos en válvulas, accesorios y tuberías.

comparación el modelo realizado del circuito de agua de circulación, en el cual se observa que el valor de caída de presión obtenido en el modelo del software Fathom® es muy similar al valor de caída de presión calculado de forma manual.

### ***3.10.1 Potencia de las Bombas***

Una vez que se han calculado los valores de carga total necesarios TDH (pérdida por fricción, cabeza estática y caída en el condensador) para cada bomba, el siguiente paso consiste en determinar la potencia en BHP para cada bomba, y posteriormente se puede calcular el valor de potencia de las bombas en kW.

$$bhp = \frac{Q \cdot TDH \cdot \rho}{3960 \cdot e_{bba}}$$

$$Potencia \text{ en } KW = \frac{HP \cdot \# \text{ bombas}}{e_{motor}} \cdot \frac{0.7457}{1 \text{ HP}}$$

Para el caso de los valores de eficiencia de la bomba y eficiencia del motor, los valores utilizados de 90% eficiencia de la bomba y 92% eficiencia del motor corresponden a valores típicos comerciales conservadores.

Actualmente, todos los cálculos asociados a la caída de presión, dimensionamiento de bombas, y diseño de sistemas hidráulicos se realiza mediante el uso de programas de computadora especializados para dicho fin, en los cuales se realiza de manera directa el modelado integral de todos los sistemas hidráulicos que pueden ser extremadamente complejos, utilizando una interfaz gráfica amigable para el usuario, y en la cual se introducen todos los componentes del sistema y se asignan los valores correspondientes a flujos, diámetros, longitudes, temperaturas, presiones, etc. Como referencia a lo anterior se incluyen varias figuras en el Anexo A en las que se muestra el arreglo correspondiente a la tubería del sistema de agua de repuesto de las torres de enfriamiento y la manera mediante la cual dichos programas facilitan las actividades de diseño de los sistemas hidráulicos.

### 3.11 Energía Total Generada

La energía total generada o potencia bruta de una unidad es la energía medida directamente en las terminales del generador eléctrico de dicha unidad. El caso de las unidades nucleares es muy particular debido a que es el tipo de planta de mayor capacidad de generación, motivo por el cual sus turbinas y generadores eléctricos son los más grandes que existen en el mercado, ya que las plantas de diseño ABWR cuenta con capacidad de entre 1300-1400 MWe, las unidades AP1000 con capacidad entre 1050-1150 MWe, el tipo EPR con unidades de hasta 1600 MWe.

Como parte del análisis comparativo entre distintas opciones para los sistemas de enfriamiento, encontramos que dependiendo el tipo de torre de enfriamiento elegida, o la temperatura de diseño del agua de circulación para un sistema abierto, obtenemos una ligera variación en la presión de vacío de diseño del condensador principal, aunque esta variación es muy pequeña y pudiera ser considerada despreciable para un análisis comparativo; a continuación se explica brevemente el origen de la misma.

Una menor temperatura en el sistema de agua de circulación representa una menor presión absoluta de operación en el condensador principal, lo cual significa que el vapor descargado desde la turbina principal habrá realizado una cantidad mayor de trabajo antes de condensarse totalmente. En relación directa con la presión de operación del condensador, el generador eléctrico producirá una mayor cantidad de generación, teniendo siempre un diseño de generador que garantice manejar la carga máxima que pueda ser entregada en cualquier momento por la turbina principal (transitorio) y asegurando una operación continua a carga nominal de la turbina, sin ningún tipo de sobrecalentamiento en la máquina.

Para esta tesis, se utilizarán ciertos valores de generación eléctrica indicados por los proveedores, de acuerdo con la presión de operación del condensador principal, para generar una curva que muestre la relación entre ambos parámetros. A partir de dicha curva es posible obtener la ecuación característica que permita obtener el valor correspondiente de generación eléctrica según el valor de operación del condensador. En la siguiente figura 3.1 se muestra la curva referenciada. Donde  $x$  corresponde a la presión de operación del condensador.

Entonces, tenemos que la fórmula a utilizar para obtener la generación eléctrica para cada opción de sistema de enfriamiento es:

$$\text{MWe} = 2.0835x^3 - 18.57x^2 + 3.8462x + 1438.9$$

### 3.12 Consumo de Auxiliares y Producción Neta Anual

El consumo total de auxiliares o consumos propios de la central también es un valor importante a considerar, ya que de la generación bruta de la unidad, una cierta parte es consumida por los propios equipos de la central, cuya operación es necesaria para poder llevar a cabo el proceso de la generación eléctrica. Los equipos más importantes que se deben considerar corresponden a las bombas más grandes de la central, los equipos para ventilación más grandes (ventiladores de torres de enfriamiento, equipos de ventilación de los edificios, etc.).

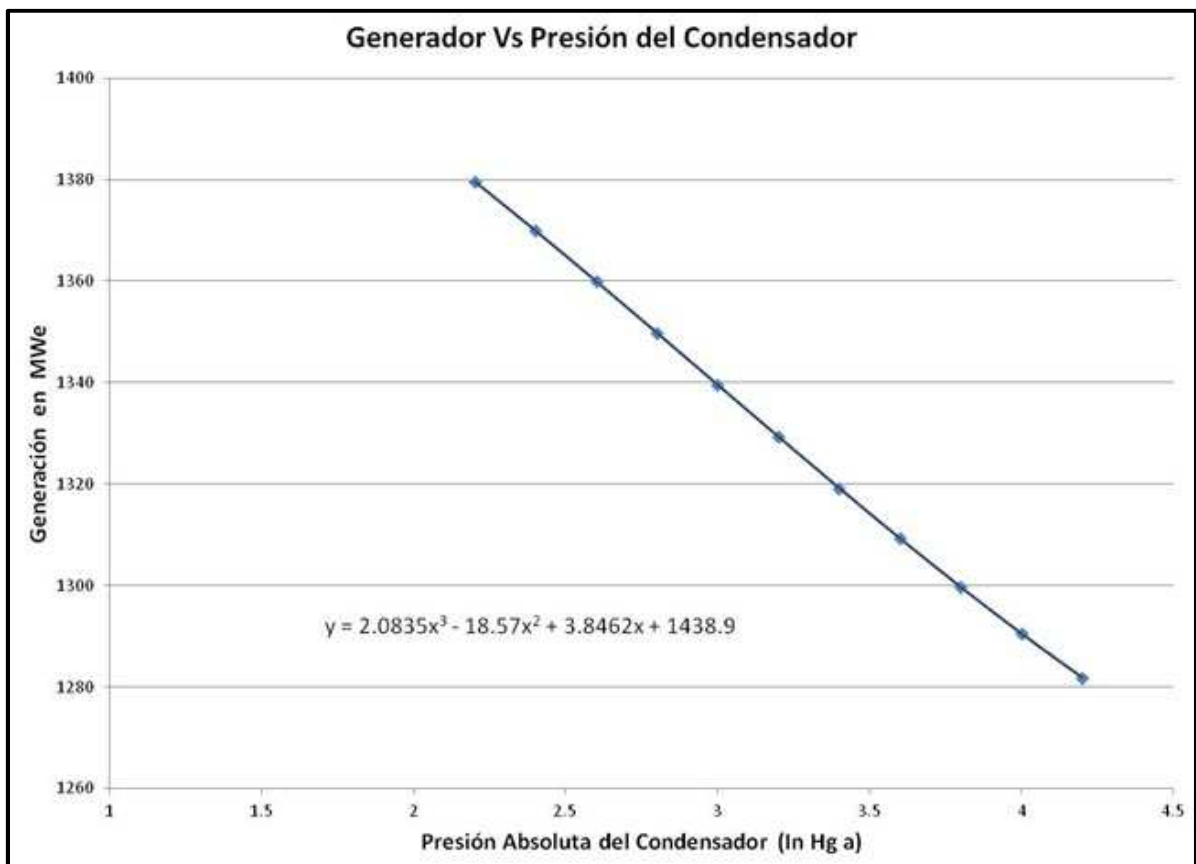


Figura 3.1 Generación eléctrica vs Presión Absoluta de operación del Condensador.

En las tablas maestras de este capítulo podemos observar que como parte de los consumos propios se está considerando a las bombas de agua de circulación ubicadas en la obra de toma para el sistema abierto de un solo paso o con torre auxiliar, o en su defecto las bombas de circulación, de repuesto y de purgado, así como el consumo de los ventiladores necesarios para la operación continua de las torres de enfriamiento. La temperatura del agua fría se utilizó para



calcular la presión del condensador, mientras que la salida del generador se ha estimado utilizando una salida contra la curva de contrapresión para el generador proveniente para otros casos.

Existe una gran variedad de equipos adicionales cuyos consumos eléctricos deben ser considerados al momento de realizar el diseño a detalle de la unidad nuclear, sin embargo, es importante enfatizar que dichos equipos y componentes no dependen del tipo de sistema de enfriamiento a utilizar, por lo que su mayor o menor consumo no afecta, de manera alguna, a la comparación que se está realizando entre opciones de sistemas de enfriamiento. Del mismo modo, la implementación de componentes con alta eficiencia que disminuyan el consumo eléctrico, o incluso la instalación de equipos que permitan la recuperación de energía en diversos procesos, como por ejemplo la inclusión de una turbina para generar energía a partir del flujo de agua de circulación en el túnel de descarga, representan modificaciones que deben ser específicamente evaluadas por el diseñador comparando costos de instalación, de ingeniería, de operación y de mantenimiento contra las ganancias por la recuperación de energía eléctrica, más es importante enfatizar que finalmente la mejora que pueda ser producida por este tipo de componentes impactaría de igual forma a las diversas alternativas de enfriamiento (circuito abierto o cerrado o con torres auxiliares), con lo cual no se produciría ningún impacto que modifique los resultados obtenidos para las evaluaciones comparativas de los capítulos 3 y 4. Como ejemplo, en la tabla 3.F se procede a verificar el cálculo de la Potencia Neta Generada para el caso de las torres de enfriamiento de tiro mecánico con aproximación de 9 °F.

<b>Potencia Bruta del Generador</b>	<b>1,316.00</b>
<b>Consumo de bombas de CW</b>	13.509
<b>Consumo de bombas de purgado</b>	0.366
<b>Consumo de bombas de repuesto</b>	0.081
<b>Consumo de los ventiladores</b>	7.792
<b>Potencia Neta Generada</b>	<b>1,294.252</b>

Tabla 3.F Potencia Neta Generada, MW

### 3.13 Análisis Económico

En el análisis económico, se realizó una comparación de los ingresos netos y de los costos de inversión para los casos que forman parte de este estudio, considerando los 60 años de vida útil de la planta. Enfatizando que se incluyeron los siguientes componentes en los costos anuales e ingresos anuales para cada caso:

- Valor presente de los ingresos netos, obtenido a partir de la generación neta anual (salida bruta del generador eléctrico menos el consumo de los auxiliares).
- Costos fijos de inversión anuales.

Para este estudio es importante destacar que el costo del agua no es considerado, ya que la existencia del agua proveniente del Golfo de México garantiza el suministro de la misma, y por lo tanto no se considera el costo asociado al uso de esta agua.

Los ingresos y costos anuales fueron llevados a valor presente usando un factor de valor presente considerando una tasa real de descuento del 12% y 60 años de vida útil de la planta. El valor presente de los ingresos netos se obtuvo directamente al restar el valor presente de los costos del valor presente de los ingresos. En este caso, es evidente que la opción con el mayor valor presente de los ingresos netos es el esquema más económico.

Los costos fijos anuales son los cargos asociados con la inversión inicial. Los costos fijos anuales incluyen el retorno mínimo de la inversión para pagar las obligaciones de la deuda (intereses de la deuda), depreciación, impuestos a la propiedad, los seguros y los impuestos. Los costos fijos anuales se obtienen multiplicando el costo de capital por la tasa de cargos fija. A pesar de que los gastos son llamados fijos, se incrementarán con el tiempo. Por lo tanto, la tasa de cargos fijos fue nivelada para una vida de 60 años de la planta con un 3% de escalación.

Finalmente, la elección de las opciones de sistema de enfriamiento más viables estará basada en la comparación de los valores presentes de los ingresos netos de cada tecnología. Para obtener cada uno de los valores presentes de ingresos netos es necesario definir tanto los ingresos netos como los costos de capital de los equipos, los costos de operación y los costos de mantenimiento, y dichos costos deben ser combinados de tal manera que se pueda realizar una comparación

apropiada entre los ingresos y los egresos. Las tablas 3.H, 3.I y 3.J proporcionan la información necesaria para la comparación de costos de las alternativas seleccionadas como se discutió previamente en este capítulo.

Además se aplicarán fórmulas económicas<sup>33</sup> para trasladar los valores anuales al mismo momento en el tiempo para poder realizar una comparación equivalente entre ingresos y gastos; dicho momento elegido para la comparación es el “*presente*”, que es definido como el año cero o el inicio de operación comercial de la unidad.

$$\text{Valor Presente (PV)} = \frac{(1 + d)^n - 1}{d (1 + d)^n}$$

$$\text{Valor Futuro (FV)} = \frac{(1 + d)^n - 1}{d}$$

## **INGRESOS**

Los ingresos anuales para la unidad se obtienen a partir de la venta de la energía eléctrica generada y vendida al sistema interconectado nacional. En la realidad el valor de venta del MWh es definido en conjunto por la CFE (Comisión Federal de Electricidad), SENER (Secretaría de Energía), SHCP (Secretaría de Hacienda y Crédito Público), CRE (Comisión Reguladora de Energía) y CNA (Comisión Nacional del Agua); depende directamente del costo promedio de los combustibles utilizados y el costo asociado a la operación y mantenimiento de los equipos de la central, y es particularmente definido y varía en periodos tan cortos como cada mes.

En este trabajo, la determinación del valor a utilizar para el precio de venta del MWh puede definirse arbitrariamente, ya que al ser utilizado el mismo valor para todas las opciones a evaluar, entonces se concluye que dicho valor no afectará en el resultado final.

De acuerdo con información de la CFE, el costo correspondiente de venta del MWh durante el año 2012 fue de 1.141 \$/kWh, a partir del cual considerando una tasa de cambio promedio de 12.5 pesos por USD tenemos que el precio de venta es de 0.091 USD/kWh.

---

<sup>33</sup> Hovey, M. (2005). Spreadsheet Modelling for Finance. Frenchs Forest, N.S.W.: Pearson Education Australia.

Debido a que el costo de la electricidad irá incrementándose con el tiempo, a una tasa de escalación definida, entonces debemos proceder a calcular un factor de nivelación que permita convertir el costo anual de la electricidad (con sus respectivas escalaciones anuales y con la tasa de descuento a utilizar) en una serie con un costo de electricidad idéntico para todos los años. Es decir, el uso del factor de nivelación permite calcular un valor del costo de electricidad único para todos los años del proyecto, en lugar de utilizar un costo de electricidad que año con año será distinto debido a su incremento por escalación. En el anexo A se detalla las fórmulas utilizadas para obtener el factor de nivelación que será utilizado para obtener el costo de electricidad nivelado y la tasa de costos fijos nivelada.

En este caso, y considerando los valores comúnmente utilizados en estudios similares como por ejemplo el documento COPAR<sup>34</sup> emitido por la CFE, se utilizará un valor de tasa real de descuento del 12%, y un valor de tasa de escalación del 3%. De manera que en la siguiente tabla 3.G se resumen los valores económicos a utilizar como parte del análisis comparativo a realizar entre las distintas opciones de enfriamiento:

<b>Parámetros Económicos</b>		
<b>Tasa de costos fijos, Primer Año</b>	%	12
<b>Costo de Energía Generada, Primer Año</b>	USD/kWh	0.091
<b>Tasa real de descuento</b>	%	12
<b>Tasa de escalación</b>	%	3
<b>Vida de Planta</b>	Años	60
<b>Factor de Nivelación al 3% y 60 años.</b>	Anexo A	1.2788
<b>Tasa de costos fijos, nivelada a 60 años</b>	%	15.34
<b>Factor de Capacidad<sup>35</sup></b>	%	85

Tabla 3.G Principales parámetros económicos

<sup>34</sup> CFE, 2011, Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico, México D.F.

<sup>35</sup> Se utiliza como referencia el factor de capacidad de la Unidad 2 de la CNLV, datos del PRIS del OIEA.

## GASTOS

Para obtener el valor correspondiente a los gastos realizados en el presente es necesario calcular el total de los costos de capital e integrarlo con los costos anuales de inversión. En la figura 3.2 se incluye de manera general los distintos costos que deben ser calculados para finalmente obtener el valor presente de los costos totales asociados a cada opción de sistema de enfriamiento.

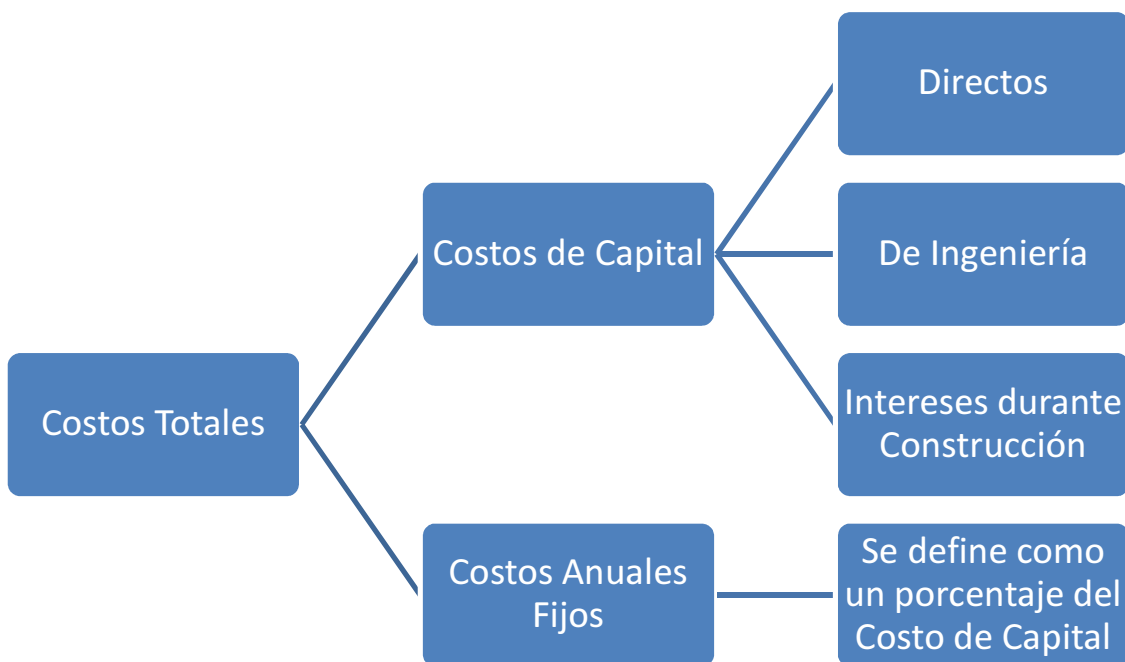


Figura 3.2 Costos totales asociados al proyecto

Los costos de capital incluyen los costos directos e indirectos, el rubro correspondiente a los costos directos incluye el gasto que es necesario erogar para adquirir todos los equipos principales necesarios para cada opción de enfriamiento, de manera detallada se ha considerado el costo de la adquisición de:

- Torres de enfriamiento,
- Bacín de las torres de enfriamiento,
- Condensadores,

- Tuberías y bombas del Sistema de Agua de Enfriamiento,
- Estructuras de la obra de toma,
- Estructuras de la obra de toma para agua de repuesto,
- Tuberías y bombas del sistema de purga,
- Centro de control de motores,
- Cables y ductos de electricidad,
- Transformadores de potencia, y
- Subestaciones

Los costos que se han utilizados en las tablas maestras para cada opción de enfriamiento han sido obtenidos a partir de cotizaciones de vendedores, precios de equipos similares en el mercado, valores tabulados de compañías especializadas, los precios presupuestados para las torres de enfriamiento se obtuvieron a partir de un fabricante especializado. Los costos restantes de los equipos y las materias primas se calcularon utilizando costos comerciales de la industria<sup>36</sup>, de manera que finalmente a partir de las características técnicas particulares de cada tipo de circuito de enfriamiento estudiado se obtengan los costos necesarios para su implementación, permitiéndose realizar una comparación de los costos de cada uno de ellos.

Básicamente, los costos indirectos incluyen los costos de ingeniería y los intereses de la construcción, el costo correspondiente a la ingeniería del proyecto es un cálculo relativamente complejo, debido a que se relaciona con el número de horas-hombre laboradas, el puesto del personal considerado, los cálculos realizados, entre otros factores; a este respecto, una aproximación utilizada es que el costo de la ingeniería corresponde al 10% de los costos directos, el uso de este porcentaje ha sido recomendado durante reuniones con especialistas y referencias que incluyen valores de 11.3% para el caso de Laguna Verde y el COPAR 2011 que utiliza 5.3%.<sup>37</sup>.

Os

---

<sup>36</sup> Provenientes de bases de datos proporcionadas por una firma reconocida de ingeniería

<sup>37</sup> OECD, Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants, 2000.

En lo que respecta a los intereses durante la construcción, el monto correspondiente a dicho concepto corresponde a los intereses generados al calcular el valor futuro del total de costos directos (incluyendo los costos de ingeniería) llevados al inicio de operación de las unidades; en este caso, de acuerdo con las experiencias en la construcción de unidades en distintos países, el periodo de construcción considerado es de 4.5 años<sup>38</sup>.

El último rubro a calcular, en lo que respecta a costos, es el correspondiente a los costos anuales que deben ser erogados como costos fijos asociados a la inversión; como se ha indicado en la tabla 3.G, la tasa de cargos fijos correspondiente al primer año es supuesta del 12%. Una vez considerado el valor de escalación del 3% anual es necesario calcular el valor del factor de nivelación de costos para los 60 años de operación comercial, de lo cual se obtiene que la tasa de cargos fijos nivelada es del 15.34%. Dicha tasa de cargos fijos niveladas se considera que será erogado cada año durante el periodo de operación comercial (y conservadoramente también durante el periodo de construcción), para finalmente trasladar dichos costos al inicio de operación comercial utilizando la fórmula de valor presente, para obtener el Valor Presente de los Costos Fijos para cada opción que se está analizando.

En este momento, se puede sustraer de manera directa el Valor Presente de los Costos Fijos del Valor Presente de los Ingresos Fijos para obtener el Valor Presente de los Ingresos Netos, dicho valor es directamente comparado entre las distintas opciones de los sistemas de enfriamiento en estudio, de manera que la opción con el mayor valor presente de los ingresos netos es el esquema económico más favorable.

---

<sup>38</sup> La nucleoelectricidad una oportunidad para México, Academia de Ingeniería, 2009.

### **3.14 Resultados y Recomendaciones**

Con base en la evaluación técnica y la comparación de los costos relativos de cada opción que se ha analizado, se subraya que en las secciones 3.5.2 y 3.6.2 se han descrito los casos a analizar, resumiéndose a los siguientes casos para el sistema de agua de circulación:

- Casos 1A & 1B: Circuito cerrado con torres de enfriamiento de tiro natural.
- Casos 2A & 2B: Circuito cerrado con torres de enfriamiento de tiro mecánico.
- Casos 3A, 3B & 3C: Circuito abierto con torres de enfriamiento auxiliar.
- Caso 4 – Circuito abierto de un solo paso.

Y para el sistema de agua de servicio del reactor los siguientes casos:

- Caso A: Circuito cerrado con torres de enfriamiento de tiro mecánico.
- Caso B: Circuito abierto de un solo paso.

A continuación se listan las conclusiones obtenidas en relación con las mejores opciones para cada uno de los sistemas de enfriamiento:

#### **Sistema de Agua de Circulación (CWS)**

##### **Condensador Multipresión**

Para el caso de utilizar un condensador multipresión, la mejor opción es el uso de un Circuito abierto con “Torre de Enfriamiento Auxiliar”; en este caso las 3 opciones analizadas de torres auxiliares tienen costos muy similares por lo que la elección de una torre auxiliar del 100%, 66% o 50% de capacidad se deberá orientar por otros aspectos, tales como que la ventaja de una torre auxiliar del 100% es que no es necesario instalar tuberías de bypass (excavación de túneles, instalación de tuberías, inspecciones, etc.), sin embargo, una falla o indisposición de la torre significaría un paro de la central, mientras que la instalación de una torre de menor capacidad, con tubería de bypass, nos permitiría continuar operando a una carga reducida, mientras se realiza la corrección de la falla encontrada en la torre. Los resultados de la tabla 3.H se muestran de manera



comparativa en la figura 3.3, tomado como referencia el costo del caso 1A, observándose el mayor ingreso neto para los casos que consideran la torre auxiliar en el circuito abierto.

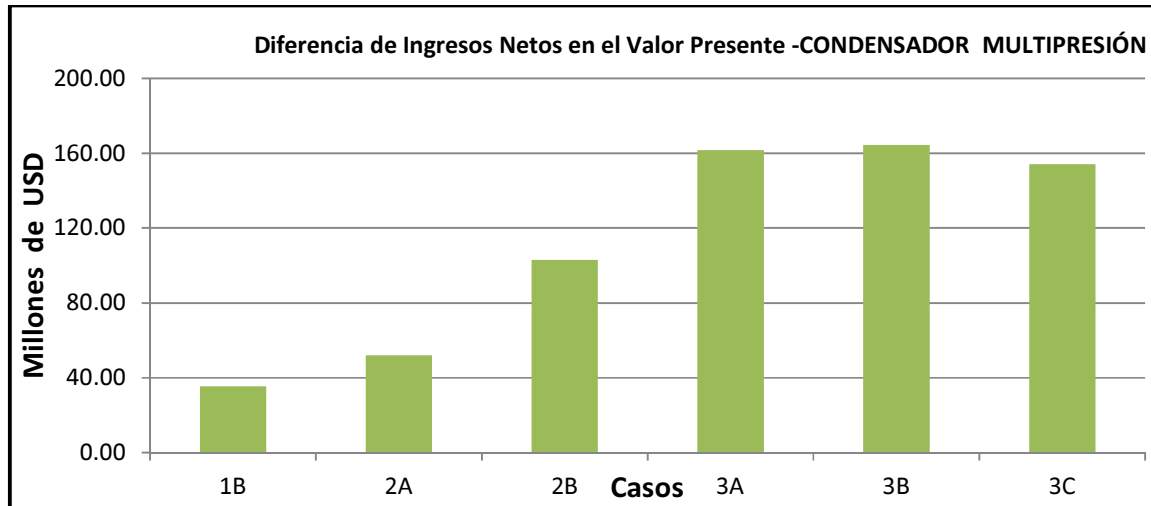


Figura 3.3 Comparación de los Ingresos Netos en el Valor Presente (Tabla 3.H)

### Condensador de una Presión

Para un condensador de una sola presión, el circuito abierto de un solo paso es la opción más atractiva desde el punto de vista técnico y económico. En este caso, debido a que el incremento de temperatura del agua a través del condensador es reducido, entonces podemos cumplir con el límite de temperatura establecido por las autoridades ambientales, de tal manera que no es necesario realizar un enfriamiento adicional de dicha descarga. Los resultados de la tabla 3.I se muestran de manera comparativa en la figura 3.4, tomado como referencia el costo del caso 2A, observándose el mayor ingreso neto para el caso del circuito abierto de un solo paso.

### Ultimo Sumidero de Calor (UHS)/Sistema de Agua de Servicio del Reactor

Para este sistema, el circuito abierto de un solo paso es la opción más atractiva desde una perspectiva técnica y también de costo. En este sistema se enfatiza que el uso de torres de enfriamiento relacionadas con seguridad incrementa considerablemente los costos, motivo por el cual se vuelve más complicado el uso de circuitos cerrados. Los resultados de la tabla 3.J se

muestran de manera comparativa en la figura 3.5, observándose que el costo menor corresponde al caso de circuito abierto de un solo paso.

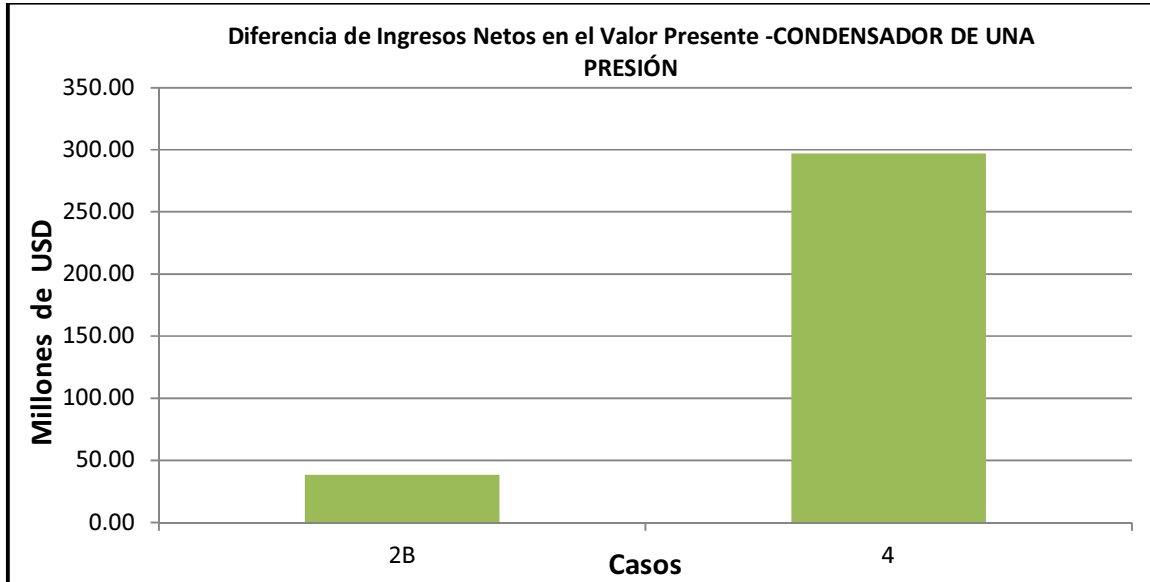


Figura 3.4 Comparación de los Ingresos Netos en el Valor Presente (Tabla 3.I)

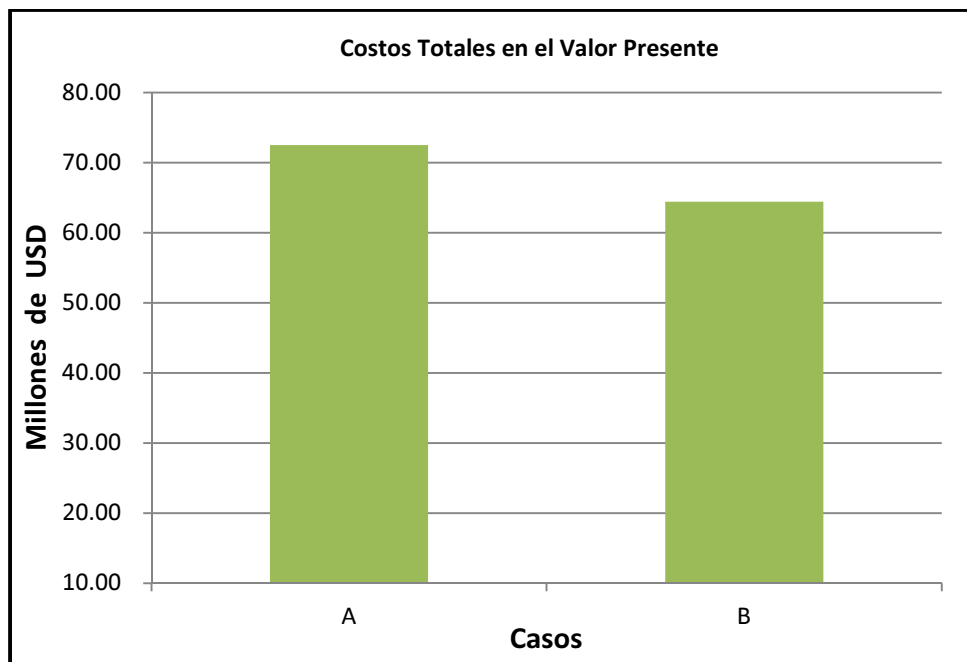


Figura 3.5 Costos Totales en el Valor Presente (Tabla 3.J)

