

621.3191  
AGU  
f.2



**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

**LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA BLACK START EN LA  
CENTRAL HIDROELÉCTRICA MARCEL LANIADO DE WIND**

**TÓPICO DE GRADUACION**

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD  
ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

Presentada por:

Rodrigo Aguilera Mocha

Tomás Chávez Franco

Camilo Varas Cordero



**GUAYAQUIL - ECUADOR**

2004

## **AGRADECIMIENTO**

**Al Ing. Juan Saavedra, Director del Tópico, por su orientación e invaluable ayuda en el desarrollo de éste Proyecto.**

**A Hidronación, por darnos la libertad de realizar el Proyecto en la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind.**

**A las personas que laboran en la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind, en especial a los ingenieros Sergio Sosa, Washington Lama y Xavier Alvarez, por su colaboración desinteresada.**

**A nuestras familias por su constante incentivo y principalmente por su ejemplo de vida.**

**Y por encima de todo a Dios.**

## **DEDICATORIA**

**A nuestros padres**

## TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



---

Ing. Armando Altamirano  
VICERRECTOR DE LA ESPOL



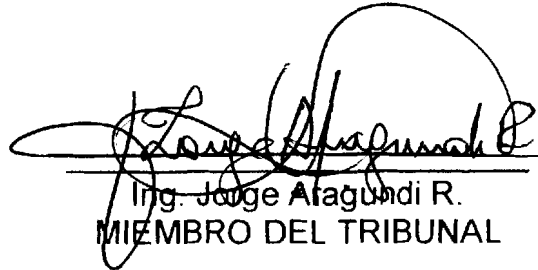
---

Ing. Juan Saavedra  
DIRECTOR DE TÓPICO



---

Ing. Juan Gallo G.  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL



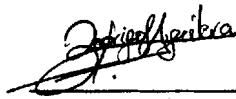
---

Ing. Jorge Aragoni R.  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

## DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este Tópico Especial de Graduación, nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamentos de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL)

  
Rodrigo Aguilera M.

  
Tomás Chávez F.

  
Camilo Varas C.

# INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	VI
ÍNDICE GENERAL.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIV

## CAPITULO 1

<b>1. INTRODUCCION AL BLACK START.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. La Central Hidroeléctrica Marcel Laniado De Wind.....</b>	<b>2</b>
<b>1.1.1. Generalidades.....</b>	<b>2</b>
<b>1.1.2. Descripción del los principales equipos y sistemas que conforman la Central.....</b>	<b>6</b>
<b>1.2. Aspectos generales del Black Start.....</b>	<b>15</b>
<b>1.2.1. Antecedentes.....</b>	<b>18</b>
<b>1.2.2. Requerimientos técnicos.....</b>	<b>19</b>
<b>1.2.3. Generador Auxiliar.....</b>	<b>21</b>
<b>1.2.4. Costos y Beneficios.....</b>	<b>21</b>
<b>1.3. Operación Aislada.....</b>	<b>23</b>
<b>1.3.1. Conformación del Subsistema.....</b>	<b>23</b>



<b>1.3.2. Control de Voltaje y Frecuencia.....</b>	<b>25</b>
--	-----------

## **CAPITULO 2**

<b>2. DISEÑO DEL BLACK START.....</b>	<b>28</b>
---------------------------------------	-----------

<b>2.1. Modificaciones al Sistema Actual.....</b>	<b>28</b>
---	-----------

<b>2.2. Sistemas de Alimentación 480 V.....</b>	<b>30</b>
---	-----------

<b>2.2.1. Antecedentes.....</b>	<b>30</b>
---------------------------------	-----------

<b>2.2.2. Ajustes para el Black Start.....</b>	<b>31</b>
--	-----------

<b>2.3. Sistema de Excitación.....</b>	<b>36</b>
--	-----------

<b>2.3.1. Antecedentes.....</b>	<b>36</b>
---------------------------------	-----------

<b>2.3.2. Ajustes para el Black Start.....</b>	<b>41</b>
--	-----------

<b>2.4. Regulador Electrónico de Velocidad.....</b>	<b>45</b>
---	-----------

<b>2.4.1. Antecedentes.....</b>	<b>45</b>
---------------------------------	-----------

<b>2.4.2. Ajustes para operación en Red Aislada.....</b>	<b>49</b>
--	-----------

<b>2.5. Sistema de Protección y Sincronización.....</b>	<b>52</b>
---	-----------

<b>2.5.1. Antecedentes.....</b>	<b>52</b>
---------------------------------	-----------

<b>2.5.2. Ajustes del Sistema de Protección.....</b>	<b>60</b>
--	-----------

<b>2.5.3. Ajustes del Sistema de Sincronización.....</b>	<b>64</b>
--	-----------

<b>2.6. Sistema de Control Distribuido (DCS).....</b>	<b>66</b>
---	-----------

<b>2.6.1. Antecedentes.....</b>	<b>66</b>
---------------------------------	-----------

<b>2.6.2. Ajustes al DCS.....</b>	<b>71</b>
-----------------------------------	-----------

### **CAPITULO 3**

<b>3. PRUEBAS REALIZADAS.....</b>	<b>84</b>
-----------------------------------	-----------

<b>3.1. Descripción General.....</b>	<b>84</b>
--------------------------------------	-----------

<b>3.2. Primera Prueba.....</b>	<b>85</b>
---------------------------------	-----------

<b>3.2.1. Objetivo.....</b>	<b>85</b>
-----------------------------	-----------

<b>3.2.2. Condiciones antes de la Prueba.....</b>	<b>85</b>
---	-----------

<b>3.2.3. Ejecución de la Prueba.....</b>	<b>88</b>
---	-----------

<b>3.2.4. Resultados.....</b>	<b>89</b>
-------------------------------	-----------

<b>3.3. Segunda Prueba (Falla del SNI).....</b>	<b>92</b>
---	-----------

<b>3.3.1. Objetivo.....</b>	<b>92</b>
-----------------------------	-----------

<b>3.3.2. Condiciones antes de la Prueba.....</b>	<b>92</b>
---	-----------

<b>3.3.3. Ejecución de la Prueba.....</b>	<b>93</b>
---	-----------

<b>3.3.4. Resultados.....</b>	<b>96</b>
-------------------------------	-----------

<b>3.4. Tercera Prueba.....</b>	<b>97</b>
---------------------------------	-----------

<b>3.4.1. Objetivo.....</b>	<b>97</b>
-----------------------------	-----------

<b>3.4.2. Condiciones antes de la Prueba.....</b>	<b>97</b>
---	-----------



**3.4.3. Ejecución de la Prueba..... 99**

**3.4.4. Resultados..... 100**

**3.5. Cuarta Prueba..... 102**

**3.5.1. Objetivo..... 102**

**3.5.2. Condiciones antes de la Prueba..... 102**

**3.5.3. Ejecución de la Prueba..... 104**

**3.5.4. Resultados..... 104**

## **CAPITULO 4**

**4. PROCEDIMIENTOS DE ARRANQUE EN MODO BLACK START Y DE OPERACIÓN EN RED AISLADA..... 107**

**4.1. Procedimiento de Arranque en Modo Black Start..... 107**

**4.1.1. Condiciones Generales..... 108**

**4.1.2. Procedimiento..... 108**

**4.2. Procedimiento de operación en Red Aislada..... 113**

**4.2.1. Estrategia Operacional..... 113**

**4.2.2. Ejemplo Práctico..... 117**

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... 120**

<b>APENDICES</b>	124
A. Programa de acceso a la Excitación - PC/TERM	125
B. Programa de acceso a las Protecciones – MMI	134
C. Lógica utilizada en el DCS para el Black Start	138
D. Diagrama Simplificado del Arranque en modo Black Start	150
<b>BIBLIOGRAGIA Y REFERENCIAS</b>	152



## INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1.1. Foto de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado De Wind.....	5
Figura 1.1.2. Esquema de la Central.....	7
Figura 1.1.3. Chimenea de Equilibrio.....	8
Figura 1.1.4. Turbina Francis.....	9
Figura 1.1.5. Distribuidor de la Turbina.....	10
Figura 1.1.6. Válvula Mariposa Abierta.....	11
Figura 1.1.7. Válvula Mariposa Cerrada.....	11
Figura 1.1.8. Rotor del Generador.....	12
Figura 1.1.9. Transformador de 85 MVA.....	13
Figura 1.1.10. Subestación Eléctrica 138 KV.....	15
Figura 1.3.1. Diagrama de Bloques General de un Controlador de Frecuencia.....	27
Figura 2.1.1. Detalle de Modificaciones Realizadas.....	28
Figura 2.2.1. Diagrama de Alimentación en Modo Normal.....	32
Figura 2.2.2. Diagrama de Alimentación en Modo de Emergencia.....	33
Figura 2.2.3. Diagrama de Alimentación en Modo Black Start.....	35
Figura 2.3.1. Sistema de Excitación de Máquinas Síncronas.....	37
Figura 2.3.2. Alimentación del Sistema de Excitación.....	38
Figura 2.3.3. Esquema Eléctrico Unifilar del Sistema de Excitación.....	40
Figura 2.4.1. Control del Anillo de Regulación de la Turbina.....	47
Figura 2.4.2. Esquema del Estatismo.....	50
Figura 2.5.1. Esquema simplificado de las Protecciones Eléctricas.....	53
Figura 2.5.2. Relés de Protección y sus Señales de Salida (I).....	58
Figura 2.5.3. Relés de Protección y sus Señales de Salida (II).....	59
Figura 2.5.4. Cadena de Protecciones de Bloques Eléctricos.....	61
Figura 2.5.5. Diagrama Modificado de los Relés de Protección.....	67
Figura 2.6.1. Elementos que conforman el DCS.....	69
Figura 2.6.2. Ventana de la Secuencia de Arranque en el DCS.....	73
Figura 2.6.3. Ventana de Mandos en el DCS.....	74
Figura 2.6.4. Ventana del Regulador de Velocidad en el DCS.....	76

<b>Figura 3.2.1.</b>	<b>Condiciones de la S/E antes de la Prueba 1.....</b>	<b>87</b>
<b>Figura 3.2.2.</b>	<b>Prueba 1.....</b>	<b>90</b>
<b>Figura 3.3.1.</b>	<b>Condiciones de la S/E antes de la Prueba 2.....</b>	<b>94</b>
<b>Figura 3.3.2.</b>	<b>Prueba 2.....</b>	<b>95</b>
<b>Figura 3.4.1.</b>	<b>Condiciones de la S/E antes de la Prueba 3.....</b>	<b>98</b>
<b>Figura 3.4.2.</b>	<b>Prueba 3.....</b>	<b>101</b>
<b>Figura 3.5.1.</b>	<b>Condiciones de la S/E antes de la Prueba 4.....</b>	<b>103</b>
<b>Figura 3.5.2.</b>	<b>Prueba 4.....</b>	<b>105</b>
<b>Figura 4.2.1.</b>	<b>Sistema Nacional Interconectado.....</b>	<b>115</b>
<b>Figura 4.2.2.</b>	<b>Ubicación Geográfica de las Centrales y Líneas de Transmisión.....</b>	<b>117</b>
<b>Figura 4.2.3.</b>	<b>Esquema Unifilar del Ejemplo de Operación en Red Aislada.....</b>	<b>119</b>

## INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.3.1. Parámetros de la Excitación de la Unidad 3.....	44
Tabla 2.5.1. Detalle de Dispositivos de Protección.....	57

# **CAPÍTULO 1**

## **1. INTRODUCCION AL BLACK START Y LA OPERACIÓN EN RED AISLADA**

El objetivo de este proyecto es el de presentar la implementación del sistema de Arranque Autónomo o Black Start en la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind (Daule-Peripa).

El Black Start es un método que permite arrancar una central de generación sin que esta reciba alimentación eléctrica externa o en este caso, de un sistema interconectado.

La Central Daule-Peripa, al no contar con el método de Black Start dependía para su arranque del servicio eléctrico externo. Siendo una central de gran capacidad dentro del Sistema Nacional Interconectado (SNI), se volvía imperativa la implementación del sistema de arranque autónomo.

Por otro lado, la operación en Red Aislada de las centrales de generación brinda flexibilidad y confiabilidad a los sistemas de potencia, ya que permite aislar determinados sectores de carga sin que estos pierdan el servicio de energía eléctrica y adicionalmente, permite recuperar rápidamente el sistema luego de un colapso total o parcial.

A continuación se muestra la descripción del proyecto así como los resultados obtenidos.

## **1.1 LA CENTRAL HIDROELECTRICA MARCEL LANIADO DE WIND**

### **1.1.1 GENERALIDADES**

La Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind es una central con embalse, de regulación interanual, gracias a la presa Daule-Peripa que tiene una



almacenamiento de 6000 millones de m<sup>3</sup> de agua, la misma no fue concebida únicamente para la generación de energía eléctrica, sino que forma parte del Proyecto de Propósito Múltiple Jaime Roldós Aguilera.

Contempla objetivos que son de mucha importancia para la región de la Costa, entre los más importantes podemos mencionar el riego de cien mil hectáreas a las márgenes del río Daule, el trasvase de agua del mismo río a la Península de Santa Elena para dotar de agua potable a este sector, el control de inundaciones, el control de la salinidad de los ríos Daule y Guayas, el incremento de la actividad turística en la zona, entre otros.

La Central cuenta con las principales características de las centrales hidroeléctricas, es decir, posee un arranque rápido, flexibilidad para cambiar su potencia de salida, provee reserva en giro al sistema, posee bajo costo de operación y mantenimiento, alta eficiencia y confiabilidad, y representó una alta inversión inicial, alrededor de 212 millones de dólares entre obra civil y equipos electromecánicos.



La Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind, con capacidad original de 130 MW y rediseñada para darle una potencia instalada total de 213 MW, posee una producción media anual de 600 GW/h, de los cuales el 50% se genera entre los meses de Noviembre y Febrero, período crítico del Sistema Nacional Interconectado debido al estiaje en la Central Paute. En la figura 1.1 podemos ver una foto panorámica de la Central.



*Fig. 1.1.1 Foto de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado De Wind.*

## 1.1.2 DESCRIPCIÓN DE PRINCIPALES EQUIPOS QUE CONFORMAN LA CENTRAL

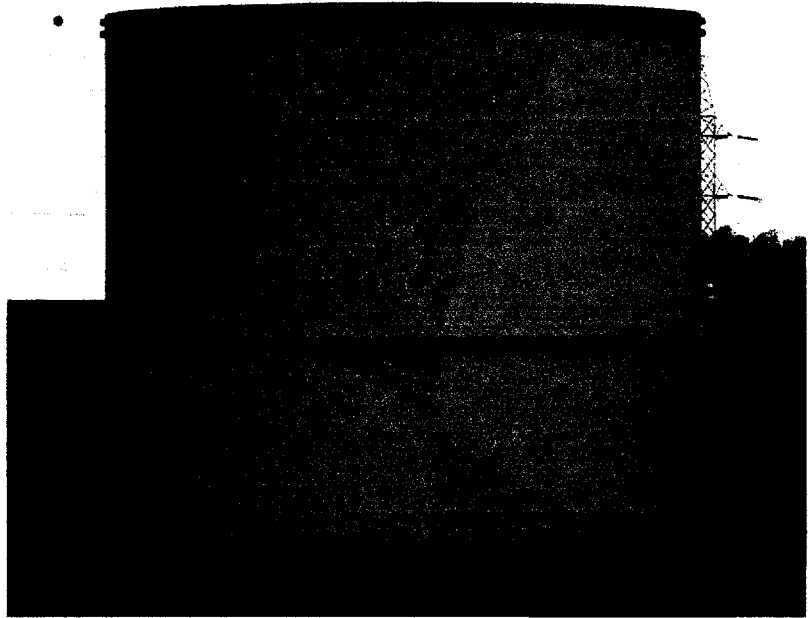
- **Equipo Hidromecánico:**

Está conformado por:

**La Tubería de presión**, con blindaje de acero de una longitud de 672 m desde la toma hasta la válvula mariposa y de diámetro de 8 m, se trifurca en diámetros de 5 m. (ver figura 1.1.2).

**La chimenea de equilibrio**, controla los fenómenos transitorios hidráulicos. El diámetro es de 26 m con su cima en la cota 101 y el fondo en la cota 52 m.s.n.m (ver figura 1.1.3).





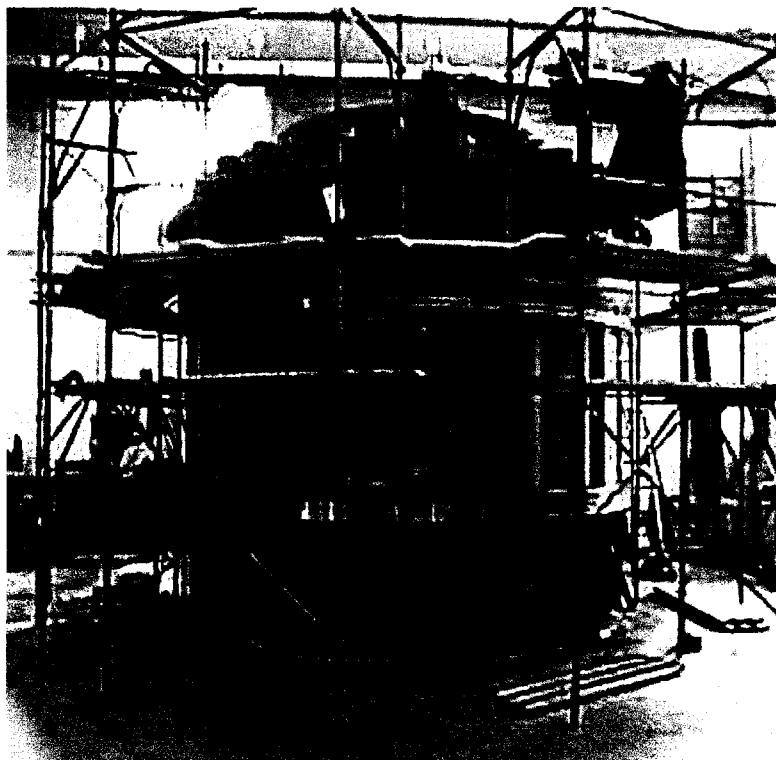
*Fig. 1.1.3 Chimenea de Equilibrio*

- **Equipo Mecánico:**

Está conformado por:

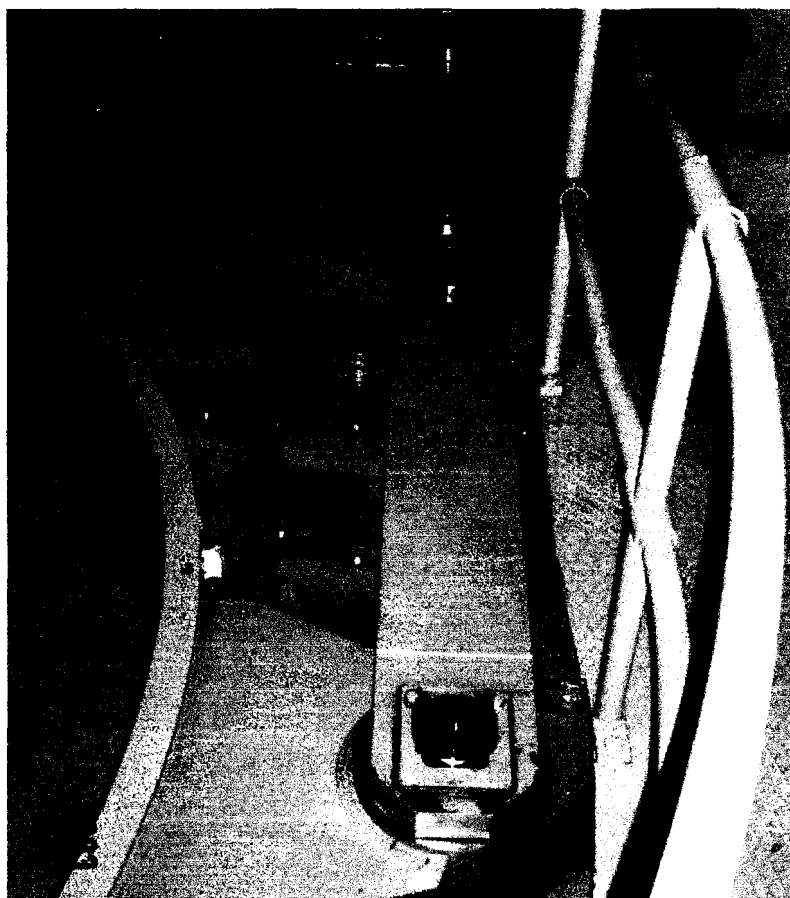
**Turbina tipo Francis**, se encuentran en número de 3, fabricadas por construcción soldada en acero, convierte la energía hidráulica en energía mecánica, utilizando un caudal nominal de 136 m<sup>3</sup>/s, con una caída neta nominal de 58.8 m.

Posee una potencia con la caída de referencia de 72.45 MW, con una velocidad sincrónica de 163.64 rpm. La cota de ubicación del rodete es de 16.5 m.s.n.m. (ver figura 1.1.4).



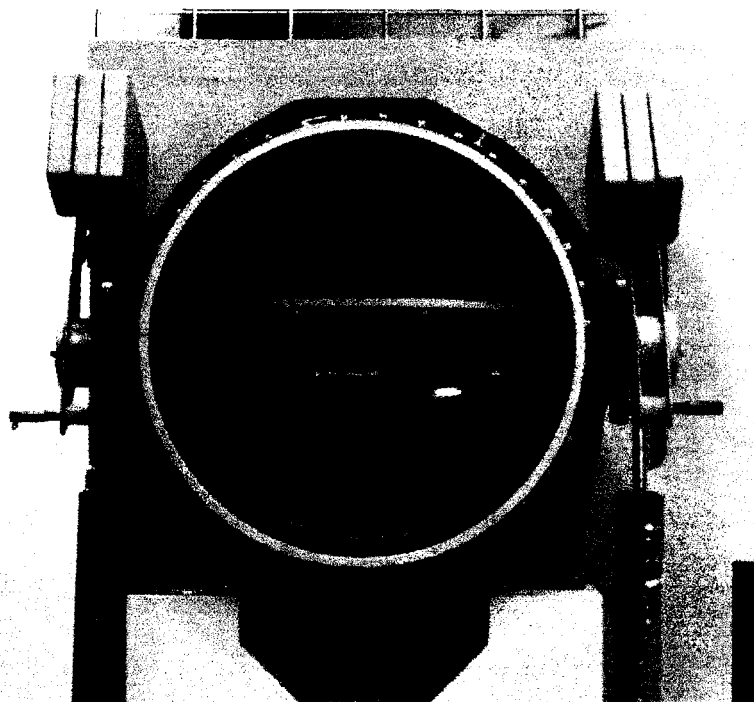
*Fig. 1.1.4 Turbina Francis*

***El Distribuidor de la Turbina***, compuesto fundamentalmente por 24 álabes móviles accionados por servomotores hidráulicos, a través de un anillo regulador ubicado en la tapa superior de la turbina (ver figura 1.1.5).

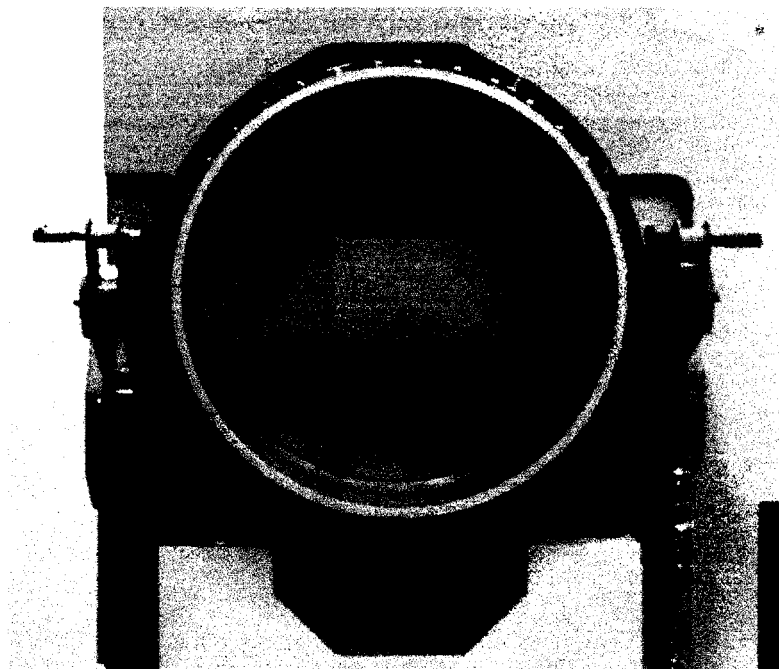


*Fig. 1.1.5 Distribuidor de la Turbina*

**La Válvula mariposa**, de tipo flujo pasante, permite el flujo de agua a los álabes del distribuidor. La central cuenta con 3 válvulas mariposas que poseen un diámetro de 4.8 m y funcionan mediante servomotores de aceite (ver figuras 1.1.6 y 1.1.7).



