



11
27
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
"ZARAGOZA"

APLICACION DE LA INSTRUMENTACION Y EL
CONTROL DE PROCESO A EL REACTOR DE
UNA PLANTA NUCLEOELECTRICA.

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO QUIMICO
P R E S E N T A :
JOSE PEREZ GUTIERREZ

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

MEXICO, D.F.

1989



Universidad Nacional
Autónoma de México



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 está 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.

I N D I C E

	Página
LISTA DE FIGURAS.....	iv
LISTA DE TABLAS.....	vi
INTRODUCCION.....	vii
<u>CAPITULO I</u>	
1 DESCRIPCION DE LA PLANTA.....	1
1.1 Localización de la Planta y los Edificios que la Componen.....	1
1.2 Descripción de la Operación de la Planta.....	7
1.3 Proceso de Fisión Nuclear.....	8
1.4 Sistema Nuclear de Suministro de Vapor.....	13
1.5 Sistemas de Balance de Planta.....	15
<u>CAPITULO II</u>	
2 DESCRIPCION DE LOS DIFERENTES TIPOS DE REACTORES.....	18
2.1 Introducción.....	18
2.2 Clasificación de los Reactores Nucleares.....	22
2.2.1 Reactores de Agua Ligera.....	23
2.2.2 Reactor de Agua Pesada a Presión.....	33
2.2.3 Reactor de Alta Temperatura Enfrinado por Gas.....	36
2.2.4 Reactor Heterogéneo Tipo Canal Grafito-Agua.....	39
2.2.5 Reactores Rápidos Reproductores.....	43
2.3 Criterios de Selección del Reactor de Laguna Verde.....	47
2.4 El Reactor de Laguna Verde y sus Componentes.....	50
<u>CAPITULO III</u>	
3 REQUERIMIENTOS ESPECIALES EN UNA PLANTA NUCLEOELECTRICA	63
3.1 Introducción.....	63
3.2 Requerimientos de Separación Física y Eléctrica.....	64
3.3 Requerimientos de Diseño Sísmico.....	67
3.4 Requerimientos Ambientales.....	70
3.5 La Garantía de Calidad.....	73

<u>CAPITULO IV</u>	
4	INSTRUMENTACION DE LA VASIIJA DEL REACTOR..... 77
4.1	Introducción..... 77
4.2	Instrumentación de Proceso..... 79
4.2.1	Instrumentación de Flujo en la Vasija..... 82
4.2.2	Instrumentación de Nivel en la Vasija..... 89
4.2.3	Instrumentación de Presión..... 106
4.2.4	Instrumentación de Temperatura..... 111
4.3	Instrumentación Nuclear..... 115
4.3.1	Principios de Detección..... 119
4.3.2	Monitoreo de Rango Fuente..... 127
4.3.3	Monitoreo de Rango Intermedio..... 130
4.3.4	Monitoreo de Rango de Potencia Local..... 131
4.3.5	Monitoreo de Rango de Potencia Promedio..... 132
4.3.6	Monitoreo de Bloqueo de Barra..... 135
4.3.7	Monitoreo de Trazo y Calibración..... 136
<u>CAPITULO V</u>	
5	SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCION DEL REACTOR..... 139
5.1	Introducción.....
5.2	Sistema de Control de Agua de Alimentación al Reactor.. 143
5.2.1	Modos de Operación del Sistema de Control de Agua de Alimentación 146
5.3	Sistema de Control de presión del Reactor y Carga-Velocidad de la Turbina..... 149
5.4	Sistema de Control de Flujo de Recirculación..... 153
5.5	Sistema de Manejo de las Barras de Control..... 158
5.6	Sistema de Protección del Reactor..... 162
5.7	Perspectivas de la Instrumentación y el Control en el PHLV..... 164

	Página
CONCLUSIONES	171
APENDICE 1	
Sistemas de la Planta Nucleoeléctrica de Laguna Verde...	173
APENDICE 2	
Datos Técnicos de la Planta Nucleoeléctrica de Laguna Verde.....	184
APENDICE 3	
Hojas de Especificación de Instrumentos.....	188
APENDICE 4	
Modos de Control.....	192
BIBLIOGRAFIA.....	199

LISTA DE FIGURAS

	Página
Fig. 1.1 LOCALIZACION GEOGRAFICA DE LA PLANTA.....	3
Fig. 1.2 ARREGLO GENERAL DE LA PLANTA.....	4
Fig. 1.3 CONTENEDOR PRIMARIO Y SECUNDARIO DEL EDIFICIO DEL REACTOR.....	5
Fig. 1.4 ESQUEMA DE LA PLANTA NUCLEOELECTRICA DE LAGUNA VER DE.....	9
Fig. 1.5 EL FENOMENO DE LA FISION NUCLEAR.....	12
Fig. 2.1 GENERADOR ELECTRICO.....	19
Fig. 2.2 GENERADOR ELECTRICO.....	19
Fig. 2.3 DIAGRAMA DE UNA CENTRAL TERMoeLECTRICA.....	21
Fig. 2.4 REACTOR DE AGUA LIGERA A PRESION PWR.....	28
Fig. 2.5 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UN SISTEMA BWR.....	32
Fig. 2.6 DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE UN REACTOR TIPO CANDU....	35
Fig. 2.7 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UN SISTEMA HTGR.....	37
Fig. 2.8 ENSAMBLE DE COMBUSTIBLE MODERADO CON GRAFITO.....	38
Fig. 2.9 VISTA SECCIONAL DE UN REACTOR DE AGUA HIRVIENTE MO DERADO CON GRAFITO.....	41
Fig. 2.10 DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL SISTEMA LMFBR.....	46
Fig. 2.11 ENSAMBLE DEL REACTOR.....	51
Fig. 2.12 ENSAMBLE DE COMBUSTIBLE.....	55
Fig. 2.13 SECCION DE CUATRO ENSAMBLES DE COMBUSTIBLE (DISTRIBUCION DE ENRIQUECIMIENTO).....	57
Fig. 2.14 BARRA DE CONTROL.....	58
Fig. 2.15 SEPARADOR DE VAPOR INDIVIDUAL Y SECCION DEL SECA--DOR DE VAPOR.....	60
Fig. 2.16 SEPARADOR DE VAPOR INDIVIDUAL Y SECCION DEL SECA--DOR DE VAPOR.....	60
Fig. 2.17 ENSAMBLE DE LAS BOMBAS DE CHORRO.....	61

		Página
Fig. 3.1	ARREGLO TIPICO DE EDIFICIOS QUE MUESTRA ESQUEMATI CAMENTE LOS REQUERIMIENTOS DE SEPARACION.....	65
Fig. 3.2	ARREGLO TIPICO DE EDIFICIOS QUE MUESTRA ESQUEMATI CAMENTE LOS REQUERIMIENTOS DE SEPARACION.....	65
Fig. 4.1	INSTRUMENTACION DE FLUJO EN LAS BOMBAS DE CHORRO.	83
Fig. 4.2	ORIENTACION DE LAS BOMBAS DE CHORRO.....	86
Fig. 4.3	TIPICO DE INSTALACION DE LA INSTRUMENTACION DEL NIVEL DE LA VASIJA.....	90
Fig. 4.4	INSTRUMENTACION DE NIVEL DE LA VASIJA DEL REACTOR	92
Fig. 4.5	INSTRUMENTACION DE TEMPERATURA DE LA VASIJA.....	113
Fig. 4.6	RANGOS Y TRASLAPES DE LA INSTRUMENTACION NUCLEAR.	117
Fig. 4.7	ARREGLOS DE ELEMENTOS DE CONTROL Y DETECTORES....	118
Fig. 4.8	OPERACION DE LA CAMARA DE FISION.....	121
Fig. 4.9	CURVA DE AMPLIFICACION DEL GAS CONTRA VOLTAJE -- APLICADO.....	122
Fig. 4.10	CIRCUITO PROPORCIONAL Y SEÑAL DE SALIDA DE LOS DE TECTORES DE RANGO INTERMEDIO.....	126
Fig. 4.11	CIRCUITO PROPORCIONAL Y SEÑAL DE SALIDA DE LOS DE TECTORES DE RANGO INTERMEDIO.....	126
Fig. 4.12	CAMARA DE IONIZACION.....	129
Fig. 4.13	LOCALIZACION AXIAL DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE MONITOREO NEUTRONICO.....	133
Fig. 4.14	COMPONENTES DEL TIP.....	137
Fig. 5.1	SISTEMAS DE INSTRUMENTACION Y CONTROL DEL REACTOR	141
Fig. 5.2	SISTEMA DE CONTROL DE AGUA DE ALIMENTACION.....	144
Fig. 5.3	SISTEMA DE RECIRCULACION DEL REACTOR.....	151
Fig. 5.4	SISTEMA HIDRAULICO DE MANEJO DE LAS BARRAS DE CON TROL.....	160

LISTAS DE TABLAS

		Página
Tabla 2.1	CLASIFICACION GENERAL DE LOS REACTORES NUCLEARES DE FISION.....	24
Tabla 2.2	SIGNIFICADO DE LAS SIGLAS USADAS EN LOS REACTORES	26
Tabla 2.3	PARAMETROS PRINCIPALES DE LA VASIJA DEL REACTOR.	52
Tabla 3.1	CONDICIONES AMBIENTALES A LAS CUALES ESTAN SUJETOS LA INSTRUMENTACION Y EL CONTROL DENTRO DEL CONTENEDOR PRIMARIO.....	71
Tabla 4.1	LISTA DE PARAMETROS MONITOREADOS Y DETECTORES TIPI- COS.....	80
Tabla 4.2	INSTRUMENTACION DE NIVEL EN LA VASIJA DEL REAC- TOR RELACIONADA CON CADA INTERVALO.....	100
Tabla 4.3	SECUENCIA DE OPERACION DE LOS PRINCIPALES SISTE- MAS EN FUNCION DEL NIVEL DE AGUA EN LA VASIJA - DEL REACTOR.....	105
Tabla 4.4	RESUMEN DE SEÑALES DE DISPARO POR PRESION EN LA VASIJA DEL REACTOR.....	109
Tabla 5.1	FUNCIONES DE SCRAM DEL SISTEMA DE PROTECCION DEL REACTOR.....	167

INTRODUCCION

La utilización de la Energía Nuclear con fines pacíficos no es nada nuevo en el mundo, ya que desde 1956 funciona en Inglaterra el primer reactor comercial que fue construido, y de los cuales en la actualidad se encuentran en operación en el mundo mas de 250. Sin embargo, debido al retraso con el que nuestro país inició el empleo de esta nueva tecnología, no es de extrañarse el desconocimiento que existe en nuestro medio con relación a las cuestiones básicas tocantes a la misma.

La Planta Nucleoeléctrica de Laguna Verde es la primera planta en nuestro país que producirá energía eléctrica con Uranio como combustible. - Su capacidad con dos unidades instaladas será de 1'350,000 KW, es decir, mayor que la capacidad de las plantas hidroeléctricas de Malpaso o Infiernillo y que la de las plantas termoeléctricas de Tula o Valle de México.

Con los objetivos y estrategias que señala el Programa Nacional de Energéticos, con respecto a la necesidad de diversificar el aprovechamiento de las fuentes de energía, de lograr un ahorro en la utilización de recursos no renovables, así como de usar eficientemente la capacidad instalada para la producción de electricidad, queda claro que la alternativa más adecuada para un país como el nuestro es optar por una solución mixta, en decir, recurrir a la alternativa de producción de electricidad por medio de las centrales nucleoeléctricas y cubrir las necesidades restantes mediante la explotación racional de nuestras reservas de hidrocarburos.

Ello le confiere a la Central de Laguna Verde una excepcional importancia, ya que será sin duda la primera de una serie de plantas de este tipo que en el futuro se construirán en México.

Por lo anterior, es necesario se de énfasis al estudio de los sistemas y componentes que involucra el desarrollo y la operación de una planta nucleoelectrónica.

En este trabajo se hace un estudio de los Sistemas de Instrumentación y Control aplicados al Reactor Nuclear de Laguna Verde.

La Instrumentación y el Control de una Planta Nucleoelectrónica esta clasificada como una parte esencial en su operación, ya que son las herramientas con las que cuenta el operador para el control, la supervisión y el paro de la planta.

El desarrollo del trabajo fue organizado en cinco capítulos. El primer capítulo se refiere a la descripción general de la planta y tiene como objetivo orientar al lector con los conceptos y la terminología comúnmente usada en la operación de una Planta Nucleoelectrónica, así como de los sistemas que la componen.

En el siguiente capítulo se establece una clasificación general de los reactores que existen en la actualidad y se describen las características de cada uno de ellos. En este capítulo se tiene como objetivo distinguir las características principales del Reactor de Laguna Verde con respecto a los otros tipos de reactores y describir cada uno de sus componentes.

Los tres capítulos siguientes están relacionados con los sistemas de Instrumentación y Control aplicados al Reactor.

En el tercer capítulo se enumeran los requerimientos especiales que debe cubrir la instrumentación y control de una Planta Nucleoelectrónica.

En el cuarto capítulo se analizan los sistemas de Instrumentación que se utilizan en la Vanija del Reactor y en la tubería inmediata asociada.

Para este estudio los sistemas de Instrumentación se dividen en dos partes: en la primera parte se analiza la instrumentación de proceso la cual involucra la medición de las variables de flujo en el núcleo, el nivel y la presión y la temperatura en la Vasija; la segunda parte se refiere a la instrumentación que es exclusiva de una planta de potencia nuclear y está relacionada con los sistemas de instrumentación para el monitoreo neutrónico en el núcleo del Reactor.

En el último capítulo se analizan los principales sistemas para el Control y Protección del Reactor. En él se incluyen el Sistema de Control de Agua de Alimentación al Reactor, el Sistema de Control de Presión, el Sistema de Flujo de Recirculación, el Sistema de Manejo de las Barras de Control y el Sistema de Protección del Reactor.

Finalmente se analizan las perspectivas futuras de la Instrumentación y Control utilizados en la Unidad 1 y los probables cambios para la U-2.

CAPITULO I

DESCRIPCION DE LA PLANTA

1.1 Localización de la Planta y los Edificios que la Componen.

La Planta Nucleoeléctrica de Laguna Verde es la primera planta de la Comisión Federal de Electricidad que producirá energía eléctrica utilizando Uranio como combustible. La Planta consta de dos - Unidades similares e independientes, las cuales están localizadas en la Costa del Golfo de México, en el municipio de Alto Lucero en el Estado de Veracruz.

Las razones técnicas y económicas por las cuales se seleccionó este sitio para la localización de la Planta fueron, entre otras, -- las características sísmicas y geológicas favorables, la disponibilidad de agua de mar para enfriamiento, su accesibilidad, su relativa cercanía a los centros de consumo y la existencia de espacio libre aprovechable.

La localización de la Planta, mostrada en la figura 1.1, está limitada al Este por el Golfo de México y al Oeste por la carretera -- más cercana (2 Km) que es la Federal 180 que une la Ciudad de Cardel con Nautla y continúa hasta Veracruz. El sitio se encuentra entre dos lagunas, Laguna Verde al Norte y Laguna Salada al Sur, -- 69 Km al Noroeste de la Ciudad de Veracruz y 60 Km al Noreste de la Ciudad de Jalapa, Capital del Estado.

La Planta está compuesta principalmente de los siguientes edificios, según se muestra en la figura 1.2:

- 1) Edificio del Reactor
- 2) Edificio del Turbogenerador
- 3) Edificio de Control
- 4) Edificio de los Generadores Diesel

- 5) Edificio de Desechos Radiactivos
- 6) Edificio de la Planta de Tratamiento de Agua y del Taller Mecánico

Edificio del Reactor

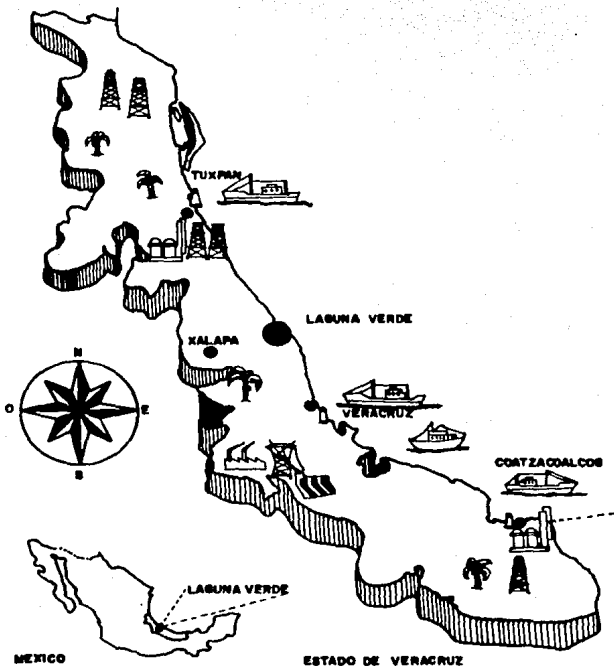
El Edificio del Reactor es una estructura que consta de dos tipos de contenciones: una llamada el Contenedor Primario que contiene la mayor parte del Sistema Nuclear de Suministro de Vapor (NSSS por sus siglas en inglés: Nuclear Steam Supply System), el Pozo Seco y la Alberca de Supresión; y la otra llamada el Contenedor Secundario que aloja los Sistemas de Emergencia para enfriamiento del Núcleo del Reactor, el Sistema de Barras de Control, el equipo para la recarga del combustible y las albercas para el almacenamiento del combustible nuevo y gastado.

El Contenedor Primario de la Planta de Laguna Verde es un Contenedor con el diseño Mark II de General Electric, el cual utiliza un Pozo Seco con uno Húmedo o Alberca de Supresión de presión localizada directamente debajo del recipiente del Reactor (fig. 1.3). Este concepto llamado "arriba-abajo" está diseñado como una estructura cónica de concreto reforzada con un revestimiento de acero continuo el diseño cónico sirve para desviar el vapor resultante de una pérdida de refrigerante hacia la Alberca de Supresión.

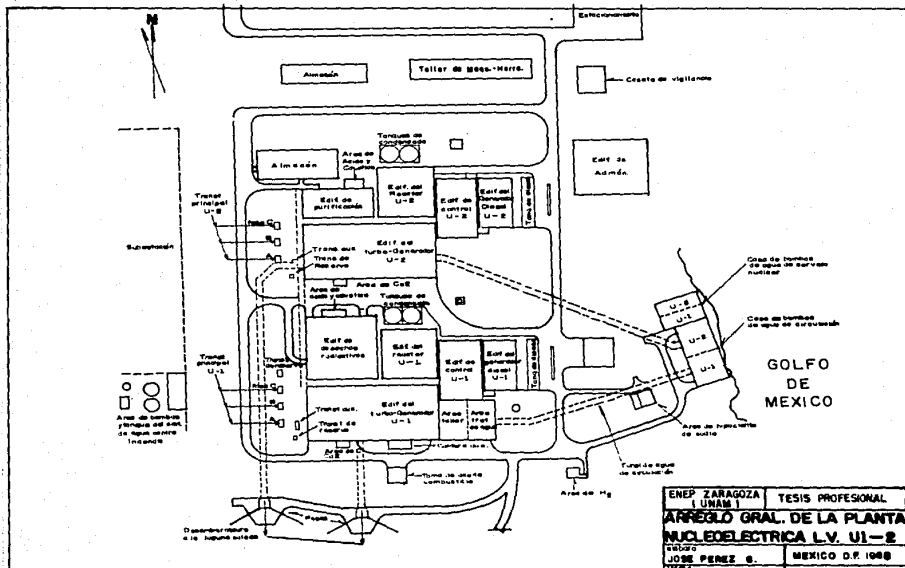
La estructura del Contenedor Primario está rodeada por el Edificio del Reactor, el cual actúa como un límite secundario para la liberación de productos de fisión. El Contenedor Primario es mantenido a una presión ligeramente negativa por grandes ventiladores de expulsión, los cuales descargan en filtros de carbón diseñados para absorber cualquier material radiactivo que pudiera escapar del Contenedor Primario.

Edificio de la Turbina

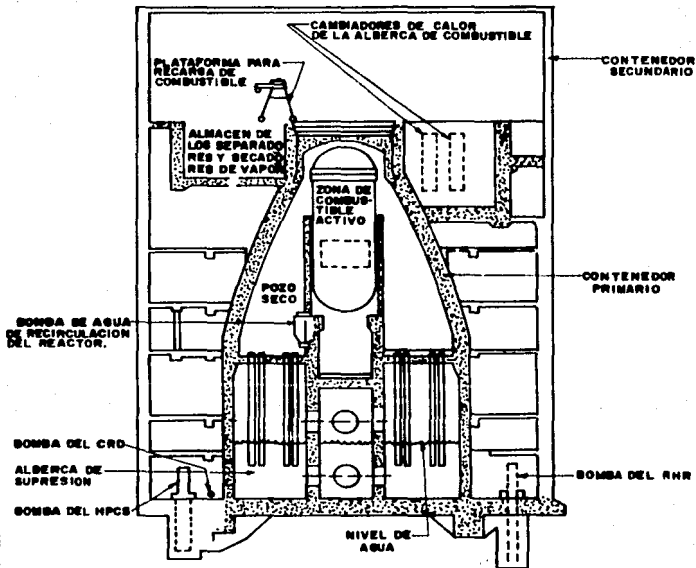
El Edificio de la Turbina es una estructura que aloja todo el equipo asociado con el Turbogenerador y los sistemas que sirven de so-



ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TÉCNICO PROFESIONAL
LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DE LA PLANTA	
elaboró JOSE PEREZ S.	MEXICO D.F. 1988
aprobó ING. MARIO CHEW S.	FIG. 1.1



ENEP ZARAGOZA (UNAM I)	TESIS PROFESIONAL
ARREGLO GRAL. DE LA PLANTA NUCLEOELECTRICA L.V. U1-2	
elaboró JOSE PEREZ G.	MEXICO D.F. 1988
10/82	



ENEP SARDUA (URAM)	TESIS PROFESIONAL
CONTENEDOR PRIMARIO Y SECUNDARIO DEL EDIFICIO DEL REACTOR	
STUDENTE: JOSE PEREZ S.	MEXICO D.F. 1988
aprobado: ING. MARIO CHEW S.	FIG. 1.3

porte a éste, tales como: el Condensador, los Eyectores de Aire, -- las Bombas de Alimentación al Reactor, las Bombas de Condensado, -- los Recalentadores-Separadores de Humedad y los Precalentadores del Agua de Alimentación.

Edificio de Control

El Edificio de Control es una estructura que contiene principalmente el Cuarto de Control Principal, la Computadora de Proceso, el Cuadro de Distribución de Emergencia, los Sistemas de Ventilación y Aire Acondicionado, los Laboratorios Radioquímicos y el acceso de personal al Edificio del Reactor. El edificio está estructuralmente diseñado y adecuado con blindajes de radiación que permitan la fácil accesibilidad y la ocupación continua bajo una condición de accidente postulado. Un sistema de ventilación y aire acondicionado independiente es proporcionado a este edificio de tal manera que se suministre ventilación y aire limpio de sustancias radioactivas a sus ocupantes durante y después de un accidente con liberación de sustancias radiactivas.

Edificio de Generadores Diesel

Aloja a los tres Generadores Diesel que se utilizan para el suministro de energía eléctrica a los Sistemas de Refrigeración de Emergencia, los Tanques Diarios de Combustible y la Instrumentación y Control asociados para su funcionamiento.

Edificio de Desechos Radiactivos

Aloja los Sistemas de Tratamiento de Residuos Sólidos, Líquidos y Gaseosos de mediano y bajo nivel de radioactividad, dichos sistemas incluyen los filtros desmineralizadores del Sistema de Limpieza de la Alberca de Combustible Gastado y del Sistema de Limpieza de Agua del Reactor. En este edificio, los desechos son procesados y mantenidos hasta que éstos cumplan con los límites de seguridad impuestos por las Leyes Federales. La entrada de desechos a este edificio puede ser de dos fuentes: una directamente de los materiales ra

dioactivos productos de la fisión del combustible y otra de la activación de los productos de corrosión de la planta, impurezas o agua del Reactor.

Edificio de la Planta de Tratamiento de Agua y del Taller Mecánico

Contiene la Planta de Producción de Agua Desmineralizada de Alta Pureza para su uso en el Ciclo de Vapor. También contiene el Taller Mecánico para la reparación de equipo y mantenimiento.

Los edificios secundarios son los de Toma de Agua de Enfriamiento para el Condensado y los Componentes Nucleares; la Subestación Eléctrica, el Edificio Administrativo; el de Almacenamiento de Partes de Repuesto; el edificio de Acceso a la Planta y el Edificio de Entrenamiento y del Centro de Información al Público.

1.2 Descripción de la Operación de la Planta

La Planta Nucleoeléctrica de Laguna Verde está compuesta como ya se mencionó de dos unidades idénticas e independientes, generando cada una su vapor a través de un Reactor tipo Agua Hirviendo (BWR) diseñado y suministrado por la Compañía Americana General Electric para operar cada unidad con una potencia eléctrica de aproximadamente -- 675 megawatts. Las Turbinas fueron suministradas por la Compañía Japonesa Mitsubishi. La asesoría y desarrollo de la ingeniería en general ha estado a cargo en su mayor parte de la Compañía Americana Ebasco. También se ha contado con el apoyo de técnicos especialistas pertenecientes a los proveedores de algún equipo tales como los de General Electric o Mitsubishi.

La Planta Nucleoeléctrica ha sido estructurada bajo los mismos principios de las plantas termoeléctricas convencionales de combustibles fósiles, (carbón o derivados del petróleo). En lugar de producción de vapor por la combustión de combustibles fósiles, la Planta de Laguna Verde utiliza un Reactor Nuclear que genera el calor para la producción del vapor. La porción nuclear de la planta es -

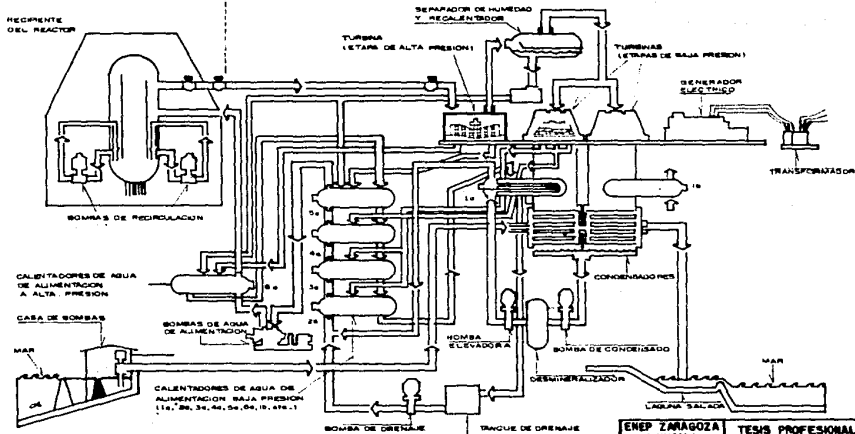
llamada bajo el término general de Sistema Nuclear de Suministro de Vapor NSSS (Nuclear Steam Supply System). El resto de la planta, - lo cual es básicamente lo mismo que cualquier unidad de generación eléctrica usando el ciclo de vapor, es conocido con el nombre de Balance de Planta BOP (Balance of Plant). La figura 1.4 muestra los componentes mayores del ciclo directo del BWR.

El Reactor de Agua Hirviente de la Planta de Laguna Verde es un -- Reactor Térmico, moderado con agua ligera y de ciclo directo. Un -- Reactor de ciclo directo es uno en el cual el vapor generado en el Reactor es pasado directamente a la Turbina. Un Reactor Térmico -- moderado con agua ligera es uno en el cual los neutrones de alta -- energía producidos en la fisión nuclear sucesivamente colapsan con el agua ordinaria frenándose hasta una energía en la cual estén en equilibrio con la temperatura de los materiales de los alrededores del Reactor (en el siguiente capítulo se dará una descripción de -- los diferentes tipos de reactores que existen comercialmente). El calor es generado en el Reactor por la fisión de átomos de Uranio.

1.3 Proceso de Fisión Nuclear

El proceso de fisión nuclear en la Planta de Laguna Verde está basado en la fisión del Uranio 235, el cual contiene 92 protones y 143 neutrones. El núcleo de U-235 absorbe un neutrón térmico (un neutrón en el cual su energía está en equilibrio con la temperatura de los materiales de los alrededores del Reactor) y se fragmenta en -- dos núclidos ligeros y además emitiendo un promedio de 2.4 neutrones de alta energía (rápidos). Esos neutrones rápidos son frenados por colisión con los núclidos del hidrógeno contenido en el agua -- del Reactor. Puesto que el agua frena o modera la velocidad de los neutrones rápidos, ésta es llamada moderador. Cada fragmentación -- de un átomo de Uranio-235 libera aproximadamente 200 MeV de energía. La fisión ocurre cuando un núcleo fisionable captura un neutrón cuya energía supera el balance de las fuerzas internas entre los neutrones y protones en el núcleo. El núcleo se separa en dos núcli--

N555 BOP

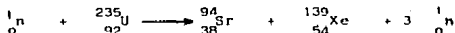


N555 : NUCLEAR STEAM SUPPLY SYSTEM
SISTEMA NUCLEAR DE SUMINISTRO DE VAPOR

BOP : BALANCE OF PLANT
BALANCE DE PLANTA

ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
ESQUEMA DE LA PLANTA NUCLEO - ELECTRICA DE LAGUNA VERDE	
33070	MEXICO D.F. 1960
JOSE PEREZ S.	FIG. 1.4
ING. MARIO CHEW S.	

dos ligeros, y un promedio de dos o tres neutrones libres es emitido. La masa resultante de los productos es menor que la del núcleo original más los electrones libres. Esta diferencia en masa aparece como energía en una cantidad determinada de acuerdo a la famosa ecuación desarrollada por Albert Einstein, $E = mc^2$, donde E = energía, m = masa, y c = velocidad de la luz. Esta ecuación nos muestra la relación que existe entre la masa y la energía. Por ejemplo la energía liberada debido a la fisión de un átomo de Uranio U-235 puede ser calculada de la diferencia de masa de los reactivos y los productos. Una reacción típica de fisión es la siguiente:



El defecto de masa o diferencia de masa puede entonces ser calculada.

<u>Reactivos</u>	masa (uma)	<u>Productos</u>	masa (uma)
1_0n	1.008665	1_0n (3)	3.025995
${}^{235}_{92}\text{U}$	235.043940	${}^{94}_{38}\text{Sr}$	93.915380
		${}^{139}_{54}\text{Xe}$	138.917840
	<hr/>		<hr/>
	236.052605		235.859215

$$\text{Defecto de masa} = 236.052605 - 235.859215 = 0.193390 \text{ uma}$$

La energía equivalente a 1 uma (unidad de masa atómica) es de 931.5 MeV. De acuerdo a esta conversión, la energía liberada en la fisión descrita anteriormente es:

$$0.193390 \text{ uma} \times 931.5 \text{ MeV/uma} = 180.1 \text{ MeV}$$

Esta es una indicación de la gran cantidad de energía que es libera

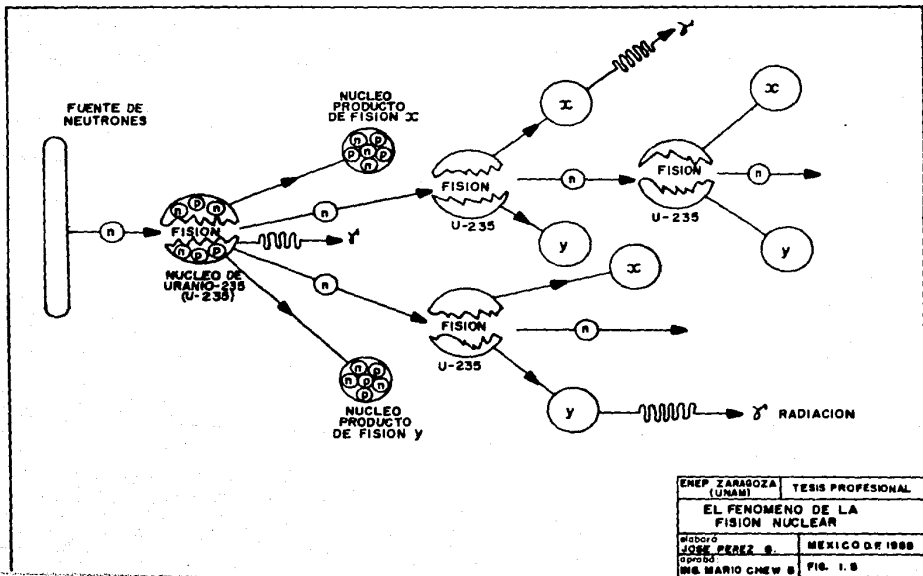
rada por el proceso de fisión debido al defecto de masa.

Si uno de los neutrones libres emitidos durante el proceso de fisión es capturado por otro núcleo fisionable una segunda fisión ocurre similar a la primera, otro neutrón producto de esta segunda fisión puede producir una tercera fisión y así sucesivamente. Cuando este fenómeno llega a ser autosostenido, es decir, que una fisión provoca al menos una fisión más, se dice que se lleva a efecto una reacción en cadena. En la Figura 1.5 se muestra el concepto del fenómeno de la fisión nuclear.

Tres resultados de una reacción de fisión en cadena son importantes. El primero es la energía liberada. Alrededor del 85% de esta energía aparece como energía cinética de los productos nucleares (fragmentos de fisión) y los neutrones libres. A través de las numerosas colisiones con el material estructural, el agua y el combustible del Reactor, la energía cinética de los fragmentos de fisión es liberada y removida en la forma de calor.

El segundo resultado importante es la radiación emitida durante la reacción. La radiación de un Reactor Nuclear viene directamente de la fisión y del decaimiento de los fragmentos de fisión. Núclidos radioactivos, ésto es, núclidos que son inestables y emiten radiación pueden ser formados en un Reactor, en el Reactor estos núclidos son bombardeados por neutrones y su estructura nuclear es alterada.

Tercero, los neutrones liberados durante la fisión son importantes dentro del proceso de fisión global. Para que una reacción de fisión sea autosostenida (una reacción en cadena), al menos uno de los neutrones libres liberados por la fisión deberá ser capturado y causar fisión en otro núcleo. Dependiendo del desenvolvimiento de este proceso, la reacción llega a ser subcrítica, crítica y supercrítica. La reacción crítica describe una reacción en cadena en la



ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
EL FENOMENO DE LA FISION NUCLEAR	
elabora: JOSE PEREZ S.	MEXICO D.F. 1988
aproba: ING. MARIO CHEW S.	FIG. 1.8

cual la fisión es mantenida a una velocidad constante por unidad de tiempo. Un reactor en el cual la velocidad de fisión está disminuyendo es subcrítica, y uno en el cual la velocidad de fisión está aumentando es supercrítica.

1.4 Sistema Nuclear de Suministro de Vapor NSSS

El Sistema Nuclear de Suministro de Vapor NSSS de la Planta de Laguna Verde consiste de aquellos subsistemas diseñados para producir o soportar la producción de vapor de alta presión y alta calidad para operar el Turbogenerador Principal de la planta. Una discusión de este sistema inicia con la alimentación de agua a la Vasija de Presión del Reactor para la producción de vapor (figura 1.4). El agua de alimentación entra a la Vasija de Presión del Reactor y es pasada a través del núcleo del Reactor donde esta agua absorbe el calor producto de la reacción de fisión y cambia de fase a vapor. El vapor es dirigido a través de los separadores de humedad y secadores de vapor ubicados en la parte superior de la Vasija del Reactor para la remoción de gotas de agua del vapor. Esas gotas de agua deberán ser removidas del vapor para prevenir daño a la Turbina Principal por posibles choques de chorros de agua con las aspas de la Turbina. El agua de alimentación también sirve como moderador el cual, como fué discutido previamente, sirve para frenar los neutrones de alta energía en el Núcleo del Reactor.

Para aumentar la potencia de salida disponible del Núcleo del Reactor, dos Bombas de Agua de Recirculación bombean agua dentro de la Vasija del Reactor y el Núcleo. Esto incrementa el flujo total a través del Núcleo del Reactor a potencia total hasta aproximadamente a 27.7 millones de kilogramos por hora (61.5×10^6 lb/hr).

El Núcleo del Reactor está contenido en una Vasija de Presión de 20.8 m (818.9 pulg.) de altura. La Vasija es un recipiente cilíndrico de acero al carbón con un diámetro de 5.18 m (204 pulg.) con un recubrimiento interno de acero inoxidable para aumentar la resistencia a la corrosión. El fondo de la Vasija contiene penetracio-

nes para el movimiento de las Barras de Control. Las Barras de Control ayudan para el cambio de potencia de salida de la planta y son el medio de control para el arranque y paro de la misma. El sistema de Barras de Control consiste de 109 barras con un sistema de manejo y control hidráulico. El sistema mueve las Barras de Control a través de un pistón hidráulico de doble acción que utiliza agua pura como fluido de presión.

La calidad del Agua del Reactor deberá ser mantenida para prevenir la corrosión y el ensuciamiento de las superficies de transferencia de calor del Núcleo. Esta calidad es mantenida por el Sistema de Limpieza del Agua del Reactor el cual remueve los productos de corrosión solubles e insolubles, y las impurezas. Este sistema desvía una pequeña cantidad de agua del Reactor, la filtra y la desioniza, posteriormente la retorna a la Vasija de Presión del Reactor.

Un sistema de Remoción de Calor Residual es proporcionado para remover tanto el calor almacenado como el calor de decaimiento del Núcleo del Reactor y el refrigerante. El calor de decaimiento resulta del decaimiento radioactivo de los productos de fisión y puede ser del 6-7% de la potencia térmica global de salida por un corto período de tiempo después de un paro del Reactor. El calor almacenado se refiere al calor contenido en todos los metales y el agua dentro de la Vasija de Presión del Reactor. En modo de enfriamiento para hacer un paro total del Reactor el Sistema de Remoción de Calor Residual puede reducir la temperatura total del Reactor hasta 51.67°C (125°F) aproximadamente 20 horas después de un paro. En la preparación para la recarga de combustible cuando se requiere que la Vasija de Presión del Reactor sea inundada, el Sistema de Remoción de Calor Residual suprime la formación de vapor en el domo del Reactor y previene la estratificación del agua de la Vasija durante la operación de inundación.

Si ocurre algún evento que provoque el aislamiento de la Vasija de Presión del Reactor del Condensador Principal tal como la ruptura - de alguna de las líneas de vapor principal, y no existe agua de alimentación disponible para mantener el nivel de agua requerido que asegure la integridad del Núcleo del Reactor, el Sistema de Enfriamiento del Núcleo del Reactor en condición de aislamiento inicia - automáticamente para permitir un paro seguro y ordenado de la planta. Este sistema deberá mantener un nivel de agua suficiente en la Vasija de Presión del Reactor que permita el enfriamiento del núcleo. El sistema incluye una Bomba de Enfriamiento accionada por una Turbina de Vapor, la bomba succiona normalmente el agua del Tanque de Almacenamiento de Condensado de 100,000 galones (24,420 l) - localizado al Norte del Edificio del Reactor. La Turbina del Sistema de Enfriamiento del Núcleo del Reactor en condición de aislamiento es accionada con el vapor producto del calor de decaimiento del núcleo del Reactor posterior al paro de éste.

En adición a los sistemas utilizados para la generación de potencia bajo condiciones de operación normal, enfriamiento del Reactor por paro programado y operación de recarga de combustible; son suministrados sistemas de emergencia para enfriamiento del núcleo del Reactor bajo una condición de accidente. Estos incluyen el sistema de inyección de refrigerante a alta presión, el sistema de despresurización automática, el sistema de inyección de refrigerante a baja presión en modo del sistema de remoción del calor residual. Estos sistemas proporcionan agua de enfriamiento al Núcleo del Reactor para restablecer y mantener el nivel de agua después de un "accidente de bases de diseño". En el Apéndice 1 se muestran todos los sistemas que contiene la Planta Nucleoeléctrica de Laguna Verde.

1.5 Sistemas de Balance de Planta BOP

Los sistemas de Balance de Planta BOP son aquellos sistemas los cuales usan o soportan el uso del vapor generado por el Sistema Nuclear de suministro de Vapor NSSS para la producción de energía eléctrica. Es-

tos sistemas incluyen principalmente los sistemas de Agua de Circulación, Agua de Alimentación, Condensado, Generación Eléctrica y - Ventilación.

El vapor generado en la Vasija de Presión del Reactor pasa a través de las válvulas de aislamiento del vapor principal hacia la Turbina donde la energía termodinámica del vapor es convertida a energía mecánica para la rotación del Generador Principal. El sistema de conversión de la Planta de Laguna Verde es un diseño similar al utilizado en las plantas convencionales de producción de energía eléctrica. En el Apéndice 2 se muestran los datos técnicos de la Planta Nuclear de Laguna Verde. La Turbina proporcionada por la Compañía Japonesa Mitsubishi es una unidad compuesta en serie, de flujo cuádruple impulso-reacción de 1800 rpm. La composición en serie significa que todas las aspas están montadas sobre una flecha común y que el vapor sale de la sección de alta presión antes que la expansión se lleve a efecto y mueve las secciones de baja presión antes que la condensación se lleve a cabo. El vapor pasa a través de la Turbina de Alta Presión donde su contenido de calor es disminuido y su contenido de humedad es aumentado. De la salida de la Turbina de Alta Presión el vapor es llevado a través de los Recalentadores-Separadores de humedad donde su contenido de calor aumenta y su humedad disminuye. Este vapor recalentado es entonces alimentado a través de dos Turbinas de Baja Presión de donde es expulsado al Condensador Principal. El vapor de baja presión es condensado en el Condensador Principal por el sistema de Circulación de Agua de Mar.