TABLA 3.H ANALISIS TECNICO Y ECONOMICA

UNIDAD ABWR DE 1,400 MW - SISTEMA DE AGUA DE CIRCULACIÓN CON CONDENSADOR MULTI-PRESIÓN									
Descripción/Caso	Unidades	1A	1B	2A	2B	3A	3B	3C	4
Circuito de Agua de Enfriamiento		Cerrado	Cerrado	Cerrado	Cerrado	Abierto	Abierto	Abierto	Abierto
Tiro de la torre de enfriamiento		Natural	Natural	Mecánico RMD	Mecánico RMD	Mecánico RMD	Mecánico RMD	Mecánico RMD	Un solo paso
Tipo de torre de enfriamiento		Húmedo	Húmedo	Húmedo	Húmedo	Húmedo	Húmedo	Húmedo	N/A
Capacidad de la Torre de Enfriamiento		100%	100%	100%	100%	100% Torre de Apoyo	66% Torre de Apoyo	50% Torre de Apoyo	0%
Agua de CW entrando desde		Condensador	Condensador	Condensador	Condensador	Golfo de México	Golfo de México	Golfo de México	Golfo de México
Agua de CW saliendo hacia		Condensador	Condensador	Condensador	Condensador	Golfo de México	Golfo de México	Golfo de México	Golfo de México
<b>Condiciones De Diseño</b>									
Elevación	ft	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3
Presión Atmosférica	psia	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7
Temperatura de Bulbo Seco del Aire	°F	83	83	83	83	83	83	83	83
Humedad Relativa del aire	%	85	85	85	85	85	85	85	85
Temperatura de Bulbo Húmedo del Aire	°F	79	79	79	79	79	79	79	79
Recirculación Permitida	°F	0	0	1	1	1	1	1	
Temperatura de Bulbo Húmedo de entrada a la Torre	°F	79	79	80	80	80	80	80	
Aproximación de la Torre	°F	10	7	9	6	20	16.6	11.4	
Temperatura de Agua Fría	°F	89	86	89	86	100	96.6	91.4	87.4
Rango de la Torre	°F	30.20	30.20	30.20	30.20	17.20	20.60	25.80	30.24
Temperatura de Agua Caliente	°F	119.20	116.20	119.20	116.20	117.20	117.20	117.20	117.64
TTD del Condensador (Asumido)	°F	6	6	6	6	6	6	6	
Temperatura de Saturación del Condensador	°F	125.20	122.20	125.20	122.20	123.20	123.20	123.20	
<b>Dimensiones de la Torre de Enfriamiento</b>									
Número de torres de Enfriamiento		2	2	2	3	2	2	2	
Celdas por Torre		1	1	20	16	12	12	12	
Número total de Celdas		2	2	40	48	24	24	24	
Ancho de las celdas o Diámetro de la Torre	ft	360	400	330	300	230	230	250	
Largo de las celdas o Diámetro de la Torre	ft	360	400	330	300	230	230	250	
Ancho Total	ft	360	400	330	300	230	230	250	
Largo Total	ft	360	400	330	300	230	230	250	
Altura Total de la Torre	ft	500	550	75	75	75	75	75	
Ancho del Basín/Diámetro	ft	375	415	345	315	245	245	265	
Largo del Basín/Diámetro	ft	375	415	345	315	245	245	265	
Elevación de la entrada del agua caliente sobre PDR	ft	45	45	35	35	25	25	25	
<b>Ventiladores de la Torre de Enfriamiento</b>									
Número de Ventiladores		No Aplica	No Aplica	40	48	24	24	24	
BHP por Ventilador	bhp	No Aplica	No Aplica	235	235	235	235	292	
HP's del Motor, por cada ventilador	HP	No Aplica	No Aplica	250	250	250	250	300	
Eficiencia del motor del ventilador	%	No Aplica	No Aplica	90%	90%	90%	90%	90%	
Potencia de Entrada de cada motor	kW	No Aplica	No Aplica	195	195	195	195	242	
Potencia Total de Consumo de los ventiladores	kW	No Aplica	No Aplica	7,792	9,350	4,675	4,675	5,809	
<b>Flujos de Agua por Diseño</b>									
Flujo de la Torre de Enfriamiento	gpm	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	400,000	300,000	
Evaporación	gpm	14,496	14,496	14,496	14,496	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Arrastre	gpm	120	120	120	120	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Ciclos de Concentración		3	3	3	3	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Reposición	gpm	21,744	21,744	21,744	21,744	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Purgado	gpm	7,128	7,128	7,128	7,128	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
<b>Dimensionamiento de Tuberías</b>									
<b>Tubería del CW</b>									
Número de Tubos en Paralelo		1	1	1	1	1	1	1	
Diámetro de la Tubería (Calc. a 10 ft/s)	ft	13.05	13.05	13.05	13.05	13.05	13.05	13.05	
Diámetro Nominal de la Tubería	ft	14	14	14	14	14	14	14	
Velocidad del Fluido	ft/s	8.68	8.68	8.68	8.68	8.68	8.68	8.68	
<b>Tubería para Agua de Repuesto</b>									
Número de Tubos en Paralelo		1	1	1	1	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Diámetro de la Tubería (Calc. a 10 ft/s)	in	29.80	29.80	29.80	29.80	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Diámetro Nominal de la Tubería	in	32.00	32.00	32.00	32.00	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Velocidad del Fluido	ft/s	8.67	8.67	8.67	8.67	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
<b>Tubería de Purgado</b>									
Número de Tubos en Paralelo		1	1	1	1	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Diámetro de la Tubería (Calc. a 10 ft/s)	in	17.06	17.06	17.06	17.06	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Diámetro Nominal de la Tubería	in	20.00	20.00	20.00	20.00	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Velocidad del Fluido	ft/s	7.28	7.28	7.28	7.28	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
<b>Caída de Presión en la Tubería</b>									
Longitud de Tubería del CW	ft	7,618	7,618	6,400	6,400	7,589	8,069	8,069	
Caída de Presión en Tubería del CW	ft	15.96	15.96	16.62	16.62	15.94	16.31	16.31	
Longitud de Tubería lineal del MU	ft	4,640	4,640	3,900	3,900	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Caída de Presión en Tubería del MU	ft	32.56	32.56	33.35	33.35	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Longitud de Tubería de Purgado	ft	4,305	4,305	4,150	4,150	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Caída de Presión en Tubería de Purgado	ft	33.58	33.58	32.38	32.38	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
<b>Dimensionamiento de Bombas</b>									
<b>Bombas del CW</b>									
Flujo Total (Todas las Bombas)	gpm	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000
Pérdidas por Fricción	ft	15.96	15.96	16.62	16.62	15.94	16.31	16.31	
Caída de Presión en el Condensador (calculada)	ft	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	
Cabeza Estática	ft	64	64	54	54	42.54	42.54	42.54	
Pérdida Total en el Circuito	ft	108.3	108.3	98.9	98.9	86.8	87.2	87.6	
Número de Bombas Operando		3	3	3	3	3	3	3	3
Flujo por Bomba	gpm	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000
TDH por cada Bomba (redondeado)	ft	108.0	108.0	99.0	99.0	87.0	87.0	88.0	
Eficiencia de la Bomba	%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	
BHP del Motor de la bomba	bhp	6,061	6,061	5,556	5,556	4,882	4,882	4,938	
HP's del Motor de la bomba	HP	6,100	6,100	5,600	5,600	4,900	4,900	5,000	
Eficiencia del Motor de la bomba	%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	
Potencia de las bombas del CW	KW	14,737	14,737	13,509	13,509	11,872	11,872	12,008	
Distancia, de las Bombas a la Planta (longitud de Cable)	ft	3,809	3,809	3,200	3,200	4,035	4,035	4,035	
<b>Bombas del Agua de Repuesto</b>									
Flujo Total (Todas las Bombas)	gpm	21,744	21,744	21,744	21,744	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Pérdidas por Fricción	ft	32.56	32.56	33.35	33.35	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Cabeza Estática	ft	41	41	41	41	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Pérdida Total en el Circuito	ft	73.56	73.56	74.35	74.35	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Número de Bombas Operando (Una en Reserva)		1	1	1	1	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Flujo por Bomba	gpm	21,744	21,744	21,744	21,744	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
TDH por cada Bomba (redondeado)	ft	74	74	74	74	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Eficiencia de la Bomba	%	90%	90%	90%	90%	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
BHP del Motor de la bomba	bhp	451	451	451	451	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
HP's del Motor de la bomba	HP	450	450	450	450	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Eficiencia del Motor de la bomba	%	92%	92%	92%	92%	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Potencia de las bombas del MU	KW	366	366	366	366	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Distancia, de las Bombas a la Planta (longitud de Cable)	ft	4,035	4,035	4,035	4,035	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
<b>Bombas de Purgado</b>									
Flujo Total de las Bombas	gpm	7,128	7,128	7,128	7,128	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Pérdidas por Fricción	ft	33.58	33.58	32.38	32.38	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Cabeza Estática	ft	-27.5	-27.5	-27.5	-27.5	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Pérdida Total en el Circuito	ft	6.08	6.08	4.88	4.88	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Número de Bombas Operando (Una en Reserva)		1	1	1	1	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Flujo por Bomba	gpm	7,128	7,128	7,128	7,128	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
TDH por cada Bomba (redondeado)	ft	6	6	5	5	No Aplica	No Aplica	No Aplica	

Tabla 3.H Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema CW Condensador Multipresión

TABLA 3.H ANALISIS TECNICO Y ECONOMICA									
UNIDAD ABWR DE 1,400 MW - SISTEMA DE AGUA DE CIRCULACIÓN CON CONDENSADOR MULTI-PRESIÓN									
Descripción/Caso	Unidades	1A	1B	2A	2B	3A	3B	3C	4
Circuito de Agua de Enfriamiento		Cerrado	Cerrado	Cerrado	Cerrado	Abierto	Abierto	Abierto	Abierto
Tiro de la torre de enfriamiento		Natural	Natural	Mecánico RMD	Mecánico RMD	Mecánico RMD	Mecánico RMD	Mecánico RMD	Un solo paso
Tipo de torre de enfriamiento		Húmedo	Húmedo	Húmedo	Húmedo	Húmedo	Húmedo	Húmedo	N/A
Capacidad de la Torre de Enfriamiento		100%	100%	100%	100%	100% Torre de Apoyo	66% Torre de Apoyo	50% Torre de Apoyo	0%
Eficiencia de la Bomba	%	90%	90%	90%	90%	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
BHP del Motor de la bomba	bhp	12	12	10	10	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
HP's del Motor de la bomba	HP	12	12	10	10	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Eficiencia del Motor de la bomba	%	92%	92%	92%	92%	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Potencia de las bombas de Purgado	KW	9.7	9.7	8.1	8.1	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Distancia, de las Bombas a la Planta (longitud de Cable)	ft	4034.5	4034.5	4034.5	4034.5	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
<b>PRODUCCIÓN NETA ANUAL</b>									
Presión del Condensador	psia	1.65	1.52	1.70	1.56	1.63	1.63	1.63	
Presión del Condensador	Inches HgA	3.37	3.10	3.46	3.19	3.31	3.31	3.31	
Salida en el Generador	MW	1,321	1,335	1,316	1,330	1,324	1,324	1,324	
Potencia de las bombas del CW	KW	14,737	14,737	13,509	13,509	11,872	11,872	12,008	
Potencia Total de Consumo de los ventiladores	KW	No Aplica	No Aplica	7,792	9,350	4,675	4,675	5,809	
Potencia de las Bombas del MU	KW	366	366	366	366	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Potencia de las bombas de Purgado	KW	9.7	9.7	8.1	8.1	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Potencia Total de Auxiliares	KW	15,113	15,113	21,675	23,233	16,547	16,547	17,817	
Potencia Neta (kW del Generador menos Auxiliares)	MW	1,306	1,319	1,294	1,307	1,307	1,307	1,306	
Producción Neta (Anual)	MWh	11,437,342	11,558,399	11,339,374	11,447,664	11,450,631	11,450,631	11,439,502	
<b>INGRESOS POR PRODUCCION</b>									
Factor de Capacidad	%	85	85	85	85	85	85	85	85
Producción Neta (Anual)	MWh	9,721,741	9,824,640	9,638,468	9,730,514	9,733,036	9,733,036	9,723,577	0
Costo de la Electricidad	\$/kWh	0.1163	0.1163	0.1163	0.1163	0.1163	0.1163	0.1163	0.1163
Ingresos Anuales	10 <sup>6</sup> \$	1131	1143	1121	1132	1132	1132	1131	0
Valor Presente de los Ingresos	10 <sup>6</sup> \$	\$9,411.49	\$9,511.11	\$9,330.87	\$9,419.98	\$9,422.43	\$9,422.43	\$9,413.27	\$0.00
<b>COSTO DEL CAPITAL ESTIMADO</b>									
<b>Costos Directos</b>									
Costo de Instalación de la Torre (sin basín)	10 <sup>6</sup> \$	90	110	45	56	30	28	28	
Costo de Instalación del Basín de la Torre	10 <sup>6</sup> \$	13	17	9	12	5	5	5	
Condensador	10 <sup>6</sup> \$	80	80	80	80	80	80	80	
Obra de Toma	10 <sup>6</sup> \$	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	
Bombas del CW	10 <sup>6</sup> \$	7.4	7.4	6.8	6.8	6	6	6	
Motores de las Bombas del CW	10 <sup>6</sup> \$	1.5	1.5	1.4	1.4	1.25	1.25	1.25	
Costo de las Tuberías del CW (túnel)	10 <sup>6</sup> \$	21.3	21.3	17.9	17.9	21.2	22.6	22.6	
Bombas del MU	10 <sup>6</sup> \$	0.16	0.16	0.16	0.16				
Motores de las Bombas del MU	10 <sup>6</sup> \$	0.04	0.04	0.04	0.04				
Tubería del Mu	10 <sup>6</sup> \$	1.3	1.3	1.1	1.1				
Bombas de Purgado	10 <sup>6</sup> \$	0.02	0.02	0.02	0.02				
Motores de las Bombas de Purgado	10 <sup>6</sup> \$	0.01	0.01	0.01	0.01				
Tubería de Purgado	10 <sup>6</sup> \$	0.65	0.65	0.62	0.62				
CCMs	10 <sup>6</sup> \$	0.12	0.12	2.15	2.55	1.22	1.22	1.51	
Cables de Potencia y Ductos	10 <sup>6</sup> \$	1.19	1.19	1.13	1.13	0.40	0.40	0.40	
Transformadores de Potencia	10 <sup>6</sup> \$	0.76	0.76	1.09	1.17	0.83	0.83	0.89	
Subestación	10 <sup>6</sup> \$	0.31	0.31	0.28	0.28	0.25	0.25	0.25	
Total de Torres de Enfriamiento y Sistema del CW	10 <sup>6</sup> \$	218.97	243.58	168.19	182.73	161.17	160.19	160.55	
<b>Total de Costos Directos (CT, CW)</b>	10 <sup>6</sup> \$	218.97	243.58	168.19	182.73	161.17	160.19	160.55	
<b>Costos Indirectos</b>									
Costos de Ingeniería	10 <sup>6</sup> \$	21.90	24.36	16.82	18.27	16.12	16.02	16.05	
Intereses durante la Construcción	10 <sup>6</sup> \$	44.84	49.88	34.44	37.42	33.00	32.80	32.88	
<b>Total de Costo de Capital (Directos + Indirectos)</b>	10 <sup>6</sup> \$	285.71	317.81	219.45	238.42	210.30	209.01	209.48	
Tasa Nivelada de Costos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	15.34%	15.34%	15.34%	15.34%	15.34%	15.34%	15.34%	
Costos Fijos de Inversión Anuales	10 <sup>6</sup> \$	43.83	48.75	33.66	36.57	32.26	32.06	32.13	
Valor Presente de los Costos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	571.36	635.56	438.87	476.79	420.55	417.97	418.92	
<b>RESUMEN</b>									
Valor Presente de los Ingresos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	9,411.49	9,511.11	9,330.87	9,419.98	9,422.43	9,422.43	9,413.27	
Valor Presente de los Costos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	571.36	635.56	438.87	476.79	420.55	417.97	418.92	
Valor Presente de los Ingresos Netos	10 <sup>6</sup> \$	8,840.13	8,875.54	8,892.01	8,943.19	9,001.87	9,004.45	8,994.35	
<b>Diferencias entre Valor Presente</b>									
		1A	1B	2A	2B	3A	3B	3C	
Diferencial en los Ingresos	10 <sup>6</sup> \$	Base	99.62	-80.62	8.49	10.94	10.94	1.78	
Diferencial en los Costos de Inversión	10 <sup>6</sup> \$	Base	64.20	-132.49	-94.57	-150.81	-153.38	-152.44	
Diferencial de los Ingresos Netos	10 <sup>6</sup> \$	Base	35.41	51.88	103.06	161.74	164.32	154.22	

Tabla 3.H Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema CW Condensador Multipresión

<b>TABLA 3.I ANALISIS TECNICO Y ECONOMICA</b>				
<b>UNIDAD ABWR DE 1400 MW - SISTEMA DE AGUA DE CIRCULACIÓN CON CONDENSADOR DE UNA PRESIÓN</b>				
<b>Descripción/Caso</b>		<b>2A</b>	<b>2B</b>	<b>4</b>
Circuito de Agua Enfriamiento		Cerrado	Cerrado	Abierto
Tiro de la torre de enfriamiento		Mecanico RMD	Mecanico RMD	Un solo paso
Tipo de torre de enfriamiento		Humedo	Humedo	N/A
Capacidad de la Torre de Enfriamiento		100%	100%	0%
Agua de CW entrando desde		Condensador	Condensador	Golfo de México
Agua de CW saliendo hacia		Condensador	Condensador	Golfo de México
Agua de Reposición del Purga hacia		Golfo de México	Golfo de México	Golfo de México
<b>Condiciones De Diseño</b>				
Elevación	ft	33.3	33.3	33.3
Presión Atmosférica	psia	14.7	14.7	14.7
Temperatura de Bulbo Seco del Aire	°F	83	83	83
Humedad Relativa del aire	%	85	85	85
Temperatura de Bulbo Húmedo del Aire	°F	79	79	79
Recirculación Permitida	°F	1	1	
Temperatura de Bulbo Húmedo de entrada a la Torre	°F	80	80	
Aproximación de la Torre	°F	9	6	
Temperatura de Agua Fría	°F	89	86	87.4
Rango de la Torre	°F	14.38	14.38	14.38
Temperatura de Agua Caliente	°F	103.38	100.38	101.78
TTD del Condensador (Asumido)	°F	6	6	6
Temperatura de Saturación del Condensador	°F	109.38	106.38	107.78
<b>Dimensiones de la Torre de Enfriamiento</b>				
Numero de torres de Enfriamiento		4	5	
Celdas por Torre		16	16	
Numero total de Celdas		64	80	
Ancho de las celdas o Diametro de la Torre	ft	265	265	
Largo de las celdas o Diametro de la Torre	ft	265	265	
Ancho Total	ft	265	265	
Largo Total	ft	265	265	
Altura Total de la Torre	ft	75	75	
Ancho del Basín/Diametro	ft	280	280	
Largo del Basín/Diametro	ft	280	280	
Elevación de la entrada del agua caliente sobre PDR	ft	35	35	
<b>Ventiladores de la Torre de Enfriamiento</b>				
Número de Ventiladores		64	80	
BHP por Ventilador	bhp	235	235	
HP's del Motor, por cada ventilador	HP	250	250	
Eficiencia del motor del ventilador	%	90%	90%	
Potencia de Entrada de cada motor	kW	195	195	
Potencia Total de Consumo de los ventiladores	kW	12,466	15,583	
<b>Flujos de Agua por Diseño</b>				
Flujo de la Torre de Enfriamiento	gpm	1,200,000	1,200,000	
Evaporación	gpm	13,805	13,805	
Arrastre	gpm	240	240	
Ciclos de Concentración		3	3	
Reposición	gpm	20,707	20,707	
Purgado	gpm	6,662	6,662	
<b>Dimensionamiento de Tuberías</b>				
<b>Tubería del CW</b>				
Número de Tubos en Paralelo		1	1	
Diametro de la Tubería (Calc. a 10 ft/s)	ft	18.45	18.45	
Diametro Nóminal de la Tubería	ft	20	20	
Velocidad del Fluido	ft/s	8.51	8.51	
<b>Tubería para Agua de Repuesto</b>				
Número de Tubos en Paralelo		1	1	
Diametro de la Tubería (Calc. a 10 ft/s)	in	29.09	29.09	
Diametro Nóminal de la Tubería	in	32.00	32.00	
Velocidad del Fluido	ft/s	8.26	8.26	
<b>Tubería de Purgado</b>				
Número de Tubos en Paralelo		1	1	
Diametro de la Tubería (Calc. a 10 ft/s)	in	16.50	16.50	
Diametro Nóminal de la Tubería	in	19.00	19.00	
Velocidad del Fluido	ft/s	7.54	7.54	
<b>Caída de Presión en la Tubería</b>				
Longitud de Tubería del CW	ft	6,400	6,400	5,300
Caída de Presión en Tubería del CW	ft	14.71	14.71	10.2

Tabla 3.I Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema CW Condensador de Una Presión

<b>TABLA 3.I ANALISIS TECNICO Y ECONOMICA</b>				
<b>UNIDAD ABWR DE 1400 MW - SISTEMA DE AGUA DE CIRCULACIÓN CON CONDENSADOR DE UNA PRESIÓN</b>				
<b>Descripción/Caso</b>		<b>2A</b>	<b>2B</b>	<b>4</b>
Circuito de Agua Enfriamiento		Cerrado	Cerrado	Abierto
Tiro de la torre de enfriamiento		Mecanico RMD	Mecanico RMD	Un solo paso
Tipo de torre de enfriamiento		Humedo	Humedo	N/A
Capacidad de la Torre de Enfriamiento		100%	100%	0%
Longitud de Tubería lineal del MU	ft	3,900	3,900	
Caída de Presión en Tubería del MU	ft	28.55	28.55	
Longitud de Tubería de Purgado	ft	4,150	4,150	
Caída de Presión en Tubería de Purgado	ft	41.59	41.59	
<b>Dimensionamiento de Bombas</b>				
<b>Bombas del CW</b>				
Flujo Total (Todas las Bombas)	gpm	1,200,000	1,200,000	1,200,000
Pérdidas por Fricción	ft	14.71	14.71	10.2
Caída de Presión en el Condensador (calculada)	ft	9.19	9.19	9.19
Cabeza Estática	ft	54	54	41
Pérdida Total en el Circuito	ft	77.9	77.9	60.4
Numero de Bombas Operando		4	4	4
Flujo por Bomba	gpm	300,000	300,000	300,000
TDH por cada Bomba (redondeado)	ft	78.0	78.0	60.0
Eficiencia de la Bomba	%	90%	90%	90%
BHP del Motor de la bomba	bhp	6,566	6,566	5,051
HP's del Motor de la bomba	HP	6,600	6,600	5,100
Eficiencia del Motor de la bomba	%	92%	92%	92%
Potencia de las bombas del CW	KW	21,287	21,287	16,375
Distancia, de las Bombas a la Planta (longitud de Cable)	ft	3,200	3,200	2,650
<b>Bombas del Agua de Repuesto</b>				
Flujo Total (Todas las Bombas)	gpm	20,707	20,707	
Pérdidas por Fricción	ft	28.55	28.55	
Cabeza Estática	ft	41	41	
Pérdida Total en el Circuito	ft	69.55	69.55	
Número de Bombas Operando (Una en Reserva)		1	1	
Flujo por Bomba	gpm	20,707	20,707	
TDH por cada Bomba (redondeado)	ft	70	70	
Eficiencia de la Bomba	%	90%	90%	
BHP del Motor de la bomba	bhp	407	407	
HP's del Motor de la bomba	HP	410	410	
Eficiencia del Motor de la bomba	%	92%	92%	
Potencia de las bombas del MU	KW	330	330	
Distancia, de las Bombas a la Planta (longitud de Cable)	ft	3,200	3,200	
<b>Bombas de Purgado</b>				
Flujo Total de las Bombas	gpm	6,662	6,662	
Pérdidas por Fricción	ft	41.59	41.59	
Cabeza Estática	ft	-27.5	-27.5	
Pérdida Total en el Circuito	ft	14.09	14.09	
Número de Bombas Operando (Una en Reserva)		1	1	
Flujo por Bomba	gpm	6,662	6,662	
TDH por cada Bomba (redondeado)	ft	14	14	
Eficiencia de la Bomba	%	90%	90%	
BHP del Motor de la bomba	bhp	26	26	
HP's del Motor de la bomba	HP	27	27	
Eficiencia del Motor de la bomba	%	92%	92%	
Potencia de las bombas de Purgado	KW	21.2	21.2	
Distancia, de las Bombas a la Planta (longitud de Cable)	ft	3200	3200	
<b>PRODUCCIÓN NETA ANUAL</b>				
Presión del Condensador	psia	1.70	1.56	1.65
Presión del Condensador	Inches HgA	3.46	3.19	3.36
Salida en el Generador	MW	1,316	1,330	1,321
Potencia de las bombas del CW	kW	21,287	21,287	16,375
Potencia Total de Consumo de los ventiladores	kW	12,466	15,583	0
Potencia de las Bombas del MU	kW	330	330	0
Potencia de las bombas de Purgado	kW	21.2	21.2	0.0
Potencia Total de Auxiliares	kW	34,105	37,221	16,375
Potencia Neta (kW del Generador menos Auxiliares)	MW	1,282	1,293	1,305
Producción Neta (Anual)	MWh	11,230,489	11,325,128	11,429,882

Tabla 3.I Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema CW Condensador de Una Presión

<b>TABLA 3.I ANALISIS TECNICO Y ECONOMICA</b>				
<b>UNIDAD ABWR DE 1400 MW - SISTEMA DE AGUA DE CIRCULACIÓN CON CONDENSADOR DE UNA PRESIÓN</b>				
<b>Descripción/Caso</b>		<b>2A</b>	<b>2B</b>	<b>4</b>
Circuito de Agua Enfriamiento		Cerrado	Cerrado	Abierto
Tiro de la torre de enfriamiento		Mecanico RMD	Mecanico RMD	Un solo paso
Tipo de torre de enfriamiento		Humedo	Humedo	N/A
Capacidad de la Torre de Enfriamiento		100%	100%	0%
<b>PRODUCCIÓN TOTAL ANUAL</b>				
<b>Ingresos por Producción</b>				
Factor de Capacidad	%	85	85	85
Producción Neta (Anual)	MWh	9,545,915	9,626,359	9,715,400
Costo de la Electricidad	\$/kWh	0.1163	0.1163	0.1163
Ingresos Anuales	10 <sup>6</sup> \$	1110	1120	1130
Valor Presente de los Ingresos	10 <sup>6</sup> \$	\$9,241.28	\$9,319.15	\$9,405.35
<b>COSTO DEL CAPITAL ESTIMADO (Millones de USD)</b>				
<b>Costos Directos</b>				
<b>Torres de Enfriamiento y Sistema del CW</b>				
Costo de Instalación de la Torre (sin basín)	10 <sup>6</sup> \$	45	56	
Costo de Instalación del Basín de la Torre	10 <sup>6</sup> \$	9	12	
Condensador	10 <sup>6</sup> \$	80	80	80
Obra de Toma	10 <sup>6</sup> \$	1.5	1.5	10
Bombas del CW	10 <sup>6</sup> \$	12.0	12.0	13
Motores de las Bombas del CW	10 <sup>6</sup> \$	1.4	1.4	1.2
Costo de las Tuberías del CW (túnel)	10 <sup>6</sup> \$	17.9	17.9	14.8
Bombas del MU	10 <sup>6</sup> \$	0.16	0.16	
Motores de las Bombas del MU	10 <sup>6</sup> \$	0.04	0.04	
Tubería del Mu	10 <sup>6</sup> \$	1.1	1.1	
Bombas de Purgado	10 <sup>6</sup> \$	0.02	0.02	
Motores de las Bombas de Purgado	10 <sup>6</sup> \$	0.01	0.01	
Tubería de Purgado	10 <sup>6</sup> \$	0.62	0.62	
CCMs	10 <sup>6</sup> \$	3.35	4.17	2.4
Cables de Potencia y Ductos	10 <sup>6</sup> \$	0.96	0.96	0.93
Transformadores de Potencia	10 <sup>6</sup> \$	1.71	1.87	1.4
Subestación	10 <sup>6</sup> \$	0.45	0.45	0.45
Total de Torres de Enfriamiento y Sistema del CW	10 <sup>6</sup> \$	175.19	190.29	124.22
<b>Total de Costos Directos (CT, CW)</b>	10 <sup>6</sup> \$	175.19	190.29	124.22
<b>Costos Indirectos</b>				
Costos de Ingeniería	10 <sup>6</sup> \$	17.52	19.03	12.42
Intereses durante la Construcción	10 <sup>6</sup> \$	35.87	38.97	25.44
<b>Total de Costo de Capital (Directos + Indirectos)</b>	10 <sup>6</sup> \$	<b>228.59</b>	<b>248.28</b>	<b>162.08</b>
Tasa Nivelada de Costos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	15.34%	15.34%	15.34%
Costos Fijos de Inversión Anuales	10 <sup>6</sup> \$	35.07	38.09	24.86
Valor Presente de los Costos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	457.13	496.52	324.13
<b>RESUMEN</b>				
Valor Presente de los Ingresos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	9,241.28	9,319.15	9,405.35
Valor Presente de los Costos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	457.13	496.52	324.13
Valor Presente de los Ingresos Netos	10 <sup>6</sup> \$	8,784.15	8,822.63	9,081.23
<b>Diferencias entre Valor Presente</b>				
Diferencial en los Ingresos	10 <sup>6</sup> \$	Base	77.88	164.08
Diferencial en los Costos de Inversión	10 <sup>6</sup> \$	Base	39.39	-133.00
Diferencial de los Ingresos Netos	10 <sup>6</sup> \$	Base	38.49	297.08

Tabla 3.I Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema CW Condensador de Una Presión

<b>TABLA 3.J ANALISIS TECNICO Y ECONOMICA</b>			
<b>UNIDAD ABWR DE 1,400 MW - SISTEMA UHS/RSW</b>			
<b>Descripción/Caso</b>		<b>A</b>	<b>B</b>
<b>Circuito de Agua de Enfriamiento</b>		<b>Cerrado</b>	<b>Abierto</b>
<b>Tiro de la torre de enfriamiento</b>		<b>Mecanico RMD</b>	<b>Un solo paso</b>
<b>Tipo de torre de enfriamiento</b>		<b>Humedo</b>	<b>N/A</b>
<b>Entrada del RSW de:</b>		<b>Basín de la Torre</b>	<b>Obra de Toma</b>
<b>Salida del RSW hacia:</b>		<b>RCW HX</b>	<b>RCW HX</b>
<b>Agua de Repuesto de...</b>		<b>Golfo de México</b>	<b>No Aplica</b>
<b>Purgado hacia...</b>		<b>Golfo de México</b>	<b>No Aplica</b>
<b>Condiciones De Diseño</b>			
<b>Elevación</b>	ft	33.3	33.3
<b>Presión Atmosférica</b>	psia	14.7	14.7
<b>Temperatura de Bulbo Humedo del Aire</b>	°F	81	81
<b>Recirculación Permitida</b>	°F	2	No Aplica
<b>Temperatura de Bulbo Húmedo de entrada a la Torre</b>	°F	83	No Aplica
<b>Aproximación de la Torre</b>	°F	12	No Aplica
<b>Temperatura de Agua Fría</b>	°F	95	94.6
<b>Rango de la Torre (Incremento de Temperatura)</b>	°F	31.70	31.70
<b>Temperatura de Agua Caliente</b>	°F	126.70	126.30
<b>Numero de Divisiones de seguridad</b>		3	3
<b>Carga Térmica, Enfriamiento (Por División)</b>	MBtu/hr	127	127
<b>Dimensiones de la Torre de Enfriamiento (una por división)</b>			
<b>Numero de torres de Enfriamiento</b>		1	No Aplica
<b>Celdas por Torre</b>		2	No Aplica
<b>Numero total de Celdas</b>		2	No Aplica
<b>Ancho de las celdas o Diametro de la Torre</b>	ft	40	No Aplica
<b>Largo de las celdas o Diametro de la Torre</b>	ft	80	No Aplica
<b>Ancho Total</b>	ft	80	No Aplica
<b>Largo Total</b>	ft	80	No Aplica
<b>Altura Total de la Torre</b>	ft	75	No Aplica
<b>Ancho del Basín/Diametro</b>	ft	120	No Aplica
<b>Largo del Basín/Diametro</b>	ft	120	No Aplica
<b>Profundidad del Basín</b>	ft	50	No Aplica
<b>Ventiladores de la Torre de Enfriamiento</b>			
<b>Número de Ventiladores para operación normal</b>		1	No Aplica
<b>BHP por Ventilador</b>	bhp	200	No Aplica
<b>HP's del Motor, por cada ventilador</b>	HP	250	No Aplica
<b>Eficiencia del motor del ventilador</b>	%	90%	No Aplica
<b>Potencia de Entrada de cada motor</b>	kW	166	No Aplica
<b>Potencia Total de Consumo de los ventiladores</b>	kW	166	No Aplica
<b>Flujos de Agua por Diseño</b>			
<b>Flujo de la Torre de Enfriamiento</b>	gpm	8,000	8,000
<b>Evaporación</b>	gpm	203	No Aplica
<b>Arrastre</b>	gpm	1.6	No Aplica
<b>Ciclos de Concentración</b>		3	No Aplica
<b>Reposición</b>	gpm	304	No Aplica
<b>Purgado</b>	gpm	100	No Aplica
<b>Dimensionamiento de Tuberías</b>			
<b>Tubería del RSW</b>			
<b>Número de Tubos en Paralelo</b>		1	
<b>Diametro de la Tubería (Calc. a 10 ft/s)</b>	ft	1.51	
<b>Diametro Nóminal de la Tubería</b>	ft	2.00	
<b>Velocidad del Fluido</b>	ft/s	5.67	
<b>Tubería para Agua de Repuesto</b>			
<b>Número de Tubos en Paralelo</b>		1	
<b>Diametro de la Tubería (Calc. a 10 ft/s)</b>	in	3.53	
<b>Diametro Nóminal de la Tubería</b>	in	5.00	
<b>Velocidad del Fluido</b>	ft/s	4.97	
<b>Tubería de Purgado</b>			
<b>Número de Tubos en Paralelo</b>		1	
<b>Diametro de la Tubería (Calc. a 10 ft/s)</b>	in	2.02	
<b>Diametro Nóminal de la Tubería</b>	in	3.00	

Tabla 3.J Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema UHS/RSW



<b>TABLA 3.J ANALISIS TECNICO Y ECONOMICA</b>			
<b>UNIDAD ABWR DE 1,400 MW - SISTEMA UHS/RSW</b>			
<b>Descripción/Caso</b>		<b>A</b>	<b>B</b>
Circuito de Agua de Enfriamiento		Cerrado	Abierto
Tiro de la torre de enfriamiento		Mecanico RMD	Un solo paso
Tipo de torre de enfriamiento		Humedo	N/A
Velocidad del Fluido	ft/s	4.53	
<b>Caída de Presión en la Tubería</b>			
Longitud de Tubería del RSW por división	ft	1,000	4,200
Caída de Presión en Tubería del RSW	ft	7.87	17.72
Longitud de Tubería lineal del MU	ft	2,500	
Caída de Presión en Tubería del MU	ft	44.12	
Longitud de Tubería de Purgado	ft	700	
Caída de Presión en Tubería de Purgado	ft	19.6	
<b>Dimensionamiento de Bombas</b>			
<b>Bombas del RSW</b>			
Flujo Total (por división)	gpm	8,000	8,000
Pérdidas por Fricción	ft	7.87	17.72
Caída por el Intercambiador RSW (vendedor)	ft	25.00	25.00
Cabeza Estática	ft	46	57
Pérdida Total en el Circuito	ft	78.9	99.7
Numero de Bombas Operando		1	1
Flujo por Bomba	gpm	8,000	8,000
TDH por cada Bomba (redondeado)	ft	79.0	100.0
Eficiencia de la Bomba	%	90%	90%
BHP del Motor de la bomba	bhp	177	224
HP's del Motor de la bomba	HP	200	250
Eficiencia del Motor de la bomba	%	92%	92%
Potencia de las bombas del CW	KW	144	182
Distancia, de las Bombas a la Planta (longitud de Cable)	ft	500	2,100
<b>Bombas del Agua de Repuesto</b>			
Flujo Total (por cada torre)	gpm	304	
Pérdidas por Fricción	ft	44.12	
Cabeza Estática	ft	41	
Pérdida Total en el Circuito	ft	85.12	
Número de Bombas Operando (Una en Reserva)		1	
Flujo por Bomba	gpm	304	
TDH por cada Bomba (redondeado)	ft	85	
Eficiencia de la Bomba	%	90%	
BHP del Motor de la bomba	bhp	7	
HP's del Motor de la bomba	HP	5	
Eficiencia del Motor de la bomba	%	92%	
Potencia de las bombas del MU	KW	6	
Distancia, de las Bombas a la Planta (longitud de Cable)	ft	500	
<b>Bombas de Purgado</b>			
Flujo Total de las Bombas	gpm	100	
Pérdidas por Fricción	ft	19.6	
Cabeza Estática	ft	-27.5	
Pérdida Total en el Circuito	ft	-7.9	
Número de Bombas Operando (Una en Reserva)		1	
Flujo por Bomba	gpm	100	
TDH por cada Bomba (redondeado)	ft	-8	
Eficiencia de la Bomba	%	90%	
BHP del Motor de la bomba	bhp	0	
HP's del Motor de la bomba	HP	-1	
Eficiencia del Motor de la bomba	%	92%	
Potencia de las bombas de Purgado	KW	-0.2	
Distancia, de las Bombas a la Planta (longitud de Cable)	ft	500	
<b>Consumo Total de Auxiliares por Unidad</b>			
Potencia de las bombas del CW	kW	431	546
Potencia Total de Consumo de los ventiladores	kW	497	0

Tabla 3.J Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema UHS/RSW

<b>TABLA 3.J ANALISIS TECNICO Y ECONOMICA</b>			
<b>UNIDAD ABWR DE 1,400 MW - SISTEMA UHS/RSW</b>			
<b>Descripción/Caso</b>		<b>A</b>	<b>B</b>
Circuito de Agua de Enfriamiento		Cerrado	Abierto
Tiro de la torre de enfriamiento		Mecanico RMD	Un solo paso
Tipo de torre de enfriamiento		Humedo	N/A
Potencia de las Bombas del MU	kW	18	0
Potencia de las bombas de Purgado	kW	0.0	0.0
Potencia Total de Auxiliares	kW	946	546
<b>COSTOS TOTALES ANUALES</b>			
<b>Costos por Consumo de Auxiliares</b>			
Factor de Capacidad	%	85	85
Gastos Netos Anuales de Energía por Auxiliares	MWh	7,045	4,064
Costo de la Electricidad	\$/kWh	0.1163	0.1163
Costos Anuales de la Energía de Auxiliares	10 <sup>6</sup> \$	0.819	0.473
Valor Presente de los Costos de Auxiliares	10 <sup>6</sup> \$	\$6.82	\$3.93
<b>COSTO DEL CAPITAL ESTIMADO (Millones de USD)</b>			
<b>Costos Directos</b>			
<b>Torres de Enfriamiento y Sistema del CW</b>			
Costo de Instalación de las Torres (sin basín)	10 <sup>6</sup> \$	17	
Costo de Instalación del Basín de la Torres	10 <sup>6</sup> \$	4	
Obra de Toma	10 <sup>6</sup> \$		10
Bombas del RSW	10 <sup>6</sup> \$	0.5	0.5
Motores de las Bombas del RSW	10 <sup>6</sup> \$	0.2	0.2
Costo de las Tuberías del RSW (túnel)	10 <sup>6</sup> \$	3.0	12.0
Bombas del MU	10 <sup>6</sup> \$	0.02	
Motores de las Bombas del MU	10 <sup>6</sup> \$	0.01	
Tubería del MU	10 <sup>6</sup> \$	0.08	
Bombas de Purgado	10 <sup>6</sup> \$	0.02	
Motores de las Bombas de Purgado	10 <sup>6</sup> \$	0.01	
Tubería de Purgado	10 <sup>6</sup> \$	0.01	
CCMs	10 <sup>6</sup> \$	0.04	0.04
Cables de Potencia y Ductos	10 <sup>6</sup> \$	0.02	0.16
Transformadores de Potencia	10 <sup>6</sup> \$	0.02	0.02
Subestación	10 <sup>6</sup> \$	0.25	0.25
<b>Total de Costos Directos (CT, CW)</b>	10 <sup>6</sup> \$	25.18	23.17
<b>Costos Indirectos</b>			
Costos de Ingeniería	10 <sup>6</sup> \$	2.52	2.32
Intereses durante la Construcción	10 <sup>6</sup> \$	5.16	4.74
<b>Total de Costo de Capital (Directos + Indirectos)</b>	10 <sup>6</sup> \$	<b>32.85</b>	<b>30.23</b>
Tasa Nivelada de Costos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	15.34%	15.34%
Costos Fijos de Inversión Anuales	10 <sup>6</sup> \$	5.04	4.64
Valor Presente de los Costos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	65.69	60.46
<b>RESUMEN</b>			
Valor Presente de los Costos de Auxiliares	10 <sup>6</sup> \$	6.82	3.93
Valor Presente de los Costos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	65.69	60.46
Valor Presente de los Costos Totales	10 <sup>6</sup> \$	72.51	64.39
<b>Diferencias entre Valor Presente</b>			
Diferencial en los Costos de Auxiliares	10 <sup>6</sup> \$	Base	-2.89
Diferencial en los Costos de Inversión	10 <sup>6</sup> \$	Base	-5.23
Diferencial de los Costos Totales	10 <sup>6</sup> \$	Base	-8.12

Tabla 3.J Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema UHS/RSW



## CAPITULO IV

### Alternativas para los sistemas de enfriamiento de reactor tipo AP1000

#### 4.0 Introducción

El objetivo de este capítulo es seleccionar el tipo de circuito de enfriamiento más adecuado para los sistemas de enfriamiento de una unidad Nuclear con un Reactor Pasivo de Agua Presurizada del tipo AP1000 en el sitio Laguna Verde. El alcance incluye el análisis, con sus condiciones particulares, del Sistema de Agua de Circulación (CWS) y el Sistema de Agua de Servicio Nuclear (RSW).