*Fig. 1.1.6 Válvula Mariposa abierta*



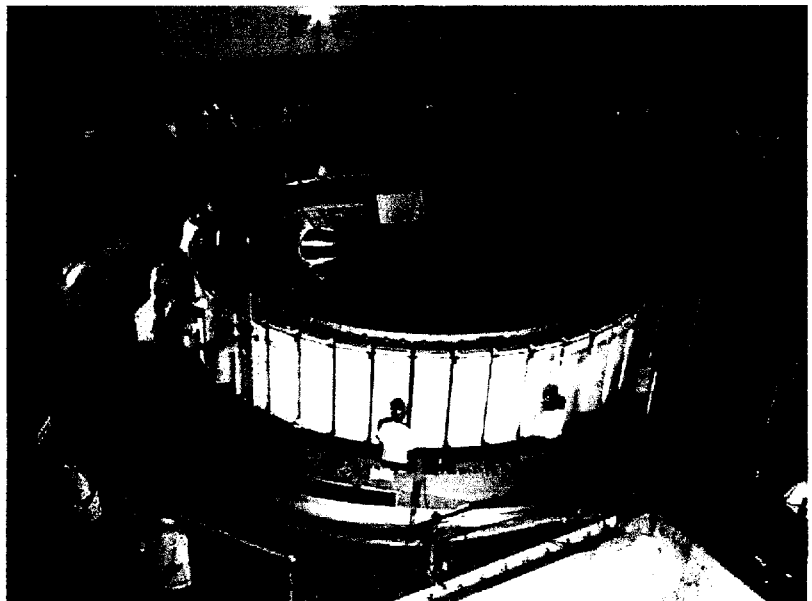
*Fig. 1.1.7 Válvula Mariposa cerrada*



***El sistema de enfriamiento***, tiene la finalidad de suplir agua filtrada a todos los intercambiadores de calor de las unidades generadoras.

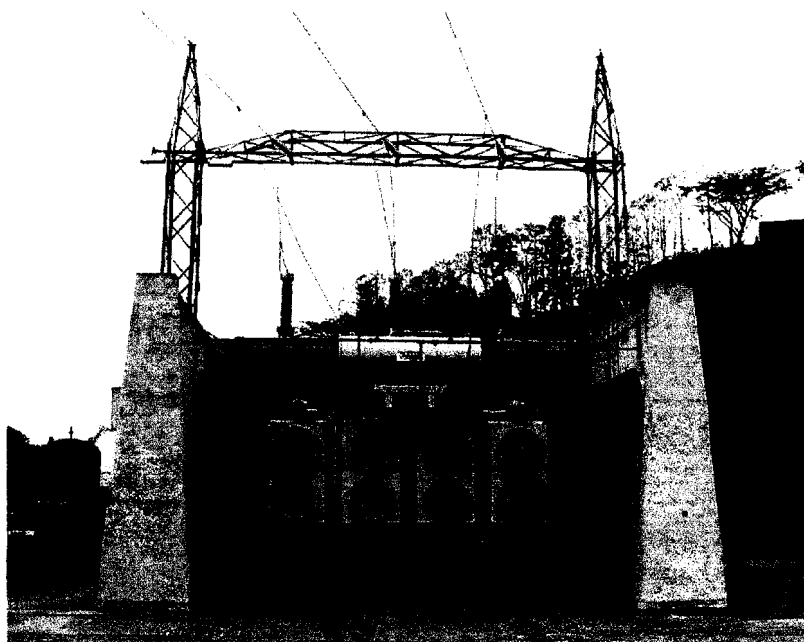
- **Equipo Eléctrico:**

***Generadores.*** La central cuenta con 3 generadores tipo paraguas de eje vertical, trifásicos, de 71 MW cada uno con sus respectivos equipos terminales y excitatriz. Poseen una potencia nominal de 78.89 MVA, tensión nominal de 13.8+5% KV, un factor de potencia de 0.9 y una frecuencia de 60.0 Hz Tienen 44 polos y una velocidad nominal de 163.64 rpm (ver figura 1.1.8).



*Fig. 1.1.8 Rotor del Generador*

**Transformadores.** La Central cuenta con 3 transformadores trifásicos cuya capacidad nominal es de 85 MVA, cuentan con un bobinado Estrella-Delta de subida y con un aislamiento del neutro de 15 KV. Su nivel básico del impulso (BIL) conmutador sin tensión es de 650 KV. El rango de la tensión nominal de los transformadores de 13.8 KV para bajo voltaje y de  $138\pm 5\%$  para alto voltaje (ver figura 1.1.9).



*Fig. 1.1.9 Transformador de 85 MVA*

La frecuencia nominal de los mismos es de 60 Hz y su enfriamiento se lo hace mediante circulación forzada de aire y aceite.

- **Subestación Eléctrica**

La subestación cuya tensión nominal es de 138 KV, se encuentra sobre un terraplén construido junto a la Central. El esquema adoptado para esta Subestación tiene 9 posiciones de interrupción en arreglo de doble barra con un solo disyuntor y 5 seccionadores, sirviendo uno de estos como "by pass", excepto en el caso de generadores y acoples de barras que emplean solamente dos seccionadores. El equipo utilizado es de tipo convencional con disyuntores aislados en SF6.

El arreglo de barras consta de:

- 5 Posiciones de interrupción de línea (2 para Quevedo, 2 para Portoviejo y 1 para Chone).
- 3 Posiciones de interrupción para los grupos transformador generador.
- 1 Posición para acople de barras.

En la entrada de líneas está instalado un seccionador de tipo pantógrafo por medio del cual es posible efectuar el by-pass del disyuntor de línea y de sus seccionadores (ver figura 1.1.10).



*Fig. 1.1.10 Subestación Eléctrica 138 KV*

## **1.2 ASPECTOS GENERALES DEL ARRANQUE AUTONOMO O BLACK START**

Todos los sistemas de potencia requieren que se establezcan contingencias de manera que puedan reiniciarse sin problemas en el hipotético caso que todo o parte del sistema colapse. El proceso de restauración de un Sistema de Potencia es comúnmente denominado Arranque Autónomo o Black Start, esto permite que centrales de generación que son arrancadas aisladamente se

puedan conectar entre sí formando otra vez un sistema interconectado.

No todas las centrales de generación poseen o requieren capacidad de arranque autónomo. Generalmente, se pide que toda nueva central a ser instalada posea capacidad de Operación Aislada; sin embargo, estos requerimientos dependen en gran parte de los beneficios teóricos que pueda obtener el sistema y los beneficios económicos que percibirá la central por ofrecer este servicio.

Este documento pretende dar una pauta del proceso que se sigue para montar e implementar un sistema de Operación Aislada en una central eléctrica, así como los beneficios que aporta al generador por ofrecer este servicio. Nos enfocaremos exclusivamente en el caso de la Central Hidroeléctrica Daule Peripa.

El arranque autónomo es el procedimiento utilizado para recuperarse de una falla parcial o total del sistema de transmisión que provocó la salida de varias centrales de generación. En general, todas las centrales de generación necesitan una alimentación eléctrica para arrancar: bajo condiciones normales esta alimentación vendría del sistema de transmisión o de distribución; bajo condiciones de

emergencia, centrales de generación equipadas con arranque autónomo reciben su alimentación de pequeños generadores auxiliares ubicados en el sitio.

Normalmente, estos generadores auxiliares son a diesel, cuya selección depende de la capacidad de los generadores principales. Estos generadores auxiliares se alimentan de baterías u otro tipo de fuentes de energía. Una vez que una gran unidad ha sido puesta en servicio o arrancada, esta puede a su vez alimentar una red local o a otras centrales de generación en su área de influencia. Teniendo la capacidad de arranque autónomo en varios puntos del país, se puede recuperar rápidamente el sistema.

No sería beneficioso técnicamente ni económicamente si todas las centrales de generación estuvieran obligadas a ofrecer este servicio. Los controladores de energía y despacho no podrían manejar que todas las centrales de un sistema entraran en un mismo instante, por lo que se busca puntos estratégicos en los cuales convendría tener un servicio de arranque autónomo.

Generalmente, se busca que las centrales de gran tamaño tengan capacidad de arranque autónomo, así como centrales que estén



conectadas directamente al sistema de transmisión; sin embargo, en ciertos casos centrales conectadas al sistema de distribución pueden resultar igual de efectivas.

### **1.2.1 ANTECEDENTES**

Generalmente, los sistemas de transmisión son diseñados y operados cumpliendo con procedimientos establecidos, que tienen la intención de asegurar una flexibilidad suficiente para mantener centrales en operación bajo condiciones de falla de otras centrales o de fallas inducidas por aspectos climáticos. Por ejemplo, una condición extrema del clima (vientos fuertes), puede llevar a un colapso parcial o total del sistema de transmisión. Dependiendo de las circunstancias, este colapso puede ocurrir repentinamente acarreado la parada de toda generación conectada al sistema de transmisión.

Luego de un colapso de este tipo, es necesario reiniciar la generación, energizar progresivamente el sistema de transmisión y restaurar la demanda. La complejidad y la incertidumbre asociadas con la recuperación de este tipo de falla no permite que se establezca un procedimiento exacto de

cómo se efectuará la recuperación. Sin embargo, la estrategia consistirá en el restablecimiento de centrales aisladas con sus correspondientes demandas locales convirtiéndose en "islas". Luego estas islas se integrarán paso a paso en subsistemas más grandes y eventualmente restablecerán por completo el sistema de transmisión.

La posibilidad de que este tipo de eventos, en el que todo el sistema colapse, es muy improbable. Sin embargo, en Ecuador, en los últimos meses ha ocurrido dos veces debido a fallas en la interconexión con Colombia, en las cuales no se respondió de la manera más efectiva, originándose gastos que pudieron ser evitados.

### **1.2.2 REQUERIMIENTOS TECNICOS**

Con el fin de obtener el desempeño requerido de un servicio de arranque autónomo, la planta de generación principal debería cumplir ciertos criterios técnicos:



- La capacidad de arrancar el generador principal (o al menos una unidad) de la central sin usar alimentación externa de energía;
- La capacidad de energizar parte del sistema de transmisión, o el sistema de distribución local en menos de dos horas de haber sido notificado;
- La capacidad de aceptar carga instantánea de centros de carga y controlar frecuencia y voltaje dentro de los rangos aceptables durante la toma de carga (bajo estas condiciones se acepta frecuencias entre 58 y 62 Hz);
- La capacidad de proveer de al menos tres arranques en operación aislada durante dos horas en caso de que falle el sistema de transmisión o de distribución durante el periodo de reinicio;
- Tener combustible almacenado para que el generador auxiliar pueda funcionar en el modo de Operación Aislada;
- Capacidad para generar reactivos para cargar inmediatamente los sistemas de transmisión y distribución.

### 1.2.3 GENERADOR AUXILIAR

Se pueden utilizar diferentes medios para proveer de alimentación eléctrica a los sistemas de una central para que esta pueda arrancar autónomamente, como son los bancos de baterías y los generadores auxiliares.

Dentro de los generadores auxiliares tenemos los de combustión interna a Diesel, que son los preferidos para dar servicio de Black Start dada su naturaleza robusta y las consideraciones económicas. En el caso de la Central Daule Peripa se utiliza un generador a Diesel de 500 KVA.

### 1.2.4 COSTOS Y BENEFICIOS

La Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind tuvo una inversión inicial de alrededor de 212 millones de dólares entre obra civil y equipos electromecánicos, dentro del cual se incluía un generador de emergencia a diesel de 500 KVA que se encargaba de alimentar los sistemas básicos en caso de un blackout pero sin llegar a ofrecer un Black Start.

Dada la necesidad del país y con el objetivo de mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico nacional, se decidió implantar el arranque autónomo en la Central.

El costo del proyecto fue minimizado gracias a que en el diseño se incluyó el generador de emergencia existente, por lo que el gasto se realizó principalmente en la modificación de los sistemas que controlan el proceso de generación.

En cuanto a beneficios, a pesar de no existir un rubro en las regulaciones eléctricas, con el cual remunerare a una central por poseer arranque autónomo, existen otros beneficios sociales que justifican la inversión realizada, tales como la posibilidad de estar listos para arrancar 10 minutos después de un colapso del sistema y el poder recuperar rápidamente el servicio eléctrico mediante la operación aislada.

## **1.3 OPERACIÓN AISLADA**

### **1.3.1 CONFORMACION DEL SUBSISTEMA**

Una central de generación está en capacidad de ofrecer directamente a un sector el servicio de energía eléctrica o formar una red local, es decir, trabajar aisladamente de un sistema interconectado.

En los sistemas aislados se acentúa la necesidad de la utilización de medios de regulación automática de la unidad generadora para garantizar la calidad de la energía y su explotación eficiente, pues en estas condiciones de operación autónoma, las variaciones de carga en la red local alteran directamente la frecuencia eléctrica y el voltaje a la salida del generador.

Hay circunstancias por las que una central opera aisladamente:

- *En lugares de difícil acceso debido a la situación geográfica;* sectores rurales que están sumamente alejados del sistema interconectado. En estos lugares se tienen redes aisladas, es decir, tienen sus propios generadores, los cuales son

responsables del control de voltaje, frecuencia, etc. Un ejemplo de este caso son las poblaciones de Nueva Loja, Shushufindi y Francisco de Orellana, ubicadas en el sector Nor-Oriental del Ecuador, las cuales están conectadas por medio de una línea de subtransmisión de 69 KV, formando un subsistema independiente del SNI, el cual es abastecido por una central térmica de la Empresa Eléctrica de Sucumbíos, de 15.3 MW de capacidad.

- *Cuando se produce un colapso total del sistema; las centrales que tienen la capacidad de arranque autónomo, pueden restablecer rápidamente el servicio formando pequeños subsistemas o redes locales que luego se interconectan para recuperar el sistema de potencia.*
- *Por diferentes motivos, como mantenimiento o fallas de líneas de transmisión y transformadores, entre otros, un sector del sistema queda aislado, los generadores ubicados dentro de este sector deberían ser capaces de generar, regular y proporcionar energía a este subsistema dentro de sus posibilidades operacionales.*

### **1.3.2 CONTROL DE VOLTAJE Y FRECUENCIA (CALIDAD DE ENERGIA)**

En un sistema interconectado, el voltaje y la frecuencia son controlados por el mismo sistema, mientras que cuando una central opera en Red Aislada, ésta, es responsable de controlar y mantener el voltaje y la frecuencia dentro de un rango permisible a los valores nominales establecidos para cualquier régimen de carga en esa red.

La regulación de voltaje se la realiza mediante el control de la potencia reactiva del generador, el cual comanda al sistema de excitación del generador para subir o bajar el voltaje en los terminales del mismo.

La regulación de frecuencia y por ende de potencia es fundamental cuando se opera en Red Aislada. La frecuencia es un parámetro muy susceptible a las variaciones de carga por lo que, para que una central de generación puede ofrecer un control eficaz, debe destinar una de sus unidades a la regulación de la frecuencia mientras las unidades restantes deben satisfacer la demanda base de la red.

La máquina encargada del control de frecuencia debe presentar ciertas características necesarias para su función de regulación, dentro de estas se destaca que debe tener una potencia de por lo menos 8 al 10% de la capacidad de generación del sistema, y además debe permitir una rápida y amplia variación de la potencia motriz para de esa manera poder afrontar con efectividad las variaciones de carga no planificadas.

En el diagrama de bloques mostrado a continuación en la figura 1.3.1, podemos ver que el regulador o gobernador produce la orden que acciona los mecanismos que controlan la apertura o cierre de los álabes, esta orden la da basándose en los valores tanto de frecuencia del sistema como en vacío que recibe.

Con este procedimiento, se permite un mayor o menor flujo de agua lo que produce un mayor o menor torque mecánico de la turbina, el mismo que se compara con el torque resistente eléctrico del sistema, con lo cual se obtendrá un aumento o disminución de la frecuencia.

Este valor es constantemente censado por el gobernador y por el controlador de frecuencia, para continuar el proceso y mantener la frecuencia lo más cercano al valor fijado.

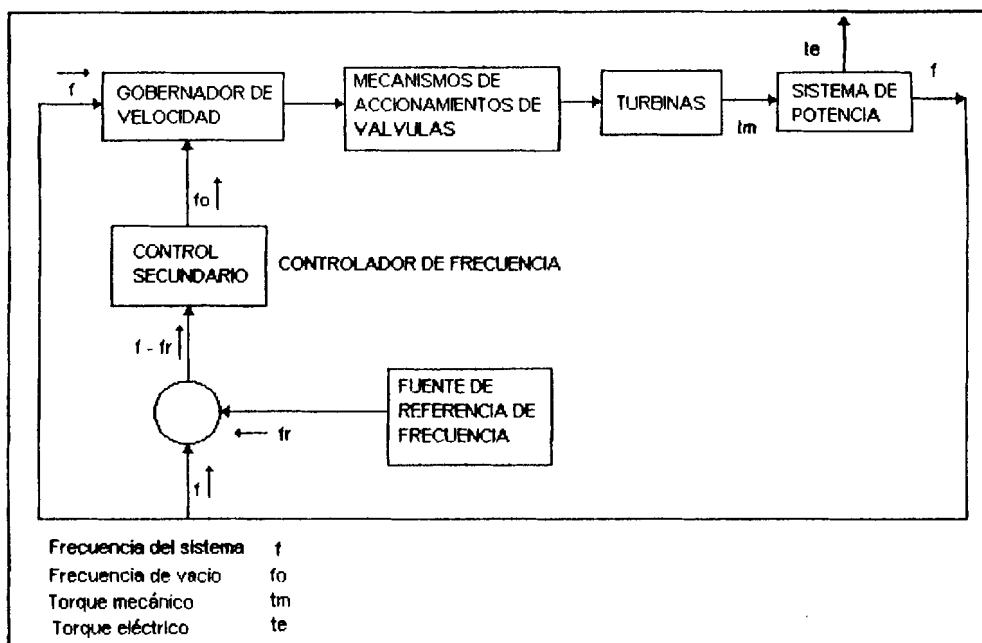


Fig. 1.3.1 Diagrama de Bloques General de un Controlador de Frecuencia



# CAPÍTULO 2

## 2. DISEÑO DEL BLACK START

### 2.1 MODIFICACIONES AL DISEÑO ACTUAL

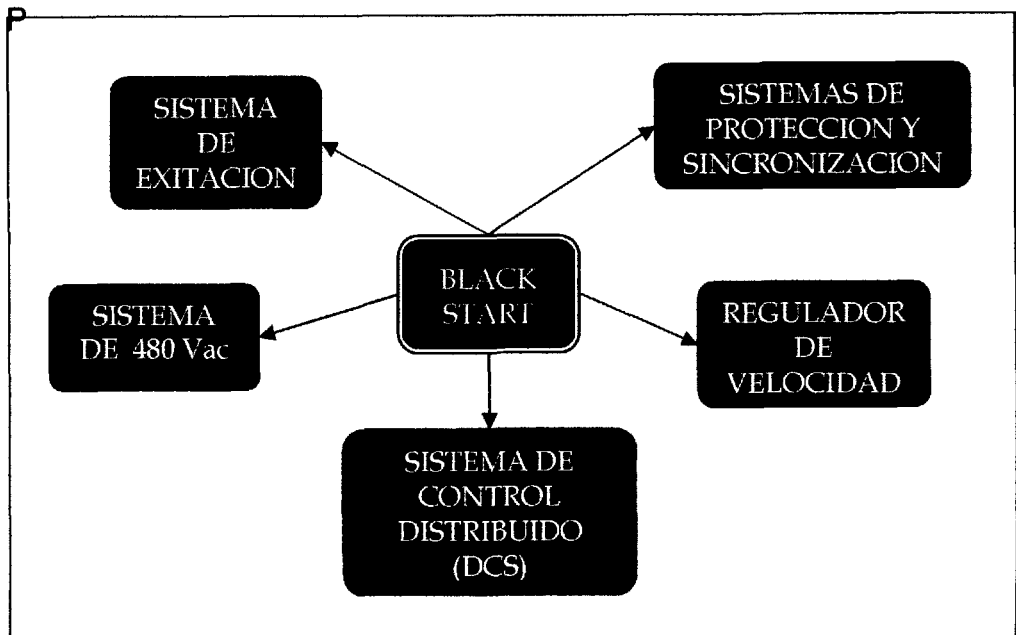


Fig. 2.1.1. Detalle de Modificaciones Realizadas

Para la implementación del Black Start se dividió el trabajo en 5 frentes:

- *Sistema de Alimentación de 480 Vac*, los principales sistemas de la Central que incluyen los Centros de Control de Motores (CCM), los servicios auxiliares, tableros de iluminación principal, entre otros, funcionan con alimentación a 480 Vac.
- *Sistema de Excitación*, encargado de controlar el voltaje de salida del generador.
- *El Regulador de Velocidad*, encargado de controlar la velocidad y a su vez la frecuencia eléctrica de la energía entregada por el generador.
- *Sistemas de Protección y Sincronización*, encargados de la protección contra fallas eléctricas y mecánicas en el proceso de generación, y de la supervisión del proceso de sincronización.
- *Sistema de Control Distribuido (DCS)*, encargado de la supervisión y control del proceso de generación.

## **2.2 SISTEMA DE ALIMENTACION DE 480 Vac**

### **2.2.1 ANTECEDENTES**

Los principales sistemas de la Central reciben alimentación a 480 Vac. La alimentación se la obtiene directamente de los transformadores auxiliares de 2MVA 13.8KV/480V conectados al lado de baja tensión de los transformadores de potencia de las Unidades 2 y 3.

Existen dos barras principales ubicadas en el Tablero de Distribución Principal de 480 Vac. Del transformador de la Unidad 2 se alimenta a la barra A y del transformador de la Unidad 3 a la barra B a través de los disyuntores (NC) 52S2 y 52S3. Las barras pueden ser acopladas en caso de alguna falla a través del disyuntor 52-C.

Las barras A y B alimentan, a través de los disyuntores 52-A ó 52-B, a los CCM (Centros de Control de Motores), los sistemas de Drenaje y Desagüe, los sistemas Auxiliares, el tablero de alimentación de la Subestación y el Tablero de Iluminación Principal, este último, cuenta con transformadores

480V/208/120V para la alimentación final a los equipos (ver figura 2.2.1).

Además, se dispone de un respaldo mediante una línea de 13.8 KV proveniente de EMELGUR - Quevedo, de la cual, mediante un transformador de 2MVA 13.8KV/480V, se alimentan las barras A y B con 480 Vac a través de los disyuntores (NA) 52E2 y 52E3 (ver figura 2.2.2).

## **2.2.2 AJUSTES PARA EL BLACK START**

Cuando se da un colapso total del SNI, se pierde tanto la alimentación de los transformadores auxiliares como la de la línea de respaldo de 13.8 KV. Sin embargo, la Central está provista de un Generador de Emergencia de 500 KVA - 480 Vac, a través del cual se tiene la capacidad de reponer la alimentación de los sistemas que funcionan a 480 V ac. Este generador tiene una barra propia, denominada Barra de Emergencia Diesel.