Este vapor condensado es bombeado por las Bombas de Condensado a través de un Sistema Desmineralizador de Condensado hasta la succión de las Bombas Reforzadoras de Condensado. Las Bombas Reforzadoras bombean el condensado a través de los Recalentadores de Agua de Alimentación hasta la succión de las Bombas de Agua de Alimentación al Reactor las cuales bombean el agua directamente a la -

Vasija de Presión del Reactor donde es nuevamente convertida en vapor, completándose así el ciclo global de generación de vapor.

En adición al equipo de generación de vapor utilizado en todas las plantas de generación de potencia convencionales, los sistemas de Balance de Planta de la Central de Laguna Verde incluyen los servicios de tratamiento de desechos radioactivos, de ventilación y aire acondicionado, servicios necesarios en una planta nuclear que sirven para coleccionar y procesar los desechos radioactivos líquidos, sólidos y gaseosos, y además para proporcionar ventilación y aire limpio de sustancias radioactivas a sus ocupantes.

CAPITULO II

DESCRIPCION DE LOS DIFERENTES TIPOS DE REACTORES

2.1 Introducción.

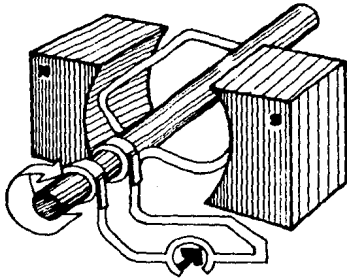
Los fundamentos de producción de energía eléctrica resultan relativamente simples, ya que basta con mover una serie de espiras de cobre, o bobina, en el seno del campo magnético producido por un imán. En tales condiciones, en las terminales o puntas de la bobina se generará un voltaje y, si conectamos a ellas una bombilla eléctrica, veremos que su filamento se pone incandescente debido al paso de una corriente de electrones.

Al conjunto del campo magnético y la bobina se le denomina generador eléctrico (figuras 2.1 y 2.2), y no es otra cosa que una máquina que transforma la energía mecánica utilizada en el movimiento de la bobina, en energía eléctrica.

De acuerdo a lo anterior, para producir energía eléctrica es necesario disponer de un generador y de suficiente energía mecánica para moverlo, de donde se desprende que las fuentes de energía mecánica - son también fuentes de energía eléctrica si se cuenta con el generador para llevar a cabo la transformación.

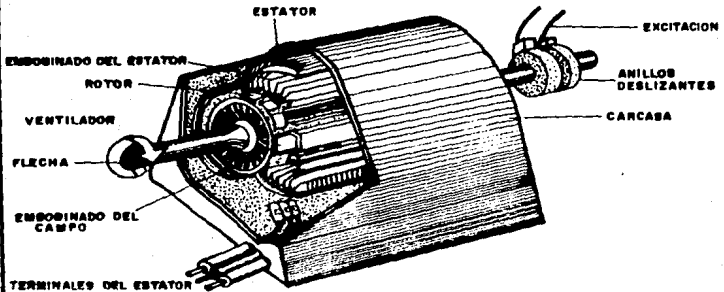
Para mover el generador se utilizan diferentes recursos, entre los cuales tenemos:

- a) Caídas de agua utilizadas en plantas hidroeléctricas.
- b) Combustibles fósiles (carbón, gas natural y petróleo con sus derivados) utilizados en plantas termoeléctricas, plantas turbinas y generadoras diesel.
- c) Vapor geotérmico utilizado en plantas geotermoeléctricas.
- d) Energía nuclear utilizada en plantas nucleoeeléctricas.



ESQUEMA DE UN GENERADOR DE ENERGIA ELECTRICA

FIG. 2.1



CORTE DE GENERADOR DE ENERGIA ELECTRICA

FIG. 2.2

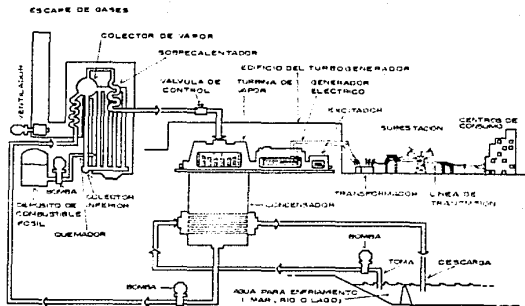
ENERGIA ELECTRICA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
GENERADOR ELECTRICO	
elaboró: JOSE PEREZ O.	MEXICO, D.F. 1988
aprobó: ING. MARIO CHEW S.	FIGS. 2.1 Y 2.2

El hombre ha podido obtener desde hace tiempo gran parte de la electricidad que requiere, empleando el agua almacenada en grandes presas para hacer girar a una turbina acoplada a un generador eléctrico. Las plantas de este tipo se conocen como hidroeléctricas y en nuestro país suministran aproximadamente el 40% de la energía eléctrica consumida. En este caso el energético para mover la turbina, y a su vez ésta al generador, es la caída de agua, la cual es renovable y su disponibilidad depende de la frecuencia e intensidad de las lluvias y de la capacidad de las presas y vasos de captación.

El descubrimiento de que el vapor de agua podía también dar movimiento mecánico a una turbina, incrementó de manera decisiva las posibilidades de generar energía eléctrica, sin más límite que el de la posibilidad de obtener energía térmica necesaria para producir vapor. En las plantas termoeléctricas, la energía de los combustibles fósiles se emplea para producir vapor de agua en un generador de vapor, el cual hace girar la turbina acoplada a un generador eléctrico (Figura 2.3). Actualmente la producción de electricidad mediante combustibles fósiles proporciona alrededor del 60% de dicha energía en nuestro país.

El procedimiento más reciente de producción de energía térmica consiste en fisiónar núcleos de isótopos del uranio cuyo número de masa es 235. Ello ha abierto a la humanidad la posibilidad de seguir contando con la energía eléctrica necesaria para continuar su avance a pesar del inminente agotamiento del petróleo y del gas natural.

En el presente capítulo se dará una breve descripción de los diferentes tipos de reactores que existen comercialmente para la producción de energía eléctrica, pasando posteriormente a una descripción más detallada del reactor nuclear de la planta de Laguna Verde que es el objeto de este estudio y el cual se pretende poner en funcionamiento en el transcurso de 1989.



ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
DIAGRAMA DE UNA CENTRAL TERMOELECTRICA	
0401700 JOSE PEREZ G.	MEXICO DF 1980
0401700 ING. MARCO CHEW B.	FIG 2.3

2.2 Clasificación de los Reactores Nucleares.

Una planta nucleoelectrónica tiene semejanza con las plantas termoelectrificadas convencionales, ya que también utiliza vapor a presión para mover los turbogeneradores, sólo que en lugar de emplear los combustibles naturales para producirlo, se aprovecha el calor que se obtiene al fisurar átomos del isótopo U-235 en el interior de enormes vasijas de acero denominadas reactores, de los cuales existen una gran variedad.

Los reactores pueden clasificarse por el combustible empleado, que aún cuando dentro de los reactores no se efectúa ninguna combustión en el sentido real de la palabra, se denomina combustible por analogía al material cuyos núcleos van a ser fisurados para obtener el calor. Los tres materiales que pueden ser fisurables son el Uranio 233, el Uranio-235 y el Plutonio 239. La inmensa mayoría de los reactores de potencia utilizan el uranio como combustible, este uranio puede ser uranio natural en el que el isótopo U-238 se encuentra en un 99.3% y el isótopo U-235 tan sólo en un 0.7%, o bien uranio enriquecido, en el que la proporción de U-235 se aumenta hasta un 3% aproximadamente.

También pueden clasificarse los reactores por el moderador y el refrigerante que utilizan. Los moderadores más usuales son el agua ligera (agua desmineralizada), el grafito y el agua pesada, ésta última es un líquido semejante al agua natural, con la diferencia de que, en lugar de átomos de hidrógeno en sus moléculas, tiene átomos de un isótopo de dicho elemento llamado deuterio que tiene masa prácticamente igual al doble de la masa del hidrógeno, debido a que, mientras el núcleo de éste constituye tan sólo de un protón, el del deuterio está formado por un protón y un neutrón.

La gran cantidad de calor que se genera en el reactor como consecuencia de la reacción nuclear, se extrae del mismo para producir el vapor que se requiere para generar la energía eléctrica y, al mismo --

tiempo, mantener la temperatura de los distintos componentes que se encuentran en su interior suficientemente baja para que no sufran - ningún deterioro. Esto se logra por medio de un fluido que se conoce como refrigerante, que puede ser un gas como el helio, o algún líquido como el agua ligera, el agua pesada o el sodio fundido.

En las tablas 2.1 y 2.2 se muestra una clasificación más general de los reactores nucleares de fisión y las siglas utilizadas para nombrar a los mismos. A continuación se mencionan los más comunes de uso comercial.

2.2.1 Reactores de Agua Ligera. (LWR)

Los reactores de agua ligera integran la familia de los reactores que dominan ampliamente el mercado de la industria nucleoelectrónica, ya que aproximadamente el 80% de las unidades que operan en el mundo - son de este tipo. Esta mayor proporción se debe, entre otras cosas, a la utilización del agua como refrigerante y moderador, la cual tiene las siguientes ventajas:

- 1) No requiere un programa experimental muy extenso para evaluar sus propiedades.
- 2) Es económica.
- 3) Tiene la propiedad de transmitir bien el calor (su rango de temperaturas puede ser extendido aumentando la presión para inhibir la ebullición).
- 4) Si se mantiene con un alto grado de pureza, no presenta un grado de activación significativa.
- 5) La corrosividad del agua es conocida para diferentes tipos de materiales.
- 6) Sirve también como moderador de la velocidad de neutrones.

No obstante, el agua utilizada como moderador y refrigerante tiene - también algunas desventajas, que en alguna medida justifican el uso de otro tipo de reactores. Entre sus desventajas se mencionan las

TABLA 2.1 CLASIFICACION GENERAL DE LOS REACTORES NUCLEARES DE FISION

1. POR SU UTILIZACION

- a) PARA INVESTIGACION
- b) PLUTONIGENOS, (PARA PRODUCIR PU-239 PARA BOMBAS)
- c) PARA GENERAR ENERGIA ELECTRICA
- d) PRODUCCION DE VAPOR PARA PROCESOS INDUSTRIALES
- e) PROPULSION DE NAVIOS

2. POR LA DISPOSICION DEL MODERADOR Y COMBUSTIBLE DENTRO DEL NUCLEO

- a) HOMOGENEOS (PARA INVESTIGACION)
- b) HETEROGENEOS (GCR, LGR, PHWR-CANDU, PHWR-KWU, PWR, BWR, HTGR Y LMFBR)

3. POR EL COMBUSTIBLE QUE USAN

- a) URANIO NATURAL (0.7% U-235, 99.3% U-238) (GCR, PHWR-CANDU, PHWR-KWU)
- b) URANIO LIGERAMENTE ENRIQUECIDO (2 A 4% U-235) (LGR, BWR, PWR)
- c) URANIO CON ENRIQUECIMIENTO MEDIO (10 A 30%) (PARA INVESTIGACION)
- d) URANIO CON ENRIQUECIMIENTO MEDIO Y TORIO (5A 7% DE U-235 Y Th-232) (HTGR)
- e) URANIO 238 Y PLUTONIO 239 MEZCLA ENRIQUECIDA AL 20% (LMFBR)

4. POR EL MODERADOR QUE USAN

- a) GRAFITO (GCR, LGR, HTGR)
- b) AGUA LIGERA (PWR - BWR)
- c) AGUA PESADA (PHWR-CANDU, PHWR-KWU)
- d) SIN MODERADOR (LMFBR)

5. POR EL REFRIGERANTE QUE USAN

- a) GAS CARBONICO (GCR)
- b) AGUA LIGERA (LGR, PWR, BWR)
- c) AGUA PESADA (PHWR-CANDU, PHWR-KWU)
- d) GAS HELIO (HTGR)
- e) METAL LIQUIDO SODIO/POTASIO (LMFBR)

TABLA 2.1 CLASIFICACION GENERAL DE LOS REACTORES NUCLEARES DE FISICN

6. POR LA FORMA DEL REFRIGERANTE DENTRO DEL NUCLEO

- a) GAS PRESION (GCR, HTGR)
- b) AGUA PESADA PRESURIZADA (PHWR-CANDU, PHWR-KWU)
- c) AGUA LIGERA PRESURIZADA (PWR)
- d) AGUA LIGERA HIRVIENTE (BWR, LGR)
- e) METAL LIQUIDO A PRESION (LMFBR)

7. POR LA VELOCIDAD DE LOS NEUTRONES PARA PRODUCIR LA REACCION DE FISICN

- a) TERMICOS (GCR, BWR, LGR, PWR, PHWR-CANDU, PHWR-KWU, HTGR)
- b) RAPIDOS (LMFBR)

TABLA 2.2 SIGNIFICADO DE LAS SIGLAS USADAS EN LOS REACTORES

a)	GCR	GAS COOLED REACTOR REACTOR ENFRIADO POR GAS
b)	LGR	LIGHT WATER COOLED GRAPHITE MODERATED REACTOR REACTOR MODERADO POR GRAFITO Y REFRIGERADO -- POR AGUA LIGERA
	LGR - RBMK	CHERNOBYL
c)	PHWR - CANDU	PRESSURIZED HEAVY WATER REACTOR - CANDU REACTOR DE AGUA PESADA PRESURIZADA TIPO CANDU
d)	PHWR - KWU	PRESSURIZED HEAVY WATER REACTOR - KWU REACTOR DE AGUA PESADA PRESURIZADA TIPO KWU
e)	PWR	PRESSURIZED WATER REACTOR REACTOR DE AGUA PRESURIZADA
f)	HTGR	HIGH TEMPERATURE GAS REACTOR REACTOR DE ALTA TEMPERATURA REFRIGERADO POR GAS
h)	LMFBR	LIQUID METAL COOLED FAST BREEDER REACTOR REACTOR RAPIDO REPRODUCTOR REFRIGERADO POR METAL LIQUIDO
i)	CANDU	CANADA - DEUTERIUM - URANIUM
j)	KWU	KRAFTWERK UNION - ALEMANIA

siguientes:

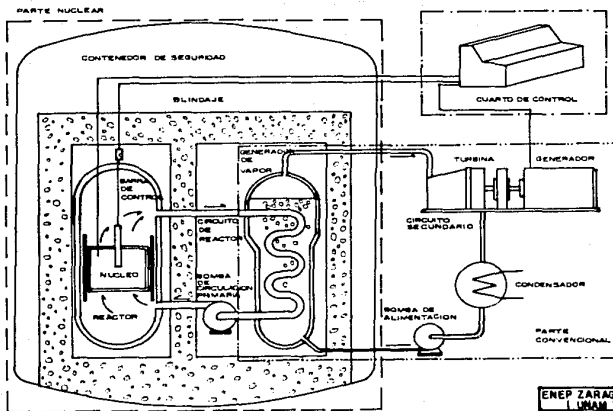
- a) El agua deberá estar a presión para alcanzar temperaturas razonablemente altas.
- b) El agua caliente es altamente corrosiva y requiere que el sistema de refrigerante primario sea construido de materiales especiales.
- c) A alta temperatura y presión el agua puede vaporizar espontáneamente si la presión se ve reducida, por ejemplo, por una ruptura del circuito primario.
- d) El agua puede reaccionar violentamente con el uranio y otros materiales estructurales bajo ciertas condiciones de temperatura.
- e) El agua natural es absorbedor de neutrones por lo que se debe utilizar uranio enriquecido como combustible.

Hay básicamente dos tipos de reactores de agua ligera por el momento en uso, uno es el reactor de agua a presión PWR y otro, el reactor de agua hirviente BWR. Ambos tipos de reactores producen energía eléctrica en el mundo más económicamente que aquella producida con las plantas operadas con combustibles fósiles.

Reactor de Agua Ligera a Presión. (PWR)

Estos reactores responden a la idea de no permitir la ebullición del refrigerante dentro de la vasija del reactor, para ello, la extracción del calor generado en el núcleo se realiza mediante agua que se somete a la presión necesaria para conseguir este propósito.

La Figura 2.4 muestra un esquema simplificado de una planta con un reactor de este tipo. El agua entra a la vasija del reactor a una temperatura aproximada de 288°C, pasa a través del núcleo donde es calentada y sale de la vasija del reactor con una temperatura aproximada de 316°C. El agua en el PWR es mantenida a alta presión, entre 140 y 176 kg/cm², evitando con ésto la ebullición del agua dentro del reactor.



ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
REACTOR DE AGUA LIGERA A PRESION PWR	
INSTRUMENTO JOSE PEREZ S.	MEXICO D F 1988
NOTAS ING. MARIO CHEW S	FIG. 2.4

Puesto que el agua no hierve en el reactor, el vapor para las turbinas es generado externamente al reactor. Para ésto, el agua caliente a presión pasa a continuación al generador de vapor, en el que transfiere su energía térmica a un circuito de agua natural haciendo la hervir. El vapor así generado mueve el turbogenerador para la producción de energía eléctrica, después de lo cual es condensado y regresado de nuevo al generador de vapor. Por su parte, el agua a presión, después de transferir su calor al agua natural, regresa al reactor para continuar refrigerando los elementos combustibles y de esta manera repetir su ciclo.

Cada lazo de refrigeración incluye un presurizador, en el que se evapora o condensa una cantidad determinada de agua para mantener la presión del refrigerante y compensar los efectos de la dilatación y compresión térmica mientras la potencia de la Central varía. El presurizador puede ayudar también para neutralizar variaciones indeseables de la presión del sistema resultante de fallas.

El PWR utiliza como combustible uranio enriquecido que, como se mencionó anteriormente, en el combustible en el cual la proporción del U-235 se aumenta desde un 0.7%, que es la proporción que se tiene en el uranio natural, hasta aproximadamente un 3%. Tal situación es indispensable ya que la cantidad de fisiones depende tanto del número de neutrones libres, como del número de átomos de U-235, si disminuye cualquiera de los dos, el número de fisiones disminuirá y la reacción en cadena tenderá a extinguirse. El uranio enriquecido se encuentra en forma de dióxido de uranio UO_2 , este es un material cerámico negro contenido dentro de tubos en forma de pastillas cilíndricas de aproximadamente un centímetro de diámetro. Los tubos que contienen el combustible pueden ser de acero inoxidable o zircaloy, este último es una aleación de circonio que tiene la característica de tener una sección eficaz de absorción de neutrones pequeña.

Los sistemas de control e instrumentación de un PWR varían en gran medida de acuerdo a su diseño. Pero los conjuntos de barras de control están habitualmente suspendidas por encima del núcleo dentro de la tapa de la vasija a presión. Una PWR se recarga fuera de funcionamiento, es decir con el reactor parado. Al reactor se le hace enfriar. Entonces se inunda con agua una cámara en forma de alberca - encima del reactor para aportar blindaje y refrigeración; la tapa se suelta y se desplaza a un lado, descubriendo el interior del reactor. Ya que la manobra total lleva mucho tiempo, en cada recarga se cambia una parte sustancial de todo el combustible, generalmente un tercio más o menos del núcleo. Los diseñadores de un PWR usualmente - prevén una operación de recarga cada año.

El PWR está, al igual que cualquier reactor de potencia encerrado en un fuerte blindaje. La vasija de presión está rodeada por dos o mas metros de hormigón. El circuito primario de refrigeración (generador de vapor, bombas de primario, presurizadores y tuberías de conducción) está dotado también de un cierto blindaje, ya que el refrigerante primario es, generalmente, ligeramente radiactivo. El mismo edificio del reactor se prevé que sirva de contención secundaria.

Reactor de Agua Hirviente. (BWR)

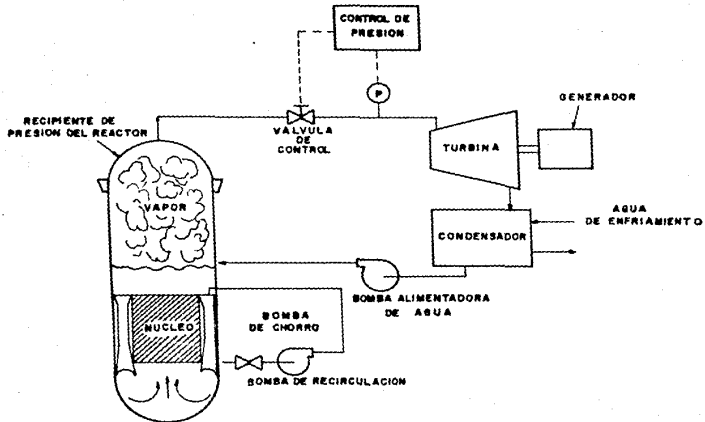
El reactor de agua hirviente se asemeja mucho al reactor de agua a presión, ya que también utiliza agua ligera como moderador y enfriador, así como uranio enriquecido como combustible. La diferencia es triba en que en el BWR, el agua si entra en ebullición dentro de la vasija del reactor, debido a que la presión interior es menor que en el PWR; dicha presión se mantiene alrededor de 70 Kg/cm^2 , la cual es aproximadamente la mitad que la de un PWR. Como consecuencia, el es pesor de la vasija en el BWR no necesita ser tan grueso.

La ebullición del agua dentro del reactor produce directamente el va por que se utiliza para mover el turbogenerador, no requiriéndose el uso de un generador de vapor como en las plantas operadas por un - reactor PWR. El ahorro consiguiente en costos de capital es uno de

los factores principales en la dura competencia entre vendedores de PWRs y BWRs.

El reactor de agua hirviendo utiliza agua muy pura, la cual hierve - adyacente a los elementos de combustible. La mezcla resultante vapor y agua es enviada a los separadores de vapor ubicados en la parte superior de la propia vasija. El agua líquida es separada de las burbujas de vapor, regresando por gravedad al núcleo del reactor donde de la operación de ebullición se repetirá nuevamente. El vapor separado es enviado directamente a una turbina localizada fuera del contenedor primario. En la Figura 2.5 se muestra un esquema de un BWR.

El combustible para un BWR es, como ya se mencionó, esencialmente el mismo que para un PWR, éste es, dióxido de uranio en forma de pastillas contenidas en tubos sellados de zircaloy; la configuración del núcleo de los dos tipos de reactores son también mas o menos idénticas. Sin embargo, las barras de control del BWR están siempre localizadas en la parte inferior. La porción superior del núcleo de un BWR está normalmente ocupada por vapor, y el movimiento de las barras de control no tiene un efecto muy significativo en la reactividad, como el que se presenta por el movimiento de las barras por la parte inferior del núcleo, que está totalmente lleno de agua. La explicación a lo anterior es la siguiente: El agua afecta tanto a las características de generación de vapor como a la del flujo de neutrones de un sistema nuclear debido a que tiene una función dual como refrigerante y moderador de neutrones. Si esta agua entra en ebullición, cambia la densidad de las moléculas, lo que trae un cambio significativo en el comportamiento nuclear. El diseño de BWR da como resultado un sistema que produce cambios en la reactividad, que varía inversamente con el contenido del vacío formado por las burbujas del vapor producidas adyacentes al núcleo del reactor; ésto es, un incremento en la potencia, produce mas vapor, reduciéndose la reactividad la cual a su vez reduce la potencia. Esto proporciona una característica inherente de seguridad al BWR.



ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UN SISTEMA BWR	
elaboró JOSE PEREZ S.	MEXICO D.F. 1988
aprobó ING. MARIO CHEW S.	FIG. 2.5

Ya que un BWR se conecta directamente a la turbina se deben tomar - precauciones especiales para disponer del vapor si el turbogenerador no puede, por alguna razón admitirlo o si ocurre cualquier falla. - La vasija de presión, las bombas de recirculación, tuberías de con-- ducción y además equipon asociados para la producción del vapor, es-- tán encerradas dentro del llamado contenedor primario, que consiste_ en una enorme cavidad de hormigón llamado "pozo seco". Si el vapor_ o el agua escapan por cualquier razón, de la vasija del reactor o de alguna tubería, se confinan en el pozo seco y se conducen a través - de unas tuberías subterráneas hasta un tunel bajo el pozo seco que - contiene agua y que es llamado alberca de supresión. El vapor que - llegue hasta aquí se condensa en el agua de la alberca, y cualquier_ exceso de presión que pudiera ejercer en la contención es, como su-- giere el nombre, "suprimido".

Como un PWR, un BWR se recarga combustible fuera de funcionamiento, - con el reactor parado y refrigerado. Además de inundar el pozo del reactor y abrir y desplazar la tapa, es también necesario quitar y poner aparte una serie de elementos de los circuitos de vapor,

El BWR, al igual que el PWR comparte la desventaja de la relativamen- te baja temperatura de refrigeración y la consecuente ineficiencia - de la conversión del calor en electricidad.

2.2.2 Reactor de Agua Pesada a Presión. (PHWR-CANDU)

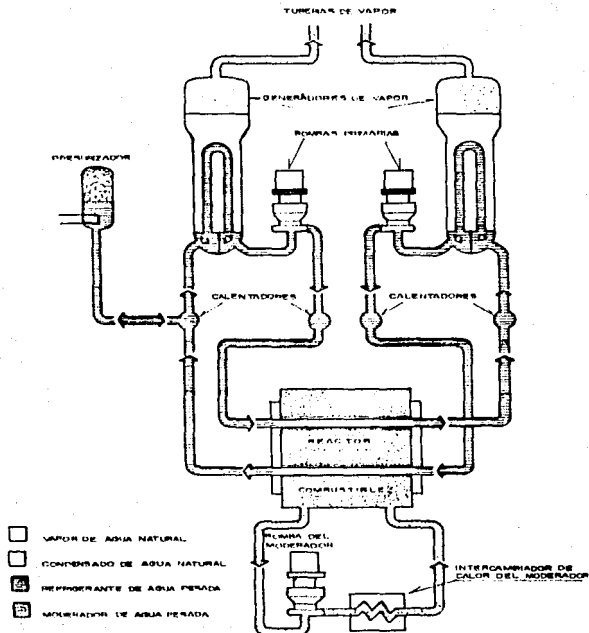
La principal característica del reactor de agua pesada a presión, de sarrollado en Canada y conocido también como Candú, consiste en que utiliza uranio natural como combustible, y agua pesada como enfrin-- dor y moderador. Situación que lo hace económicamente atractivo, - por la independendencia de los servicios de enriquecimiento del combus-- tible por parte de los países que no cuentan con éstos.

Tales reactores pueden operar con uranio natural debido a que el deu terio contenido en el agua pesada tiene una sección de absorción de neutrones térmicos muy pequeña, mucho menor, por ejemplo, que la seg

ción de absorción del hidrógeno ordinario. Al mismo tiempo, sin embargo, el deuterio en el agua pesada D_2O es dos veces más pesado que el hidrógeno en el agua natural H_2O , tal que el D_2O no es tan efectivo en la moderación de neutrones como el agua natural. Los neutrones, en promedio, pierden menos energía por colisión en el D_2O que en el H_2O , y éstos requieren más colisiones y un mayor recorrido antes de alcanzar la energía térmica requerida para la fisión. El núcleo en los PHWR es por lo tanto considerablemente más grande que el utilizado en los reactores de agua ligera LWR. La Figura 2.6 es un diagrama de flujo simplificado del reactor tipo Candú.

El núcleo del PHWR-CANDU se encuentra contenido en un tanque cilíndrico de acero inoxidable llamado "calandria". A través de este tanque están dispuestos unos tubos horizontales de zircaloy. Dentro de cada uno de estos tubos de la calandria hay otro tubo de zircaloy de un diámetro ligeramente inferior; este tubo interior es un tubo de presión dentro del cual hay doce cortos haces de barras de combustible consistentes en pastillas de óxido de uranio natural contenidas en tubos de zircaloy. El espacio del tubo de presión que no está ocupado por los haces de combustible lo ocupa el agua pesada que fluye por el tubo refrigerando los elementos combustibles, lo cual hace que se eleve la temperatura de dicha agua sin llegar ésta a entrar en ebullición, debido a que la presión en el interior de los tubos es muy alta. Emergiendo desde los tubos de presión individuales en cada extremo de la calandria, el agua pesada caliente suministra a una tubería "colectora" de gran diámetro, que la lleva hasta los generadores de vapor.

El Candú se diseñó para ser recargado de combustible en forma continua en funcionamiento. En ambos lados del reactor hay una máquina de recarga en un sótano blindado. Parte de la máquina empuja los haces nuevos de combustible en un extremo del tubo, mientras que la otra recoge los usados según salen por el otro extremo. La máquina



- VAPOR DE AGUA NATURAL
- CONDENSADO DE AGUA NATURAL
- REFRIGERANTE DE AGUA PESADA
- MODERADOR DE AGUA PESADA

ENEP ZARAGOZA
(UNAM) TESIS PROFESIONAL
**DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE
UN REACTOR TIPO CANDU**

alumno
JOSE PEREZ S. MEXICO D.F. 1988
optón
ING MARIO CHEW S. FIG. 2.6

entera, después, deposita el combustible usando en un transportador - para almacenaje temporal en un gran foso lleno de agua refrigerante, debajo de la central.

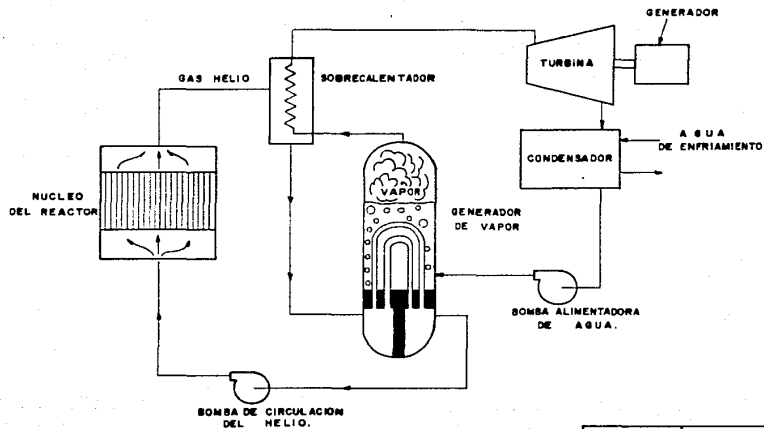
2.2.3 Reactor de Alta Temperatura Enfriado por Gas. (HTGR)

Los reactores de alta temperatura enfriados por gas ocupan un lugar importante dentro de la industria nucleoelectrica junto con los de agua ligera. Sin embargo, su popularidad ha ido disminuyendo sensiblemente con el tiempo debido principalmente a razones económicas, - ya que este tipo de reactor requiere uranio enriquecido con concentraciones de hasta el 93% de uranio-235, circunstancia que lo hace - costoso.

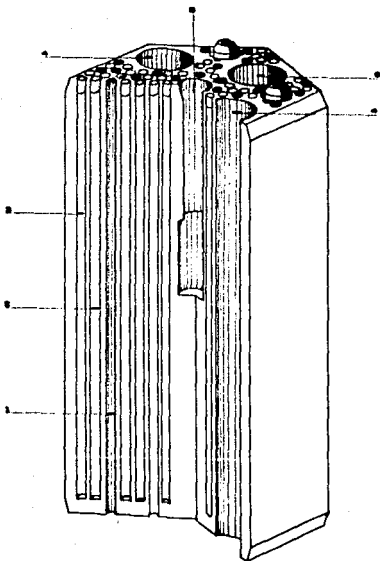
A diferencia de los anteriores, este sistema no utiliza agua como enfriador, sino gas. Este gas puede ser dióxido de carbono o helio, - los cuales tienen la propiedad de no ser fuertes absorbedores de neutrones y no llegar a ser excesivamente radioactivos. Más aún, estos gases son estables a alta temperatura y no reaccionan con el moderador o el combustible.

Una de las grandes ventajas de los reactores enfriados por gas es su alta eficiencia termodinámica, debido a altas temperaturas que se lo gran. En la Figura 2.7 se muestra un HTGR enfriado por helio, donde el gas entra al reactor a una temperatura de 240°C y sale a 760°C - aproximadamente. Adicionalmente el moderador que emplea es el grafito y en el combustible se utilizan concentraciones de alrededor del 12% de Uranio-235 en este tipo de reactor.

Tanto el núcleo del reactor como los generadores de vapor están confinados en la vasija de presión construida de hormigón. El gas helio sirve para extraer el calor generado en el núcleo del reactor, - éste es enviado a los generadores de vapor a través de turbosoplantes. El vapor de agua producido en los generadores de vapor es en-



ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UN SISTEMA HTGR	
elabora: JOSE PEREZ B.	MEXICO, D.F. 1988
aprobo: ING. MARIO CHEW B.	FIG. 2.7



- 1 CANAL DE REFRIGERACION
- 2 BARRA DE COMBUSTIBLE
- 3 VENENO CONSUMIBLE
- 4 AGUJERO PARA BARRA DE CONTROL.
- 5 AGUJERO DE MANIPULACION
- 6 AGUJERO PARA LOS ABSORBENTES DE NEUTRONES.

ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
ENSAMBLE DE COMBUSTIBLE MODERADO CON GRAFITO	
autor: JOSE PEREZ G.	MEXICO D.F. 1968
graficó: ING. MARIO CHEW B.	FIG. 2.8

viado a los turbogeneradores para la producción de energía eléctrica.

Los elementos de combustible están contenidos en bloques de grafito hexagonales. Cada bloque tiene tres diferentes tipos de canales, - donde se alojan las barras de combustible, circula el refrigerante y se introducen las barras de control respectivamente. En la Figura - 2.8 se muestra un ensamble de combustible típico de un reactor moderado con grafito.

Por último se menciona que el rendimiento térmico del HTGR es de alrededor del 40%, comparable con la planta más eficiente que utilice combustible fósil, y eficiencia más alta que el 32 o 33% obtenido por los actuales reactores de agua ligera.

2.2.4 Reactor Heterogéneo Tipo Canal Grafito-Agua. (RBMK)

Este tipo de reactor es el que se estaba utilizando durante el accidente recientemente ocurrido en la planta nucleoelectrónica de Chernobyl en la Unión Soviética, y solo se menciona aquí para hacer notar las diferencias con respecto al reactor nuclear de Laguna Verde, y por ser causa del accidente más serio que ha ocurrido en una planta nucleoelectrónica, tanto por el número de víctimas humanas consecuencia de la cantidad de radiación liberada como por la resultante agravación de la relación entre naciones.

El reactor de Chernobyl es conocido por las siglas RBMK las cuales - en ruso significan Reactor Heterogéneo tipo Canal Grafito-Agua. Es un reactor moderado con grafito y refrigerado por agua ligera hirviente.

El núcleo del reactor es muy similar al de los reactores de occidente de alta temperatura enfriados por gas HTGR, ya que consiste igualmente de un arreglo de bloques de grafito perforados circularmente.

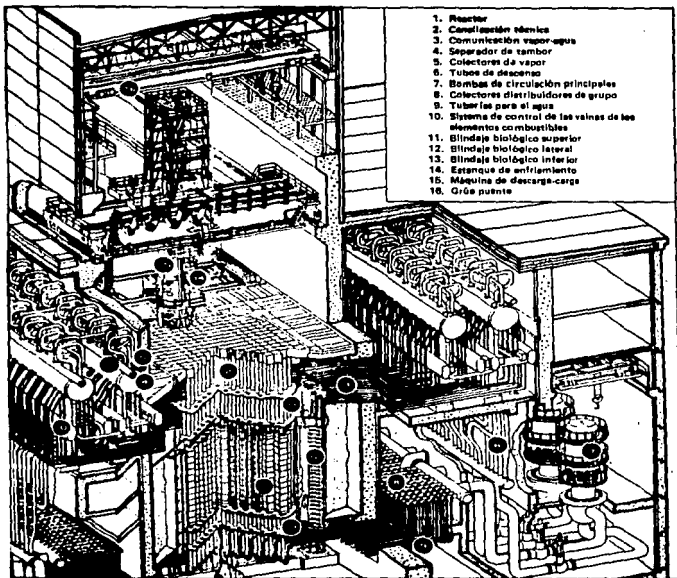
El refrigerante del reactor es agua ligera hirviente que pasa a tra-

vés de los canales de combustible. En un sistema de enfriamiento - por separado, circula agua de abajo hacia los canales de barras de - control, para enfriar el grafito.

La Figura 2.9 muestra una vista seccional del RBMK. Los canales de combustible consisten de tubos de una aleación de zirconio dentro de los cuales se encuentran pastillas de dióxido de uranio con un enriquecimiento de 1.8% aproximadamente.

El RBMK está provisto con sistemas de emergencia para el enfriamiento del núcleo bajo un accidente postulado o de bases de diseño por - pérdida de refrigerante. Sin embargo, el control de la reactividad es complicado por lo grande del núcleo y por la combinación de un moderador eficiente con una sección de captura de neutrones muy pequeña y refrigerante de agua ligera hirviente. Dicha combinación moderador-enfriador trae como consecuencia un coeficiente de reactividad positivo. En forma cualitativa se puede explicar de la siguiente manera: Al aumentar por cualquier motivo la potencia del reactor, como es lógico, aumentará la ebullición del agua circundante al núcleo, - con lo que disminuirá la proporción de agua a vapor en el mismo al - haber mayor cantidad de vapor, ésto hará que la captura de neutrones por parte del agua disminuya; al disminuir la captura de neutrones - habrá más neutrones disponibles para la reacción en cadena, en tanto que la moderación no disminuirá pues ésta la hace fundamentalmente - el grafito; al haber más reacciones de fisión aumentará la potencia, lo que nos lleva al principio del ciclo, haciendo que la potencia - tienda a subir automáticamente.

En los reactores moderados y refrigerados con agua ligera como el - BWR de Laguna Verde, el coeficiente de reactividad es negativo como - se mencionó en su oportunidad, ya que el doble papel que en ellos - juega el agua, tiene mayor influencia en la reducción del volumen - del agua como moderador, que la disminución en la captura de neutrones; ésto significa que al aumentar la potencia del reactor, éste -



1. Reactor
2. Canalización sónica
3. Comunicación vapor-agua
4. Separador de tambor
5. Colectores de vapor
6. Tubos de descenso
7. Bombas de circulación principales
8. Colectores distribuidores de grupo
9. Tuberías para el agua
10. Sistema de control de las vainas de los elementos combustibles
11. Blindaje biológico superior
12. Blindaje biológico lateral
13. Blindaje biológico inferior
14. Estanque de enfriamiento
15. Máquina de descarga-carga
16. Grúa puente

ING. ZARAGOZA (URAM)	TITULO PROFESIONAL
VISTA SECCIONAL DE UN REACTOR DE AGUA HIRVIENTE MODERADO CON GRAFITO	
1966 D.F.	MEXICO D.F. 1968
ING. JOSE PEREZ S.	FIG. 2.9
ING. MARIO CHAVEZ	

tiende a disminuir la reacción en cadena y, por lo tanto, a controlar automáticamente la potencia.

Un coeficiente de reactividad positivo no es fácil de controlar, la condición requiere de muy buena instrumentación y sistemas de control computarizado para solventar efectivamente los trastornos localizados a diferentes niveles de potencia. El reactor Candú también opera con un coeficiente de reactividad positivo, pero tiene como refrigerante agua pesada fría y combustible de uranio natural, por lo que la condición es menos severa.

La ausencia de contención primaria en el edificio del reactor de Chernobyl es la falla más comentada por los expertos de seguridad nuclear de occidente. Solo los reactores PWR en la URSS, están totalmente contenidos de forma similar a los reactores LWR de occidente.

Los investigadores de la Organización Internacional de Energía Atómica (OIEA), concluyeron que el origen del accidente se debió a una desviación de la reactividad dentro del núcleo. La generación considerable de vapor y su reacción subsecuente dió como resultado la formación de hidrógeno, el cual formó una mezcla explosiva con el oxígeno del aire, dañando al reactor con la consecuente liberación de radiación.

Uno de los eventos más serios fué el incendio del moderador de grafito, motivo por el cual las autoridades soviéticas se vieron en la necesidad de solicitar la asesoría de las autoridades de Alemania Occidental respecto a cómo combatir un incendio de grafito. Los investigadores estiman que cerca de la mitad del material volátil radioactivo liberado durante el accidente fué debido a la explosión inicial y la otra mitad escapó durante el incendio del grafito.

Existen tres diferencias significativas entre el reactor de la planta nucleoelectrónica de Chernobyl y el reactor de la planta de Laguna Verde:

1. El reactor de Laguna Verde no utiliza grafito, como moderador, se usa agua y el agua no es inflamable.
2. La atmósfera del contenedor primario será inertizada con nitrógeno evitando así la presencia de oxígeno.
3. El contenedor primario cuenta con placas de acero internas y pared de concreto externa de 1.50 Mts., condición que el reactor de Chernobyl no tiene.