El reactor AP1000 cuenta con sistemas de enfriamiento de tipo pasivo<sup>39</sup>, los cuales minimizan el uso de componentes alimentados por corriente eléctrica utilizando principios de circulación natural, diferencia de densidades y gravedad para realizar las acciones de enfriamiento en caso de accidente, por este motivo el reactor AP1000 no necesita el Último Sumidero de Calor (UHS) y solamente es necesario evaluar el sistema RSW.

De acuerdo con lo analizado en el capítulo 3, y considerando las alternativas viables para cada tipo de condensador multipresión o de una presión, las alternativas que se evaluarán en este capítulo 4 son consistentes con los casos considerados en las tablas 3.H, 3.I y 3.J, es decir, primeramente, para el caso del estudio del sistema de agua de circulación se evalúan las siguientes alternativas de circuitos de enfriamiento:

- Circuito cerrado con torres de enfriamiento de tiro natural.
- Circuito cerrado con torre de enfriamiento de tiro mecánico.
- Circuito abierto con torre de enfriamiento auxiliar.

Para el análisis del sistema RSW se realiza la evaluación considerando las siguientes alternativas de circuito de enfriamiento:

---

<sup>39</sup> AP1000 Integrated Safe Shutdown Solution, [www.westinghousenuclear.com](http://www.westinghousenuclear.com)

- Circuito cerrado con torre de enfriamiento mecánica.
- Circuito abierto.

La información utilizada como referencia y como base para el análisis conceptual de este capítulo es extraída del Documento de Control de Diseño (DCD) del AP1000 en su Revisión 17, mientras que la información referente al sistema de agua de servicio nuclear es obtenida del (DCD) en su Revisión 11. Los parámetros ambientales y específicos del sitio de Laguna Verde son utilizados como complemento para la evaluación de las alternativas.

## 4.1 Evaluación Técnica

La metodología a seguir para dar cumplimiento al objetivo propuesto para este capítulo consiste en crear tablas generales que contengan los datos técnicos aplicables para cada alternativa mencionada en la sección 4.0, dichas tablas incluirán la información técnica y económica más importante de cada alternativa estudiada y finalmente presentan una línea de comparación a partir de la cual se permite comparar el valor presente entre todas ellas para elegir la opción más favorable.

Cada una de las tablas 4.C, 4.D y 4.E (tablas maestras), se divide principalmente en dos secciones, una sección referente a las características técnicas y una sección relacionada con los costos asociados a cada alternativa.

La información incluida en las tablas maestras es idéntica a la incluida en las tablas maestras del capítulo 3, incluyendo las secciones correspondientes a condiciones ambientales del sitio, información de las torres de enfriamiento, dimensionamiento de tuberías y bombas, además de los costos asociados con la construcción y operación de cada uno de los equipos requeridos para las distintas alternativas de sistemas de enfriamiento.

Por otro lado, se subraya que las consideraciones, entradas de diseño, y la descripción de las alternativas a evaluar son similares para la evaluación de ambos reactores tipo ABWR y AP1000, por lo cual pueden ser consultadas en las secciones 3.1 y 3.2.

A continuación se procede a describir los parámetros que constituyen a las tablas más importantes que conforman las tablas maestras de este capítulo. En repetidas ocasiones los parámetros a

utilizar son idénticos a los considerados en el capítulo 3, motivo por el cual no se profundizará en la explicación de los mismos, aquellos parámetros que representan diferencias entre ambas tecnologías son identificados indicándose según aplique, las referencias, fórmulas, consideraciones e impacto de dichos parámetros sobre la evaluación de las alternativas.

## **4.2 Datos Meteorológicos y del Agua de Mar**

Los datos meteorológicos han sido explicados en el capítulo 1, recordando una vez más el término de excedencia de las torres de enfriamiento para el sistema de agua de circulación, y en el caso del AP1000, también las torres de enfriamiento del sistema de agua de servicio del reactor utilizan como criterio de diseño el 5% de excedencia, de lo cual el valor de temperatura de bulbo húmedo a utilizar es de 79 °F, mientras que la humedad relativa supuesta de 85% nos permite obtener el valor de temperatura de bulbo seco de 83 °F.

Existe una diferencia importante a destacar en el caso de las torres de enfriamiento del RSW con respecto al reactor ABWR, ya que bajo la consideración de que en el reactor AP1000 el sistema RSW no es requerido para un caso de emergencia (UHS), entonces el sistema RSW es considerado como no relacionado con seguridad<sup>40</sup>, de tal manera que la temperatura de bulbo húmedo considerada para las torres es la misma para el sistema CW y para el sistema RSW.

En lo que respecta a la temperatura del agua de mar, se utiliza la temperatura dentro de la dársena considerando el 5% de excedencia, con lo cual el valor de 87.4 °F será utilizado para el circuito abierto, tanto en lo que respecta al sistema CW como también para el sistema RSW.

## **4.3 Sistema de Agua de Circulación (CWS)**

### ***4.3.1 Bases de Diseño***

La información utilizada como base de diseño en lo que respecta al Sistema de Agua de Circulación, es extraída del Documento de Control de Diseño (DCD) del AP1000 en su revisión 17. Los parámetros más importantes se muestran en la tabla 4.A.

---

<sup>40</sup> Documento de Control de Diseño (DCD) del AP1000, revisión 17.

No.	Descripción	Unidad	Condensador Multipresión	Condensador de una Presión	Referencia
1	Temperatura de bulbo húmedo	°F [°C]	79 [26.1]	79 [26.1]	Capítulo 1
2	Temperatura de Agua de Mar	°F [°C]	87.4 [30.7]	87.4 [30.7]	Capítulo 1
3	Carga Térmica del Condensador	Btu/hr [MW]	$7.54 \times 10^9$ [2207.8]	$7.54 \times 10^9$ [2207.8]	Nota 1
4	Flujo de agua de Circulación	gpm [m <sup>3</sup> /hr]	600,000 [136274.8]	1,050,000 [238480.9]	Nota 1
5	Incremento de temperatura en el condensador	°F [°C]	25.13 [13.9]	14.4 [8]	Nota 1
6	Ciclos de concentración		3		Nota 1

Tabla 4.A: Datos del Sistema CW

Nota 1: Los valores correspondientes para el condensador multipresión son obtenidos del DCD del AP1000, mientras que para el caso del condensador de una presión, por regresión se ha obtenido el valor del flujo de agua de circulación utilizando como referencia el reactor ABWR, y el incremento de temperatura ha sido calculado a partir de dicha consideración.

### 4.3.2 Descripción de casos a evaluar

Los siguientes casos fueron considerados para el análisis de comparación de costos de los Sistemas de Agua de Circulación con diseño de condensadores multipresión y de una presión:

- Casos 1A & 1B: Circuito cerrado con torres de enfriamiento de tiro natural.
- Casos 2A & 2B: Circuito cerrado con torres de enfriamiento de tiro mecánico.
- Casos 3A, 3B & 3C: Circuito abierto con torres de enfriamiento auxiliar.
- Caso 4 – Circuito abierto de un solo paso.

A continuación se procede a explicar los detalles específicos para cada una de las alternativas evaluadas considerando las características y datos de diseño para una sola unidad nuclear.

#### **Sistema de Agua de Enfriamiento para Condensador Multipresión:**

##### Casos 1A y 1B – Circuito Cerrado con Torre de Enfriamiento de Tiro Natural

(Ver Tabla 4.C y Figura B.6)

La torre de enfriamiento de tiro natural está basada en una temperatura de bulbo húmedo de 79 °F, sin considerar recirculación ya que la torre es de gran altura. Para esta opción se evalúan dos configuraciones distintas, una considerando una aproximación de la torre de 9 °F y la otra considerando 6 °F, con una temperatura de salida del agua fría de 88°F y 85°F respectivamente.

La torre de enfriamiento necesaria para el caso de una aproximación de 9 °F, (Caso 1A) consiste de dos torres de 500 ft de alto x 375 ft de diámetro. Mientras que para el diseño con una aproximación de 6°F (Opción 1B) se necesitan dos torres de 550 ft alto x 430 ft diámetro.

##### Casos 2A y 2B – Circuito Cerrado con Torre de Enfriamiento de Tiro Mecánico

(Ver Tabla 4.C y Figura B.7)



Para el caso de las torres de enfriamiento de tiro mecánico (torres redondas y construidas de concreto) se consideran dos configuraciones distintas, la primera con una aproximación de 9°F y la segunda con una de 6°F. Para el caso de la configuración que considera la aproximación de 9°F (Opción 2A), consiste de tres torres de 230 ft de diámetro que contiene 16 ventiladores por torre, con motores de 235 bhp para cada ventilador. Para el segundo caso, la torre con una aproximación de 6°F (Opción 2B) tenemos que se necesitan tres torres de 275 ft de diámetro con 16 ventiladores por torre, con motores de 235 bhp por cada ventilador. Ambas configuraciones están basadas en una temperatura de bulbo húmedo con 1 °F de recirculación.

#### Casos 3A, 3B y 3C, Circuito Abierto utilizando Torres de Enfriamiento Auxiliar

(Ver tabla 4.C y Figura B.8)

Esta opción de enfriamiento incluye el uso de dos torres de enfriamiento auxiliares localizadas aguas abajo del condensador principal. El agua proveniente del Golfo de México es usada para remover el calor del condensador, mientras que las torres de enfriamiento remueven el calor del agua que sale del condensador antes de que ésta sea nuevamente descargada hacia el Golfo de México. Se realizó un estudio paramétrico, por parte del vendedor de Torres de Enfriamiento, el cual consiste en variar el flujo de agua que pasa a través de la torre disminuyendo su temperatura y mezclando posteriormente dicha agua con el flujo que pasó alrededor de la torre sin recibir enfriamiento, utilizando 3 distintos valores de aproximación, correspondientes a 20 °F, 13.8 °F y 7.5 °F, y para todos los casos considerando 1 °F de recirculación, lo anterior para buscar el dimensionamiento óptimo de la torre de enfriamiento auxiliar combinado con una temperatura del agua de descarga dentro de los límites permitidos por la regulación mexicana.

De las tres alternativas mostradas en la tabla 4.C, la mejor alternativa es el caso 3A, que consiste en pasar el 100% del caudal de agua de circulación (600,000 gpm) a través de las torres de enfriamiento auxiliares, sin baypassar flujo alguno. En este caso, se considera como fijo el valor de la temperatura de agua caliente de 117.2 ° F, de manera que el rango de la torre se obtiene de manera directa al conocer también el valor de la temperatura del agua fría en la salida de la torre; para el caso 3A tenemos entonces una temperatura de 100 °F, que se descargan de nuevo al Golfo. Esta temperatura de descarga es inferior a los límites permitidos por la regulación mexicana para la Central Laguna Verde (es decir, 104°F promedio mensual / 105.8 °F promedio

diario). El tamaño de las torres necesarias para llevar a cabo este enfriamiento es: dos torres de enfriamiento de 240 ft de diámetro con 12 ventiladores de 235 hp cada uno.

#### Caso 4 – Circuito Abierto de un Solo Paso

La alternativa del circuito abierto fue evaluada, sin embargo, como se puede observar en la tabla 4.C para el caso de un condensador de multipresión, al considerar los 25.13 °F indicados en la tabla 4.A y el valor de temperatura de agua de mar en la entrada de 87.4 °F, la temperatura del agua a la salida del condensador se encuentra muy por encima del límite legal permitido por las normas mexicanas para el sitio de Laguna Verde. Por este motivo, esta opción no es una opción viable para este estudio.

#### **Sistema de Agua de Enfriamiento para Condensador de una Presión:**

##### Casos 1A y 1B – Circuito Cerrado con Torre de Enfriamiento de Tiro Natural

Las torres de enfriamiento de tiro natural no funcionarán de manera adecuada con un condensador de una sola presión. Lo anterior debido a que la fuerza que mueve el flujo del aire depende de que exista una alta diferencia de temperatura. Por este motivo, al no ser técnicamente viable, esta opción no puede ser evaluada para el caso del condensador de una presión.

##### Casos 2A y 2B- Circuito Cerrado con Torres de Enfriamiento de Tiro Mecánico

(Ver tabla 4.D y Figura B.9)

Para el caso de las torres de enfriamiento de tiro mecánico (torres redondas y construidas de concreto) se vuelve a realizar el análisis considerando dos configuraciones distintas, la primera con una aproximación de 9°F y la segunda con una de 6°F. La configuración que utiliza una temperatura de 9 ° F (Opción 2A) consiste de cuatro (4) torres de 230 pies de diámetro, que contiene 16 ventiladores por torre con motores de 235 BHP para cada ventilador. La configuración que utiliza una aproximación de 6 °F (Opción 2B) se compone de cuatro (4) torres de 275 pies de diámetro con 16 ventiladores por torre con motores de 235 BHP para cada

ventilador. Ambas configuraciones se han diseñado para una temperatura de entrada de bulbo húmedo de 79 °C con 1 °F de recirculación incluido.

#### Casos 3A, 3B y 3C – Circuito Abierto con Torre de Enfriamiento Auxiliar

En el caso de un condensador de una presión, el incremento de temperatura a través del condensador principal resulta en que la temperatura del agua a la salida del condensador se encuentra dentro de los límites permitidos por la normatividad, es decir, 104°F promedio mensual y/o 105.8°F promedio diario, por tal motivo no es necesario utilizar una torre de enfriamiento auxiliar para el circuito abierto de tal manera que estos casos no son considerados para la evaluación del condensador de una presión.

#### Caso 4 – Circuito Abierto de un Solo Paso

(Ver tabla 4.D y Figura B.10)

El sistema abierto utiliza agua proveniente del Golfo de México que es bombeada para pasar a través del condensador principal y posteriormente regresar al golfo. Con una temperatura de 87.4 °F en la entrada del condensador y el incremento de temperatura de 14.4 °F indicado en la tabla 4.A, entonces tenemos que la temperatura en la descarga es de 101.8 °F, y por lo tanto, se cumple con el límite de descarga que es de 104 °F.

## **4.4 Sistema de Agua de Servicio del Reactor (RSW)**

### ***4.4.1 Bases de Diseño***

La información utilizada como base de diseño en lo que respecta al Sistema de Agua de Servicio del Reactor (RSW) es extraída del Documento de Control de Diseño (DCD) del AP1000 en su revisión 17. Como diferencia esencial con respecto al resto de reactores, el AP1000 cuenta con sistemas de enfriamiento pasivos, motivo por el cual el sistema RSW es NO relacionado con seguridad, de tal manera que no cumple con la función de último sumidero de calor; bajo este precepto, las torres de enfriamiento entonces serán de categoría no relacionada con seguridad con

lo cual se disminuye el costo de las mismas. Los parámetros más importantes se muestran en la tabla 4.B.

Carga Térmica MBTU/h <sup>41</sup> [MW]	Flujo por División gpm <sup>41</sup> [m <sup>3</sup> /hr]	Flujo al Intercambiador del RCW	
		Temp. Entrada Max °F <sup>42</sup> [°C]	Incremento Temperatura °F <sup>43</sup> [°C]
<b>148</b> <b>[43.3]</b>	<b>9000</b> <b>[2044.1]</b>	<b>89/87.4</b> <b>[30.7]</b>	<b>32.9</b> <b>[18.27]</b>

Tabla 4.B: Datos del Sistema RSW

El sistema RSW consiste de dos divisiones independientes, y está diseñado para remover el calor de los intercambiadores del sistema cerrado de enfriamiento de componentes (CCCW) disipando dicha carga térmica a través de las torres de enfriamiento en el circuito cerrado o hacia un cuerpo de agua en el caso del circuito abierto.

Las torres de enfriamiento son diseñadas para asegurar un suministro de agua durante las 12 horas posteriores a un accidente. Los intercambiadores del CCCW están instalados en el edificio de turbina, cada división está formada por una bomba, y cada división es capaz de suministrar aproximadamente 9000 gpm de agua a una temperatura de 89 °F, que corresponde a la temperatura de bulbo húmedo de 79 °F, más el valor de aproximación con el cual se diseña la torre, que en este caso es de 10 °F. Para el caso del circuito abierto, la temperatura de suministro del agua será de 87.4 °F. El número de bombas y divisiones en operación varía dependiendo de las condiciones de operación. Para el dimensionamiento de las torres se utiliza la carga máxima por división que es de 148 MBtu/hr.

<sup>41</sup> AP1000 DCD Rev. 17

<sup>42</sup> 87.4 °F para el sistema abierto, y 89 °F para el sistema cerrado (79 °F bulbo húmedo + 10 °F de aproximación de la torre)

<sup>43</sup> Calculado con  $Q=m*cp*dt$

#### 4.4.2 Descripción de casos a evaluar

En consistencia con las evaluaciones realizadas en el capítulo 3, se consideran los siguientes casos para la evaluación del reactor AP1000:

- Caso A: Circuito cerrado con torres de enfriamiento de tiro mecánico.
- Caso B: Circuito abierto de un solo paso.

##### Caso A: Circuito Cerrado con Torre de Enfriamiento de Tiro Mecánico

(Ver tabla 4.E)

Las torres de enfriamiento para esta opción consisten en 2 torres de enfriamiento para cada unidad, con una carga térmica de aproximadamente 148 MBtu/hr y un flujo aproximado de 9,000 gpm por torre. Cada torre consiste de 2 celdas y ventiladores y considera 3 ciclos de concentración. Cada torre de enfriamiento de tiro mecánico tiene aproximadamente 84 ft de longitud por 84 ft de ancho y un bacín situado en la parte inferior de la torre de 100 ft por 50 ft, con una altura de 7 ft. La temperatura del agua fría a la entrada de la torre es de 89 °F (temperatura de bulbo húmedo más la aproximación de la torre).

El dimensionamiento del bacín de las torres de enfriamiento es predominantemente una función de la evaporación y arrastre de la torre de enfriamiento, de la evaporación propia del bacín y del NPSH (Carga Neta de Succión Positiva, por sus siglas en inglés) de la bomba del RSW sin considerar reposición de agua en el bacín. Los flujos totales de evaporación y arrastre se determinan de manera conservadora utilizando los principios recomendados por el fabricante de torres de enfriamiento SPX<sup>44</sup>, el cual recomienda utilizar 0.08% del flujo de la torre multiplicado por el rango de la torre para calcular la evaporación, y recomienda utilizar 0.02% del flujo de la torre para el valor de arrastre.

El inventario total del bacín es de 35,000 ft<sup>3</sup> (261,000 galones), con lo cual se garantiza el suministro de agua durante 12 horas consecutivas sin necesidad del agua de repuesto, ya que de

---

<sup>44</sup> Cooling Tower Fundamentals, by SPX cooling technologies, 2009.

acuerdo con lo indicado en la tabla 4.E, el flujo de agua de repuesto es de 355 gpm que equivale a 255,000 galones para el periodo de 12 horas.

La tabla 4.E proporciona todos los datos técnicos relevantes para las torres de enfriamiento, bombas, tubería, etc.

#### Caso B: Circuito Abierto de un Solo Paso

(Ver tabla 4.E)

El circuito abierto utiliza agua del Golfo de México como medio de enfriamiento, en este caso es necesaria una casa de bombas (obra de toma), que debe ser de categoría no relacionada con seguridad para albergar a las bombas del RSW. Como se ha mencionado previamente, el reactor AP1000 cuenta con 2 divisiones independientes para el RSW. Cada tren (división) del RSW proporciona agua a sus correspondientes intercambiadores de calor del RCW, localizados en el edificio de turbina, y remueve la carga térmica descargando el agua hacia el Golfo de México.

La tabla 4.E proporciona todos los datos técnicos relevantes para las torres de enfriamiento, bombas, tubería, etc. En dicha tabla se puede observar que la temperatura de agua caliente es de 120.3 °F, lo cual es superior al límite establecido para la temperatura en la descarga; por este motivo es necesario que el agua de descarga del RSW se mezcle con el agua de la descarga del sistema de agua de circulación, de tal manera que la temperatura final de la mezcla se mantenga dentro de los límites establecidos; es importante subrayar que el flujo del RSW de 9,000 gpm es extremadamente pequeño comparado con el flujo del CW de 600,000 gpm.

### **4.5 Ventiladores, Tuberías y Bombas**

La información relacionada con el número de ventiladores y su potencia eléctrica consumida, los flujos de evaporación, purgado y repuesto en las torres de enfriamiento, así como el dimensionamiento de las tuberías y bombas se muestra en las tablas 4.C, 4.D y 4.E. Para todos los casos se han utilizado los criterios que han sido previamente establecidos y explicados en el capítulo 3 y en el Anexo A. El ruteado de las tuberías se considera similar al de las tuberías para el reactor ABWR, siendo la única diferencia la distancia de tubería recta, debido a las dimensiones específicas de cada tipo de unidad. Una vez más, el objetivo del cálculo de dichos parámetros es poder obtener el valor de consumo de energía (potencia) de las bombas del CW, repuesto y

purgado, además de la potencia de los ventiladores de las torres. Finalmente, como resultado final obtenemos la potencia total del consumo de los auxiliares.

En la figura 4.1 se muestra la curva de Generación Eléctrica Vs Presión en el generador principal; la variable “x” corresponde a la presión del generador a partir de la cual, mediante la siguiente fórmula, se obtiene la generación eléctrica:

$$MWe = 2.0835x^3 - 18.57x^2 - 1.1538x + 1234.9$$

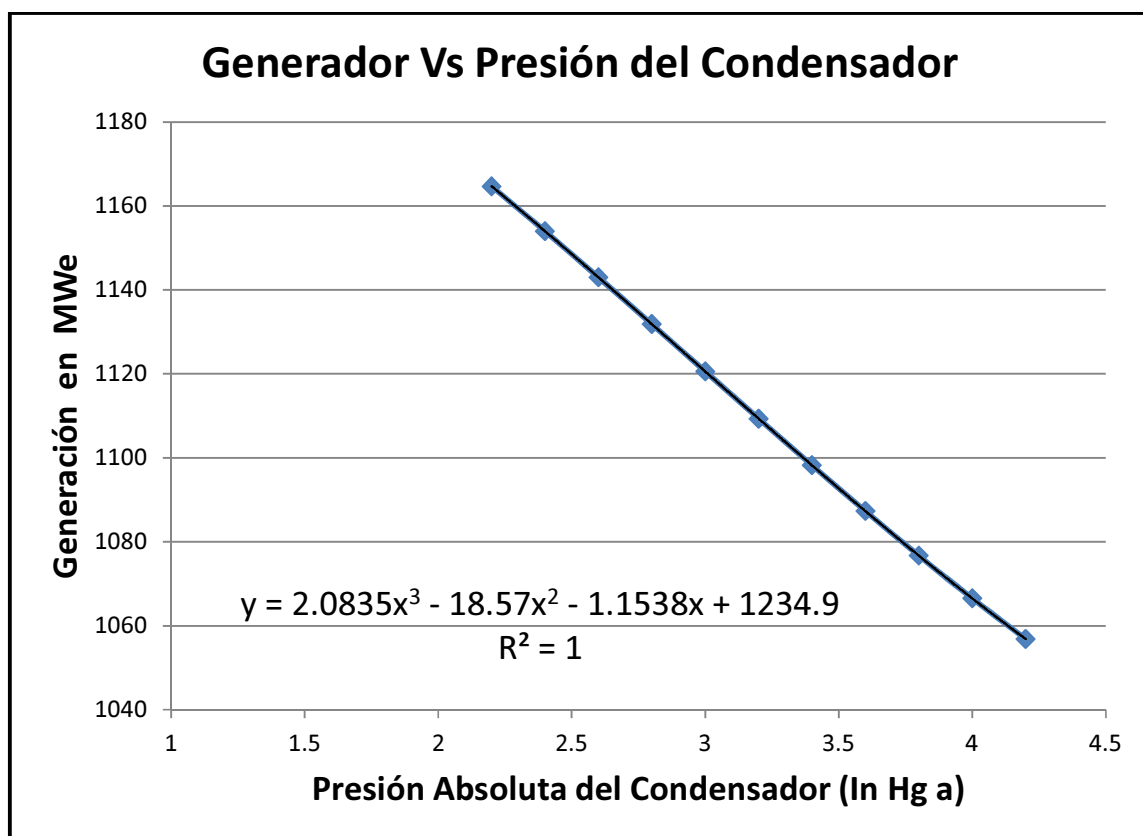


Figura 4.1 Generación eléctrica vs Presión absoluta de operación del condensador.

#### 4.6 Costos Anuales, Costos de Capital y Costos Totales

Una vez que se ha calculado el consumo de los auxiliares, se calcula el valor presente de los costos asociados a la energía eléctrica consumida por dichos auxiliares; el costo nivelado de la electricidad y tasa real de descuento corresponden a las indicadas en el capítulo 3, es decir, 0.116 \$/kWh y

12% respectivamente. El resto de parámetros económicos utilizados en este capítulo 4 son idénticos a los previamente utilizados en el capítulo 3 y que se muestran en la tabla 3.G.

Los costos de capital son calculados, una vez más, considerando los costos directos (equipos) y los costos indirectos (ingeniería); se utilizan los costos de cotizaciones de vendedores, precios de equipos similares en el mercado, valores tabulados de compañías especializadas, y se utiliza la tasa nivelada de costos fijos calculada en el capítulo 3 de 15.34 %.

Finalmente, se lleva a valor presente los costos de capital y costos anuales de auxiliares para obtener los costos totales; una comparación directa del costo entre las opciones A y B nos permite concluir directamente cuál la opción más económica.



## 4.7 Resultados y Recomendaciones

Con base en la evaluación técnica y la comparación de los costos relativos de cada opción que se ha analizado, se subraya que en las secciones 4.3.2 y 4.6.2 se han descrito los casos a analizar, resumiéndose a los siguientes casos para el sistema de agua de circulación:

- Casos 1A & 1B: Circuito cerrado con torres de enfriamiento de tiro natural.
- Casos 2A & 2B: Circuito cerrado con torres de enfriamiento de tiro mecánico.
- Casos 3A, 3B & 3C: Circuito abierto con torres de enfriamiento auxiliar.
- Caso 4 – Circuito abierto de un solo paso.

Y para el sistema de agua de servicio del reactor los siguientes casos:

- Caso A: Circuito cerrado con torres de enfriamiento de tiro mecánico.
- Caso B: Circuito abierto de un solo paso.

A continuación se listan las conclusiones obtenidas en relación con las mejores opciones para cada uno de los sistemas de enfriamiento:

### Sistema de Agua de Circulación (CWS)

#### **Condensador Multipresión**

Para el caso de utilizar un condensador multipresión la mejor opción es el uso de un Circuito abierto con “Torre de Enfriamiento Auxiliar”. Las 3 opciones analizadas de torres auxiliares tienen costos muy similares, por lo que la elección de una torre auxiliar del 100%, 66% o 50% de capacidad debe considerar aspectos técnicos adicionales, como condición de operación de la planta requerida para dar mantenimiento a la torre, componentes del baypass de la torre, entre otros. Los resultados de la tabla 4.C se muestran de manera comparativa en la figura 4.2, tomado como referencia el costo del caso 1A, observándose el mayor ingreso neto para los casos que consideran la torre auxiliar en el circuito abierto.

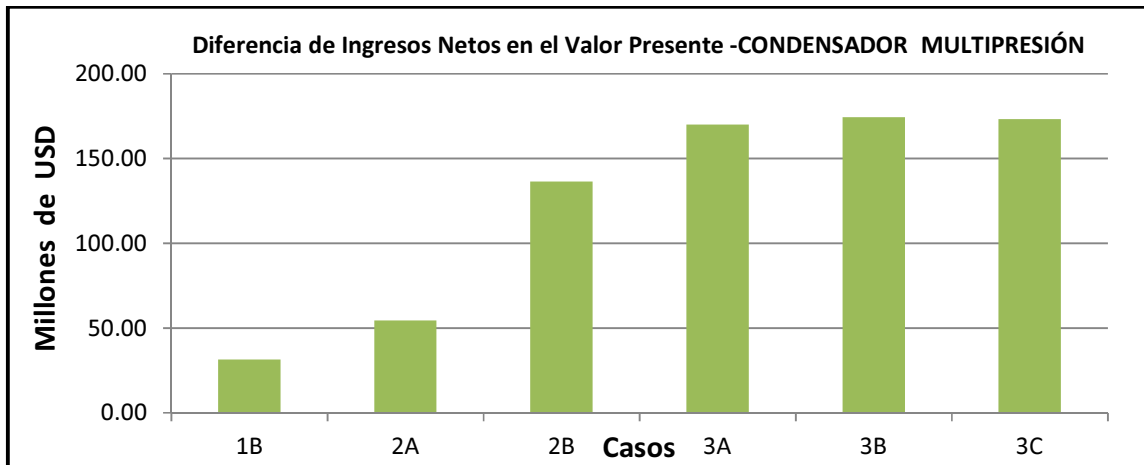


Figura 4.2 Comparación de los Ingresos Netos en el Valor Presente (Tabla 4.C)

### Condensador de una Presión

Para un condensador de una sola presión, el circuito abierto de un solo paso es la opción más atractiva desde el punto de vista técnico y económico; en este caso debido a que el incremento de temperatura del agua a través del condensador es reducido, entonces podemos cumplir con el límite de temperatura establecido por las autoridades ambientales, de tal manera que no es necesario realizar una enfriamiento adicional de dicha descarga. Los resultados de la tabla 4.D se muestran de manera comparativa en la figura 4.3, tomado como referencia el costo del caso 2A, observándose el mayor ingreso neto para el caso del circuito abierto de un solo paso.

### Sistema de Agua de Servicio del Reactor (RSW)

Para este sistema, el circuito cerrado con una torre de enfriamiento mecánica es la opción más atractiva desde una perspectiva económica, existiendo una diferencia pequeña en costos con respecto al circuito abierto de un solo paso. En este caso, al existir costos relativamente similares, entonces la decisión se fundamentará principalmente en aspectos técnicos, a preferencia del diseñador, ya que en el caso de construir una obra de toma para el sistema CWS, entonces sería relativamente económico considerar un espacio para la instalación de las bombas de repuesto de la torre, o simplemente la decisión de evitar la necesidad de mantenimiento a las torres o el consumo anual debido a la potencia de los ventiladores. Los resultados de la tabla 4.E se muestran

de manera comparativa en la figura 4.4, observándose que el costo menor corresponde al caso de circuito cerrado con torres de enfriamiento de tiro mecánico.