En el sistema de excitación, se modifico la alimentación de los ventiladores de enfriamiento. Estos, recibían directamente la

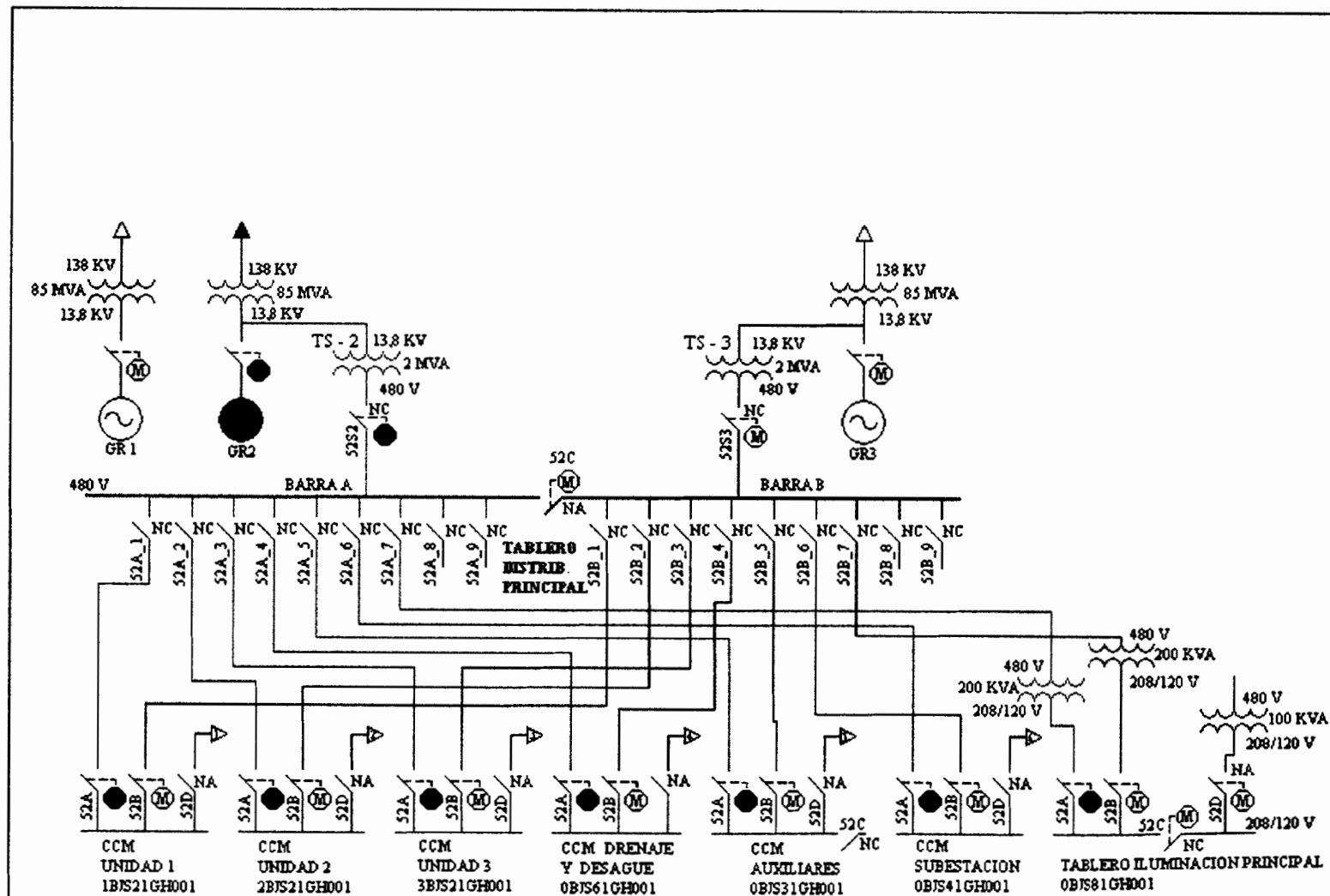


Fig 2.2.1 Diagrama de Alimentación en Modo Normal

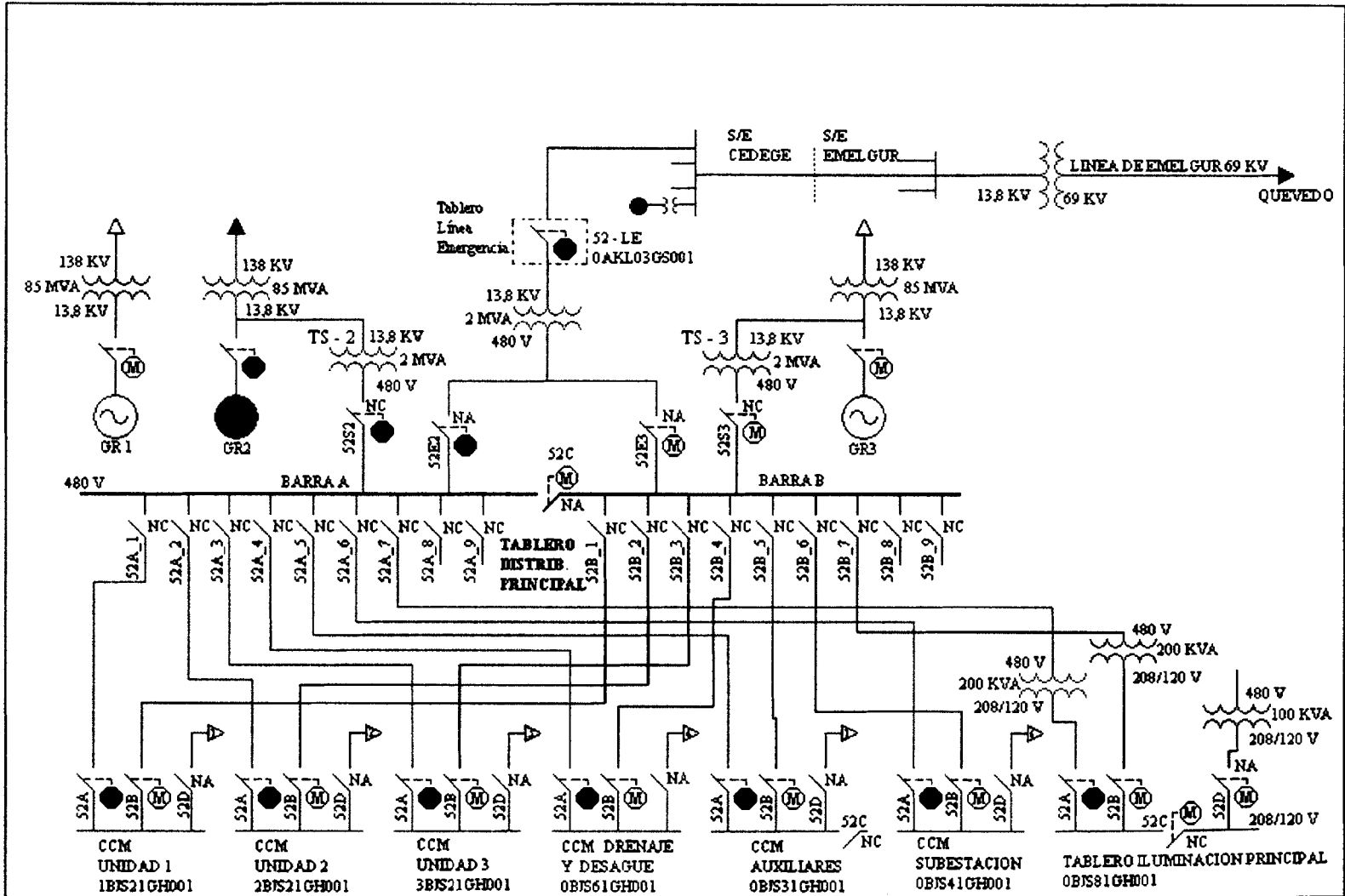


Fig. 2.2.2 Diagrama de Alimentación en Modo de Emergencia

alimentación de las barras A y B, resaltando, que si los ventiladores no están en funcionamiento el sistema de excitación permanece bloqueado o deshabilitado. Ahora los ventiladores tienen la opción de ser alimentados por el Grupo Diesel.

Otro problema existente era que cuando la Unidad 2 o 3 arrancaba en modo Black Start, no podían regresar a la alimentación normal de 480 Vac proveniente de los transformadores auxiliares, es decir, permanecía con la alimentación del Grupo Diesel. Por el momento, se realiza la conmutación de los disyuntores ubicados en los tableros de los diferentes sistemas para regresar a la alimentación normal.

Para efectuar el Black Start, existen condiciones iniciales y varias maniobras previas que se deben realizar en el sistema de 480 Vac, como la apertura y cierre de diversos disyuntores (ver figura 2.2.3). Los detalles de estas maniobras se encuentran más adelante en los procedimientos de arranque en Black Start.

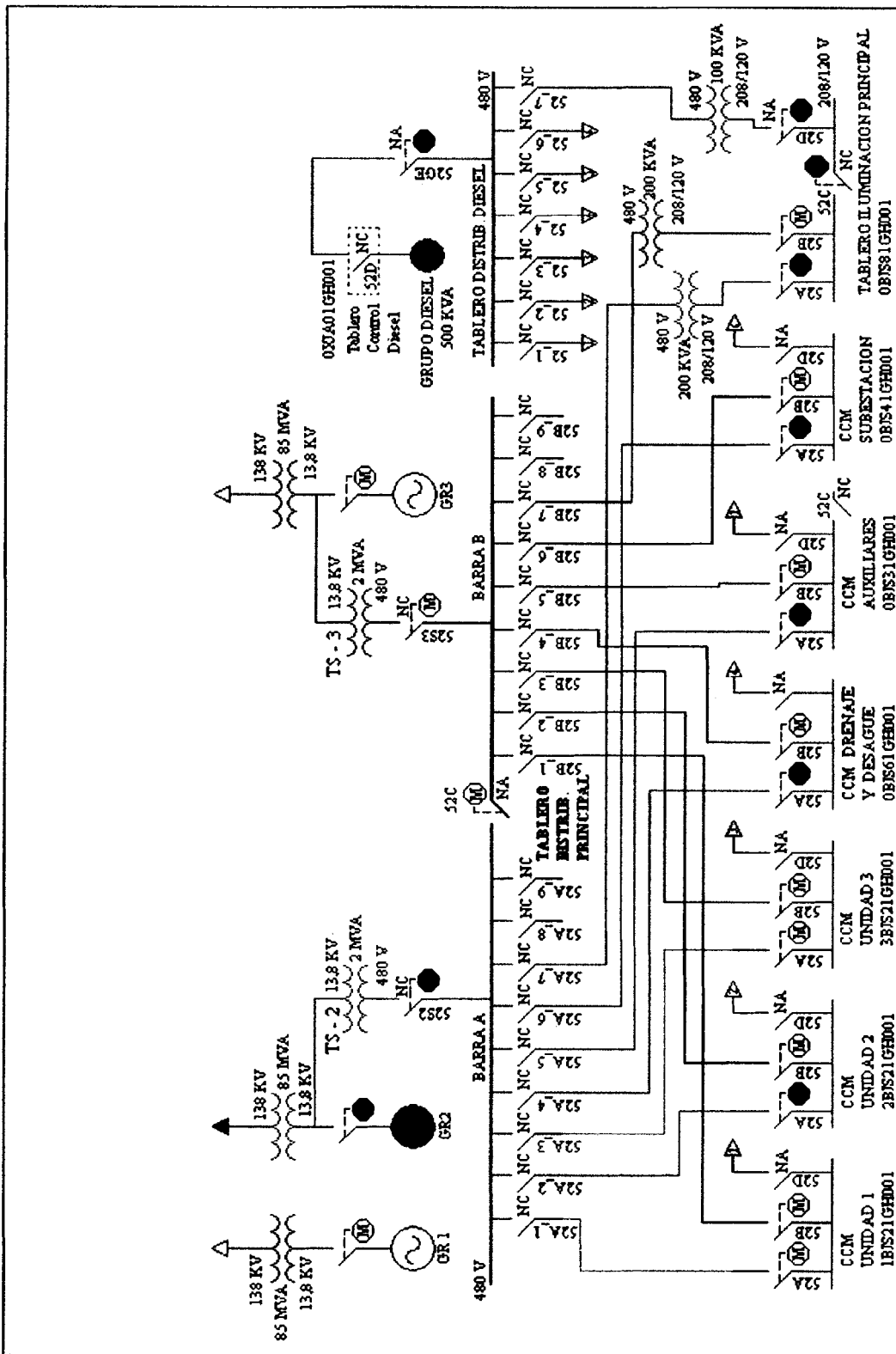


Fig. 2.2.3 Diagrama de Alimentación en Modo Black Start

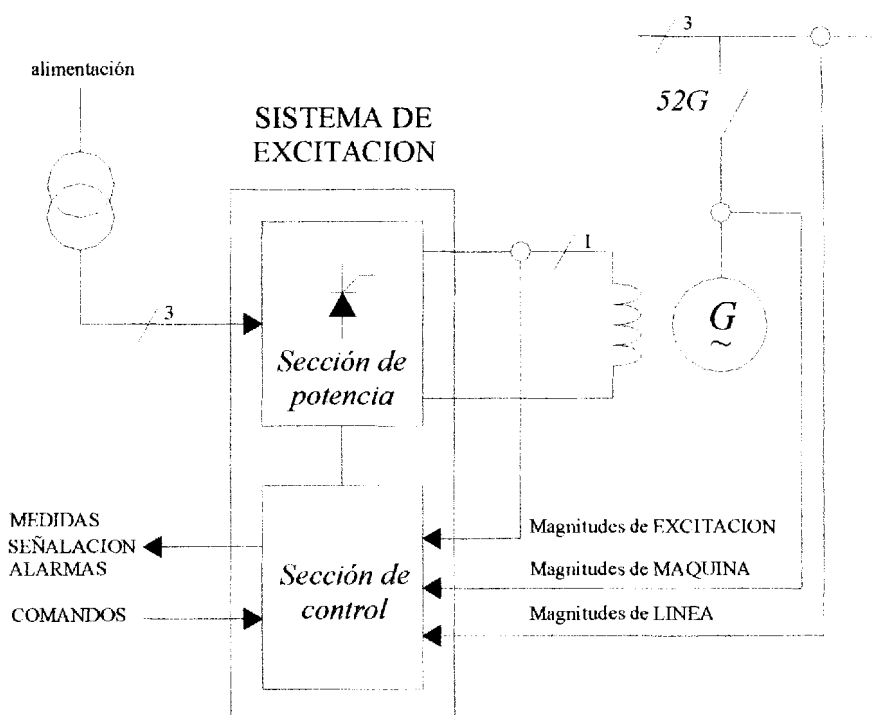


## 2.3 SISTEMA DE EXCITACIÓN

### 2.3.1 ANTECEDENTES

El sistema de excitación de cada unidad de la central está formado por 2 partes operativas bien diferenciadas:

- *La sección de potencia*, que suministra la corriente de excitación a los devanados del rotor ensamblados directamente al generador.
- *La sección de control*, que garantiza la regulación de las magnitudes eléctricas más significativas (ver figura 2.3.1).



*Fig. 2.3.1 Sistema de Excitación de máquinas síncronas*

Este sistema fue diseñado de tal manera que el generador, una vez arrancado, alimente su circuito de excitación, en otras palabras, se auto-excite. Sin embargo, se necesita de un circuito de pre-excitación que alimente al generador desde el momento de su arranque hasta que su tensión de salida en bornes llegue a un nivel suficiente para auto-alimentar el circuito de campo (ver figura 2.3.2).

El circuito de pre-excitación es alimentado desde el tablero de 480 Vac de servicios auxiliares, pasando a través de un

transformador de 5KVA - 480/27V y luego por un rectificador, cuya corriente de salida DC alimenta el circuito de campo. Una vez que se alcance el nivel suficiente para auto-alimentar, el circuito de pre-excitación es desconectado mediante el relé 31. Este nivel de tensión está entre 1 y 1.3 KV en terminales del generador.

La alimentación del sistema de excitación proviene de un transformador seco de 300KVA - 13800/330V (TRE), conectado a los terminales del generador; luego pasa por un rectificador formado por tiristores, cuya corriente de salida DC alimenta la bobina de campo.

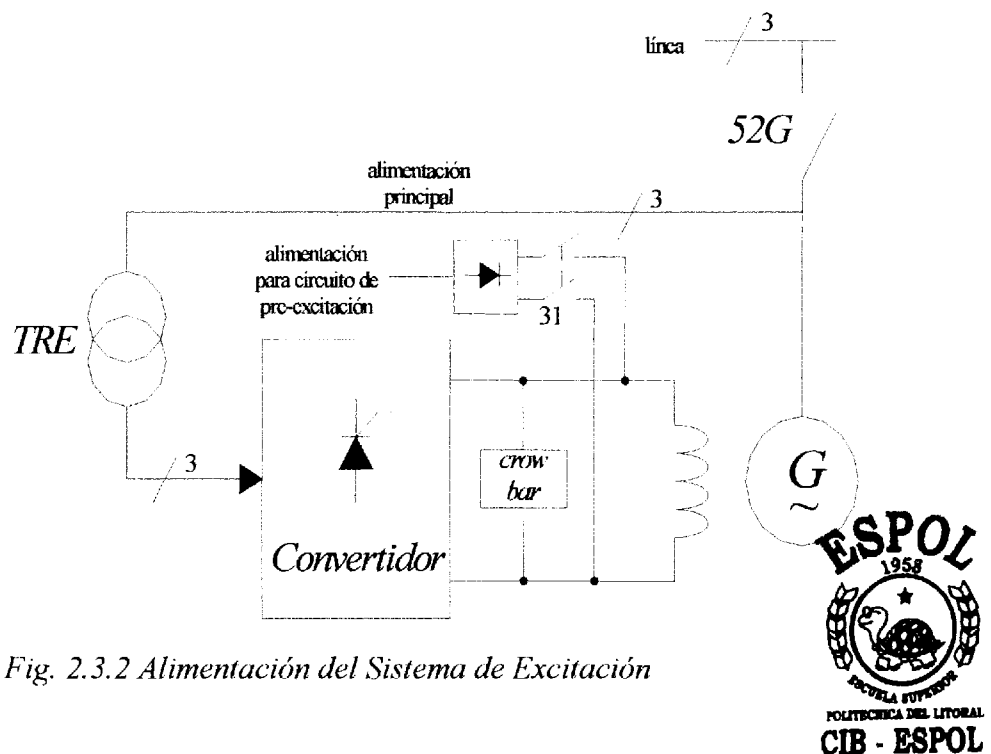


Fig. 2.3.2 Alimentación del Sistema de Excitación

Para el control, se utiliza un dispositivo digital (regulador y desfasador) que realiza las operaciones previstas u ordenadas por el software en base a las informaciones provenientes del sistema externo; éste acepta como entradas, señales lógicas y magnitudes analógicas digitalizadas, suministrando a la salida señales lógicas, valores analógicos convertidos por el digital y los impulsos de encendido de cada tiristor de la sección de potencia (ver figura 2.3.3).

Como se aprecia en el esquema de la figura 2.3.3, el sistema de excitación posee dos conjuntos independientes, cada uno con un regulador, señales del voltaje del generador y su respectivo puente trifásico de tiristores, lo cual aumenta la confiabilidad del sistema, puesto que puede funcionar cualquiera de ellos y el otro quedar de respaldo.

El sistema de excitación puede ser operado y supervisado desde el DCS o localmente. Para la regulación del voltaje de salida del generador, el sistema compara los valores de voltaje de operación con las señales que recibe de los 3 transformadores de potencial (TP) conectados en la línea del generador. Un proceso similar realiza para controlar la

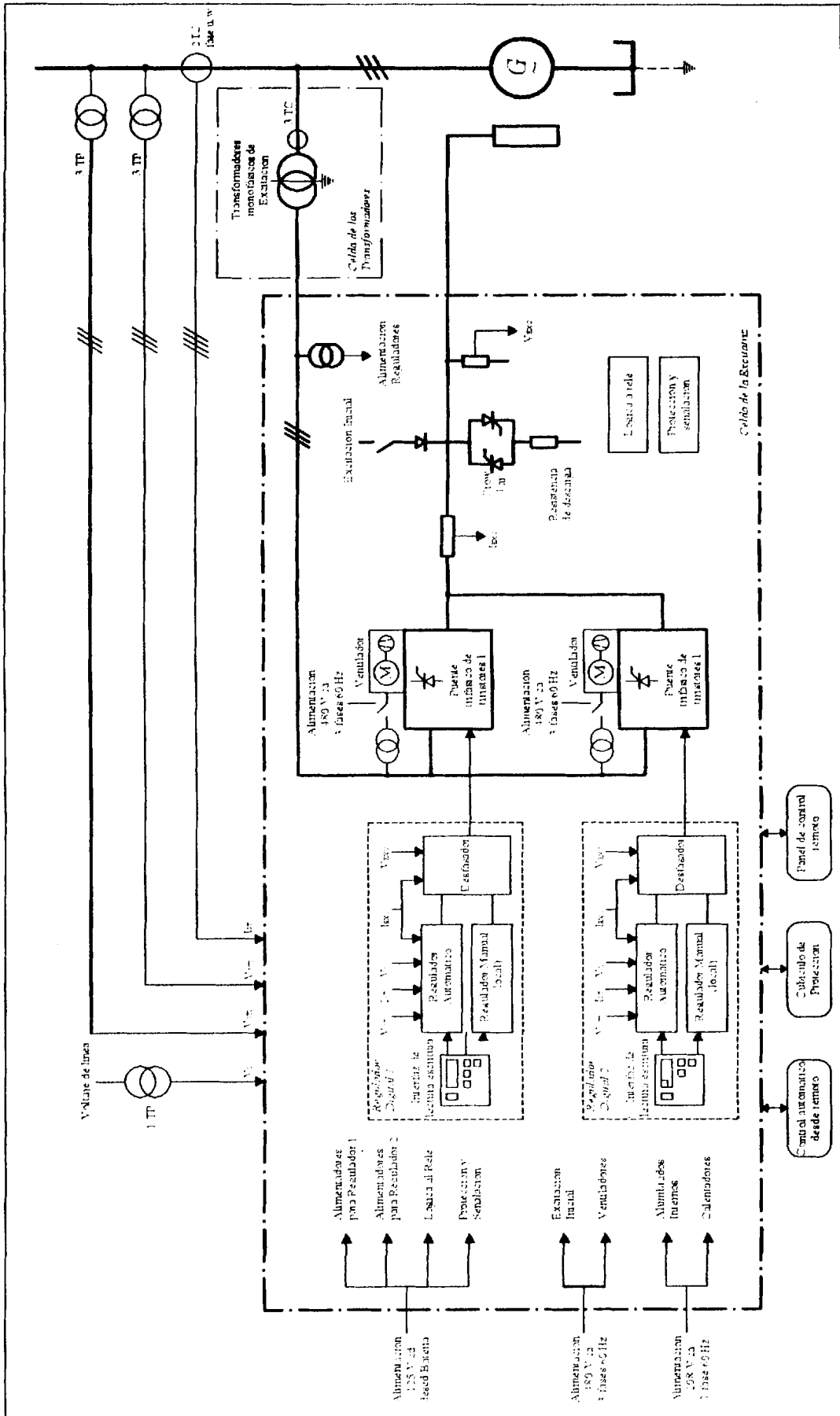


Fig. 2.5.5 Esquema Eléctrico Unifilar del Sistema de Excitación

potencia reactiva, comparando los parámetros operativos con las señales provenientes de los TP y de los dos transformadores de corriente (TC) conectados también en la línea del generador. La regulación la efectúa ajustando la corriente y el voltaje de excitación mediante un sistema de retroalimentación.

En caso de fallas, las alarmas son recibidas por el DCS, mientras que para los bloqueos se comunica tanto con el DCS como con la cadena de protecciones. Ambas, las alarmas y los bloqueos, son registrados en el Registrador Cronológico de Eventos (RCE).

Para paradas, fallas o bloqueos del generador, el sistema de excitación es descargado mediante un dispositivo llamado Crow-bar, el cual es formado principalmente por una resistencia encargada de disipar la energía.

### **2.3.2 AJUSTES PARA EL BLACK START**

Para la ejecución del Black Start se presentaba un inconveniente con el sistema existente de excitación.

El transformador de potencia de cada unidad es energizado en su lado primario, en condiciones normales del sistema, por la barra de 138 KV de la subestación de la central. Sin embargo, para un arranque autónomo, el transformador es energizado desde el generador al cerrar el interruptor de máquina 52G.

Al cerrar el interruptor de máquina, se energiza el transformador a su valor nominal de voltaje de 13.8 KV por el lado secundario, absorbiendo este, una corriente de magnetización o "inrush" demasiado elevada para el generador, lo que provocaba su disparo.

El valor de la corriente de inrush de un transformador depende principalmente de dos factores: del valor instantáneo del voltaje aplicado al momento de energizarlo y de la magnitud del flujo remanente existente en el núcleo luego de que el transformador quedó fuera de servicio. Ambos generan campos magnéticos que de estar en fase se pueden superponer originando una corriente de hasta 12 veces la corriente nominal del transformador.

Puesto que es difícil determinar tanto el valor instantáneo del voltaje aplicado como la magnitud del flujo remanente existente en el núcleo, prever la corriente de inrush del transformador se vuelve una tarea complicada.

La solución que se adoptó para resolver este problema fue simple: reduciendo el voltaje de energización del transformador, se reduce a su vez la corriente de inrush.



No obstante, el diseño del sistema de excitación no permitía adoptar valores intermedios para el voltaje de salida del generador. El circuito integrado M18EP0600 de la tarjeta de control y regulación fue cambiado por uno del mismo tipo pero más completo y moderno que permitía la calibración o programación (mediante el uso de un software PC-TERM) de pasos intermedios en la inserción del voltaje. En la tabla 2.3.1 podemos observar las modificaciones efectuadas en la Unidad 3. El uso del software se detalla en el Apéndice A.

Se escogió energizar el transformador al 30% de su voltaje, es decir, a 4.14 KV. Con este valor de voltaje se asegura que el circuito de pre-excitación está desactivado y que la



Eprom Code: M18EP0600		PARAMETERS List: DAULE3-1.TXT		27/11/02	
Cal_gen	[ 2 ]				
bst_slp/s	= [REDACTED]	str_slp/s	= 3.00	man_slp/s	= 3.6
aut_slp/s	= 1.00	q_slp /s	= 1.00	cos_slp/s	= 0.050
c_man	= 220.0	c_flash	= 20.0	bst_min	= [REDACTED]
Q_Reg1	[ 3 ]				
q_kp	= 0.300	q_ki	= 0.20		
Vm_Reg1	[ 4 ]				
vm_kd	= 30.00	vm_ks	= 1000	vm_kt s	= 60.00
Converter	[ 5 ]				
e_kp	= 0.10	e_ki o/s	= 30.0	a_offs ms	= 0.000
Comp&Pss	[ 6 ]				
comp_k	= 0.0	comp_t s	= 0.02	pss_kp	= 1000
pss_kf	= 300	pss_t s	= 1.00		
Rot_lim	[ 7 ]				
rl_ki	= 0.300	rl_lirr s	= 350.0	r_area s	= 35.0
kimax	= 1.00	ilim1	= 180.3	ilim2	= 180.3
ilim3	= 180.3	ilim4	= 180.3		
Q_lim	[ 8 ]				
ql_ki	= 0.200	cos_nom	= 0.900		
Stat_lim	[ 9 ]				
sl_oki	= 0.100	sl_uki	= 0.100	slir Sx10	= 360
s_area s	= 37	kimax	= 1.00	imlim1	= 110.00
imlim2	= 110.00	imlim3	= 110.00	imlim4	= 110.00
Q_Capab	[10]				
Q_p0h	= 105.00	Q_p00	= 100.00	Q_p01	= 95.00
Q_1p05	= 96.00	Q_1p10	= 43.60	Q_2p05	= 96.00
Q_2p10	= 43.60	Q_3p05	= 96.00	Q_3p10	= 43.60
Q_4p05	= 96.00	Q_4p10	= 43.60	Q_1pos	= 43.60
Q_2pos	= 43.60	Q_3pos	= 43.60	Q_4pos	= 43.60
rot_val	[11]				
ve_scl	= 1935	ie_scl	= 494	t_scl	= 250
ic_scl	= 243	e_offs	= 0	ic_offs	= 515
stat_val	[12]				
vm_scl	= 5000	im_scl	= 8000	pn_scl	= 2600
qm_scl	= 2600	vl_scl	= 1890	c_scl	= 1000
PK_read	[13]				
pk_offs ms	= 1.666				
Preset	[14]				
vm_max	= 110.00	vm_min	= 85.00	ratedf HZ	= 60
ve_cp	= 432.0	ve_cn	= 345.6	ie_min	= 20.0
rtmax oC	= 120.0	cosprs	= 0.900	vm_thr	= 1.00
q_thr	= 1.00	p_min	= 20.00	conf_i h	= 145
conf_o h	= 123				
Diag_gen	[15]				
dg_Ref	= 0	dg_Amp	= 0	dg_Per s	= 10.00
dg_Slp	= 5000				

Tabla 2.3.1. Parámetros de la Excitación de la Unidad 3

magnitud de la corriente de inrush es manejable para el generador. Una vez energizado el transformador, se procedía a subir el voltaje al 100% sin que ocasionara problemas.