En una planta nucleoelectrónica al igual que cualquier planta de potencia existe un cierto grado de riesgo en su operación. Sin embargo, en la industria nuclear se incluye un sistema de garantía de calidad el cual implica que todos los aspectos de un proyecto sean analizados, verificados y documentados de manera que, hasta donde sea previsible, no se tengan defectos de diseño, fabricación, de construcción ni de operación en la planta nuclear.

La responsabilidad última de una planta nuclear recae en el operador de la misma, en el caso de la planta de Laguna Verde en la Comisión Federal de Electricidad, pero para reglamentar y supervisar que todo se efectúe en forma adecuada, se cuenta además con un organismo regulador independiente, que en el caso de nuestro país es la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardas CNSNS. Cabe hacer notar que en el caso de la URSS no existía un organismo equivalente a éste y que sólo se instituyó hasta hace poco tiempo.

2.2.5 Los Reactores Rápidos Reproductores. (LMFBR)

Existen principalmente dos tipos de reactores rápidos reproductores en el mundo: el Reactor Rápido Reprodutor Enfriado con Metal Líquido, LMFBR; y el Reactor Rápido Reprodutor Enfriado por Gas, GCFR.

En este espacio sólo se describirá al primero, por ser el segundo -- una extensión del HTGR.

Este tipo de reactores son llamados rápidos porque utilizan para la fisión neutrones de alta energía (poco moderados) y reproductores - por que son capaces de producir mas combustible que el que consumen, es decir, que el ritmo de aparición de núcleos fisibles es superior al de desaparición (por absorciones) lo cual induce un incremento - acumulativo en el inventario de dicho material. Por lo anterior, se dice que este tipo de reactores son los reactores del futuro.

El fundamento físico de los reactores anteriormente descritos es la fisión inducida por neutrones lentos, "térmicos". Estos reactores - pueden ser llamados, como un grupo único, reactores "térmicos".

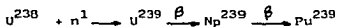
Incluso en un reactor térmico, algunos de los neutrones aprovechables son absorbidos por el Uranio-238, convirtiéndose en plutonio-239, -- que puede fisionarse y contribuir significativamente a la producción total de energía. Pero la cantidad de plutonio creado es inferior a la del uranio empleado; por ello, todos los reactores anteriormente descritos pueden también llamarse reactores "quemadores".

Un neutrón térmico puede romper más fácilmente un núcleo de uranio - 235 o plutonio-239 que un neutrón rápido que surge de un proceso de fisión; por lo tanto, se usan moderadores en todos los núcleos de reactores quemadores para frenar los neutrones. Esto implica que - los neutrones rápidos son casi inefectivos en una reacción en cadena. Pero una fisión causada por un neutrón rápido produce, por término - medio, más neutrones rápidos nuevos que una fisión producida por un neutrón térmico.

El LMFBR es un reactor rápido reproductor operando con un ciclo uranio-plutonio. Al inicio el reactor opera con combustible U-235 y U-238, posteriormente la reproducción del plutonio-239 y plutonio -

241 podrá reemplazar el U-235, y el sistema podrá entonces operar -- con la fisión de isótopos de plutonio y uranio natural.

La siguiente cadena nos sirve para centrar el fenómeno de la repro-- ducción:

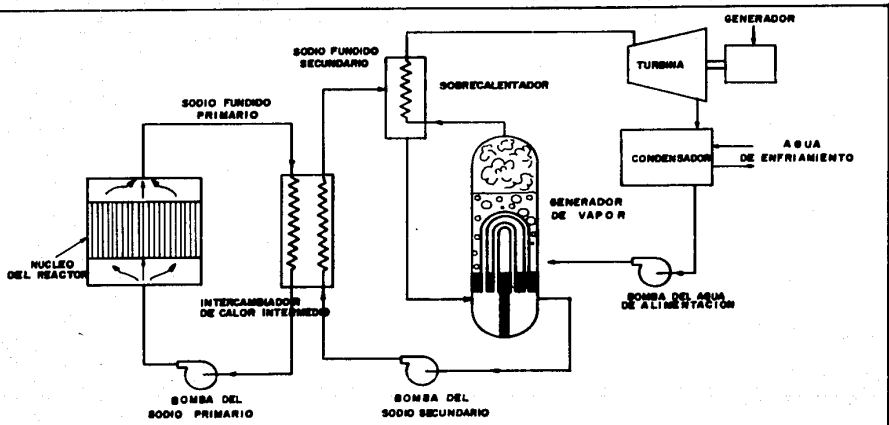


A su vez las sucesivas capturas de neutrones a partir del plutonio - 239 van dando los isótopos superiores de este elemento.

La dificultad fundamental a la que se enfrenta el diseñador de un - reactor rápido regenerador es que necesita 400 veces mas neutrones - rápidos que neutrones térmicos para originar la fisión. Como conse-- cuencia, debe crearse una densidad neutrónica mucho mas elevada. - Además, los neutrones que emergen nuevamente han de evitar colisio-- nes que les harán frenarse antes de golpear otros núcleos fisibles.- El núcleo de un reactor rápido regenerador debe, como consecuencia, - ser más compacto que el de cualquier otro reactor hasta aquí descri-- to. No solamente no contiene moderador, sino que también contiene - un cierto número de otros materiales estructurales y el refrigerante suficiente para extrner la temperatura tremendamente intensa que se genera.

Un esquema de un reactor rápido regenerador LMFBR se muestra en la - Figura 2.10. Este tipo de reactor utiliza como refrigerante sodio fundido, el cual tiene las siguientes ventajas:

- a) Como metal que es, posee una alta conductividad térmica.
- b) No modera la velocidad de los neutrones apreciablemente.
- c) Tiene un alto punto de ebullición (881°C a 1 atm), por lo que el - circuito de refrigeración puede operar a altas temperaturas sin - necesidad de estar presurizado.
- d) El sodio no es especialmente corrosivo a muchos materiales estruc-- turales.



ENEP ZARAGOZA (URAM)	TESIS PROFESIONAL
DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL SISTEMA LMFBR	
elabora JOSÉ PEREZ S.	MEXICO D.F. 1980
revisó TEODORO CHEW S.	FIG. 2.10

No obstante, el sodio tiene algunas características indeseables, su punto de fusión (97.7°C) es mucho más alto que la temperatura ambiente, por lo que el sistema de refrigeración deberá ser mantenido caliente en todo momento para prevenir la solidificación del sodio.

El sodio es altamente reactivo, en su forma sólida reacciona casi siempre de manera explosiva con el agua. En vista de estas propiedades, no se considera apropiado llevar el sodio refrigerante directamente del reactor al generador de vapor. El LMFBR tiene dos circuitos de sodio como se muestra en la Figura 2.10: el circuito del reactor conteniendo el sodio radioactivo y un circuito intermedio conteniendo el sodio no radioactivo.

Como combustible se utiliza una mezcla de óxidos de uranio-plutonio, con un enriquecimiento del 20 al 27% en forma de pastillas contenidas dentro de tubos de acero inoxidable.

La eficiencia global de una planta operada con este tipo de reactor es comparable a la que se alcanza en las plantas convencionales de combustibles fósiles más eficientes. Los reactores rápidos reproductores involucran varias dificultades tales como el enriquecimiento, una refrigeración intensiva y medidas de seguridad complicadas. Pero las ventajas de la reproducción lo hacen ser el reactor del futuro.

Existen otros tipos de reactores producto de distintas combinaciones de moderador, combustible o refrigerante que, por su escasa significación o por escapar a los objetivos de esta tesis, no serán abordados.

2.3 Criterios de Selección del Reactor de Laguna Verde.

El proceso de selección de un reactor toma en cuenta algunos aspectos tanto técnicos como económicos.

Para la generación de energía, un reactor puede disponer de una gran masa de núcleo con una producción de calor relativamente baja por unidad de volumen, o densidad de potencia; por otro lado, puede tener un núcleo mucho más pequeño con una densidad de potencia más alta. El combustible de uranio natural tiene una baja concentración de núcleos fisibles, por lo que un reactor que utiliza ese combustible debe disponer de un volumen mayor que el de cualquier otro tipo de reactor que use combustible enriquecido. Un reactor voluminoso es más caro de construir que uno pequeño de la misma potencia. Por el contrario, el combustible de uranio natural es más barato que el de uranio enriquecido.

Si un reactor funciona a una temperatura más elevada, produce un vapor de agua de alta calidad y genera electricidad más eficientemente. Por otra parte, los materiales que soportan estas altas temperaturas son, probablemente, más caros. De la misma manera un reactor que puede ser recargado en funcionamiento es decir, sin tener que pararlo, es más adecuado para una red eléctrica, pero las instalaciones de recarga son, generalmente, más caras de construir que los de recarga con el reactor parado.

La presión del sistema de refrigeración puede operar desde la atmosférica hasta los (por ahora) 170 Kg/cm^2 , aproximadamente. Cuanto más alta sea la presión, más pesado y resistente debe ser el sistema a presión. Esto tiene repercusiones, no solamente en cuanto a costos, sino también en cuanto a seguridad, ya que una rotura del sistema a presión puede tener consecuencias graves. Algunos modelos como ya se señaló encierran el núcleo en una vasija de presión de acero soldado; otros emplean hormigón pretensado.

Un reactor con coeficiente de reactividad negativo puede controlarse más fácilmente por una interrupción del sistema de refrigeración, que uno con coeficiente de reactividad positivo, en el cual las elevaciones bruscas de temperatura pueden ocurrir con extrema rapidez.

La planta nucleoelectrónica de Laguna Verde será la primera planta de este tipo que operará en nuestro país, por lo que aparte de los criterios antes expuestos, se consideraron algunos aspectos nacionales, tales como la mínima infraestructura para la fabricación del equipo y la nula experiencia en la operación de una planta nuclear. Mas aún, al inicio del proyecto se pretendía que fuera el de menor costo de inversión, cosa que no se ha podido lograr debido principalmente a el retraso en la terminación del mismo por cuestiones básicamente políticas y económicas.

Hay muchos fabricantes asociados con la producción de una planta nucleoelectrónica. El vendedor más importante es el proveedor del sistema de generación del vapor nuclear (NSSS); en el equipo básico NSSS está incluido la vasija del reactor y sus partes internas, las bombas del refrigerante del reactor y el diseño completo de la ingeniería básica y de detalle de los sistemas que están relacionados con la seguridad de la planta.

La selección final del reactor de Laguna Verde se le adjudicó a la compañía Americana General Electric, los cuales suministraron un reactor tipo BWR. La decisión del tipo de reactor y del fabricante fué tomada en base principalmente de los siguientes criterios.

1. El reactor tipo BWR tiene una característica inherente de seguridad, por lo que era el más adecuado debido a la nula experiencia en nuestro país en la operación de plantas nucleoelectrónicas.
2. Menor costo de producción.
3. Experiencia del proveedor en la fabricación de reactores de este tipo.
4. Menores costos de inversión por no requerirse equipo para la generación de vapor aparte.

La ingeniería de detalle y la asesoría ha estado a cargo de la compañía Americana EBASCO, la cual tiene una amplia experiencia en el de-

desarrollo y construcción de plantas nucleoelectricas en el mundo.

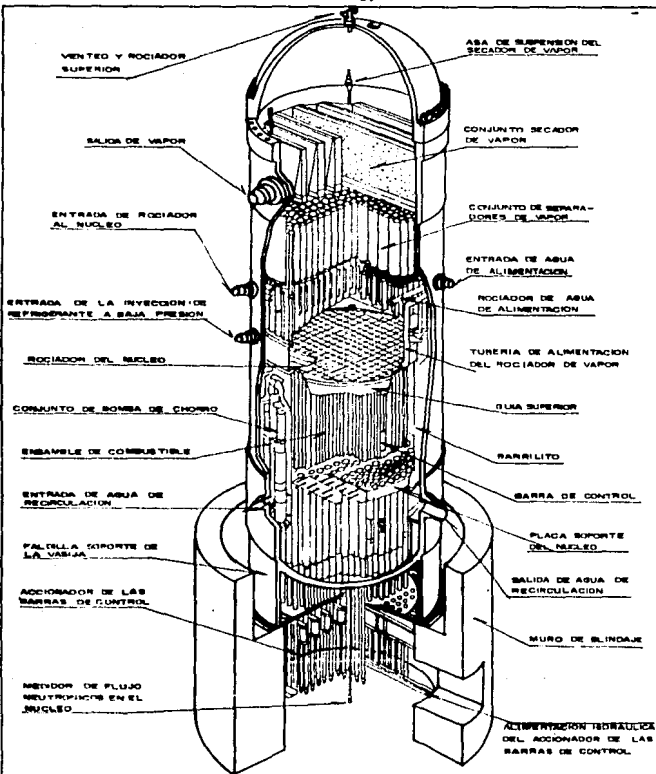
2.4 El Reactor de Laguna Verde y sus componentes.

El Reactor de Laguna Verde es como ya se ha mencionado un Reactor tipo agua hirviente BWR y fué diseñado y suministrado por la compañía Americana General Electric. El Reactor consiste de tres partes principales. La Vasija del Reactor, el Núcleo y las diversas partes internas.

Uno de los propósitos principales de la Vasija del Reactor es proporcionar un volumen en el cual el Núcleo del Reactor pueda sumergirse en refrigerante permitiendo así, la transferencia de calor aprovechable para la generación de potencia. La Vasija del Reactor es un recipiente de presión cilíndrico vertical con tapas hemisféricas como puede verse en la figura 2.11; el proyecto, fabricación y pruebas del Reactor se realizaron de acuerdo con la Sección III del Código ASME.

El material utilizado en la fabricación de la Vasija es una aleación de acero al carbón con manganeso y molibdeno, el revestimiento interior es una capa interior de acero inoxidable, cuyo propósito es reducir al mínimo la corrosión y facilitar la visibilidad durante las recargas de combustible. En la Tabla 2.3, se muestran los parámetros principales de la Vasija del Reactor.

La tapa superior de la Vasija es demontable, estando unida a la coraza por medio de una brida con pernos y tuercas. El cierre hermético de la unión entre la tapa y el resto de la Vasija se asegura mediante dos anillos concéntricos situados entre ambas bridas, disponiéndose además de un sistema de detección de fugas en los mismos.



- REPORTE**
- 3 BOMBILLAS PARA EL RHR
 - 2 BOMBILLAS UNA PARA RPCC Y OTRA PARA EL LPCS
 - 4 BOMBILLAS PARA EL RPV
 - 4 BOMBILLAS PARA EL NS
 - 10 BOMBILLAS PARA LAS BOMBAS JET PUMP
 - 1 BOMBILLA EN LA CABEZA DE LA VASIJAS PARA EL RCH
 - 2 BOMBILLAS PARA LA SUCCION DEL RRC.
 - 1 BOMBILLA DEL SLC.

ENEP IZABARDO (UNIVERSIDAD)	TECNICO PROFESIONAL
ENSAMBLE DEL REACTOR	
elaborado: JOSE PEREZ S.	MEXICO D.E. 1988
aprobado: ING. MARIO CHEW S.	FIG. 2.H

**TABLA 2.3 PARAMETROS PRINCIPALES DE LA
VASIJA DEL REACTOR**

Altura interior	20.80 m.
Diámetro interior	5.18 m
Espesor de pared	12.70 cm
Material base	Acero al carbón con Manganeso y Molibdeno
Material de revestimiento	Acero inoxidable austenítico SS-304
Espesor de revestimiento	0.31 cm
Presión de diseño	87.90 Kg/cm ²
Temperatura de diseño	302°C
Velocidad máxima de <u>calentamiento</u> y enfriamiento	55°C/hr
Vida de diseño	40 años
Código de proyecto	Código ASME, Sección III, Clase I (NB-3200)

La Vasija del Reactor se apoya sobre un pedestal de concreto y acero que se construye unido a la cimentación del Edificio, a través de un faldón cilíndrico de chapa soldada a la Vasija, y cuya brida se une a la placa de anclaje por medio de pernos embebidos en el concreto.

Las partes internas del Reactor son consideradas como aquellos componentes que: soportan y orientan el combustible del Núcleo del Reactor y los ensambles de las barras de control, absorben las cargas dinámicas de las barras de control y transfieren estas cargas a la estructura de la Vasija, suministran un conducto de paso para el refrigerante del Reactor y además soportan la instrumentación del interior del Núcleo del Reactor.

Entre los elementos internos del Reactor se consideran los siguientes:

1. El barrilete
2. Los ensambles de combustible
3. Las barras de control
4. Las bombas de chorro
5. Los separadores de vapor
6. Los secadores de vapor
7. La instrumentación para el monitoreo de las variables del proceso.

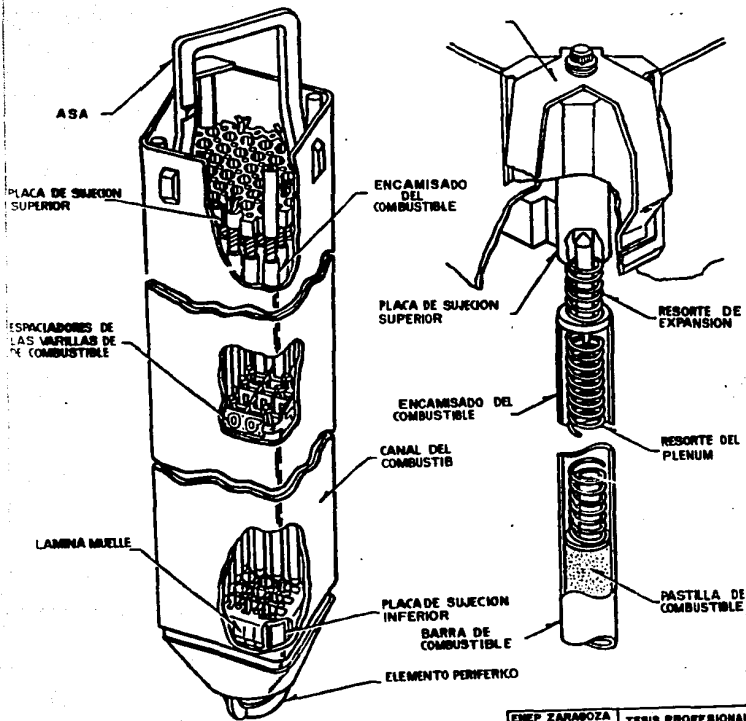
Se considera primeramente el barrilete o envuelta del Núcleo, el cual es un ensamble cilíndrico de acero inoxidable que proporciona una división para separar el flujo hacia arriba del refrigerante a través del Núcleo del flujo de recirculación del de hacia abajo a través de las bombas de chorro, tiene además una misión de soporte apoyado para ello en el casquete inferior del Núcleo mediante su prolongación hasta el mismo y cuya unión es soldada (ver figura 2.11); la brida situada en la parte superior del barrilete, permite la unión al mismo del conjunto de separadores de vapor. En la parte inferior, uniendo la envuelta a la Vasija, tenemos una placa en forma de corona circular en donde se encuentran soldados los difusores del refrigerante a la parte inferior del núcleo que se denominará cámara de admisión.

Ensamblados de Combustible.- El Núcleo del Reactor consiste principalmente de muchos ensamblados de combustible arreglados de tal forma que el Núcleo completo se aproxima a un cilindro recto circular dentro de la envolvente del Núcleo. Los ensamblados de combustible están formados por barras de combustible y el canal que las envuelve. Cada barra de combustible consiste de pastillas de Dióxido de Uranio UO_2 apiladas en un tubo revestido de Zircaloy, en el cual después de haber producido el vacío en el interior de la vaina se rellenan con Helio y se cierran herméticamente, soldando tapones de Zircaloy en ambos extremos.

Aunque la mayoría de los productos de fisión son retenidos dentro de las pastillas de combustible, una fracción de los productos gaseosos sale de las pastillas y se acumulan en un espacio libre dejado en la parte superior de la barra. El volumen de este espacio libre es suficiente para evitar una presión interna excesiva de estos gases de fisión, en este alojamiento libre se dispone de un muelle que impide los movimientos axiales de las pastillas de combustible.

Las dimensiones de las pastillas de UO_2 y el diámetro interior del tubo que constituye la vaina, son tales que a la temperatura de trabajo se encuentran ambos en contacto, favoreciéndose así la transmisión de calor.

El canal de combustible encierra el ensamblado de combustible como se muestra en la figura 2.12. El canal es como una caja y está hecho también de Zircaloy, y cumple varias misiones, en primer lugar divide la zona por la que pasa el flujo ascendente del refrigerante por cada uno de los ensamblados de combustible, sirve también de guía a las barras de control y constituye una superficie de soporte para las mismas y, por último, proporciona rigidez y protege al paquete de combustible en su manejo. Estos canales son reutilizables y sus dimensiones para el Reactor de Laguna Verde son de 4.59 metros de longitud y 13.97 cm. de lado.



ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
ENSAMBLE DE COMBUSTIBLE	
JOSE PEREZ S.	MEXICO D.F. 1988
DR. MARIO CHEW B	FIG. 2.12

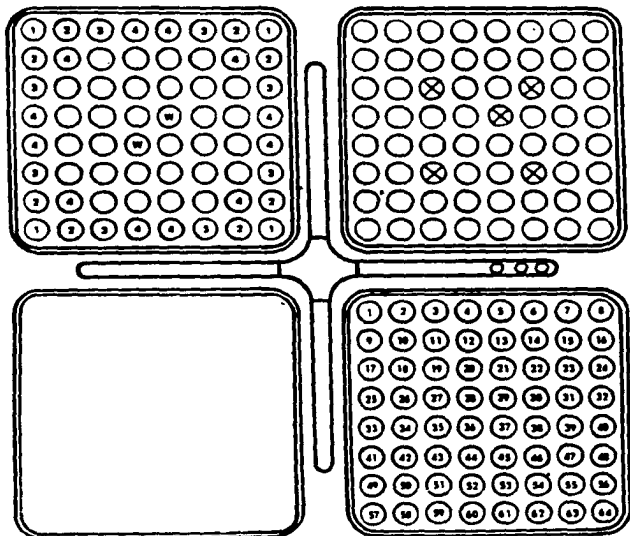
Cada ensamble de combustible tiene un arreglo de 8 X 8 barras, de las cuales, una de las centrales está llena de agua, es decir, contiene - 63 barras de combustible. En la figura 2.13 se representa una sección de cuatro ensambles de combustible, en donde se señalan los distintos enriquecimientos, figurando también la barra de control correspondiente y la posición del detector de flujo neutrónico.

Con el fin de reducir el factor de pico local se utilizan cuatro enriquecimientos distintos de U-235 en los ensambles de combustible. El factor de pico local está relacionado con la distribución de potencia en el núcleo para evitar que tanto en operación normal como en los transitorios sean sobrepasados los valores de diseño de forma que puedan ser dañados los elementos combustibles.

Para evitar el montaje erróneo de los ensambles de combustible situando barras en lugares que no corresponden a su enriquecimiento se construyen los vástagos de las barras de manera que únicamente puedan ser montados en la posición correcta.

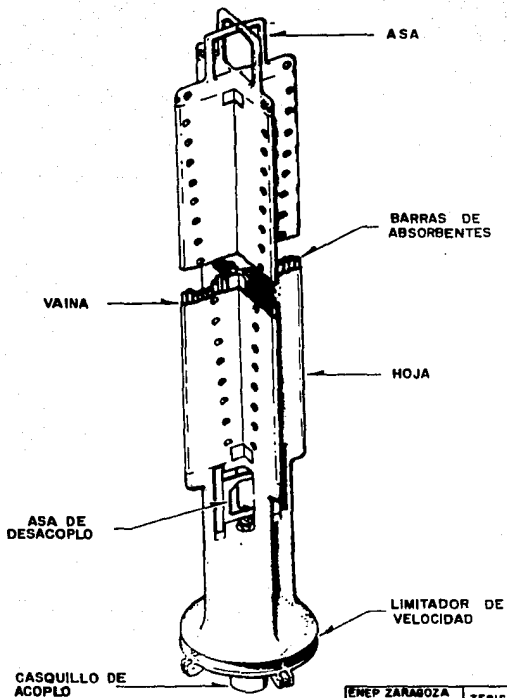
En la primera carga y sucesivas se utiliza gadolinia (óxido de gadolinio), que por ser un absorbente de neutrones consumible realiza un control temporal de la reactividad. Este absorbente se sitúa en la mitad inferior de las barras de combustible de mayor enriquecimiento, con el fin de compensar la existencia de los huecos en el refrigerante.

Barras de Control. La reactividad en el Núcleo del Reactor es regulada por el movimiento de las barras de control que entran por la parte inferior. Las barras de control tienen como puede verse en la figura 2.14 un arreglo cruciforme, el material absorbente en este caso es el Carburo de Boro B_2C compactado en el interior de tubos de acero inoxidable, que actúan como vasija de presión para mantener en su interior el gas Helio, que se genera por la absorción de neutrones en el Boro.



- ① BARRA DE ENRIQUECIMIENTO BAJO
- ② BARRA DE ENRIQUECIMIENTO MEDIO-BAJO
- ③ BARRA DE ENRIQUECIMIENTO MEDIO
- ④ BARRA DE ENRIQUECIMIENTO MEDIO-ALTO
- BARRA DE ENRIQUECIMIENTO ALTO
- W BARRA DE AGUA
- X LOCALIZACION DE BARRA DE GADOLINIA (TIPICO)

ENEP ZARAGOZA (URAM)	TECN PROFESIONAL
SECCION DE CUATRO ENSAMBLÉS DE COMBUSTIBLE (DISTRIBUCION DE ENRIQUECIMIENTO)	
elaboró JOSE PEREZ S.	MEXICO D.F. 1988
revisó ING. MANO CHEW S.	Fig 2.15



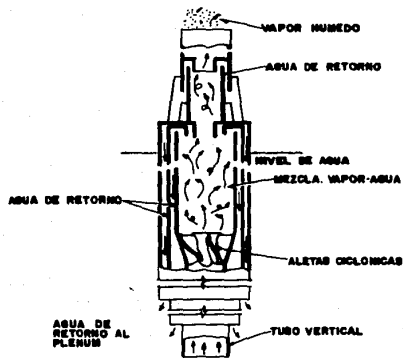
ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
BARRA DE CONTROL	
Elabora JOSE PEREZ G	MEXICO C.F. 1988
Aprobo ING. MARIO CHEW B	FIG. 2.14

Separadores y Secadores de Vapor.- En la parte superior del barrilete y unido al mismo tiempo mediante una brida, se encuentra el conjunto de separadores de vapor.

Los separadores de vapor van unidos a la parte superior de los tubos verticales, los cuales están soldados en la tapa del envolvente. Estos separadores no tienen partes móviles, en cada separador la mezcla vapor-agua sube a través del tubo vertical y pasa a través de las placas deflectoras las cuales le imparten un movimiento de giro para establecer un vórtice que separa el agua del vapor como se puede observar en la figura 2.15.

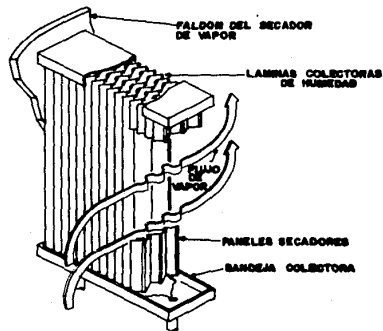
El vapor sale por la parte superior del separador y sube hacia los secadores. El agua separada sale debajo de la tapa del separador y fluye hacia afuera entre los tubos verticales drenando al interior del conducto anular descendente para el flujo de recirculación. El vapor que abandona los separadores entra en el conjunto de secadores de vapor, uno de cuyos páneces se representa en la figura 2.16, los cuales constituyen la parte más elevada de la Vasija del Reactor. El vapor fluye a través de los álabes del secador, dirigiéndose posteriormente a la tobera de salida para ser utilizado en la Turbina. La humedad depositada en los álabes del secador se desliza por las paredes de los mismos descargando después de pasar por una serie de tuberías en la zona anular desde donde es recirculada

Bombas de Chorro.- La misión de las Bombas de Chorro en conjunto con el sistema de recirculación del cual forman parte, es aumentar el caudal de recirculación en el Núcleo. Las Bombas de Chorro están situadas en la región anular entre la envuelta de la Vasija (figura 2.17). La presión de descarga de las Bombas de Recirculación externas a la Vasija del Reactor, es convertida en energía cinética por la tobera de flujo formada por las Bombas de Chorro, la alta velocidad del chorro trae como consecuencia un flujo continuo de circulación forzada a



SEPARADOR DE VAPOR INDIVIDUAL

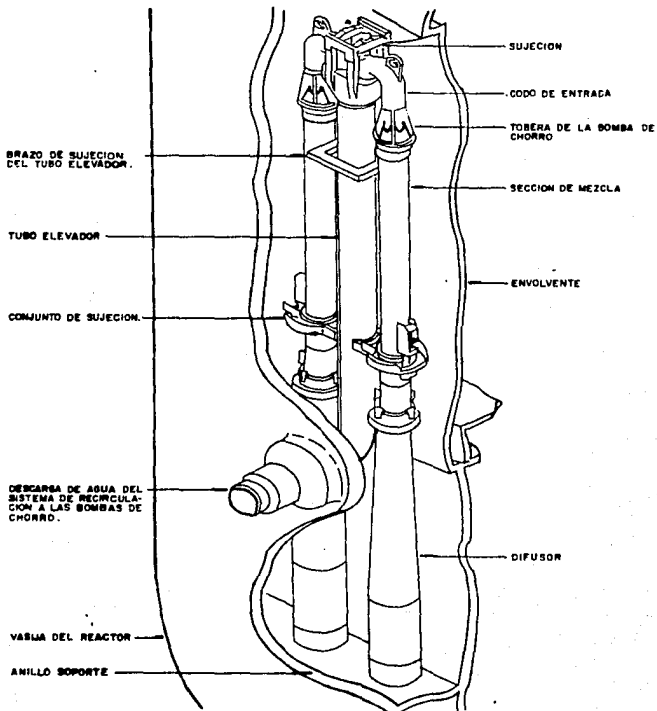
FIG. 2.18



SECCION DEL SECADOR DE VAPOR

FIG. 2.19

ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
SEPARADOR DE VAPOR INDIVIDUAL Y SECCION DEL SECADOR DE VAPOR	
elabora	MEXICO D.F. 1988
JOSE PEREZ S.	
supervisado por	FIGS. 2.18 Y 2.19
ING. MARCO CHEV. S.	



DRP ZARAGOZA (URAM)	TECN. PROFESIONAL
ENSAMBLE DE LAS BOMBAS DE CHORRO	
BOB. 010 JOSE PEREZ S.	MEXICO D.F. 1968
BOB. 010 ING. MARIO CHEW S.	FIG. 2.17

través del Núcleo de la Vasija del Reactor. El objetivo del sistema de recirculación del Reactor con respecto a la generación de potencia es suministrar un flujo variable de moderador (refrigerante) al Núcleo del Reactor para ajustar el nivel de potencia del Reactor.

Por último, se menciona que dentro de los elementos que integran la Vasija del Reactor se encuentran aquellos para la medición de las variables de proceso, los cuales serán abordadas en los capítulos siguientes.

CAPITULO III

REQUERIMIENTOS ESPECIALES EN UNA PLANTA NUCLEOELECTRICA

3.1 Introducción

La instrumentación y el control de una planta nuclear, al igual que to das sus estructuras, sistemas y componentes, se clasifican como rela cionados y no-relacionados con seguridad. La instrumentación y el control relacionado con seguridad es aquella esencial para:

- a) Un paro seguro del Reactor en condiciones de emergencia
- b) Aislamiento del Contenedor
- c) Enfriamiento del Núcleo del Reactor
- d) Remoción del calor residual del Reactor
- e) Prevención de una liberación significativa de material radionactivo a el medio ambiente

La instrumentación y el control no-relacionada con seguridad es aque lla cuya operación no cae dentro de la categoría antes mencionada, y sus requerimientos no difieren en gran medida de los aplicables a la instrumentación y el control utilizado en las plantas convencionales operadas por combustibles fósiles.

Sin embargo, a la instrumentación y el control relacionada con segu ridad en una planta nuclear, se le imponen además de los requerimien tos de una planta convencional ciertos requerimientos especiales pa ra la seguridad de la planta y la protección del público en general. Estos requerimientos especiales son los siguientes:

- 1) Requerimientos de separación física y eléctrica
- 2) Requerimientos de diseño sísmico
- 3) Requerimientos ambientales
- 4) Control de garantía de calidad

A continuación se dará una descripción de cada uno de ellos.

3.2 Requerimientos de Separación Física y Eléctrica

Los siguientes requerimientos se basan en el sistema de protección de un Reactor de agua hirviente, el cual tiene como primer objetivo la más alta seguridad posible de la planta y como segundo la continuidad del servicio. Cada variable es medida por cuatro sensores física y eléctricamente separados, contando cada uno de ellos con su propia lógica, y constituyendo cuatro sistemas de disparo física y eléctricamente independientes. Esto trae como consecuencia un sistema redundante que duplica la función esencial de otro sistema de tal forma que cualquiera de ellos puede efectuar la función requerida, sin importar el estado de operación o falla del otro.

El sistema de protección del Reactor es un sistema relacionado con seguridad ya que es esencial para el apagado seguro del Reactor bajo condiciones de emergencia, por lo que sus componentes deben estar física y eléctricamente separados de tal manera que un sólo evento posible, tal como el impacto de proyectiles generados por equipo rotatorio, fuego o chicoteo de tuberías de alta presión, no destruya la totalidad del equipo redundante y consecuentemente se pueda apagar el Reactor. Los criterios de separación física y eléctrica toman en cuenta también las fallas debidas a eventos tales como sismos, huracanes, temperaturas extremas, reacciones químicas, radiación, sabotaje e inclusive el posible impacto de un proyectil tal como un avión a la estructura de contención.

El concepto de separación física y eléctrica en instrumentación y control incluye las tuberías de instrumentos, las penetraciones, los bastidores de instrumentos, sensores, cajas de terminales, charolas de cables, tableros, relevadores y todo aquello que forma parte del sistema completo.

En las figuras 3,1 y 3,2 se ilustra un arreglo típico de edificios donde se muestra el concepto de redundancia y separación física. Obsérvese que se cuenta con cuatro líneas de instrumentos para medir -

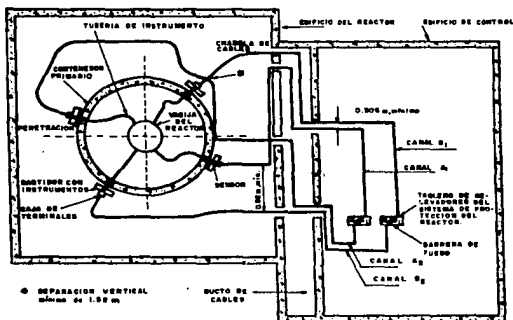


FIG. 3.1

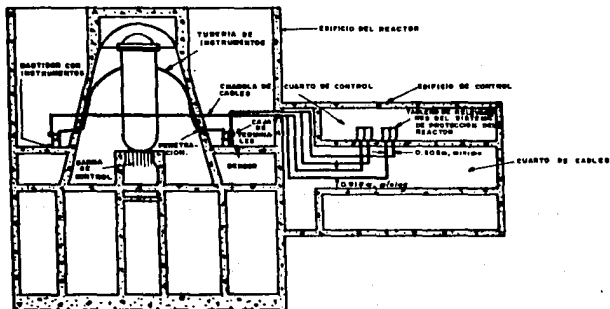


FIG. 3.2

ENEP TARAGOZA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
ARREGLO TÍPICO DE EDIFICIOS QUE MUESTRA ESQUEMÁTICAMENTE LOS REQUERIMIENTOS DE SEPARACION.	
elaboró: JOSE PEREZ G.	MEXICO DF 1980
aprobó: ING. MARIO CHEW S.	FIGS. 3.1 & 3.2

cualquier variable, ya sea la presión, el nivel, la temperatura o el flujo en la Vasija del Reactor, orientadas de tal manera que se obtienen cuatro canales de disparo física y eléctricamente independientes entre ellos. En las mismas figuras se muestran también los requerimientos de separación física entre charolas de cables en los siguientes términos: En áreas generales de la planta debe existir un espacio libre de aire mínimo entre charolas de diferentes sistemas - de disparo de 0.92 m (3 pies) horizontal y 1.52 m (5 pies) vertical, y para el cuarto de cables de 0.305 m (1 pie) horizontal y 0.92 (3 pies) vertical, suponiendo la ausencia de proyectiles o chicoteo de tuberías de alta presión. Cuando dichos proyectiles o chicoteo pueden presentarse se requiere una separación mínima de 7.1 m (20 pies) o bien una barrera de concreto reforzado de 0.15 m (6 pulg) de espesor entre charolas pertenecientes a diferentes sistemas de disparo.

La redundancia es una técnica de diseño de sistemas en la cual los componentes o canales están conectados en paralelo de manera que una falla de un sólo componente no cause que el sistema falle. En el sistema de protección del Reactor de la planta de Laguna Verde, la lógica de disparo de los canales A1 y A2 se conectan a una unidad de coincidencia donde llegan también la lógica de disparo de los canales B1 y B2, de la cual una señal de disparo será transmitida ya sea del canal A o del canal B a la siguiente etapa en el sistema de protección. Cualquier combinación de sistemas de disparo (A1 con B1 A1 con B2, A2 con B1 ó A2 con B2) apagarán el Reactor; esto proporciona una alta confiabilidad y al mismo tiempo se evita el apagado del Reactor cuando solamente los sistemas A o sistemas B dispararán. Es importante señalar que la lógica del sistema está dispuesta de tal manera que la falla total de uno de los cuatro sistemas de disparo no evitará el apagado del Reactor.

La separación física y eléctrica involucra al equipo mecánico y tubería, incluyendo los conductos para cables y el tubing de los sistemas de emergencia para enfriamiento del núcleo y demás subsistemas -

relacionados con la seguridad de la planta; éstos están separados en grupos funcionales en una distancia lo más práctica posible, de tal manera que a pesar de una falla postulada o de una destrucción de -- cualquier porción de la planta, debe mantener intactos al menos dos sistemas que sean suficientes para el enfriamiento del núcleo y la -- remoción de calor residual bajo una condición de emergencia. Algunas barreras opcionales puede ser proporcionadas en ciertas áreas de -- pendiente del nivel deseado de protección.

3.3 Requerimientos de Diseño Sísmico

Las estructuras, sistemas y componentes relacionados con la seguridad de la planta deben estar diseñados para resistir los efectos de un sismo postulado o de bases de diseño, sin que se dañen funcionalmente y puedan apagar el Reactor, mantener la planta en condición segura y evitar la liberación de cantidades inaceptables de material -- radiactivo. Basados en este principio, se debe demostrar que la -- instrumentación y el control relacionados con seguridad son capaces de efectuar su función requerida durante y después del tiempo que -- han sido sometidos a las fuerzas resultantes de una perturbación sísmica. Los métodos actuales aceptados para la calificación sísmica -- están de acuerdo a las normas del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos de los Estados Unidos (IEEE-344) y son los siguientes

- 1) Predecir el comportamiento del equipo por medio del análisis matemático
- 2) Prueba del equipo bajo condiciones sísmicas simuladas
- 3) Calificación por medio de una combinación de análisis matemático y prueba del equipo

Cualquiera de los métodos precedentes puede ser adecuado para la verificación del cumplimiento de los requerimientos de calificación -- sísmica del equipo, la selección del método deberá estar basada en lo práctico de éste de acuerdo al tipo, tamaño, forma y complejidad --

del equipo y la confiabilidad de las conclusiones.

Las características del sismo son descritas en término de un "espectro de respuesta sísmica" para el piso del edificio sobre el cual el equipo será montado; esta información es obtenida a través de registros existentes de sismos o bien generando temblores artificialmente. Posteriormente, por medio de un análisis matemático, el movimiento de la tierra es filtrado y amplificado por las estructuras del edificio, obteniéndose los espectros de respuesta de los diferentes pisos del edificio. La experiencia ha indicado que las componentes armónicas de los temblores se encuentran en el rango de frecuencias comprendido entre 0.5 y 33 Hz, este es el rango a ser considerado para la calificación del equipo, y como consecuencia cualquier equipo con frecuencias naturales superiores a 33 Hz puede ser considerado un cuerpo rígido.

Análisis Matemático

Dos tipos de procedimientos son utilizados por este análisis, y son los siguientes:

- a) Análisis estático cuando la frecuencia natural del equipo está en la región "rígida".
- b) Análisis dinámico cuando la frecuencia natural está fuera de la región "rígida".

En el análisis estático no se determinan las frecuencias naturales, sino que se supone que la respuesta del equipo es el pico del temblor que se consideró como base de diseño, y esta respuesta es multiplicada por un coeficiente estático de 1.5 (IEEE-344-1975) para tomar en cuenta otros efectos. Las fuerzas sísmicas de cada componente del equipo se obtienen concentrando su masa en el centro de gravedad y multiplicado por la respuesta obtenida tomando en cuenta el coeficiente estático.

En el análisis dinámico, el equipo es modelado por medio de una serie de puntos de masa discretos conectados por miembros sin-masa. -

Una vez formado el modelo, éste es analizado aplicándole el espectro de respuesta sísmica.