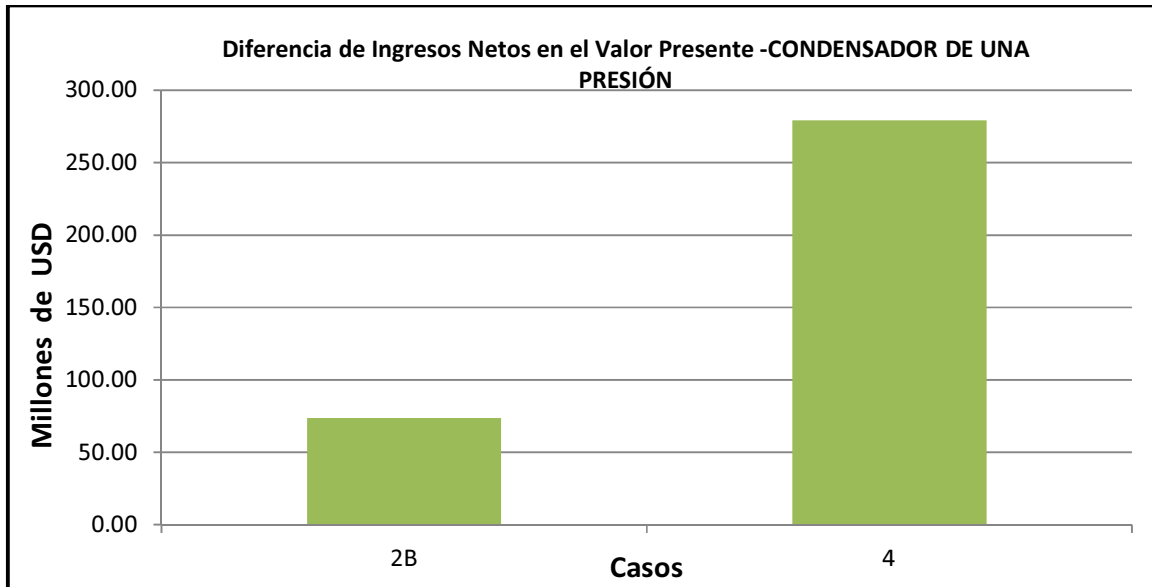


Figura 4.3 Comparación de los Ingresos Netos en el Valor Presente (Tabla 4.D)

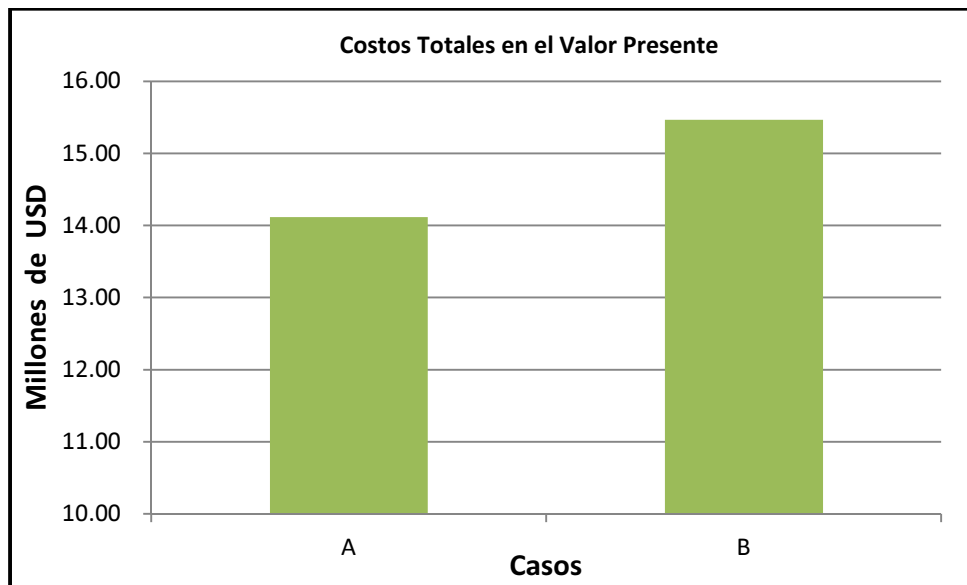


Figura 4.4 Costos Totales en el Valor Presente (Tabla 4.E)

TABLA 4.C ANALISIS TECNICO Y ECONOMICA									
UNIDAD AP1000 DE 1,200 MW - SISTEMA DE AGUA DE CIRCULACION CON CONDENSADOR MULTI-PRESION									
Descripción/Caso	Unidades	1A	1B	2A	2B	3A	3B	3C	4
Circuito de Agua de Enfriamiento		Cerrado	Cerrado	Cerrado	Cerrado	Abierto	Abierto	Abierto	Abierto
Tiro de la torre de enfriamiento		Natural	Natural	Mecánico RMD	Mecánico RMD	Mecánico RMD	Mecánico RMD	Mecánico RMD	Un solo paso
Tipo de torre de enfriamiento		Húmedo	Húmedo	Húmedo	Húmedo	Húmedo	Húmedo	Húmedo	N/A
Capacidad de la Torre de Enfriamiento		100%	100%	100%	100%	100% Torre de Apoyo	66% Torre de Apoyo	50% Torre de Apoyo	0%
Agua de CW entrando desde		Condensador	Condensador	Condensador	Condensador	Golfo de México	Golfo de México	Golfo de México	Golfo de México
Agua de CW saliendo hacia		Condensador	Condensador	Condensador	Condensador	Golfo de México	Golfo de México	Golfo de México	Golfo de México
<b>Condiciones De Diseño</b>									
Elevación	ft	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3
Presión Atmosférica	psia	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7
Temperatura de Bulbo Seco del Aire	°F	83	83	83	83	83	83	83	83
Humedad Relativa del aire	%	85	85	85	85	85	85	85	85
Temperatura de Bulbo Húmedo del Aire	°F	79	79	79	79	79	79	79	79
Recirculación Permitida	°F	0	0	1	1	1	1	1	1
Temperatura de Bulbo Húmedo de entrada a la Torre	°F	79	79	80	80	80	80	80	80
Aproximación de la Torre	°F	9	6	9	6	20	13.8	7.5	
Temperatura de Agua Fría	°F	88	85	89	86	100	93.8	87.5	87.4
Rango de la Torre	°F	25.13	25.13	25.13	25.13	17.20	23.40	29.70	25.13
Temperatura de Agua Caliente	°F	113.13	110.13	114.13	111.13	117.20	117.20	117.20	112.53
TTD del Condensador (Asumido)	°F	6	6	6	6	6	6	6	6
Temperatura de Saturación del Condensador	°F	119.13	116.13	120.13	117.13	123.20	123.20	123.20	
<b>Dimensiones de la Torre de Enfriamiento</b>									
Numero de torres de Enfriamiento		2	2	3	3	2	2	2	
Celdas por Torre		1	1	16	16	12	12	12	
Numero total de Celdas		2	2	48	48	24	24	24	
Ancho de las celdas o Diámetro de la Torre	ft	375	430	230	275	240	220	220	
Largo de las celdas o Diámetro de la Torre	ft	375	430	230	275	240	220	220	
Ancho Total	ft	375	430	230	275	240	220	220	
Largo Total	ft	375	430	230	275	240	220	220	
Altura Total de la Torre	ft	500	550	70	70	60	60	60	
Ancho del Basín/Diámetro	ft	390	445	245	290	255	235	235	
Largo del Basín/Diámetro	ft	390	445	245	290	255	235	235	
Elevación de la entrada del agua caliente sobre PDR	ft	45	45	35	35	25	25	25	
<b>Ventiladores de la Torre de Enfriamiento</b>									
Numero de Ventiladores		No Aplica	No Aplica	48	48	24	24	24	
BHP por Ventilador	bhp	No Aplica	No Aplica	235	235	235	235	235	
HP's del Motor, por cada ventilador	HP	No Aplica	No Aplica	250	250	250	250	250	
Eficiencia del motor del ventilador	%	No Aplica	No Aplica	90%	90%	90%	90%	90%	
Potencia de Entrada de cada motor	kW	No Aplica	No Aplica	195	195	195	195	195	
Potencia Total de Consumo de los ventiladores	kW	No Aplica	No Aplica	9,350	9,350	4,675	4,675	4,675	
<b>Flujos de Agua por Diseño</b>									
Flujo de la Torre de Enfriamiento	gpm	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	400,000	300,000	
Evaporación	gpm	12,062	12,062	12,062	12,062	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Arrastre	gpm	120	120	120	120	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Ciclos de Concentración		3	3	3	3	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Reposición	gpm	18,094	18,094	18,094	18,094	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Purgado	gpm	5,911	5,911	5,911	5,911	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
<b>Dimensionamiento de Tuberías</b>									
<b>Tubería del CW</b>									
Numero de Tubos en Paralelo		1	1	1	1	1	1	1	
Diámetro de la Tubería (Calc. a 10 ft/s)	ft	13.05	13.05	13.05	13.05	13.05	13.05	13.05	
Diámetro Nominal de la Tubería	ft	14	14	14	14	14	14	14	
Velocidad del Fluido	ft/s	8.68	8.68	8.68	8.68	8.68	8.68	8.68	
<b>Tubería para Agua de Repuesto</b>									
Numero de Tubos en Paralelo		1	1	1	1	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Diámetro de la Tubería (Calc. a 10 ft/s)	in	27.19	27.19	27.19	27.19	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Diámetro Nominal de la Tubería	in	30.00	30.00	30.00	30.00	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Velocidad del Fluido	ft/s	8.21	8.21	8.21	8.21	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
<b>Tubería de Purgado</b>									
Numero de Tubos en Paralelo		1	1	1	1	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Diámetro de la Tubería (Calc. a 10 ft/s)	in	15.54	15.54	15.54	15.54	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Diámetro Nominal de la Tubería	in	18.00	18.00	18.00	18.00	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Velocidad del Fluido	ft/s	7.45	7.45	7.45	7.45	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
<b>Caída de Presión en la Tubería</b>									
Longitud de Tubería del CW	ft	7,500	7,500	6,200	6,200	7,500	8,000	8,000	
Caída de Presión en Tubería del CW	ft	15.87	15.87	16.46	16.46	15.87	16.25	16.25	
Longitud de Tubería lineal del MU	ft	4,500	4,500	3,800	3,800	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Caída de Presión en Tubería del MU	ft	29.95	29.95	30.62	30.62	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Longitud de Tubería de Purgado	ft	4,050	4,050	4,050	4,050	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Caída de Presión en Tubería de Purgado	ft	36.53	36.53	36.33	36.33	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
<b>Dimensionamiento de Bombas</b>									
<b>Bombas del CW</b>									
Flujo Total (Todas las Bombas)	gpm	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000
Pérdidas por Fricción	ft	15.87	15.87	16.46	16.46	15.87	16.25	16.25	
Caída de Presión en el Condensador (calculada)	ft	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	
Cabeza Estática	ft	64	64	54	54	42.54	42.54	42.54	
Pérdida Total en el Circuito	ft	108.2	108.2	98.8	98.8	86.7	87.1	87.6	
Numero de Bombas Operando		3	3	3	3	3	3	3	3
Flujo por Bomba	gpm	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000
TDH por cada Bomba (redondeado)	ft	108.0	108.0	99.0	99.0	87.0	88.0	88.0	
Eficiencia de la Bomba	%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	
BHP del Motor de la bomba	bhp	6,061	6,061	5,556	5,556	4,882	4,882	4,938	
HP's del Motor de la bomba	HP	6,100	6,100	5,600	5,600	4,900	4,900	5,000	
Eficiencia del Motor de la bomba	%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	
Potencia de las bombas del CW	KW	14,737	14,737	13,509	13,509	11,872	11,872	12,008	
Distancia, de las Bombas a la Planta (longitud de Cable)	ft	3,750	3,750	3,100	3,100	4,000	4,000	4,000	
<b>Bombas del Agua de Repuesto</b>									
Flujo Total (Todas las Bombas)	gpm	18,094	18,094	18,094	18,094	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Pérdidas por Fricción	ft	29.95	29.95	30.62	30.62	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Cabeza Estática	ft	41	41	41	41	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Pérdida Total en el Circuito	ft	70.95	70.95	71.62	71.62	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Numero de Bombas Operando (Una en Reserva)		1	1	1	1	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Flujo por Bomba	gpm	18,094	18,094	18,094	18,094	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
TDH por cada Bomba (redondeado)	ft	71	71	72	72	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Eficiencia de la Bomba	%	90%	90%	90%	90%	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
BHP del Motor de la bomba	bhp	360	360	366	366	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
HP's del Motor de la bomba	HP	360	360	370	370	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Eficiencia del Motor de la bomba	%	92%	92%	92%	92%	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Potencia de las bombas del MU	KW	292	292	296	296	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Distancia, de las Bombas a la Planta (longitud de Cable)	ft	4,000	4,000	4,000	4,000	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
<b>Bombas de Purgado</b>									
Flujo Total de las Bombas	gpm	5,911	5,911	5,911	5,911	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Pérdidas por Fricción	ft	36.53	36.53	36.33	36.33	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Cabeza Estática	ft	-27.5	-27.5	-27.5	-27.5	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Pérdida Total en el Circuito	ft	9.03	9.03	8.83	8.83	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Numero de Bombas Operando (Una en Reserva)		1	1	1	1	No Aplica	No Aplica	No Aplica	

Tabla 4.C Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema CW Condensador Multipresión

TABLA 4.C ANALISIS TECNICO Y ECONOMICA									
UNIDAD AP1000 DE 1,200 MW - SISTEMA DE AGUA DE CIRCULACIÓN CON CONDENSADOR MULTI-PRESIÓN									
Descripción/Caso	Unidades	1A	1B	2A	2B	3A	3B	3C	4
Circuito de Agua de Enfriamiento		Cerrado	Cerrado	Cerrado	Cerrado	Abierto	Abierto	Abierto	Abierto
Tiro de la torre de enfriamiento		Natural	Natural	Mecánico RMD	Mecánico RMD	Mecánico RMD	Mecánico RMD	Mecánico RMD	Un solo paso
Tipo de torre de enfriamiento		Húmedo	Húmedo	Húmedo	Húmedo	Húmedo	Húmedo	Húmedo	N/A
Capacidad de la Torre de Enfriamiento		100%	100%	100%	100%	100% Torre de Apoyo	66% Torre de Apoyo	50% Torre de Apoyo	0%
Flujo por Bomba	gpm	5,911	5,911	5,911	5,911	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
TDH por cada Bomba (redondeado)	ft	9	9	9	9	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Eficiencia de la Bomba	%	90%	90%	90%	90%	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
BHP del Motor de la bomba	bhp	15	15	15	15	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
HP's del Motor de la bomba	HP	15	15	15	15	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Eficiencia del Motor de la bomba	%	92%	92%	92%	92%	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Potencia de las bombas de Purgado	KW	12.1	12.1	12.1	12.1	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Distancia, de las Bombas a la Planta (longitud de Cable)	ft	4000	4000	4000	4000	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
<b>PRODUCCIÓN NETA ANUAL</b>									
Presión del Condensador	psia	1.65	1.52	1.70	1.56	1.63	1.63	1.63	
Presión del Condensador	Inches HgA	3.37	3.10	3.46	3.19	3.31	3.31	3.31	
Salida en el Generador	MW	1,100	1,115	1,095	1,110	1,103	1,103	1,103	
Potencia de las bombas del CW	kW	14,737	14,737	13,509	13,509	11,872	11,872	12,008	
Potencia Total de Consumo de los ventiladores	kW	No Aplica	No Aplica	9,350	9,350	4,675	4,675	4,675	
Potencia de las Bombas del MU	kW	292	292	296	296	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Potencia de las bombas de Purgado	kW	12.1	12.1	12.1	12.1	No Aplica	No Aplica	No Aplica	
Potencia Total de Auxiliares	kW	15,042	15,042	23,168	23,168	16,547	16,547	16,683	
Potencia Neta (kW del Generador menos Auxiliares)	MW	1,085	1,100	1,072	1,087	1,087	1,087	1,086	
Producción Neta (Anual)	MWh	9,503,357	9,636,316	9,387,646	9,521,658	9,518,581	9,518,581	9,517,385	
<b>INGRESOS POR PRODUCCION</b>									
Factor de Capacidad	%	85	85	85	85	85	85	85	85
Producción Neta (Anual)	MWh	8,077,853	8,190,869	7,979,499	8,093,409	8,090,794	8,090,794	8,089,778	0
Costo de la Electricidad	\$/kWh	0.1163	0.1163	0.1163	0.1163	0.1163	0.1163	0.1163	0.1163
Ingresos Anuales	10 <sup>6</sup> \$	939	953	928	941	941	941	941	0
Valor Presente de los Ingresos	10 <sup>6</sup> \$	\$7,820.06	\$7,929.47	\$7,724.85	\$7,835.12	\$7,832.59	\$7,832.59	\$7,831.61	\$0.00
<b>COSTO DEL CAPITAL ESTIMADO</b>									
<b>Costos Directos</b>									
Costo de Instalación de la Torre (sin basín)	10 <sup>6</sup> \$	93.75	118.25	42.9	51.3	31.3	28.7	28.7	
Costo de Instalación del Basín de la Torre	10 <sup>6</sup> \$	13	19	9	11	5	5	5	
Condensador	10 <sup>6</sup> \$	80	80	80	80	80	80	80	
Obra de Toma	10 <sup>6</sup> \$	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	
Bombas del CW	10 <sup>6</sup> \$	7.4	7.4	6.8	6.8	6	6	6	
Motores de las Bombas del CW	10 <sup>6</sup> \$	1.5	1.5	1.4	1.4	1.25	1.25	1.25	
Costo de las Tuberías del CW (túnel)	10 <sup>6</sup> \$	21.0	21.0	17.4	17.4	21.0	22.4	22.4	
Bombas del MU	10 <sup>6</sup> \$	0.15	0.15	0.15	0.15				
Motores de las Bombas del MU	10 <sup>6</sup> \$	0.04	0.04	0.04	0.04				
Tubería del Mu	10 <sup>6</sup> \$	1.2	1.2	1.0	1.0				
Bombas de Purgado	10 <sup>6</sup> \$	0.02	0.02	0.02	0.02				
Motores de las Bombas de Purgado	10 <sup>6</sup> \$	0.01	0.01	0.01	0.01				
Tubería de Purgado	10 <sup>6</sup> \$	0.61	0.61	0.61	0.61				
CCMs	10 <sup>6</sup> \$	0.09	0.09	2.43	2.43	1.17	1.17	1.17	
Cables de Potencia y Ductos	10 <sup>6</sup> \$	1.18	1.18	1.11	1.11	0.40	0.40	0.40	
Transformadores de Potencia	10 <sup>6</sup> \$	0.76	0.76	1.16	1.16	0.83	0.83	0.83	
Subestación	10 <sup>6</sup> \$	0.31	0.31	0.28	0.28	0.25	0.25	0.25	
Total de Torres de Enfriamiento y Sistema del CW	10 <sup>6</sup> \$	222.79	252.67	165.44	176.30	162.40	160.75	160.76	
Total de Costos Directos (CT, CW)	10 <sup>6</sup> \$	222.79	252.67	165.44	176.30	162.40	160.75	160.76	
<b>Costos Indirectos</b>									
Costos de Ingeniería	10 <sup>6</sup> \$	22.28	25.27	16.54	17.63	16.24	16.08	16.08	
Intereses durante la Construcción	10 <sup>6</sup> \$	45.62	51.74	33.88	36.10	33.25	32.92	32.92	
Total de Costo de Capital (Directos + Indirectos)	10 <sup>6</sup> \$	290.68	329.67	215.87	230.03	211.89	209.75	209.76	
Tasa Nivelada de Costos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	15.34%	15.34%	15.34%	15.34%	15.34%	15.34%	15.34%	
Costos Fijos de Inversión Anuales	10 <sup>6</sup> \$	44.59	50.57	33.11	35.29	32.50	32.18	32.18	
Valor Presente de los Costos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	581.31	659.28	431.69	460.01	423.74	419.46	419.48	
<b>RESUMEN</b>									
Valor Presente de los Ingresos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	7,820.06	7,929.47	7,724.85	7,835.12	7,832.59	7,832.59	7,831.61	
Valor Presente de los Costos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	581.31	659.28	431.69	460.01	423.74	419.46	419.48	
Valor Presente de los Ingresos Netos	10 <sup>6</sup> \$	7,238.75	7,270.19	7,293.16	7,375.11	7,408.85	7,413.14	7,412.13	
<b>Diferencias entre Valor Presente</b>									
		1A	1B	2A	2B	3A	3B	3C	
Diferencial en los Ingresos	10 <sup>6</sup> \$	Base	109.41	-95.22	15.06	12.53	12.53	11.54	
Diferencial en los Costos de Inversión	10 <sup>6</sup> \$	Base	77.97	-149.62	-121.30	-157.57	-161.86	-161.83	
Diferencial de los Ingresos Netos	10 <sup>6</sup> \$	Base	31.44	54.41	136.36	170.10	174.39	173.38	

Tabla 4.C Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema CW Condensador Multipresión

TABLA 4.D ANALISIS TECNICO Y ECONOMICA				
UNIDAD AP1000 DE 1200 MW - SISTEMA DE AGUA DE CIRCULACIÓN CON CONDENSADOR DE UNA PRESIÓN				
Descripción/Caso		2A	2B	4
Circuito de Agua Enfriamiento		Cerrado	Cerrado	Abierto
Tiro de la torre de enfriamiento		Mecanico RMD	Mecanico RMD	Un solo paso
Tipo de torre de enfriamiento		Humedo	Humedo	N/A
Capacidad de la Torre de Enfriamiento		100%	100%	0%
Agua de CW entrando desde		Condensador	Condensador	Golfo de México
Agua de CW saliendo hacia		Condensador	Condensador	Golfo de México
Agua de Reposición del		Golfo de México	Golfo de México	
Purga hacia		Golfo de México	Golfo de México	
<b>Condiciones De Diseño</b>				
Elevación	ft	33.3	33.3	33.3
Presión Atmosférica	psia	14.7	14.7	14.7
Temperatura de Bulbo Seco del Aire	°F	83	83	83
Humedad Relativa del aire	%	85	85	85
Temperatura de Bulbo Humedo del Aire	°F	79	79	79
Recirculación Permitida	°F	1	1	
Temperatura de Bulbo Húmedo de entrada a la Torre	°F	80	80	
Aproximación de la Torre	°F	9	6	
Temperatura de Agua Fría	°F	89	86	87.4
Rango de la Torre	°F	14.40	14.40	14.40
Temperatura de Agua Caliente	°F	103.40	100.40	101.80
TTD del Condensador (Asumido)	°F	6	6	6
Temperatura de Saturación del Condensador	°F	109.40	106.40	107.80
<b>Dimensiones de la Torre de Enfriamiento</b>				
Numero de torres de Enfriamiento		4	4	
Celdas por Torre		16	16	
Numero total de Celdas		64	64	
Ancho de las celdas o Diametro de la Torre	ft	230	275	
Largo de las celdas o Diametro de la Torre	ft	230	275	
Ancho Total	ft	230	275	
Largo Total	ft	230	275	
Altura Total de la Torre	ft	70	70	
Ancho del Basín/Diametro	ft	245	290	
Largo del Basín/Diametro	ft	245	290	
Elevación de la entrada del agua caliente sobre PDR	ft	35	35	
<b>Ventiladores de la Torre de Enfriamiento</b>				
Número de Ventiladores		64	64	
BHP por Ventilador	bhp	235	235	
HP's del Motor, por cada ventilador	HP	250	250	
Eficiencia del motor del ventilador	%	90%	90%	
Potencia de Entrada de cada motor	kW	195	195	
Potencia Total de Consumo de los ventiladores	kW	12,466	12,466	
<b>Flujos de Agua por Diseño</b>				
Flujo de la Torre de Enfriamiento	gpm	1,050,000	1,050,000	
Evaporación	gpm	12,096	12,096	
Arrastre	gpm	210	210	
Ciclos de Concentración		3	3	
Reposición	gpm	18,144	18,144	
Purgado	gpm	5,838	5,838	
<b>Dimensionamiento de Tuberías</b>				
<b>Tubería del CW</b>				
Número de Tubos en Paralelo		1	1	
Diametro de la Tubería (Calc. a 10 ft/s)	ft	17.26	17.26	
Diametro Nóminal de la Tubería	ft	20	20	
Velocidad del Fluido	ft/s	7.45	7.45	
<b>Tubería para Agua de Repuesto</b>				
Número de Tubos en Paralelo		1	1	
Diametro de la Tubería (Calc. a 10 ft/s)	in	27.23	27.23	
Diametro Nóminal de la Tubería	in	30.00	30.00	
Velocidad del Fluido	ft/s	8.24	8.24	
<b>Tubería de Purgado</b>				
Número de Tubos en Paralelo		1	1	
Diametro de la Tubería (Calc. a 10 ft/s)	in	15.44	15.44	
Diametro Nóminal de la Tubería	in	18.00	18.00	
Velocidad del Fluido	ft/s	7.36	7.36	
<b>Caída de Presión en la Tubería</b>				

Tabla 4.D Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema CW Condensador de Una Presión

TABLA 4.D ANALISIS TECNICO Y ECONOMICA				
UNIDAD AP1000 DE 1200 MW - SISTEMA DE AGUA DE CIRCULACIÓN CON CONDENSADOR DE UNA PRESIÓN				
Descripción/Caso		2A	2B	4
Circuito de Agua Enfriamiento		Cerrado	Cerrado	Abierto
Tiro de la torre de enfriamiento		Mecanico RMD	Mecanico RMD	Un solo paso
Tipo de torre de enfriamiento		Humedo	Humedo	N/A
Capacidad de la Torre de Enfriamiento		100%	100%	0%
Longitud de Tubería del CW	ft	6,100	6,100	4,800
Caída de Presión en Tubería del CW	ft	11.15	11.15	7.73
Longitud de Tubería lineal del MU	ft	4,100	4,100	
Caída de Presión en Tubería del MU	ft	30.64	30.64	
Longitud de Tubería de Purgado	ft	4,150	4,150	
Caída de Presión en Tubería de Purgado	ft	41.28	41.28	
<b>Dimensionamiento de Bombas</b>				
<b>Bombas del CW</b>				
Flujo Total (Todas las Bombas)	gpm	1,050,000	1,050,000	1,050,000
Pérdidas por Fricción	ft	11.15	11.15	7.73
Caída de Presión en el Condensador (calculada)	ft	9.19	9.19	9.19
Cabeza Estática	ft	54	54	41
Pérdida Total en el Circuito	ft	74.3	74.3	57.9
Numero de Bombas Operando		4	4	4
Flujo por Bomba	gpm	262,500	262,500	262,500
TDH por cada Bomba (redondeado)	ft	74.0	74.0	58.0
Eficiencia de la Bomba	%	90%	90%	90%
BHP del Motor de la bomba	bhp	5,450	5,450	4,272
HP's del Motor de la bomba	HP	5,500	5,500	4,300
Eficiencia del Motor de la bomba	%	92%	92%	92%
Potencia de las bombas del CW	KW	17,671	17,671	13,850
Distancia, de las Bombas a la Planta (longitud de Cable)	ft	3,050	3,050	2,400
<b>Bombas del Agua de Repuesto</b>				
Flujo Total (Todas las Bombas)	gpm	18,144	18,144	
Pérdidas por Fricción	ft	30.64	30.64	
Cabeza Estática	ft	41	41	
Pérdida Total en el Circuito	ft	71.64	71.64	
Número de Bombas Operando (Una en Reserva)		1	1	
Flujo por Bomba	gpm	18,144	18,144	
TDH por cada Bomba (redondeado)	ft	72	72	
Eficiencia de la Bomba	%	90%	90%	
BHP del Motor de la bomba	bhp	367	367	
HP's del Motor de la bomba	HP	375	375	
Eficiencia del Motor de la bomba	%	92%	92%	
Potencia de las bombas del MU	KW	297	297	
Distancia, de las Bombas a la Planta (longitud de Cable)	ft	3,050	3,050	
<b>Bombas de Purgado</b>				
Flujo Total de las Bombas	gpm	5,838	5,838	
Pérdidas por Fricción	ft	41.28	41.28	
Cabeza Estática	ft	-27.5	-27.5	
Pérdida Total en el Circuito	ft	13.78	13.78	
Número de Bombas Operando (Una en Reserva)		1	1	
Flujo por Bomba	gpm	5,838	5,838	
TDH por cada Bomba (redondeado)	ft	14	14	
Eficiencia de la Bomba	%	90%	90%	
BHP del Motor de la bomba	bhp	23	23	
HP's del Motor de la bomba	HP	25	25	
Eficiencia del Motor de la bomba	%	92%	92%	
Potencia de las bombas de Purgado	KW	18.6	18.6	
Distancia, de las Bombas a la Planta (longitud de Cable)	ft	3050	3050	
<b>PRODUCCIÓN NETA ANUAL</b>				
Presión del Condensador	psia	1.70	1.56	1.65
Presión del Condensador	Inches HgA	3.46	3.19	3.36
Salida en el Generador	MW	1,095	1,110	1,100
Potencia de las bombas del CW	kW	17,671	17,671	13,850
Potencia Total de Consumo de los ventiladores	kW	12,466	12,466	0
Potencia de las Bombas del MU	kW	297	297	0
Potencia de las bombas de Purgado	kW	18.6	18.6	0.0
Potencia Total de Auxiliares	kW	30,453	30,453	13,850
Potencia Neta (kW del Generador menos Auxiliares)	MW	1,064	1,080	1,087

Tabla 4.D Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema CW Condensador de Una Presión

<b>TABLA 4.D ANALISIS TECNICO Y ECONOMICA</b>				
<b>UNIDAD AP1000 DE 1200 MW - SISTEMA DE AGUA DE CIRCULACIÓN CON CONDENSADOR DE UNA PRESIÓN</b>				
<b>Descripción/Caso</b>		<b>2A</b>	<b>2B</b>	<b>4</b>
Circuito de Agua Enfriamiento		Cerrado	Cerrado	Abierto
Tiro de la torre de enfriamiento		Mecanico RMD	Mecanico RMD	Un solo paso
Tipo de torre de enfriamiento		Humedo	Humedo	N/A
Capacidad de la Torre de Enfriamiento		100%	100%	0%
Producción Neta (Anual)	MWh	9,323,822	9,457,834	9,517,743
<b>PRODUCCIÓN TOTAL ANUAL</b>				
<b>Ingresos por Producción</b>				
Factor de Capacidad	%	85	85	85
Producción Neta (Anual)	MWh	7,925,248	8,039,159	8,090,081
Costo de la Electricidad	\$/kWh	0.1163	0.1163	0.1163
Ingresos Anuales	10 <sup>6</sup> \$	922	935	941
Valor Presente de los Ingresos	10 <sup>6</sup> \$	\$7,672.33	\$7,782.60	\$7,831.90
<b>COSTO DEL CAPITAL ESTIMADO (Millones de USD)</b>				
<b>Costos Directos</b>				
<b>Torres de Enfriamiento y Sistema del CW</b>				
Costo de Instalación de la Torre (sin basín)	10 <sup>6</sup> \$	40	51	
Costo de Instalación del Basín de la Torre	10 <sup>6</sup> \$	8	11	
Condensador	10 <sup>6</sup> \$	80	80	80
Obra de Toma	10 <sup>6</sup> \$	1.5	1.5	10
Bombas del CW	10 <sup>6</sup> \$	11.5	11.5	12
Motores de las Bombas del CW	10 <sup>6</sup> \$	1.3	1.3	1.3
Costo de las Tuberías del CW (túnel)	10 <sup>6</sup> \$	17.3	17.3	13.6
Bombas del MU	10 <sup>6</sup> \$	0.15	0.15	
Motores de las Bombas del MU	10 <sup>6</sup> \$	0.04	0.04	
Tubería del Mu	10 <sup>6</sup> \$	1.2	1.2	
Bombas de Purgado	10 <sup>6</sup> \$	0.02	0.02	
Motores de las Bombas de Purgado	10 <sup>6</sup> \$	0.01	0.01	
Tubería de Purgado	10 <sup>6</sup> \$	0.62	0.62	
CCMs	10 <sup>6</sup> \$	3.30	3.30	2.4
Cables de Potencia y Ductos	10 <sup>6</sup> \$	0.92	0.92	0.85
Transformadores de Potencia	10 <sup>6</sup> \$	1.53	1.53	1.4
Subestación	10 <sup>6</sup> \$	0.37	0.37	0.35
Total de Torres de Enfriamiento y Sistema del CW	10 <sup>6</sup> \$	167.75	181.80	121.91
<b>Total de Costos Directos (CT, CW)</b>	10 <sup>6</sup> \$	167.75	181.80	121.91
<b>Costos Indirectos</b>				
Costos de Ingeniería	10 <sup>6</sup> \$	16.78	18.18	12.19
Intereses durante la Construcción	10 <sup>6</sup> \$	34.35	37.23	24.96
<b>Total de Costo de Capital (Directos + Indirectos)</b>	10 <sup>6</sup> \$	<b>218.88</b>	<b>237.20</b>	<b>159.07</b>
Tasa Nivelada de Costos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	15.34%	15.34%	15.34%
Costos Fijos de Inversión Anuales	10 <sup>6</sup> \$	33.58	36.39	24.40
Valor Presente de los Costos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	437.71	474.36	318.11
<b>RESUMEN</b>				
Valor Presente de los Ingresos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	7,672.33	7,782.60	7,831.90
Valor Presente de los Costos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	437.71	474.36	318.11
Valor Presente de los Ingresos Netos	10 <sup>6</sup> \$	7,234.62	7,308.24	7,513.80
<b>Diferencias entre Valor Presente</b>				
Diferencial en los Ingresos	10 <sup>6</sup> \$	Base	110.28	159.57
Diferencial en los Costos de Inversión	10 <sup>6</sup> \$	Base	36.65	-119.61
Diferencial de los Ingresos Netos	10 <sup>6</sup> \$	Base	73.62	279.18

Tabla 4.D Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema CW Condensador de Una Presión



<b>TABLA 4.E ANALISIS TECNICO Y ECONOMICA</b>			
<b>UNIDAD AP1000 DE 1,200 MW - SISTEMA RSW</b>			
<b>Descripción/Caso</b>		<b>A</b>	<b>B</b>
Circuito de Agua de Enfriamiento		Cerrado	Abierto
Tiro de la torre de enfriamiento		Mecanico RMD	Un solo paso
Tipo de torre de enfriamiento		Humedo	N/A
Entrada del RSW de:		Basín de la Torre	Obra de Toma
Salida del RSW hacia:		RCW HX	RCW HX
Agua de Repuesto de...		Golfo de México	No Aplica
Purgado hacia...		Golfo de México	No Aplica
<b>Condiciones De Diseño</b>			
Elevación	ft	33.3	33.3
Presión Atmosférica	psia	14.7	14.7
Temperatura de Bulbo Humedo del Aire	°F	79	79
Recirculación Permitida	°F	0	No Aplica
Temperatura de Bulbo Húmedo de entrada a la Torre	°F	79	No Aplica
Aproximación de la Torre	°F	10	No Aplica
Temperatura de Agua Fría	°F	89	87.4
Rango de la Torre (Incremento de Temperatura)	°F	32.90	32.90
Temperatura de Agua Caliente	°F	121.90	120.30
Numero de Divisiones		2	2
Carga Térmica, Enfriamiento (Por División)	MBtu/hr	148	148
<b>Dimensiones de la Torre de Enfriamiento (una por división)</b>			
Numero de torres de Enfriamiento		1	No Aplica
Celdas por Torre		2	No Aplica
Numero total de Celdas		2	No Aplica
Ancho de las celdas o Diametro de la Torre	ft	42	No Aplica
Largo de las celdas o Diametro de la Torre	ft	84	No Aplica
Ancho Total	ft	84	No Aplica
Largo Total	ft	84	No Aplica
Altura Total de la Torre	ft	75	No Aplica
Ancho del Basín/Diametro	ft	100	No Aplica
Largo del Basín/Diametro	ft	50	No Aplica
Profundidad del Basín	ft	7	No Aplica
<b>Ventiladores de la Torre de Enfriamiento</b>			
Número de Ventiladores para operación normal		1	No Aplica
BHP por Ventilador	bhp	200	No Aplica
HP's del Motor, por cada ventilador	HP	250	No Aplica
Eficiencia del motor del ventilador	%	90%	No Aplica
Potencia de Entrada de cada motor	kW	166	No Aplica
Potencia Total de Consumo de los ventiladores	kW	166	No Aplica
<b>Flujos de Agua por Diseño</b>			
Flujo de la Torre de Enfriamiento	gpm	9,000	9,000
Evaporación	gpm	237	No Aplica
Arrastre	gpm	1.8	No Aplica
Ciclos de Concentración		3	No Aplica
Reposición	gpm	355	No Aplica
Purgado	gpm	117	No Aplica
<b>Dimensionamiento de Tuberías</b>			
<b>Tubería del RSW</b>			
Número de Tubos en Paralelo		1	
Diametro de la Tubería (Calc. a 10 ft/s)	ft	1.60	
Diametro Nóminal de la Tubería	ft	2.00	
Velocidad del Fluido	ft/s	6.38	
<b>Tubería para Agua de Repuesto</b>			
Número de Tubos en Paralelo		1	
Diametro de la Tubería (Calc. a 10 ft/s)	in	3.81	
Diametro Nóminal de la Tubería	in	6.00	
Velocidad del Fluido	ft/s	4.03	
<b>Tubería de Purgado</b>			
Número de Tubos en Paralelo		1	
Diametro de la Tubería (Calc. a 10 ft/s)	in	2.18	
Diametro Nóminal de la Tubería	in	3.00	
Velocidad del Fluido	ft/s	5.29	