## **2.4 REGULADOR ELECTRONICO DE VELOCIDAD**

### **2.4.1 ANTECEDENTES**

El control de velocidad de la turbina es realizado por el regulador electrónico de velocidad VGC 211, que comanda la apertura o cierre de los alabes de la turbina dependiendo de los parámetros ingresados al sistema de control.

El regulador puede ser operado manual o remotamente. Para la operación manual dispone de un panel de control con botoneras ubicado en sitio mientras que el DCS controla el mando remoto. El sistema permite tres estados de control: consigna de velocidad, consigna de apertura y consigna de potencia.

La regulación de velocidad en condiciones normales de operación o en red interconectada, se realiza de la siguiente manera:

- 1) El regulador de velocidad recibe la consigna u orden de apertura del DCS o de la operación manual.
- 2) La electroválvula S65 controla el seguro o bloqueo mecánico de los servomotores del distribuidor. Esta válvula es energizada desde el DCS para remover el bloqueo (ver figura 2.4.1).
- 3) El regulador de velocidad envía una señal de 4-20 mA a la válvula SVE-P3 la cual funciona como piloto de la válvula de distribución DT. La SVE-P3 deja pasar un flujo de aceite con presión modulada hacia la válvula DT con lo que controla su apertura. La válvula DT proporciona retroalimentación de su posición al regulador de velocidad mediante una señal de 4-20 mA.
- 4) La válvula DT alimenta con un flujo de aceite a presión variable a los servomotores del distribuidor, los cuales

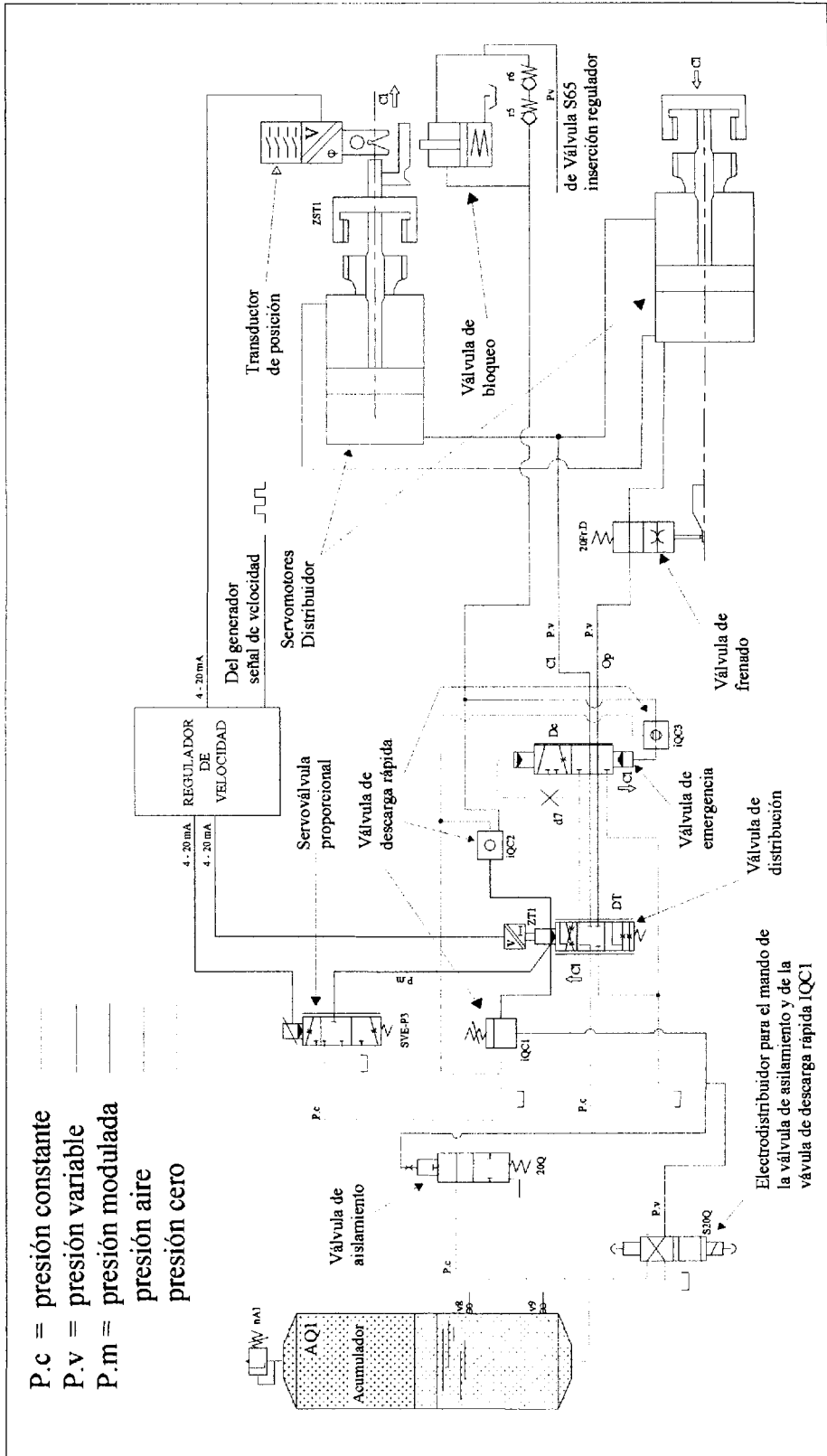


Fig. 2.4.1 Control del Anillo de Regulación de la Turbina

realizan la apertura de los alabes del anillo de regulación y permiten el paso del agua hacia el rodete de la turbina. Los servomotores cuentan con un posicionador de levas, los mismos que activan unos microswitches que permiten enviar una señal de 4-20 mA al regulador de velocidad para indicar el porcentaje de apertura de los alabes.

- 5) En condiciones de arranque en la unidad, se activa la consigna de apertura del regulador y los álabes se abren aproximadamente hasta el 13% de su apertura, en éste valor se alcanza la velocidad nominal sin carga. En este paso, la unidad se puede quedar en estado de rotación.
- 6) Si la unidad pasa a estado de generación, el regulador entra en la consigna de velocidad por 150 segundos, tiempo en el cual la unidad llega al límite técnico de 30 MW.
- 7) Una vez que la unidad llega al límite técnico, el regulador puede ser cambiado a consigna de potencia para aumentar o disminuir la misma a valores deseados. El



regulador mantiene la velocidad nominal al valor de potencia que se especifique.

En caso de parada normal, el regulador entra en consigna de velocidad por 60 segundos, bajando la potencia generada a 0 MW.

#### **2.4.2 AJUSTES PARA OPERACION EN RED AISLADA**

Cabe resaltar que el regulador de velocidad estaba diseñado para trabajar en modo de Red Aislada por lo que solo fue necesario habilitar los canales de control y realizar los ajustes que se detallan a continuación:

- El estatismo permanente para generación aislada fue ajustado al 1%. Este parámetro es un indicador del grado de participación del regulador de velocidad con la red a la que está conectado.

Hablando teóricamente, en un sistema de anillo abierto, el inverso del estatismo permanente multiplicado por la variación de velocidad en la entrada del PID del regulador

es el valor final alcanzado a la salida. Podemos ver la figura 2.4.2,

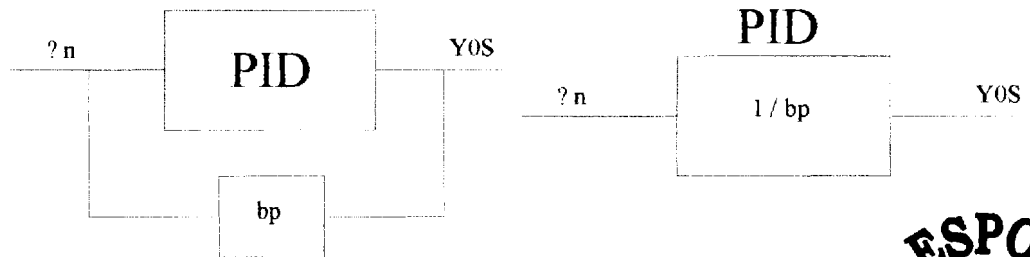


Fig. 2.4.2 Esquema del estatismo

donde:

$bp$  = Estatismo permanente

$\Delta n$  = Variación de velocidad

$1 / bp$  =  $1 /$  estatismo permanente

$Y_{0S}$  = Pedido de apertura servomotor distribuidor



Considerando el esquema de la figura 2.4.2, estando el valor del estatismo en el denominador, si el valor del mismo es bajo (ej. 1%) la variación de velocidad se transforma en una variación de apertura del servomotor grande (regulador más sensible), si el valor de estatismo es alto (ej. 20%) la variación de velocidad se transforma

en una variación de apertura del servomotor pequeña (regulador menos sensible).

Como se puede observar, se ha hecho un ajuste sensible del parámetro de estatismo permanente para generación en red aislada, esto se debe a que en éste estado la central comanda la frecuencia, es decir, es responsable de la frecuencia para la red local que está sirviendo por lo que debe responder rápidamente ante las variaciones del sistema.

- Se ajustó la banda de velocidad para red aislada entre el 99% y el 101% de la velocidad nominal, con lo que la velocidad de la turbina queda restringida y forma parte del control de frecuencia para la red local.
- Se conectaron los mandos remotos de aumentar y disminuir la referencia de frecuencia, con lo que queda habilitado el control desde las pantallas del DCS. A su vez, fueron conectados los mandos manuales y remotos para el cambio de red aislada a red interconectada y viceversa.



Los ajustes al Regulador de Velocidad se realizaron en el mismo armario que contiene las tarjetas y controles del regulador. Este armario posee una interacción con el operador a través de varios displays y botoneras que permiten cambiar los parámetros.

## **2.5 SISTEMA DE PROTECCION Y SINCRONIZACION**

### **2.5.1 ANTECEDENTES**

La Central Daule Peripa sigue un esquema clásico de protección, en la cual se pueden distinguir la protección contra sobrecorriente y diferencial, entre otras; sin embargo todo diseño de protecciones es diferente debido en gran parte a que los requerimientos de cada central son distintos.

En la figura 2.5.1 se puede observar un esquema simplificado de la protección del grupo generador-transformador de la Central.



Con los avances de la tecnología en lo que respecta a las protecciones eléctricas, la Central cuenta con unidades de protección digitales que agrupan las funciones de varios relés clásicos en un solo dispositivo.



Estos dispositivos reciben las señales provenientes de los equipos de medición, procesan la información mediante microprocesadores y pueden realizar varias funciones de protección, por ejemplo, uno solo de estos dispositivos puede efectuar al mismo tiempo la protección diferencial, la de potencia inversa, la de baja y alta frecuencia, la protección contra sobrecorriente, entre otras; reemplazando a un sin número de relés que hacían estas funciones individualmente.

Además de la ventaja mencionada anteriormente, estos dispositivos presentan mejores características de precisión, sensibilidad y confiabilidad, así como simplicidad en su operación y la facilidad para su cableado e instalación puesto que ocupan poco espacio.

Entre los dispositivos de este tipo que se utilizan en la Central se encuentra el REG-316, el cual es el encargado de la

protección del generador. Cada generador dispone de dos dispositivos REG-316. El primero, denominado V.2, contiene las siguientes funciones programadas:

- 87G Protección diferencial del generador
- 32 Protección contra potencia inversa
- 81> Protección contra sobre frecuencia
- 81< Protección contra baja frecuencia
- 59I-T Protección contra sobretensión del generador
- 40 Protección contra pérdida de excitación del generador
- 21G Protección de respaldo contra fallas internas y externas

El segundo, denominado REG-316 - V.7, está programado con las siguientes funciones:

- 59/81 Protección contra sobreexcitación del transformador
- 64B Protección contra fallas a tierra en la barra ómnibus aislada

- 64E Protección contra fallas a tierra del estator 95% y 100%
- 64R Protección contra fallas a tierra del rotor
- 46 Protección contra carga desequilibrada del generador
- 49 Protección contra sobrecarga del generador

Además del REG-316, la Central posee otros dispositivos y relés de protección los cuales se detallan a continuación:

<b>Dispositivo o Relé de Protección</b>	<b>Tipo de Protección</b>	<b>Descripción</b>
RXBA4	60R	Protección de equilibrio de la tensión (lado red)
SPAJ-140C	50/51TX-I	Protección del transformador de excitación
	50/51TX-T	Protección del transformador de excitación
RXBA4	60G	Protección de equilibrio de la tensión (lado generador)
SPAJ-140C	50/51TS-I	Protección del transformador de servicios auxiliares
	50/51TS-T	Protección del transformador de servicios auxiliares
RARIC	64C	Protección contra la corriente en los cojinetes
RXSF1	80	Protección de mínima tensión de alimentación de 125 Vcc
SPAJ-115C	87TN	Protección contra fallas a tierra del transformador elevador
RET-316	87TG	Protección diferencial total

Tabla 2.5.1. Detalle de Dispositivos de Protección.

En las figuras 2.5.2 y 2.5.3 se pueden observar esquemas de las diferentes protecciones mencionadas, con los efectos que producen al ser activadas y con los dispositivos de medición de los cuales reciben las señales.

B6C FALLA  
 CONMUTACION PWC  
 B8PP FALLA EXTERNA  
 EN LA RED  
 B8M FALLA MECANICA  
 EN LA UNIDAD  
 B8TG FALLA ELECTRICA  
 EN EL GENERAD./TRANSF.  
 B8E FALLA ELECTRICA  
 EN EL GENERADOR  
 TRANSFERENCIA AUTOM.  
 ALIMENTACION SERV. AUX.  
 CONDICION DE ARRANQUE  
 BLOQUEADA POR EL DCS  
 DISPARO SOLENOIDE  
 PARADA B55  
 DISPARO DEL DISYUNTOR  
 MT DE LA UNIDAD  
 DISPARO DEL DISYUNTOR  
 AT DE LA UNIDAD  
 COMANDO  
 DISEXCITACION  
 ACCIONAMIENTO  
 BOMBA DE INYECCION  
 PARADA REGULADOR  
 DE LA TURBINA  
 CIERRE DE LA  
 VALVULA MARIPOSA  
 SENALIZATION  
 LOCAL  
 ALARMA  
 CENTRALIZADA (DCS)  
 REGISTRADOR  
 CROM. DE EVENTOS  
 ARRANQUE 150BF

LEGENDA	HUACA	POSICION	TIPO	AL.
60R V#	37	P05 D21.131	RXB44	EL
50/51TS	34	P05 D13.101	SPAUI40C	EL
60G V#	36	P05 D21.101	RXB44	EL
50/51TX	35	P05 D13.131	SPAUI40C	EL
32				
BF 52G				
81 <				
81 >				
87 G				
01 RL 02	04 / 05	P04 D09.101	REG 316 V. 2	EL
40 ∅ <				
59				
1				
2	59/81			
64B				
64E 95%	01 / 03	P04 D01.101	REG 316 V. 7	EL
64F 95-100%				
1	64R			
2				
1	46			
2				
61	49			
62	64C	P04 D17.101	RARIC	EL

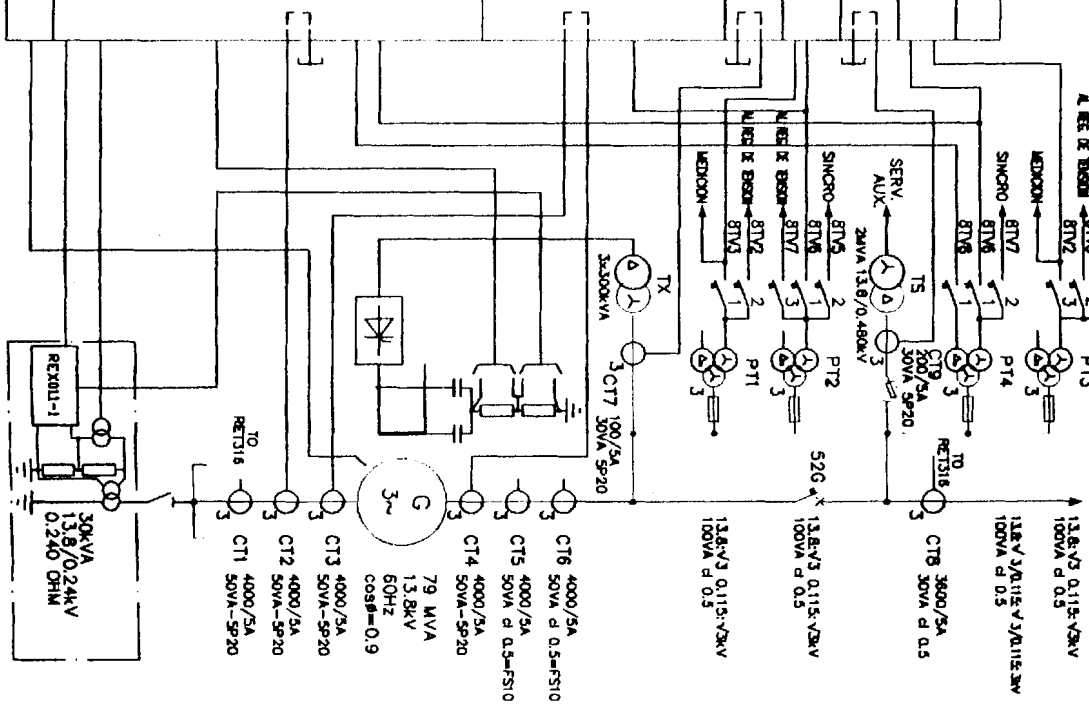


Fig. 2.5.2 Relés de Protección y sus señales de salida (1)





Las protecciones envían señales de alarma o bloqueo (disparo) dependiendo de las condiciones que se presenten. Estas señales llegan al DCS, a la cadena de bloqueos eléctricos y al RCE.

La cadena de bloqueos eléctricos se muestra a continuación en la figura 2.5.4.

## **2.5.2 AJUSTES DEL SISTEMA DE PROTECCION**

Cuando se opera interconectadamente, las variaciones de frecuencia que se producen ya sea por el disparo de centrales de generación, por el disparo de líneas de transmisión o por el ingreso de grandes cargas, son asimiladas por el sistema mediante la regulación primaria y secundaria de frecuencia de los generadores y por el esquema de alivio de carga.

En un Sistema Eléctrico confiable y de calidad, la máxima variación de frecuencia oscila entre 59.5 y 60.5 Hz, razón por la cual, la protección contra variaciones de frecuencia de la Central estaba fijada a 59 Hz para baja frecuencia y 61 Hz para alta frecuencia.

Las protecciones envían señales de alarma o bloqueo (disparo) dependiendo de las condiciones que se presenten. Estas señales llegan al DCS, a la cadena de bloqueos eléctricos y al RCE.

La cadena de bloqueos eléctricos se muestra a continuación en la figura 2.5.4.

## **2.5.2 AJUSTES DEL SISTEMA DE PROTECCION**

Cuando se opera interconectadamente, las variaciones de frecuencia que se producen ya sea por el disparo de centrales de generación, por el disparo de líneas de transmisión o por el ingreso de grandes cargas, son asimiladas por el sistema mediante la regulación primaria y secundaria de frecuencia de los generadores y por el esquema de alivio de carga.

En un Sistema Eléctrico confiable y de calidad, la máxima variación de frecuencia oscila entre 59.5 y 60.5 Hz, razón por la cual, la protección contra variaciones de frecuencia de la Central estaba fijada a 59 Hz para baja frecuencia y 61 Hz para alta frecuencia.

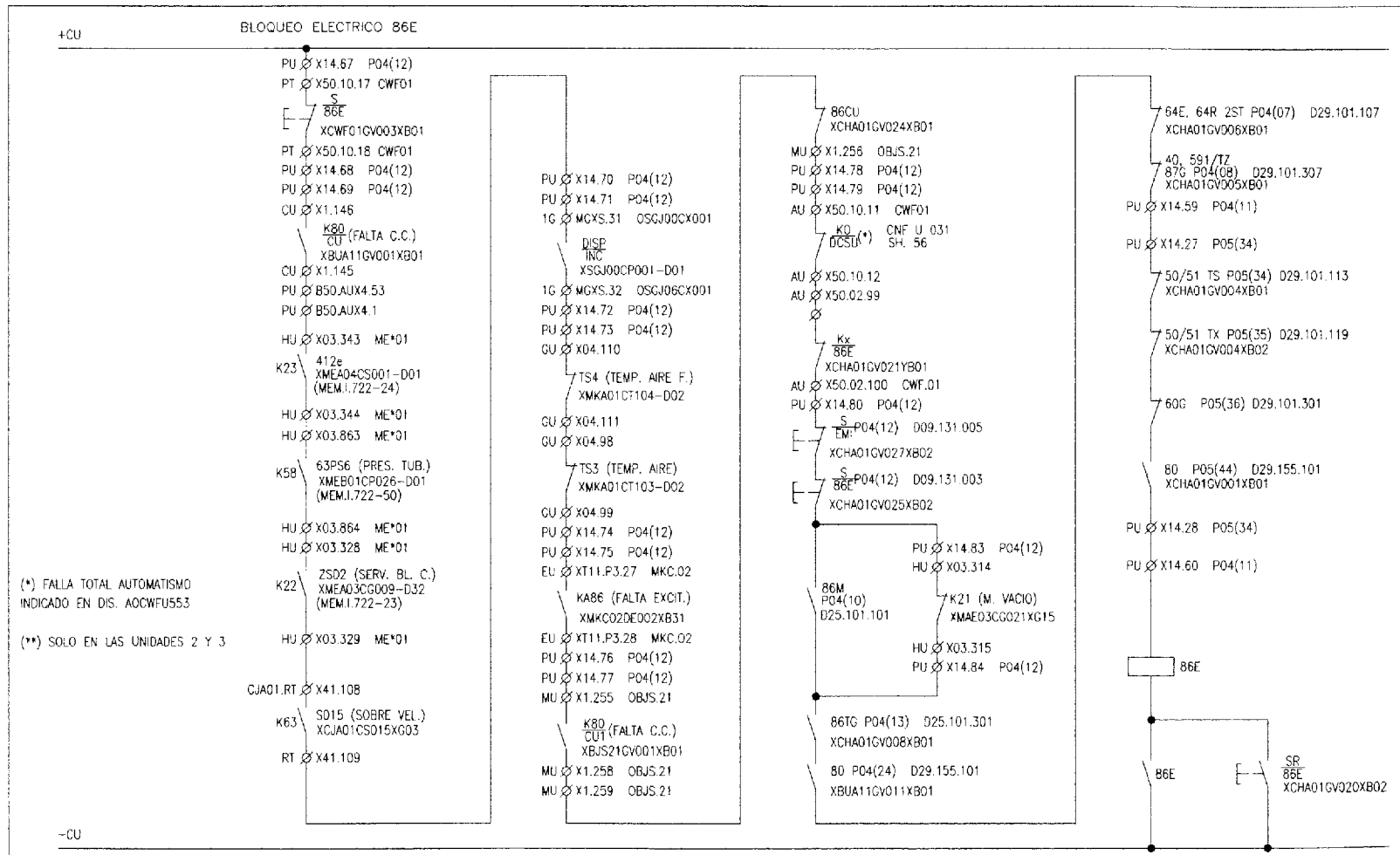


Fig. 2.5.4 Cadena de Protecciones de Bloqueos Eléctricos

Sin embargo, al operar aisladamente, la Central absorbe directamente las variaciones de frecuencia producidas en la red local a la cual sirve. Si estas variaciones son muy grandes se puede producir el disparo de los generadores.

Para evitar un posible disparo de los generadores, se configuraron dos funciones adicionales en la unidad REG-316 - V.2, las protecciones contra baja y alta frecuencia cuando se actúa de manera aislada.

Mediante el uso de una computadora y del software MMI (Man Machine Interface) se accesa a la unidad REG-316 para configurarla. Se escoge ingresar la función de protección contra baja frecuencia de la librería de funciones y se procede a insertar los parámetros o los ajustes, en este caso, se seleccionó 58 Hz como límite inferior de frecuencia con un tiempo de espera de 5 segundos, es decir, si la frecuencia baja a menos de 58 Hz por 5 segundos, la unidad en generación se dispara. En el Apéndice B se muestra una breve introducción al software de calibración.

Para la calibración de la protección contra alta frecuencia se realiza un procedimiento similar al anterior, en este caso se ajustó a 62 Hz con un tiempo de espera de 60 segundos. La calibración de alta y baja frecuencia se realizó en las tres unidades.

Cabe resaltar que estas nuevas funciones de protección contra variaciones de frecuencia no trabajan en operación normal por lo que se bloquearon para este estado, a su vez, las de operación normal fueron bloqueadas para el estado de operación aislada.

Como se puede observar, el rango de variación de la frecuencia es más amplio cuando se opera aisladamente que cuando se opera interconectado. Esta modificación, junto con la del estatismo (mencionada anteriormente) proporcionan a la Central un campo de acción adecuado para responder apropiadamente ante las variaciones de carga.

### 2.5.3 AJUSTES DEL SISTEMA DE SINCRONIZACION

La sincronización se realiza una vez que el generador está en rotación, es decir, con el voltaje y frecuencia nominales. El Syncrocheck (equipo que controla la sincronización) detecta que los voltajes entre generador y transformador son iguales en valor y fase, ordena el cierre del disyuntor de máquina 52G.

Una de las condiciones fundamentales para que el Syncrocheck ordene cerrar el disyuntor es que exista voltaje en la barra o en otras palabras que el transformador esté energizado.

Sin embargo, en un colapso del sistema interconectado no se tiene voltaje en la barra y los transformadores se encuentran desenergizados, por lo que el Syncrocheck no permitiría cerrar el disyuntor de máquina, razón por la cual se lo modificó.