Prueba de Equipo

Los programas de pruebas sísmicas al equipo tienen varios objetivos:

- a) Medir la capacidad de resistencia a una perturbación sísmica de un equipo el cual es difícil de analizar matemáticamente
- b) Verificar en condiciones de disturbio sísmico el comportamiento eléctrico del equipo en una condición instalada
- c) Colectar los datos necesarios para el análisis matemático.

Las pruebas se efectúan sometiendo el equipo a movimientos vibratorios que simulan conservadoramente el temblor que se toma como base de diseño en todas las frecuencias y direcciones esperadas. Es difícil particularizar para todas y cada una de las estructuras y componentes, por lo que se hace una selección de una muestra representativa del equipo que será probado. En lo que concierne a la instrumentación y el control se consideran a los tableros de control, bastidores y a la instrumentación para la aplicación de la prueba. La selección de la muestra se hace en base a la similitud en el diseño y características estructurales de grupo de instrumentos, bastidores o tableros donde fueron seleccionados.

En el caso de estructuras grandes y complejas como son los tableros de control y bastidores con instrumentos, es aceptable probar funcionalmente los diferentes dispositivos montados en ellos por separado y posteriormente probar el tablero o bastidor sísmicamente con los dispositivos montados, pero dichos dispositivos en modo inoperativo. Esto es debido a que no es práctico simular para cada uno de los dispositivos montados en los tableros y bastidores, todas las condiciones de operación a ser monitoreadas para verificar su comportamiento funcional, tales como entradas y salidas eléctricas, cargas mecánicas, cargas térmicas, presión, etc.

Combinación de Análisis Matemático y Prueba.

Algunos tipos de equipo no pueden ser prácticamente calificados sólo por análisis matemático o prueba. Tal es el caso de la instrumentación montada en motores, generadores o cualquier equipo con capacidades de carga vibratorias, o equipos demasiado complejos cuya prueba por análisis matemático no es recomendado debido a la gran dificultad de desarrollar un modelo acertado del equipo. Dos métodos usados para la prueba de tales equipos son: la aplicación de excitadores de vibración portátiles cuando el equipo es muy grande, continuando después con un análisis matemático y, el uso de datos de prueba de equipo similar extrapolado matemáticamente.

3.4 Requerimientos Ambientales

La instrumentación y el control de una planta nuclear debe ser diseñada para mantener sus funciones especificadas bajo condiciones ambientales de servicio normal y de accidente.

Las condiciones ambientales normales son aquellas que se presentan durante la operación normal de la planta.

Las condiciones ambientales de accidente son aquellas que se presentan durante y después de un accidente postulado o de bases de diseño donde se alcanzan las condiciones máximas de temperatura, presión humedad y radiación.

En la tabla 3.1 se presentan los requerimientos ambientales de diseño bajo condiciones de operación normal y de accidente dentro del Contenedor Primario.

Los requerimientos ambientales para la instrumentación y el control dependerán de donde se encuentren localizados éstos. Las condiciones ambientales de presión, temperatura, humedad relativa y radiación hacen imposible el mantenimiento y prueba de los componentes localizados dentro del Contenedor Primario durante la operación del Reactor, por lo cual esto se efectúa durante la carga de combustible

TABLA 3.1

CONDICIONES AMBIENTALES DE DISEÑO A LAS CUALES ESTAN SUJETOS LA INSTRUMENTACION
Y EL CONTROL DENTRO DEL CONTENEDOR PRIMARIO

	CONDICIONES NORMALES	CONDICIONES DE ACCIDENTE (LOCA)			
Dosis integrada de radiación (Rads)	2.3×10^{10} *	$2 \times 6 \times 10^7$ **			
Temperatura (°F)	135	340	320	250	200
Presión (psig)	(-)0.5 a 2	-2 a 45	-2 a 45	-2 a 45	-2 a 45
Humedad relativa %	40-55	Todo vapor	Todo vapor	100	100
Duración	-	0-3 Hrs.	3-6 Hrs.	6 Hrs. 1 Día	100 Días

- Condiciones normales - Dosis integrada sobre 40 años de operación
- Condiciones de accidente - Dosis integrada sobre 6 meses de operación

que tiene una duración aproximada de 20 días por cada año de operación de la planta. La instrumentación que se requiere para la transmisión de señales a el Cuarto de Control tal como los transmisores e interruptores, son montados en bastidores de instrumentos localizados en el Contenedor Secundario en áreas clasificadas como de baja radiación, para que dichos instrumentos puedan ser probados y se les pueda dar mantenimiento durante condiciones normales de operación.

Para asegurarse que la instrumentación y el control llevarán a cabo sus funciones requeridas bajo todas las condiciones ambientales a las cuales estarán expuestos durante su vida útil, se requiere la calificación ambiental de los mismos. De la misma forma que la calificación sísmica; la calificación ambiental puede llevarse a cabo por prueba, análisis matemático y además por experiencia en operación.

Prueba.- La prueba de la instrumentación y el control usando condiciones de servicio simuladas es el método preferido. Este método deberá ser usado para la calificación de la mayor parte de la instrumentación y el control. Sin embargo, la prueba sola satisficará la calificación únicamente si la instrumentación y el control son "enviejidos", sujetos a todas las influencias ambientales y operados bajo condiciones post-accidente, para asegurar que éstos funcionarán adecuadamente por lo menos por el tiempo de operación requerido. Cuando el tamaño de la instrumentación y otros requerimientos prácticos limitan o imposibilitan el método de la prueba, la calificación es complementada por el análisis matemático o la experiencia en operación.

Análisis Matemático.- La calificación por medio de este método requiere la construcción de un modelo matemático válido del instrumento a ser calificado, en la cual las características de funcionamiento de éste son las variables dependientes y las influencias ambientales son las variables independientes. La validez del modelo matemático deberá ser justificado por datos de prueba, experiencia en ope-

ración, o leyes físicas de la naturaleza. La calificación deberá consistir de un análisis cuantitativo del modelo matemático del instrumento que deberá probar que las características de funcionamiento del instrumento cumplen o exceden las especificaciones del mismo cuando éste está sujeto a condiciones ambientales durante el período de tiempo de operación normal y de accidente.

Experiencia de Operación.- La instrumentación y el control que ha sido operada satisfactoriamente puede ser considerada calificada para condiciones ambientales iguales o más severas. La validez de la experiencia de operación como un medio de calificación deberá ser de terminada por el tipo y cantidad de la documentación que soporta este método, las condiciones ambientales de servicio y el funcionamiento del equipo bajo estas últimas. El método de experiencia en operación ha marcado la pauta para la selección de ciertos fabricantes y modelos de instrumentos que en plantas nucleares ya instaladas han demostrado funcionar satisfactoriamente.

3.5 La Garantía de Calidad

La Garantía de Calidad comprende todas aquellas acciones planeadas y sistemáticas necesarias para asegurar que un producto, instalación o servicio funcionará satisfactoriamente. La Garantía de Calidad implica que todos los aspectos del proyecto sean analizados, verificados y documentados de manera que, hasta donde sea previsible, no se tengan defectos de diseño, fabricación, construcción, o de operación en la planta nuclear.

Una planta nucleoelectrica presenta una serie de características particulares que obligan a tratar de la calidad de las mismas de una manera especial. En primer lugar se trata de instalaciones de una enorme complejidad, formadas por numerosos sistemas que deben funcionar interrelacionados y que a su vez están constituidos por un gran número de equipos y componentes.

Debido al manejo de los elementos radioactivos de alta actividad, -

las condiciones de seguridad que se exigen para el funcionamiento de estas plantas son muy superiores a las requeridas por otro tipo de industria. Esto trae como consecuencia que los niveles de calidad - que se requieren sean elevados, y por lo tanto sea necesario establecer medios de control riguroso.

En el diseño, construcción y operación de plantas nucleares intervienen normalmente varias empresas y organizaciones distintas de Ingeniería, Empresas Constructoras, Fabricantes de Equipo etc., por lo que es necesario coordinar las actuaciones de todas ellas para lograr los objetivos de calidad deseados, cuidando que en las interfaces no se produzcan problemas que afecten la calidad.

Varios niveles de Garantía de Calidad pueden ser establecidos para asegurar la calidad. Así el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) de los Estados Unidos ha establecido un sólo nivel para la instrumentación y el control esenciales para la seguridad de la planta, Clase 1E, mientras que algunos propietarios de plantas nucleoelectricas en el mundo, firmas de Ingeniería y Constructores, han preferido establecer diferentes niveles de acuerdo a las clases de seguridad 1, 2 y 3 establecidas por la Sociedad Nuclear Americana (ANS). El Código Federal de Regulaciones de los Estados Unidos en su apéndice B del título 10, parte 50, establece sus propias normas que tienen como objeto la unificación de criterios en el control de la Garantía de Calidad.

En nuestro país el organismo encargado de regular el proceso de licenciamiento de plantas nucleares es la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS); anteriormente esta función la desarrollaba el Instituto Nacional de Energía Nuclear (INEN) y cuando se decidió la construcción de la planta de Laguna Verde, el organismo regulador, entonces el INEN, tuvo que establecer un acuerdo con la empresa propietaria, Comisión Federal de Electricidad (CFE),

para escoger un marco legal aplicable a la central proyectada. En 1975 se decidió que por ser Estados Unidos el país de origen del Reactor, se escogerían las normas aplicables de dicho país. Concretamente, CFE se comprometió a cumplir con las siguientes partes del 10CFR:

- 10CFR20 "Standards For Protection Against Radiation"
(Normas de Protección contra la Radiación)
- 10CFR50 "Domestic Licensing of Production and Utilization Facilities"
(Licenciamiento de Instalaciones de Producción y Utilización)
- 10CFR55 "Operators Licenses"
(Licencias de Operadores)
- 10CFR70 "Domestic Licensing of Special Nuclear Material"
(Licenciamiento de Material Nuclear Especial)
- 10CFR73 "Physical Protection of Plants and Materials"
(Protección Física de Plantas y Materiales)
- 10CFR100 "Reactor Site Criteria"
(Criterios de Emplazamiento de Reactores)

En el año de 1970 se añadió al 10CFR50 el apéndice B, que recoge los criterios que deben seguir el programa de Garantía de Calidad - aplicable al diseño, fabricación, construcción y pruebas de las instalaciones nucleares a las que se aplica el 10CFR50.

Los requisitos de este apéndice aplican a todas las actividades que afecten a la función de seguridad de las estructuras, componentes o sistemas desde el diseño hasta la puesta en funcionamiento de las mismas.

A continuación se relacionan los 18 criterios del Apéndice B:

- I Organización
- II Programa de Garantía de Calidad
- III Control de Diseño
- IV Control de Documentos de Compra
- V Instrucciones, Procedimientos, Planos
- VI Control de Documentos

- VII Control de Material, Equipo y Servicios Comprados
- VIII Identificación y Control de Materiales Partes y Componentes
- IX Control de Procesos Especiales
- X Inspección
- XI Control de Pruebas
- XII Control de Equipo de Medida y Ensayo
- XIII Manejo, Almacenamiento, Embarque
- XIV Estado de Inspección, Prueba y Operación
- XV Materiales, Partes o Componentes Inconformes
- XVI Acciones Correctivas
- XVII Registros de Garantía de Calidad
- XVIII Auditorías

El programa de Garantía de Calidad debe incluir el entrenamiento necesario del personal que efectuará las actividades relacionadas con la calidad, de tal manera que éstos alcancen la capacidad adecuada para llevar a cabo sus funciones.

La documentación que ampara las inspecciones, pruebas y auditorías - deberá permanecer en los archivos del proyecto nucleoelectrico durante la vida útil de la planta, la cual es típicamente de 40 años.

CAPITULO IV

INSTRUMENTACION DE LA VASIIJA DEL REACTOR

4.1 Introducción

Los Sistemas de Instrumentación y Control proporcionan la información y las funciones de control que se requieren para la operación general de una Planta Nucleoelectrica. Las funciones primarias realizadas por los Sistemas de Instrumentación y Control bajo condiciones de operación normal y de emergencia son las siguientes:

1. Indicar el estado de las variables de proceso y del equipo (temperatura, presión, niveles de potencia nuclear y posiciones de interruptores de circuitos o válvulas).
2. Mantener la potencia de la planta dentro del rango de operación deseado.
3. Proporcionar al operador toda la información requerida para la operación segura y efectiva de la planta.
4. Controlar el ambiente de la planta para asegurar al personal contra los efectos nocivos de la radiación.
5. Proteger los sistemas y equipo cuando los límites asignados de los parámetros físicos sean excedidos.
6. Efectuar un paro seguro de la planta en cualquier circunstancia de operación.
7. Mitigar las consecuencias de un accidente por la actuación de los Sistemas de Seguridad.

Para llevar a cabo todas estas funciones se debe contar con la instrumentación adecuada para cada proceso que se desee controlar o supervisar.

A medida que los sistemas son más sofisticados la instrumentación se

vuelve más compleja. Esto se presenta en las Plantas Nucleoeléctricas_ debido al monitoreo del flujo de neutrones y a las medidas de protecc_ ción radiológicas. Para la simplificación del estudio de la instrumentación de una Planta Nucleoeléctrica, ésta puede ser agrupada en las siguientes secciones:

- a) Instrumentación de Proceso. Es aquella referida a la medición_ de las principales variables de proceso como son la temperatura, el nivel, la presión y el flujo volumétrico.
- b) Instrumentación Nuclear. Esta es exclusiva de una planta nuclear y se refiere a la medición del flujo neutrónico.
- c) Instrumentación de Radiación de Proceso y Area. Se refiere a el monitoreo de la radiación en las líneas y equipos de proceso, - efluentes gaseosos y el medio ambiente de la planta.
- d) Instrumentación Especial. Se refiere a el monitoreo de paráme--- tros tales como los meteorológicos, sísmicos, vibracionales, aná lisis de concentración, conductividad y otros.

En esta tesis sólo nos ocuparemos de la instrumentación de la Vasija del Reactor, la cual cubre únicamente la porción de la instrumenta--- ción de proceso y la instrumentación nuclear de la Vasija y la tube--- ría inmediata asociada.

En las primeras secciones de este capítulo, veremos la instrumenta--- ción de proceso que se ha suministrado en la Vasija del Reactor y - que se refiere a la medición del flujo en el núcleo y en las bombas_ de chorro, el nivel, la presión y la temperatura en la Vasija.

En las últimas secciones veremos la instrumentación exclusiva de una Planta Nuclear, y que se refiere a la instrumentación nuclear para el monitoreo neutrónico en el núcleo.

4.2 Instrumentación de Proceso

La Instrumentación de Proceso en la Vasija del Reactor tiene por objeto proporcionar al operador la información suficiente en el Cuarto de Control sobre el flujo de refrigerante a través del núcleo del Reactor, nivel de agua, presión y temperatura en la Vasija, para permitirle al operador el control del Reactor bajo cualquier condición de operación.

Esto es llevado a cabo por medio de dispositivos detectores de flujo, nivel, presión y temperatura alrededor y/o dentro de la Vasija del Reactor, los cuales transmiten señales eléctricas ya sea a instrumentos locales o a el Cuarto de Control.

Los detectores se seleccionan para los Sistemas de Instrumentación y Control en base al parámetro que se está midiendo y al rango deseado, exactitud y tiempo de respuesta del sistema en particular. La Tabla 4.1 ilustra algunos detectores típicos, parámetros controlados y principios de detección.

Las funciones primarias de la Instrumentación de Proceso en la Vasija del Reactor son las siguientes:

1. Proporcionar al operador la información suficiente en el Cuarto de Control para proteger la Vasija de esfuerzos indebidos.
2. Proporcionar información la cual podrá ser usada para asegurar que el núcleo permanece cubierto con agua y que los separadores de vapor no sean inundados.
3. Disponer de alarmas para que el operador pueda valorar rápidamente el estado del Reactor y localizar la anomalía de funcionamiento.
4. Suministrar señales automáticas duplicadas y confiables al Sistema de Protección del Reactor (RPS), para parar el Reactor cuando los parámetros se acerquen a los límites peligrosos para el combustible o cuando el operador no pueda mantenerlos dentro de los límites establecidos.

Tabla 4.1 Lista de Parámetros Monitoreados y Detectores Típicos.

<u>Parámetro</u>	<u>Detector</u>	<u>Principio de Detección</u>
Temperatura	Detector de temperatura resistivo (RTD)	La resistencia de ciertos metales varía linealmente con la temperatura.
	Termopar	Dos metales diferentes al juntarse producen un voltaje proporcional a su temperatura.
	Expansión de metales	Algunos metales al calentarse se expanden o distorsionan en proporción al calor absorbido.
	Expansión líquida	Los líquidos también se expanden al calentarse o se contraen cuando se enfrían.
Presión	Celda de presión	Un diafragma se expande cuando la presión interna es mayor que la presión circundante. La presión del sistema se puede aplicar al volumen interno del diafragma a una presión circundante fija (generalmente la presión atmosférica).
	Tubo Bourdon	Un objeto curvado, ovalado tratará de adoptar una forma cilíndrica cuando se le aplica presión interna.
Nivel	Celda de presión	Igual que para medir presión.
	Flotador	Un material menos denso que el fluido que está siendo monitoreado flotará en la superficie del líquido.
Flujo	Restrictor de flujo combinado con una celda de presión diferencial	La caída de presión a través de un restrictor de flujo es proporcional al cuadrado del flujo. La celda de presión diferencial se usa para medir la caída de presión.
Potencia	Contador proporcional	Las interacciones de neutrones pueden causar una ionización de los gases. El conjunto de iones provoca pulsos eléctricos que pueden ser contados.
	Camara de Ionización	Los iones producidos por la interacción de neutrones son colectados y la corriente producida es medida.

5. Proporcionar señales de iniciación automática de los Sistemas de Emergencia para Enfriamiento del Núcleo (ECCS) y el Sistema de Aislamiento del Contenedor Primario (NS⁴) cuando los parámetros operacionales son excedidos.
6. Proporcionar señales al Sistema de Agua de Alimentación para automáticamente mantener el nivel de agua en la Vasija del Reactor dentro de los límites de operación adecuados.
7. Proporcionar indicaciones de flujo en el núcleo, flujo en las bombas de chorro y presión diferencial en el núcleo acertadas para asegurar que la Vasija del Reactor está intacta y que las relaciones de flujo son correctas.
8. Suministrar señales a la computadora de Proceso para monitorear las variables de proceso seleccionadas.

Para llevar a cabo estas funciones la Instrumentación de Proceso, cuenta con instrumentos detectores redundantes y separados físicamente de tal manera que una sola falla no puede causar la pérdida de toda la información al operador concerniente con los parámetros de operación vitales.

Los parámetros monitoreados en la Vasija del Reactor son los siguientes:

- a) Flujo en el Núcleo y en las Bombas de Chorro
- b) Nivel en la Vasija
- c) Presión en la Vasija
- d) Temperatura en la Vasija

En el Apéndice 3, se muestran algunas hojas de especificación de instrumentos típicas que se utilizan para medir cada uno de estos parámetros. A continuación se describirá cada una de las variables de proceso.

4.2.1 Instrumentación de Flujo en la Vasija

La potencia térmica del Reactor es proporcional a la capacidad para remover el calor generado, por lo tanto, se requieren mediciones de flujo muy precisas para poder evaluar el nivel de potencia del Reactor.

El flujo total en el núcleo del Reactor puede ser determinado por tres métodos en el Cuarto de Control:

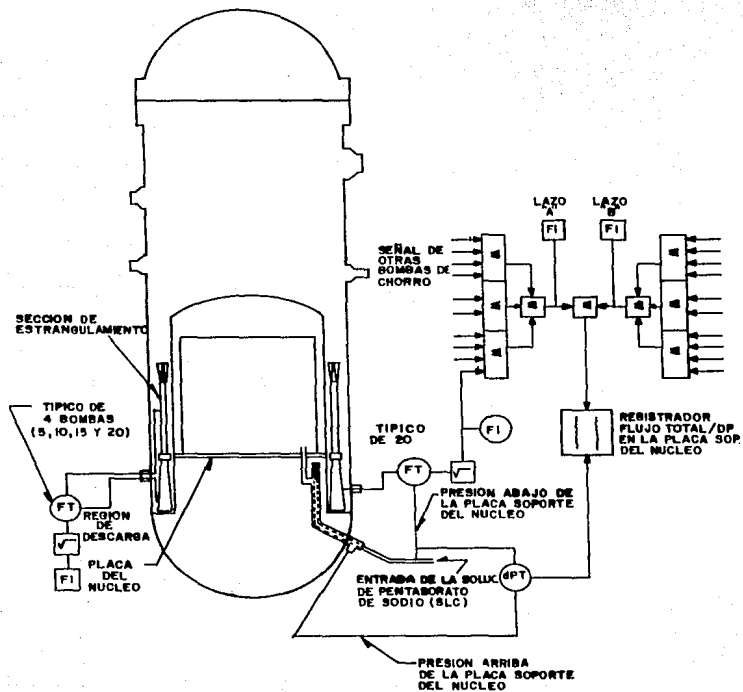
1. Medición de flujo a través de las bombas de chorro.
2. Medición de flujo a través de los lazos de recirculación.
3. Estimación de flujo a través de la Computadora de Proceso.

El primer método se basa en que todo el flujo de refrigerante debe pasar a través de las bombas de chorro para poder entrar al núcleo, el flujo se mide en cada bomba de chorro y se suma para obtener el flujo total.

El segundo método mide el flujo que pasa en cada lazo de recirculación, la suma del flujo de los dos lazos de recirculación es utilizada como referencia para los Sistemas de Instrumentación Nuclear de Monitoreo de Rango de Potencia Promedio (APRM) y de Monitoreo de Bloqueo de Barra, y como punto de ajuste de su correspondiente controlador de flujo de recirculación.

En el tercer método se calcula la velocidad de flujo en el núcleo del Reactor a través de la Computadora de Proceso aplicando un balance de masa y energía en la sección de bajada del núcleo del Reactor.

La Figura 4.1 muestra la instrumentación de las Bombas de Chorro. Hay veinte bombas de chorro (2 lazos de recirculación y 10 bombas por cada lazo) instrumentadas para la medición del flujo total en



ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
INSTRUMENTACION DE FLUJO EN LA BOMBAS DE CHORRO	
elabora: JOSE PEREZ G	MEXICO D.F. 1988
aprobo: ING. MARIO CHEW S	FIG. 4.1

el núcleo. Cuatro de estas bombas de chorro, una para cada cuadrante (Figura 4.2), están previamente calibradas, es decir, ya se conoce la velocidad de flujo que pasa a través de cada una de ellas dada una caída de presión. El flujo medido por estas cuatro bombas - de chorro es comparado con el flujo determinado por las 16 bombas - de chorro no-calibradas.

Cada bomba de chorro tiene una toma de presión en la sección de mezcla (estrangulamiento), esta presión se compara a la existente en la parte inferior del núcleo para generar la señal de presión diferencial proporcional al flujo. El extractor de raíz de la señal de presión diferencial genera una señal lineal proporcional al flujo.

Las bombas de chorro calibradas tienen una toma adicional de presión en la parte inferior del difusor de la bomba de chorro.

Como se puede observar en la Figura 4.1 las diez señales de flujo - de las bombas de chorro correspondientes a cada lazo de recirculación son enviadas a tres sumadores. Las señales resultantes de los tres sumadores son enviadas a otro sumador del cual sale la señal - del flujo total de las 10 bombas de chorro de un lazo de recirculación (el otro lazo es idéntico). Finalmente, esas señales de flujo de cada lazo de recirculación son sumadas y registradas en el Cuarto de Control como el flujo total en las bombas de chorro y por lo tanto en el núcleo del Reactor.

Si una de las bombas de recirculación no está funcionando, las dos señales de flujo de los lazos de recirculación son electrónicamente restadas en lugar de ser sumadas. Esto es debido a que si solamente hay una bomba de recirculación en marcha, parte del flujo de las - bombas de chorro operativas se desvía hacia las que no lo están disminuyendo el flujo en el núcleo, como los transmisores de presión -

diferencial no distinguen el sentido de flujo, el flujo registrado por las bombas de chorro inoperantes debe restarse del medido por las que están en marcha, para obtener el flujo real en el núcleo.

El transmisor de presión diferencial DPT-NO32 senna la presión arriba y abajo de la placa soporte inferior del núcleo. Esta diferencia de presión es indicativa del flujo total en el núcleo, la señal del transmisor se envía al mismo registrador compartido que registra el flujo total de las bombas de chorro. Esta instrumentación se emplea para determinar a largo plazo las tendencias del flujo total del núcleo y de la presión diferencial a través de la placa soporte inferior durante transitorios y operación normal. El bloqueo de cualquiera de las boquillas en la placa soporte deberá incrementar la diferencial de presión en el núcleo monitoreada para el mismo flujo total en las bombas de chorro.

La indicación y el registro del flujo en el Núcleo del Reactor es - llevado a cabo normalmente durante todas las fases de operación de la planta.

Los indicadores en el Cuarto de Control son:

- | | |
|----------------------|---|
| - Indicador de Flujo | FI-R609 A,B,C,D
(Flujo en las bombas de chorro calibradas) |
| - Indicador de Flujo | FI-R611 A,B
(Flujo total en las bombas de chorro asociadas con cada lazo de recirculación) |

Los registradores en el Cuarto de Control son:

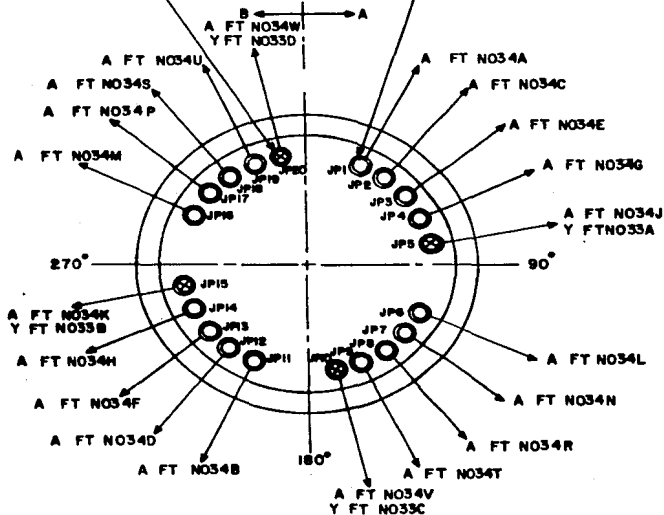
- | | |
|---------------------------------|------------|
| - Registrador DP/F en el núcleo | DP/FR-R613 |
|---------------------------------|------------|

En la Figura 4.2 se muestra la localización y la identificación de todas las bombas de chorro.

BOMBAS DE CHORRO
CALIBRADAS

LAZO
DE
RECIRCULACION

BOMBAS DE CHORRO
NO-CALIBRADAS



FT = TRANSMISOR DE FLUJO
(SENSOR)

ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TENIS PROFESIONAL
ORIENTACION DE LAS BOMBAS DE CHORRO	
elabora: JOSE PEREZ S.	MEXICO D.F. 1988
aprueba: ING. MARIO ORTIZ S.	FIG. 4.2

Bombas de Chorro Calibradas

Las bombas de chorro calibradas (JP-5, 10, 15, 20) tienen sus tomas de presión localizadas en la sección de la garganta y el difusor de la bomba. Las líneas de impulso para la medición del flujo son enviadas, al igual que las líneas de impulso para la medición del nivel y la presión en el Reactor, fuera del Contenedor Primario hasta terminar en los bastidores de instrumentos IR-85, 86 localizados en el Contenedor Secundario.

Los transmisores de flujo FT-NO33A-D localizados en los bastidores de instrumentos IR-85, 86, sensan la diferencial de presión entre las líneas. Estos transmisores son Rosemount con un elemento del tipo diafragma de acero inoxidable y con un rango de 0 a 7.05 kg/cm² (0 a 100 psig). La temperatura de operación normal de 37.8°C - (125°F) y la presión de 72 kg/cm² (1028 psig). La señal de salida de estos transmisores es enviada a los extractores de raíz FY-K605 A-D General Electric localizados en el tablero VB-28 en el Cuarto de Control.

La señal de salida linealizada de los extractores es enviada a los indicadores de flujo FI-R609A-D localizados en el tablero BB-10 en el Cuarto de Control. Los indicadores tienen un rango de la escala de 2.0×10^3 ton/hr con una exactitud de ± 1.5 % de la escala total.

Bombas de Chorro No Calibradas

Todas las bombas de chorro (JP-1-20) tienen una toma de presión en la garganta de la bomba y otra en la parte inferior del núcleo, todas las líneas de impulso salen del Contenedor Primario hasta los bastidores de instrumentos IR-85, 86, localizados en el Contenedor Secundario.

Los transmisores de flujo FT-N034 A,B,C,D,E,F,G,H,J,K,L,M,N,P,R,S,T,U,V,W, localizados en los bastidores de instrumentos IR-85, 86 senn la diferencial de la toma de presión en la garganta de la bomba con respecto a la presión existente en la parte inferior del núcleo. Los transmisores son idénticos a los FT-N033A-D.

La señal de salida de los transmisores es dirigida a los indicado-- res de presión diferencial (dPI-R600A,B,C,D,E,F,G,H,L,M,N,P,R,S,T,U,V,W) y a los extractores de raíz FY-K600A,B,C,D,E,F,G,H,J,K,L,M,N,P,R,S,T,U,V,W, los cuales envían a su señal linealizada a los sumado-- res de flujo FY-K601A,B,C,D, y FY-K607A,B localizados en el tablero VB-28 del Cuarto de Control.

La señal de salida de los sumadores de flujo es dirigida a los sum-- dores de flujo total de cada lazo de recirculación FY-K602A,B localizados en el tablero VB-28 del Cuarto de Control. La salida de - los sumadores es dirigida a los indicadores de flujo FI-R611A,B, lo calizadas en el tablero BB-11 del Cuarto de Control.

Los sumadores del flujo total de cada lazo también envían su señal de salida a los sumadores de flujo FY-K606, K608, localizados en el tablero VB-28 del Cuarto de Control los cuales a su vez envían su se ñal de salida a el registrador de dos plumas DP/FR-/R613 el cual re gistra la presión diferencial en el núcleo y el flujo total en las bombas de chorro de los dos lazos de recirculación. Este registra-- dor está localizado en el tablero BB-11 del Cuarto de Control.

Para ayudar al operador a la visualización de la presión diferen-- cial en el núcleo se cuenta además con el transmisor de presión di-- ferencial dPT-N052 localizado en el bastidor de instrumentos IR-86, el cual compara la presión de la línea de inyección del Sistema de

de Veneno Líquido (SCL) debajo de la placa soporte inferior, con la presión existente encima de ella. El transmisor envía su señal de salida a el registrador DP/FR-RG13 localizado en el tablero BB-11 - del Cuarto de Control.

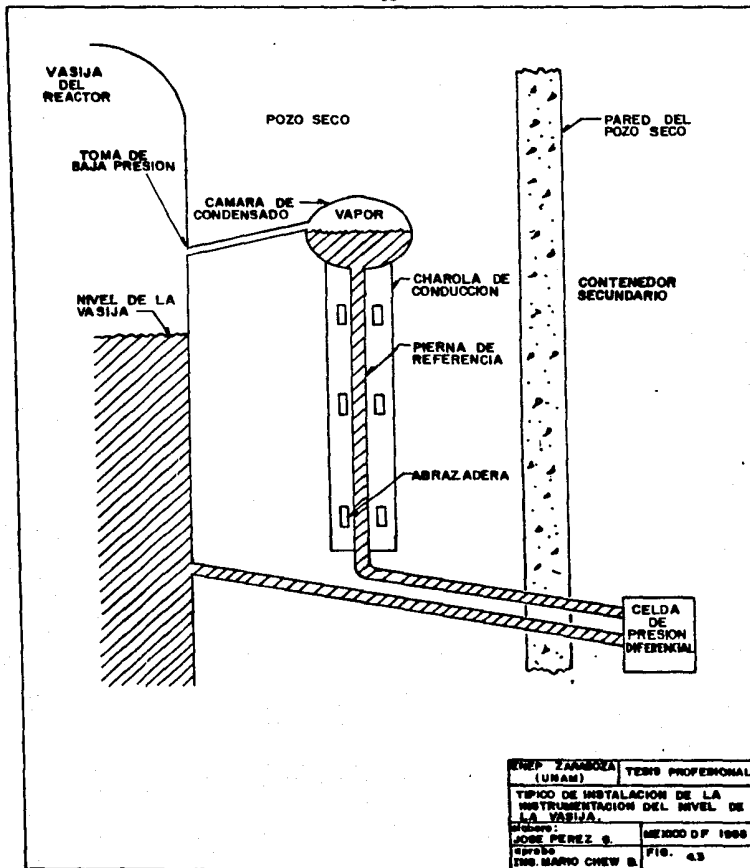
4.2.2 Instrumentación de Nivel en la Vasija

El nivel de agua en la Vasija del Reactor es obtenido a través de instrumentos de presión diferencial calibrados para tener una gran precisión en condiciones específicas de presión y temperatura del agua.

La Figura 4.3 muestra el arreglo físico requerido para medir el nivel de agua en la Vasija del Reactor. La toma de baja presión (boquilla superior) penetra la Vasija en el volumen de vapor, y la toma de alta presión (boquilla inferior) mide la presión causada por el nivel de agua en la Vasija.

La línea de impulso de la toma de baja presión contiene una cámara de condensación la cual es un dispositivo que mantiene una pierna de referencia de columna de agua constante. El vapor que sale del Reactor condensa en la cámara; cualquier condensado extra rebosa en la cámara y regresa a la Vasija, manteniéndose así el nivel -- constante en la pierna de referencia.

La celda de presión diferencial compara la presión causada por la columna de agua de referencia, con la presión ejercida por el nivel de agua dentro de la Vasija del Reactor. Dado que la pierna de referencia permanece constante debido a la acción de la cámara de condensado, cualquier cambio en la altura del nivel de agua en la Vasija producirá una diferencia en la presión, la cual será -- proporcional al nivel de agua en la Vasija del Reactor.



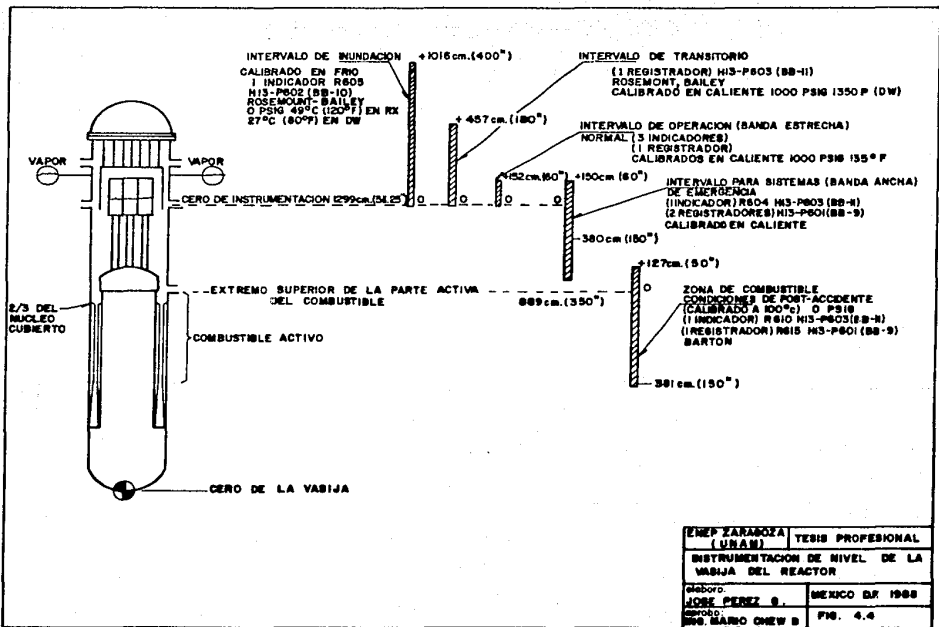
ING. ZAMORA (UNAM)	TECNICO PROFESIONAL
TIPO DE INSTALACION DE LA INSTRUMENTACION DEL NIVEL DE LA VASIJA.	
Elaboro: JOSE PEREZ G.	MEXICO DF 1966
Correio: ING. MARIO CHEW B.	FIG. 4.3

Las celdas de presión diferencial son transmisores de nivel localizados en el Edificio del Reactor en los bastidores de instrumentos IR-97, 98, 99 y 100. Cada uno de estos bastidores están instalados en cada cuadrante del Edificio del Reactor para cumplir con los requerimientos de redundancia, separación física y separación eléctrica. Los transmisores de nivel convierten la presión diferencial en una señal eléctrica y la transmite a los indicadores de nivel, canales de disparo del Sistema de Protección del Reactor, Sistema de Aislamiento del Contenedor Primario, Sistemas de Emergencia para Enfriamiento del Núcleo o a las señales de alarma.

La instrumentación de nivel de agua en la Vasija proporciona los siguientes cinco intervalos diferentes de indicadores de nivel, según se observa en la Figura 4.4:

1. Intervalo de Operación Normal ó Banda Estrecha (Narrow Range)
2. Intervalo de Sistemas de Emergencia o Banda Ancha (Wide Range)
3. Intervalo de Transitorios (Up Set Range)
4. Intervalo de Post-Accidente o Zona de Combustible (Fuel Zone Range)
5. Intervalo de Inundación de Parada (Shutdown Range)

Los Intervalos Estrechos, Amplio, de Transitoria y de Inundación - en Parada tienen sus instrumentos referenciados al cero de instrumentación, 1299 cm (511.25 pulg) arriba del cero de la Vasija. El cero de la Vasija del Reactor está en la parte más baja de la Vasija (ver Fig. 4.4). La instrumentación de la zona de combustible está referenciada a la parte superior del combustible activo a 890 cm (350 pulg) arriba del cero de la Vasija. Cada instrumento está calibrado a la presión y a la temperatura del pozo seco, ya que bajo estas condiciones operará normalmente.



1. Instrumentación de Nivel en el Intervalo de Operación Normal ó Rango Estrecho.

La Instrumentación de Nivel en el Intervalo de Operación Normal agtúa en el intervalo de 0 a 152 cm (o a 60 pulg) referido a cero de instrumentación, Figura 4.4.

La instrumentación de Rango Estrecho o de Operación Normal es utilizada como señal de entrada indicadora de nivel de control de -- Agua de Alimentación y como una indicación exacta del nivel normal de agua para señales de disparo que requieran de una mayor exactitud.

La instrumentación de este intervalo está calibrada en caliente en condiciones de operación normal. Condiciones a las que se halla el vapor saturado a 70 kg/cm^2 (1000 psig) en la Vasija y 57°C (135°F) en el Pozo Seco. Bajo estas condiciones se tiene una incertidumbre de $\pm 3.8 \text{ cm}$ (1.5 pulg).

La instrumentación de nivel para este intervalo es redundante. -- Las tomas de presión para la medición del nivel de agua están localizadas en cada cuadrante de la Vasija; las líneas de impulso -- parten de la Vasija hacia el Contenedor Secundario por rutas se paradas hasta terminar en los bastidores de instrumentos IR-97, 98, 99 y 100 donde se encuentran los instrumentos detectores.

En la Tabla 4.2 se muestra la instrumentación para la medición del nivel de agua relacionada con cada intervalo.

A la instrumentación de nivel de Rango Estrecho le corresponden -- las funciones de disparo de los niveles 3, 4, 7 y 8 (ver Tabla 4.3).

Los interruptores indicadores de nivel LIS-NO24, A,B,C,D operan -- sus contactos eléctricos si el nivel de agua disminuye hasta +31.75

cm. (12.5 pulg), indicando señales de disparo al Sistema de Protección para Scram del Reactor. (El nivel normal del agua es de 96.744 cm (38.1 pulg) arriba del cero de instrumentación).

Los interruptores indicadores de nivel LIS-N038A,B, operan sus con tactos eléctricos cuando el nivel disminuye también hasta 31.75 cm (12.5 pulg) indicándose la lógica de disparo del Sistema de Despre surización Automática ADS.

Tanto los interruptores indicadores LIS-N024 A-D como los LIS-N038 A,B son marca Barton con elementos detectores del tipo fuelle de - acero inoxidable y con un rango de la escala 0 a 152 pulg de agua.

Los transmisores de presión diferencial C34-dPT-N004 A,B,C, funci nan como parte del Sistema de Control del Agua de Alimentación al Reactor. Su señal de salida es enviada a los indicadores de nivel C34-LI-606A,B,C, localizados en el tablero H13-P603 (BB-11) del - Cuarto de Control.

El registrador C34-LR-R608 es un registrador dos plumas, el cual - recibe la señal tanto de la instrumentación de rango estrecho como de la de transitorios. Dependiendo de la selección de cualquiera - de los transmisores de presión diferencial C34-dPT-N004 B ó C del C34-dPT-N017 (perteneciente al rango de transitorios), el mismo - instrumento podrá registrar tanto un bajo nivel como un alto nivel de agua en la Vasija del Reactor.

Los transmisores C34-dPT-N004 A,B,C son marca Rosemount modelo - 1151DP con un rango de 0 a 152 cm de agua y con una exactitud de \pm 0.375 cm.