Tabla 4.E Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema UHS/RSW

<b>TABLA 4.E ANALISIS TECNICO Y ECONOMICA</b>			
<b>UNIDAD AP1000 DE 1,200 MW - SISTEMA RSW</b>			
<b>Descripción/Caso</b>		<b>A</b>	<b>B</b>
Circuito de Agua de Enfriamiento		Cerrado	Abierto
Tiro de la torre de enfriamiento		Mecanico RMD	Un solo paso
Tipo de torre de enfriamiento		Humedo	N/A
<b>Caída de Presión en la Tubería</b>			
Longitud de Tubería del RSW por división	ft	1,100	4,100
Caída de Presión en Tubería del RSW	ft	10.35	22.03
Longitud de Tubería lineal del MU	ft	2,350	
Caída de Presión en Tubería del MU	ft	23.07	
Longitud de Tubería de Purgado	ft	750	
Caída de Presión en Tubería de Purgado	ft	28.56	
<b>Dimensionamiento de Bombas</b>			
<b>Bombas del RSW</b>			
Flujo Total (por división)	gpm	9,000	9,000
Pérdidas por Fricción	ft	10.35	22.03
Caída por el Intercambiador RSW (vendedor)	ft	25.00	25.00
Cabeza Estática	ft	46	57
Pérdida Total en el Circuito	ft	81.4	104.0
Numero de Bombas Operando		1	1
Flujo por Bomba	gpm	9,000	9,000
TDH por cada Bomba (redondeado)	ft	81.0	104.0
Eficiencia de la Bomba	%	90%	90%
BHP del Motor de la bomba	bhp	205	263
HP's del Motor de la bomba	HP	250	300
Eficiencia del Motor de la bomba	%	92%	92%
Potencia de las bombas del CW	KW	166	213
Distancia, de las Bombas a la Planta (longitud de Cable)	ft	550	2,050
<b>Bombas del Agua de Repuesto</b>			
Flujo Total (por cada torre)	gpm	355	
Pérdidas por Fricción	ft	23.07	
Cabeza Estática	ft	41	
Pérdida Total en el Circuito	ft	64.07	
Número de Bombas Operando (Una en Reserva)		1	
Flujo por Bomba	gpm	355	
TDH por cada Bomba (redondeado)	ft	64	
Eficiencia de la Bomba	%	90%	
BHP del Motor de la bomba	bhp	6	
HP's del Motor de la bomba	HP	7	
Eficiencia del Motor de la bomba	%	92%	
Potencia de las bombas del MU	KW	5	
Distancia, de las Bombas a la Planta (longitud de Cable)	ft	550	
<b>Bombas de Purgado</b>			
Flujo Total de las Bombas	gpm	117	
Pérdidas por Fricción	ft	28.56	
Cabeza Estática	ft	-27.5	
Pérdida Total en el Circuito	ft	1.06	
Número de Bombas Operando (Una en Reserva)		1	
Flujo por Bomba	gpm	117	
TDH por cada Bomba (para asegurar el purgado)	ft	20	
Eficiencia de la Bomba	%	90%	
BHP del Motor de la bomba	bhp	1	
HP's del Motor de la bomba	HP	1	
Eficiencia del Motor de la bomba	%	92%	
Potencia de las bombas de Purgado	KW	0.5	
Distancia, de las Bombas a la Planta (longitud de Cable)	ft	550	
<b>Consumo Total de Auxiliares por Unidad</b>			
Potencia de las bombas del CW	kW	332	426
Potencia Total de Consumo de los ventiladores	kW	332	0

Tabla 4.E Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema UHS/RSW

<b>TABLA 4.E ANALISIS TECNICO Y ECONOMICA</b>			
<b>UNIDAD AP1000 DE 1,200 MW - SISTEMA RSW</b>			
<b>Descripción/Caso</b>		<b>A</b>	<b>B</b>
Circuito de Agua de Enfriamiento		Cerrado	Abierto
Tiro de la torre de enfriamiento		Mecanico RMD	Un solo paso
Tipo de torre de enfriamiento		Humedo	N/A
Potencia de las Bombas del MU	kW	10	0
Potencia de las bombas de Purgado	kW	1.1	0
Potencia Total de Auxiliares	kW	675	426
<b>COSTOS TOTALES ANUALES</b>			
<b>Costos por Consumo de Auxiliares</b>			
Factor de Capacidad	%	85	85
Gastos Netos Anuales de Energía por Auxiliares	MWh	5,023	3,170
Costo de la Electricidad	\$/kWh	0.1163	0.1163
Costos Anuales de la Energía de Auxiliares	10 <sup>6</sup> \$	0.584	0.369
Valor Presente de los Costos de Auxiliares	10 <sup>6</sup> \$	\$4.86	\$3.07
<b>COSTO DEL CAPITAL ESTIMADO (Millones de USD)</b>			
<b>Costos Directos</b>			
<b>Torres de Enfriamiento y Sistema del CW</b>			
Costo de Instalación de las 2 Torres (sin basín)	10 <sup>6</sup> \$	2.2	0
Costo de Instalación del Basín de la Torres	10 <sup>6</sup> \$	0.5	0
Obra de Toma	10 <sup>6</sup> \$	0	3
Bombas del RSW	10 <sup>6</sup> \$	0.22	0.22
Motores de las Bombas del RSW	10 <sup>6</sup> \$	0.05	0.05
Costo de las Tuberías del RSW (túnel)	10 <sup>6</sup> \$	0.3	1.2
Bombas del MU	10 <sup>6</sup> \$	0.01	0
Motores de las Bombas del MU	10 <sup>6</sup> \$	0.01	0
Tubería del MU	10 <sup>6</sup> \$	0.06	0
Bombas de Purgado	10 <sup>6</sup> \$	0.00	0
Motores de las Bombas de Purgado	10 <sup>6</sup> \$	0.00	0
Tubería de Purgado	10 <sup>6</sup> \$	0.01	0
CCMs	10 <sup>6</sup> \$	0.15	0.1
Cables de Potencia y Ductos	10 <sup>6</sup> \$	0.02	0.16
Transformadores de Potencia	10 <sup>6</sup> \$	0.02	0.02
<b>Total de Costos Directos (CT, CW)</b>	10 <sup>6</sup> \$	3.55	4.75
<b>Costos Indirectos</b>			
Costos de Ingeniería	10 <sup>6</sup> \$	0.35	0.48
Intereses durante la Construcción	10 <sup>6</sup> \$	0.73	0.97
<b>Total de Costo de Capital (Directos + Indirectos)</b>	10 <sup>6</sup> \$	<b>4.63</b>	<b>6.20</b>
Tasa Nivelada de Costos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	15.34%	15.34%
Costos Fijos de Inversión Anuales	10 <sup>6</sup> \$	0.71	0.95
Valor Presente de los Costos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	9.26	12.39
<b>RESUMEN</b>			
Valor Presente de los Costos de Auxiliares	10 <sup>6</sup> \$	4.86	3.07
Valor Presente de los Costos Fijos	10 <sup>6</sup> \$	9.26	12.39
Valor Presente de los Costos totales	10 <sup>6</sup> \$	14.12	15.46
<b>Diferencias entre Valor Presente</b>			
Diferencial en los Costos de Auxiliares	10 <sup>6</sup> \$	Base	-1.79
Diferencial en los Costos de Inversión	10 <sup>6</sup> \$	Base	3.14
Diferencial de los Costos Totales	10 <sup>6</sup> \$	Base	1.35

Tabla 4.E Análisis Técnico y Económico de Alternativas para el Sistema UHS/RSW

## Conclusiones Finales

De acuerdo con la información presentada en los cuatro capítulos que componen esta tesis, es importante destacar los aspectos fundamentales que constituyen la evaluación de las opciones disponibles para los sistemas de enfriamiento. La prioridad de dicha evaluación se fundamenta en las actividades tempranas que deben realizarse durante la preparación del sitio de acuerdo con la alternativa seleccionada, del mismo modo se resumen a continuación los aspectos técnicos más críticos que definen la evaluación de las alternativas y la decisión final tomada por el diseñador o propietario de la central.

Primeramente es necesario conocer los parámetros de específicos del sitio, en particular los parámetros del aire, del agua de enfriamiento y características del suelo, que son indispensables para un análisis del sitio. Dichos parámetros son necesarios para dar cumplimiento a la normatividad aplicable desde el punto de vista regulador (temperaturas adecuadas en caso de accidentes, diseño adecuado por sismicidad, liberación radiactiva, etc.), y desde el punto de vista ambiental (temperaturas en la descarga, flujo de agua de descarga, aguas residuales, pluma térmica, etc.); en cualquier caso, se debe contar con datos suficientes, tanto en tiempo como en frecuencia, para dar certidumbre al estudio, siendo el objetivo final permitir realizar el diseño conceptual que dé cumplimiento a toda la normativa aplicable, considerando las características específicas del sitio.

La revisión y conocimiento de regulaciones, así como las reuniones con los organismos reguladores se deben realizar anticipadamente, ya que existen condiciones particulares en dichas regulaciones que pueden afectar directamente las opciones disponibles para los sistemas de enfriamiento; por ejemplo, el establecimiento de una temperatura límite en la descarga de 41 °C imposibilita el uso de un sistema de agua de circulación con un condensador multipresión, por la elevada temperatura del agua en la descarga, mientras que una restricción en el flujo total de agua a descarga puede afectar la opción de utilizar un condensador de una presión que requiere una mayor cantidad de flujo.

Aspectos adicionales, como la opinión pública, siempre son considerados en la toma de decisiones; el uso del circuito abierto de un solo paso implica la descarga de agua caliente, mientras que el uso de torres de enfriamiento de tiro natural implica la liberación de vapor de agua

en la denominada pluma térmica; ambas situaciones involucran aspectos ambientales a ser considerados.

Diferencias entre las tecnologías de reactores implican consideraciones distintas en el análisis de las evaluaciones. En el caso específico de la comparación entre el ABWR y el AP1000, se concluye que la principal diferencia, que impacta las evaluaciones realizadas, es el hecho de que en el AP1000 el sistema RSW es no relacionado con seguridad, motivo por el cual se reducen considerablemente los requisitos técnicos y de calidad para las torres de enfriamiento, con lo cual existe una disminución importante en el costo de las mismas.

En una comparación entre los requisitos de mantenimiento de un circuito cerrado y un circuito abierto, resulta evidente que las torres de enfriamiento tienen mayores requerimientos de mantenimiento para diversos componentes como los ventiladores, el bacín, la estructura, el sistema de distribución del agua en el interior de la torre, las bombas, etc., mientras que en el caso del circuito abierto se tienen menos componentes, lo cual representa menores gastos asociados a actividades de mantenimiento.

En lo que respecta al costo de las opciones, existen componentes y actividades específicas que definen la comparación de alternativas, ya que representan los mayores costos; en particular, el costo de las torres de enfriamiento relacionadas es muy elevado en comparación con el costo de la obra de toma. Dichos costos, aunados al consumo eléctrico requerido por los ventiladores de la torre, son los principales factores que vuelven menos viable a la opción del circuito cerrado.

En términos generales, la comparación de las distintas opciones de sistemas de enfriamiento se basa en aspectos técnicos, económicos y regulatorios, que deben ser plenamente considerados con el objetivo de realizar la selección más adecuada, de acuerdo con las condiciones particulares del sitio y las consideraciones estratégicas que sean establecidas por el propietario de la central. La comparación de dichos factores, mediante las tablas presentadas en los capítulos 3 y 4, son un ejemplo de lo anterior, permitiendo la toma de decisiones, oportuna e informada, más conveniente para el proyecto de construcción de una central nuclear en el sitio de Laguna Verde.

## ANEXO A

### Cálculos Utilizados en las Tablas de Capítulos 3 y 4

#### A.1 Caída de Presión en el Condensador

La fórmula utilizada para realizar el cálculo de la caída de presión a través del condensador es la siguiente:

$$R_{TT} = L_T [R_T \times R_2 \times R_1] + \sum R_E$$

Dónde:

RTT= Pérdida total a través del condensador.

LT= Longitud total de los tubos, multiplicado por el número de pasos del condensador.

RT= Pérdida por los tubos, ver figura A.1.

R1= Factor de corrección por temperatura, ver figura A.2

R2= Factor de corrección por espesor de pared, ver tabla A.A.

RE= Pérdidas por cajas de agua y salida de los tubos, la figura a utilizar depende del número de pasos del condensador, ver figura A.3

A continuación se ejemplifica la aplicación de la fórmula indicada arriba, mostrando la metodología para la obtención del valor de caída de presión en el condensador incluida en las tablas maestras del capítulo 3, correspondientes al tipo de reactor ABWR y para un condensador del tipo multipresión:

**LT, longitud total de los tubos;** en este caso al no conocer las características específicas del diseño a detalle del condensador a instalar, se procede a considerar la longitud de los haces tubulares instalados en las dos unidades de la CN Laguna Verde, los cuales cuentan con una

longitud de 11 metros. Para el caso del reactor ABWR de 1,400 MWe, el diseño consta de tres turbinas de baja presión, por consiguiente se instala un condensador multipresión que consta de 3 cuerpos, con tres pasos en serie para el agua de circulación, es decir:

$$L_T = 11 \text{ m} \times 3.281 \text{ ft} \times 3 \text{ pasos}$$

$$L_T = 108.273 \text{ ft}$$

**RT, pérdida por los tubos;** para la obtención de este valor es necesario utilizar la figura A.1. Para entrar y obtener el valor correspondiente a RT en dicha figura necesitamos conocer la velocidad del agua de circulación a través de los tubos, y el diámetro exterior de los mismos. Aun cuando la figura A.1 hace referencia a tubos con un espesor de pared 18 BWG, su uso es válido debido a que el factor R1 corrige la caída de presión para tubos con distinto espesor de pared.

Para calcular la velocidad del agua de circulación, es necesario dividir el flujo total de agua de circulación que pasa a través del condensador entre el área total de los tubos del mismo. Debido a que desconocemos el área disponible en el nuevo condensador procederemos a realizar el cálculo utilizando los datos disponibles para las unidades 1 y 2 de la CLV.

El flujo total de agua de circulación es de 440,000 gpm, pasando a través de los dos lados del condensador principal.

En total el condensador cuenta con 52704 tubos, 26352 en cada condensador de alta y baja presión. El diámetro exterior de los tubos es de 1 plg, mientras que el espesor de pared de los tubos es de 25 BWG o 0.020 plg de espesor.

$$V = \frac{Q}{A}$$

Para calcular el área transversal de un tubo:

$$A = \frac{\pi}{4} \cdot d^2 = \frac{\pi}{4} \cdot (1 - (0.020 \times 2))^2$$

$$A = 0.72382 \text{ plg}^2$$

Ahora para obtener el área total multiplicamos por el número total de tubos:

$$A_{TOTAL} = 0.72382 \times 26352$$

$$A_{TOTAL} = 19074.18 \text{ plg}^2 \times \left(\frac{1 \text{ ft}}{12 \text{ plg}}\right)^2$$

$$A_{TOTAL} = 132.459 \text{ ft}^2$$

$$Q = 440,000 \text{ gpm} \times \frac{0.1336806 \text{ ft}^3/\text{min}}{1 \text{ gpm}}$$

$$Q = 58819.464 \text{ ft}^3/\text{min}$$

De donde finalmente obtenemos que:

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{58819.464 \text{ ft}^3/\text{min}}{132.459 \text{ ft}^2}$$

$$V = 444.055 \text{ ft}/\text{min} \times \frac{1 \text{ min}}{60 \text{ s}}$$

$$V = 7.4 \text{ ft}/\text{seg}$$

Finalmente con  $V=7.4 \text{ ft}/\text{seg}$  y  $D_{ext}= 1\text{plg}$ , obtenemos que  $RT=0.24$



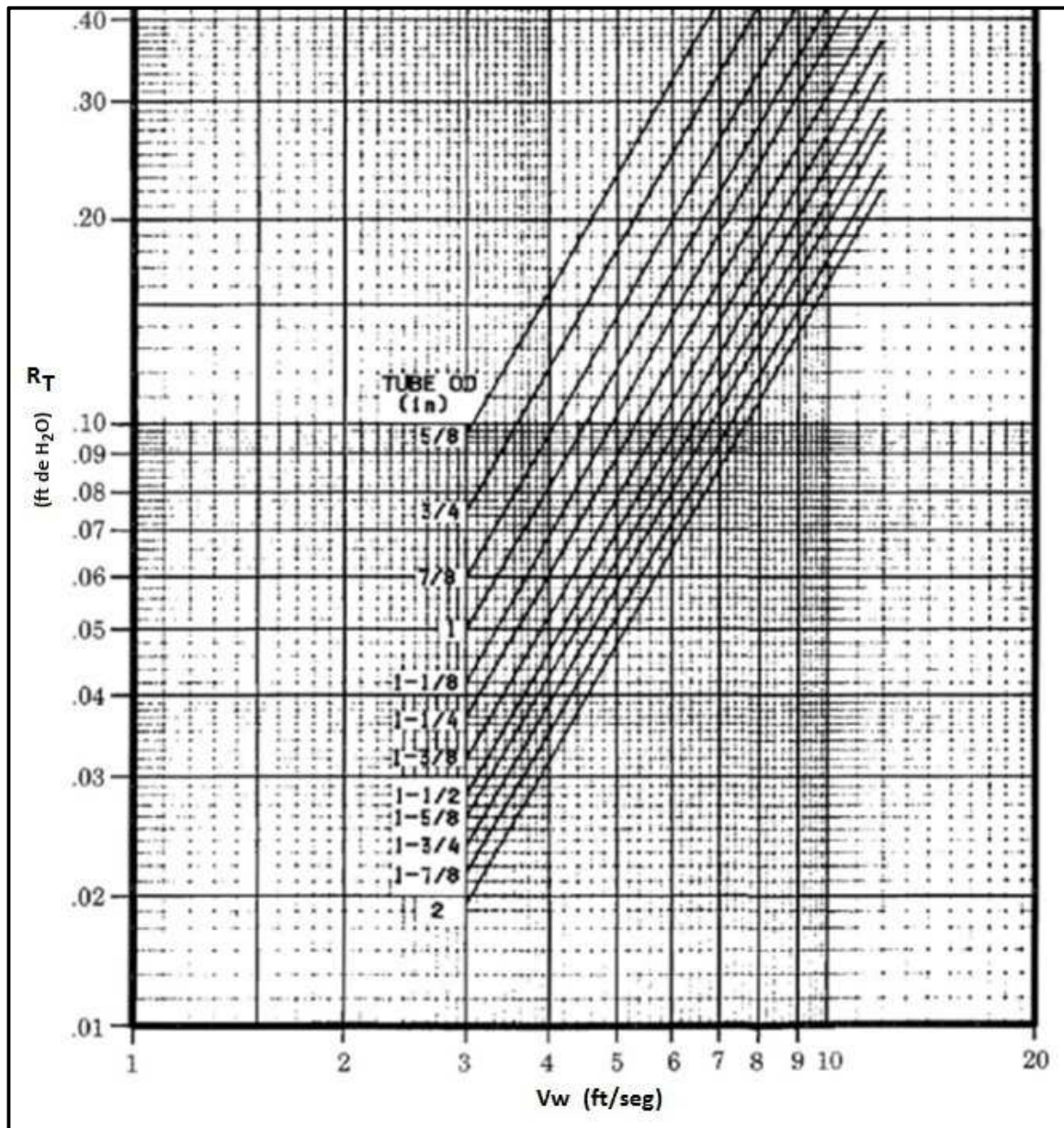


Figura A.1 Pérdida por los Tubos

**$R_2$ , factor de corrección por espesor de pared;** para este valor obtenemos de forma directa de la tabla A.A el valor de  $R_2=0.93$ , es necesario conocer el diámetro exterior de los tubos y su espesor de pared de acuerdo con la clasificación BWG.

Tube O.D. In.	12 BWG	14 BWG	16 BWG	18 BWG	20 BWG	22BWG	23 BWG	24 BWG	25 BWG
0.625	1.38	1.21	1.10	1.00	0.94	0.91	0.90	0.89	0.88
0.750	1.28	1.16	1.06	1.00	0.95	0.93	0.92	0.90	0.90
0.875	1.25	1.13	1.06	1.00	0.96	0.94	0.93	0.92	0.91
1.000	1.19	1.11	1.05	1.00	0.96	0.94	0.94	0.93	0.93
1.125	1.16	1.09	1.04	1.00	0.97	0.95	0.94	0.94	0.93
1.250	1.14	1.08	1.04	1.00	0.97	0.96	0.95	0.94	0.94
1.375	1.13	1.07	1.03	1.00	0.97	0.96	0.95	0.94	0.95
1.500	1.12	1.06	1.03	1.00	0.97	0.96	0.96	0.95	0.95
1.625	1.10	1.05	1.02	1.00	0.97	0.96	0.96	0.95	0.95
1.750	1.10	1.05	1.02	1.00	0.98	0.97	0.96	0.96	0.96
1.875	1.09	1.05	1.02	1.00	0.98	0.97	0.97	0.96	0.96
2.000	1.08	1.04	1.02	1.00	0.98	0.97	0.97	0.96	0.96

Tabla A.A: Factor de Corrección por Espesor de Pared

**R1, factor de corrección por temperatura de entrada**, en este caso solamente es necesario la temperatura promedio del agua de circulación, procedemos a utilizar para la temperatura de entrada el valor de temperatura del CWS con 5% de excedencia que es de 87.4 F, más el incremento de temperatura a través del condensador de 30.24 F, tenemos una temperatura de salida de 117.64 F, con una temperatura promedio de 102.5 F. De la figura A.2 obtenemos que el factor de corrección  $R1=0.94$

**Re, pérdida por caja de agua y salida de los tubos**; es necesario conocer la velocidad en los tubos y utilizar de manera directa la figura A.3, de la cual obtenemos que:

$$\sum R_e = \text{pérdida por extremos de tubos} + \text{pérdida por entrada de cajas de agua} \\ + \text{pérdida por salida de cajas de agua}$$

$$\sum R_e = 2.84 + 0.82 + 0.58$$

$$\sum R_e = 4.24$$

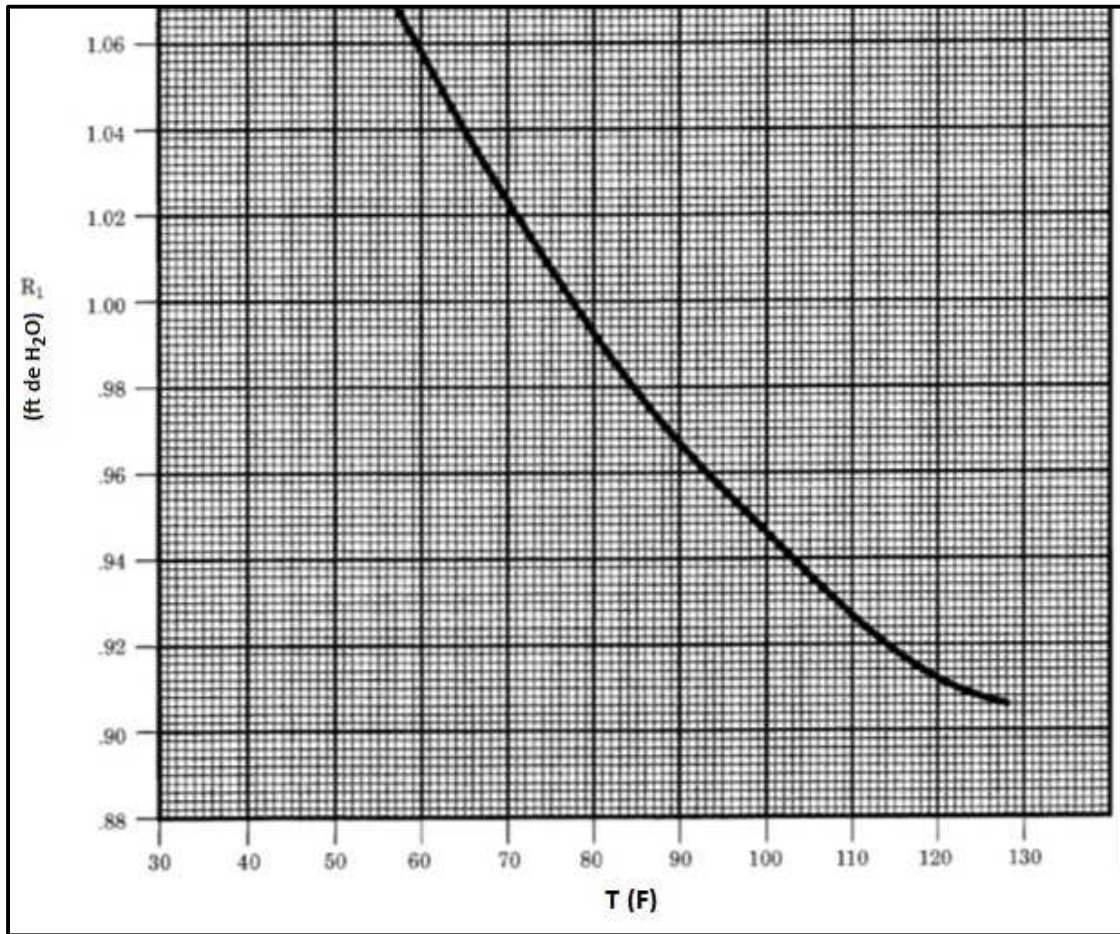


Figura A.2 Factor de Corrección por Temperatura

Una vez que conocemos todos los valores anteriores procedemos a calcular la caída de presión a través del condensador:

$$R_{TT} = L_T [R_T \times R_2 \times R_1] + \sum R_E$$

$$R_{TT} = 108.273 [0.24 \times 0.93 \times 0.94] + 4.24$$

$$R_{TT} = 26.95 \text{ ft de } H_2O$$

Considerando un pequeño factor de seguridad del 5%, tenemos:

$$R_{TT} = 28.3 \text{ ft de } H_2O$$

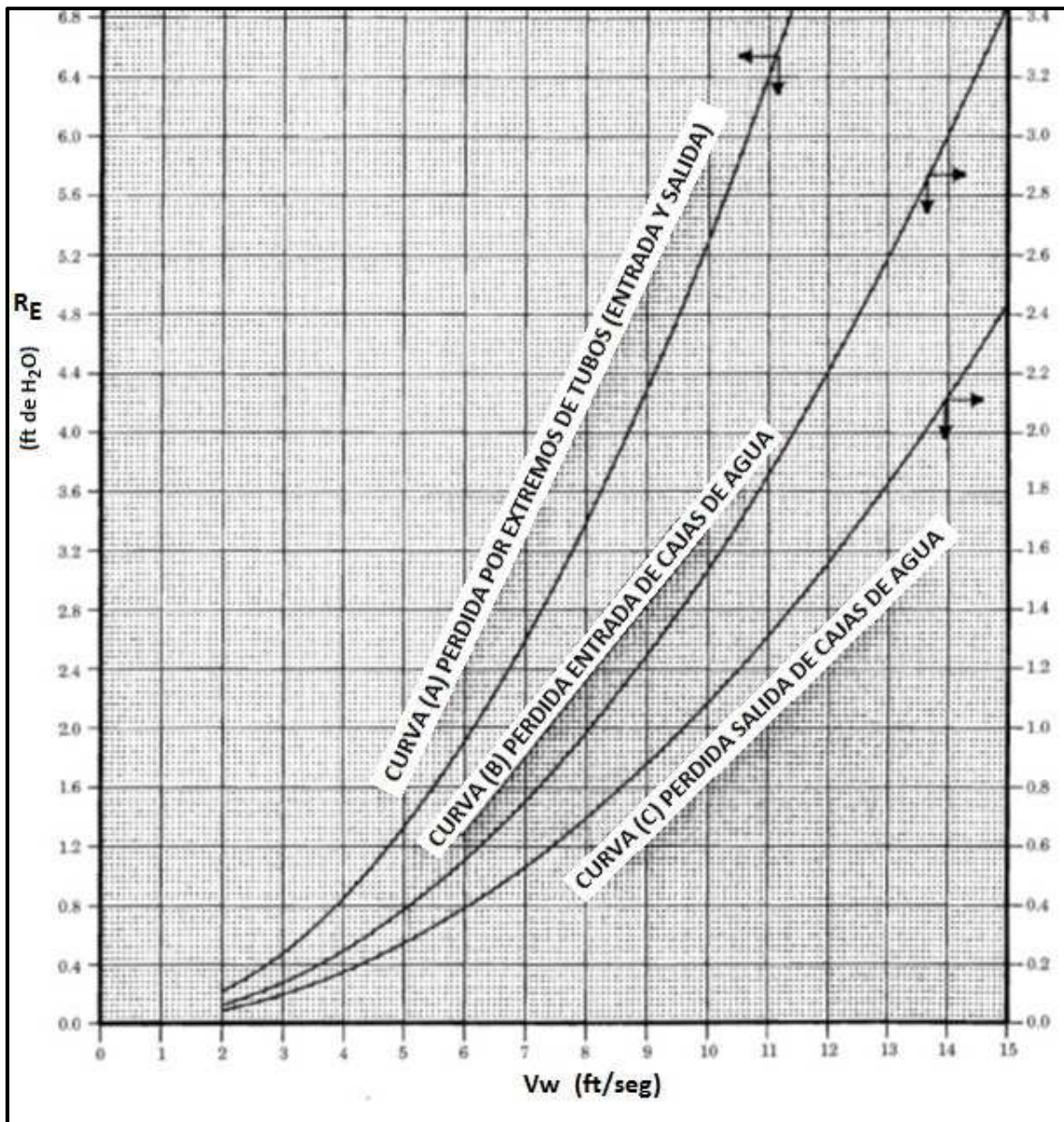


Figura A.3 Pérdida por caja de agua y salida de los tubos

$$R_{TT} = L_T [R_T \times R_2 \times R_1] + \sum R_E$$

$$R_{TT} = 108.273 [0.24 \times 0.93 \times 0.94] + 4.24$$

$$R_{TT} = 26.95 \text{ ft de } H_2O$$

$$R_{TT} = 28.3 \text{ ft de } H_2O$$

La metodología anterior deberá ser aplicada para conocer la caída de presión a través de cualquier condensador, por lo que una vez conocidos los parámetros particulares del diseño a detalle del condensador a instalar en la nueva unidad, se debe proceder a realizar el cálculo de manera que la caída de presión sea considerada para el diseño del sistema de agua de circulación y para el dimensionamiento de sus bombas principales. Es importante señalar que la misma metodología aquí mostrada, ha sido utilizada también en el capítulo 4 para obtener la caída de presión correspondiente al condensador de una presión y al condensador multipresión correspondiente al reactor del tipo AP1000.

## **A.2 Dimensiones de las Torres de Enfriamiento**

De acuerdo con lo descrito en el capítulo 2, se puede concluir que existen 5 parámetros que en combinación dictaminan y definen el desempeño de las torres de enfriamiento:

- 1.- Temperatura del agua caliente.
- 2.- Temperatura del agua fría.
- 3.- Temperatura de bulbo húmedo.
- 4.- Flujo de agua de circulación (enfriamiento).
- 5.- Flujo de aire (G).

Los cuatro primeros parámetros son proporcionados por el usuario, mientras que el flujo de aire (G) es seleccionado a conveniencia por el diseñador de la torre. Una vez que los cinco parámetros

han sido definidos, la característica de enfriamiento de la torre  $[KaV/L]$  puede ser calculada a partir de la ecuación de Merkel.

El primer paso en el diseño de las torres es la generación de una Curva de Demanda. En esta curva, los valores de  $KaV/L$  están graficados contra la variación del valor  $L/G$ . El siguiente paso es superponer las curvas características del empaque y las curvas de demanda (el Instituto de Tecnología de Enfriamiento ha probado una gran variedad de configuraciones de empaques y ha generado curvas para cada tipo como las que se muestran más adelante). La altura del empaque (FH) depende de las características del mismo y del factor  $L/G$  y es calculado mediante la ecuación:

$$\frac{K a V}{L} = C \times FH \times \left(\frac{L}{G}\right)^n$$

Donde “C” y “n” son constantes, las cuales dependen del empaque y son obtenidas mediante pruebas realizadas a los mismos.

El diseño de las torres de enfriamiento es básicamente un proceso iterativo. Los factores que afectan la selección del  $L/G$  de diseño, y consecuentemente la altura del empaque son las dimensiones de la celda, la carga de agua, las velocidades del aire a través de las diversas secciones de la torre de enfriamiento y las caídas de presión, además de la selección de los ventiladores.

El diseñador debe proporcionar una curva característica de la torre similar a la mostrada en la siguiente figura A.4. A partir de datos de prueba, los valores de prueba  $L/G$  y  $KaV/L$  son calculados y localizados en la gráfica característica del diseñador. A través de este punto de prueba se debe dibujar una línea paralela a la curva característica del diseñador. La intersección de esta línea con la aproximación de diseño determina el valor de  $L/G$ , para el cual la torre producirá agua fría a su temperatura de diseño cuando opera en sus condiciones de diseño. La razón de  $L/G$  entonces determina el diseño de  $L/G$  que es definido como la capacidad de la torre.

Además de servir para indicar el desempeño de la torre, la gráfica es muy útil para realizar la selección óptima del tamaño de la torre. Como se observa, existe una relación inversa entre el flujo de aire impulsado por los ventiladores (G) –lo cual representa un mayor consumo de potencia en HP y por lo tanto un costo mayor durante la operación de la torre- y el volumen del empaque ( $KaV/L$ ), –lo cual corresponde a una torre de dimensiones mayores y por lo tanto un costo inicial mayor.

Por lo que, un diseñador fácilmente puede ofrecer una torre con un costo inicial menor pero con un consumo de potencia mayor, lo cual a largo plazo realmente representa un costo mayor. Finalmente, la importancia es que el usuario seleccione una torre en el punto óptimo entre el consumo de HP (costo de operación) y el tamaño de la torre (costo inicial de construcción).