Aunque el cierre del disyuntor se lo hace con un voltaje de máquina al 30% del voltaje nominal (como se vio en el



### 2.5.3 AJUSTES DEL SISTEMA DE SINCRONIZACION

La sincronización se realiza una vez que el generador está en rotación, es decir, con el voltaje y frecuencia nominales. El Syncrocheck (equipo que controla la sincronización) detecta que los voltajes entre generador y transformador son iguales en valor y fase, ordena el cierre del disyuntor de máquina 52G.

Una de las condiciones fundamentales para que el Syncrocheck ordene cerrar el disyuntor es que exista voltaje en la barra o en otras palabras que el transformador esté energizado.

Sin embargo, en un colapso del sistema interconectado no se tiene voltaje en la barra y los transformadores se encuentran desenergizados, por lo que el Syncrocheck no permitiría cerrar el disyuntor de máquina, razón por la cual se lo modificó.

Aunque el cierre del disyuntor se lo hace con un voltaje de máquina al 30% del voltaje nominal (como se vio en el



sistema de excitación), se debe asegurar de que no exista voltaje en la barra o en el transformador por lo que se configura una función más en el REG-316 - V.7, la del relé 27 de bajo voltaje.

El relé 27 funcionará como un permisivo, es decir que, si no está activado, no permitirá que se produzca el cierre del disyuntor de máquina. Esta medida es necesaria puesto que de existir voltaje en lado del transformador, podría ocurrir un serio desbalance de voltaje al momento del cierre.

Mediante el uso de una computadora, se accesa a la unidad REG-316 para configurarla de la misma forma indicada anteriormente. Se escoge ingresar la función de protección contra bajo voltaje de la librería de funciones y se procede a insertar los parámetros o los ajustes, en este caso se seleccionó 0.1 del voltaje nominal con un retardo de 2 segundos, es decir que mientras el voltaje sea menor a 1380 V el relé permanecerá cerrado y su tiempo de cambio de estado es después de 2 segundos.



En la figura 2.5.5 se puede ver el esquema de protecciones con las modificaciones del relé de protección contra variaciones de frecuencia y del relé de protección contra bajo voltaje.

## **2.6 SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO (DCS)**

### **2.6.1 ANTECEDENTES**

El Sistema de Control Distribuido o DCS se encarga de la automatización de la Central, concentrándose en dos niveles:

- Control de Proceso
- Supervisión del Proceso

El primer nivel de automatización se lo efectúa a través del Controlador Programable Funcional (PMC) que utiliza un microprocesador INTEL.

El PMC permite: el control y regulación de la planta; la adquisición de señales I/O (input/output) tanto digitales como

88C FALLA CONMUTACION PWC  
 88PP FALLA EXTERNA EN LA RED  
 88M FALLA MECANICA EN LA UNIDAD  
 88TG FALLA ELECTRICA EN EL GENERAD./TRANSF.  
 88E FALLA ELECTRICA EN EL GENERADOR  
 TRANSFERENCIA AUTOM.  
 ALIMENTACION SERV. AUX.  
 CONDICION DE ARRANQUE BLOQUEADA POR EL DCS  
 DISPARO SOLENOIDE PARADA 655  
 DISPARO DEL DISYUNTOR MT DE LA UNIDAD  
 DISPARO DEL DISYUNTOR AT DE LA UNIDAD  
 COMANDO DISEXCITACION  
 ACCIONAMIENTO BOMBA DE INYECCION  
 PARADA REGULADOR DE LA TURBINA  
 CIERRE DE LA VALVULA MARIPOSA  
 SENALIZATION LOCAL  
 ALARMA CENTRALIZADA (DCS)  
 REGISTRADOR CRON. DE EVENTOS  
 ARRANQUE 1508F

NOTA: 27BS ABULTA UNICAMENTE EL COMANDO MANDO CIERRE BOBINA DESDE EL DCS

LEGENDA	HOJA	POSICION	TIPO	AL.
60R	37	P05	RXB44	EL
V#	37	D21.131	RXB44	EL
50/51TS	34	P05	SPAJI40C	EL
60G	36	D21.101	RXB44	EL
V#	36	D21.101	RXB44	EL
50/51TX	35	P05	SPAJI40C	EL
32		D13.131	SPAJI40C	EL
BF 52G				
81<N/BS				
81>V/BS				
87 G				
21	04/05	P04	REG 316	EL
Z <		D09.101	V. 2	
40 Ø <				
59				
27BS				
59/81				
64B				
64E	01/03	P04	REG 316	EL
95-100%		D01.101	V. 7	
64E				
64R				
46				
49				
64C	06	P04	RARIC	EL
		D17.101		

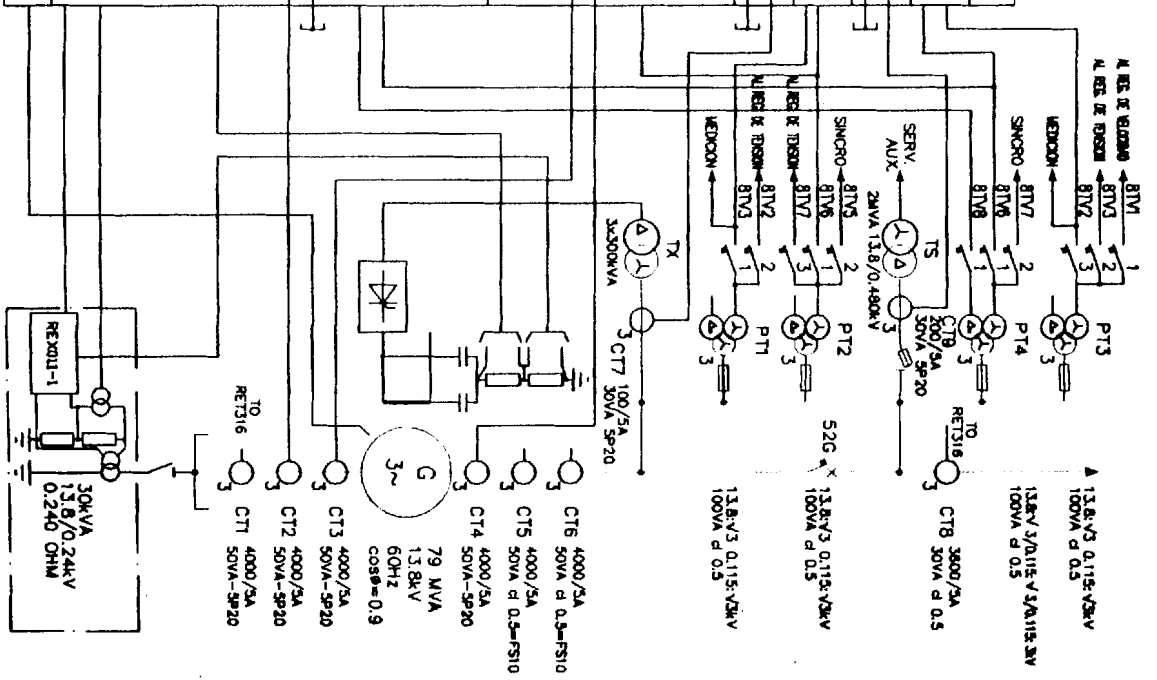


Fig. 2.5.5 Diagrama modificado de los Relés de Protección

analógicas; cálculos matemáticos, solucionador de problemas, entre otras cosas.

El segundo nivel Estación de Supervisión y Programación está diseñado para cubrir de manera completa y eficaz las necesidades de los operadores y supervisores de planta.

El DCS consta de los siguientes elementos principales (ver figura 2.6.1):

- 4 PMC Serie 15 redundantes
- 6 estaciones operadores para control y supervisión
- 2 impresoras (una para impresión en negro y la otra en color)
- Red de Comunicación ARCNET redundante de 2.5 MBauds
- Sistema de entradas y almacenamiento para el Registro Cronológico de Eventos (RCE)

El control de proceso efectuado por los PMC está diseñado en completa redundancia, es decir, cada PMC tiene el doble de los elementos que lo compone, los cuales son: un CPU, la



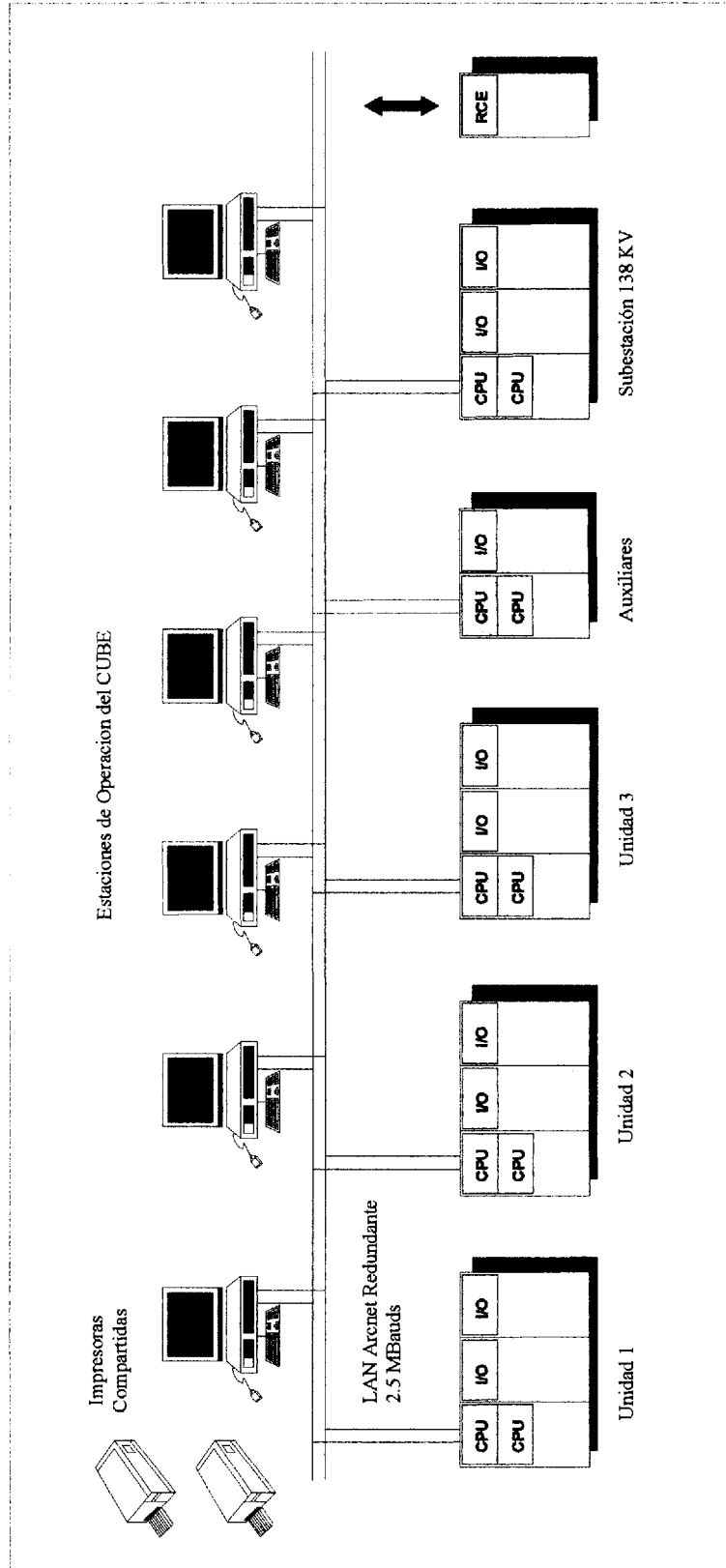


Fig. 2.6.1 Elementos que conforman el DCS



alimentación o fuente de energía de los CPU, módulo de diagnóstico, bus de la CPU y un módulo de interfase con la red redundante.

Durante la operación uno de los CPU realiza el trabajo de control sin embargo el que permanece en stand-by ejecuta el mismo programa en perfecto sincronismo para garantizar que en caso de falla se realice una conmutación que no paralice las operaciones de la unidad de mando y control.

La Supervisión y Programación del proceso se lo realiza mediante el uso de las 6 estaciones operadoras (computadoras personales), las cuales tienen cargado un software basado en la tecnología multiwindows que permite utilizar una misma estación para visualizar: valores de estado de los equipos en tiempo real, alarmas, operar los equipos del proceso, controlar los puntos de consigna ya sea de potencia, velocidad o apertura, entre otras funciones, simplemente cambiando de pantallas.

Una de las 6 estaciones está dedicada a efectuar funciones de ingeniería o desarrollo, es decir, que desde esta estación

se puede configurar o modificar el software de control para que se ajuste a las necesidades actuales de la Central.

La Red de Comunicación ARCNET es una red de alta velocidad (2.5 MBauds) configurada en redundancia en caso de fallas. Esta red enlaza los PMC con las Estaciones Operadoras y demás Gateways en el sistema.

El Registro Cronológico de Eventos o RCE está compuesto por un PLC que se encarga de registrar la activación y el reconocimiento del operador de las alarmas más importantes del sistema con la precisión de un milisegundo. Una de las estaciones operadoras está configurada para acceder al RCE y mediante la cual se puede leer los registros y realizar una impresión de los mismos.

### 2.6.2 AJUSTES AL DCS



La modificación realizada al DCS agrupa los cambios hechos en los sistemas antes descritos, puesto que todo el proceso de generación es controlado y supervisado por este sistema.

La modificación se llevó a cabo de forma idéntica para las tres unidades. En cada paso de la secuencia de arranque en modo Black Start como en la lógica original de arranque en modo Normal, los interlocks están equipados para prevenir un mal funcionamiento. Adicionalmente, existen indicaciones que proporcionan ayuda al operador en cada paso (ver figura 2.6.2).

En la ventana de “MANDOS”, se proporcionaron 5 pulsadores adicionales. Tres de los pulsadores son para arrancar la Unidad en el modo Black Start:

- Black Start
- Cerrar 52G
- Volt 100%

y los restantes dos pulsadores son para la operación en Red Aislada (ver figura 2.6.3):

- Reset Gener Aislada
- Gen Aislado





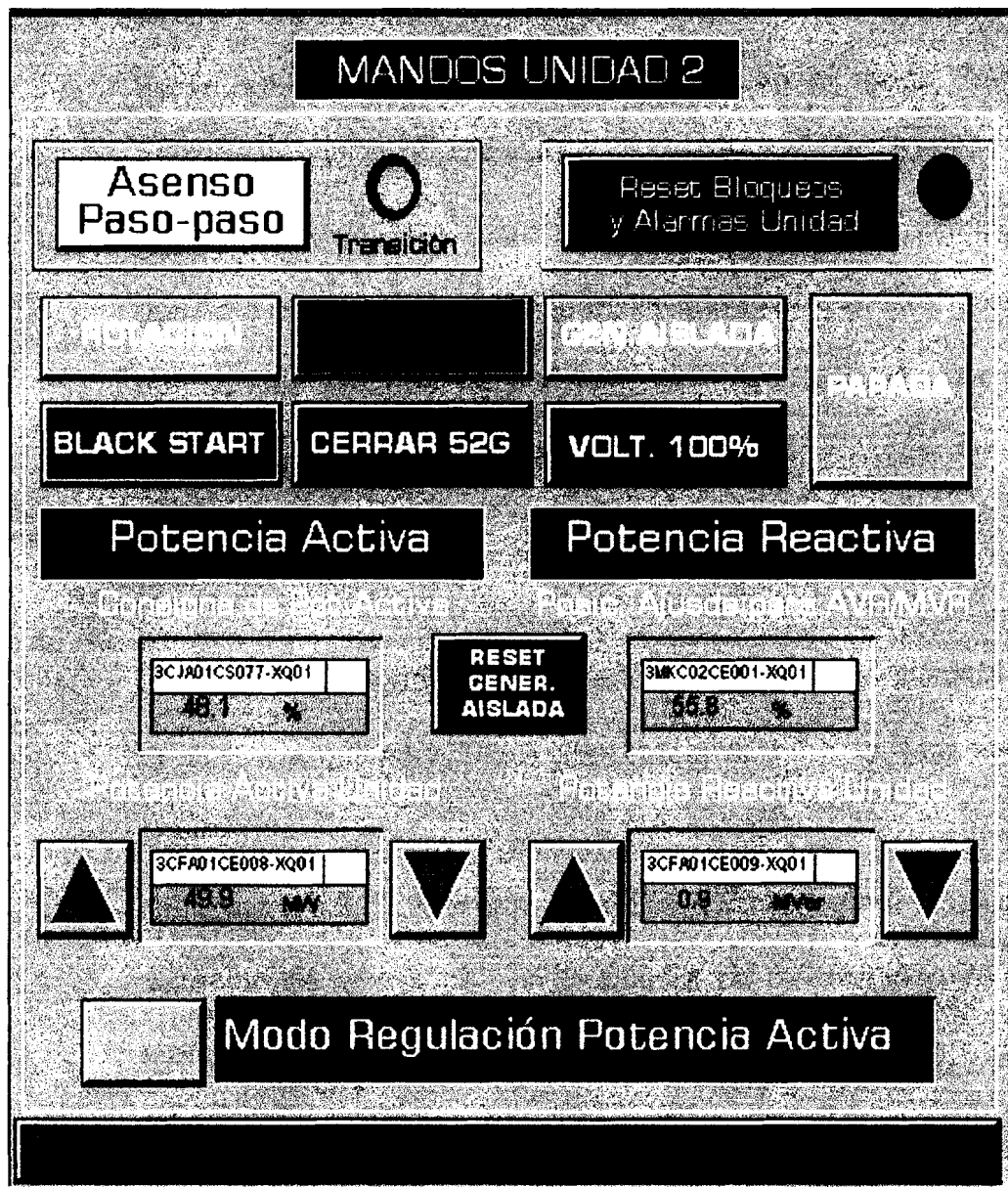


Fig. 2.6.3 Ventana de Mandos en el DCS

En la ventana del control del regulador de velocidad de la Turbina se adicionaron dos pulsadores, uno para aumentar y el otro para disminuir la velocidad de la turbina (frecuencia). Estos pulsadores pueden ser utilizados en el modo Black Start, y en los modos Aislado y Generación solo cuando la Unidad pasa automáticamente a Regulación de Velocidad debido a una variación grande de frecuencia en el SNI. Como una ventaja adicional para el operador, se añadió el valor de 'la frecuencia del generador' en la misma página (ver figura 2.6.4).

La secuencia de arranque en modo Black Start es iniciada al presionar el pulsador 'Black Start' en la ventana de "Mandos".

Del paso 2 a 9, el arranque en el Black Start seguirá la misma sucesión de pasos que en la puesta en marcha normal en modo de Generación.

Al llegar al paso 9, la excitación es encendida, sin embargo, en el modo Black Start la excitación eleva el voltaje del generador solo hasta el 30% del voltaje nominal.

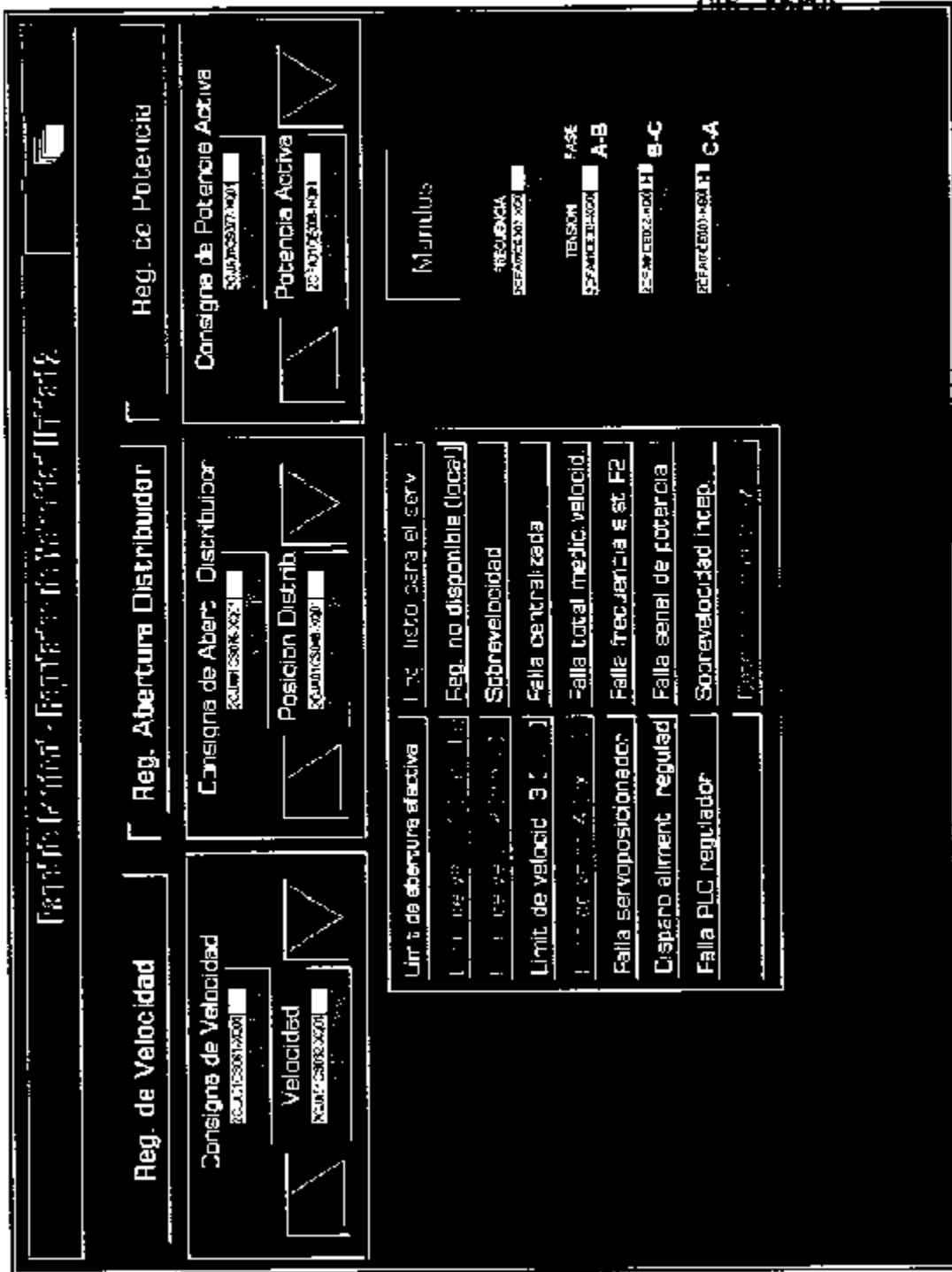


Fig. 2.6 - Versión del Regulador de Velocidad en el PLC

Cuando alcanza aproximadamente 4.1 KV en los terminales del generador (30% del valor nominal), la secuencia de arranque pasa automáticamente a el paso 30, "Rotación en Tensión 30%".

El operador puede detenerse en el paso 30 para verificar las condiciones de la barra de la subestación. Normalmente, sólo el transformador principal de la Unidad que es encendida sería conectado para energizar las barras.

En el paso 30, el operador puede apretar manualmente en la ventana de "Mandos" el pulsador "CERRAR 52 G" para iniciar el cierre del disyuntor del Generador. Presionado "CERRAR 52G", la secuencia de arranque pasa automáticamente al paso 31.

Una vez que el disyuntor del generador está cerrado, la secuencia automática avanza al paso 32. En este paso, tanto el transformador principal de la Unidad arrancada como la barra de la Subestación a la cual está conectado el transformador son energizados a 4.1 KV. Si lo requiere, el

operador puede energizar una línea o transformador conectándolos a la barra.

Después de una pausa, el operador presiona el tercer pulsador "VOLT - 100%", avanzando al paso 33. La excitación aumenta lentamente el voltaje del generador al 95% de 13.8 kV.

Cuando el voltaje alcanza el 95% de su valor nominal, la secuencia sigue automáticamente al paso final 34. En este paso final, el operador puede aumentar o puede disminuir el voltaje y ajustar la frecuencia manualmente al nivel deseado. Ahora la Unidad puede tomar carga.

El arranque de la secuencia en operación en Red Aislada es exactamente igual a la secuencia de arranque normal, con excepción de dos detalles.

Tan pronto como el pulsador "Gen Aislada" es presionado, el DCS manda una señal memorizada al sistema de protecciones del Generador para ensanchar los rangos del

relé de frecuencia, con lo que se amplía la banda de operación.

Luego que el arranque en modo de operación en Red Aislada se completa y la secuencia alcanza el paso 13, "Unidad en Generación", el DCS manda un pulso al "Regulador de Velocidad" para cambiar a modo de operación en Red Aislada, lo que cambia el parámetro del estatismo de la turbina.

Sin embargo, las unidades pueden cambiar de operación en Red Aislada a operación Normal (interconectada) y viceversa, ejecutando lo siguiente en la ventana de "Mandos":

- Cuando la Unidad está en el modo aislado, presionando el pulsador "RESET GENER AISLADA", la Unidad cambia al modo normal de "Generación".
- Cuando la Unidad está en modo normal de Generación, apretando el pulsador "GEN AISLADA", el sistema pasa al modo de operación en Red Aislada.

Adicionalmente, para cada unidad se pasaron dos cables adicionales de control (cada uno tiene cuatro conductores), colocados entre el panel del DCS y los paneles de Protección de las unidades. Uno de estos cables está conectado al panel PO4 y el otro al panel PO5. Estos proporcionan las órdenes siguientes desde el DCS a las protecciones:

- La señal BS\_PRO para informar al relé de sincronización y a los relés protección que la unidad está en modo Black Start. (Panel PO4).
- La señal BS\_CD da la orden para cerrar el disyuntor del generador a través del relé de sincronización (Panel PO4).
- La señal BS\_ISO ordena al relé de protección de Frecuencia para ensanchar los rangos de frecuencia durante el modo de operación en Red Aislada.

En cada unidad un cable de control (de cuatro conductores) es colocado entre el panel del DCS y el panel de Excitación. Estos proporcionan las señales o las órdenes siguientes desde el DCS al sistema de excitación.