Los indicadores y el registrador son marca Bailey serie 7000.

2. La Instrumentación de Nivel en el Intervalo de Sistemas de Emergencia ó Rango Ancho.

La instrumentación de Rango Ancho es usada para la indicación del nivel de agua en la Vasija en situaciones de pérdida de agua de Alimentación o pérdida de agua en la Vasija (LOCA) y para la iniciación de los Sistemas de Emergencia para enfriamiento del núcleo.

Opera en el rango de -381 a $+150$ cm (-150 a $+60$ pulg) referido al cero de instrumentación, Figura 4.4

En la Tabla 4.2 se muestra la instrumentación utilizada en este intervalo.

A la instrumentación de Rango Ancho le corresponden las funciones de disparo de los niveles 1 y 2. (Ver la Tabla 4.3).

La instrumentación para la medición del nivel en el Rango Ancho está calibrada en caliente. Condiciones a las que se halla el vapor saturado a 70 kg/cm² (1000 psig) en la Vasija y 57°C (135°F) en el Pozo Seco sin flujo de las bombas de chorro (bajo estas condiciones se tiene una incertidumbre de $\pm 6"$ de agua).

Los interruptores indicadores de nivel LIS-N036A, B, C, D, operan sus contactos eléctricos cuando el nivel disminuye hasta -90.17 cm (-35.5 pulg) iniciando la lógica de disparo de las Bombas de Recirculación por Transiente Anticipado sin Scram (ATWS). Estos interruptores son Yarrow con elemento de detección tipo diafragma de Buna "N" con Nylon con un rango de la escala desde -380 a $+150$ cm de agua.

Los interruptores indicadores LIS-N037A,B,C,D operan tres conjuntos de contactos eléctricos. Cuando el nivel de la Vasija disminuye a -90.17 cm (-35.5 pulg) opera el primer contacto, el cual forma parte de la lógica de iniciación automática para el Sistema RCIC. Si el nivel de la Vasija continúa disminuyendo hasta -313.69 cm (-123.5 pulg), dos conjuntos más de contactos operan. Uno forma parte de la lógica de iniciación automática de los Sistemas LPCS y RHR. El otro contacto forma parte de la lógica de iniciación automática para el ADS. Estos interruptores son Barton con elemento de detección tipo fuelle de acero inoxidable y con un rango de la escala de -380 a 150 cm de agua.

Los interruptores indicadores de nivel LIS-N031A,B,C,D operan sus contactos eléctricos cuando el nivel disminuye a -90.17 cm (-35.5 pulg) iniciando la lógica automática del Sistema HPCS. Estos interruptores son de las mismas características que los LIS-N037 A-D.

Los interruptores indicadores y transmisores de nivel LITS-N026 A-D operan sus contactos eléctricos cuando el nivel disminuye a -90.17 cm (-35.5 pulg) iniciando el disparo del cierre automático de las válvulas de aislamiento de las líneas de Vapor Principal.

Los LITS-N026B,D envían su señal de salida también a los registradores de nivel/presión LR/PR-R623A,B respectivamente localizados en el Tablero BB-9 en el Cuarto de Control. Los Registradores nivel/presión LR/PR-R623 A y B tienen un rango de nivel de agua de -380 a $+150$ cm.

El LITS-N026C envía su señal de salida a el indicador LI-R604 localizado en el Tablero BB-11 del Cuarto de Control. El indicador de nivel LI-R604 tiene un rango desde -380 hasta $+150$ cm.

El LITS-NO26A envía su señal de salida al indicador de nivel C61-LI-RO10 localizado en el Tablero de Parada Remota VB-110. Este indicador también tiene un rango de -380 a 150 cm.

Los interruptores indicadores y transmisores de nivel son Barton - con elemento tipo fuelle y los indicadores y registradores a donde envían su señal son General Electric.

3. Instrumentación de Nivel en el Intervalo de Transitorios.

La instrumentación de este intervalo actúa en el rango de 0 a 457 cm (0 a 180 pulg) referido al cero de instrumentación, Figura 4.4.

La instrumentación en el intervalo de transitorias es usada para rastrear aumento anormal del nivel durante condiciones transitorias. No hay funciones de disparo generadas en este rango de instrumentación.

La instrumentación de este intervalo está calibrada en caliente, - en las condiciones que se halla el vapor saturado a 1000 psig en - la Vasija y 135°F en el Pozo Seco.

En la Tabla 4.2 se muestra la instrumentación que funciona para este intervalo.

El transmisor de presión diferencial C34-dPT-NO17 localizado en el bastidor de instrumentos IR-98 detecta el nivel para el intervalo de transitorios. Es un transmisor marca Rosemount con elemento - del tipo diafragma de acero inoxidable y con un rango de 0 a 457 cm. Su señal de salida va al registrador de nivel C34-LR-608 el cual también recibe, como ya se había mencionado antes, señal de la instrumentación de rango estrecho. El registrador de nivel - C34-LR-608 es marca Bailey.

4. Instrumentación de Nivel en el Intervalo de Post-Accidente o Zona de Combustible.

Actúa en el intervalo de -381 a 127 cm (150 a +50 pulg) referido al extremo superior de la parte activa del combustible, Figura 4.4.

La instrumentación de este intervalo es usada para rastrear el nivel de agua durante un accidente de pérdida de refrigerante. Esta instrumentación sólo se empleará bajo condiciones de accidente con el Reactor a una presión de 0 kg/cm² (0 psig) y las Bombas de Recirculación disparadas.

La instrumentación para zona de combustible son calibrados para las condiciones de vapor saturado a 0 kg/cm² en la Vasija y el Pozo Seco, sin flujo en las bombas de chorro. La incertidumbre bajo estas condiciones es de ± 6 pulg de agua.

En este intervalo no se efectúa ninguna función de disparo.

Los interruptores indicadores y transmisores de nivel LITS-NO44A-B son los encargados de detectar el nivel para este intervalo. La porción del interruptor formó parte del permisivo lógico del sistema RHR en modo de rocío al Contenedor Primario pero no fueron utilizados. La porción de los transmisores LITS-NO44A,B envían su señal de salida a el indicador LI-R610 y al registrador LR-R615 respectivamente.

Tanto el indicador como el registrador tienen un rango de -381 a +127 cm, y son de la marca General Electric. El registrador tiene una velocidad de la gráfica de 2.54 cm/hr.

5. Instrumentación de Nivel en el Intervalo de Inundación en Parada.

Actúa en el intervalo de 0 a 1016 cm (0 a 400 pulg) referido al ce

ro de instrumentación, Figura 4.4.

La instrumentación de este intervalo es utilizada para rastrear el nivel de agua durante la inundación de la Vasija mientras se realiza el paro del Reactor.

La instrumentación de nivel de este intervalo está calibrada en - frío, agua a 49°C (120°F) y 0 kg/cm² (0 psig) en la Vasija y 27°C (80°F) en el Pozo Seco.

En la Tabla 4.2 se muestra la instrumentación para este intervalo. El transmisor de nivel LT-N027 localizado en el bastidor de instrumentos IR-98 detecta el nivel para este intervalo. El LT-N027 tiene un elemento tipo diafragma de acero inoxidable, es marca Rosemount y tiene un rango de 0 a 1016 cm.

La salida del transmisor es dirigida al indicador de nivel LI-R605, localizado en el Tablero BB-10 en el Cuarto de Control.

El indicador de nivel LI-R605 tiene un rango de 0 a 1016 cm y es - General Electric.

En la Tabla 4.3 se muestra un resumen de los niveles de actuación en la Vasija del Reactor con sus puntos de disparo incluidos. Las bases para la elección de esos ocho niveles de disparo son discutidos en los párrafos siguientes:

Nivel 8. 143.5 cm (56.5 pulg)

- a. Proteger la Turbina contra la ocurrencia de alimentación de vapor con un gran contenido de humedad y su subsecuente daño a las aspas de la Turbina.

TABLA 4.2

INSTRUMENTACION DE NIVEL EN LA VASIJA DEL REACTOR
RELACIONADA CON CADA INTERVALO

1. Rango Estrecho (0 a 152 cm).

<u>Identificación</u>	<u>Punto de Ajuste</u>	<u>Nivel de Disparo</u>	<u>Funciones</u>
LI-NO24 A-D	31.75 cm	3,8	Scram, Iniciación de HPCS y RCIC.
LIS-NO38 A-B	31.75 cm	3	Iniciación de ADS.
C34-dPT-NO04 A-C	Ninguno	7,8	Control de Agua de Alimen- tación.
C34-LI-606 A-C	Ninguno	-	Indicación de Nivel de - Rango Estrecho.
C34-LR-608	Ninguno	-	Registro de Nivel de Ran- go Estrecho y Transito--- rios.

2. Rango Amplio (-380 a 150 cm)

LIS-NO36 A-D	-90.17 cm.	2	Disparo Bombas de Recircu- lación.
LIS-NO37 A-D	-90.17 cm. -313.69 cm.	1,2	Iniciación de RCIC, LPCS, RHR y ADS.
LIS-NO31 A-D	-90.17 cm	2	Iniciación HPCS.
LITS-NO26 A-D	-90.17 cm.	2	Aislamiento Líneas de Va- por Principal.
LR/PR-623 A-B	Ninguna	-	Registro de Nivel Rango - Amplio.
LI-R604	Ninguna	-	Indicación de Nivel Rango Amplio.
C61-LI-RO10	Ninguna	-	Indicación de Nivel Rango Amplio.

TABLA 4.2 (CON'T)

3. Rango de Transitorios (0 a 457 cm)

<u>Identificación</u>	<u>Punto de Ajuste</u>	<u>Nivel de Disparo</u>	<u>Funciones</u>
C34-dPT-NO17	Ninguno	-	Indicación Agua de Alimentación.
C34-dPT-NO04 A-B	Ninguno	-	Control de Agua de Alimentación.
C34-LR-R608	Ninguno	-	Registro de Nivel de Rango Estrecho y Transitorio.

4. Rango de Post-Accidente (-381 a 127 cm)

<u>Identificación</u>	<u>Punto de Ajuste</u>	<u>Nivel de Disparo</u>	<u>Funciones</u>
LITS-NO44 A-B	Ninguno	-	Indicación de Nivel en Zona de Combustible.
LI-R610	Ninguno	-	Indicación de Nivel en Zona de Combustible
LR-R615	Ninguno	-	Registro de Nivel en Zona de Combustible

5. Rango de Inundación en Parada (0 a 1016 cm)

<u>Identificación</u>	<u>Punto de Ajuste</u>	<u>Nivel de Disparo</u>	<u>Funciones</u>
LT-NO27	Ninguno	-	Indicación en paro
LT-R605	Ninguno	-	Indicación en paro

Nota: Las primeras tres siglas en la identificación del instrumento corresponden al número del Sistema (ver Tabla 1.1) cuando no aparecen estas siglas se entiende que el instrumento corresponde al Sistema Nuclear de Suministro de Vapor B22.

- b. Disparo de las Bombas de Alimentación al Reactor para prevenir un sobrellenado de la Vasija.
- c. Disparo de la Turbina del RCIC y cierre de las válvulas de inyección del HPCS en el evento de que esos sistemas hayan sido activados, para prevenir de un sobrellenado a la Vasija del Reactor e inundación de la línea de vapor de la Turbina del RCIC, en este nivel estos sistemas ya no son necesarios.

Nivel 7. 109 cm (43 pulg)

La alarma por alto nivel anuncia al operador el nivel de agua en la Vasija por encima del cual el arrastre de humedad se espera que aumente con rapidez significativa mientras se opera a plena carga.

Nivel 5 y 6. 97 cm (38 pulg)

Nivel normal de operación, el rango de control de nivel programado en automático está basado en mantener un nivel de agua fijo en este punto de ajuste para minimizar el arrastre de humedad en el vapor y de vapor en el agua sobre todo el rango de flujo de vapor durante condiciones transitorias de disturbios de nivel.

Nivel 4. 85 cm (33 pulg)

- a. La alarma por bajo nivel anuncia el nivel por debajo del cual el arrastre de vapor en el agua es factible que empiece a afectar el flujo de recirculación significativamente, o bajo del cual la reducción de refrigerante en la Vasija resultado de la pérdida de una bomba de Agua de Alimentación podría causar el Scram del Reactor.
- b. La pérdida de una Bomba de Alimentación a este nivel provoca una señal de disminución de flujo al Sistema de Recirculación, para proteger a las bombas de Recirculación contra la cavitación que podría ocurrir con el arrastre de vapor en el agua ó un NPSH insuficiente. Si el nivel de agua es mantenido arriba de este punto de ajuste 85 cm (33 pulg) un transitorio como el disparo de una bomba de agua de alimentación no causará que el nivel de agua disminuya hasta el punto de Scram del Reactor.

Nivel 3 31.8 cm (12.5 pulg)

- a. Scram. Este nivel está arriba de la parte inferior del faldón de los secadores de vapor. La cantidad de refrigerante de reserva entre este nivel y el de la parte superior del combustible es suficiente para compensar las pérdidas por evaporación y desplazamientos del flujo de agua de alimentación sin que el nivel de agua en la Vasija llegue hasta el nivel 1, el cual iniciaría los Sistemas de Emergencia para Enfriamiento del Núcleo de baja presión. Esta cantidad de refrigerante de reserva compensa los vacíos contenidos abajo de nivel 3 cuando opera el Reactor a plena potencia y cuando opera el Sistema de Enfriamiento del Núcleo en Estado Aislado (RCIC) tal como está diseñado.
- b. Señal de disminución a bombas RRC. Cuando el flujo de recirculación es disminuido, también es reducido el error en la instrumentación de nivel de rango ancho debido a que el flujo anular también es reducido, implicando con ello una reducción de los disparos prematuros causados por disminuciones de nivel debidos a transitorios normales de gran magnitud.
- c. Permisivo de Actuación a ADS.
- d. Iniciación de NS⁴ (solo RHR).

Nivel 2. -90.2 (-35.5 pulg).

Las consideraciones envueltas en la determinación del punto de ajuste de este nivel son las siguientes:

- a. El volumen entre el nivel 2 y el nivel 3 deberá corresponder al colapso parcial de vacíos por alta presión que ocurrirá en el caso de Scram por bajo nivel cuando se opera el Reactor a plena potencia.
- b. El punto de ajuste será lo bastante bajo para que el Sistema de Enfriamiento del Núcleo en estado Aislado RCIC y el Sistema de Alta Presión de Rocío del Núcleo HPSCS no sean iniciados en falso después de un Scram debido al nivel de la Vasija, en el supuesto de que el flujo de agua de alimentación no haya sido interrumpido.

- c. El punto de ajuste será lo bastante alto para que en pérdida total de flujo de agua de alimentación, el flujo del Sistema de Enfriamiento del Núcleo en Estado Aislado RCIC sea suficiente para evitar la iniciación de los Sistemas del Nivel 1.
- d. Arranque de los Generadores Diesel Div. III
- e. Disparo de ambas bombas de RRC (ATWS)
- f. Señal de aislamiento de la contención primaria.

Nivel 1 -313.7 cm (-123.5 pulg)

- a. El punto de ajuste de este nivel debe proporcionar el tiempo suficiente para la actuación del RHR en modo LPCI en el caso de una gran rotura de tubería.
- b. Iniciación del LPCS.
- c. Permisivo de actuación del ADS.
- d. Arranque de Generadores Diesel Div. I y II:

TABLA 4.3

SECUENCIA DE OPERACION DE LOS PRINCIPALES SISTEMAS EN FUNCION
DEL NIVEL DE AGUA EN LA VASIJAS DEL REACTOR
(LAS COTAS ESTAN REFERIDAS AL CERO DE INSTRUMENTACION)

NIVEL N°	FUNCION DE DISPARO	PUNTO DE AJUSTE
8	<ul style="list-style-type: none"> - Disparo de Turbina Principal - Disparo de Turbina del RCIC - Disparo de Bombas de Agua de Alimentacion - Cierre de las válvulas de inyección del HPCS 	+ 143.5 cm
7	<ul style="list-style-type: none"> - Alarma por alto nivel 	+ 109 cm
5,6	<ul style="list-style-type: none"> - Nivel normal de agua 	+ 97 cm
4	<ul style="list-style-type: none"> - Alarma por bajo nivel - Señal de disminución de flujo de recirculación si hay sólo una bomba de agua de alimentación en servicio. 	+ 85 cm
3	<ul style="list-style-type: none"> - Scram del Reactor - Señal de disminución de flujo de recirculación - Permisivo de actuación del ADS - Aislamiento del RHR en modo de enfriamiento en parada 	+ 31.8 cm
2	<ul style="list-style-type: none"> - Inicia el RCIC y HPCS - Arrancan Generadores Diesel Div. III - Disparo de Bombas de Recirculación - Aislamiento total de Contenedor - Arranque del SBGTS 	- 90.2 cm
1	<ul style="list-style-type: none"> - Inicia el LPCI-RHR y LPCS - Permisivo de actuación del ADS - Arranque de Gen. Diesel Div. I y II 	- 313.7 cm

4.2.3 Instrumentación de Presión

La presión es otro de los parámetros medidos e indicados al operador para ayudarlo a operar seguramente la planta. Durante las condiciones de operación normal, la presión del Reactor es usada para determinar indirectamente la temperatura del refrigerante del Reactor, por lo que la presión puede ser uno de los primeros parámetros para indicar que un problema existe.

Si la presión en la Vasija del Reactor se incrementa arriba de lo normal, existen alarmas que advierten al operador de esta anomalía. Un incremento en la presión causará un incremento en la potencia del Reactor y por lo tanto esfuerzos adicionales en la Vasija de Presión del Reactor. Por lo que un Scram es iniciado por una alta presión en el Reactor. Si la presión en el Reactor disminuye significativamente abajo del rango normal, las válvulas de aislamiento de las líneas de Vapor Principal MSIVs son automáticamente cerradas y también el Reactor es puesto en Scram. La disminución en la presión puede ser un indicativo de un rompimiento en las líneas de Vapor Principal. Las MSIVs son automáticamente cerradas para prevenir una rápida despresurización de la Vasija del Reactor.

La presión de la Vasija se indica y se registra en el Cuarto de Control. Todos los dispositivos de instrumentación de presión de la Vasija, reciben la señal de presión desde las tuberías que parten de las cámaras de condensado empleadas para la instrumentación de nivel.

Existen tres rangos de indicación y de registro de la presión en la Vasija del Reactor.

- a) De 0 a 105 kg/cm² (0 a 1500 psig)
 En este rango se indica y se registra la presión del Reactor durante transitorios de presión para asegurar que ésta no rebasa el límite de seguridad de 96.2 kg/cm² (1373 psig).

En este rango se utilizan los indicadores de presión del tipo bourdon PI-R004 A,B, marca Robertshaw, los cuales están localizados en los bastidores de instrumentos IR-100 e IR-98 respectivamente. El registro de la presión en este rango se lleva a cabo por los registradores dos plumas LR-PR-R623A,B General Electric, ambos localizados en el tablero BB-9 en el Cuarto de Control. Estos registradores reciben la señal de los transmisores de presión PT-N051A,B los cuales son del tipo diafragma de acero inoxidable 316, de la marca Rosemount, localizados en los bastidores IR-97 e IR-98 respectivamente.

b) De 0 a 85 kg/cm² (0 a 1215 psig)

La instrumentación en este rango se utiliza para indicar y registrar la presión del Reactor desde 0% al 100% de potencia. La presión en el domo del Reactor a 100% de potencia en condiciones normales es de 1020 psig. El transmisor de presión C34-PT-N005 con un elemento detector del tipo diafragma, marca Rosemount, proporciona la señal de indicación de presión al indicador de presión C34-PI-R605 marca Bailey, localizado en el tablero BB-11 del Cuarto de Control.

c) De 60 a 80 kg/cm² (853.2 a 1137.6 psig)

Este es el rango estrecho de presión del Reactor durante la operación normal a potencia. El transmisor de presión C34-PT-N008 proporciona la señal de presión al registrador de presión de rango estrecho C34-PR-R609. El transmisor es del tipo diafragma de la marca Rosemount con una exactitud de ± 1.05 kg/cm². El registrador es de la marca Westronics y está localizado en el Tablero BB-11 en el Cuarto de Control.

En adición a la indicación y el registro de esos tres rangos de presión en el Cuarto de Control, un gran número de interruptores de presión son necesarios para cumplir con los requerimientos de redundancia y separación física del Sistema de Protección del Reactor y del Sistema de Aislamiento del Contenedor Primario.

En la Tabla 4.4 se muestran las señales de disparo por presión en la Vanija del Reactor. Las bases para la elección de esos puntos de ajuste son las siguientes:

1. A 10.9 kg/cm^2 (155 psig) los interruptores de presión B35-NO18A,B - (uno por cada lazo de recirculación) envían su señal de aislamiento de las válvulas de descarga y aspiración del RHR (modo de enfriamiento en parada) ya que la presión del Reactor excede el límite de diseño de los cambiadores de calor del RHR. El interruptor B35-NO18A es del tipo bourdon con un rango de 0 a 16.9 kg/cm^2 (0 - 240 psig) una exactitud de $\pm 0.17 \text{ kg/cm}^2$ modelo Static-O-Ring. El interruptor B35-NO18B es del tipo diafragma de acero inoxidable con un rango de 0 - 14 kg/cm^2 (0 - 200 psig) con una exactitud de $\pm 1\%$ marca Barksdale.
2. A 42 kg/cm^2 (600 psig) se actúa el circuito permisivo de by-pass para Scram en el cierre de las válvulas de aislamiento de las líneas de V_a por Principal. Para este punto de actuación se utilizan los interruptores de presión PS-NO20 A-D los cuales son del tipo bourdon de acero inoxidable con un rango de la escala de 8 a 84 kg/cm^2 con una exactitud de 0.844 kg/cm^2 . Estos interruptores fueron proporcionados por el vendedor Barksdale y están localizados en los bastidores de instrumentos IR-97, 98, 99 y 100, uno por cada cuadrante, de acuerdo a su separación divisional.
3. A 49.2 kg/cm^2 (700 psig) se permite la apertura de válvulas de inyección de los Sistemas LPCS y RHR modo LPCI para prevenir el regreso del flujo y la sobrepresurización de esos sistemas de emergencia de enfriamiento del núcleo. Los instrumentos E12-dPIS-NO09 A-C sensean la presión diferencial del Reactor con respecto a la presión de descarga de la bomba del LPCI, de tal manera que cuando la presión en el Reactor disminuya hasta 49.2 kg/cm^2 se permite la inyección del Sistema RHR en su modo LPCI. La misma acción sucede con el instrumento E21-dPIS-NO06 el cual por la actuación de sus contactos permite la

TABLA 4.4
RESUMEN DE SEÑALES DE DISPARO POR PRESION EN LA
VASIJA DEL REACTOR

PRESION DEL REACTOR kg/cm ² (psig)	ACCIONES
10.9 kg/cm ² (155)	Aislamiento del RHR modo de enfriamiento en - parada.
42 kg/cm ² (600)	By-pass para Scram en cierre de MSIV's a me-- nos de 600 psig.
49.2 kg/cm ² (700)	Permisivo de apertura de válvulas de inyec--- ción del RHR y LPCS.
72 kg/cm ² (1024)	Alarma por alta presión.
72.91 kg/cm ² (1037)	Scram del Reactor.
75.65 kg/cm ² (1076) 76.35 kg/cm ² (1086) 77.05 kg/cm ² (1096) 77.76 kg/cm ² (1106) 78.46 kg/cm ² (1116)	Interruptores de las válvulas de alivio de las líneas de Vapor Principal (actúan sobre el so- lenoide para el modo de alivio)
73.68 kg/cm ² (1048)	Disparo de las bombas de Recirculación. Esta es una solución inicial al "Transitorio Anti- cipado sin Scram" (ATWAS).

apertura para la inyección del Sistema LPCS. Estos instrumentos son Barton Tipo fuelles, con un rango de 0-55 kg/cm².

4. A 72 kg/cm² (1024 psig) se acciona la alarma C34-K636 para alertar al operador de una alta presión en el Reactor. Esta alarma es accionada por el transmisor de presión C34-PT-N005 el cual es Rosemount con un rango calibrado de 0 a 85 kg/cm². El anunciador de alarma es de la marca Bailey.

5. A 72.91 kg/cm² (1037 psig) se inicia Scram del Reactor por alta presión, para evitar que se violen los límites de seguridad de la Vasija. Los interruptores de presión PS-N023 A-D operan sus contactos eléctricos cuando la presión del Reactor se incrementa hasta este valor, generando la lógica de disparo de Scram del Sistema de Protección del Reactor. El rango y características de los PS-N023 A-D son similares a la de los PS-N020 A-D. También están localizados en los bastidores de instrumentos IR-97, 98, 99 y 100.

6. Desde 75.65 kg/cm² hasta 78.46 kg/cm² (1076 a 1116 psig) comienza la actuación de las válvulas de alivio. Los interruptores de presión - PS-N039 A,B,C,D,F,G,K,L,P,R envían su señal de actuación sobre el solenoide de las válvulas de alivio de las líneas de Vapor Principal para abrirlas. Estos interruptores tienen un elemento tipo bourdon con un rango de 7.03 a 84.4 kg/cm² (100 a 1200 psig), con una exactitud - de 0.844 kg/cm². Fueron proporcionados éstos por Barkadale y están localizados en el bastidor de instrumentos IR-100.

Los contactos de PS-N039 A,B,C,D,F,G,K,L,P,R, operan a:

INTERRUPTOR
B22-PS-N039

PRESION
kg/cm² (psig)

A,P	78.46 (1116)
B,K	77.76 (1106)
C,G	75.65 (1076)
D,R	77.05 (1096)
F,L	76.35 (1086)

7. A 73.68 kg/cm² (1048 psig) se disparan las bombas del Sistema de Recirculación para disminuir la potencia del Reactor, en el caso hipotético de que no se ha producido Scram del Reactor por fallo del RPS. - Esto proporciona cierto tiempo al operador para tomar las acciones correctivas. Para este punto de disparo se utilizan los interruptores de presión PS-N045A-D los cuales son del tipo diafragma con un rango de 30-105 kg/cm² con una exactitud de ± 1.05 kg/cm², de la marca Static-O-Ring. Los interruptores A y C están localizados en el bastidor IR-100 y los interruptores B y D en el IR-98 del Contenedor Primario.

4.2.4 Instrumentación de Temperatura

La instrumentación de temperatura de la Vasija del Reactor tiene como objeto registrar y proporcionar la temperatura al operador de los puntos, que por su especial configuración o situación, pueden estar sometidos a esfuerzos térmicos importantes en cualquier proceso de calentamiento, enfriamiento u operaciones anormales que puedan afectar la integridad de la Vasija.

La temperatura de la Vasija del Reactor es determinada principalmente por la temperatura del refrigerante que fluye a través de la misma. - Durante la operación normal, el Sistema Nuclear de Suministro de Va-

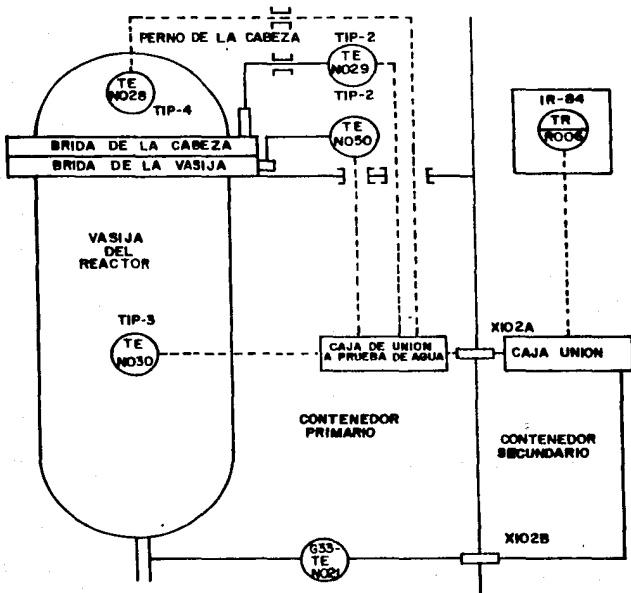
por es un sistema saturado, es decir, para cada presión de operación_ existe una temperatura de saturación del agua y el vapor en contacto_ con la Vasija. La temperatura interna de la Vasija del Reactor no - puede ser medida directamente. El método más común en la determina-- ción de la temperatura de saturación interna es por el uso de tablas_ de vapor, o por la computadora de proceso, la cual por medio de corre_ laciones calcula la temperatura.

Para ayudar al operador en el monitoreo de la temperatura de la Vasi_ ja, 11 termopares están instalados en diferentes partes de la Vasija_ del Reactor, como puede observarse en la Figura 4.5. Un termopar es_ tá hecho de dos metales diferentes en contacto a una terminal llamada_ junta caliente. La junta caliente está localizada donde se va a me_ dir la temperatura, y la otra terminal de los alambres son conectados_ a un sistema medidor de milivoltaje. Un voltaje o fuerza electromo-- triz es producida en las terminales libres de la junta de referencia_ que es proporcional a la temperatura de la junta caliente. El volta_ je producido es debido a la diferencia en la conductividad de los dos - metales diferentes del termopar.

Los termopares en la Vasija del Reactor pueden ser agrupados de la ma_ nera siguiente, según se observa en la Figura 4.5:

<u>Descripción</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Identificación</u>
- Cabeza de la Vasija	4	B22-N028 A-D
- Pernos de la cabeza de la Vasija	2	B22-N029 A,B
- Brida de la Vasija	2	B22-N050 A,B
- Pared de la Vasija	3	B22-N030 P,R,S

Los termopares TE-N030 P,R,S y TE-N050 A,B son del Tipo T de Cobre-- Constantan y son adecuados para medir temperaturas en superficie. Se_ unen a la Vasija por medio de una abrazadera atornillada a la misma.



ENEF YARABOZA (UNAM)	TECNICO PROFESIONAL
INSTRUMENTACION DE TEMPERATURA DE LA VASIJA	
elabora: JOSE PEREZ S.	MEXICO D.F. 1988
aprueba: ING. MARIO CHEV. S.	FIG. 4.8

Los termopares TE-NO28 A-D son adheridos a la cabeza de la Vasija - por medio de magnetos proporcionados con éstos. También son del tipo T de Cobre-Constantan.

Los termopares TE-NO29 A,B son enchufados al perno por medio de un tapón sellado especialmente.

Todos estos termopares fueron proporcionados por el fabricante ARI - el cual proporcionó todos los accesorios para instalarlos y los cables de interconexión.

Los cables de interconexión de todos los termopares son ruteados hasta una caja de unión local a prueba de agua localizada dentro del Pozo Seco. Los cables salen del Contenedor Primario a través de la penetración X-102A y se envían a una segunda caja de unión donde todas las líneas terminan. De aquí, los termopares son conectados a el registrador de temperatura multipunto TR-RO06 montado en el bastidor de instrumentos IR-84.

El registrador tiene un rango de 0° a 300°C (32° a 598°F), y el punto de operación normal es de 288°C (576°F) a potencia de operación normal completa. El registrador es de la marca Westronica, tiene una velocidad de la gráfica de 2.54 cm/min (1 pulg/min) y una exactitud de $\pm 1.5^\circ\text{C}$.

Cuando el Sistema de Recirculación no esté operando, la temperatura del refrigerante del Reactor en la parte inferior de la Vasija puede ser determinada por el termopar G33-TE-NO21 montado en la línea de drenado del fondo de la Vasija del Reactor. Esta temperatura es registrada en el mismo registrador multipunto (B22-RO06) que se utiliza para medir las temperaturas de la superficie de la Vasija del Reactor.

4.3 Instrumentación Nuclear

Para el control del Reactor se debe conocer en todo momento el flujo de neutrones, el cual es proporcional a la potencia del Reactor. La instrumentación para la detección del flujo neutrónico es conocida - como instrumentación nuclear y tiene como objetivos los siguientes:

1. Confirmar el comportamiento calculado del núcleo durante todos los - modos de operación del Reactor.
2. Confirmar los márgenes de seguridad de operación del núcleo.
3. Proporcionar datos del grado de quemado del combustible.
4. Proporcionar señales de disparo al Sistema de Control Manual del -- Reactor (RMCS) y al Sistema de Protección del Reactor (RPS).

El objetivo de seguridad del Sistema de Monitoreo Neutrónico es de-- detectar las condiciones en el núcleo que amenacen la integridad de la barrera del combustible debido a una excesiva generación de potencia y proporcionar las señales al Sistema de Protección del Reactor de - tal manera que se evite la liberación del material radiactivo de las camisas del combustible. El monitoreo del comportamiento del núcleo proporciona la información para operar y controlar eficientemente al Reactor.

El Sistema de Monitoreo Neutrónico detecta el flujo neutrónico desde el apagado hasta plena potencia que equivale a un flujo de 10^{14} nv - (nv = n/cm²seg). Para cubrir este rango tan amplio se utilizan los siguientes diferentes sistemas, cada uno funcionando en rangos dis-- tintos para tener un mejor control y mayor seguridad:

Cantidad

Sistema

(4)	Monitoreo de Rango Fuente (SRM)
(8)	Monitoreo de Rango Intermedio (IRM)
(96)	Monitoreo de Rango de Potencia Local (LPRM)
(6)	Monitoreo de Rango de Potencia Promedio (APRM)
(2)	Monitoreo de Bloqueo de Barra (RBM)
(3)	Monitores de Trazo y Calibración (TIP)

La Figura 4.6 muestra la relación entre los Sistemas de Monitoreo - Neutrónico individuales como una función del flujo neutrónico y el - nivel de potencia del Reactor. La Figura 4.7 ilustra la distribu- ción radial de los detectores

Sistema de Monitoreo de Rango Fuente (Sección 4.3.2)

El Sistema de Monitoreo de Rango Fuente (SRM) vigila y registra el - flujo neutrónico del Núcleo del Reactor durante las condiciones de paro, recarga y arranque desde la subcriticidad hasta un traslape de flujo neutrónico de los Monitores de Rango Intermedio.

Sistema de Monitoreo de Rango Intermedio (Sección 4.3.3)

El Sistema de Monitoreo de Rango Intermedio (IRM) proporciona infor- mación del flujo neutrónico durante el arranque y calentamiento des- de la porción superior del Rango Fuente hasta la porción inferior - del Rango de Potencia.

Sistema de Monitoreo de Rango de Potencia Local (Sección 4.3.4)

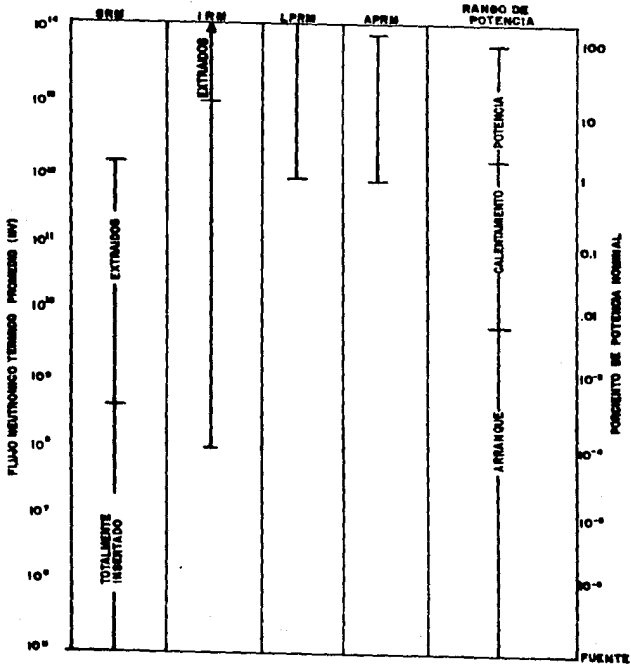
El Sistema de Monitoreo de Rango de Potencia Local (LPRM) proporcio- na señales proporcionales al flujo de neutrones local a varias loca- lizaciones radiales y axiales dentro del núcleo para uno del Monito- reo de Rango de Potencia Promedio y de Bloqueo de Barra.

Sistema de Monitoreo de Rango de Potencia Promedio (Sección 4.3.5)

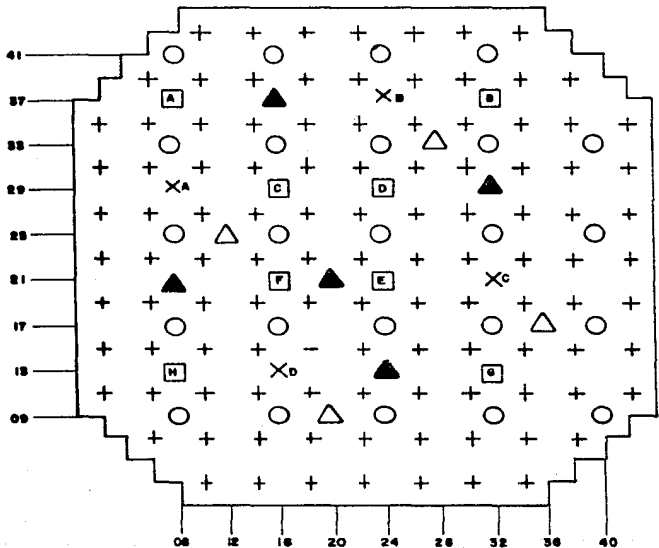
El Sistema de Monitoreo de Rango de Potencia Promedio (APRM) monito- rea la potencia térmica promedio del núcleo haciendo uso de las seña- les de flujo neutrónico promedio en el núcleo enviadas por el LPRM.

Monitoreo de Bloqueo de Barra (Sección 4.3.6)

El Monitoreo de Bloqueo de Barra RBM monitorea la potencia térmica - local en los alrededores de una barra de control, y la compara con - la potencia térmica promedio. La extracción de la barra de control



ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
RANGOS Y TRASLAPES DE LA INSTRUMENTACION NUCLEAR	
alumno: JOSE PEREZ S	MEXICO D.F. 1984
dirigido por: ING. MARIO CHEV B	PÁG. 48



- + BARRAS DE CONTROL (109)
- X DETECTORES SRM (4)
- ▲ PUENTES DE NEUTRONES (6)
- △ POSICIONES DE RESERVA PARA PUENTES DE NEUTRONES (4)
- ENSAMBLES LPRM (24)
- DETECTORES IRM (8)

ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
ARREGLO DE ELEMENTOS DE CONTROL Y DETECTORES	
elabora: JOSE PEREZ G	MEXICO D.F. 1988
aprobó: ING. MARIO CHEW B.	FIG. 4.7

es bloqueada si la potencia térmica es excesiva.

Monitores de Trazo y Calibración (Sección 4.3.7)

El Sistema de Monitoreo de Trazo y Calibración del LPRM (TIP) proporciona un medio de medición del flujo neutrónico axial, el cual será usado para calibrar los detectores de Monitoreo de Rango de Potencia Local (LPRM) y para calcular la distribución de potencia en el núcleo.

Antes de describir cada uno de estos sistemas se mencionará primeramente los principios en los que se basa la detección del flujo neutrónico y los componentes involucrados para el procesamiento de la información desde el momento de la detección hasta la entrega y procesamiento al equipo de lectura.

4.3.1 Principios de Detección

Una planta de potencia nuclear genera su potencia del calor producido por las fisiones nucleares, el nivel de potencia es comunmente medido por la detección de la radiación directamente asociada con el proceso de fisión. El número de esas radiaciones, o componentes de esas radiaciones, es proporcional a el número de fisiones, y éstas - últimas a su vez son proporcionales al nivel de potencia del Reactor.

El dispositivo de detección es un sistema que está constituido por un elemento primario, que es el que está en contacto con la radiación, llamado detector. El elemento secundario es un circuito que analiza la información recogida por el detector; una vez procesada la información es cuando se tiene acceso a ella, a través de instrumentos de indicación o lectura.

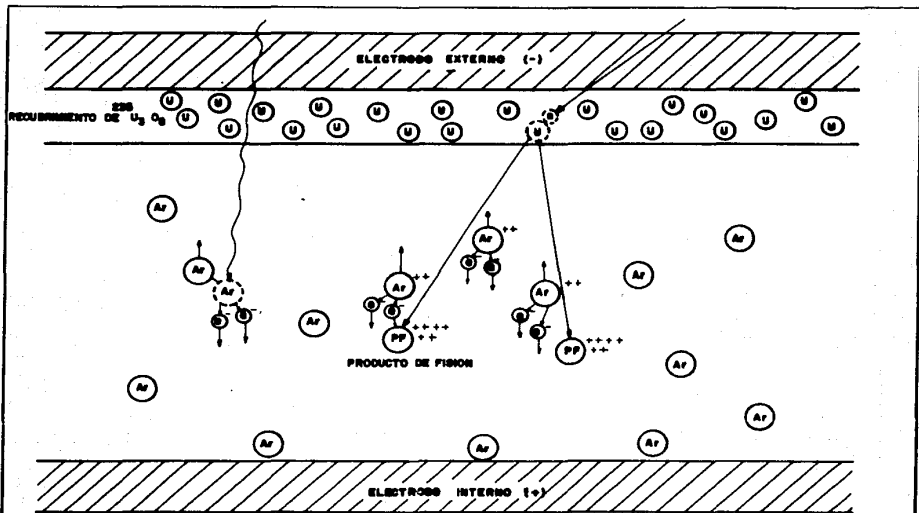
Los sistemas de detección basan su funcionamiento en el principio de ionización. La detección de neutrones, debido a que no ionizan directamente, se hace por métodos indirectos aprovechando las reacciones que sufre el neutrón al interaccionar con la materia, como sería una reacción nuclear, cuyos productos provocan ionización y la medida de ésta será indicativa de los neutrones.