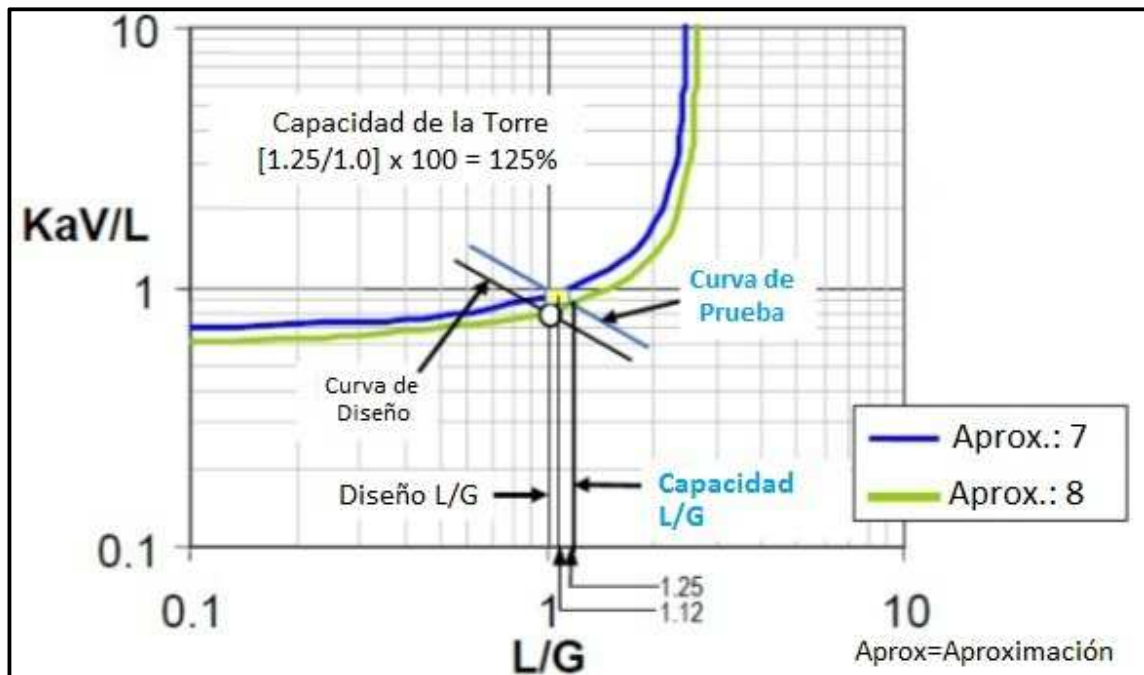


Figura A.4 Curva Característica de una Torre de Enfriamiento

Las curvas del CTI (Instituto de Torres de Enfriamiento, por sus siglas en inglés) ya han sido calculadas y graficadas por computadora para una gran número de temperaturas y condiciones de operación. Se cuenta con un juego de 821 curvas, con los valores de  $KaV/L$  para 40 temperaturas de bulbo húmedo, 21 valores de rango para la torre y 35 valores de aproximación de la torre.

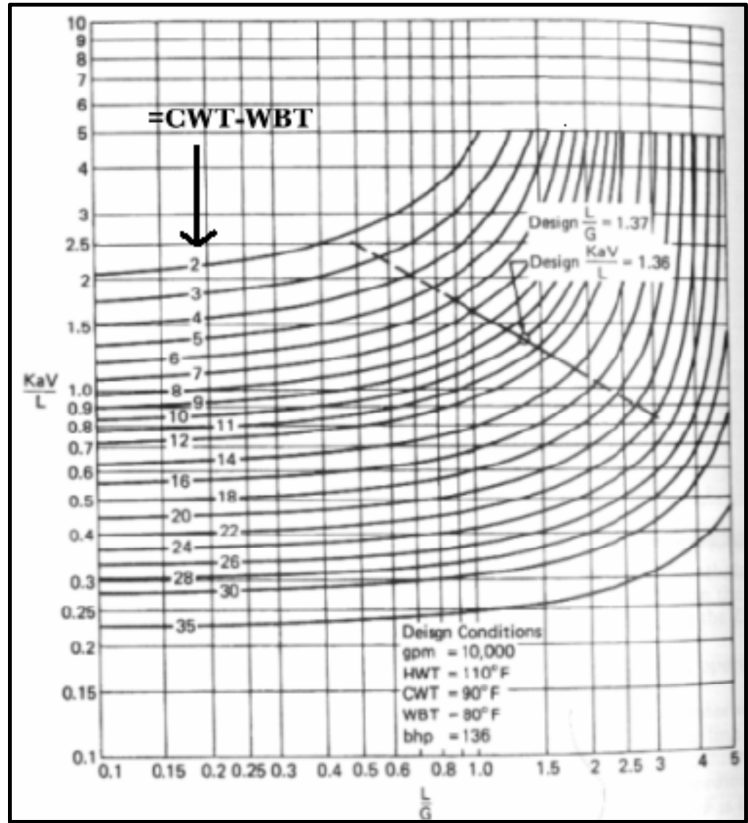


Figura A.5 Ejemplo 1 de Curvas Características del CTI

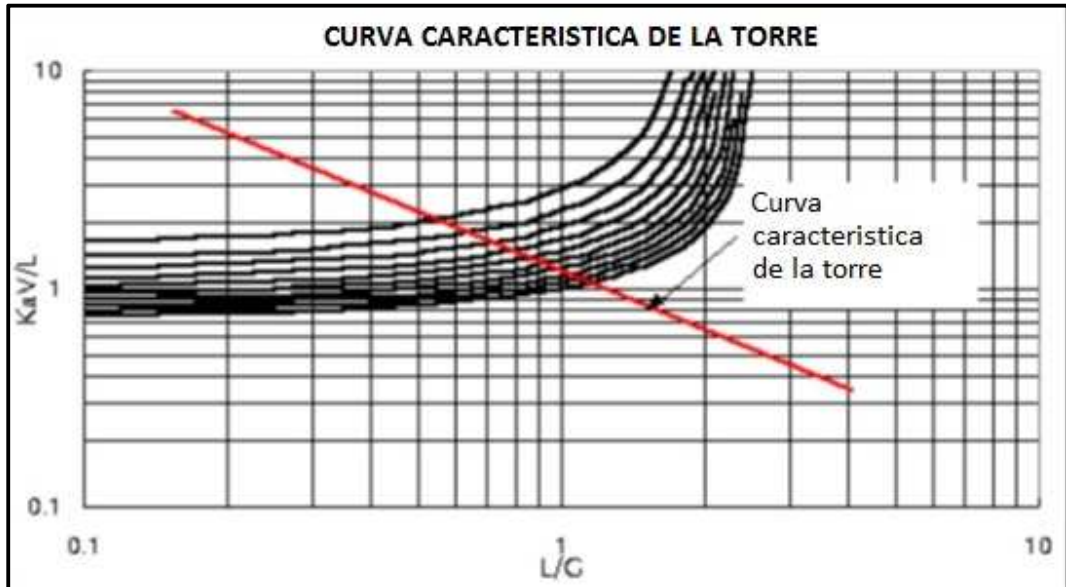


Figura A.6 Ejemplo 2 de Curvas Características del CTI



### A.3 Dimensiones de las Tuberías del CWS y Torres de Enfriamiento

#### Agua de Circulación

En el caso del agua de circulación, es práctica común el uso de tuberías enterradas o de túneles enterrados de concreto, por tal motivo resulta de extrema importancia el determinar de manera temprana el ruteado óptimo de dichas tuberías o túneles para que las actividades de excavación sean adecuadamente integradas al programa del proyecto.

En nuestro caso, y utilizando como referencia el diseño utilizado para las Unidades 1 y 2 de la CLV, consideraremos el uso de un túnel de sección transversal circular, construido de concreto, el cual debe tener las dimensiones adecuadas para permitir la circulación del flujo de 600,000 gpm con una velocidad límite máxima de 10 ft/s.

Para el caso de los flujos de agua de repuesto y de agua de purga de la torre de enfriamiento, se considera el uso de tubería comercial, primeramente se calcula el diámetro de tubería necesario para mantener una velocidad recomendada de 10 ft/s considerando el flujo a manejar, posteriormente se elige el diámetro de la tubería comercial inmediata superior para garantizar que el diseño cumple la velocidad recomendada.

#### Tubería de CWS

$$Q = A \times v$$

$$A = \frac{Q}{v} = \frac{600000 \text{ gpm}}{10 \text{ ft/seg}} \times \frac{1 \text{ ft}^3/\text{seg}}{448.8312 \text{ gpm}}$$

$$A = 133.68 \text{ ft}^2$$

$$A = \frac{\pi}{4} D^2$$

$$D = \sqrt{\frac{4A}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \times 133.68}{\pi}}$$

$$D = 13.046 \text{ ft}$$

Para este caso se utilizará tubería comercial de 14 pies de diámetro, debido al tamaño, esta tubería es de fabricación especial.

Tubería de purgado

$$Q = A \times v$$

$$A = \frac{Q}{v} = \frac{7812 \text{ gpm}}{10 \text{ ft/seg}} \times \frac{1 \text{ ft}^3/\text{seg}}{448.8312 \text{ gpm}}$$

$$A = 1.74 \text{ ft}^2$$

$$A = \frac{\pi}{4} D^2$$

$$D = \sqrt{\frac{4A}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \times 1.74}{\pi}}$$

$$D = 1.488 \text{ ft} = 17.86 \text{ in}$$

Para este caso se utilizará tubería comercial de 18 plg de diámetro.

Tubería de repuesto

$$Q = A \times v$$

$$A = \frac{Q}{v} = \frac{23796 \text{ gpm}}{10 \text{ ft/seg}} \times \frac{1 \text{ ft}^3/\text{seg}}{448.8312 \text{ gpm}}$$

$$A = 5.302 \text{ ft}^2$$

$$A = \frac{\pi}{4} D^2$$

$$D = \sqrt{\frac{4A}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \times 5.302}{\pi}}$$

$$D = 2.59 \text{ ft} = 31.18 \text{ in}$$

Para este caso se utilizará tubería comercial de 32 plg de diámetro.

Bajo el mismo concepto, se calcula el diámetro de cualquier otra tubería de interés, siendo importante enfatizar que de acuerdo con la conveniencia del diseñador se pueden instalar tuberías ligeramente más grandes, con el objetivo de que la caída de presión a través de las mismas sea menor, tal consideración es utilizada por ejemplo en las torres de enfriamiento del UHS/RSW, en la cual las tuberías de reposición y purgado son consideradas una pulgada más grandes que el tamaño obtenido, de acuerdo con la velocidad recomendada de 10 ft/seg.

## **A.4 Dimensiones de las Bombas del CWS y de las Torres de Enfriamiento**

### **A.4.1 Caída por fricción en tuberías**

El cálculo de la caída de presión, se refiere a las caídas hidráulicas a través del arreglo de tuberías por el cual se transporta el flujo de agua, incluyendo las pérdidas asociadas con los accesorios incluidos en el circuito, como son codos, válvulas, restricciones, etc. En este caso es necesario cuantificar la longitud total de tubería “recta” y el número total específico por cada tipo de accesorio, es decir, el número de codos de 45°, de 30°, el número de válvulas de tipo mariposa, tipo globo, tipo compuerta, el número de entradas o salidas a recipientes, etc.

De acuerdo con la metodología planteada en el Manual de Crane<sup>45</sup>, es necesario contabilizar todos los tipos y cantidades de componentes mencionados en el párrafo anterior y utilizar las siguientes fórmulas:

Fórmula de Darcy para la caída de presión por fricción en tuberías

$$h_L = f \times \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}$$

Dónde:

$h_L$  = corresponde a la caída de presión

---

<sup>45</sup> Manual Crane de Flujo de Fluidos en válvulas, accesorios y tuberías.

f = factor de fricción

L= Longitud de tubería

D= Diámetro nominal de la tubería

v = velocidad del fluido

g = gravedad

El valor correspondiente al factor de fricción f se obtiene de graficas (incluidas en el apéndice A) que relacionan la rugosidad relativa ( $\epsilon/d$ ) del material y el número de Reynolds para la aplicación en cuestión.

$$Re = 50.6 \times \frac{Q \cdot \rho}{d \cdot \mu}$$

Q= caudal (gpm)

$\rho$  = densidad (lb/pie<sup>3</sup>)

$\mu$  = viscosidad absoluta (cp)

Para el caso de los accesorios, la fórmula utilizada indica que  $h_L = K \cdot \frac{v^2}{2g}$

Donde K es definido de manera específica para cada accesorio, para lo cual ya existen varias listas disponibles en la literatura; a continuación se indican los valores correspondientes para los accesorios considerados en este análisis que han sido extraídos del Manual de Crane:

- Codo estándar de 90°                      K=30 f
- Codo estándar de 45°                      K=16 f
- Salidas de tubería                              K=1 f
- Válvulas de mariposa                      K=45 f
- Conexión en T                                  K=60 f

Para realizar la sumatoria final de los accesorios y la tubería, se utilizó una hoja de datos en un software comercial en el cual se cargaron todas las fórmulas necesarias de manera que solamente es necesario introducir el número total de accesorios de cada tipo, la longitud de tubería recta, y los parámetros específicos del circuito como son flujo, diámetro de la tubería, viscosidad, etc.

Dentro de las tablas B.A hasta la tabla B.G, se incluyen los cálculos realizados para obtener el valor de caída de presión para cada una de las alternativas de enfriamiento a evaluar, y que a su vez son utilizados para el dimensionamiento de cada una de las bombas incluidas en las tablas 3.H, 3.I y 3.J, es decir, para las bombas del sistema de agua de circulación, bomba de agua de repuesto y bomba de purga.

A continuación, y con el objetivo de ejemplificar un proceso de cálculo de las caídas de presión por fricción, se incluye en las siguientes figuras A.7 a la A.12 vistas de corte lateral, de planta y de detalle para los arreglos del ruteado de la tubería que han sido supuestos para el sistema de agua de circulación para el reactor tipo AP-1000, considerando un condensador de una presión, y un sistema de abierto de enfriamiento de un solo paso y un sistema cerrado de enfriamiento con torres mecánicas, de manera que se puede observar el número de cambios de dirección existentes en el ruteado de las tuberías.

Para calcular la longitud aproximada de la tubería a instalar se utilizan los arreglos de planta incluidos en el capítulo 2, es importante enfatizar que dichos arreglos se han elaborado a escala, de manera que es posible realizar directamente la medición de la distancia correspondiente a cada una de las tuberías que forman parte de dicho arreglo.

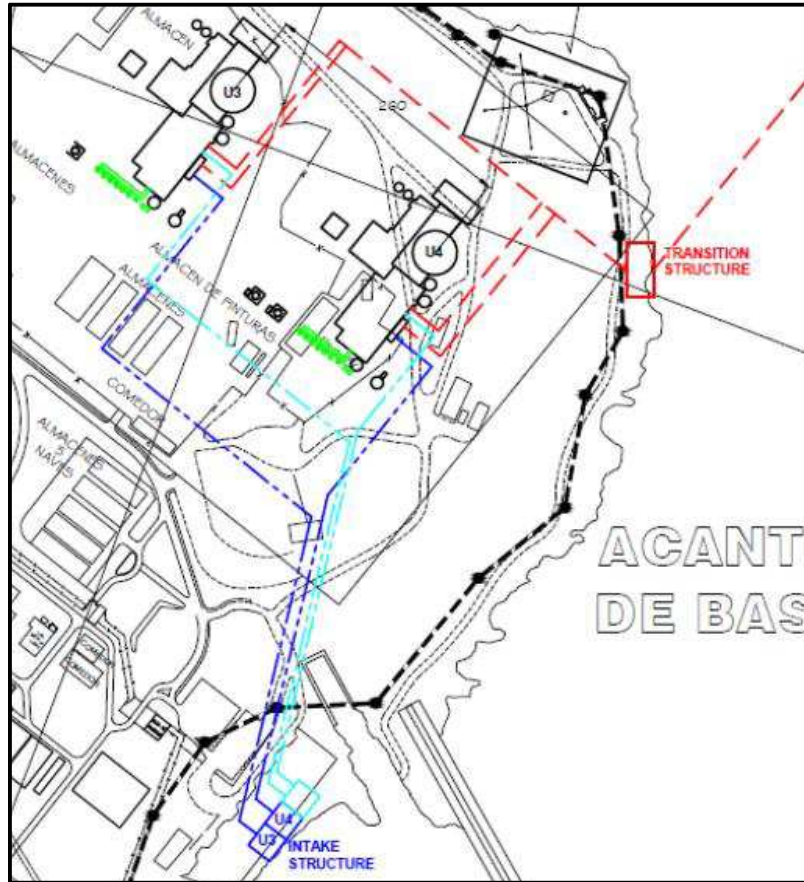


Figura A.7 Vista de Planta Sistema Abierto de un solo paso

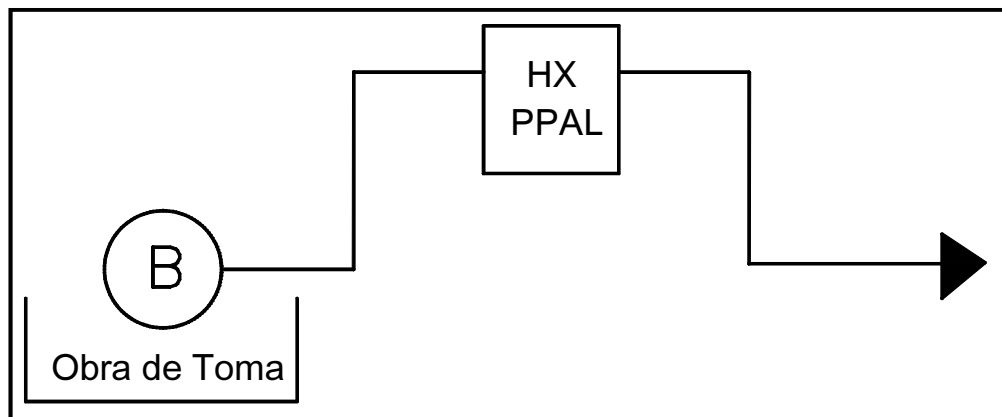


Figura A.8 Vista Lateral Sistema Abierto de un solo paso

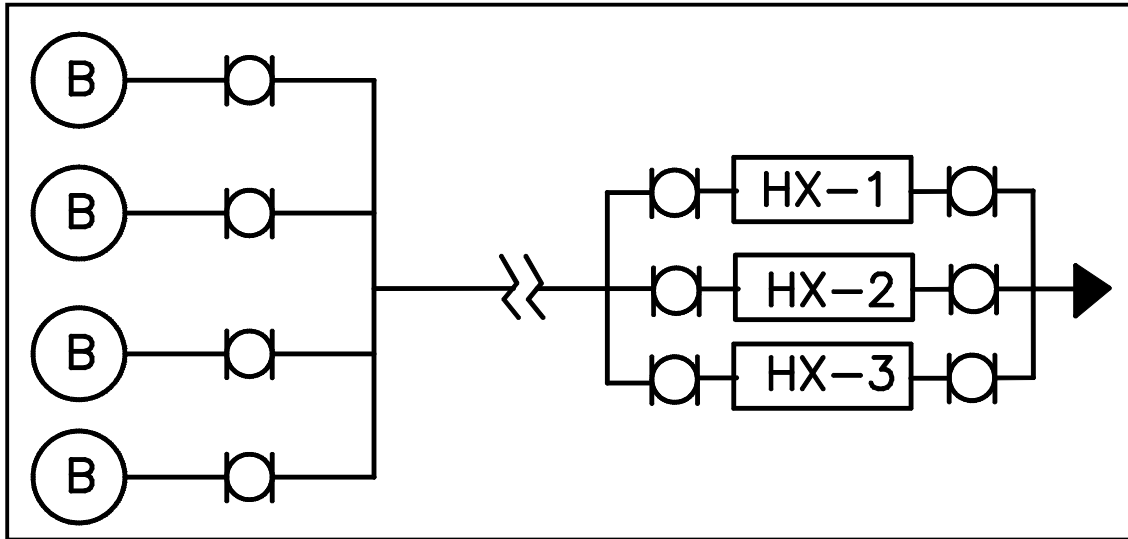


Figura A.9 Vista de detalle Sistema Abierto de un solo paso

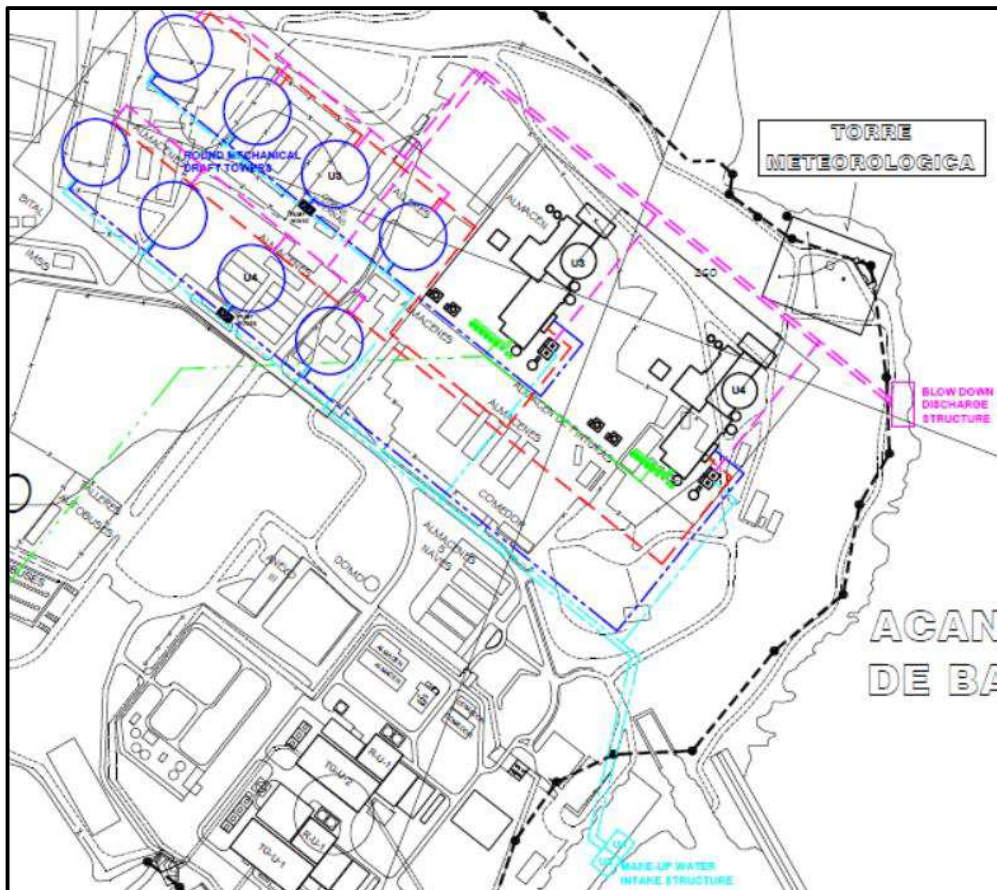


Figura A.10 Vista de Planta Sistema Cerrado con Torres de Enfriamiento

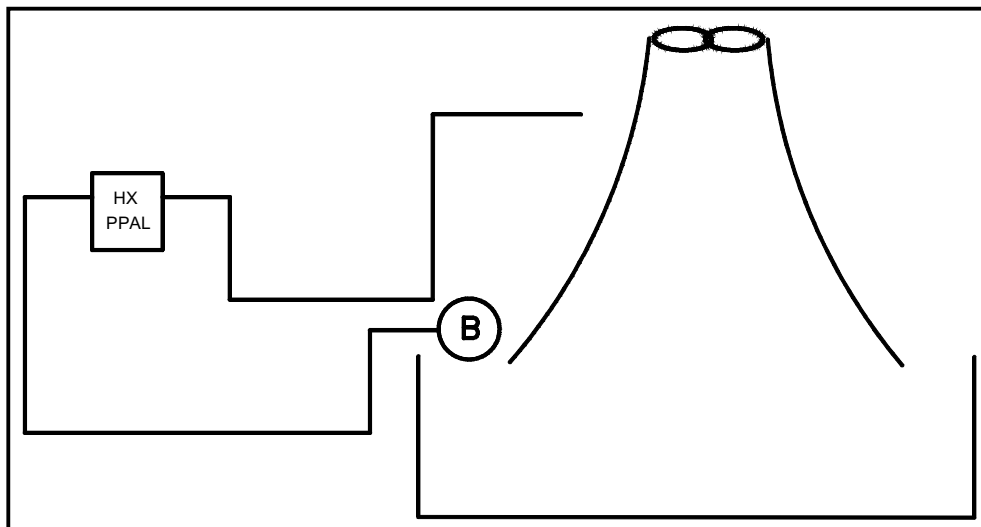


Figura A.11 Vista Lateral Sistema Cerrado con Torres de Enfriamiento

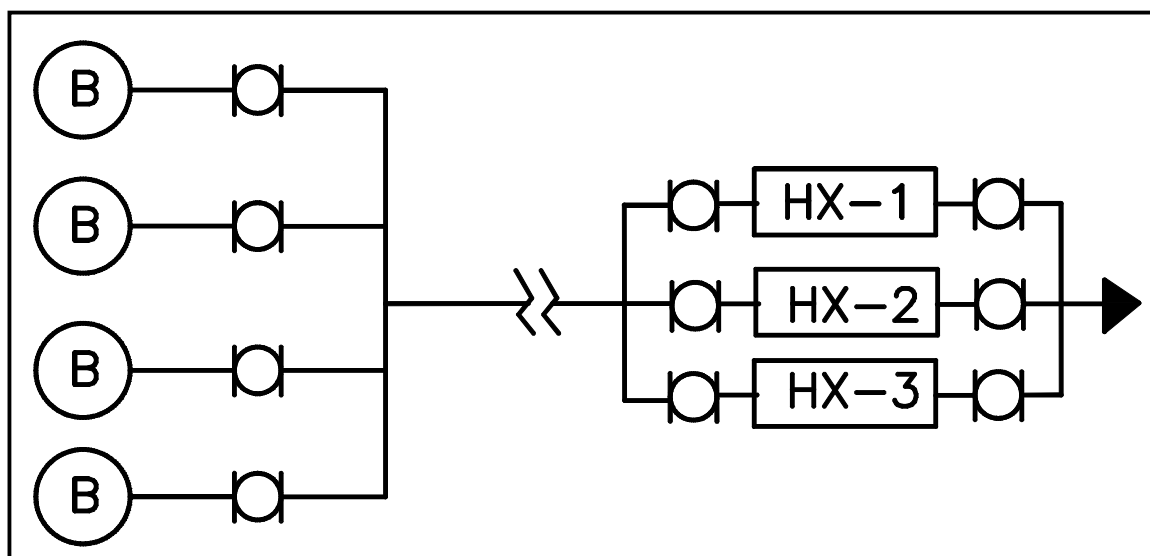


Figura A.12 Vista de detalle Sistema Cerrado con Torres de Enfriamiento

A continuación, y como método alternativo al cálculo realizado en forma “manual”, se muestra el modelo hidráulico simulado mediante un software comercial, en el cual se modelan las tuberías, materiales, diámetros, accesorios y elevaciones de todo el circuito hidráulico. En cada uno de los componentes es posible agregar diversos valores, de tal manera que todos los componentes del diseño sean incluidos en el modelo, de esta manera resulta más sencillo poder realizar



modificaciones en el ruteado de tuberías y optimizar el diseño de las mismas. En las siguientes figuras A.13 a la A.15 se muestran algunos pasos de la realización del modelo.

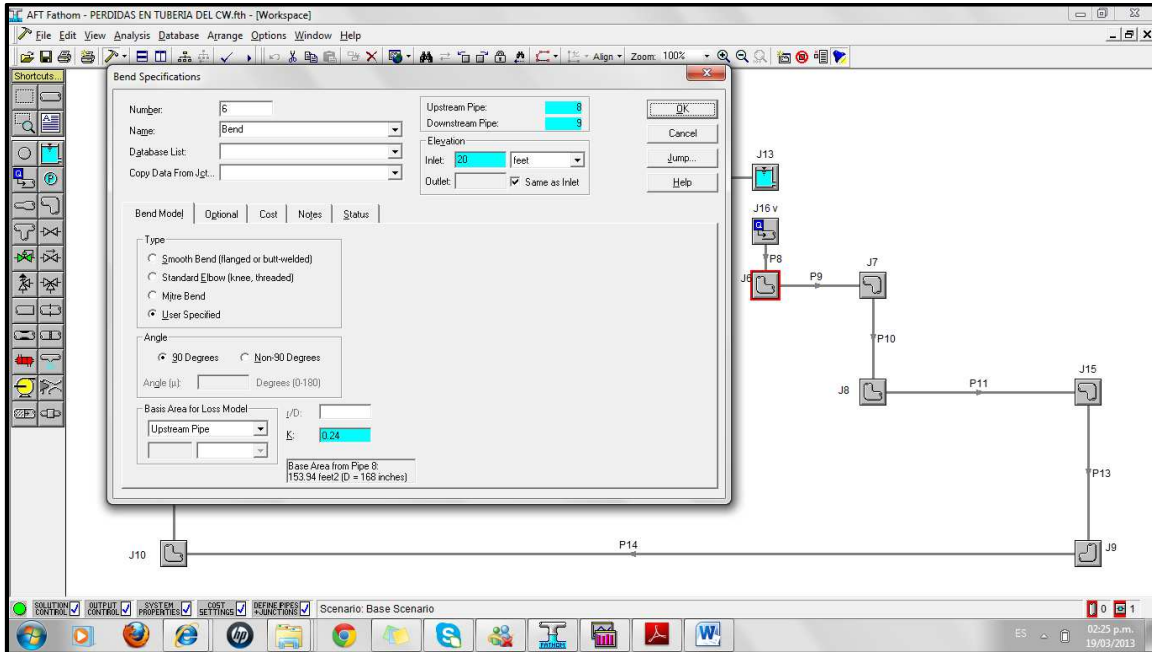


Figura A.13 Características de un accesorio en el modelo (codo)

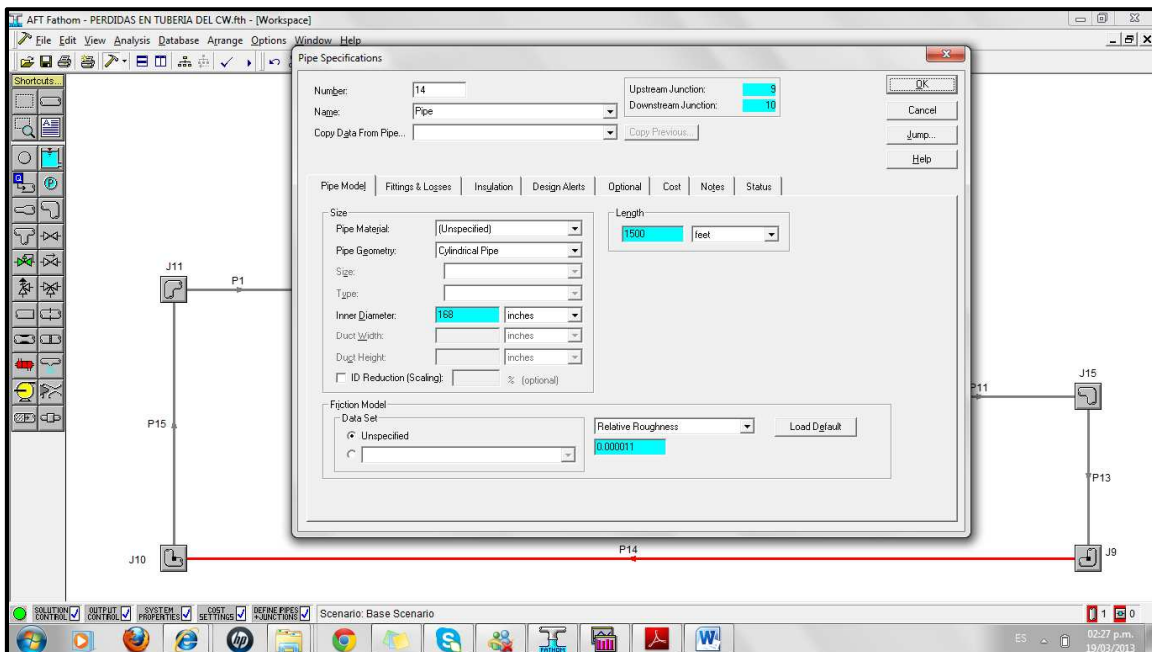


Figura A.14 Características de una tubería en el modelo

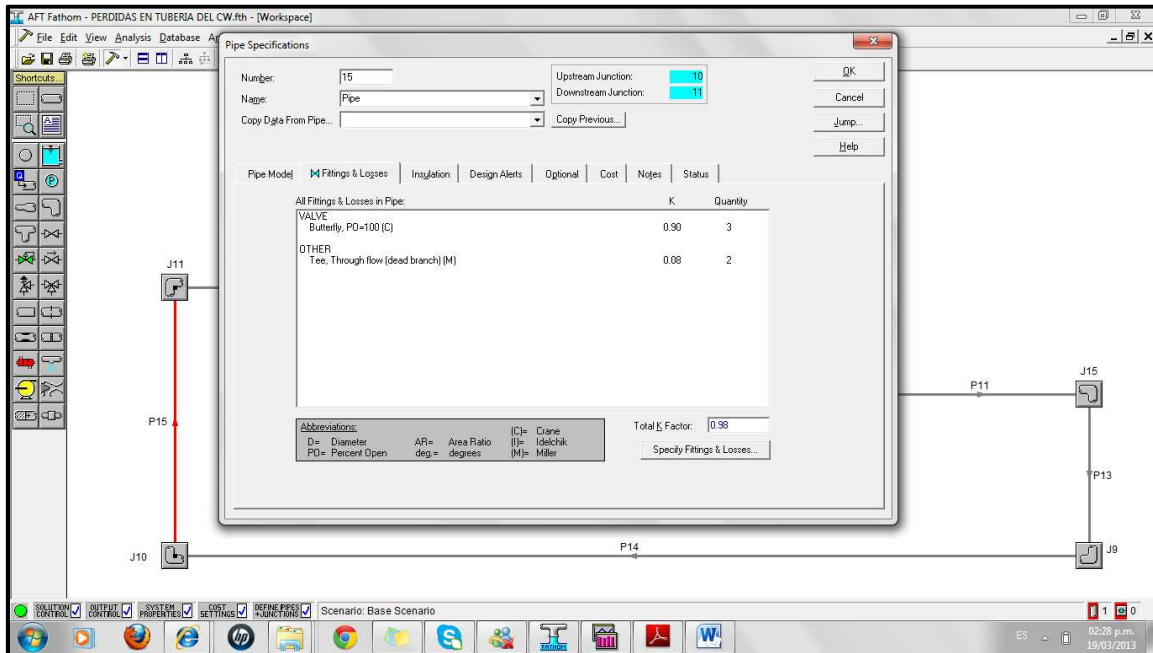


Figura A.15 Adición de componentes o accesorios especiales en una tubería

Finalmente, en la figura A.16 se muestra el modelo correspondiente a la simulación de las tuberías del sistema cerrado de enfriamiento con torres mecánicas, el valor de caída de fricción calculado en la tabla B.B es de 15.1 psi, mientras que en el modelo se observa una presión final de 14.7 psia (atmosférica) y una presión al inicio del circuito de 29.54 psia, con lo cual se obtiene una caída de presión en el circuito debido a fricción en las tuberías y accesorios de 14.84 psi, es decir una diferencia de 0.26 psi entre ambas metodologías, equivalente a menos del 2% de error.