- La señal BS\_EX informa a la Excitación el arranque de la unidad en el modo Black Start. Esta señal desaparece 5 segundos después que la unidad alcanza el paso 34.
- La señal BS\_V100 da la orden a la Excitación para elevar el voltaje del generador desde el 30% al 100% de su valor nominal.



En cada unidad dos cables más (de cuatro conductores) fueron colocados entre el DCS y el panel de Regulador de Turbina para proporcionar las órdenes siguientes:

- La señal AUM\_FREQ para aumentar la frecuencia del generador.
- La señal DISM\_FREQ para disminuir la frecuencia del generador.
- La señal ISO\_GEN para cambiar el Regulador de Velocidad de operación en Red Aislada al modo de generación Normal.



- La señal GEN ISO para cambiar el Regulador de Velocidad del modo de generación Normal al de operación en Red Aislada.

Finalmente, para el arranque en modo Black Start se utilizaron los sensores del voltaje del generador para informar al DCS que el voltaje está entre el 25% a 35% del valor nominal. Cuando dos de las tres señales existentes de voltaje del generador satisfacen estos límites, el DCS emite una señal digital que posibilita ir al siguiente paso en la secuencia de arranque.

Similaramente, el DCS utiliza las mismas señales analógicas de voltaje para ordenar a la Excitación que detenga el incremento del voltaje del generador, cuando este alcanza el 95% de su valor nominal. Aquí también basta con tener dos de las tres señales dentro de los rangos.

Es importante tener en condiciones operativas a los transductores de voltaje del generador, puesto que, si dos de estos transductores se dañan, bloquean la secuencia de arranque en modo Black Start.

En el Apéndice C se muestra la lógica utilizada para modificar el DCS.



## CAPÍTULO 3

### 3. PRUEBAS REALIZADAS

#### 3.1. DESCRIPCION GENERAL

Con el objetivo de verificar la funcionalidad del arranque en modo Black Start y comprobar que los ajustes realizados a los diferentes sistemas sean correctos, se han realizado cuatro pruebas.

Las pruebas fueron realizadas en distintas fechas ya que dependían de la disponibilidad operativa de la Central y de una coordinación previa con el CENACE. Cabe resaltar que la Subestación Eléctrica de la Central es de paso, por lo que, independientemente de que la

Central esté generando, siempre habrá un flujo de potencia pasando por la subestación.

## **3.2. PRIMERA PRUEBA**



### **3.2.1. OBJETIVO**

El objetivo de esta prueba es comprobar el funcionamiento del arranque de las unidades en el modo Black Start, verificar que los ajustes realizados en diferentes sistemas sean los correctos y definir el procedimiento de arranque en modo Black Start.

Puesto que los cambios realizados son los mismos para las 3 unidades, la prueba será realizada solo con la Unidad 3.

### **3.2.2. CONDICIONES ANTES DE LA PRUEBA**

En la Subestación, la Barra 2 se encuentra desenergizada y aislada completamente de la Barra 1. La Unidad 3 está fuera de servicio y el transformador de la Unidad 3 está

desenergizado y conectado a la Barra 2. Las líneas de transmisión y los otros dos transformadores están conectados a la Barra 1 (ver figura 3.2.1).

En el sistema 480 V ac (Tablero de Distribución Principal 0BFS01GH001), la Barra B está desenergizada y aislada, los disyuntores 52C, 52E3 y 52S3 permanecen abiertos y aislados. Los demás paneles de distribución de 480 V ac: CCM (Centro de Control de Motores) de la Unidad 1, Unidad 2, Drenaje y Desagüe, Auxiliares, Subestación y el Tablero de Iluminación Principal están energizados por la Barra A, ubicada en el Tablero de Distribución Principal (0BFS01GH001) a través de los disyuntores 52A; con excepción del Tablero de Servicios de la Unidad 3 (3BJS21GH001), y en el cual los disyuntores 52A, 52B y 52D están abiertos.

En el Tablero Distribuidor del Grupo Diesel (0BJS11GH001), los disyuntores de salida 52-1, 52-2, 52-3, 52-4, 52-5, 52-6 y 52-7 están abiertos.



### **3.2.3. EJECUCION DE LA PRUEBA**

El generador emergencia Diesel es arrancado manualmente. Los disyuntores 52GE y 52-3 en el Tablero Distribuidor del Grupo Diesel (0BJS11GH001) son cerrados. En el Tablero de Servicios de la Unidad 3 (3BJS21GH001), se cierra el disyuntor 52D para alimentar energía desde el Diesel.

Desde la Sala de Control se reselean todas las alarmas y los relés de bloqueo que estén activados en la Unidad 3. Una vez que existen condiciones iniciales satisfechas, se arranca desde el DCS la Unidad 3 en modo Black Start.

La secuencia de arranque es normal desde el paso 3 hasta el paso 8 (ver anexo de secuencia de arranque). Cuando llega el momento de insertar la Excitación, la secuencia de arranque va del paso 8 al paso 30 y el voltaje de salida del generador llega hasta un 30% de su valor nominal, luego se detiene en estado de rotación en tensión al 30%, este valor es registrado.

Una vez que se comprobó que la Barra 2 esté desenergizada (relé de protección 27BS), se cerró el disyuntor de máquina

52G de la Unidad 3. El transformador de la Unidad 3 y la Barra 2 son energizados al 30% de su voltaje nominal.

Posteriormente, el comando manual "Voltaje de generador 100%" es iniciado desde el DCS. Esto permite a la excitación elevar el voltaje del generador en forma gradual y automática del 30% hasta el 100% de su valor nominal (ver figura 3.2.2).

La Unidad 3 llegó al paso 34 "Unidad en Generación Black Start", luego de lo cual se le dio parada normal desde el DCS. El transformador principal de la Unidad 3 fue desconectado de la Barra 2 de la Subestación 138 KV.

Tanto la Subestación como los tableros de distribución a 480 Vac son devueltos a su topología normal de funcionamiento.

#### **3.2.4. RESULTADOS**

El arranque en modo Black Start de la Unidad 3 no presentó ningún problema. Los sistemas modificados respondieron de forma satisfactoria por lo que la prueba cumplió con el objetivo



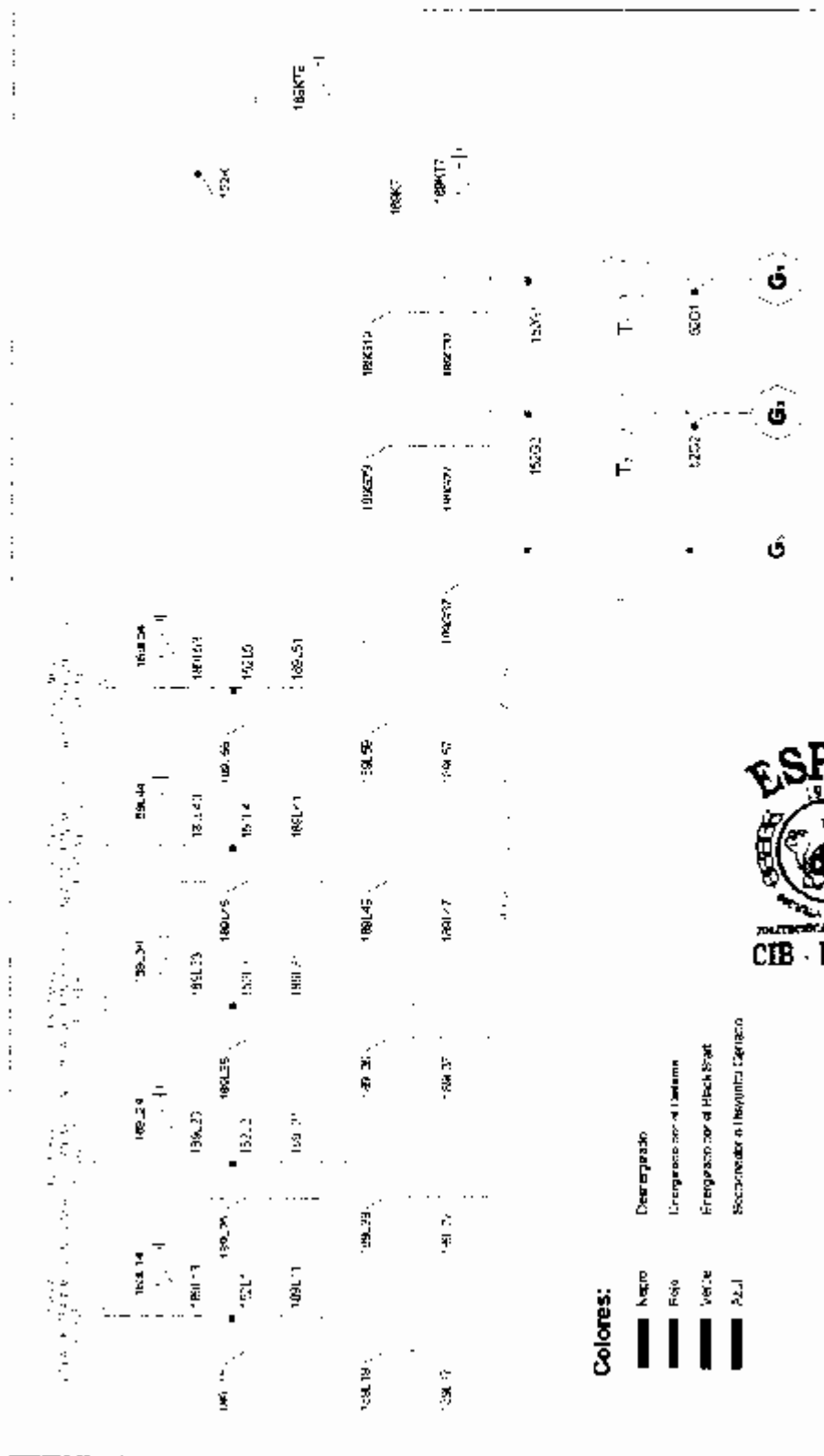


Fig. 3.2.2 Proyecto 1

propuesto. Se adoptó como procedimiento de arranque en modo Black Start.

### **3.3. SEGUNDA PRUEBA (FALLA EN EL SNI)**

#### **3.3.1. OBJETIVO**

Ayudar a la rápida recuperación del SNI después de que se produjo un Blackout. Comprobar la energización de dos transformadores a su valor nominal de voltaje para proceder con el arranque en modo Normal de las unidades que no arrancaron en modo Black Start.

Verificar el trabajo de los sistemas modificados para la operación en Red Aislada.

#### **3.3.2. CONDICIONES ANTES DE LA PRUEBA**

La Central se encontraba operando con dos unidades, entregando al SNI una potencia de 114 MW. Al momento de producirse la falla, las unidades se disparan y la Central queda fuera de servicio

### **3.3. SEGUNDA PRUEBA (FALLA EN EL SNI)**

#### **3.3.1. OBJETIVO**

Ayudar a la rápida recuperación del SNI después de que se produjo un Blackout. Comprobar la energización de dos transformadores a su valor nominal de voltaje para proceder con el arranque en modo Normal de las unidades que no arrancaron en modo Black Start.

Verificar el trabajo de los sistemas modificados para la operación en Red Aislada.

#### **3.3.2. CONDICIONES ANTES DE LA PRUEBA**

La Central se encontraba operando con dos unidades, entregando al SNI una potencia de 114 MW. Al momento de producirse la falla, las unidades se disparan y la Central queda fuera de servicio.

En este caso, en la Subestación, los disyuntores de las líneas de transmisión se abren y ambas barras se encuentran desenergizadas (ver figura 3.3.1).

Luego de 10 minutos, la Central cuenta con condiciones iniciales para proceder con el arranque de la Unidad 3 en modo Black Start.

### **3.3.3. EJECUCION DE LA PRUEBA**

La Unidad 3 fue arrancada en modo Black Start siguiendo el mismo procedimiento detallado en la primera prueba.

Una vez energizada la Barra 2 con 138 KV, se procedió a energizar la Barra 1 mediante el acoplador de barras. Los disyuntores 152 de los transformadores 1 y 2 estaban cerrados, se energizaron ambos transformadores y esto provocó que la Unidad 3, arrancada previamente en modo Black Start, se disparara (ver figura 3.3.2).





### 3.3.4. RESULTADOS

No se pudo comprobar el funcionamiento de las Unidades trabajando en Red Aislada. La Unidad arrancada en modo Black Start no soportó la corriente de magnetización originada por la energización simultánea de dos transformadores a su valor nominal de voltaje. El procedimiento de arranque de una segunda unidad no quedó definido.





### **3.4. TERCERA PRUEBA**

#### **3.4.1. OBJETIVO**

El objetivo de esta prueba es energizar una línea de transmisión con una Unidad arrancada en modo Black Start. La prueba se realizó con la Unidad 3, utilizando la línea 2 (Quevedo 1) de 138 KV para lo cual se coordinó su desconexión en la Subestación Quevedo 138 KV.

#### **3.4.2. CONDICIONES ANTES DE LA PRUEBA**

En la Subestación, la Barra 2 se encuentra desenergizada y aislada completamente de la Barra 1. Las tres unidades están fuera de servicio y el transformador de la Unidad 3 está desenergizado y conectado a la Barra 2. La línea 2 (Quevedo 1) se encuentra desconectada mientras las demás líneas de transmisión y los otros dos transformadores están conectados a la Barra 1 (ver figura 3.4.1).

En el sistema 480 V ac (Tablero de Distribución Principal 0BFS01GH001), la Barra B está desenergizada y aislada, los

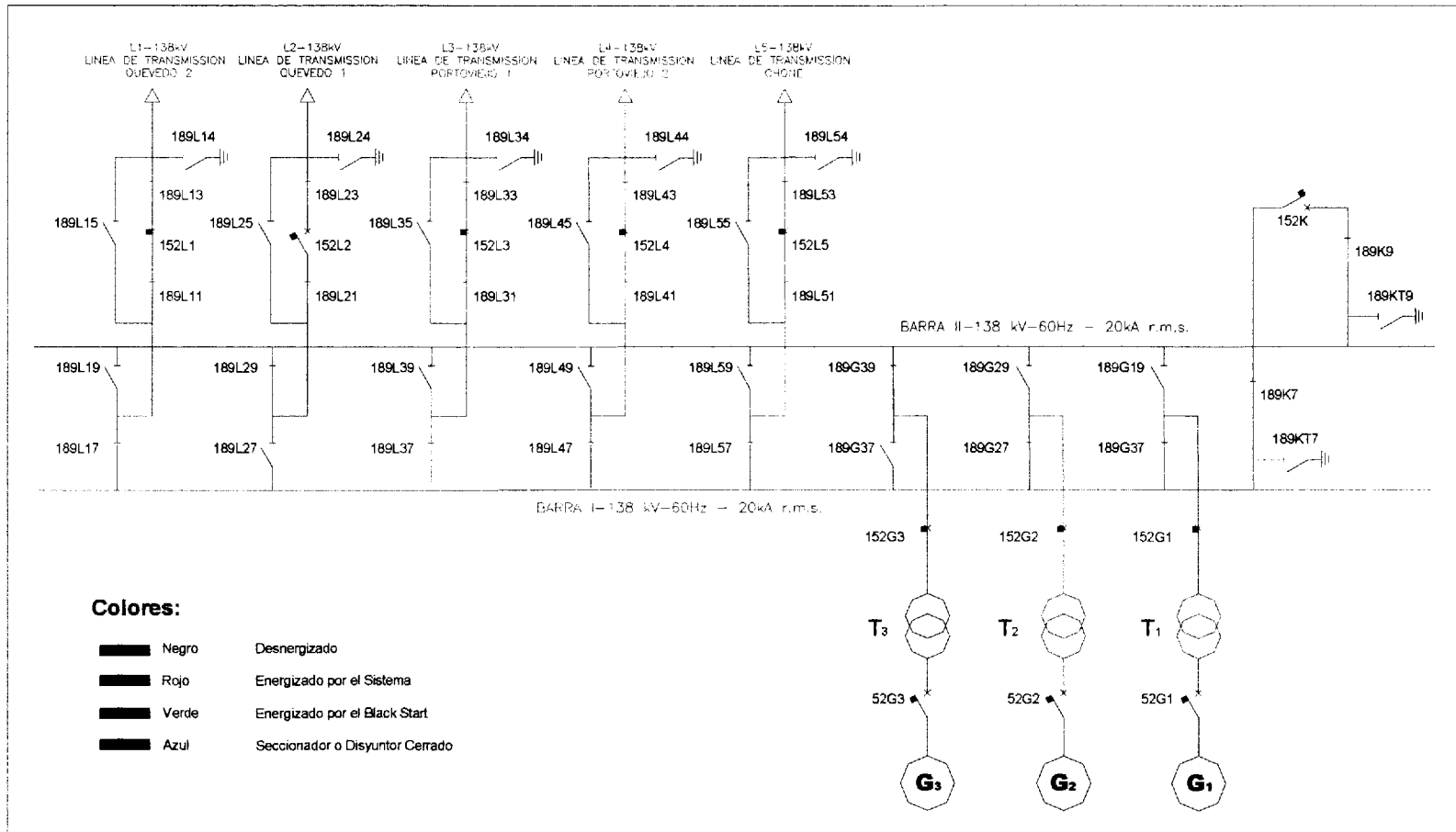


Fig. 3.4.1 Condiciones de la S/E antes de la Prueba 3

disyuntores 52C, 52E3 y 52S3 permanecen abiertos y aislados. Los demás paneles de distribución de 480 V ac: CCM (Centro de Control de Motores) de la Unidad 1, Unidad 2, Drenaje y Desagüe, Auxiliares, Subestación y el Tablero de Iluminación Principal están energizados por la Barra A, ubicada en el Tablero de Distribución Principal (0BFS01GH001) a través de los disyuntores 52A; con excepción del Tablero de Servicios de la Unidad 3 (3BJS21GH001), y en el cual los disyuntores 52A, 52B y 52D están abiertos.

En el Tablero Distribuidor del Grupo Diesel (0BJS11GH001), los disyuntores de salida 52-1, 52-2, 52-3, 52-4, 52-5, 52-6 y 52-7 están abiertos.

### **3.4.3. EJECUCION DE LA PRUEBA**

La Unidad 3 fue arrancada en modo Black Start siguiendo el mismo procedimiento detallado en la primera prueba.

Una vez energizada la Barra 2 con 138 KV, se cerró el disyuntor 152 de la Línea 2 (Quevedo 1), energizando la línea con 138 KV hasta la Subestación Quevedo (ver figura 3.4.2).

Posteriormente se tomó carga durante 30 minutos. Se constató que la Unidad arrancada en modo Black Start no puede pasar a regulación de potencia o de apertura de álabes, ésta permanece en regulación de velocidad.

#### **3.4.4. RESULTADOS**

Los objetivos de la prueba fueron alcanzados, sin embargo, se constató que las Unidades arrancadas en modo Black Start permanecen bajo regulación de frecuencia y nos están configuradas para cambiarse automáticamente a regulación de potencia o apertura de álabes.

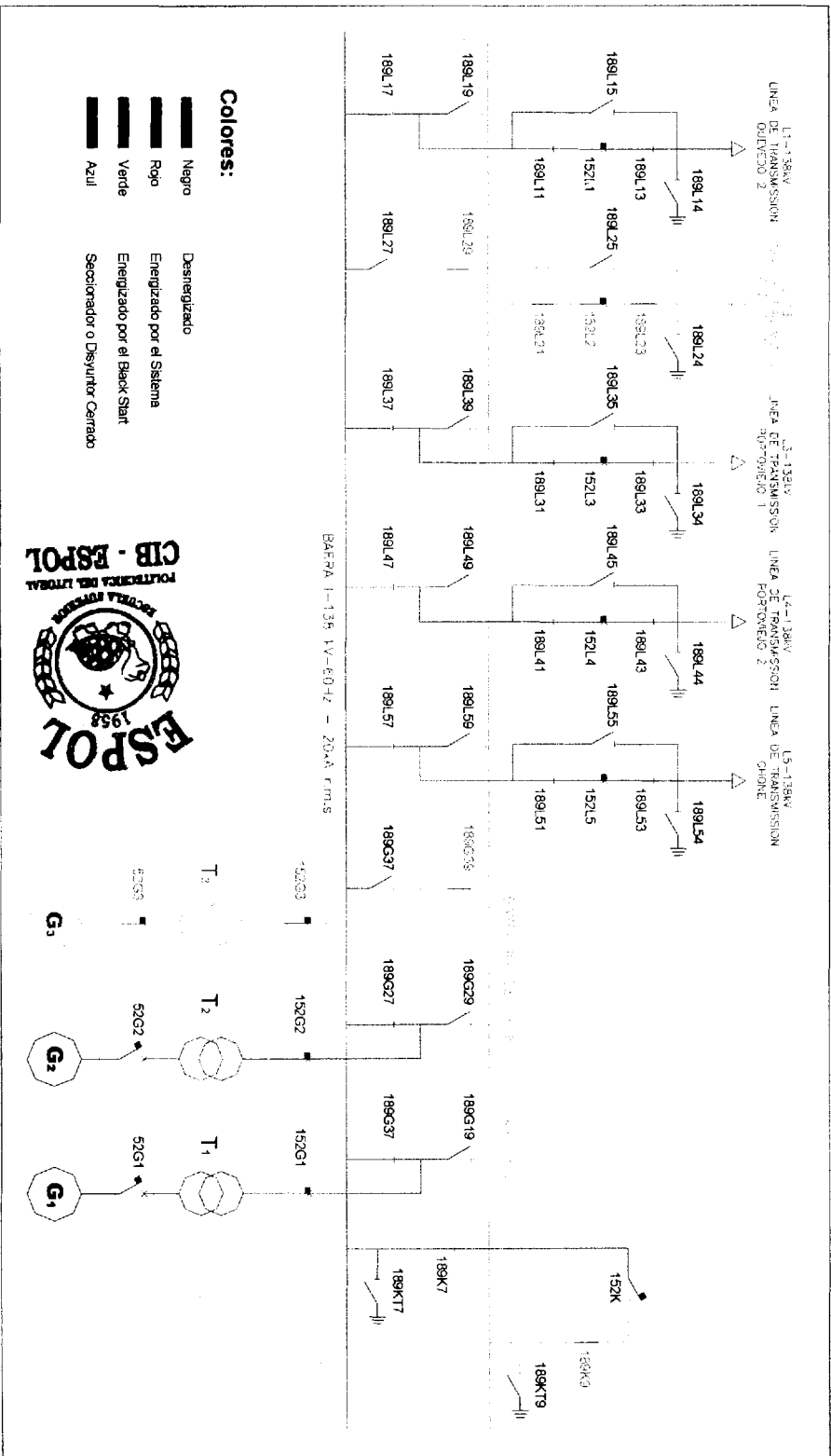


Fig. 3.4.2 Prueba 3

### **3.5. CUARTA PRUEBA**

#### **3.5.1. OBJETIVO**

Comprobar que se puede energizar dos transformadores al 30% de su voltaje nominal arrancando una Unidad en modo Black Start. Esto es si la máquina arrancada la energización de los dos transformadores en paralelo.

#### **3.5.2. CONDICIONES ANTES DE LA PRUEBA**

En la Subestación, la Barra 2 se encuentra desenergizada y aislada completamente de la Barra 1. Las tres unidades están fuera de servicio y los transformadores de la Unidad 1 y 3 están desenergizados y conectados a la Barra 2. Las líneas de transmisión y el transformador de la Unidad 2 están conectados a la Barra 1 (ver figura 3.5.1).

Para esta prueba no se usará el grupo Diesel para alimentar el sistema de 480 V ac; el sistema será alimentado por la Barra A. Los disyuntores 52C y 52S2 permanecen cerrados mientras los disyuntores 52E y 52S3 se encuentran abiertos.