En los Reactores de Agua Hirviente (BWR) se usan cámaras de fisión, las cuales son cámaras de un gas ionizable recubiertas de un material fisionable por neutrones térmicos, de manera que la ionización del gas sea provocada por los fragmentos de fisión (Figura 4.8). Dentro del Reactor son de una común cámaras con recubrimiento de U_3O_8 con un enriquecimiento de U-235 mayor al 90% y que emplean Argón como gas ionizable.

El principio de operación de las cámaras de fisión lo podemos entender si pensamos en aplicar una diferencia de potencial entre el electrodo externo (-) y el electrodo interno (+). Se presentará en la Figura 4.9 cada uno de los eventos que se vayan presentando al variar el voltaje.

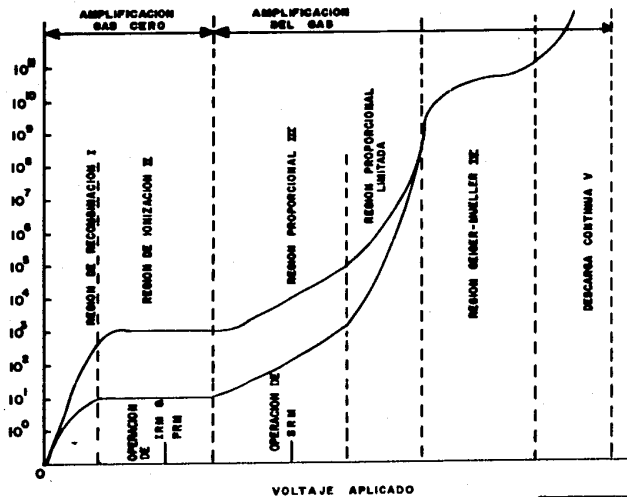
El primer evento es el bombardeo neutrónico al recubrimiento de U_3O_8 donde se provoca la reacción nuclear y los productos de fisión ionizan el gas dentro del tubo. Cuando el voltaje aplicado entre los electrodos es cero los iones formados se recombinan entre sí. Al aplicar un pequeño voltaje los iones formados, de cargas positivas, y los electrones liberados, de carga negativa, empiezan a sentir el efecto del campo eléctrico, moviéndose hacia el electrodo correspondiente. Durante su viaje algunos iones se recombinan sin llegar a los electrodos. A medida que incrementamos el voltaje aumenta la velocidad de los iones disminuyendo la recombinación y aumenta la carga colectada, ésto es, los iones colectados en los electrodos. A esta Región I de la gráfica de la Figura 4.9 desde que el voltaje es igual a cero hasta llegar al punto en que todos los iones formados se colectan la llamamos región de recombinación.

Antes de seguir adelante se definirán como iones primarios a aquellos causados directamente por la radiación incidente y como ionización secundaria a la producida por electrones acelerados. Se definirá también como amplificación del gas a la razón entre los iones colectados y los iones formados por ionización primaria.



121

ENEP ZARAGOZA (URAN)	TÉCNICO PROFESIONAL
OPERACION DE LA CÁMARA DE FISIÓN (DETECTOR DE OPERACION)	
Nombre: JOSÉ FERRER S.	SESION 2.ª F. 1968
Fecha:	FIG. 4.9



ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
CURVA DE AMPLIFICACION DEL GAS CONTRA VOLTAJE APLICADO	
elaboro: JOSE PEREZ S	MEXICO D.F. 1988
aprobo: ING. MARIO CHEW S	PÁG. 49

$$A = \frac{\text{Número de iones colectados}}{\text{Número de iones formados por ionización primaria}}$$

Una vez que se ha alcanzado el punto en que el número de iones colectados es igual al número de iones formados por ionización primaria, la amplificación es igual a uno. Esta situación se mantiene durante un rango apreciable de voltaje, formando la meseta característica de la Región II de la Gráfica 4.9 a la que llamamos Región de Cámara de Ionización.

Los electrones producidos por ionización primaria, debido al voltaje, adquieren suficiente energía para producir ionización secundaria, incrementándose con esto la amplificación del gas. Los electrones secundarios pueden, a su vez, producir más ionización secundaria provocando una avalancha de manera que por cada evento de ionización primaria pueden llegar al ánodo hasta 10^6 electrones. Esto sucede en la Región III donde el efecto de multiplicación aumenta conforme aumenta el voltaje (Región Proporcional).

Si se continúa aumentando el voltaje se llega a la Región Geiger (Región IV). En esta región el efecto de amplificación es tan grande que una simple ionización primaria puede causar la casi completa ionización del gas por los efectos de ionización secundaria y el de avalancha.

Voltajes mayores pueden producir un arco siendo muy probable que se quemara el tubo detector. Esta zona se conoce como región de descarga (Región V).

De las regiones que se determinan en el análisis del comportamiento de los iones en un campo eléctrico sólo se pueden emplear tres de ellas para efectos de detección: Región de Cámara de Ionización, Re-

gión Proporcional y Región Geiger.

A fin de cuantificar la corriente producida en el detector se acopla a éste un circuito como el que se ilustra en la Figura 4.10. Este circuito procesa la información obtenida por el detector y la entrega ya procesada al equipo de lectura.

A continuación se analiza la función de cada uno de los componentes del circuito.

1. Fuente de Potencia. Suministra la potencia requerida por el circuito y sirve para establecer la diferencia de potencial entre los dos electrodos del detector.
2. Capacitor. Sólo permite el paso de la corriente en un sólo sentido evitando contribuciones a la corriente debidas a la fuente.
3. Amplificador. Es necesario amplificar la señal ya que el rango de la corriente de ionización es muy pequeño, del orden del 10^{-16} amperes hasta 10^{-6} amperes y, si no se amplifica la señal, sería muy difícil que la detectara el medidor.
4. Interruptor de Escala. Nos permite elegir la escala adecuada de acuerdo al nivel de radiación. El cambiador de escala puede ser lineal o logarítmico.
5. Discriminador. Cada tipo de radiación proporciona tamaños diferentes de pulsos en la señal. El discriminador permite únicamente el paso a pulsos de altura superior a un punto que se puede elegir de acuerdo al tipo de radiación de interés.
6. Escalador. Suma y contabiliza el número de pulsos por unidad de tiempo.

7. Integrador. Transforma los pulsos a corriente.

8. Medidor. Es un amperímetro el cual nos indicará el nivel de radiación en unidades de rapidez de dosis.

Para flujos de neutrones con rangos entre 10^3 y 10^8 nv (Rango Fuente) se utiliza el método de conteo de pulsos. La señal debida a los rayos gamma es eliminada mediante el discriminador de altura de pulsos.

Para flujos neutrónicos mayores al Rango Fuente, 10^8 a 10^{13} nv (Rango Intermedio), el método de lectura en las cámaras de fisión es diferente; la lectura se hace por el método llamado Campbelling que toma en cuenta lo siguiente:

- a) La razón de pulsos detectados en este rango es muy grande, por lo que el método de conteo se vuelve impráctico.
- b) Los pulsos en el detector tienden a apilarse (un segundo pulso viene antes de que el primer pulso haya decaído completamente).
- c) La acumulación de pulsos es tal que en el espectro formado por ellos hay una región, la inferior, que tiene una señal de corriente directa continua que permanece constante (Figura 4.11) lo que nos permite eliminarla para fines de detección.
- d) Por la razón mencionada en el punto anterior, para fines de detección del flujo de neutrones sólo se emplea la parte superior de la Figura 4.11 en la que se puede distinguir una señal de corriente alterna.

Para flujos de neutrones en el rango de 10^{12} a 10^{14} nv (Rango de Potencia), la detección neutrónica también es con cámaras de fisión, pero en este rango la contribución de gammas es pequeña en comparación con el flujo de neutrones, por lo que no se hace necesario discriminarlas.

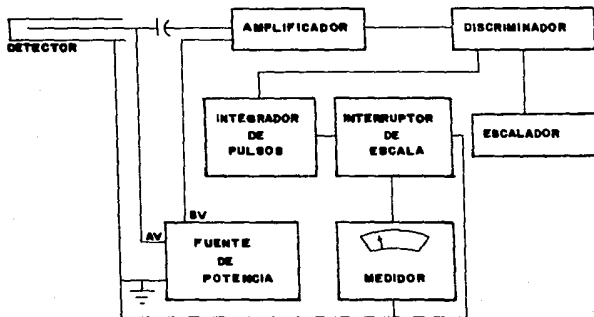


FIG. 4.10

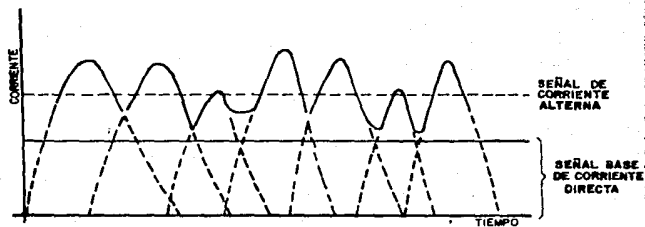


FIG. 4.11

ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
(CIRCUITO PROPORCIONAL (FIG 4.10) SEÑAL A LA SALIDA DE LOS DETECTORES DE RANGO INTERMEDIO (FIG. 4.11))	
elabora: JOSE PEREZ G.	MEXICO D.F. 1988
aprueba: ING. JESUS GUEZ	FIGS. 4.10 Y 4.11

4.3.2 Monitoreo de Rango Fuente SRM

El Sistema de Monitoreo de Rango Fuente SRM está compuesto por cuatro detectores de cámara de fisión de U-235 enriquecido al 90% - (canales A, B, C y D) que operan en la zona de cámara de ionización, situados radialmente en el núcleo (Figura 4.7).

El Rango de vigilancia útil de los canales SRM es de 10^{-1} c/s a 10^6 c/s que corresponden a los flujos de 10^3 a 10^9 neutrones por centímetro cuadrado y por segundo (nv).

Los propósitos de los SRM son:

1. Vigilar y registrar el flujo neutrónico del núcleo del Reactor durante las condiciones de paro, recarga y arranque desde la subcriticidad hasta un traslape con el Sistema IRM para alcanzar criticidad -- y poder elevar la potencia en forma segura.
2. Indicar el periodo del Reactor desde la condición de paro hasta la operación a potencia.
3. Producir una señal de bloqueo de barras de control por alto flujo neutrónico, operación inadecuada o mal funcionamiento del detector.
4. Producir señal de SCRAM durante las operaciones de recarga de combustible.

Los detectores de cámara de fisión proporcionan una señal de salida que consiste en pulsos de energía. La velocidad de pulsos de salida es proporcional a el nivel de flujo neutrónico. La energía del pulso depende del evento que causó el pulso (radiación neutrónica ó gamma). Los pulsos causados por la radiación gamma son considerablemente menos energéticos que aquellos causados por los neutrones.

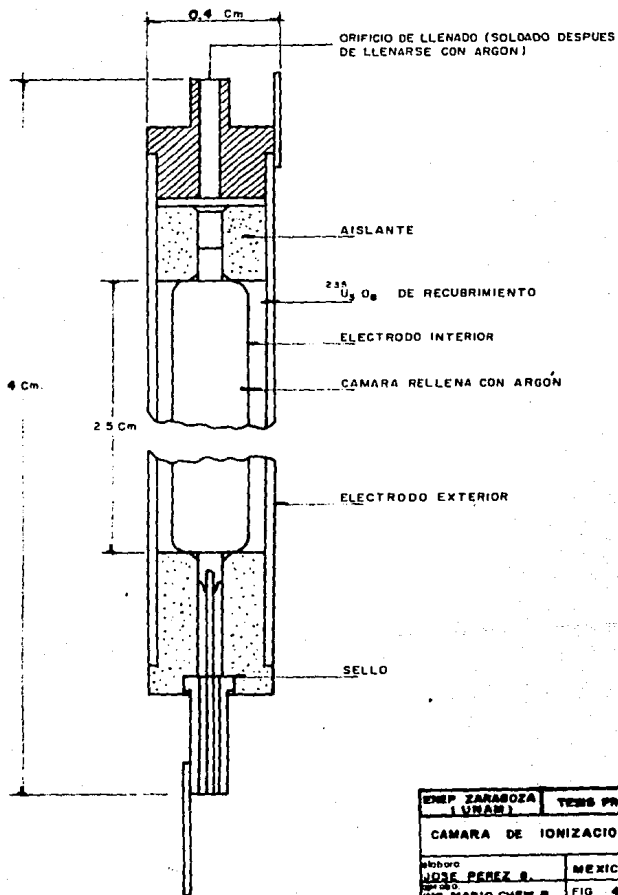
Las cámaras de fisión del SRM tienen una longitud total de 4 cm, una longitud sensible de 2.5 cm y un diámetro de 0.4 cm. El detector es una cámara de titanio con un recubrimiento en la superficie interna de óxido de uranio U_2O_8 altamente enriquecido (90% U-235). La cámara

de titanio está presurizada con Argón a una presión de 14.5 atm. (Figura 4.12).

Los neutrones térmicos que entran al detector interactúan con el recubrimiento de óxido de uranio causando el fenómeno de fisión a los átomos de U-235. Los fragmentos de fisión producidos causan la ionización del gas Argón. Los iones producidos son colectados en el electrodo interno produciendo la energía de pulsos.

La ionización del gas Argón puede también ser causada por la radiación gamma presente en el núcleo del Reactor (las radiaciones beta son de bajo poder de penetración por lo que son retenidas en el combustible del Reactor). La amplitud de la energía de pulsos es proporcional al número de pares iónicos producidos por interacción. La interacción gamma produce menor cantidad de pares iónicos que un evento de fisión por lo que el pulso de energía es menor. Esta característica permite la eliminación de los pulsos provocados por la radiación gamma en el circuito de acondicionamiento electrónico, sección 4.3.1.

Los detectores tienen mecanismos de accionamiento que pueden colocarlos en cualquier posición axial dentro del núcleo dependiendo de la función del SRM. Cuando el detector está siendo usado para monitorear la condición en parada o durante las etapas iniciales de arranque del Reactor, el detector está completamente insertado hasta una posición de 46 cm por encima de la línea central del combustible activo. Durante las operaciones a potencia del Reactor, el detector es completamente extraído para evitar que se deteriore la cámara por el quemado de la misma (76 cm debajo de la longitud activa del combustible).



El equipo de acondicionamiento de la señal electrónica amplifica la señal de energía de pulso y la envía a el Cuarto de Control; los pulsos debidos a la radiación gamma son eliminados.

Cada uno de los cuatro canales del SRM inicia un bloqueo de extracción de barras, y proporciona alarmas si el modo de operación está en la posición de arranque o de recarga. El Sistema de Control Manual del Reactor recibe señales de entrada del Sistema SRM para que el operador pueda establecer la posición correcta de las barras de control.

El Sistema SRM mantiene una interfase con el Sistema de Protección del Reactor durante la carga inicial de combustible.

4.3.3 Monitoreo de Rango Intermedio IRM

Los propósitos del Sistema de Monitoreo de Rango Intermedio es monitorear el flujo de neutrones desde la porción superior del Rango -- Fuente hasta la porción inferior del Rango de Potencia y proporcionar señales de disparo de protección para prevenir daño al combustible.

El Sistema IRM consta de 8 canales detectores teniendo cada uno de ellos cámaras de fisión localizadas a diferente localización radial en el núcleo, mecanismo de accionamiento para insertar o extraer los detectores, y el equipo electrónico requerido para acondicionar la señal de salida de los detectores, tener funciones de disparo e indicación para el operador.

Los detectores usados para el IRM son basicamente los mismos que los detectores del SRM. Sin embargo, los detectores del IRM usan Argón a una presión inferior, un menor contenido de óxido de uranio y un espaciamiento mas estrecho entre los electrodos para permitir la operación a mayores niveles de flujo neutrónico. Como con los detectores del SRM, los detectores del IRM son movibles, y son retraídos cuando se ha alcanzado un traslape suficiente con los Monitores de

Rango de Potencia Promedio, para incrementar la vida del detector.

Las funciones del IRM son las siguientes:

1. Entrar en operación antes de que el SRM salga de su rango.
2. Estar en operación cuando comience a funcionar el LPRM.
3. Generar una señal de disparo para un bloqueo de barra, si la lectura excede cierto valor o si no se opera correctamente.
4. Generar una señal de disparo para prevenir daño del combustible debido a una operación anormal transitoria en el Rango Intermedio.

El rango de operación del IRM es de 1×10^8 nv hasta 1.5×10^{13} nv.-
La posición radial de los detectores se muestra en la Figura 4.7.

El equipo de acondicionamiento de la señal electrónica amplifica la señal de salida del detector, elimina la señal gamma, acondiciona la señal de flujo neutrónico para que sea indicada al operador en una escala lineal con el uso de interruptores de rango, y proporciona -- señales de disparo para asegurar la operación segura del Reactor en el rango intermedio de flujo de neutrones.

El Sistema de IRM proporciona bloqueo de barra y Scram para prevenir daño al combustible.

4.3.4 Monitoreo de Rango de Potencia Local LPRM

El Sistema de Monitoreo de Rango de Potencia Local proporciona señales de flujo neutrónico local a varias localizaciones dentro del núcleo.

El Sistema LPRM consiste de detectores estacionarios dentro de núcleo y equipo de acondicionamiento de la señal electrónica. Los detectores LPRM están arreglados en 24 ensambles localizados radialmente en el núcleo, cada ensamble contiene 4 detectores espaciados en intérva los de 92 cm, el inferior se encuentra 46 cm sobre el límite infe--rior del combustible activo. Los detectores LPRM son designados --

desde el fondo hasta el tope en el núcleo como A, B, C, y D, como se ilustra en la Figura 4.13.

El Sistema LPRM se relaciona con el APRM para el cálculo del promedio de potencia en el Reactor. Sus funciones son:

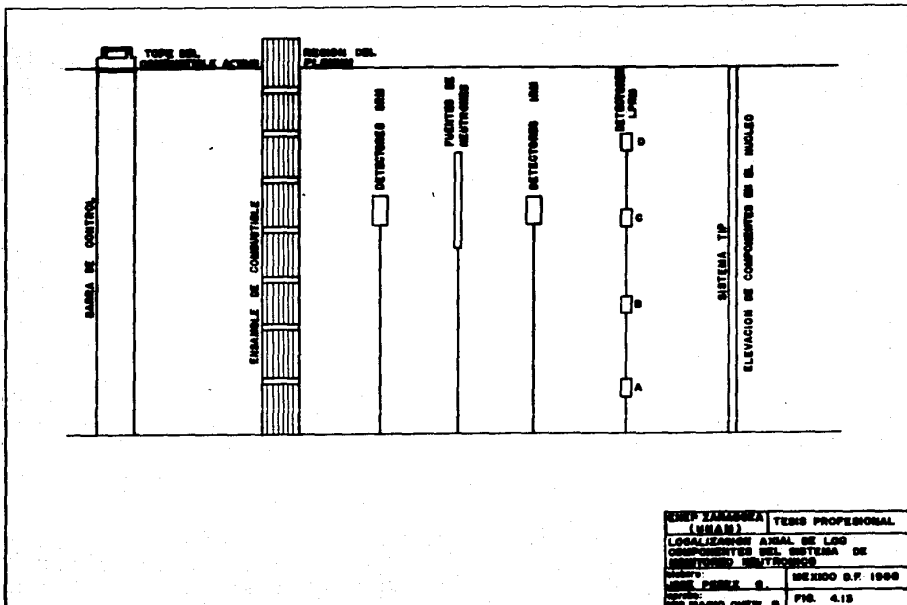
1. Proporcionar señales al Sistema APRM para determinar la potencia térmica promedio del núcleo.
2. Enviar señales de alarma en condiciones de potencia térmica local.
3. Proporcionar señales a la Computadora de Proceso para realizar los diferentes cálculos de parámetros del núcleo y distribución de potencia.
4. Enviar señales al Sistema de Monitoreo de Bloqueo de Barra RBM para producir bloqueo de extracción de Barras de Control.
5. Enviar señales a los indicadores del modelo visual del núcleo.

El funcionamiento de la cámara de fisión de LPRM es similar a la de los IRM pero con pequeñas diferencias operando en la cámara de ionización. Con el Reactor operando a potencia, la contribución de la radiación gamma debida a la desintegración de los productos de fisión, es despreciable comparada con el flujo de neutrones, por lo que no se hace ninguna discriminación contra el efecto de esta radiación.

El detector envía su señal de salida al amplificador el cual a su vez dirige su señal a el gabinete de Monitoreo de Potencia y a los circuitos de alarma los cuales disparan cuando los límites de ajuste son excedidos.

4.3.5 Monitoreo de Rango de Potencia Promedio (APRM)

El Sistema de Monitoreo de Rango de Potencia Promedio opera en el rango de potencia del Reactor, proporciona la información necesaria de la potencia térmica promedio del núcleo del Reactor e inicia las



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO	TESIS PROFESIONAL
LOCALIZACION ANUAL DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE NEUTRONES URA	
FECHA DE ENTREGA: 1966	MEXICO D.F. 1966
FECHA DE IMPRESION: 1966	PAG. 418

acciones correctivas adecuadas para evitar daño al combustible.

Las funciones del Sistema APRM son las siguientes:

1. Proporcionar una indicación continua y un registro permanente de la potencia térmica promedio del núcleo.
2. Generar señales de bloqueo de extracción de barras de control cuando la potencia térmica promedio del núcleo se aproxima al ajuste limitador de los sistemas de seguridad o si el sistema no opera adecuadamente.
3. Producir señales de Scram del Reactor cuando la potencia térmica promedio sobrepasa el ajuste limitador de los sistemas de seguridad o si el sistema no opera adecuadamente.

El intervalo de vigilancia útil de los canales de APRM es de 2.8×10^3 a 2.8×10^{14} nv.

El Sistema APRM está compuesto de 6 canales iguales (A,B,C,D,E,F) y 2 grupos de LPRM's (A y B). Los canales A,C y E tienen asignados 12 canales de LPRM's cada uno y están asociados al Sistema de Protección del Reactor RPS. Los canales B, D y F, tienen asignados también 12 de LPRM's cada uno y están asociados al Canal B del RPS.

Cada canal APRM promedia las señales seleccionadas de LPRM para producir la señal de flujo térmico promedio en el núcleo. La señal de flujo térmico promedio es calibrada para que sea leída como un porcentaje de la potencia térmica del núcleo. Las señales LPRM seleccionadas aseguran una buena distribución de muestreo radial y axial de potencia, para proporcionar un cálculo preciso de la potencia térmica en el núcleo.

El Sistema APRM cuenta con un circuito promediador que calcula el porcentaje de potencia térmica; sumando las señales asignadas de LPRM, dividiéndolas por el número de señales de entrada LPRM opera-

bles, y calibrando el resultado promedio para que sea leído en porcentaje de potencia térmica. El resultado de potencia térmica es usado para indicación al operador, información a la computadora de proceso, referencia de potencia para el Sistema de Monitoreo de Bloqueo de Barra, y para los disparos del APRM.

4.3.6 Monitoreo de Bloqueo de Barra

El Sistema de Monitoreo de Bloqueo de Barra tiene las siguientes funciones:

1. Evita daño local en el combustible debido a la inadecuada extracción de una barra de control evitando que se alcancen los límites térmicos
2. Evita daño local al combustible, suplementando por lo tanto las funciones de disparo de Scram y bloqueo de barra del APRM, las cuales evitan que la potencia promedio en el núcleo se eleve a tal punto que pudiera dañar al combustible.
3. Evita tener un exceso de potencia, la cual no excederá los límites de potencia total en el núcleo.

El Sistema de Monitoreo de Bloqueo de Barra consiste en dos canales separados e independientes, A y B. Cada canal monitorea el flujo de neutrones local durante la selección y movimiento de una barra de control y genera señales de disparo para actuar el bloqueo de extracción de barra cuando el flujo de neutrones detectados exceda los límites preestablecidos.

Quando se selecciona una barra para extracción, algunos de los factores que determinan la magnitud del incremento de la potencia en el núcleo incluyen el nivel de potencia promedio en el núcleo, la posición vertical de la barra, la localización de la barra dentro del núcleo y la posición de las otras barras de control.

Los canales del RBM reciben señales de los LPRM's de acuerdo a un patrón predeterminado:

- a) Canal A, 48 señales de LPRM's A y C
- c) Canal B, 48 señales de LPRM's B y D

Cada uno de los canales del RBM selecciona por medio de una matriz - de selección de las 48 señales de LPRM's que recibe, las 8 (cuando - es barra central) que se encuentran más cercanas a la barra seleccio- nada, y las envía a un circuito promediador.

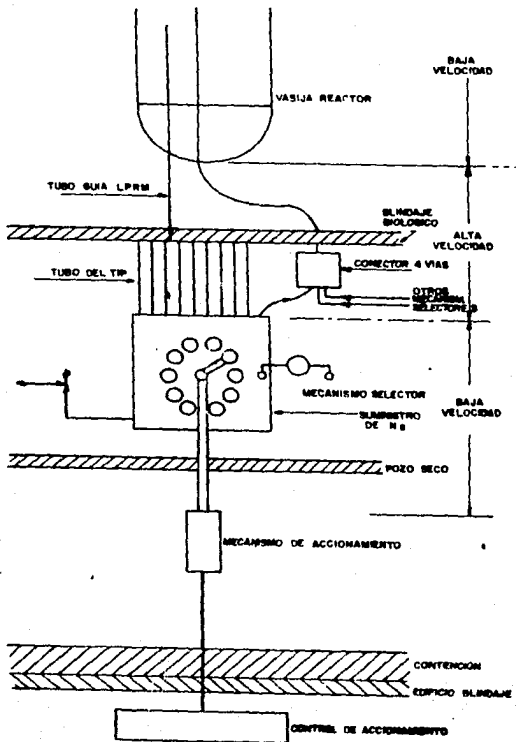
La señal de salida promedio representativa del flujo neutrónico pro- medio en la vecindad donde se encuentra localizada la barra seleccio- nada, se compara a su señal de referencia polarizada por flujo de re- circulación. El flujo de recirculación total es una medida del flu- jo en el núcleo el cual determina la habilidad para remover el calor del núcleo.

4.3.7 Monitores de Trazo y Calibración TIP

El propósito del Sistema de Monitoreo de Trazo y Calibración TIP es proporcionar un medio de medición del flujo de neutrones térmicos - axial, para la calibración de los 96 detectores de Monitoreo de Ran- go de Potencia Local, y para obtener una gráfica del perfil de flujo neutrónico axial para cualquier LPRM.

El Monitor de Trazo y Calibración consiste de una cámara de fisión - unida a una sonda, susceptible de insertarse y extraerse del núcleo - durante la operación del Reactor.

La cámara de ionización es similar a la de los LPRM construida de ti- tanio y recubierta internamente con uranio. Esta llena con Argón, - su longitud activa es de 2.5 cm y el diámetro exterior de 0.54 cm.



ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
COMPONENTES DEL TIP	
ALFONSO JOSE PEREZ O	MEXICO DF 1988
INGENIERO ING MARIO CHEW S.	FIG 4.14

El cable accionador y cable de señal es un cable coaxial de 0.65 cm de diámetro exterior y una longitud de 40 m. Una capa helicoidal de acero al carbón cubre totalmente el cable y proporciona baja fricción cuando se mueve el detector.

El mecanismo de accionamiento consiste de una caja de metal rígida en la que se encuentra el motor de accionamiento, un conjunto tambor enrollador, y varios equipos eléctricos necesarios para la operación de accionamiento del TIP. En la Figura 4.14 se muestran todos los equipos que componen al Sistema TIP.

El Sistema TIP sirve como un dispositivo analítico normalmente no en operación continua. El TIP es usado normalmente en las siguientes situaciones: para verificar una lectura particular de un LPRM, para obtener un perfil de flujo neutrónico axial, y para la calibración de los detectores de LPRM.

El TIP está diseñado para ser operado desde el Cuarto de Control, su mecanismo de accionamiento permite velocidades lentas y rápidas, es capaz de probarse y calibrarse utilizando los datos del balance térmico y el procedimiento adecuado.

CAPITULO V
SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCION DEL REACTOR

5.1 Introducción

Un Sistema de Instrumentación y Control está compuesto de los siguientes componentes: un Elemento Detector, un Transmisor, un Amplificador, Dispositivos de Indicación y Dispositivos de Control. La función de cada componente es la siguiente:

Detector: Es la parte del sistema que está en contacto directo con el proceso. La función del Detector es sensar las variaciones que se llven a cabo en el proceso y mandar una señal apropiada para que sea transformada por el sistema. La detección se logra a partir de los parámetros físicos que intervienen en el proceso como pueden ser la presión, nivel, temperatura, flujo volumétrico, flujo neutrónico, etc. Para cada tipo de variable se utilizan diferentes detectores según el objetivo final del sistema de monitoreo.

La Tabla 4.1 muestra algunos de los Detectores más comunes, el parámetro que controlan y sus principios de detección.

Transmisor-Transductor: Convierte la salida mecánica del Detector a una salida eléctrica. Aquellos detectores que proveen una salida eléctrica directa no requieren transductores.

Amplificador: Ajusta el nivel eléctrico de salida del detector a un valor conveniente para el uso al que están destinados. Por ejemplo, la salida de un detector de temperatura tipo resistencia es típicamente del orden de miliamperes de corriente alterna. La actuación de un interruptor electrónico o la acción para mover un relevador puede requerir una señal que tenga una fuerza de varios volts de corriente continua.

Dispositivos de Indicación: Usan la salida del Amplificador para proporcionar información al operador por medio de un Indicador o un Registrador.

Dispositivos de Alarma: Usan la salida del Amplificador para operar alarmas visibles y audibles si el parámetro controlado se eleva por encima (o disminuye por abajo) de un valor fijado previamente.

Dispositivos de Control: Usa la salida del Amplificador para producir una señal automática en la planta en respuesta a un cambio al parámetro controlado. En algunos casos, la función de control también se puede iniciar por el operador en respuesta a las indicaciones o alarmas presentadas. El control se realiza en varias formas, desde la actuación de una válvula operada a control remoto hasta la inserción de todas las Barras de Control para el paro del Reactor.

En el caso de una planta nuclear, existe la llamada computadora de proceso que es un sistema auxiliar para ayudar al operador proporcionándole la información necesaria cuando la requiera. La computadora toma datos de prácticamente todos los parámetros de la planta, los analiza, procesa y edita, es importante señalar que la computadora de proceso no ejerce control alguno sobre los procesos y solamente es importante por la información que suministra.

Una planta con un Reactor tipo BWR tiene los siguientes principales Sistemas de Instrumentación y Control, según se muestra en la Figura No. 5.1:

1. Control del Nivel del Agua en la Vasija, controlando la velocidad de flujo de agua de alimentación al Reactor, a través del control de la velocidad de las Bombas de Agua de Alimentación.
2. Control de Presión de la Vasija del Reactor, controlando la velocidad de flujo de vapor del Reactor modificando la apertura de las Válvulas de Control de Entrada a la Turbina o la apertura de las Válvulas de Bypass.
3. Control de Potencia del Reactor por la Variación de la velocidad de Flujo de Recirculación a través del Núcleo del Reactor, controlando la apertura de las Válvulas de Control de los Circuitos de Recirculación.
4. Control de la Potencia del Reactor, modificando la posición de las Barras de Control dentro del Núcleo del Reactor.
5. Protección de la Vasija del Reactor, iniciando un SCRAM para preservar la integridad de las Camisas del Combustible y el Sistema de Enfriamiento del Núcleo, y absorber la energía, consecuencia de un accidente de pérdida de refrigerante (LOCA).

Existen otros sistemas de control importantes para el funcionamiento global de una Planta Nucleosilétrica. Ejemplos de éstos son:

- Control del Voltaje del Generador
- Control de la Temperatura del Agua de Alimentación
- Control del Agua de Reemplazo al Condensador.

Tales sistemas de control son convencionales y son similares en su diseño a aquellos utilizados en las plantas operadas por combustibles fósiles, por lo que no serán abordados en este trabajo.

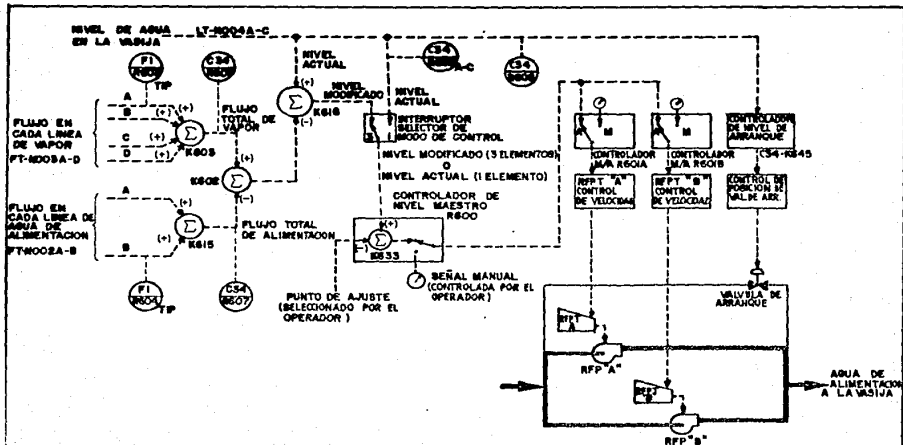
La función de los Sistemas de Control y Protección dependen del modo de operación de la planta, es decir, si ésta está en operación de arranque o paro, carga base o variación de ésta, condiciones transitorias o de accidente. A continuación serán discutibles cada uno de los principales sistemas para el Control y Protección del Reactor de la Planta Nucleoeléctrica de Laguna Verde.

5.2 Sistema de Control de Agua de Alimentación al Reactor

La cantidad de agua de alimentación retornando a la Vasija, puede ser cambiada controlando la velocidad de las bombas de agua de alimentación o la posición de las válvulas de control en las líneas de agua de alimentación. Como el control del nivel de agua debe estar en operación, sobre un amplio rango de presión y velocidades de flujo de agua de alimentación, muy frecuentes combinaciones de velocidad y control de posición son utilizados.

El propósito primario del Sistema de Control del Agua de Alimentación al Reactor, es mantener el nivel de agua en la Vasija del Reactor, dentro de un rango programado durante todos los modos de operación de la planta. En la operación normal del Reactor, el nivel de agua en el Reactor es controlado por el Controlador de Nivel Maestro, el cual recibe una señal de error procedente de la medición de tres parámetros diferentes (Figura No. 5.2):

- a) Nivel de Agua en la Vasija.
- b) Flujo en las Líneas de Vapor Principal.
- c) Flujo en las Líneas de Agua de Alimentación.



ENEP ZARAGOZA	
(UNAM)	
TESIS PROFESIONAL	
SISTEMA DE CONTROL DE AGUA DE ALIMENTACION	
Elabora:	MEXICO D.F. 1988
JOSE PEREZ G.	FIG. 5.2
Aprobo:	
ING. MARIO CHEW B.	

El nivel de agua en la Vasija, es medido por tres transmisores de presión diferencial independientes C34-LT-N004A,B,C, marca Rosemount, mo delo 1151. Las señales de los transmisores de nivel llegan a un selector de nivel A/B que selecciona a una de dos como la señal real - de nivel para que sea introducida ésta al lazo de control. Cada una de estas señales de nivel es indicada en el Cuarto de Control por los instrumentos C34-R606A,B,C; y la que es seleccionada es registrada - por el instrumento C34-R608 marca Bailey, tipo 732 en el Cuarto de - Control.

El flujo másico del vapor es medido por los transmisores de presión - diferencial C34-FT-N003A-D, marca Rosemount Modelo 1151, los cuales - están conectados a los elementos primarios tipo Venturi FE-N003A-D, - localizados en cada una de las cuatro líneas de Vapor Principal. Las señales de flujo son sumadas en el Totalizador de Flujo de Vapor C34 K603, marca Bailey tipo 752, y la resultante es enviada al Circuito - de Control. Indicaciones de flujo de vapor individuales son detectadas en los Indicadores C34-FI-R603A-D y el registro total de flujo de vapor es llevado a cabo por el Registrador C34-R607, marca Bailey tipo 732, localizado en el Cuarto de Control.

El flujo másico de Agua de Alimentación, es medido por los Detectores de Presión Diferencial C34-FT-N002A-B, marca Rosemount Modelo 1151, - los cuales están conectados a los Elementos Primarios de Flujo, localizados en cada Línea de Agua de Alimentación. La señal de salida de los Transmisores es enviada a el Totalizador C34-K615, marca Bailey - tipo 752 para proporcionar la señal de flujo total de Agua de Alimentación. La indicación de flujo de cada línea de Agua de Alimentación es llevada a cabo por los Indicadores C34-FI-R604A-B, y el Registrador de Flujo Total C34-R607.

La señal de flujo total de vapor procedente del Totalizador C34-K603, y la señal de flujo total de Agua de Alimentación, procedente del Totalizador C34-K615 son enviados al Comparador C34-K602 Bailey tipo 752, el cual genera la señal de error entre el flujo to-

tal de vapor y el flujo total de Agua de Alimentación. La señal de error resultante en el Comparador C34-K602, es enviada al Comparador C34-K616 Bailey tipo 752, para obtener la señal de error después de compararse con la señal de nivel actual. La señal de error resultante en el Comparador C34-K616 es enviada al Selector de Modo de Control, donde el operador seleccionará el modo de operación del Sistema de Control.

5.2.1 Modos de Operación del Sistema de Control de Agua de Alimentación

La selección del modo de operación del Sistema de Control de Agua de Alimentación, durante la operación de la planta es determinada por el operador. La selección se basa normalmente en los niveles de potencia en que se encuentra operando la planta, aumentando, disminuyendo o en estado estable de carga. Los modos de operación son:

- A) Modo de operación con bajo flujo ($< 10 - 15\%$ de carga)
- B) Modo de operación en marcha ($> 15 - 20\%$ de carga)

Durante el arranque a muy bajos niveles de operación de potencia, la velocidad de flujo de vapor hacia la Turbina Principal y la velocidad de Agua de Alimentación al Reactor, no cae dentro de los límites de rango de mayor exactitud de la instrumentación. Bajo estas condiciones de bajo nivel de potencia, el flujo de Agua de Alimentación a la Vasija es controlado por el operador como función únicamente del nivel medido en la Vasija, (control con un elemento).

A altos niveles de potencia (típicamente $> 15-20\%$ de carga), el flujo de Agua de Alimentación que entra a la Vasija es automáticamente controlado como una función de la razón de flujos de Agua de Alimentación y Vapor, comparado con el nivel medido, y por medio del lazo de 3 elementos comparado con el punto de ajuste internamente generado dentro de la Estación Controladora Maestra, K633 manteniendo así el nivel en la Vasija.

El Sistema de Control de Agua de Alimentación, operando en automático es capaz de seguir las variaciones de carga en la Planta y mantener el nivel dentro de ± 3.81 cm (1.5 pulg) del nivel con carga nominal.

A) Modo de Operación con Bajo Flujo (< 10-15% de carga).

Cuando la operación de la planta está dentro de esta región, la velocidad de flujo de Agua de Alimentación, puede ser controlada modulando la posición de la Válvula de Control de Arranque o variando la velocidad de las Turbobombas de Agua de Alimentación.

La baja presión en la Vasija (< 28 kg/cm²) en rangos de operación a baja carga, permite que las Bombas de Condensado inyecten agua en la Vasija, sin el uso de las Bombas de Agua de Alimentación al Reactor, y únicamente regulando la posición de la Válvula de Control de Arranque (Fig. No. 5.2).

La posición de la Válvula de Control de Arranque puede ser controlada, ya sea en forma manual o automática, si es en forma manual, la Válvula de Arranque es controlada a través de los Botones Pulsadores - ABRIR/CERRAR de la Estación Controladora de Nivel de Arranque C34-K645 seleccionada en MANUAL. El operador observa el nivel en la Vasija y manualmente ajusta la posición de la Válvula de Arranque, para mantener el nivel de la Vasija dentro de los límites requeridos.

El control automático de la Válvula de Arranque comprende la señal A o B del Sensor de Nivel seleccionado por el operador, la cual es la señal de retroalimentación a la Unidad de Control K-645, dicha señal será comparada con la señal de Punto de Ajuste, que es enviada desde la Estación MANUAL/AUTO, ajustando el nivel con el ajustador en el valor deseado. La salida será la señal de error que posicionará a la Válvula de Control de Arranque.

El control de la velocidad de las Turbobombas a bajas condiciones de carga, puede también ser en forma manual o automática. El control ma

nual es desde los Botones Pulsadores ABRIR/CERRAR de la Estación - R-601 A/B, seleccionada en MANUAL. El control automático es llevado a cabo utilizando únicamente la señal de entrada de 1 elemento (nivel) al Controlador Maestro K633, y enviando éste su señal a las Estaciones de Control de las Turbobombas de Agua de Alimentación, operando también éstas últimas en forma automática. El arreglo del lazo de control es similar al del lazo de control de la Válvula de Arranque a - excepción de que en lugar de la Unidad de Control K645, aquí se utiliza la Unidad Proporcional de Retardo K637 A,B.