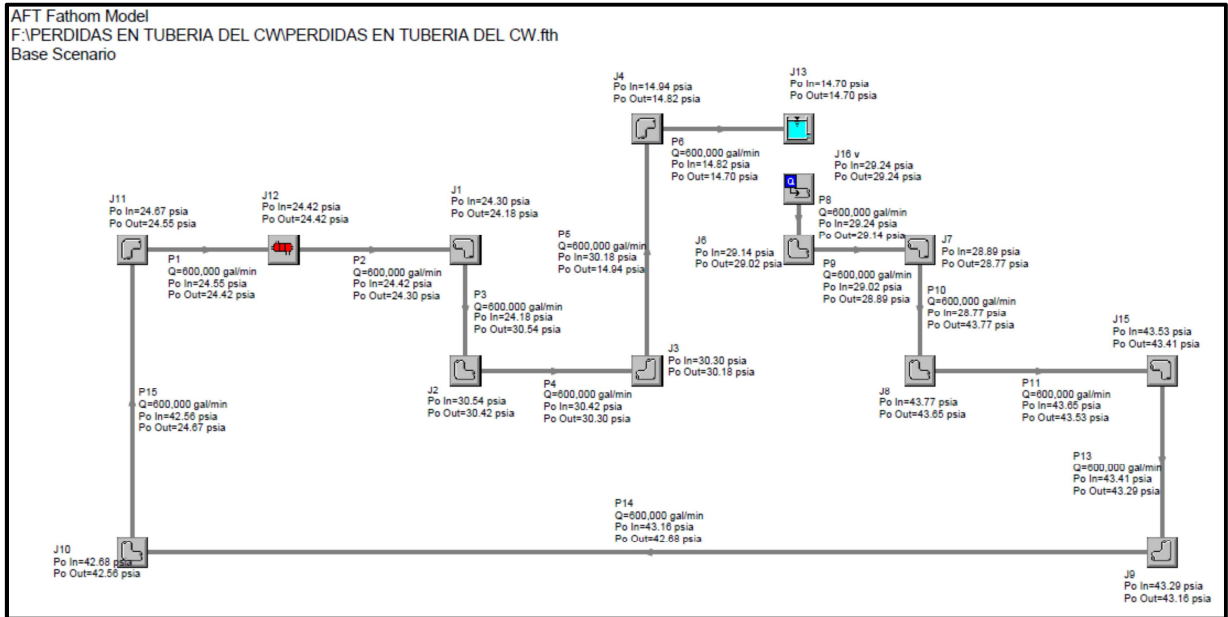


Figura A.16 Modelo Hidráulico del sistema cerrado de enfriamiento con torres mecánicas (caída de fricción)

### A.4.2 Caída de presión estática

#### Circuito del CW

Para el caso del circuito abierto o con torre auxiliar, y que extrae agua del golfo a través de la obra de toma, se considera en el diseño el nivel mínimo registrado de  $-2.3$  m ó  $-7.54$  ft (capítulo 1) dentro de la dársena, mientras que la referencia de la altura del tubo más elevado del condensador principal será utilizada como referencia para el valor máximo. En este caso sería necesario conocer las dimensiones del condensador principal y las cotas de instalación del mismo, por lo tanto, para este estudio conceptual se considera la elevación  $10.15$  m como el valor máximo, dicha elevación es consistente con el diseño típico de centrales nucleares en las cuales el condensador principal se encuentra ubicado por debajo del nivel normal del suelo. De tal manera que finalmente se obtiene que la cabeza estática de:

$$Cab \text{ Estática} = 10.15 - (-2.3)$$

$$Cab \text{ Estática} = 12.45 \text{ m} \times 3.281 \frac{ft}{m}$$

$$Cab \text{ Estática} = 40.84 \text{ ft} \approx 41 \text{ ft}$$

Para el caso de las torres de enfriamiento, la altura recomendada para el bacín de la torre de acuerdo con los diseñadores de torres es de 2 ft, adicionalmente, se debe considerar el sumidero del bacín que es de donde succionarán las bombas del sistema, dicho sumidero debe tener altura suficiente para satisfacer los requerimientos hidráulicos específicos de la bomba a instalar. Un valor de requerimiento común para bombas verticales de gran tamaño es de 7 ft (bombas del CW en Laguna Verde). De donde se concluye una altura en la succión de 9 ft para las bombas del CW.

El valor de caída de presión total en la torre de enfriamiento será utilizado dentro del cálculo de la cabeza estática del circuito, dicho valor de caída de presión total en la torre debe considerar tanto la altura normal recomendada o elegida para la entrada del agua caliente, además de la caída correspondiente al sistema de distribución del agua en la torre.

Considerando el flujo de agua de circulación asociado al condensador del tipo multipresión (600,000 gpm), utilizaremos un valor de caída de presión asociado al sistema de distribución del agua en la torre es de 10 ft, mientras que la altura en la cual entra la tubería del agua caliente a la torre es de 35 ft y 45 ft para las torres mecánicas y de tiro natural, respectivamente.

Mientras que para el caso del flujo de agua de circulación asociado al condensador de una presión (1,200,000 gpm), debido al incremento en el flujo de circulación, el valor de caída de presión para el sistema de distribución del agua considerado es de 20 ft, mientras que las alturas de entrada de la tubería de agua caliente a la torre son similares a las utilizadas para el caso del condensador multipresión.

Por otro lado, en lo que respecta al circuito abierto con torres de enfriamiento auxiliares, el punto más alto del sistema deja de ser el tubo más elevado del condensador principal y se convierte en la línea de entrada del agua caliente a la torre, mientras que el valor más bajo registrado en la dársena de -2.3 (-7.54 ft) m es aplicable debido a que la succión es directamente del Golfo de México.

De tal manera que el valor correspondiente a cabeza estática considerando el condensador multipresión es de:

Para las torres de tiro natural,  $45 \text{ ft} + 10 \text{ ft} + 9 \text{ ft} = 64 \text{ ft}$

Para las torres de tiro mecánico,  $35 \text{ ft} + 10 \text{ ft} + 9 \text{ ft} = 54 \text{ ft}$

Para las torres auxiliares,  $25 \text{ ft} + 10 \text{ ft} + 7.54 = 42.54 \text{ ft}$

Y en lo que respecta al valor de cabeza estática para el condensador de una presión:

Para las torres de tiro natural,  $45 \text{ ft} + 20 \text{ ft} + 9 \text{ ft} = 74 \text{ ft}$

Para las torres de tiro mecánico,  $35 \text{ ft} + 20 \text{ ft} + 9 \text{ ft} = 64 \text{ ft}$

Para las torres auxiliares,  $25 \text{ ft} + 20 \text{ ft} + 7.54 = 52.54 \text{ ft}$

#### Circuito del UHS/RSW

Para el caso del circuito abierto, y que extrae agua del golfo a través de la obra de toma, se considera en el diseño el nivel mínimo registrado de  $-2.3 \text{ m}$  ó  $-7.54 \text{ ft}$  (capítulo 1) dentro de la dársena, mientras que la referencia de la altura del tubo más elevado del condensador principal será utilizada como referencia para el valor máximo. En este caso sería necesario conocer las cotas de instalación del intercambiador del RSW, por lo tanto para este estudio conceptual se considera que el intercambiador se instala en la elevación  $15.00 \text{ m}$ . De tal manera que finalmente se obtiene que la cabeza estática de:

$$Cab \text{ Estática} = 15.00 - (-2.3)$$

$$Cab \text{ Estática} = 17.3 \text{ m} \times 3.281 \frac{ft}{m}$$

$$Cab \text{ Estática} = 56.7 \text{ ft} \approx 57 \text{ ft}$$

Para el caso de la torre de enfriamiento, el valor de elevación de tubo en la entrada a la torre y de elevación del bacín es similar al de la torre del sistema CW, sin embargo, la caída asociada al

circuito de distribución dentro de la torre disminuye a una caída aproximada de 2 ft, de lo cual se obtiene que el total de la cabeza estática es:

$$35 \text{ ft} + 2 \text{ ft} + 9 \text{ ft} = 46 \text{ ft}$$

#### BOMBAS DE REPUESTOS PARA TORRES DEL CW Y UHS/RSW

Para los circuitos cerrados, cuyas torres de enfriamiento requieren el agua de repuesto, la cabeza estática para dichas bombas considera el nivel mínimo registrado en la dársena de -2.3 m (recordemos que el agua de repuesto es agua de mar del golfo de México) y considera también el nivel más alto que corresponde a la entrada de la tubería de agua de repuesto a la torre. El agua de repuesto puede ser descargada directamente al bacín de la torre o puede ser inyectado en cualquier punto del circuito de agua de circulación, en este caso consideraremos la inyección directa al bacín de la torre, de manera que al estar ubicada la torre al nivel de referencia de la planta de 10.15 m, ese será el valor de altura a considerar para la bomba de agua de repuesto. De manera tal que la cabeza estática es:

$$Cab \text{ Estática} = 10.15 - (-2.3)$$

$$Cab \text{ Estática} = 12.45 \text{ m} \times 3.281 \frac{ft}{m}$$

$$Cab \text{ Estática} = 40.84 \text{ ft} \approx 41 \text{ ft}$$

#### BOMBAS DE AGUA DE PURGA

En el caso de las bombas para el agua de purga, dependiendo particularmente de la instalación en el sitio, es incluso probable que no sea necesario la instalación de una bomba per se, ya que el agua de purga fluye desde el bacín de la torre o desde la línea de retorno del agua de circulación hacia la descarga de agua en el Golfo de México. En el caso de estudio, se ha considerado la instalación de bomba de agua de purga debido a la longitud de las tuberías de purgado y su pérdida de fricción asociada, que es mayor que la diferencia de alturas existentes entre el bacín y la descarga. Podemos considerar que la línea de purga se encuentra instalada cerca del fondo del

bacín de la torre, es decir, 2 ft por debajo del nivel 10.15 m, y que la descarga será sobre el nivel máximo registrado del agua de mar de +1.16 m (se toma como referencia aunque la descarga es en un punto independiente a la succión). Es importante aclarar que en este caso la descarga se encuentra en un punto más bajo que la succión, motivo por el que se le asigna signo negativo a la diferencia de presión por cabeza estática, lo cual significa que la diferencia de alturas ayuda a la descarga del fluido.

$$Cab\ Estática = (10.15 \times 3.281) - 2 - (1.16 \times 3.281)$$

$$Cab\ Estática = -27.5\ ft$$

## A.5 Cálculos del Factor de Nivelación

Como se ha indicado en el capítulo 3, tanto el costo de la electricidad como la tasa de costos fijos se irá incrementando con el tiempo, por tal motivo es necesario calcular un valor único que es representativo de dicho incremento con el tiempo para determinada tasa nominal de descuento, tasa de escalación y periodo determinado para el proyecto.

La fórmula a utilizar para calcular dicho factor de nivelación es la siguiente<sup>46</sup>:

$$\text{Factor de Nivelación (LF)} = \left[ \frac{(1 + d')^n - 1}{d' \cdot (1 + d')^n} \right] \cdot \left[ \frac{d \cdot (1 + d)^n}{(1 + d)^n - 1} \right]$$

En donde **d** es la tasa nominal de descuento, **n** corresponde al número de años del periodo que se está evaluando y **d'** corresponde a la tasa real de descuento o tasa de descuento equivalente considerando inflación, la cual es calculada mediante la fórmula:

$$d' = \frac{d - e}{1 + e}$$

En donde la **e** corresponde al valor de la tasa de inflación.

---

<sup>46</sup> Renewable and efficient electric power systems, Gilbert M. Masters, Wiley-Interscience.

Para el cálculo del factor de nivelación utilizaremos los parámetros definidos previamente, definidos en el capítulo 3, donde tenemos:

<b>d'</b>	<b>Tasa real de descuento</b>	<b>%</b>	<b>12</b>
<b>e</b>	<b>Tasa de escalación</b>	<b>%</b>	<b>3</b>
<b>n</b>	<b>Vida de Planta</b>	<b>Años</b>	<b>60</b>

Tabla A.B: Parámetros Económicos

Primero es necesario calcular la tasa nominal de descuento:

$$d' = \frac{d - e}{1 + e}$$

$$d = [d' \cdot (1 + e)] + e$$

$$d = [0.12 \cdot (1 + 0.03)] + 0.03$$

$$d = 0.1536$$

Ahora se procede a calcular el factor de nivelación:

$$\text{Factor de Nivelación (LF)} = \left[ \frac{(1 + 0.12)^{60} - 1}{0.12 \cdot (1 + 0.12)^{60}} \right] \cdot \left[ \frac{0.1536 \cdot (1 + 0.1536)^{60}}{(1 + 0.1536)^{60} - 1} \right]$$

$$\text{Factor de Nivelación (LF)} = 1.2788$$

Una vez que ya se ha calculado el Factor de Nivelación, se procede a calcular el costo de la electricidad y también la tasa nivelada de costos fijos, de tal manera que:

$$\text{Costo Nivelado de la Electricidad} = 0.091 * 1.2788$$

$$\text{Costo Nivelado de Electricidad} = 0.1163 \text{ USD/kWh}$$

$$\text{Tasa Nivelada de costos fijos} = 12\% * 1.2788$$

$$\text{Tasa Nivelada de costos fijos} = 15.34\%$$



## **A.6 Análisis de Sensibilidad**

Como complemento a la evaluación comparativa realizada en los capítulos 3 y 4, y con el objetivo de verificar que tan sensibles son los resultados mostrados en las tablas maestras ante la variación de algunos de los parámetros más importantes considerados en la evaluación de las alternativas se procede a realizar un estudio de sensibilidad en el cual se incrementarán y reducirán en porcentajes de 2.5%, 5% y 7.5% los siguientes parámetros:

- a) El factor de capacidad para el cual originalmente se utiliza un valor de 85%.
- b) El precio de venta nivelado de la energía eléctrica, se utiliza un valor base de 0.1163 USD/kWh.
- c) Total de costos directos, el cual varía dependiendo de cada una de las alternativas evaluadas en las tablas maestras.

A manera ilustrativa el análisis de sensibilidad se realizará para el reactor ABWR, y en específico para el sistema de agua de circulación considerando un condensador multipresión, por lo cual la tabla 3.H es la referencia de la condición original de la evaluación y a continuación en los siguientes puntos se incluyen tablas que muestran los resultados obtenidos ante la variación de los parámetros identificados anteriormente.

Los casos referenciados en las siguientes tablas son consistentes con los utilizados en el capítulo 3, a incluye su descripción como recordatorio:

- Casos 1A y 1B: Circuito Cerrado con Torre de Enfriamiento de Tiro Natural
- Casos 2A y 2B: Circuito Cerrado con Torre de Enfriamiento de Tiro Mecánico
- Casos 3A, 3B y 3C: Circuito Abierto utilizando Torres de Enfriamiento Auxiliar

### **A.6.1 Análisis de Sensibilidad: Factor de capacidad**

Primeramente se procederá a realizar el análisis de sensibilidad variando el parámetro correspondiente al factor de capacidad, el valor base utilizado en la evaluación es del 85%. Para este caso se utilizará un incremento y decremento directo sobre el porcentaje de factor de planta

en escalones del 2.5% y del 5%. A continuación en la tabla A.C se muestran los resultados obtenidos al incrementar y reducir el factor de planta en los porcentajes establecidos.

De acuerdo con el análisis realizado la opción con mayor ingreso neto continúa siendo el circuito abierto con torre de enfriamiento auxiliar, y podemos observar que con el incremento de factor de planta aumenta más rápidamente el valor presente para el caso de las torres de tiro natural que para las torres de tiro mecánico.

Factor de Planta	Valor Presente de Ingresos Netos						
	1A	1B	2A	2B	3A	3B	3C
<b>80.0%</b>	8,287	8,316	8,343	8,389	8,448	8,450	<b>8,441</b>
<b>82.5%</b>	8,563	8,596	8,618	8,666	8,725	8,727	<b>8,717</b>
<b>85.0%</b>	8,840	8,876	8,892	8,943	9,002	9,004	<b>8,994</b>
<b>87.5%</b>	9,117	9,155	9,166	9,220	9,279	9,282	<b>9,271</b>
<b>90.0%</b>	<b>9,394</b>	<b>9,435</b>	<b>9,441</b>	<b>9,497</b>	<b>9,556</b>	<b>9,559</b>	<b>9,548</b>

Tabla A.C: Análisis de Sensibilidad: Factor de capacidad

### A.6.2 Análisis de Sensibilidad: Costo de venta nivelado de electricidad

En lo que respecta al costo de venta de la electricidad se utiliza un costo nivelado de 0.1163 USD/kWh, de tal manera que en este análisis de sensibilidad se utilizará un costo máximo de 0.125 USD/kWh y un costo mínimo de 0.107 USD/kWh, es decir, se considera una variación de hasta un 7.5%, para finalmente obtener los resultados que se muestran en la tabla A.D.

De acuerdo con el análisis realizado la opción con mayor ingreso neto continúa siendo el circuito abierto con torre de enfriamiento auxiliar, podemos observar que el incremento del costo nivelado de electricidad al ser un factor que incrementa el ingreso neto de manera directa entonces la comparación de alternativas no se ve afectada por la variación de dicho parámetros.

Costo electricidad USD/kWh	Valor Presente de Ingresos Netos						
	1A	1B	2A	2B	3A	3B	3C
<b>0.1076</b>	8,136	8,164	8,194	8,239	8,297	8,300	<b>8,290</b>
<b>0.1105</b>	8,371	8,401	8,427	8,473	8,532	8,535	<b>8,525</b>
<b>0.1134</b>	8,605	8,638	8,659	8,708	8,767	8,769	<b>8,760</b>
<b>0.1163</b>	8,840	8,876	8,892	8,943	9,002	9,004	<b>8,994</b>
<b>0.1192</b>	9,075	9,113	9,125	9,178	9,237	9,239	<b>9,229</b>
<b>0.1221</b>	9,309	9,350	9,357	9,413	9,472	9,474	<b>9,464</b>
<b>0.1250</b>	<b>9,544</b>	<b>9,587</b>	<b>9,590</b>	<b>9,648</b>	<b>9,707</b>	<b>9,709</b>	<b>9,699</b>

Tabla A.D: Análisis de Sensibilidad: Costo de venta nivelado de electricidad

### A.6.3 Análisis de Sensibilidad: Total de costos directos

Finalmente el último parámetro a modificar como parte del análisis de sensibilidad corresponde al total de los costos directos para cada una de las alternativas que se están evaluando, una vez más el incremento y decremento se realizará en los porcentajes previamente establecidos en la sección A.6, los resultados finales se muestran a continuación en la tabla A.E.

De acuerdo con el análisis realizado la opción con mayor ingreso neto continúa siendo el circuito abierto con torre de enfriamiento auxiliar, en el análisis podemos observar que el incremento en los costos directos impacta de manera más drástica la opción de torre de enfriamiento de tiro natural, al ser una opción de costos directos más elevados, con lo cual las opciones de torres de enfriamiento mecánicas se vuelven más convenientes ante un incremento porcentual sobre los costos directos.

Factor de Planta	Valor Presente de Ingresos Netos						
	1A	1B	2A	2B	3A	3B	3C
<b>-7.5%</b>	8,883	8,923	8,925	8,979	9,033	9,036	<b>9,026</b>
<b>-5.0%</b>	8,869	8,907	8,914	8,967	9,023	9,025	<b>9,015</b>
<b>-2.5%</b>	8,854	8,891	8,903	8,955	9,012	9,015	<b>9,005</b>
<b>Referencia</b>	8,840	8,876	8,892	8,943	9,002	9,004	<b>8,994</b>
<b>2.5%</b>	8,826	8,860	8,881	8,931	8,991	8,994	<b>8,984</b>
<b>5.0%</b>	8,812	8,844	8,870	8,919	8,981	8,984	<b>8,973</b>
<b>7.5%</b>	<b>8,797</b>	<b>8,828</b>	<b>8,859</b>	<b>8,907</b>	<b>8,970</b>	<b>8,973</b>	<b>8,963</b>

Tabla A.E: Análisis de Sensibilidad: Total de costos directos

## A.7 Calculo de temperatura de bulbo húmedo

Como se ha indicado en la sección 3.4.1 los datos meteorológicos disponibles contienen, para un mismo momento, los valores de la temperatura de bulbo seco (DB) y la temperatura de punto de rocío, por lo que se generó un algoritmo para calcular la temperatura de bulbo húmedo, que es uno de los datos de entrada para el diseño y dimensionamiento de las torres de enfriamiento.

La temperatura de bulbo húmedo es calculada utilizando un proceso iterativo, y haciendo uso del siguiente algoritmo<sup>47</sup> se procede a calcular la presión de vapor utilizando la temperatura de bulbo seco medida y una temperatura de bulbo húmedo supuesta.

$$P = P_w - [0.000660 \cdot (1 + 0.00115 \cdot T_w) \cdot (T - T_w) \cdot SP]$$

Dónde:

<sup>47</sup> [http://stuff.mit.edu/afs/athena/project/weather/INFO/Frequently\\_Asked\\_Questions-temp-dewpoint](http://stuff.mit.edu/afs/athena/project/weather/INFO/Frequently_Asked_Questions-temp-dewpoint)

$P_w$ = Presión de saturización (kPa) a la temperatura de bulbo húmedo.

$T_w$ = Temperatura de bulbo húmedo °C

$T$ = Temperatura de bulbo seco °C

$SP$ = presión atmosférica (kPa) a la elevación utilizada, en este caso 101.325 kPa

El resultado obtenido para la presión de vapor es comparado con el valor verdadero de la presión de vapor utilizando el punto de rocío, el proceso es iterativo y se repite hasta que la diferencia entre las temperaturas de bulbo húmedo supuestas sean menores a 0.01 °C. Finalmente con esto se obtiene la temperatura de bulbo húmedo correspondiente a las condiciones de temperatura de bulbo seco y de punto de rocío medidas.

## ANEXO B

### Arreglos de Planta y Caída de Presión

Figura B.1 Arreglo de reactor ABWR con Circuito cerrado con Torre de Enfriamiento de tiro Natural (Condensador Multipresión)

Figura B.2 Arreglo de reactor ABWR con Circuito Cerrado con Torre de Enfriamiento de tiro mecánico (Condensador Multipresión)

Figura B.3 Arreglo de reactor ABWR con Circuito Abierto utilizando Torres de Enfriamiento auxiliar (Condensador Multipresión)

Figura B.4 Arreglo de reactor ABWR con Circuito Cerrado con Torres de Enfriamiento de tiro mecánico (condensador de una presión)

Figura B.5 Arreglo de reactor ABWR con Circuito Abierto de un solo paso (condensador de una presión)

Figura B.6 Arreglo de reactor AP-1000 con Circuito cerrado con Torre de Enfriamiento de tiro Natural (Condensador Multipresión)

Figura B.7 Arreglo de reactor AP-1000 con Circuito Cerrado con Torre de Enfriamiento de tiro mecánico (Condensador Multipresión)

Figura B.8 Arreglo de reactor AP-1000 con Circuito Abierto utilizando Torres de Enfriamiento auxiliar (Condensador Multipresión)

Figura B.9 Arreglo de reactor AP-1000 con Circuito Cerrado con Torres de Enfriamiento de tiro mecánico (condensador de una presión)

Figura B.10 Arreglo de reactor AP-1000 con Circuito Abierto de un solo paso (condensador de una presión)

Tabla B.A Caída de Presión por fricción en tuberías del Circuito cerrado con Torre de Enfriamiento de Tiro Natural (Condensador Multipresión)

Tabla B.B Caída de Presión por fricción en tuberías del Circuito Cerrado con Torre de Enfriamiento de tiro mecánico (Condensador Multipresión)

Tabla B.C Caída de Presión por fricción en tuberías del Circuito Abierto utilizando Torres de Enfriamiento auxiliar (Condensador Multipresión)

Tabla B.D Caída de Presión por fricción en tuberías del Circuito Cerrado con Torres de Enfriamiento de tiro mecánico (condensador de una presión)

Tabla B.E Caída de Presión por fricción en tuberías del Circuito Abierto de un solo paso (condensador de una presión)

Tabla B.F Caída de Presión por fricción en tuberías del UHS/RSW con Circuito Cerrado con torre de enfriamiento de tiro mecánico

Tabla B.G Caída de Presión por fricción en tuberías del UHS/RSW con Circuito Abierto de un solo paso





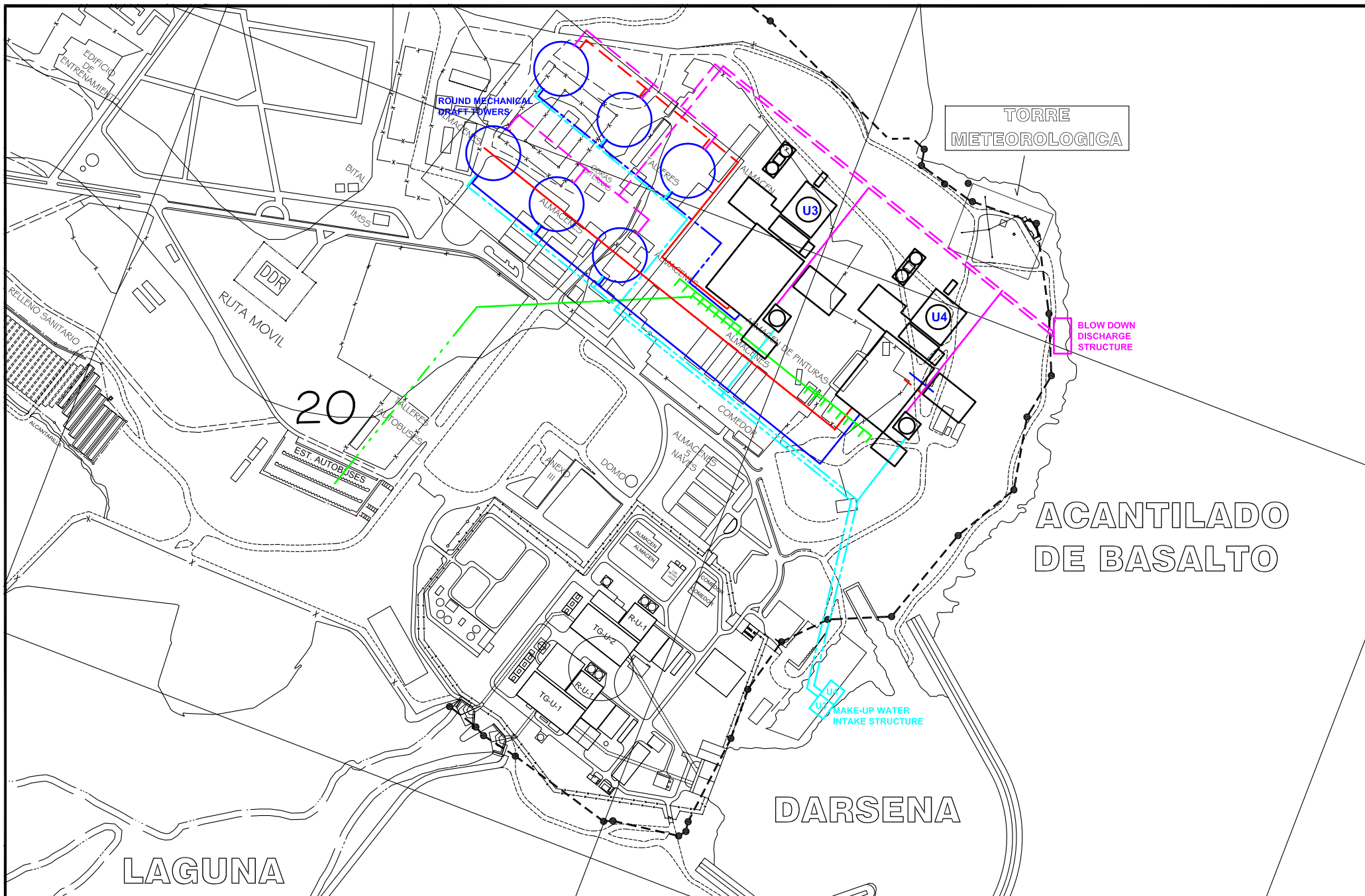


Figura B.2 Arreglo de reactor ABWR con Circuito Cerrado con Torre de Enfriamiento de tiro mecánico (Condensador Multipresión)

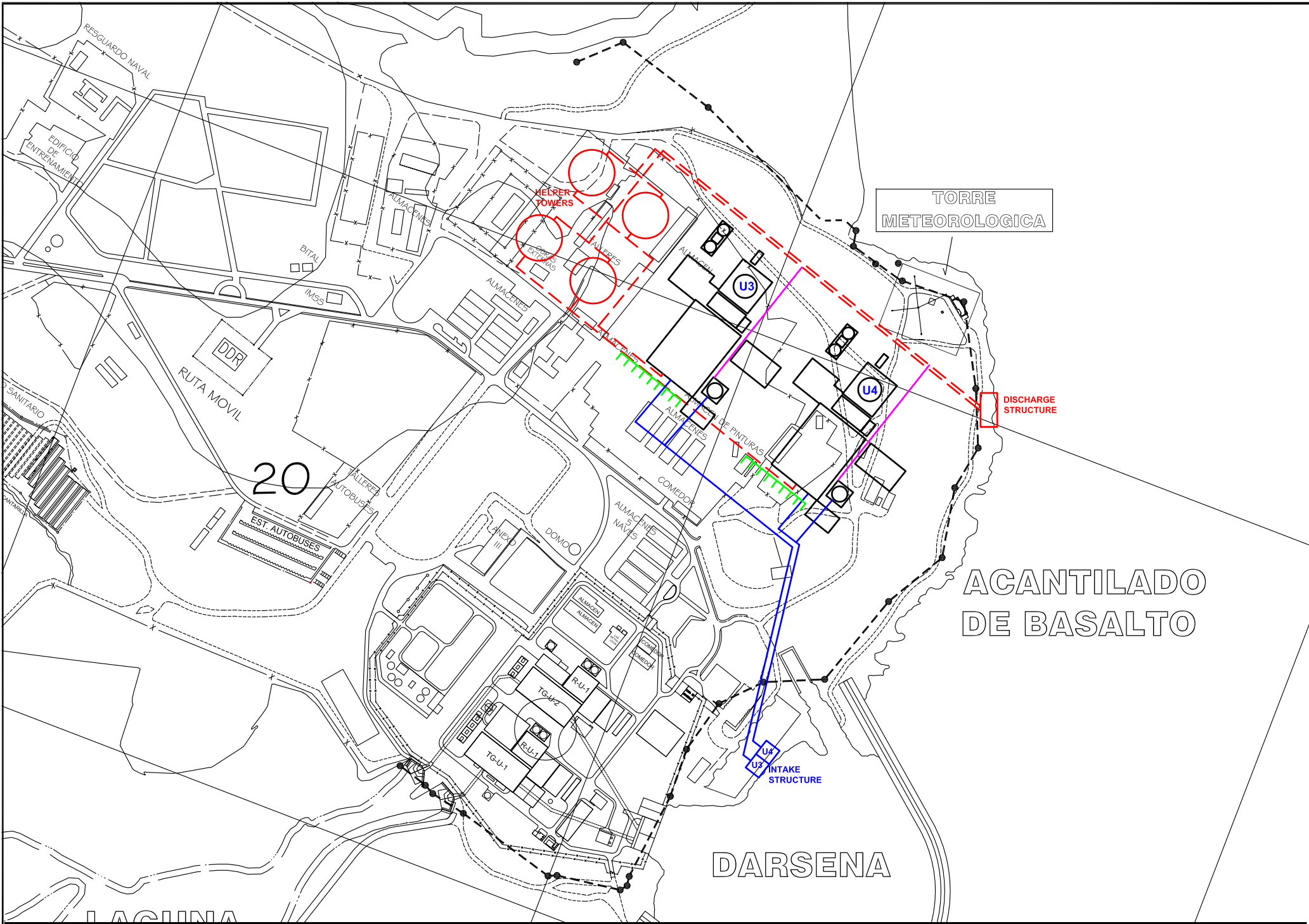


Figura B.3 Arreglo de reactor ABWR con Circuito Abierto utilizando Torres de Enfriamiento auxiliar (Condensador Multipresión)



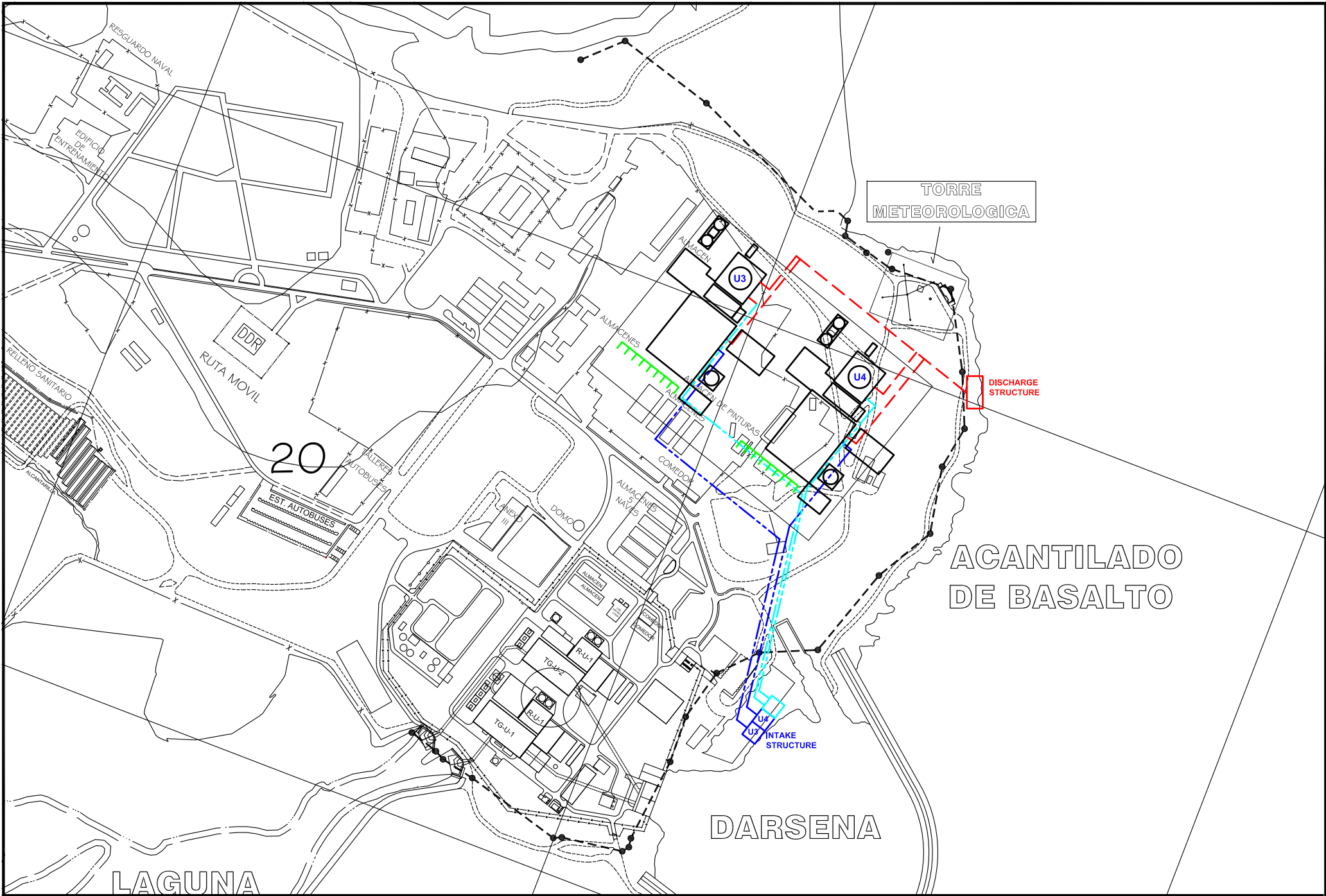


Figura B.5 Arreglo de reactor ABWR con Circuito Abierto de un solo paso (Condensador de una presión)