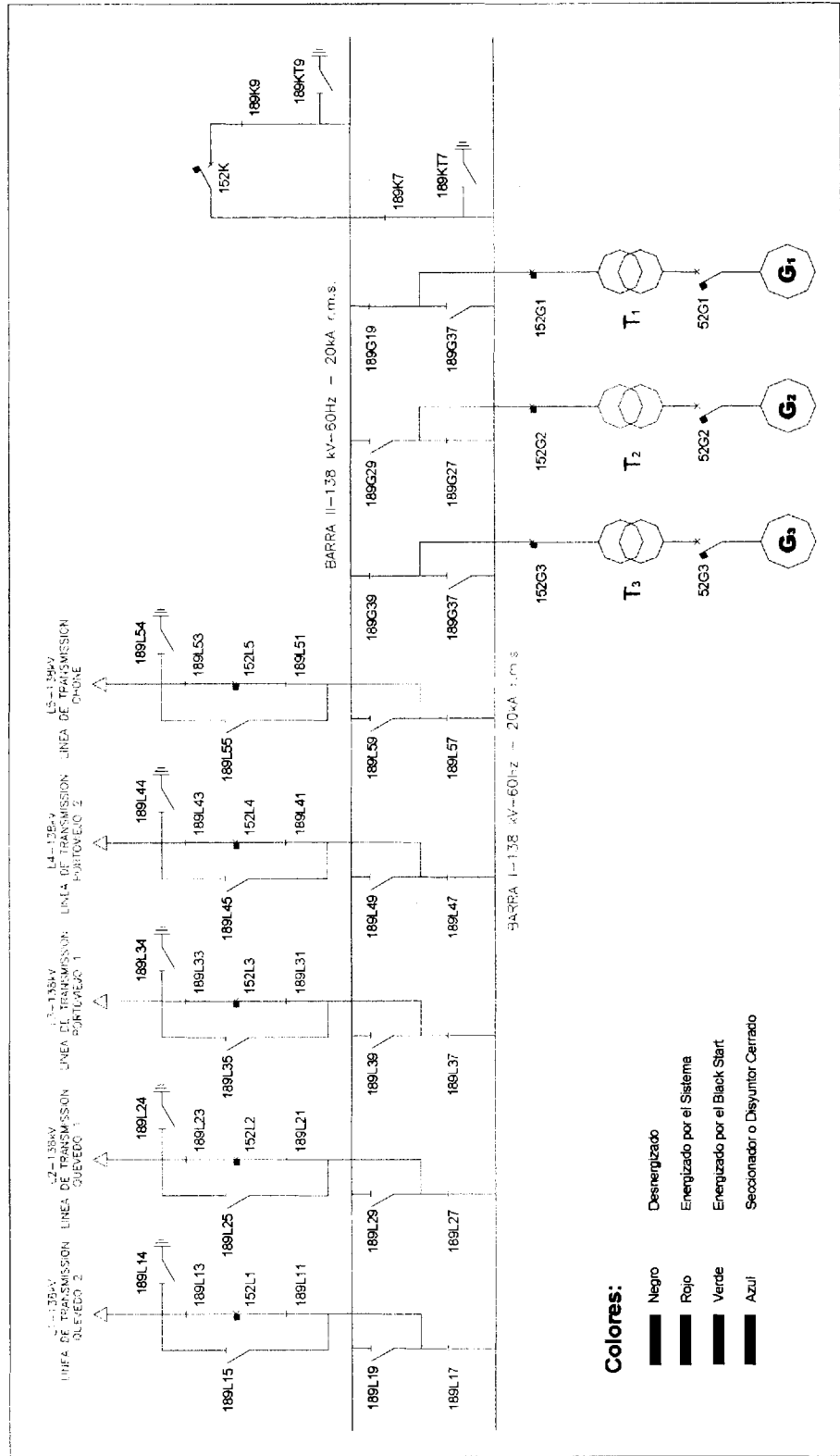


Fig. 3.5.1 Condiciones de la S/E antes de la Prueba 4



### **3.5.3. EJECUCIÓN DE LA PRUEBA**

La Unidad 3 es arrancada en modo Black Start y al llegar al paso 31 de la secuencia de arranque, "Cerrar el Disyuntor 52G", el operador comanda el cierre del disyuntor, lo que origina que los transformadores de la Unidad 1 y 3 se energicen al 30% de su voltaje nominal (valor medido de 4.05 KV).

La secuencia de arranque continúa hasta el paso 34, "Unidad en Generación Black Start" (ver figura 3.5.2). Se sincroniza la Barra 1 con la Barra 2 mediante el acoplador de barras. La Unidad 3 procede a tomar carga por 20 minutos. Luego la Unidad 1 es arrancada en modo Normal y se da parada normal a la Unidad 3.

### **3.5.4. RESULTADOS**

Se comprobó la energización simultánea de 2 transformadores al 30% del voltaje nominal, con lo que se permite arrancar una segunda unidad en modo Normal, la



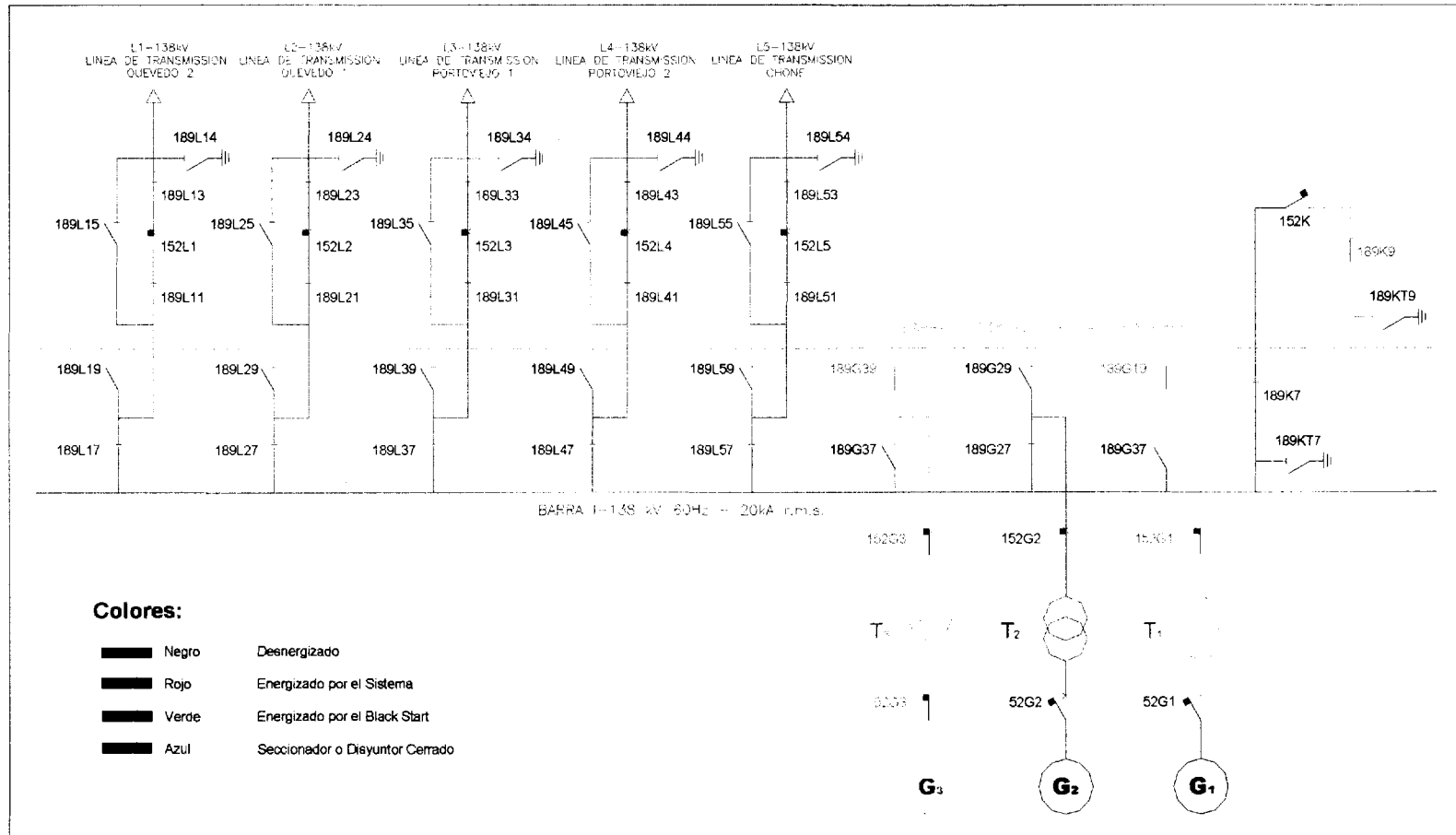


Fig. 3.5.2 Prueba 4

cual posee libertad para cambiar de regulación ya sea esta de velocidad, potencia o apertura de álabes.

Esta prueba permite adoptar el procedimiento de respuesta de la Central ante un posible Blackout o falla considerable del SNI.



## **CAPÍTULO 4**

### **4. PROCEDIMIENTOS DE ARRANQUE EN MODO BLACK START Y DE OPERACIÓN EN RED AISLADA**

#### **4.1. PROCEDIMIENTO DE ARRANQUE EN MODO BLACK START**

A continuación se detalla el procedimiento de arranque a seguir en la Central en caso de que se produzca un colapso total o parcial en el Sistema Nacional Interconectado. Cabe resaltar que este procedimiento es el resultado de múltiples pruebas realizadas en la Central.

#### **4.1.1. CONDICIONES GENERALES**

El Sistema Nacional Interconectado ha sufrido un colapso total o parcial y debido a esto todas las Unidades de la Central que estaban operando se dispararon y la Central quedó sin servicio eléctrico del sistema.

Para este procedimiento se arrancará como muestra la Unidad 3, sin embargo cualquier unidad puede ser arrancada en modo Black Start.

#### **4.1.2. PROCEDIMIENTO (Ver Apéndice D)**

En caso de existir un Blackout en la Central, el operador debe verificar que existe un Blackout del Sistema Nacional Interconectado (SNI). En caso de confirmarse, debe revisar que todas las unidades de generación estén bloqueadas o paradas.

Luego debe chequear el estado de los relés de protección de las líneas 1 al 5, confirmando si existe algún disparo (trip)

y en el caso de haberlo debe anotar la zona (primaria - secundaria) y el relé para dar dicha información al CENACE.

El operador debe comunicarse vía PLC (o por cualquier otro medio) con el CENACE y verificar que la desconexión en las líneas haya sido causada por un colapso total o parcial del SNI.

Si el CENACE confirma un colapso y solo si este solicita un Black START, el operador debe preparar la Central para funcionamiento del arranque autónomo y comunicar inmediatamente al supervisor de operación en turno.

En el panel sinóptico de la subestación se debe revisar que los voltímetros y los amperímetros de todas las líneas (2 de Portoviejo, 2 de Quevedo y 1 de Chone) y el acoplador de barras marquen cero. Luego, se coloca el mando DCS - Local de todas las líneas, del acoplador de barras y de todas las unidades en local y se abren los interruptores 152L1, 152L2, 152L3, 152L4, 152L5 y 152K.

El operador arranca el grupo Diesel desde el DCS en manual y se verifica con el tablerista que el generador de emergencia funcione correctamente, revisando voltaje y frecuencia en el panel local.

Desde el tablero de Distribución grupo Diesel 480 Vac (0BJS11GH001), se cierran manualmente los interruptores 52-1, 52-2, 52-3, 52-4, 52-5, 52-6 y 52-7, y con el mando en local, cerrar el interruptor 52GE.

Desde los tableros de 480 Vac: CCM (Centro de Control de Motores) de la Unidad 3, Drenaje y Desagüe, Auxiliares, Subestación y de Iluminación Principal, colocarlos en local, luego abrir los interruptores 52-A y 52-B (si aun se encuentran cerrados) y cerrar el interruptor 52-D desde el comando del interruptor.

Si se tenía unidades en generación y las mismas se bloquearon, se procede a normalizar la válvula de agua de enfriamiento, poniéndola en local en el CCM 480 y dando la orden Cerrar en el panel de mando ubicada en el nivel 20.60, volviéndola luego a poner en remoto.



Dar un reset al relé 86E del panel de protecciones; si no se resetea revisar si el 86TG esta activado y resetearlo en caso de estarlo; luego desde el DCS dar un reset a las unidades para que las matrices lógicas de los equipos se normalicen. Revisar que Unidad 3 tenga Condiciones Iniciales Satisfechas para poder arrancar en modo Black Start.

En la Subestación los disyuntores 152G3 y 152G1 deben cerrarse al igual que los seccionadores 189G39 y el 189G19, con lo que las Unidades 1 y 3 quedan conectadas a la Barra 2.

Para arrancar en modalidad Black Start, el operador debe abrir la pantalla de "Mandos" en la Unidad 3 y pulsar el botón "BLACK START". Luego debe verificar que en la pantalla "Secuencia de Arranque", la secuencia ascienda normalmente del paso 3 al paso 8, luego de lo cual salta al paso 30, y la Unidad empieza a subir la tensión hasta el 30% de su valor nominal (aproximadamente 4.1 KV).

Cuando la Unidad se encuentre con tensión al 30%, el operador debe pulsar el botón CERRAR 52G en la pantalla

de Mandos de la Unidad, con lo cual la secuencia asciende al paso 31 y espera 1 minuto para que el interruptor de máquina se cierre, la secuencia ascenderá automáticamente al paso 32. En este momento se energizan la Barra 2 y los transformadores de las unidades 3 y 1 al 30% de su voltaje nominal.

En la pantalla Mandos, pulsar el botón "VOLT. 100%" y la secuencia ascenderá al paso 33, con lo cual el voltaje sube pausada y automáticamente hasta alcanzar el 100% del voltaje nominal.

Una vez que la Unidad 3, junto con los transformadores principales, alcance su voltaje nominal, la secuencia llega al paso 34 y de esta manera la Barra 2 de 138KV queda energizada y preparada para recibir la carga que se le asigne. Finalmente, se realiza la conmutación en los tableros de 480 Vac, desconectando el grupo Diesel (52-D) para recibir la alimentación del transformador auxiliar de la Unidad 3 (52-B).



Al mismo tiempo, el transformador de la Unidad 1 se encuentra energizado, con lo que esta Unidad puede ser arrancada en modo Normal o en Generación Aislada en el momento que el CENACE lo requiera, solo verificando que el CCM de la Unidad 1 este energizado.

Con el CENACE se coordina el cierre de los interruptores de las líneas y la energización de las Subestaciones Portoviejo y Quevedo, así como la carga que se tomará, con el fin de que el operador esté preparado para subir o bajar potencia activa y reactiva para evitar bloqueos.

## **4.2. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN EN RED AISLADA**

### **4.2.1. ESTRATEGIA OPERACIONAL**

Como se mencionó anteriormente, una central de generación opera aisladamente cuando sirve a una red local o sector que no tiene acceso a un sistema interconectado o que se encuentra aislado del mismo por mantenimiento de líneas de transmisión o de transformadores. Otro caso se

produce cuando ocurre un colapso total o parcial de un sistema interconectado.

En el caso particular de la Central, esta opera aisladamente cuando existe mantenimiento de líneas de transmisión y de transformadores, o fallas en el Sistema Nacional Interconectado (SNI). En la figura 4.2.1 podemos ver un esquema del SNI.

La Central Marcel Laniado de Wind cuenta con cinco líneas de transmisión de 138 KV: dos hacia Quevedo con 43.2 Km de longitud cada una, dos hacia Portoviejo con 91.2 Km cada una y una hacia Chone con 52 Km.

La Central no tiene restricciones en cuanto a la red o sector al que podría abastecer de energía eléctrica de manera aislada. Por ejemplo, por medio de las líneas de Portoviejo y Chone podría servir a la provincia de Manabí. Por otro lado, mediante las líneas de Quevedo podría servir aisladamente a la ciudad de Quevedo e inclusive ir más allá, ya que en Quevedo se enlaza el anillo de 230 KV del SNI.

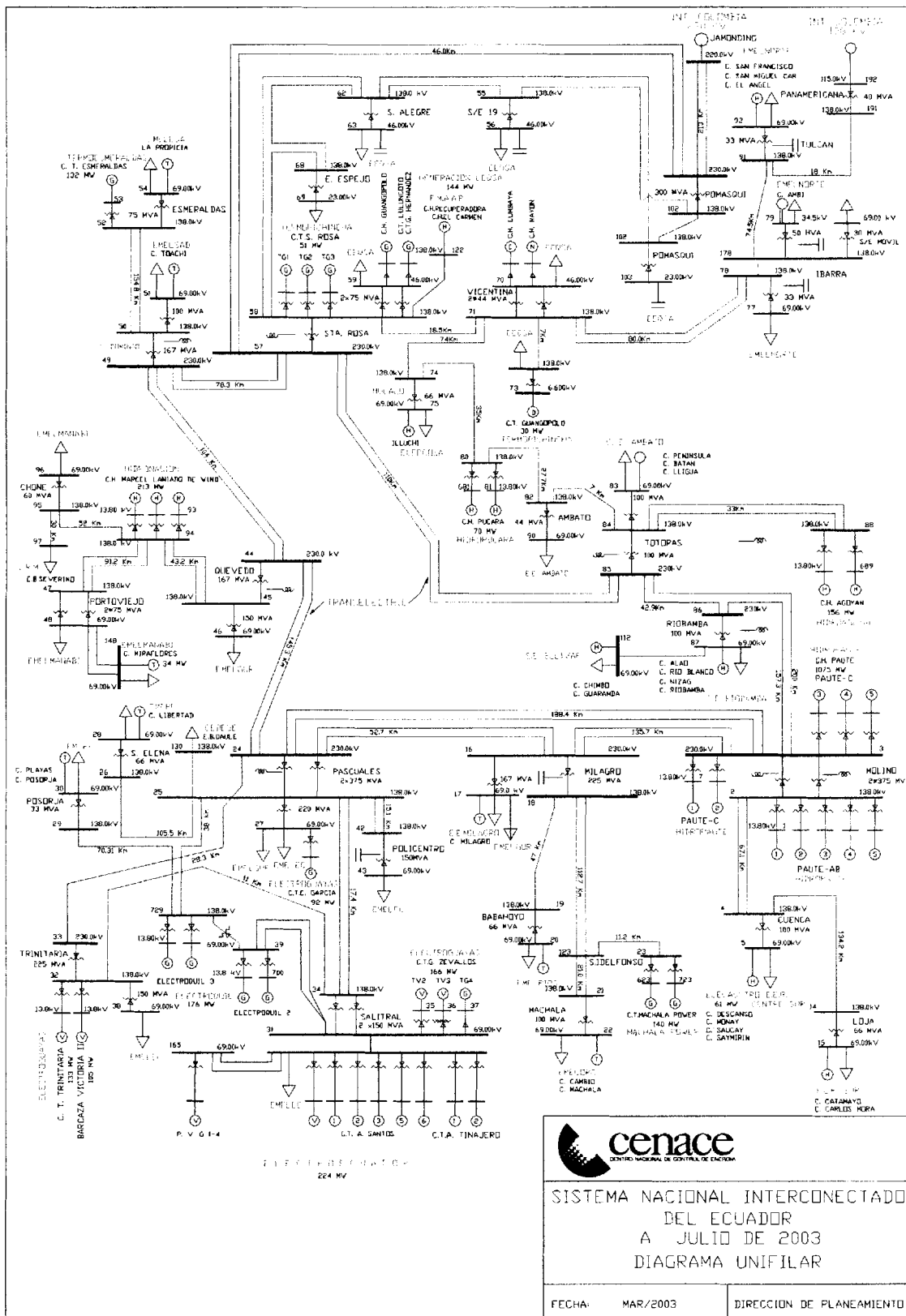


Fig. 4.2.1 Sistema Nacional Interconectado

Con esta última posibilidad, la Central puede comandar la recuperación del sistema después de producirse un Blackout, arrancando sus unidades en el modo Black Start, energizando el anillo de 230 KV y permitiendo sincronizar a las demás centrales de generación del país.

Las restricciones del sector al cual la Central puede servir aisladamente vienen dadas por límites técnicos de potencia activa y reactiva que esta puede generar. En la figura 4.2.2 se aprecia la situación geográfica de la red conectada a la Central.

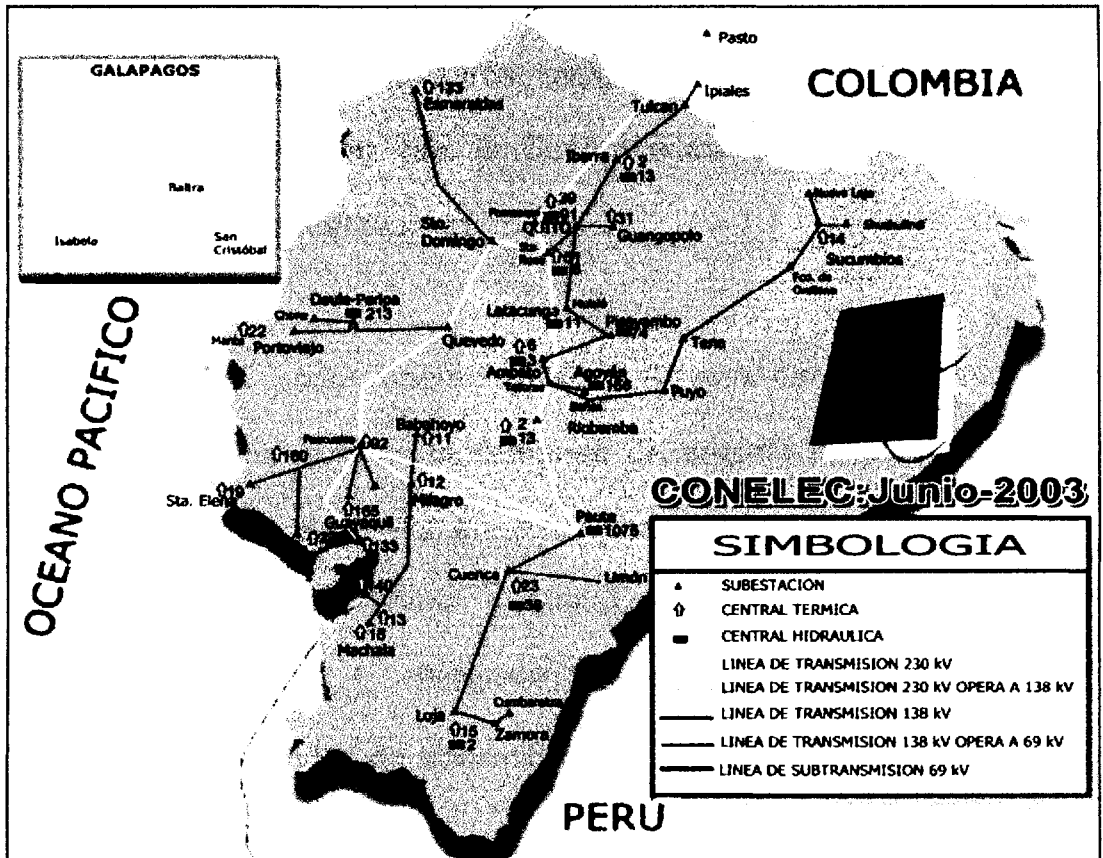


Fig. 4.2.2 Ubicación Geográfica de las Centrales y Líneas de Transmisión

### 4.2.2. EJEMPLO PRÁCTICO

Mediante este ejemplo práctico se indica como debería proceder la Central en caso de operar en una Red Aislada. En este caso, en la Subestación de Quevedo se va a realizar un mantenimiento, lo cual obliga a desconectar las líneas de transmisión de Quevedo 1 y Quevedo 2 de 43.2 KM de longitud en la S/E de la Central.



Al realizar la desconexión, la Central así como la provincia de Manabí quedarán completamente aisladas del SNI; momento en cual la Central puede operar en modo de Generación Aislada.

Para poder operar en Red Aislada debemos tomar en cuenta cual es la demanda de energía requerida para el sector a servir, en este caso serían las ciudades de Portoviejo, Chone y Manta. Las líneas de transmisión Portoviejo 1, Portoviejo 2 y Chone a 138 KV, serán la encargadas de transmitir la energía a estos tres centros de carga.

En un día laborable normal, la demanda media en Chone es de 14.8 MW, 45 MW en Portoviejo y 34 MW en Manta para un total de 93.8 MW. Se arrancan las unidades 1 y 3, la Unidad 3 en modo Black Start controlando la frecuencia de este subsistema y tomando la carga media y punta (aproximadamente 35 MW), mientras que la Unidad 1 arranca en modo Normal con control de potencia, tomando la carga base (aproximadamente 60 MW). La Unidad 2 queda de respaldo en caso de requerir más generación. En

la figura 4.2.3 podemos ver un esquema unificar del ejemplo.

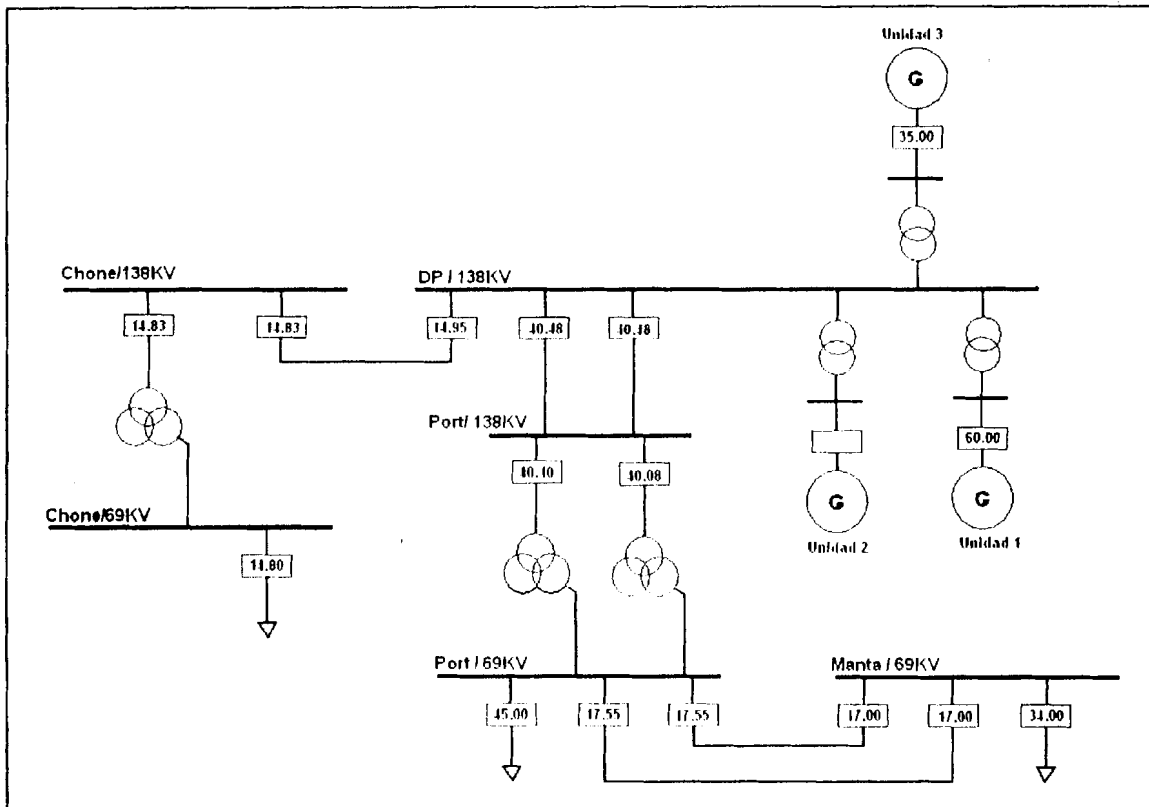


Fig. 4.2.3 Esquema Unifilar del Ejemplo de operación en Red Aislada



## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

La implementación del sistema de Black Start así como la habilitación de la operación en Red Aislada de la Central Marcel Laniado De Wind fueron realizadas con éxito.