B) Modo de Operación en Marcha (> 15-20% de carga)

En niveles de potencia elevados, (típicamente > 15-20% de carga) el flujo de Agua de Alimentación que entra a la Vasija es controlado también en forma manual o automática.

1. Control Manual. El Control manual desde la estación Controladora -- Maestra C34-R600, será posible sólo bajo la selección de este modo en dicha Estación y teniendo las Estaciones de Control de la Turbobombas de Agua de Alimentación C34-R601 A/B en automático; bajo estas condiciones, el operador podrá operar los botones ABRIR/CERRAR basándose - en la observación del nivel en cualquiera de los Indicadores C34-LI--R606A/B/C.
2. Control Automático. El control automático del Agua de Alimentación - a la Vasija a través de la Estación de Control Maestra puede ser:
 - A) Control con 1 elemento,
 - B) Control con 3 elementos,

El control con 1 elemento se usa como ya se dijo anteriormente, a bajos niveles de potencia, así la señal de nivel viajará directamente - hasta la Unidad de Control K633 (ver Fig. No. 5.2), en donde será comparada la señal con el punto de ajuste, y de aquí se obtiene la señal de error que será enviada hacia las Unidades de Control Individuales C34-R601A/B. La señal resultante de las Unidades C34-R601A/B, viaja-

rá hasta el Controlador del Gobernador de las Turbobombas, en donde - será comparada con la velocidad actual para así obtener un incremento o una disminución de la velocidad a través de la señal al Servoactuador, con el consecuente incremento o disminución en el flujo de Agua de Alimentación.

El control de 3 elementos, será usado en niveles de potencia medio y alto, el operador selecciona el modo de control a través del Interruptor de Selección (Figura 5.2). La señal obtenida en el comparador (sumador) K616 donde el nivel es comparado con la señal de error entre el flujo de vapor y el flujo de agua de alimentación, es dirigida a la - Unidad de Control Maestra K333; de aquí en adelante la trayectoria de la señal será la misma que se describió en el control con 1 elemento.

5.3 Sistema de Control de Presión del Reactor y Carga-Velocidad de la Turbina.

Una de las características de los Reactores de Agua Hirviente BWR, de ciclo directo, es el paso del vapor generado en la Vasija del Reactor hacia la Turbina. Un aumento en la potencia del Reactor causa un incremento en la presión del Reactor y por consiguiente en el Cabezal - Principal de Vapor.

Para un BWR, la presión del refrigerante del Reactor, es controlada - por el abrir y cerrar de las Válvulas de Control de la Turbina. Durante operación normal las Válvulas de Control de la Turbina, son controladas para mantener la presión de entrada a la Turbina a 970 psig, lo cual corresponde a una presión de la Vasija del Reactor de aproximadamente 1005 psig.

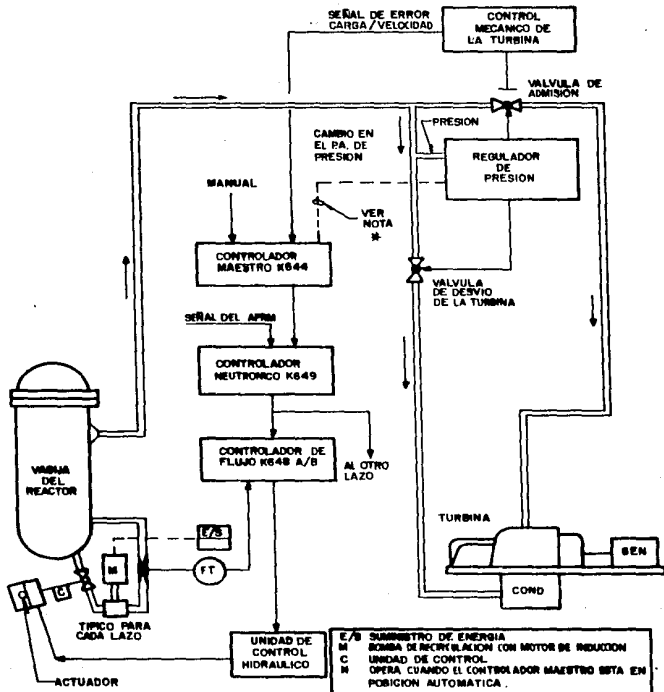
El Sistema de Control de Presión del Reactor y Carga-Velocidad de la Turbina, está diseñado para que la "Turbina siga al Reactor", es decir, que la Turbina es esclava del Reactor. Los cambios de potencia en el Reactor, producen variaciones de carga, las cuales son normalmente aceptadas por la Turbina.

En el Sistema de Presión la presión de entrada a la Turbina es comparada con la señal de punto de ajuste de presión, que resulta en una señal de error de presión. La señal de error de presión es entonces aplicada al regulador de presión, el cual desarrolla una señal de control de presión. Esta señal controla la posición de las Válvulas de Control de la Turbina (ver Fig. No. 5.3). La señal de control de presión, también se aplica a las Válvulas de Derivación de la Turbina, las cuales están dispuestas en derivio para que se abran cuando la presión del Cabezal de la Turbina aumente por encima de su punto preterminado.

En síntesis, el Sistema de Control de Presión del Reactor y Carga Velocidad de la Turbina, cumple las siguientes funciones:

1. Controla la velocidad y la aceleración de la Turbina.
2. Opera las Válvulas de Derivación, para mantener la presión del Reactor dentro de un cierto límite, y evitar así grandes transitorios de potencia.
3. Controla la presión de entrada a la Turbina Principal, dentro del ajuste de banda proporcional del Regulador de Presión.

A fin de aumentar la carga de la Turbina y la potencia del Reactor, se aumenta una señal de referencia de carga, la cual es comparada con la señal de control de presión. Esto da como resultado una señal de error en la demanda, la cual es aplicada simultáneamente al control de la velocidad del Flujo del Sistema de Recirculación, (ver Fig. No. 5.3) y al punto de Ajuste de Presión. El flujo de Recirculación aumenta, dando como resultado una potencia más elevada del Reactor. Al mismo tiempo, las señales de control de presión hacen que las Válvulas de Control de la Turbina, se abran dando al sistema una respuesta total más rápida. La temperatura del refrigerante del Reactor es determinada por la presión de la Vanija del Reactor. La temperatura de salida corresponderá a la temperatura de saturación de la Vanija del Reactor.



EMPLEADO (NOMBRE)	TITULO PROFESIONAL
SISTEMA DE REGULACION DEL REACTOR	
Nombre: JOSE PEREZ S.	RENIDO S.E 1966
Apellido: PEREZ S.	FIG. 6.3

El Sistema de Control de Presión del Reactor y Carga-Velocidad de la Turbina está compuesto de los siguientes subsistemas:

- a) **Subsistema de Control de Presión.**
Existen dos Reguladores de Presión idénticos, cuyo propósito es desarrollar una señal de control que represente la demanda de flujo de vapor; además tienen como objetivo proporcionar una respuesta rápida y controlada a los cambios de presión y flujos, sobre todo el rango de operación. El punto de ajuste de la presión, (presión de referencia), es ajustable en manual. Estos reguladores posicionan las Válvulas de Control de la Turbina y las Válvulas de Derivación, para mantener la presión del Reactor relativamente constante.
- b) **Subsistema de Control de Desvío del Vapor.**
Este subsistema tiene como objetivo, controlar la presión del vapor cuando la generación de vapor en el Reactor exceda los requerimientos de la Turbina, tal como sucede durante el arranque (presurización, aceleración y sincronización), reducciones súbitas de carga y enfriamiento en paro, todo ésto es para evitar grandes transitorios de potencia.

Normalmente, las Válvulas de Desvío son mantenidas cerradas y el Regulador de Presión controla las Válvulas de Control de la Turbina, dirigiendo todo el vapor a la Turbina. Si el Gobernador de velocidad o el Limitador de Carga restringen el flujo de vapor a la Turbina, el sistema manda abrir las Válvulas de Desviación.
- c) **Subsistema de Carga-Velocidad.**
Su propósito es desarrollar una señal de flujo de vapor que represente la velocidad y/o carga deseada en la Turbina, además de controlar la aceleración de la misma. El operador selecciona el valor de velocidad o carga que actuará como punto de ajuste.
- d) **Subsistema de Seguimiento Automático de Carga.**
La señal de error existente entre la carga demanda y la carga actual,-

actúa sobre el Controlador Maestro de Flujo de Recirculación del Reactor, y varía la carga para reducir el error. Además, ajusta el punto de referencia de presión de la Unidad de Control de Presión, de modo de adelantar la respuesta de la planta a las variaciones de carga.

e) Subsistema de Control de Presión de las Válvulas de Control.

Este subsistema convierte la señal de flujo de vapor, en una señal de demanda de posición de Válvulas de Control, además, proporciona un circuito de retroalimentación para anular la señal de demanda, una vez que la demanda y la posición de las Válvulas de Control son iguales. Este subsistema, es de actuación hidráulica y es controlado electrónicamente.

5.4 Sistema de Control de Flujo de Recirculación

El Sistema de Control de Flujo de Recirculación, es utilizado en la Planta de Laguna Verde, primeramente para controlar el flujo matriz de las Bombas de Chorro, las cuales a su vez, proporcionan el flujo de refrigerante o flujo de agua de recirculación a través del Núcleo del Reactor. Adicionalmente, este sistema puede ser usado para variar el nivel de potencia del Reactor, dentro de un rango determinado debido a su habilidad para controlar la velocidad de flujo del agua de recirculación, sin mover las Barras de Control.

En un Reactor de Agua Hirviente (BWR), el nivel de potencia del Reactor, puede ser variado dentro de un rango determinado, (aproximadamente 25%), variando el flujo de agua de recirculación a través del Núcleo. Para que la planta pueda operar a un nivel de potencia en estado estable, la reactividad negativa de las Barras de Control y la relación de vapor/agua en el Núcleo, (contenido de vacíos), deberá balancearse con la reactividad positiva de los ensambles de combustible; por consiguiente, para un patrón de Barras constante, el contenido de vacíos en el Núcleo deberá permanecer también casi constante. Variando el flujo de recirculación, se cambia la razón a la cual los vacíos son barridos o desplazados del Núcleo, de modo que la razón de genera-

ción de vapor, (y el nivel de potencia de la planta), deberá cambiar - con el flujo de recirculación para mantener un contenido de vacíos - constante, (existe un equilibrio entre la formación de burbujas y las burbujas que están siendo barridas).

Al aumentar el flujo de recirculación en el Núcleo (debido a una apertura de la Válvula de Control de Flujo), los vacíos son barridos a una razón más rápida y se llevan a cabo los siguientes efectos:

1. Las moléculas de agua son movidas más rápidamente y están en contacto con el canal de combustible menos tiempo.
2. Esto dá como resultado que el límite de ebullición se suba, es decir, cambia de posición dentro del Núcleo, lo cual origina que el Moderador en el Núcleo sea más denso.
3. Al hacerse el Moderador más denso hay mayor termalización, y se tiene mayor flujo de neutrones térmicos, incrementándose la potencia y por lo tanto el contenido de vacíos también aumenta. El límite de ebullición se regresa para estabilizarse donde estaba originalmente.

Este es un excelente mecanismo de control de potencia del Reactor y - los cambios de potencia pueden ser obtenidos más rápidamente que con las Barras de Control.

La velocidad de flujo de recirculación es variada, estrangulando la - descarga de las Bombas de Recirculación RRC-POO1A/B con las Válvulas - de Control de Flujo de Recirculación RRC-FCV-BB30A/B (Figura No. 5.3). Las Bombas de Recirculación operan a velocidad constante, de modo que ajustando la posición de las Válvulas de Control de Flujo, el Sistema de Recirculación puede efectuar cambios en forma automática en el nivel de potencia del Reactor; el control de flujo de refrigerante en el Núcleo del Reactor es tal, que para un patrón de Barras de Control dado, se pueden acomodar cambios en el nivel de potencia en forma automática.

tica por medio del control en la que la potencia nominal corresponda - al flujo de recirculación del 100%, el control de potencia puede ser disminuído al 75% aproximadamente de la potencia nominal mediante la variación total y automática del control de flujo de recirculación; - para otros patrones de barras, el control automático de potencia es posible sobre un rango de aproximadamente 25% del máximo nivel de potencia de operación para el patrón de Barras de Control de que se trate. Existe un límite inferior de aproximadamente 25% del flujo de recirculación, sobre la capacidad de control de flujo, abajo del cual sólo se puede utilizar control manual.

Cada Válvula de Control tiene su propio sistema de control, (ver Figura 5.3). El Controlador de Flujo Maestro recibe una señal de error de demanda de carga del Regulador de Presión de la Turbina Principal y - ajusta cada Válvula de Control de la manera siguiente: La salida del Controlador de Flujo Maestro demanda un cierto nivel de flujo neutrónico en el Reactor. Este es comparado con una medición filtrada de flujo neutrónico. El error resultante es alimentado al Controlador de Flujo Neutrónico, el cual demanda un control de flujo en cada circuito de control. Cada circuito tiene un Controlador de Flujo Individual, - el cual causa el ajuste necesario en la posición de la Válvula de Control para cumplir con la carga demandada en el Circuito de Flujo, y - consecuentemente cambiar el flujo en el Núcleo y la potencia en el Reactor. Este proceso continúa hasta que el error existente en la entrada de los Controladores Maestro y de Flujo Neutrónico son iguales - con cero. El control completamente automático lo proporciona el Controlador Maestro, cuando éste es ajustado en automático. Cuando el Controlador Maestro es ajustado en manual, el Controlador de Flujo Neutrónico puede permanecer en automático.

Simultáneamente al cambio de potencia del Reactor, provocado por variar el flujo de recirculación, el Sistema de Control de Presión del Reactor y Carga-Velocidad de la Turbina, cambiará la posición de las Válvulas de Control de la Turbina Principal, hasta que el flujo en las

Líneas de Vapor Principal iguale la razón de generación en el Núcleo.- Si el Sistema de Control de Flujo de Recirculación está totalmente en automático, este proceso continuará hasta que la demanda de carga en la Turbina Principal haya sido satisfecha.

Los componentes mayores del Sistema de Control de Flujo de Recirculación son descritos en los párrafos siguientes y se ilustran en la Figura No. 5.3.

a) Controlador Maestro.

El Controlador Maestro K644, proporciona la señal para regular las dos Válvulas de Control de Flujo de Recirculación. El Controlador puede ser operado, ya sea en forma manual o en forma automática. Cuando está en forma manual, una señal de demanda de potencia es manualmente establecida por el operador con un dispositivo localizado en el frente del Controlador. En forma de operación automática, el Controlador acepta una señal de demanda de carga del Sistema de Control de Presión del Reactor y Carga-Velocidad de la Turbina. La señal se compara con el flujo actual de vapor o señal de potencia en la Turbina, y es procesada en forma automática a través de todo el circuito del Sistema de Control para ajustar el flujo de recirculación y la potencia del Reactor y así balancear la demanda de carga. El estado normal del Controlador Maestro es en modo manual. La salida del Controlador es en términos de una señal de demanda de flujo neutrónico (demanda de potencia en el Reactor).

b) Controlador de Flujo Neutrónico

El Controlador de Flujo Neutrónico K649 proporciona un segundo medio de control de los dos circuitos de flujo de recirculación. Este Controlador puede también ser operado ya sea en forma manual o automática. Cuando está en forma manual, una señal de demanda de flujo es manualmente establecida por el operador con un dispositivo localizado al frente del Controlador. En forma automática de operación el Controlador recibe una señal de demanda de flujo neutrónico (demanda de poten-

cia en el Reactor) del Controlador Maestro y también una señal del Sistema de Monitoreo de Flujo Neutrónico (APRM). Estas dos señales son comparadas de tal manera que la salida del Controlador de Flujo Neutrónico es en términos de una señal de demanda de flujo. Esta señal es dirigida simultáneamente a los dos Controladores Individuales de Flujo K64BA/B.

c) Controlador de Flujo

Los Controladores de Flujo K64BA/B, uno por cada lazo de recirculación - proporcionan un medio de controlar individualmente las Válvulas de Control de Flujo. Estos controladores pueden también ser operados ya sea en forma manual o automática. Cuando está en forma manual, una señal de error de flujo es manualmente establecida por el operador con un dispositivo localizado al frente del controlador. En forma automática de operación el controlador recibe una señal de demanda de flujo (signo algebraico positivo) del Controlador de Flujo Neutrónico y también una señal de retroalimentación de flujo (signo algebraico negativo) - del elemento de flujo correspondiente a cada lazo. Los elementos de flujo están localizados en la succión de las Bombas de Recirculación. Estas dos señales son comparadas de tal manera que la salida del Controlador de Flujo es en términos de una señal de error de flujo. Esta señal es dirigida a su respectiva Unidad de Potencia y Control Electrohidráulico para regular la válvula según se requiera. El estado normal de los Controladores de Flujo es en forma automática.

d) Unidad de Potencia y Control Electrohidráulico

La Unidad de Potencia y Control Electrohidráulico es un sistema de aceite hidráulico autocontenido para cada Válvula de Control de Flujo de Recirculación. Este sistema recibe una señal electrónica de error de flujo de su respectivo Controlador de Flujo y la convierte a una señal de presión de aceite, el cual posiciona la Válvula de Control de Flujo vía el Actuador de la Válvula. La posición de la Válvula de Control de Flujo no puede ser cambiada sin tener la Unidad de Potencia y Control Electrohidráulico en servicio.

c) Actuador de la Válvula

El Actuador de la Válvula es un pistón de doble acción accionado con la presión del aceite de la Válvula de Potencia y Control Electrohidráulico en ambos lados del pistón. La presión del aceite en cada lado del Actuador causa un movimiento de rotación a la Válvula de Control de Flujo (Válvula de Bola) para abrirla o cerrarla según sea necesario.

5.5 Sistema de Manejo de las Barras de Control

El Sistema de Manejo de las Barras de Control cumple los siguientes objetivos:

- a) Cambiar el nivel de potencia del Reactor,
- b) Parar rápidamente el Reactor.

El nivel de potencia del Reactor es regulado por el movimiento de las 109 Barras de Control de acero inoxidable llenas de Carburo de Boro. Los neutrones producidos durante la fisión son absorbidos por el Boro durante el tiempo de vida de la Barra de Control.

Durante la elevación de potencia las Barras de Control controlan la potencia del Reactor hasta aproximadamente 55%. Las Bombas de Recirculación son operadas a una velocidad del 20% desde el 0% a 55% de la potencia del Reactor. El flujo de recirculación controla la potencia del Reactor por encima de una potencia del 55%. El movimiento de Barras de Control es permitido por encima de la potencia del 60% para compensar el quemado de combustible y el envenenamiento por Xenón.

El retiro de las Barras de Control se realiza en una secuencia prescrita para proporcionar un buen espaciado de las Barras e impedir que Barras de alto valor se encuentren en una sola área. Las Barras están colocadas de tal forma que permitan un flujo parejo distribuido a través del Núcleo. Las Barras de Control son colocadas por el operador en forma manual para controlar el nivel de potencia del Reactor y para lograr un quemado eficiente del combustible.

Quando se presente un evento que pudiera poner en peligro la operación de la planta, el sistema de Manejo de las Barras de Control actúa automáticamente para apagar el Reactor mediante una inmersión súbita de las Barras de Control, SCRAM (Safety Control Rod Automatic Motion).

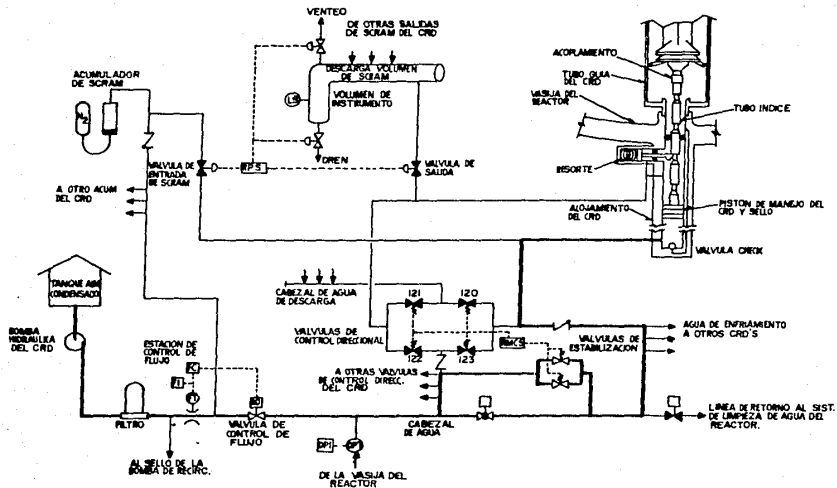
El Sistema de Manejo de las Barras de Control consiste de los siguientes subsistemas y equipo requerido para mover y monitorear la localización de las Barras de Control:

- a) Sistema Hidráulico de Manejo de Barras de Control,
- b) Sistema de Control Manual del Reactor,
- c) Sistema de Información de Posición de Barras.

Los siguientes párrafos proporcionan una breve descripción de cada sub sistema y el equipo que lo compone:

a) Sistema Hidráulico de Manejo de Barras de Control

El Sistema Hidráulico de Manejo de Barras de Control consiste de bombas, válvulas, filtros, equipo hidráulico convencional, y los controles e instrumentación requerida para proporcionar las presiones de operación requeridas a cada Barra de Control (Fig. No. 5.4). El Sistema Hidráulico de Manejo de Barras de Control bombea agua a alta presión y la envía a una línea donde es regulado el flujo y la presión. La presión de descarga de la bomba es relativamente constante dentro del rango de diseño, pero varía con el sistema de flujo. Una estación de control automática del flujo es utilizada para permitir o restringir el flujo de acuerdo a las demandas del sistema. La primera presión de operación proporcionada por el sistema es la presión de carga del acumulador, la cual es de aproximadamente 1400 psig. La segunda presión de operación es la presión para el manejo de los pistones de las Barras de Control de alrededor de 200 a 300 psi arriba de la presión del Reactor. La tercera presión de operación es la presión del agua de enfriamiento, la cual es de 5 a 15 psi arriba de la presión del Reactor.



100

ENEP ZARAGOZA (UNAM)	TESIS PROFESIONAL
SISTEMA HIDRAULICO DE MANEJO DE LAS BARRAS DE CONTROL.	
Albano: JOSE PEREZ G.	MEXICO D.F. 1988
Revisado: ING. MARIO CHEW B	FIG. 5.4

El Sistema Hidráulico para el manejo de las Barras de Control también incluye un volumen de descarga de SCRAM y un volumen de instrumento. - El volumen de descarga de SCRAM es un cabezal normalmente ventado y drenado a la atmósfera de tal manera que está disponible para aceptar el agua expulsada por todas las Unidades de Control Hidráulico en el evento de un SCRAM, limitándose de esta manera, las pérdidas de agua del Reactor. El volumen de instrumento es la reserva localizada en la línea de drene del volumen de descarga para medir la cantidad de agua en el volumen de descarga de SCRAM, ver Fig. No. 5.4.

Las Unidades de Control Hidráulico consisten del equipo neumático, hidráulico, circuitos eléctricos y la instrumentación requerida para controlar las presiones hidráulica requeridas para mover las Barras de Control. Un conjunto de cuatro Válvulas Direccionales operadas por solenoide son proporcionadas para controlar la inserción y la extracción de las Barras de Control. Un acumulador de agua y un cilindro de Nitrógeno proporciona una fuente independiente de presión hidráulica para la inserción de SCRAM. El operador cuenta con la indicación de la posición de las Válvulas, el nivel de agua y la presión del Nitrógeno en el acumulador para observar el estado de SCRAM del Reactor.

El mecanismo de manejo de Barras de Control consiste de un platón hidráulico y un cilindro instalado verticalmente en una envoltura localizada por debajo de la Vasija del Reactor. La conexión de la envoltura a la Vasija es por medio de una brida, la cual tiene puertos para la admisión del agua proveniente de la Unidad de Control Hidráulico asociada.

b) El Sistema de Control Manual del Reactor

El Sistema de Control Manual del Reactor consiste de interruptores, relevadores, componentes de estado sólido y otro equipo eléctrico requerido para controlar las Válvulas de Control Direccional, operadas por solenoide en las Unidades de Control Hidráulico. El movimiento de las Barras de Control es iniciado por la actuación de un botón pulsador el

cual, energiza un circuito por relevadores que permite el movimiento - de las Barras de Control. La dirección del movimiento de las Barras - de Control (inserción o extracción), es determinada por un interruptor manual.

c) Sistema de Información de Posición de Barras

El Sistema de Información de Posición de Barras proporciona al operador, en el Cuarto de Control la información de la posición vertical de cada una de las 109 Barras de Control y también detecta un movimiento no controlado de una Barra de Control.

El Sistema de Información de Posición de Barras es un sistema de multiplexores de estado sólido, el cual monitorea la operación del Sistema de Manejo de las Barras de Control. Cada mecanismo de manejo tiene una sonda de indicación de posición instalada en un tubo seco, la cual se extiende a través de todo el tubo. La sonda consiste de interruptores, los cuales están montados a intervalo fijos. Esos interruptores son actados por un magneto circular, localizado en la base del pistón de manejo de la Barra de Control. El movimiento del pistón actúa el interruptor o interruptores a cada posición.

5.6 Sistema de Protección del Reactor

El Sistema de Protección del Reactor (RPS), es un sistema que consiste de sensores que monitorean continuamente los parámetros críticos, los cuales controlan relevadores electromecánicos de respuesta rápida y de alta confiabilidad.

El RPS tiene las siguientes funciones:

- a) Preservar la integridad del encamisado del combustible,
- b) Preservar la integridad del Sistema Refrigerante del Reactor,
- c) Minimizar la energía que deberá ser absorbida después de un accidente por pérdida de refrigerante.

El Sistema de Protección del Reactor es un sistema normalmente energizado, compuesto de dos Sistemas de Disparo Independientes, el Sistema de Disparo A, y el Sistema de Disparo B. Cada Sistema de Disparo consiste de dos canales. Los canales asociados con el Sistema de Disparo A son A1 y A2. Similarmente, los canales de disparo asociado con el Sistema B son B1 y B2. Un disparo de canales A1 y/o A2, deberá disparar el Sistema A. Similarmente, un disparo del canal B1 y/o B2, deberá disparar el Sistema B.

Durante la operación todos los sensores y contactos esenciales para la operación están cerrados. Los Sistemas de Disparo A y B y sus respectivos canales, están normalmente energizados. Un disparo de cualquier dispositivo monitoreado en un canal deberá disparar ese canal. Para producir un "Scram completo", deberán coincidir los disparos en el Sistema A y en el Sistema B. Un arreglo de este tipo es llamada lógica de disparo una de dos-dos veces.

Los canales de disparo son redundantes (sensores, alambrado, relevadores, etc) y se encuentran eléctrica, mecánica y físicamente independientes. Los dos Sistemas de Disparo están físicamente separados uno del otro y de otros equipos, para minimizar la probabilidad de interacciones que pudieran incrementar la posibilidad de un falso SCRAM o falla de SCRAM. Cada sensor de disparo, relevador, canal y sistema se encuentran claramente identificados para reducir la posibilidad de que personal de mantenimiento (u otro) causen disparos inadvertidos y operaciones indeseadas.

En la Tabla 5.1, se muestran las funciones de SCRAM y los puntos de ajuste de la instrumentación del RPS. Los rangos de los instrumentos, están seleccionados para cubrir el rango de las condiciones esperadas para la variable que está siendo monitoreada. Las bases para la elección de los puntos de ajuste mostrados en la Tabla 5.1 son los siguientes:

1. Disparo del Sistema de Monitoreo Neutrónico.

Provee una protección de SCRAM por alto flujo neutrónico, desde condiciones de arranque hasta plena potencia.

2. Alta presión en la Vasija del Reactor (72.9 Kg/cm², 1037 psig)

Existen cuatro Interruptores de Presión Independientes B22-N023A-D marca Barkndale, los que permiten un SCRAM por alta presión con una lógica una de dos-dos veces. El ajuste está basado en que no se deben exceder los códigos de presión de la Vasija para evitar una ruptura en la frontera de presión de refrigerante del Reactor.

El punto de ajuste por alta presión en la Vasija del Reactor, es seleccionado ligeramente arriba de la máxima presión de operación normal para permitir la operación sin originar SCRAM's falsos. La presión de SCRAM en la Vasija trabaja en conjunto con el Sistema de Alivio de Presión.

3. Bajo Nivel de Agua en la Vasija del Reactor (31.75 cms, 12.5")

Existen cuatro interruptores que detectan el nivel en dos puntos diferentes alrededor de la Vasija B22-N024A-D, marca Burton, modelo 288A. - El punto de ajuste fué seleccionado para cortar la producción de potencia en el Reactor cuando aún hay suficiente existencia de agua como para poder enfriar el núcleo y la posibilidad de mantenerlo cubierto.

4. Válvulas de Paro de la Turbina (Válvulas menos de 95% abierta)

El cierre de las válvulas de paro de la Turbina con el Reactor a potencia, puede resultar en una adición significativa de reactividad positiva en el núcleo, ya que el aumento de presión en la Vasija del Reactor causa que el colapso de las burbujas de vapor aumenten la reactividad en el núcleo.

El propósito de SCRAM, es el de anticiparse a un rápido incremento en la presión, flujo neutrónico y flujo de calor en la superficie del ensamblado del combustible, causado por el cierre rápido de las válvulas

de paro de la Turbina y falla de las Válvulas de Derivación para abrir. Cada una de las dos Válvulas de Paro de la Turbina, está equipada con 4 Interruptores de Posición de Acción Rápida; cada uno de estos interruptores proveerá una señal de válvula cerrada al lógico del RFS.

5. Cierre Rápido de las Válvulas de Control de la Turbina

Con el Reactor y el Turbogenerador a potencia, el cierre rápido de las Válvulas de Control de la Turbina, pueden resultar también en una adición significativa de reactividad positiva en el núcleo por el aumento de presión en la Vasija del Reactor.

La señal de disparo se inicia en unos interruptores de presión (de aceite), localizados en la misma válvula. Los interruptores de presión están conectados con una lógica uno de dos-dos veces, de tal forma, que el disparo de una Válvula de Control ocasiona 1/2 SCRAM, pero si el cierre de éstas disparan el Bus A y B tenemos SCRAM completo.

6. Válvulas de Aislamiento de las Líneas de Vapor Principal no completamente Abiertas (< 92%)

Este SCRAM automático es con el fin de limitar la presión de la Vasija en el caso de que el Reactor esté aislado del Condensador Principal, - (principal fuente de absorción de energía en estas condiciones). Cada válvula de 8 tiene 2 interruptores límite de acción rápida, 2 válvulas en cada línea de vapor, una interior y otra exterior del Pozo Seco.

Los interruptores están dispuestos de tal forma que, el cierre de dos válvulas de la misma línea no ocasionarán nada, el cierre de dos válvulas de diferente línea producirán 1/2 SCRAM y el cierre de 3 válvulas de diferente líneas invariablemente produce SCRAM.

7. Alto nivel en el Volumen de Descarga de SCRAM

El agua desplazada por los pistones de manejo de las Barras de Control es el volumen de descarga de SCRAM. El propósito es iniciar un SCRAM, mientras existe un volumen adecuado disponible para recibir el agua -

de descarga de SCRAM, para asegurar que todas las Barras operables inserten completamente. Para ellos, se utilizan 4 interruptores de flotador en el volumen instrumentado de descarga de SCRAM (ver Fig. 5.4).

En virtud de que después de cada SCRAM, por cualquier razón el volumen existente va a ser mayor que el ajuste de SCRAM por alto nivel, se cuenta con la posibilidad de bypasear este SCRAM por medio de interruptor con llave, localizado en el Tablero de Control; esta posibilidad - en con el fin de poder restablecer un SCRAM para que este by-pasa sea efectivo, el interruptor de modo de operación debe estar en apagado o recarga de combustible.

8. Alta presión en el Pozo Seco (0.118 Kg/cm², 1.68 psig)

Una alta presión dentro del Pozo Seco puede ser un indicativo de una ruptura en la frontera de presión del refrigerante del Reactor. Es prudente producir un SCRAM en el Reactor en tal situación, para minimizar la posibilidad de energía del núcleo al refrigerante.

9. Alta radiación en las Líneas de Vapor Principal

Un incremento en el nivel de radiación en el Túnel de las Líneas de Vapor Principal arriba de la radioactividad normal, es indicio de una falla en el encapsado del combustible. Este SCRAM reduce la fuente de tal radiación, para evitar una contaminación excesiva en la Turbina y evitar mayores daños al combustible.

Para la detección se utilizan 4 monitores de radiación, aproximadamente equidistantes de todas las Líneas de Vapor. Cada detector está expuesto aproximadamente al mismo nivel de radiación de todas las 4 líneas de Vapor Principal.

10. SCRAM Manual

Botones pulsadores localizados en el Cuarto de Control Principal permiten al operador efectuar el disparo de cada uno de los canales de disparo A y B. Además, le permite al operador probar independientemente estos canales en cuanto a sus funciones de disparo (medio SCRAM).

TABLA 5.1

FUNCIONES DE SCRAM DEL SISTEMA DE PROTECCION DEL REACTOR

<u>FUNCION DE SCRAM</u>	<u>INSTRUMENTO</u>	<u>PUNTO DE AJUSTE</u>	<u>RANGO DEL INSTRUMENTO</u>
ALTA PRESION EN LA VASIJA	INTERRUPTOR DE PRESION	72.9 KG/CM ²	3.52-77.34 KG/CM ²
ALTA PRESION EN POZO SECO	INTERRUPTOR DE PRESION	0.118 KG/CM ²	0.0141-0.423 KG/CM ²
BAJO NIVEL EN LA VASIJA	INTERRUPTOR DE NIVEL	31.8 CM ARRIBA DEL CERO DE INSTRUM. (1)	0-150 CM
ALTO NIVEL EN VOL. DE DESCARGA DE SCRAM	INTERRUPTOR DE NIVEL	17.44 GAL.	-2.54 CM A +2.54 CM
CIERRE DE VALVULAS DE PARO DE TURBINA	INTERRUPTOR DE POSICION	5% CERRADAS	0-100%
CIERRE RAPIDO DE VALVULAS DE CONTROL DE LA TURBINA	INTERRUPTOR	511.9 PSIG	0-1600 PSIG
CIERRE DE VALVULAS DE AISLAMIENTO DE VAPOR PRINCIPAL	INTERRUPTOR DE POSICION	8% CERRADAS	0-100%
ALTA RADIACION EN LAS LINEAS DE VAPOR PRINCIPAL.	DETECTOR	3 X NORMAL	0-10 ⁶ MR/HR
SIST. DE MONITOREO NEUTRONICO.	CAMARA DE FISION	-	-
	SRM - - - - -	5 X 10 ⁵ CPS	
	IRM - - - - -	120/124 DE LA ESCALA	
	APRM - - - - -	15% (EN ARRANQUE) 120% (EN MARCHA) (0.66 W + 51%) T (ALTA POTENCIA NOTA 2)	
SCRAM MANUAL	INTERRUPTOR MANUAL	OPRIMIENDO LOS BOTONES PULSADORES	

NOTAS (1) EL CERO DE INSTRUMENTACION ESTA A 129B.58 CM ARRIBA DEL CERO DE LA VASIJA

(2) EL PUNTO DE AJUSTE ES VARIADO CON EL FLUJO
W = FLUJO EN EL NUCLEO
T = FACTOR DE PICO DE FLUJO TOTAL

Las características de redundancia, separación física y eléctrica, y - la lógica asociada al RPS le permiten presentar las siguientes ventajas:

- a. La falla de un componente, sensor o relevador en cualquier canal para efectuar un disparo cuando se le requiere esté respaldado por un canal idéntico redundante, capaz de realizar la función completa de medio - SCRAM.
- b. Falla de un componente en cualquier canal en la condición de SCRAM - cuando no es requerido, causará un medio SCRAM en el canal asociado no lamente. (No ocurrirá movimiento de Barras de Control, ya que se necesita del disparo de ambos sistemas de disparo).
- c. El RPS está diseñado para proporcionar el más alto grado de seguridad con continuidad en el servicio como segundo criterio básico.
- d. El RPS puede ser completamente probado en operación a plena potencia, lo cual contribuye significativamente a incrementar su confiabilidad.

5.7 Perspectivas de la Instrumentación y el Control en el PNLV

En la introducción de este Capítulo se mencionaron los componentes de un circuito de instrumentación. De estos componentes el elemento detec tor y el transmisor son los que generalmente están localizados en campo y en contacto directo con el proceso; los demás componentes (indica dores, de alarma, de control), están por lo común en el Cuarto de Control.

Los instrumentos localizados en campo por las condiciones físicas a las que están expuestos son los que están más sujetos a sufrir daños y descomposturas. Sin embargo, son lo que están menos expuestos a cambiar en cuanto a su principio de funcionamiento (Ver Tabla 4.1), ya que estos principios fueron establecidos hace mucho tiempo y no han cambiado ni cambiarán en gran medida en el transcurso del tiempo. Por

ejemplo, en cuanto a transmisores de presión diferencial se refiere, - para medir la variable de flujo o de nivel, el modelo 1151DP de Rosemount se ha mantenido durante mucho tiempo sin sufrir cambios significativos pudiéndose obtener fácilmente sus partes de repuesto en el mercado.

En cambio para la instrumentación localizada en el Cuarto de Control, - el rápido avance tecnológico de la electrónica en los últimos años, ha traído como consecuencia una rápida obsolescencia de estos equipos. La obsolescencia en instrumentación y control puede ser definida como la falta de soporte necesario para mantener los sistemas y equipos de instrumentación y control en operación. Si un instrumento registrador no puede ser reparado porque no hay partes de repuesto disponibles y/o el fabricante ya no está produciendo este tipo de registrador o ya lo tiene fuera del mercado, este registrador instalado (aunque pueda estar funcionando bien), tiene que ser considerado obsoleto ya que el soporte para el mantenimiento de este instrumento no está disponible.

El problema mencionado arriba es un problema típico que se está viviendo actualmente, no sólo en la planta de Laguna Verde sino en cualquier planta convencional en operación.

En general los problemas que se enfrentan para la adquisición de las partes de repuesto de un instrumento que sufra de un cierto grado de obsolescencia son las siguientes:

- a) El instrumento puede estar discontinuado y no fabricarse más sus partes de repuesto.
- b) Los precios de las partes de repuesto pueden llegar a ser demasiado elevadas, siendo muchas veces más económico reemplazar el instrumento dañado por uno equivalente más moderno y funcional.
- c) El vendedor original del instrumento pudo haber desaparecido del mercado.
- d) El proveedor puede no estar calificado para proporcionar equipos que cumplan con los criterios de garantía de calidad para una planta nuclear.

La instrumentación y el control de procesos actual se está inclinndo hacia el uso de las computadoras. La planta de Laguna Verde cuenta -- con la llamada Computadora de Proceso, la cual toma datos de práctica mente todos los parámetros de la planta, los almacena y los edita para que puedan ser usados por el operador de la planta. Sin embargo, esta Computadora no tiene control alguno sobre los procesos.

Actualmente se pretende que las computadoras tengan un control mayor -- sobre los procesos, ya que se ha demostrado que el error humano es uno de los principales contribuyentes a posibles accidentes. Esto ha sido confirmado por análisis de fallas y por las experiencias en los acci dentes de Tres Millas, Chernobyl, y otros eventos anormales que han su cedido en plantas nucleares.

Actualmente se está dando énfasis a mejorar la interfase hombre-máquina, presentando al operador un Cuarto de Control con información clara y no ambigua todo el tiempo.

En el transcurso del proyecto de Laguna Verde, se han efectuado pequeños cambios en el diseño de la instrumentación y control producto de las experiencias sufridas en otras plantas, pero el concepto global -- de diseño se ha mantenido y se pretende mantenerlo, ya que cualquier -- cambio mayor es obviamente más costoso y requiere una gran cantidad de horas-hombre.

La sustitución de aquella instrumentación que sufre la obsolescencia o que por diseño original fue mal seleccionada ha sido sustituida por -- instrumentación funcionalmente parecida, manteniéndose el concepto de control original.

CONCLUSIONES

La Instrumentación y el Control tienen un papel muy importante en la operación de una Planta Nucleoeléctrica ya que son los ojos y los oídos del operador. La adecuada operación de la Planta depende de la medición confiable de los parámetros de la Planta y de su control.

Los requerimientos de la Instrumentación y Control de una Planta Nucleoeléctrica son más complejos y diversos en naturaleza comparados con los de una planta convencional. Hay muchas razones para mencionar éstas, algunas de éstas son:

- a) Debido a la no-accesibilidad al Reactor durante la operación de la Planta. El estado del Reactor y sus sistemas asociados es requerido que sea monitoreado y controlado desde un Cuarto de Control Principal.
- b) Sistemas de seguridad duplicados y confiables son requeridos para asegurar el paro automático y seguro de la planta para prevenir daño al equipo y al personal.
- c) Dado que los Reactores y su instrumentación experimentan rápidos avances tecnológicos, la instrumentación y el control de esos sistemas deberá ser regularmente actualizada.