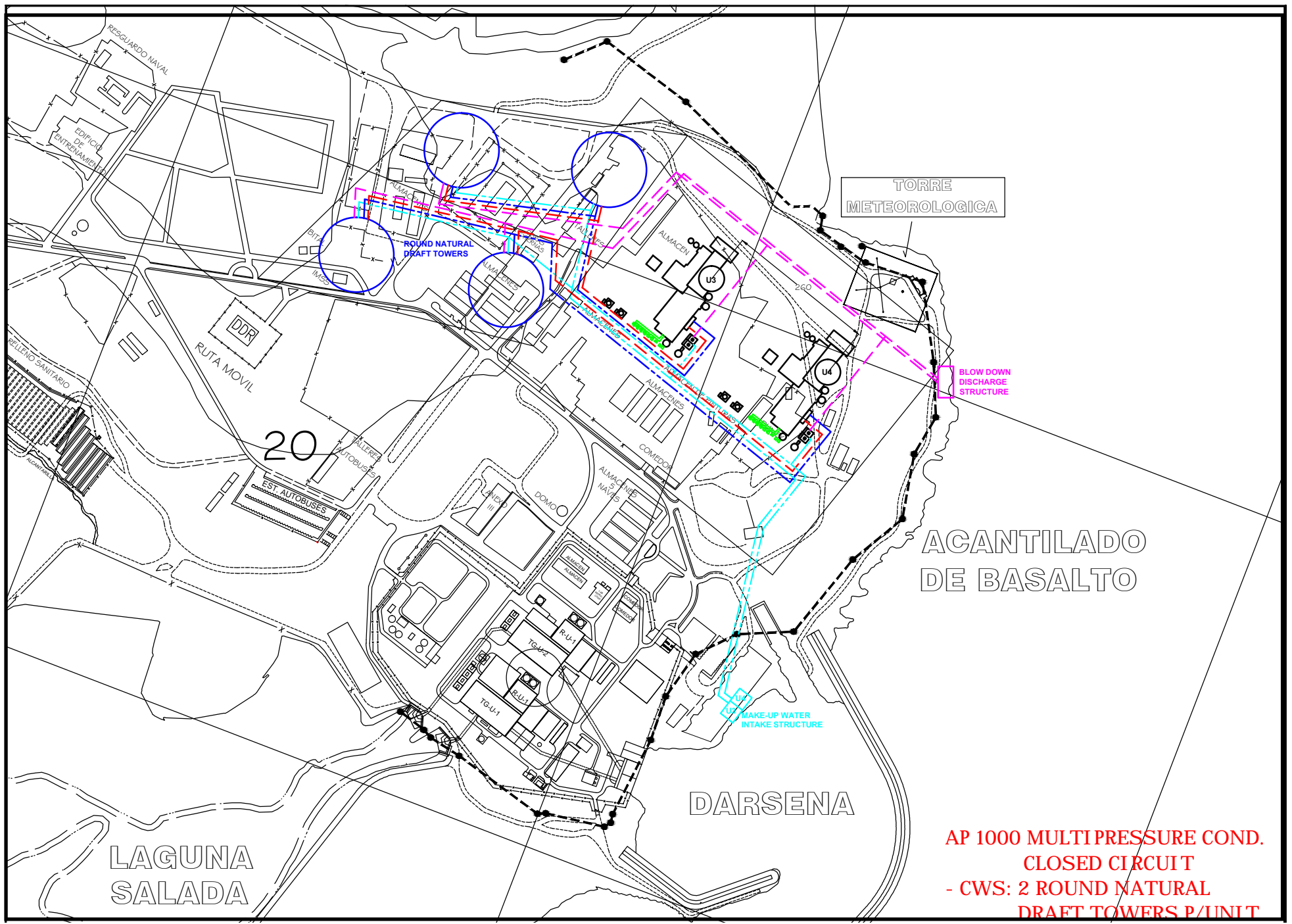


Figura B.6 Arreglo de reactor AP-1000 con Circuito cerrado con Torre de Enfriamiento de tiro Natural (Condensador Multipresión)

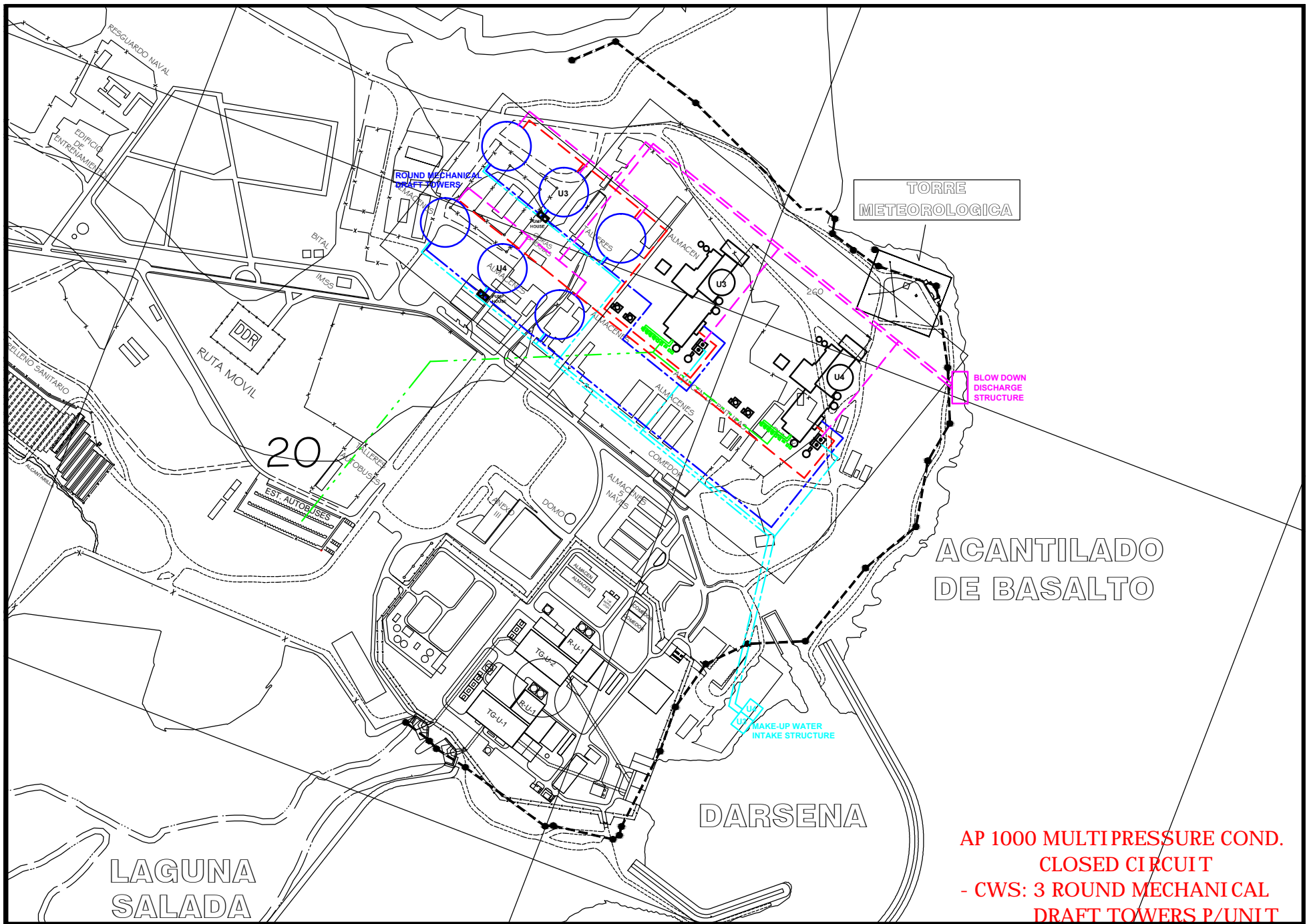


Figura B.7 Arreglo de reactor AP-1000 con Circuito Cerrado con Torre de Enfriamiento de tiro mecánico (Condensador Multipresión)

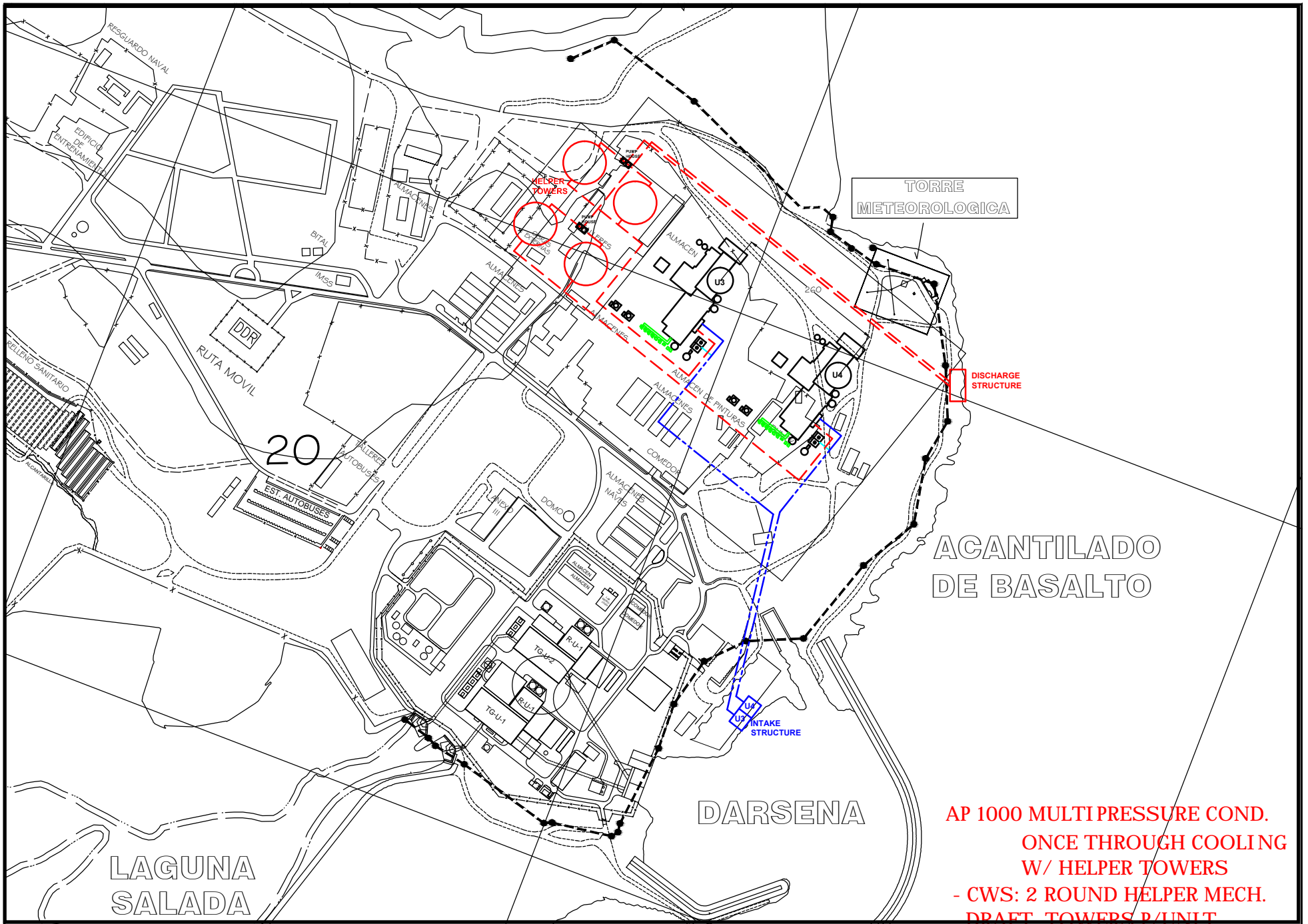


Figura B.8 Arreglo de reactor AP-1000 con Circuito Abierto utilizando Torres de Enfriamiento auxiliar (Condensador Multipresión)

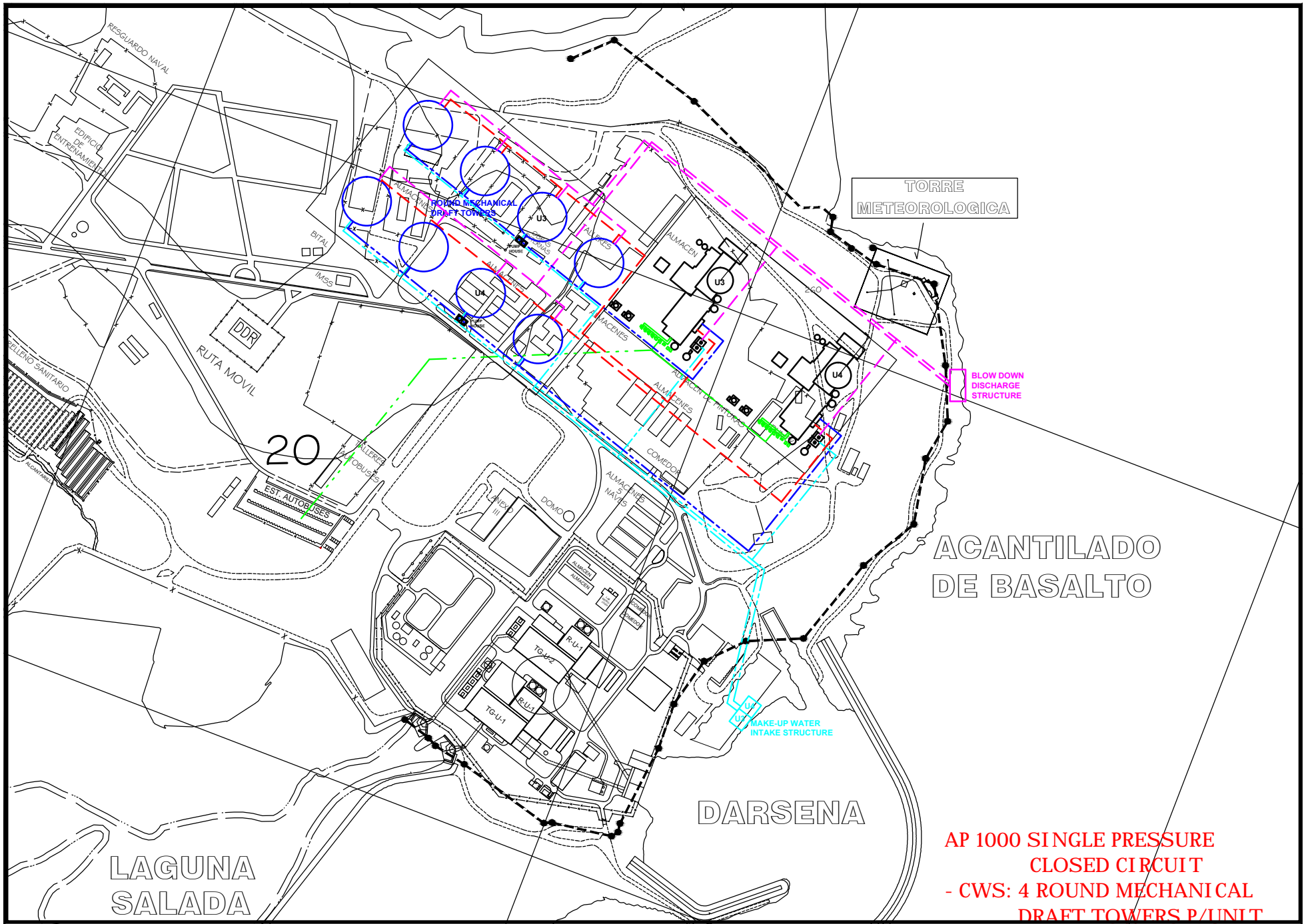


Figura B.9 Arreglo de reactor AP-1000 con Circuito Cerrado con Torres de Enfriamiento de tiro mecánico (condensador de una presión)



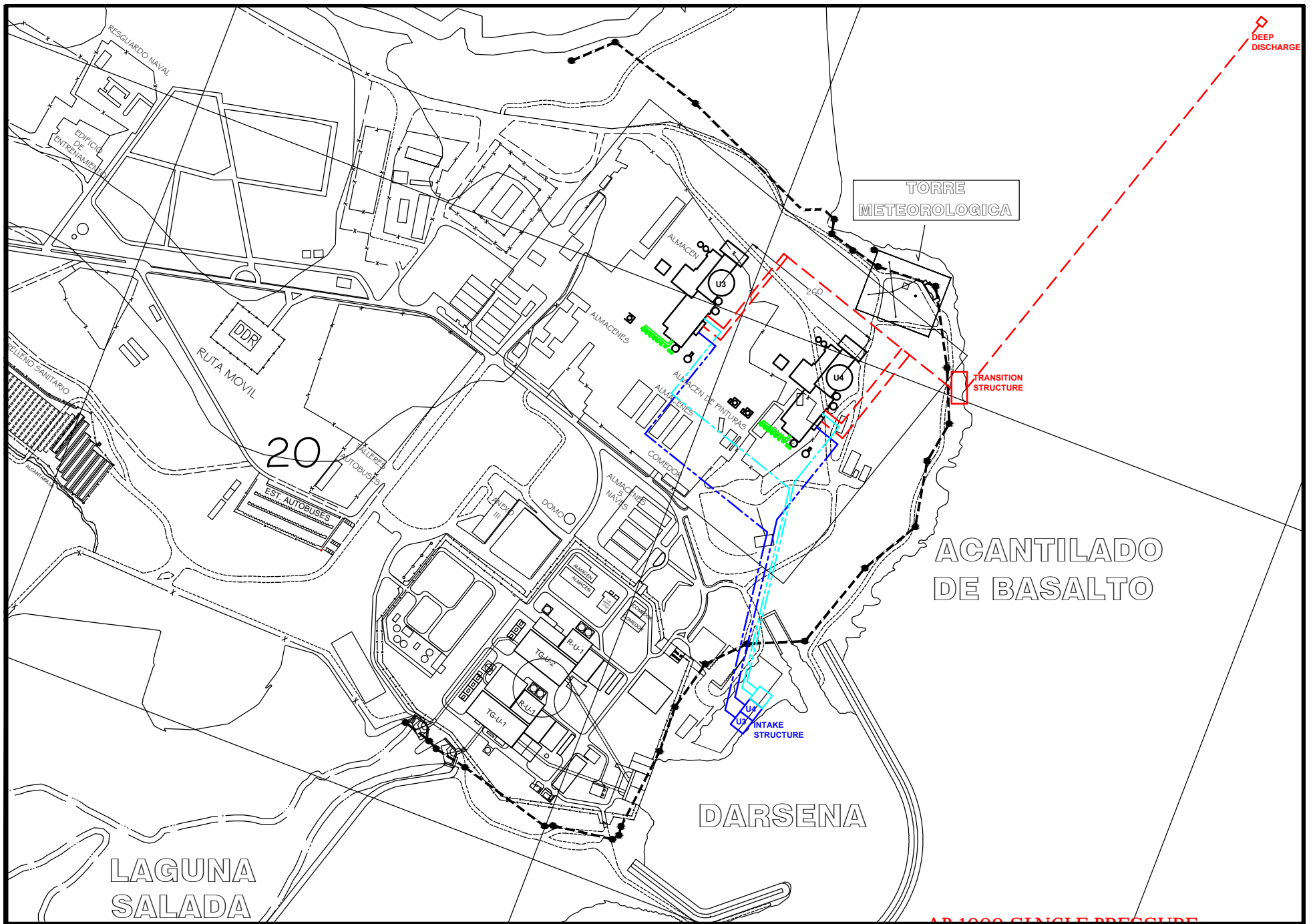


Figura B.10 Arreglo de reactor AP-1000 con Circuito Abierto de un solo paso (condensador de una presión)

TUBERIA DEL CW		TUBERIA DE REPUESTO		TUBERIA DE PURGADO	
Flujo, GPM	600,000	Flujo, GPM	21,744	Flujo, GPM	7,128
diámetro tubería, in	168	diámetro tubería, in	32	diámetro tubería, in	20
densidad, lb/ft <sup>3</sup>	<b>61.9855</b>	densidad, lb/ft <sup>3</sup>	<b>61.9855</b>	densidad, lb/ft <sup>3</sup>	<b>61.9855</b>
viscosidad absoluta, Cp	<b>0.125</b>	viscosidad absoluta	<b>0.125</b>	viscosidad absoluta	<b>0.125</b>
velocidad, ft/seg	<b>8.684</b>	velocidad, ft/seg	<b>8.674</b>	velocidad, ft/seg	<b>7.279</b>
Reynolds, Re	89,613,322.86	Reynolds, Re	17,049,830.81	Reynolds, Re	8,942,692.71
Rugosidad relativa A-21b	0.000012	Rugosidad relativa A-21b	0.000062	Rugosidad relativa A-21b	0.00010
factor de fricción A-22b	<b>0.0083</b>	factor de fricción A-22b	<b>0.011</b>	factor de fricción A-22b	<b>0.012</b>
Longitud de tubería recta, ft	7618.09	Longitud de tubería recta	4639.98	Longitud de tubería recta	4304.84
hL, por tub recta en ft	<b>5.289</b>	hL, por tub recta en ft	<b>22.362</b>	hL, por tub recta en ft	<b>25.503</b>
	5.288		22.358		25.499
	5.290		22.367		25.508
<b># ACCESORIOS</b>		<b># ACCESORIOS</b>		<b># ACCESORIOS</b>	
11 Codos 90°	2.739	9 Codos 90°	2.970	8 Codos 90°	2.880
2 Codos 45°	0.266	2 Codos 45°	0.352	1 Codos 45°	0.192
4 Salida de Tubería	4.000	2 Salida de Tubería	2.000	1 Salida de Tubería	1.000
3 Válvulas de Mariposa	0.374	1 Válvulas de Mariposa	0.220	2 Válvulas de Mariposa	0.600
1 Conexión en "T"	0.498	1 Conexión en "T"	0.660	2 Conexión en "T"	1.440
K equivalente	7.876	K equivalente	6.202	K equivalente	6.112
hL, por accesorios	9.223	hL, por accesorios	7.246	hL, por accesorios	5.029
<b>hL, total en ft</b>	<b>14.512</b>	<b>hL, total en ft</b>	<b>29.608</b>	<b>hL, total en ft</b>	<b>30.533</b>
<b>hL, total en ft + 10%</b>	<b>15.963</b>	<b>hL, total en ft + 10%</b>	<b>32.569</b>	<b>hL, total en ft + 10%</b>	<b>33.586</b>

Tabla B.A Caída de Presión por fricción en tuberías del Circuito cerrado con Torre de Enfriamiento de Tiro Natural (Condensador Multipresión)

TUBERIA DEL CW		TUBERIA DE REPUESTO		TUBERIA DE PURGADO	
Flujo, GPM	600,000	Flujo, GPM	21,744	Flujo, GPM	7,128
diámetro tubería, in	168	diámetro tubería, in	32	diámetro tubería, in	20
densidad, lb/ft <sup>3</sup>	<b>61.9855</b>	densidad, lb/ft <sup>3</sup>	<b>61.9855</b>	densidad, lb/ft <sup>3</sup>	<b>61.9855</b>
viscosidad absoluta, Cp	<b>0.125</b>	viscosidad absoluta	<b>0.125</b>	viscosidad absoluta	<b>0.125</b>
velocidad, ft/seg	<b>8.684</b>	velocidad, ft/seg	<b>8.674</b>	velocidad, ft/seg	<b>7.279</b>
Reynolds, Re	89,613,322.86	Reynolds, Re	17,049,830.81	Reynolds, Re	8,942,692.71
Rugosidad relativa A-21b	0.000012	Rugosidad relativa A-21b	0.000062	Rugosidad relativa A-21b	0.00010
factor de fricción A-22b	<b>0.0083</b>	factor de fricción A-22b	<b>0.011</b>	factor de fricción A-22b	<b>0.012</b>
Longitud de tubería recta, ft	6400.00	Longitud de tubería recta	3900.00	Longitud de tubería recta	4150.00
hL, por tub recta en ft	<b>4.443</b>	hL, por tub recta en ft	<b>18.796</b>	hL, por tub recta en ft	<b>24.586</b>
	4.442		18.792		24.581
	4.444		18.800		24.591
<b># ACCESORIOS</b>		<b># ACCESORIOS</b>		<b># ACCESORIOS</b>	
11 Codos 90°	2.739	9 Codos 90°	2.970	8 Codos 90°	2.880
0 Codos 45°	0.000	2 Codos 45°	0.352	0 Codos 45°	0.000
5 Salida de Tubería	5.000	5 Salida de Tubería	5.000	2 Salida de Tubería	2.000
3 Válvulas de Mariposa	0.374	1 Válvulas de Mariposa	0.220	1 Válvulas de Mariposa	0.300
2 Conexión en "T"	0.996	2 Conexión en "T"	1.320	1 Conexión en "T"	0.720
K equivalente	9.109	K equivalente	9.862	K equivalente	5.900
hL, por accesorios	10.666	hL, por accesorios	11.522	hL, por accesorios	4.855
<b>hL, total en ft</b>	<b>15.109</b>	<b>hL, total en ft</b>	<b>30.318</b>	<b>hL, total en ft</b>	<b>29.441</b>
<b>hL, total en ft + 10%</b>	<b>16.620</b>	<b>hL, total en ft + 10%</b>	<b>33.350</b>	<b>hL, total en ft + 10%</b>	<b>32.385</b>

Tabla B.B Caída de Presión por fricción en tuberías del Circuito Cerrado con Torre de Enfriamiento de tiro mecánico (Condensador Multipresión)

<b>TUBERIA DEL CW</b>		
	Flujo, GPM	600,000
	diametro tubería, in	168
	densidad, lb/ft <sup>3</sup>	<b>61.9855</b>
	viscosidad absoluta	<b>0.125</b>
	velocidad, ft/seg	<b>8.684</b>
	Reynolds, Re	89,613,322.86
	Rugosidad relativa A-21b	0.000012
	factor de fricción A-22b	<b>0.0083</b>
	Longitud de tubería recta, ft	7589.22
	hL, por tub recta en ft	<b>5.269</b>
		5.268
		5.270
<b>BYPASS</b>	Longitud de tubería recta, ft	<b>8069.216</b>
	hL, por tub recta en ft	<b>5.602</b>
	<b># ACCESORIOS</b>	
	11 Codos 90°	2.739
	2 Codos 45°	0.266
	4 Salida de Tubería	4.000
	3 Válvulas de Mariposa	0.374
	1 Conexión en "T"	0.498
	K equivalente	7.876
	hL, por accesorios	9.223
	<b>hL, por tubería en ft</b>	<b>14.492</b>
	<b>hL, total en ft + 10%</b>	<b>15.941</b>
<b>BYPASS</b>	<b>hL, por tubería en ft</b>	<b>14.825</b>
	<b>hL, total en ft + 10%</b>	<b>16.307</b>

Tabla B.C Caída de Presión por fricción en tuberías del Circuito Abierto utilizando Torres de Enfriamiento auxiliar (Condensador Multipresión)

TUBERIA DEL CW		TUBERIA DE REPUESTO		TUBERIA DE PURGADO	
Flujo, GPM	1,200,000	Flujo, GPM	20,707	Flujo, GPM	6,662
diametro tuberia, in	240	diametro tuberia, in	32	diametro tuberia, in	19
densidad, lb/ft3	<b>61.9855</b>	densidad, lb/ft3	<b>61.9855</b>	densidad, lb/ft3	<b>61.9855</b>
viscosidad absoluta, Cp	<b>0.125</b>	viscosidad absoluta	<b>0.125</b>	viscosidad absoluta	<b>0.125</b>
velocidad, ft/seg	<b>8.510</b>	velocidad, ft/seg	<b>8.261</b>	velocidad, ft/seg	<b>7.539</b>
Reynolds, Re	125,458,652.00	Reynolds, Re	16,236,701.92	Reynolds, Re	8,797,953.05
Rugosidad relativa A-21b	0.0000082	Rugosidad relativa A-21b	0.0000615	Rugosidad relativa A-21b	0.0001036
factor de friccion A-22b	<b>0.0082</b>	factor de friccion A-22b	<b>0.011</b>	factor de friccion A-22b	<b>0.0121</b>
Longitud de tuberia recta, ft	6400.00	Longitud de tuberia recta	3900.00	Longitud de tuberia recta	4150.00
hL, por tub recta en ft	<b>2.951</b>	hL, por tub recta en ft	<b>17.046</b>	hL, por tub recta en ft	<b>27.987</b>
	2.950		17.043		27.981
	2.952		17.049		27.992
<b># ACCESORIOS</b>		<b># ACCESORIOS</b>		<b># ACCESORIOS</b>	
14 Codos 90°	3.444	7 Codos 90°	2.310	9 Codos 90°	3.267
0 Codos 45°	0.000	4 Codos 45°	0.704	0 Codos 45°	0.000
3 Salida de Tuberia	3.000	1 Salida de Tuberia	1.000	2 Salida de Tuberia	2.000
3 Válvulas de Mariposa	0.369	5 Válvulas de Mariposa	1.100	5 Válvulas de Mariposa	1.513
5 Conexión en "T"	2.460	5 Conexión en "T"	3.300	6 Conexión en "T"	4.356
K equivalente	9.273	K equivalente	8.414	K equivalente	11.136
hL, por accesorios	10.429	hL, por accesorios	8.915	hL, por accesorios	9.826
<b>hL, total en ft</b>	<b>13.380</b>	<b>hL, total en ft</b>	<b>25.961</b>	<b>hL, total en ft</b>	<b>37.813</b>
<b>hL, total en ft + 10%</b>	<b>14.718</b>	<b>hL, total en ft + 10%</b>	<b>28.557</b>	<b>hL, total en ft + 10%</b>	<b>41.594</b>

Tabla B.D Caída de Presión por fricción en tuberías del Circuito Cerrado con Torres de Enfriamiento de tiro mecánico (condensador de una presión)

<b>TUBERIA DEL CW</b>	
Flujo, GPM	1,200,000
diametro tubería, in	240
densidad, lb/ft <sup>3</sup>	<b>61.9855</b>
viscosidad absoluta	<b>0.125</b>
velocidad, ft/seg	<b>8.510</b>
Reynolds, Re	125,458,652.00
Rugosidad relativa A-21b	0.0000082
factor de fricción A-22b	<b>0.0082</b>
Longitud de tubería recta, ft	5300.00
hL, por tub recta en ft	<b>2.444</b>
	2.443
	2.444
<b># ACCESORIOS</b>	
8 Codos 90°	1.968
2 Codos 45°	0.262
2 Salida de Tubería	2.000
3 Válvulas de Mariposa	0.369
3 Conexión en "T"	1.476
K equivalente	6.075
hL, por accesorios	6.833
<b>hL, por tubería en ft</b>	<b>9.276</b>
<b>hL, total en ft + 10%</b>	<b>10.204</b>

Tabla B.E Caída de Presión por fricción en tuberías del Circuito Abierto de un solo paso  
(condensador de una presión)

TUBERIA DEL RSW		TUBERIA DE REPUESTO		TUBERIA DE PURGADO	
Flujo, GPM	8,000.00	Flujo, GPM	304.00	Flujo, GPM	100.00
diametro tubería, in	24	diametro tubería, in	5	diametro tubería, in	3
densidad, lb/ft <sup>3</sup>	<b>61.9855</b>	densidad, lb/ft <sup>3</sup>	<b>61.9855</b>	densidad, lb/ft <sup>3</sup>	<b>61.9855</b>
viscosidad absoluta	<b>0.125</b>	viscosidad absoluta	<b>0.125</b>	viscosidad absoluta	<b>0.125</b>
velocidad, ft/seg	<b>5.674</b>	velocidad, ft/seg	<b>4.967</b>	velocidad, ft/seg	<b>4.539</b>
Reynolds, Re	8,363,910.13	Reynolds, Re	1,525,577.21	Reynolds, Re	836,391.01
Rugosidad relativa A-21b	0.000082	Rugosidad relativa A-21b	0.0003937	Rugosidad relativa A-21b	0.0006562
factor de fricción A-22b	<b>0.0114</b>	factor de fricción A-22b	<b>0.0165</b>	factor de fricción A-22b	<b>0.0179</b>
Longitud de tubería recta, ft	1000.00	Longitud de tubería recta	2500.00	Longitud de tubería recta	700.00
hL, por tub recta en ft	<b>2.849</b>	hL, por tub recta en ft	<b>37.931</b>	hL, por tub recta en ft	<b>16.033</b>
	2.849		37.924		16.030
	2.850		37.939		16.036
<b># ACCESORIOS</b>		<b># ACCESORIOS</b>		<b># ACCESORIOS</b>	
12 Codos 90°	4.104	4 Codos 90°	1.980	4 Codos 90°	2.148
0 Codos 45°	0.000	4 Codos 45°	1.056	0 Codos 45°	0.000
4 Salida de Tubería	4.000	2 Salida de Tubería	2.000	3 Salida de Tubería	3.000
3 Válvulas de Mariposa	0.513	2 Válvulas de Mariposa	0.660	1 Válvulas de Mariposa	0.448
0 Conexión en "T"	0.000	Conexión en "T"		0 Conexión en "T"	0.000
K equivalente	8.617	K equivalente	5.696	K equivalente	5.596
hL, por accesorios	4.307	hL, por accesorios	2.182	hL, por accesorios	1.790
<b>hL, por tubería en ft</b>	<b>7.156</b>	<b>hL, por tubería en ft</b>	<b>40.113</b>	<b>hL, por tubería en ft</b>	<b>17.823</b>
<b>hL, total en ft + 10%</b>	<b>7.872</b>	<b>hL, total en ft + 10%</b>	<b>44.125</b>	<b>hL, total en ft + 10%</b>	<b>19.605</b>

Tabla B.F Caída de Presión por fricción en tuberías del UHS/RSW con Circuito Cerrado con torre de enfriamiento de tiro mecánico

<b>TUBERIA DEL RSW</b>	
Flujo, GPM	8,000.00
diámetro tubería, in	24
densidad, lb/ft <sup>3</sup>	<b>61.9855</b>
viscosidad absoluta	<b>0.125</b>
velocidad, ft/seg	<b>5.674</b>
Reynolds, Re	8,363,910.13
Rugosidad relativa A-21b	0.000073
factor de fricción A-22b	<b>0.0114</b>
Longitud de tubería recta, ft	4200.00
hL, por tub recta en ft	<b>11.966</b>
	11.964
	11.968
<b># ACCESORIOS</b>	
10 Codos 90°	3.420
2 Codos 45°	0.365
4 Salida de Tubería	4.000
3 Válvulas de Mariposa	0.513
0 Conexión en "T"	0.000
K equivalente	8.298
hL, por accesorios	4.148
<b>hL, por tubería en ft</b>	<b>16.114</b>
<b>hL, total en ft + 10%</b>	<b>17.725</b>

Tabla B.G Caída de Presión por fricción en tuberías del UHS/RSW con Circuito Abierto de un solo paso