Los requerimientos especiales que se le aplican a la instrumentación de una planta nucleoelectrica respaldan en gran medida la confiabilidad en la operación de los instrumentos. La Instrumentación y el Control aplicados en la Planta Laguna Verde son conceptualmente los mismos que se están utilizando en otras plantas del mismo tipo que operan en el mundo. En el desarrollo del proyecto se han efectuado pequeñas modificaciones pero el diseño conceptual se ha mantenido.

Los cambios que se han efectuado han sido por necesidades operacionales o por fallas de instrumentos cambiándose únicamente el instrumento por otro funcionalmente similar. El concepto del control del proceso original se ha mantenido.

El ingreso de nuestro país al manejo de la tecnología nuclear exige una participación nacional de técnicos, ingenieros y gobernantes para lograr una infraestructura que asegure la operación eficiente y segura de esta nueva tecnología. Las siguientes consideraciones son por lo tanto, importantes para lograr un soporte adecuado en el área de Instrumentación y Control:

- Entrenamiento de técnicos e ingenieros en el conocimiento de la funcionalidad, calibración y mantenimiento de la instrumentación y el control.
- Establecer programas de investigación que tengan como objetivo realizar la transferencia de la tecnología nuclear a nuestro país.
- Realizar esfuerzos para la fabricación local o ensamblado de la instrumentación utilizada en una Planta Nuclear.

APENDICE 1 SISTEMAS DE LA CENTRAL NUCLEOELECTRICA
DE LAGUNA VERDE

<u>CLAVE</u>	<u>SIGLAS EN INGLÉS</u>	<u>NOMBRE EN INGLÉS</u>	<u>SIGNIFICADO EN ESPAÑOL</u>	<u>SE REQUIERE EN OPERACION</u>	<u>INICIACION OPERATIVA</u>
(E-32)	LCS	MS INSULATION VALVES LEAKAGE CONTROL SYSTEM	SISTEMA DE CONTROL DE FUGAS DE LAS VALVULAS DE AISLAMIENTO DEL NSSS	POST-LOCA	M
(T-48)	PHO	HYDROGEN-OXYGEN RECOMBINER SYSTEM	SISTEMA RECOMBINADOR DE HIDROGENO DE REACCIONES METAL AGUA O RADIOHIDROLISIS	L	M
(T-48)		HYDROGEN ANALYSIS SYSTEM	SISTEMA ANALIZADOR DE HIDROGENO DEL CONTENEDOR PRIMARIO	L	M
(T-46)	RSG (SGTS)	STADBY GAS TREATMENT SYSTEM	SISTEMA DE TRATAMIENTO DE GASES RADIOACTIVOS EN ED. DEL REACTOR	AN-L	A/M
(P-53)	CIA	CONTAINMENT INSTRUMENT AIR SYSTEM	SISTEMA DE AIRE DE INSTRUMENTOS DEL CONTENEDOR PRIMARIO Y SISTEMAS DEL REACTOR	H (S-G-P) AN-L	M
(M-23)	FP	FIRE PROTECTION SYSTEM	SISTEMA DE PROTECCION CONTRA INCENDIOS	AN	A
(M-24)	SSEFP	SAFE SHUTDOWN EARTH QUARE FIRE PROTECTION	SISTEMA F.P. PARA OPERAR BAJO SISMO Y PROPICIAR UN PARO SEGURO DEL REACTOR	AN-L	M

NOTA: CLAVES.- S-START-UP (ARRANQUE)-G-GENERACION (RUH). P-PARO DEL REACTOR* N-OPERACION NORMAL* AN-OPERACION ANORMAL H-HOT STANDBY (PARO EN CALIENTE)* L-LOCA* M-MANUAL* A-AUTOMATICO. BS-BEFORE START-UP (PREVIO AL ARRANQUE). PL-POST LOCA. (DESPUES DE UN LOCA).

SCRAM- SAFETY CONTROL ROD AUTOMATIC MOTION-MOVIMIENTO DE BARRAS DE CONTROL DE SEGURIDAD
LOCA- LOSS OF COOLANT ACCIDENT-ACCIDENTE POR PERDIDA DE REFRIGERANTE.

APENDICE I SISTEMAS DE LA CENTRAL NUCLEOELECTRICA
DE LAGUNA VERDE (CONT.)

<u>CLAVE</u>	<u>SIGLAS EN INGLÉS</u>	<u>NOMBRE EN INGLÉS</u>	<u>SIGNIFICADO EN ESPAÑOL</u>	<u>SE REQUIERE EN OPERACION</u>	<u>INICIACION OPERATIVA</u>
(R-81)	HT	HEAT TRACING SYSTEM	SISTEMA ELECTRICO DE CALEN TAMIENTO DE TUBERIAS	N (S-G-P) AN-L	M
(P-34)	PASS	POST-ACCIDENT SAM- PLING SYSTEM	SISTEMA DE MUESTREO POST- ACCIDENTE	POST-LOCA	M
(B-13)	RPV	REACTOR PRESSURE VESSEL	VASIJA DE PRESION DEL REAC TOR CON ELEMENTOS INTERNOS	N(S-G-P) AN-L	M
(B-22)	NSSS	NUCLEAR STEAM SUPPLY SYSTEM	SISTEMA NUCLEAR DE SUMINIS TRO DE VAPOR (DE REACTOR AL TUNEL)	N (S,G,P), AN-L	M
(N-11)	MS	MAIN STEAM SYSTEM	SISTEMA DE VAPOR PRINCIPAL (DE TUNEL DE VAPOR A ED. - DE TURBOGENERADOR)	N (S,G,P)	M
(N-41)	TC	MAIN TURBINE SYSTEM	SISTEMA DE TURBOGENERADOR PRINCIPAL	N (S,G,P)	M
(N-21)	COND.	CONDENSER SYSTEM	SISTEMA DE CONDENSADO - (AGUA DEL CONDENSADOR)	N (S,G,P)	M
(N-23)	RFW	REACTOR FEED WATER SYSTEM	SISTEMA DE AGUA DE ALIMEN TACION AL REACTOR	N (S,G,P)	M
(B-35B)	RRC	REACTOR CIRCULAT- ION SYSTEM	SISTEMA DE RECIRCULACION DEL REACTOR	N (S,G,P)	M
(C-12D)	CRD	CONTROL ROD DRIVE SYSTEM	SISTEMA DE MANEJO DE BA- RRAS DE CONTROL	N (S,G,P) AN-L	M

APENDICE 1 SISTEMAS DE LA CENTRAL NUCLEOELECTRICO
DE LAGUNA VERDE (CONT.)

<u>CLAVE</u>	<u>SIGLAS EN INGLÉS</u>	<u>NOMBRE EN INGLÉS</u>	<u>SIGNIFICADO EN ESPAÑOL</u>	<u>SE REQUIERE EN OPERACION</u>	<u>INICIACION OPERATIVA</u>
(B-22B)	VR(RB)	VENT RELIEF SYSTEM	SISTEMA DE VEN ^T E Y ALI ^V IO DEL REACTOR (10 VAL ^V ULAS 5 CON ADS)	AN	A
	VR(TB)	VENT RELIEF SYSTEM	SISTEMA DE VEN ^T E Y ALI ^V IO DE PRESION DE CALE ^N TADORES DE COND, RFW Y - SEP. DE HUMEDAD	AN	A
(N-71)	CW	CIRCULATION WATER SYSTEM	SISTEMA DE CIRCULACION - DE AGUA DE MAR EN CIRCU ^I TO ABIERTO PARA ENFRIAR EL CONDENSADOR	N (S-G-P)	M
(N-72)	SWW	SCREEN WASH WATER SYSTEM	SISTEMA DE LAVADO DE MA ^L LAS VIAJERAS DE LOS SIS ^T EMAS DE CW Y NSW	N (S-G-P)	A/M
(N-75)	CWV	CONDENSER WATER BOX VACCUM SYSTEM (VAC ^U CUM PRIMING PUMP SYSTEM)	SISTEMA DE SEBADO DE CA ^J AS DE AGUA DEL CONDE ^N SADOR, LADO AGUA DE MAR	N (S-G-P)	M
(N-61)	AR	HOGGING VACCUM PUMP SYSTEM	SISTEMA PRIMARIO DE INI ^C IACION DE VACIO DEL CON ^D ENSADOR	N (S)	M
(N-61)	AR(EJECTORS)	AIR REMOVAL SYSTEM	SISTEMA DE REMOCION DE - AIRE DEL CONDENSADOR	N (S-G-P)	M
(P-11)	CS	CONDENSATE SUPPLY SYSTEM	SISTEMA DE TRANSFERENCIA Y ALMACENAMIENTO DE CON ^D ENSADO	N (S-G-P)	M

APENDICE 1 SISTEMAS DE LA CENTRAL NUCLEOELECTRICA
DE LAGUNA VERDE (CONT.)

<u>CLAVE</u>	<u>SIGLAS EN INGLÉS</u>	<u>NOMBRE EN INGLÉS</u>	<u>SIGNIFICADO EN ESPAÑOL</u>	<u>SE REQUIERE EN OPERACION</u>	<u>INICIACION OPERATIVA</u>
(N-62)	OG	OFF GAS SYSTEM	SISTEMA DE DESECHOS RADIACTIVOS GASEOSOS (TRATAMIENTO DE GASES)	N (G-P-H)	M
(N-35)	BS	BLEED STEAM SYSTEM	SISTEMA DE VAPOR DE EXTRACCION P. CALENTADOS-- RES DE COND. Y RFW	N (S-G-P)	M
(N-36)	HD	HEATER DRAIN SYSTEM	SISTEMA DE DRENES DE CALENTADORES Y SEPARADORES DE HUMEDAD	N (S-G-P)	M
(N-36)	HV	HEATER VENT-SYSTEM	SISTEMA DE VENTEO DE GASES DE CALENTADORES Y - SEP. DE HUMEDAD	N (S-G-P)	M
(P-42)	TSW	TURBINE SERVICE WATER SYSTEM	SISTEMA DE AGUA DE MAR - PARA ENFRIAMIENTO DE LA TURBINA (INTERCAMBIADOR DE CALOR TCCW)	N (S-G-P)	M
(P-43)	TCCW	TURBINE CLOSED COOLING WATER SYSTEM	SISTEMA DE AGUA EN CIRCULO CERRADO PARA ENFRIAMIENTO DE SISTEMAS DEL TURBOGENERADOR	N (S-G-P)	M
(N-33)	SS	SEAL STEAM SYSTEM	SISTEMA DE VAPOR DE SELLOS DE LA TURBINA PRINCIPAL Y TURB. RFW Y VALVULAS PRINCIPALES	N (S-G-P)	M

APENDICE 1 SISTEMAS DE LA CENTRAL NUCLEOELECTRICA
DE LAGUNA VERDE (CONT.)

<u>CLAVE</u>	<u>SIGLAS EN INGLÉS</u>	<u>NOMBRE EN INGLÉS</u>	<u>SIGNIFICADO EN ESPAÑOL</u>	<u>SE REQUIERE EN OPERACION</u>	<u>INICIACION OPERATIVA</u>
(N-73)	CL	HYPOCHLORINATION SYSTEM	SISTEMA DE HIPOCLORINACION DEL AGUA PARA CW, TSW, NSW Y HSW (EN LA SUCCION DE OBRA DE TQ MA)	N (S-G-P)	M
(G-16)	CPR	CONDENSER POLISHER RADIOACTIVE SYSTEM	SISTEMA DE FILTROS DESMINERALIZADORES DE CONDENSADO RADIOACTIVO	N (S-G-P)	M
(M-45)	AB	AUXILIARY BOILER	SISTEMA DE CALDERA AUXILIAR	N (S-P-AN)	M/A
(M-41)	AS	AUXILIARY STEAM SYSTEM	SISTEMA DE VAPOR AUXILIAR	N (S-P-AN)	M/A
(M-41)	FAB	FUEL OIL SYSTEM	SISTEMA DE ACEITE COMBUSTIBLE PARA CALDERA AUXILIAR	N (S-P) AN	M
(P-52)	CAS	CONTROL AIR SYSTEM	SISTEMA DE AIRE PARA CONTROL DE TODOS LOS EDIFICIOS	N (S-G-P)	M
(P-51)	SA	SERVICE AIR SYSTEM	SISTEMA DE AIRE PARA SERVICIOS DE TODA LA CENTRAL	N (S-G-P)	M
(P-21)	WSS	WATER SUPPLY SYSTEM	SISTEMA DE SUMINISTRO DE AGUA CRUDA DE POZOS DEL VIEJON	N (BS-S-G-P)	M

APENDICE 1 SISTEMAS DE LA CENTRAL NUCLEOELECTRICA
DE LAGUNA VERDE (CONT.)

<u>CLAVE</u>	<u>SIGLAS EN INGLÉS</u>	<u>NOMBRE EN INGLÉS</u>	<u>SIGNIFICADO EN ESPAÑOL</u>	<u>SE REQUIERE EN OPERACION</u>	<u>INICIACION OPERATIVA</u>
(P-22)	MWT	MAKE-UP WATER TREATMENT SYSTEM	SISTEMA DE PRETRATAMIENTO DE AGUA DE REPUESTO	N (BS-S-G-P)	M
(P-23)	DW	DESMINERALIZED WATER SYSTEM	SISTEMA DE AGUA DESMINERALIZADA PARA SISTEMAS DE LA CENTRAL	N (BS-S-G-P)	M
(P-24)	PW	POTABLE WATER SYSTEM	SISTEMA DE AGUA POTABLE - PARA SERVICIOS DE LA CENTRAL	N (BS-S-G-P)	M
(N-43)	TO	TURBINE OIL SYSTEM	SISTEMA DE ACEITE LUBRICANTE DE LA TURBINA PRINCIPAL	N (S-G-P)	M
(N-46)	TO-LOC	TURBINE OIL-LUBE OIL CONDITIONING SYSTEM	ACONDICIONAMIENTO, ALMACENAMIENTO Y TRANSFERENCIA DE ACEITE DEL TURBOGENERADOR	N (S-G-P)	M
(N-48)	H2/CO2	HYDROGEN AND CARBON DIOXIDE SYST.	HIDROGENO Y DIOXIDO DE CARBONO DEL GENERADOR PRINCIPAL (H ₂ ENFRIAMIENTO-CO ₂ PURGADO)	N (S-G-P)	M
(N-49)	TO-SO	TURBINE OIL-SEAL OIL	ACEITE DE SELLOS DEL GENERADOR PRINCIPAL	N (S-G-P)	M

APENDICE 1 SISTEMAS DE LA CENTRAL NUCLEOELECTRICA
DE LAGUNA VERDE (CONT.)

<u>CLAVE</u>	<u>SIGLAS EN INGLÉS</u>	<u>NOMBRE EN INGLÉS</u>	<u>SIGNIFICADO EN ESPAÑOL</u>	<u>SE REQUIERE EN OPERACION</u>	<u>INICIACION OPERATIVA</u>
(N-42)	EHC	ELECTRO HIDRAULIC CONTROL SYSTEM	CONTROL ELECTRICO HIDRAULICO DEL TURBOGENERADOR PRINCIPAL.(SISTEMA DE CONTROL DE PRESION DEL REACTOR Y VELOCIDAD CARGA DE LA TURBINA.	N (S-G-P)	M/A
(C-34)	FWC	FEED WATER CONTROL SYSTEM	SISTEMA DEL CONTROL DEL AGUA DE ALIMENTACION AL REACTOR	N (S-G-P)	M/A
(B-35A)	RRC	RRC CONTROL SYSTEM	SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO DE AGUA DE RECIRCULACION DEL REACTOR	N (S-G-P)	M/A
(C-12A)	RMC	REACTOR MANUAL CONTROL SYSTEM	SISTEMA DE CONTROL MANUAL DEL REACTOR	N (S-G-P)	M
(C-12B)	RPIS	ROD POSITION INDICATION SYSTEM	SISTEMA DE INDICACION DE POSICION DE LAS BARRAS DE CONTROL	N (S-G-P) AN,L	M
(C-51A)	SRM	SOURCE RANGE MONITORS SYSTEM	SISTEMA DE MONITOREO DE NEUTRONES A RANGO DE ARRANQUE	N (S-P)	M
(C-51B)	IRM	INTERMEDIATE RANGE MONITORS SYSTEM	SISTEMA DE MONITOREO DE NEUTRONES DE RANGO INTERMEDIO	N (S-P)	M
(C51-C)	LPRM	LOCAL POWER RANGE MONITORS SYSTEM	SISTEMA DE MONITOREO DE NEUTRONES DE RANGO DE POTENCIA	N (G)	M

APENDICE 1 SISTEMAS DE LA CENTRAL NUCLEOELECTRICA
DE LAGUNA VERDE (CONT.)

<u>CLAVE</u>	<u>SIGLAS EN INGLÉS</u>	<u>NOMBRE EN INGLÉS</u>	<u>SIGNIFICADO EN ESPAÑOL</u>	<u>SE REQUIERE EN OPERACION</u>	<u>INICIACION OPERATIVA</u>
(G-51D)	TIP	TRANSVERSING INCO- RE PROVE SYSTEM	SISTEMA DE SENSORES DE CALIBRACION DE LPRMS Y TRAZO DE POTENCIA	N (G)	M
	APRM	AVERAGE POWER RANGE MONITOR SYSTEM	SISTEMA PROMEDIADOR DE SEÑALES DE LOS LPRMS	N (G)	M
	RWM	ROD WORTH MINIMIZ- ER SYSTEM	SISTEMA MINIMIZADOR DE VALOR DE BARRA	N (S-P)	A
	RBM	ROD BLOCK MONITOR SYSTEM	SISTEMA MONITOR DE BLO QUEO DE BARRAS DE CON- TROL	N (G)	A
(G-72B)	RPS	REACTOR PROTECTION SYSTEM	SISTEMA DE PROTECCION_ AL REACTOR	AN,L	A
(G-33)	RWCU	REACTOR WATER CLEAN UP SYSTEM	SISTEMA DE LIMPIEZA - DEL AGUA DEL REACTOR	N (S-G-P)	M
(G-41)	FPCC	FUEL POOL COOLING AND CLEAN UP SYST.	SISTEMA DE LIMPIEZA Y ENFRIAMIENTO DEL AGUA_ DE LA ALBERCA DE COM- BUSTIBLE GASTADO	N (S-G-P)	M
(G-42)	FPLD	FUEL POOL LEAK DETECTION SYSTEM	SISTEMA DE DETECCION DE FUGAS DE LA ALBERCA DE COMBUSTIBLE GASTADO	N (S-G-P) AN-L	M
(G-41)	SPCC	SUPPRESSION POOL COOLING AND CLEAN UP SYSTEM	SISTEMA DE ENFRIAMIENTO Y LIMPIEZA DEL AGUA DE LA ALBERCA DE SUPRESION	N (G)	M

APENDICE 1 SISTEMAS DE LA CENTRAL NUCLEOELECTRICA
DE LAGUNA VERDE (CONT.)

<u>CLAVE</u>	<u>SIGLAS EN INGLÉS</u>	<u>NOMBRE EN</u>	<u>SIGNIFICADO EN ESPAÑOL</u>	<u>SE REQUIERE EN OPERACION</u>	<u>INICIACION OPERATIVA</u>
(E-51)	RCIC	REACTOR CORE INSULATION COOLING SYSTEM	SISTEMA DE ENFRIAMIENTO - AL NUCLEO DEL REACTOR EN CONDICION DE AISLAMIENTO - DEL CONDENSADOR	N (P) AN	A/M
(E-22B)	HPCS	HIGH PRESSURE CORE SPRAY SYSTEM	SISTEMA DE ROCIO AL NUCLEO DE ALTA PRESION	AN-L	A/M
(B-22B)	ADS	AUTOMATIC DEPRESSURIZATION SYSTEM (5.SRV)	SISTEMA DE DESPRESURACION AUTOMATICA	L	A/M
(E-21)	LPCS	LOW PRESSURE CORE SPRAY SYSTEM	SISTEMA DE ROCIO AL NUCLEO EN BAJA PRESION	L	A/M
(E-12)	RHR	RESIDUAL HEAT REMOVAL SYSTEM (7 SUBSISTEMAS)	SISTEMA DE REMOCION DE CALOR RESIDUAL DEL NUCLEO EN TODAS LAS FORMAS DE OPERAR DEL REACTOR	N (P-H-L-PL)	
		SHUTDOWN COOLING MODE RHR SYSTEM	SISTEMA RHR EN MODO DE ENFRIAMIENTO DEL NUCLEO EN UN PARO TOTAL	N (P)	M
		STEAM CONDENSING MODE RHR SYSTEM	SISTEMA RHR EN MODO DE CONDENSACION DE VAPOR Y ACOPLADO AL RCIC PARA HACER UN PARO EN CALIENTE DEL REACTOR	AN (H)	M

APENDICE 1 SISTEMAS DE LA CENTRAL NUCLEOELECTRICA
DE LAGUNA VERDE (CONT.)

<u>CLAVE</u>	<u>SIGLAS EN INGLÉS</u>	<u>NOMBRE EN INGLÉS</u>	<u>SIGNIFICADO EN ESPAÑOL</u>	<u>SE REQUIERE EN OPERACION</u>	<u>INICIACION OPERATIVA</u>
	LPCI-RHR	LOW PRESSUPRE CORE INJECTION MODE-RHR SYSTEM	SISTEMA RHR EN MODO DE INYECCION DE REFRIGERANTE AL NUCLEO DE BAJA PRESION	L	A/M
		CONTAINMENT SPRAY MODE MODE-RHR SYSTEM	SISTEMA RHR EN MODO ROCIO AL CONTENEDOR PRIMARIO	POST-LOCA	M
		SUPPRESSION POOL COOLING MODE RHR SYSTEM	SISTEMA RHR EN MODO DE ENFRIAMIENTO A LA ALBERCA DE SUPRESION	AN-POST-LOCA	M
	FPCC-RHR	FPCC ASSISTANCE MODE RHR SYSTEM	SISTEMA RHR EN ASISTENCIA AL FPCC	N (P)	M
		FLOODING OF THE PRIMARY CONTAINMENT WITH SEA WATER THROUGH THE RHR	SISTEMA DE INUNDACION DEL REACTOR CON AGUA DE MAR A TRAVES DEL RHR	POST-LOCA (ULTIMA OPCION)	M
(E-22A)	HSW	HPCS SERVICE WATER SYSTEM	SISTEMA DE AGUA DE SERVICIO PARA GENERADORES DIESEL HPCS	AN-L	A/M
	DG	DIESEL GENERATOR SYSTEM	SISTEMA DE GENERADORES DIESEL	AN-L	A/M
(R-44/22A)	DSA	DIESEL STARTING AIR SYSTEM	SISTEMA DE AIRE DE ARRANQUE PARA GENERADORES DIESEL DIV. I, II, III	AN-L	A/M

APENDICE 1 SISTEMAS DE LA CENTRAL NUCLEOELECTRICA
DE LAGUNA VERDE (CONT.)

<u>CLAVE</u>	<u>SIGLAS EN INGLÉS</u>	<u>NOMBRE EN INGLÉS</u>	<u>SIGNIFICADO EN ESPAÑOL</u>	<u>SE REQUIERE EN OPERACIÓN</u>	<u>INICIACION OPERATIVA</u>
(R-44)	DOG	DIESEL FUEL OIL SYSTEM	SISTEMA DE ACEITE COMBUSTIBLE PARA GENERADORES DIESEL DIV. I, II-III	AN-L	M/A
(P-44)	HCCW	NUCLEAR CLOSED COOLING WATER SYSTEM	SISTEMA DE AGUA DESMINERALIZADA PARA ENFRIAMIENTO EN CIRCUITO CERRADO DE SISTEMA DEL REACTOR	N (S-G-P) AN-L	M/A
(P-41)	NSW	NUCLEAR SERVICE WATER SYSTEM	SISTEMA DE AGUA DE MAR PARA SERVICIO DE ENFRIAMIENTO DE SISTEMA DEL REACTOR	N (S-G-P) AN-L	M/A
(C-41)	SLC	STANDBY LIQUID CONTROL SYSTEM	SISTEMA DE RESPALDO DE VE- ²³⁵ LIQUIDO (ABSORBEDOR DE NEUTRONES)	AN-L	M

APENDICE 2

DATOS TECNICOS DE LA PLANTA NUCLEOELECTRICA
DE LAGUNA VERDE

<u>REACTOR</u>	De agua hirviente (BWR)
Número de Unidades.....	2
<u>Combustible</u>	UO ₂ enriquecido
Enriquecimiento alto.....	2.45% de U-235
Enriquecimiento medio alto.....	1.91% de U-235
Enriquecimiento medio bajo.....	1.63% de U-235
Enriquecimiento bajo.....	1.33% de U-235
Sin enriquecimiento.....	0.71% de U-235
Número de ensambles de combustible.	444
Número total de barras de combusti- ble.....	27,528
Peso total de UO ₂	81,285.321 Kg.
Longitud activa de combustible.....	376 cm.
Diámetro exterior de la barra.....	1.43 cm.
Espesor del encamisado.....	0.0939 cm.
Diámetro exterior de la pastilla...	1.04 cm.
Material del encamisado.....	Zircaloy 2
Material del canal de combustible..	Zircaloy 4
Material de las placas de fijación.	Acero Inoxidable 304
Barras cruciformes de control de - acero inoxidable llenas de carburo de boro.....	109
Sistema de reserva de control líqui- do.....	Pentaborato de Sodio
Presión de servicio.....	71.73 Kg/cm ²
Potencia térmica del Reactor.....	1,931 Mwt
Flujo de Vapor.....	3,766 ton/h
Presión de vapor a la salida.....	69.25 Kg/cm ²
Humedad del vapor.....	0.3%
Entalpia.....	661.7 Kcal/Kg

APENDICE 2

DATOS TECNICOS DE LA PLANTA NUCLEOELECTRICA
DE LAGUNA VERDE (CONT.)

Bombas de Recirculación.....	2
Potencia de cada bomba de recirculación.....	4,500 HP
Flujo de Recirculación.....	9.579 Ton/h
Bombas de chorro de recirculación - interior.....	20
Flujo de recirculación interior....	27,700 Ton/h
<u>TURBINA</u>	Compuesta en serie de flujo cuádruple impulso-reacción
Cilindros de alta presión.....	1
Cilindros de baja presión.....	2
Etapas de impulso.....	Flujo doble etapa simple para alta presión
Etapas de reacción.....	Flujo doble, ocho etapas para alta presión. Flujo cuádruple, nueve etapas para baja presión.
Sistema de Control.....	Electro hidráulico
Gobernador.....	Electrónico de estado sólido
Extracciones para calentar el agua de alimentación.....	6
Tipo de cojinete.....	Kingsbury
Recalentadores-separadores de humedad.....	4
Tipo de recalentadores.....	Dos etapas, dos pasos, de tubos aleados
Superficie de transferencia de calor.....	2,370 m ²
<u>CONDENSADOR</u>	De superficie de dos cuerpos con dos cajas de agua en la entrada y dos - cajas de agua en la salida
Eyectores de aire.....	2

APENDICE 2

DATOS TECNICOS DE LA PLANTA NUCLEOELECTRICA
DE LAGUNA VERDE (CONT.)

Capacidad.....	1,072.22 X 10 ⁶ Kcal/h.
Número de tubos.....	40,784
Superficie efectiva total.....	47,135 m ²
Flujo de agua de mar para enfriamiento.....	30 m ³ /seg.
<u>BOMBAS DE CONDENSADO.....</u>	3 centrifugas verticales con difusor
Capacidad de diseño.....	353.5 lt/seg.
Carga total.....	120.1 m
Potencia de entrada del motor.....	501 KW
Eficiencia del conjunto motor-bomba	74.64%
Velocidad de operación.....	1,170 rpm
Temperatura de operación en la succión.....	38.4°C
<u>BOMBAS REFORZADORAS DE CONDENSADO.....</u>	3 centrifugas horizontales con doble voluta
Capacidad de diseño.....	352.5 lt/seg.
Carga total.....	311 m.
Potencia de entrada del motor.....	1,218 KW
Eficiencia del conjunto motor-bomba	30.33%
Velocidad de operación.....	3,560 rpm
Temperatura en la succión.....	40°C
<u>BOMBAS DE ALIMENTACION AL REACTOR..</u>	2 turbobombas centrifugas horizontales con voluta
Capacidad de diseño.....	685 lt/seg.
Carga total.....	598.5 m.
Potencia de entrada de la turbina..	5,508 HP
Velocidad de operación.....	4,870 rpm
Temperatura de diseño en la succión	168.7°C

APENDICE 2
 DATOS TECNICOS DE LA PLANTA NUCLEOELECTRICA
 DE LAGUNA VERDE (CONT.)

<u>CALENTADORES DE AGUA DE ALIMENTACION DEL REACTOR</u>	Dos trenes en paralelo
Calentadores de baja presión.....	10
Presión de diseño.....	56.24 Kg/cm ²
Calentadores de alta presión.....	2
Presión de diseño.....	161.69 Kg/cm ²
<u>GENERADOR</u>	Tipo cerrado con polos no salientes autoventilado
Capacidad máxima continua.....	674,480 KW
Factor de potencia atrasado.....	0.9
Frecuencia.....	60 HZ
Fases.....	3
Voltaje.....	22 KV
Corriente.....	19,682 amp.
Velocidad.....	1,800 rpm.
Presión de hidrógeno para el enfriamiento interior.....	4 Kg/cm ²
Enfriadores de hidrógeno.....	4
<u>EXCITADOR</u>	Directamente acoplado sin escobillas
Capacidad.....	3,000 KW
Voltaje.....	525 V
Regulador automático de voltaje....	Tyristor

APENDICE 4
MODOS DE CONTROL.

Un Circuito de Instrumentación y Control está formado por uno o varios - instrumentos y tiene como finalidad principal la medición y/o el control de una variable de proceso. En la Fig. A-1 se muestra un circuito de Instrumentación y Control Básico.

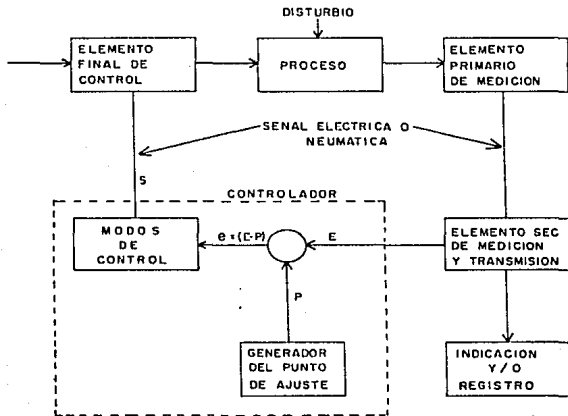


FIGURA A-1

Donde:

- E = Variable Controlada
- P = Punto de Ajuste
- e = Desviación o error
- S = Señal Controlada

En el Controlador es donde se lleva a efecto la comparación entre la variable controlada y el punto de ajuste para dar una desviación o error $e = (E - P)$. El error "e" es procesado en el controlador de acuerdo al modo de control que se ha especificado en éste.

Se define como modo de control, a la acción correctiva del controlador sobre el elemento final de control para hacer que la variable controlada, se mantenga en el valor deseado, o punto de ajuste.

Los modos de control más sencillos y que cubren la mayor parte de los requerimientos de los procesos son:

1. Control de dos posiciones
2. Control proporcional
3. Control integral, también llamado de reajuste automático
4. Acción derivativa

pudiéndose combinar los tres últimos.

Los modos más usuales encontrados en la industria son:

1. Dos posiciones
2. Control proporcional
3. Control proporcional con reajuste automático o integral
4. Control proporcional con reajuste automático y acción derivativa.

A continuación se describirá individualmente cada uno de ellos.

MODO DE CONTROL PROPORCIONAL

El control proporcional es aquel en el cual la salida del controlador es proporcional a la magnitud de la desviación o error. Como el error en un

momento dado puede ser positivo o negativo, se debe tener un valor constante al cual sumarle o restarle el valor del error, por lo que la ecuación que describe este modo de control es:

$$S \propto e$$

$$S = Ge + C$$

Donde: G = Constante de proporcionalidad o ganancia

e = error = E - P

C = Constante de salida del controlador, con un valor común del 50% del rango.

La constante de proporcionalidad o ganancia es ajustable en los controladores y normalmente se expresa en función de la banda proporcional.

La banda proporcional (B.P.) se define como el porcentaje que tiene que variar la variable controlada, para producir un cambio de 100 por ciento en la salida del controlador, es decir, para que el elemento final de control se desplace de una posición extrema a la otra.

$$G = \frac{100\%}{\text{B.P. en } \%}$$

$$S = \frac{1}{\text{B.P.}} (E-P) + C \quad (1)$$

De la ecuación anterior se deduce que la posición del elemento final de control es:

- a) Proporcional al error (E - P)
- b) Inversamente proporcional al ajuste de la banda proporcional.

Cuando $C = 50\%$, es decir, la mitad de la carrera del elemento final de control cuando $(E = P)$, la ecuación 1 representa una familia de rectas con ordenada al origen del 50% y cuya pendiente depende del valor de la banda proporcional B.P., por ejemplo:

$$B.P. = 50\%, 100\%, 200\%$$

Como se ve en la figura A-2, cuando B.P. = 100%, una variación en la entrada del controlador del 0 al 100% corresponde a una variación en la salida del 0 al 100%, es decir, la válvula o elemento final de control, abre o cierra totalmente.

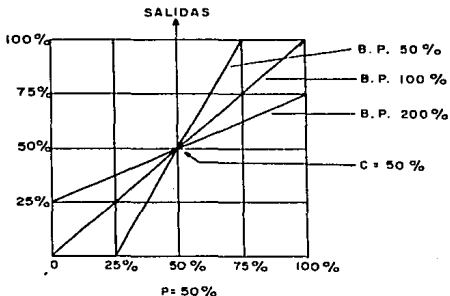


FIGURA A-2

Cuando la B.P. = 50%, una variación en la entrada del 25 al 75% produce una variación en la salida de 0 al 100%. Con una B.P. = 200%, una variación en la entrada de 0 a 100% corresponde a una variación en la salida del 25 al 75% lo que se interpreta que la válvula de control no abre ni cierra completamente.

Cuando un controlador proporcional se hace interaccionar con el proceso - se presenta una característica inherente que el corrimiento (ver Figura - A-3).

Con una B.P. nucha la estabilización es más rápida pero el corrimiento aumenta su amplitud. Para el ajuste de la banda proporcional se deberá considerar el tiempo de estabilización y el valor de corrimiento.

Un control proporcional es satisfactorio cuando:

- a) La velocidad del proceso es lenta o moderada, por ejemplo: controles - de nivel y presión de recipientes con mucha o regular capacitancia y - donde hay resistencias altas a través de las líneas de alimentación y extracción o desfogue.
- b) No hay grandes atrasos en la transmisión.
- c) No hay tiempo muerto o es despreciable.
- d) No hay cambios rápidos ni grandes de la variable manipulada (cambios - de carga).

CONTROL DE DOS POSICIONES

En esta forma de control el elemento final de control va de un extremo a otro o sea que recorre toda su carrera, quedando en una de sus dos posi- ciones extremas o todo abierto o todo cerrado dependiendo si el error con respecto al punto de ajuste es negativo o positivo. La posición del ele- mento final de control dependerá de que la variable controlada, esté arriba o abajo del punto de ajuste.

Un control de dos posiciones es satisfactorio cuando: ,

- a) La velocidad de reacción del proceso es lenta, por ejemplo: Un tanque de gran capacitancia y líneas con elevada resistencia.

- b) Los atrasos en la transmisión son despreciables.
- c) No hay tiempo muerto o es muy pequeño.
- d) Los atrasos de medición y control son pequeños.
- e) Los cambios en la variable manipulada pueden ser grandes o frecuentes.

Cabe señalar que el control de dos posiciones es muy utilizado en el Sistema de Protección del Reactor. Cuando la variable llega a un máximo o - mínimo permisible, el sistema actúa para proteger el equipo y al personal.

El control de dos posiciones también es utilizado en la planta de Laguna Verde en procesos continuos, por ejemplo: en el control de tanques o recipientes de gran capacitancia.

MODO DE CONTROL INTEGRAL (REAJUSTE AUTOMATICO)

Uno de los modos de control que ayuda a evitar la desviación característica del control proporcional (corrimiento), es el reajuste automático o integral, el cual se utiliza en combinación con el control proporcional. El efecto que produce el reajuste automático, es repetir la acción efectuada por la acción proporcional, hasta eliminar la desviación entre la variable controlada y el punto de ajuste (corrimiento) no importando la posición del elemento final de control.

Las unidades del reajuste automático que mas comunmente se utilizan son "repeticiones por minuto" que significa el número de veces que la acción de reposición automática reproduce lo que la acción proporcional haría sola.

El control proporcional con reajuste automático se aplica en procesos donde hay cambios grandes y frecuentes de carga y cuando la respuesta del proceso sea rápida, como es el caso del control del flujo y la presión.

MODOS DE CONTROL DE ACCION DERIVATIVA

La acción derivativa es utilizada en los procesos que presentan atrasos - considerables en la detección y en la transmisión de la variable controlada (tiempo muerto), generalmente en todos los controles de temperatura. - Para compensar el tiempo muerto el controlador con acción derivativa actúa inmediatamente que sienta un cambio o error y de esta manera se anticipa al efecto que pudiera producir un cambio de carga en un proceso con tiempo muerto, ya que su función es la de producir el tiempo de estabilización de la variable.

Por ejemplo: cuando se dice que la acción de derivada tiene un ajuste de dos minutos, significa que la acción de derivada se anticipará dos minutos en su respuesta a la acción proporcional para controlar el proceso.

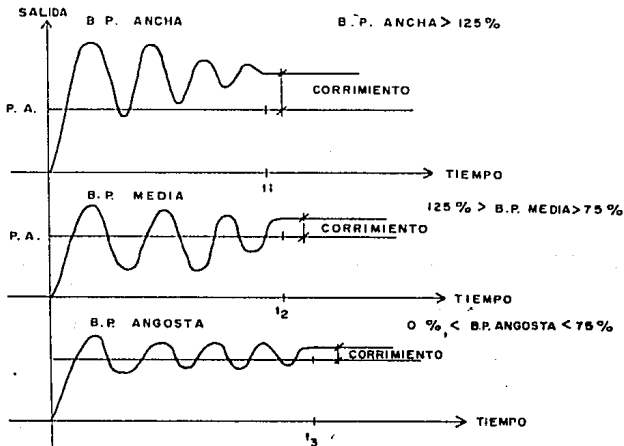


FIGURA A-3

B I B L I O G R A F I A

1. A Guidebook to Nuclear Reactors
Nero, Anthony V.
University of California Press 1979
2. ANSI N45.2 (1977)
Quality Assurance Program Requirements for Nuclear Facilities
American Society of Mechanical Engineers
New York, N.Y.
3. ANSI-N212 (ANS 52.1) 1978
Nuclear Safety Criteria for the Design of Stationary Boiling
Water Reactors Plants
American Nuclear Society, Hinsdale, Ill.
4. Curso de Tecnología Laguna Verde
Comisión Federal de Electricidad, 1987
5. Final Safety Analysis Report FSAR
Chap 7 Instrumentation and Controls
Secc. 7.1.2, 7.2 y 7.7
Comisión Federal de Electricidad, 1979.
6. IEEE-323 (1974)
Standard for Qualifying Class 1E
Equipment for Nuclear Power Generating Stations
Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
New York, N.Y.
7. IEEE-344 (1971)
Guide for Seismic Qualification of Class 1E Equipment
for Nuclear Power Generating Stations
Institute of Electrical and Electronics Engineers,
Inc. New York, N.Y.
8. Nuclear Power Engineering
El-Wakil M.M.
Ed. McGraw-Hill Book, Co. Inc.

9. Nuclear Power Reactor Instrumentation Systems Handbook,
Vol. I y II
Office of Information Services
U.S. Atomic Energy Commission, 1973
10. Nuclear Reactor Control Engineering
Harrer J.M.
D. Van Nostrand Co. Inc. Princeton N.Y. 1963
11. Nuclear Reactor Instrumentation (In-Core)
Boland, James F.
Gordon and Breach Science Publishers. 1970
12. Operation and Maintenance Instructions
GEK-71339, 71341, 71342, 71343, 71344, 71345, 71346,
71347 y 71355
General Electric.
13. Principles of Nuclear Reactor Engineering
S. Glasstone. Ed. D. Nostrand, Co.
14. Reactor Handbook Engineering
U.S. Atomic Energy Commission
Ed. Mc.Graw-Hill Co. Inc.
15. Requerimientos Especiales de los Instrumentos y Controles
Utilizados en Plantas Nucleoeléctricas
García César F.
16. System Description
SD-19, SD-51, SD-53
Ebasco, Co.
17. Technology Manual Boiling Water Reactors BWR/5 Design
U.S. Nuclear Regulatory Commission.
18. Teoría de Reactores y Elementos de Ingeniería Nuclear
F. Goded y V. Serradel
Ed. Jen, España.