El sistema de arranque en modo Black Start permitirá a la Central responder rápidamente ante un colapso del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y además ayudar a la recuperación del mismo con la brevedad posible.

A pesar de existir muchas formas de implementar el sistema de Black Start, el método utilizado en la Central le permitió minimizar los costos y mantener el nivel de automatización del proceso, modificando los equipos y sistemas existentes. Las modificaciones fueron realizadas de manera idéntica en las tres unidades.



Adicionalmente se logró energizar dos transformadores simultáneamente arrancando una Unidad en modo Black Start, lo cual evita energizar al 100% de su voltaje nominal a los transformadores y permite arrancar una segunda Unidad en modo Normal o en Generación Aislada.

La Unidad que arranca en modo Black Start recibe la alimentación inicial para sus sistemas proveniente del grupo Diesel, sin embargo, una vez arrancada, se realiza un cambio en la barra de 480 V ac, dejando fuera al grupo Diesel y dejando en servicio la alimentación proveniente de la misma Unidad. Sin embargo para realizar esto, se debe arrancar las Unidades 2 o 3 y en su defecto, energizar los transformadores de las Unidades 2 o 3 puesto que la Unidad 1 no cuenta con un transformador de servicios auxiliares.

La operación en Red Aislada permite a la Central brindar el servicio eléctrico a un sector o red local del sistema interconectado en caso de que se realicen mantenimientos de líneas de transmisión o transformadores, o se produzca un colapso en el sistema.

Los cambios para la operación en Red Aislada fueron realizados en los sistemas existentes, enfocándose en el Regulador de Velocidad, en el Sistema de Protección y en el Sistema de Control Distribuido (DCS).



Con las modificaciones efectuadas, podemos variar los parámetros de operación en Red Interconectada a Red Aislada simplemente pulsando los botones en la ventana de mandos del DCS.

Se recomienda realizar una prueba de arranque en Black Start que energice simultáneamente los tres transformadores principales al 30% de su voltaje nominal para evitar energizarlos luego con el 100% de su valor nominal.

El sistema tiene la característica de que el Regulador de la Turbina de la Unidad que arranca en modo Black Start, permanece en Regulación de Velocidad y no permite el cambio a Regulación de Potencia o de Apertura de Alabes. El operador puede controlar la potencia en Regulación de Velocidad pero su control no es exacto y es susceptible a las variaciones de frecuencia del Sistema, lo que limita la capacidad del operador. A esta Unidad (modo Black Start), se le debe dar parada para que luego pueda arrancar en modo Normal.

Este problema se solucionaría adicionando un permisivo a la lógica del DCS que admita el libre cambio de regulación en el Regulador de Velocidad de la Turbina.

En el caso de que se cambie la lógica del DCS, se sugiere que sea política operativa que los transformadores principales que se encuentren fuera de línea, se energicen al 30% de su voltaje nominal arrancando la Unidad de su grupo en modo Black Start y sincronizando luego en las barras de 138 KV de la S/E. Esto evitaría que se produzca una corriente inrush elevada en el transformador que cause daños en el mismo.

# APÉNDICES

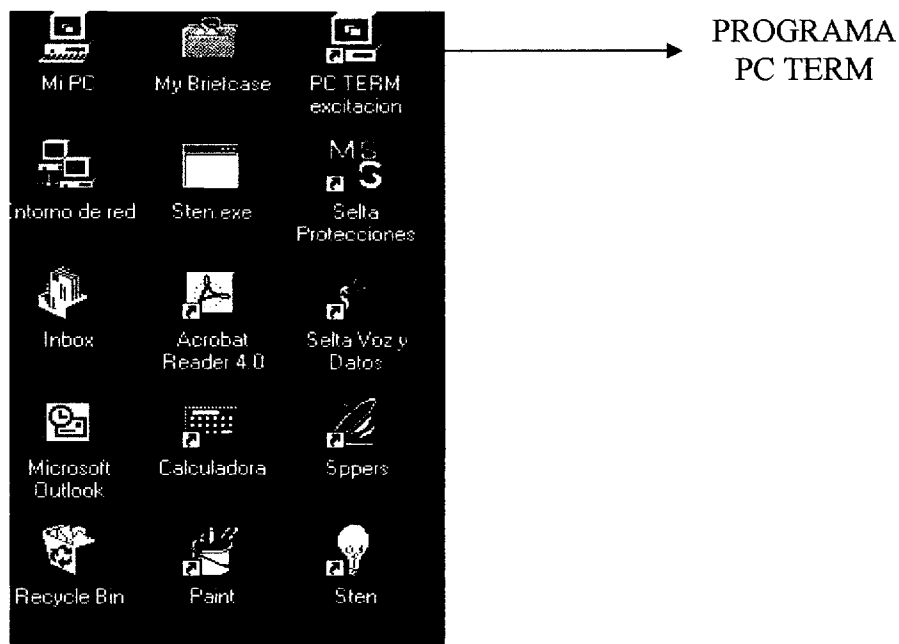


# APÉNDICE A

## PROGRAMA DE ACCESO A LA EXCITACIÓN – PC/TERM

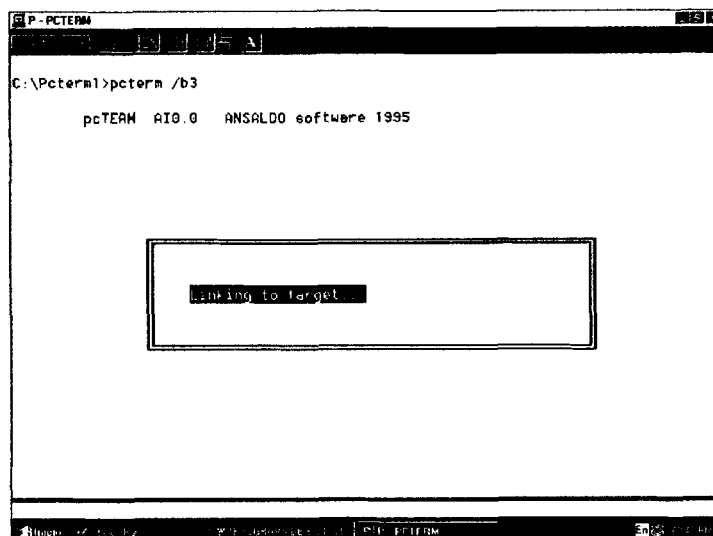
- **PARA INICIAR EL PROGRAMA**

Primeramente conectar el computador con el Interfase al terminal del ordenador 1 o 2 del tablero de excitación, digitar 2 veces en el icono PC TERM en el escritorio de Windows.



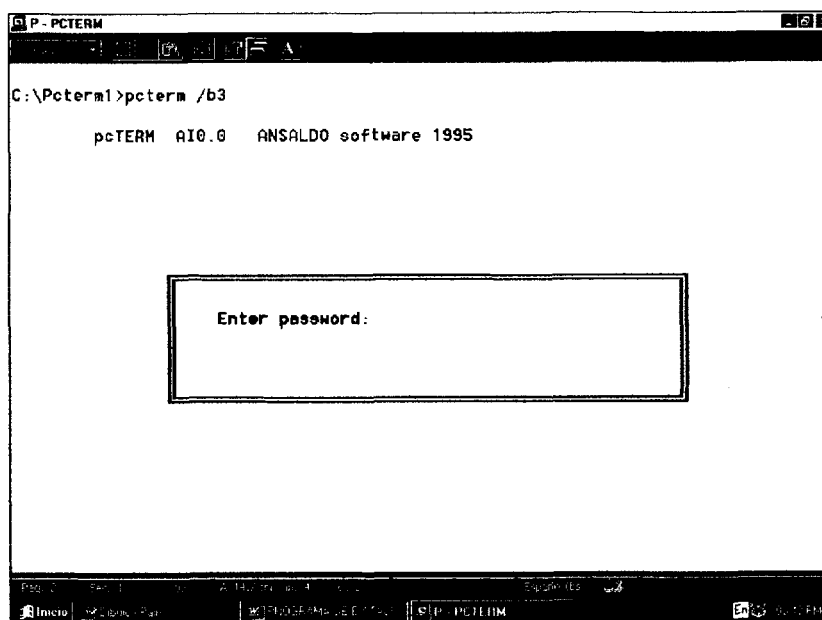
- **PARA INGRESAR AL PROGRAMA**

Esperar que se comuniquen el PC con la excitación



- **DIGITAR LA CLAVE DE ACCESO AL PROGRAMA PC TERM**

La clave de acceso a cualquier unidad es: AAAA



- **PAGINA PRINCIPAL DEL PROGRAMA DE LA EXITACION**

```

P-PTERM
File Pan-2 Link St/co bbseT Bbox scopE Uars flaGs ANSALDO

User selected
Cal_out %          0.00

Diag_gen          [15]
dg_Ref            0 W
dg_Amp            0 W
dg_Per s          10.00 W
dg_Slp            5000 W
dg_Out            0
userin            -1
r_delta           0
v_delta           -32

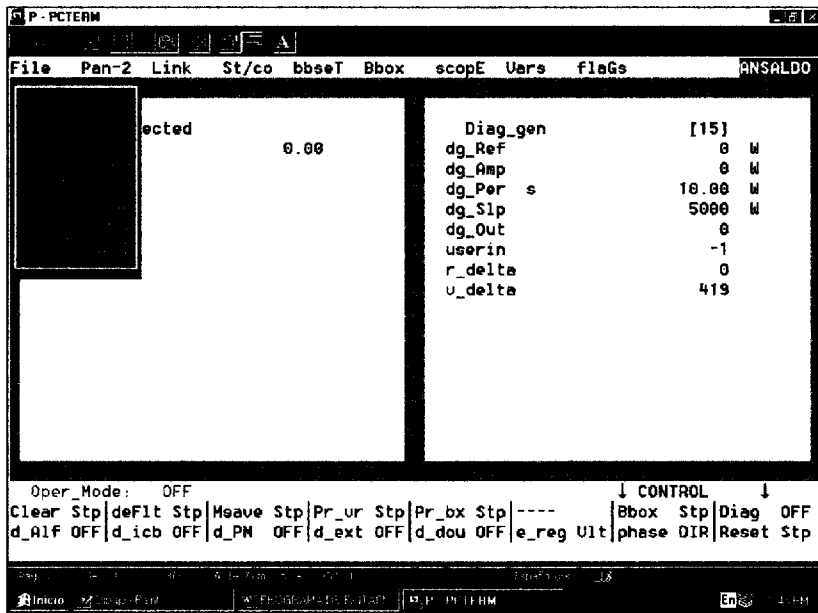
Oper_Mode: OFF
Clear Stp|deFit Stp|Msave Stp|Pr_ur Stp|Pr_bx Stp|----|Bbox Stp|Diag OFF
d_Alf OFF|d_icb OFF|d_PM OFF|d_ext OFF|d_dou OFF|e_reg Ult|phase DIR|Reset Stp

Inicio | PROGRAMAS DE EXITACION | P-PTERM

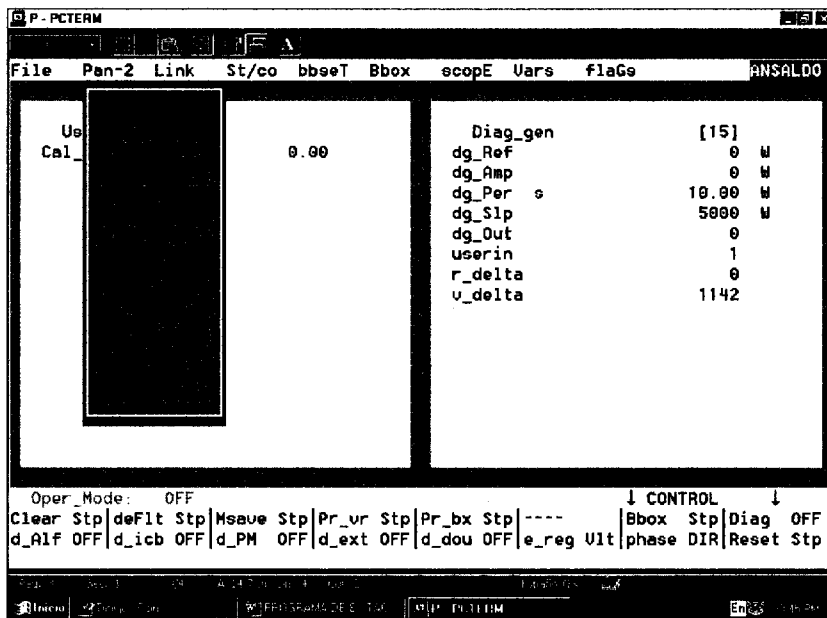
```

Para acceder a los otros menús se trabaja bajo DOS es decir con las flechas, ENTER y Esc.

- **LISTA DEL MENU FILE**



- LISTA DEL MENU Pan-2





- LISTA DEL MENU LINK

```

P-PCTERM
File Pan-2 Link St/co bbseT Bbox scopE Uars flaGs ANSALDO
Us
Cal_ 0.00
rot_val [11]
ve_val % 102.6
ie_val % 97.8
t_rot °C 39.6
i_cb % 0.0
U_sinc 160
ve_scl 1935 W
ie_scl 494 W
t_scl 250 W
ic_scl 243 W
e_offs 0 W
ic_offs 515 W

Oper_Mode: OFF
Clear Stp|deFlt Stp|Hsave Stp|Pr_ur Stp|Pr_bx Stp|----|CONTROL|
d_ALf OFF|d_icb OFF|d_PM OFF|d_ext OFF|d_dou OFF|e_reg Ult|Bbox Stp|Diag OFF

```

- LISTA DEL SUBMENU DE LINK

Se visualiza los valores de los parámetros en este caso del submenú

Cal\_out %



- LISTA DEL MENU LINK

```

P - PCTERM
File Pan-2 Link St/co bbseT Bbox scopE Uars flags ANSALDO
Us
Cal_ 0.00
rot_val [11]
ve_val % 102.6
ie_val % 97.8
t_rot °C 39.6
i_cb % 8.8
v_sinc 160
ve_scl 1935 W
ie_scl 494 W
t_scl 250 W
ic_scl 243 W
e_offs 0 W
ic_offs 515 W

Oper_Mode: OFF
Clear Stp|deFlt Stp|Moave Stp|Pr_ur Stp|Pr_bx Stp|----|Bbox Stp|Diag OFF
d_Alf OFF|d_icb OFF|d_PM OFF|d_ext OFF|d_dou OFF|e_reg UIt|phase DIR|Reset Stp

```

- LISTA DEL SUBMENU DE LINK

Se visualiza los valores de los parámetros en este caso del submenú

Cal\_out %



```

P - PCTERM
File Pan-2 Link St/co bbseT Bbox scopE Uars flaGs ANSALDO

User selected
Cal_out % 0.00

rot_val [11]
ve_val % 102.5
ie_val % 97.8
t_rot °C 39.4
i_cb % 0.0
U_sinc 1
ve_scl 1935 W
ie_scl 494 W
t_scl 250 W
ic_scl 243 W
e_offs 0 W
ic_offs 515 W

Oper_Mode: OFF
Clear Stp|deFlt Stp|Hsave Stp|Pr_ur Stp|Pr_bx Stp|---- |Bbox Stp|Diag OFF
d_Alf OFF|d_icb OFF|d_PM OFF|d_ext OFF|d_dou OFF|e_reg Ult|phase DIR|Reset Stp

```

- LISTA DEL MENU St/co

```

P - PCTERM
File Pan-2 Link St/co bbseT Bbox scopE Uars flaGs ANSALDO

User selected
Cal_out % 0.00

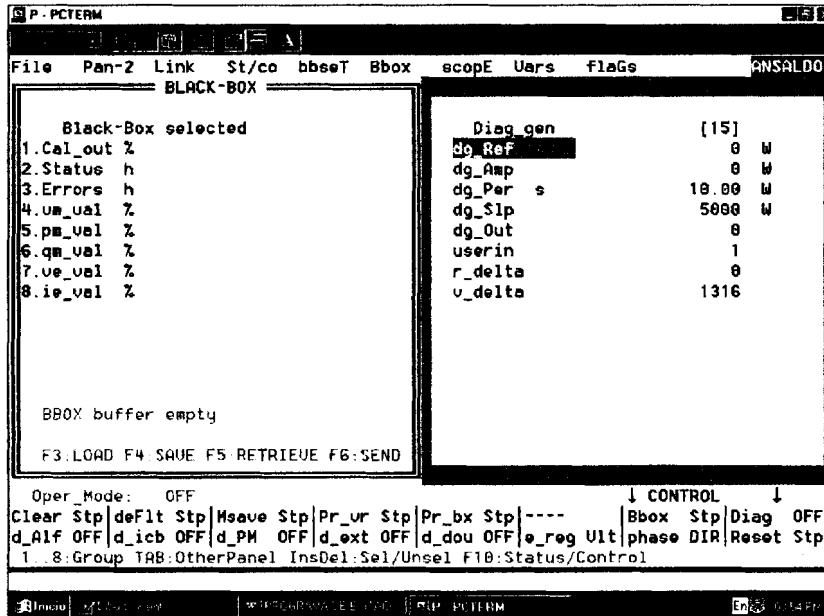
rot_val [11]
ve_val % 103.7
ie_val % 97.8
t_rot °C 40.2
i_cb % 0.0
U_sinc 1
ve_scl 1935 W
ie_scl 494 W
t_scl 250 W
ic_scl 243 W
e_offs 0 W
ic_offs 515 W

Oper_Mode: OFF
Clear Stp|deFlt Stp|Hsave Stp|Pr_ur Stp|Pr_bx Stp|---- |Bbox Stp|Diag OFF
d_Alf OFF|d_icb OFF|d_PM OFF|d_ext OFF|d_dou OFF|e_reg Ult|phase DIR|Reset Stp

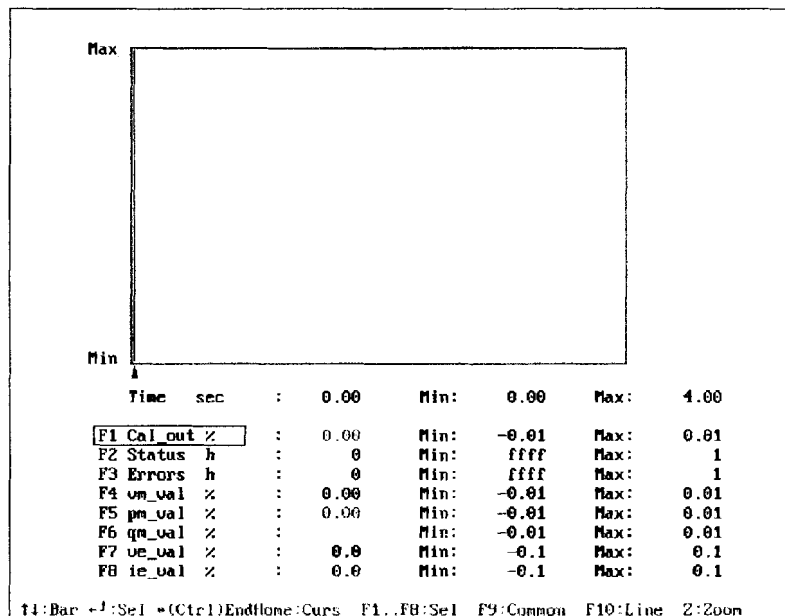
```



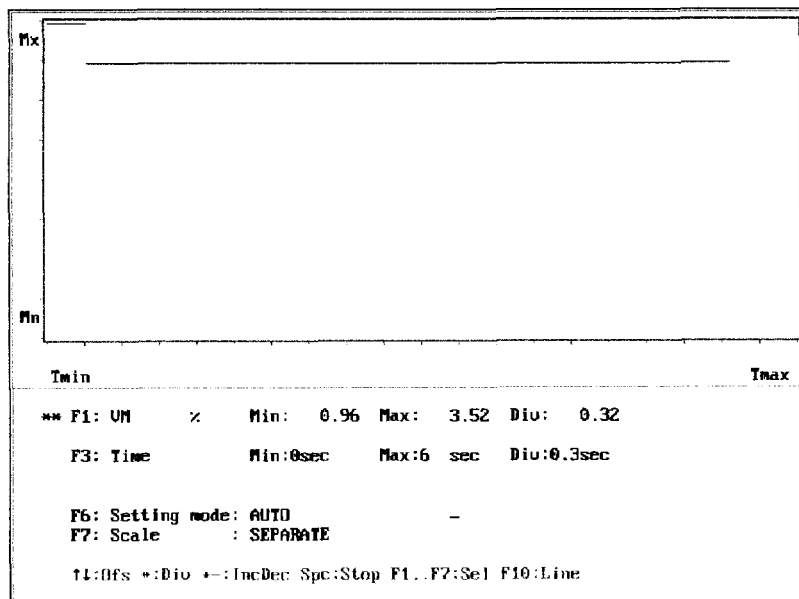
• LISTA DEL MENU BLACK-BOX



• LISTA DEL MENU SCOPE



- TREND DEL MODO SCOPE, max 3 valores



- LISTA DEL MENU Vars

P-PTERM

File Pan-2 Link St/co bbseT Bbox scopE Vars flaGs ANSRLDO

User selected		Exciter	[ 1 ]
Cal_out %	0.00	Cal_out %	0.00
		*UM %	102.40
		PM %	84.38
		QM %	12.02
		UEXC %	147.2
		IEXC %	137.4
		Status h	1e00
		Errors h	0
		Freq hz	59.93
		UL %	103.44
		COSPHI	0.990
		T_Rot °C	41.7

Oper\_Mode OFF

Clear Stp|deFlt Stp|Meave Stp|Pr\_ur Stp|Pr\_bx Stp|----|CONTROL|Bbox Stp|Diag OFF  
 d\_AIF OFF|d\_icb OFF|d\_PM OFF|d\_ext OFF|d\_dou OFF|e\_reg Ult|phase DIR|Reset Stp  
 \* GraphSel/Uns &:JustSel/Uns TAB:OtherPanel InsDel:Sel/Uns F10:St/Co

Inicio [F1] [F2] [F3] [F4] [F5] [F6] [F7] [F8] [F9] [F10] [F11] [F12] [F13] [F14] [F15] [F16] [F17] [F18] [F19] [F20] [F21] [F22] [F23] [F24] [F25] [F26] [F27] [F28] [F29] [F30] [F31] [F32] [F33] [F34] [F35] [F36] [F37] [F38] [F39] [F40] [F41] [F42] [F43] [F44] [F45] [F46] [F47] [F48] [F49] [F50] [F51] [F52] [F53] [F54] [F55] [F56] [F57] [F58] [F59] [F60] [F61] [F62] [F63] [F64] [F65] [F66] [F67] [F68] [F69] [F70] [F71] [F72] [F73] [F74] [F75] [F76] [F77] [F78] [F79] [F80] [F81] [F82] [F83] [F84] [F85] [F86] [F87] [F88] [F89] [F90] [F91] [F92] [F93] [F94] [F95] [F96] [F97] [F98] [F99] [F100]

- LISTA DEL MENU FLAGS

```

P-PCTERM
File Pan-2 Link St/co bbeET Bbox scopE Uars flaGe ANSALDO

CONTROL      ERRORS      STATUS      INPUTS      AUXINP      VIRTINP
Clear:Stp    um_or:NO    trig :OFF   GOexc:OFF   UP :OFF     xlim :OFF
deFlt:Stp    e_fbk:NO    e_en :OFF   Aut :ON     DWN :OFF    r_low:OFF
Msave:Stp    e_min:NO    u_en :OFF   K52g :ON    L_w :OFF    c_rem:OFF
Pr_vr:Stp    sinc :NO    q_en :OFF   K52e :ON    Q_0 :OFF    s_low:OFF
Pr_bx:Stp    k52g :NO    comp :OFF   StdbY:ON    Comp :ON    beten:OFF
---- :      k52e :NO    pss :OFF   qcapi:OFF   PSS :OFF    botgo:OFF
Bbox :Stp    ram :NO     r1_en:OFF   qcapi:OFF   Limit:ON    v_in6:OFF
Diag :OFF    eep :NO     ql_en:OFF   qcapi:OFF   cospr:OFF   v_in7:OFF
d_Alf:OFF    +-15v:NO    goexc:OFF   e_ST :0     cosph:OFF   v_in8:OFF
d_icb:OFF    kp :NO      aut :ON     s_TR :1     Qreg :OFF   v_in9:OFF
d_PM :OFF    ioc :NO     k52g :ON    ---- :0     ---- :1     v_inA:OFF
d_ext:OFF    wdog :NO    k52e :ON    ---- :1     ---- :0     v_inB:OFF
d_dou:OFF    H50 :NO     stdbY:ON    s_in1:OFF   ---- :0     v_inC:OFF
e_reg:Ult    A/D :NO     cnuou:OFF   s_in2:OFF   ---- :0     v_inD:OFF
phase:DIR    aux10:NO    ---- :OFF   s_in3:OFF   ---- :1     v_inE:OFF
Reset:Stp    ---- :NO    sys_e:OFF   s_in4:OFF   ---- :1     v_inF:OFF

Oper_Mode: OFF
Clear Stp|deFlt Stp|Msave Stp|Pr_vr Stp|Pr_bx Stp|---- |CONTROL |
d_Alf OFF|d_icb OFF|d_PM OFF|d_ext OFF|d_dou OFF|e_reg Ult|phase DIR|Reset Stp
* Change A..Z:Move Ins:Select F10:St/Co

```

Para salir del programa digitar en el menú file la opción Exit y ENTER.

# APÉNDICE B

## PROGRAMA DE ACCESO A LAS PROTECCIONES MMI

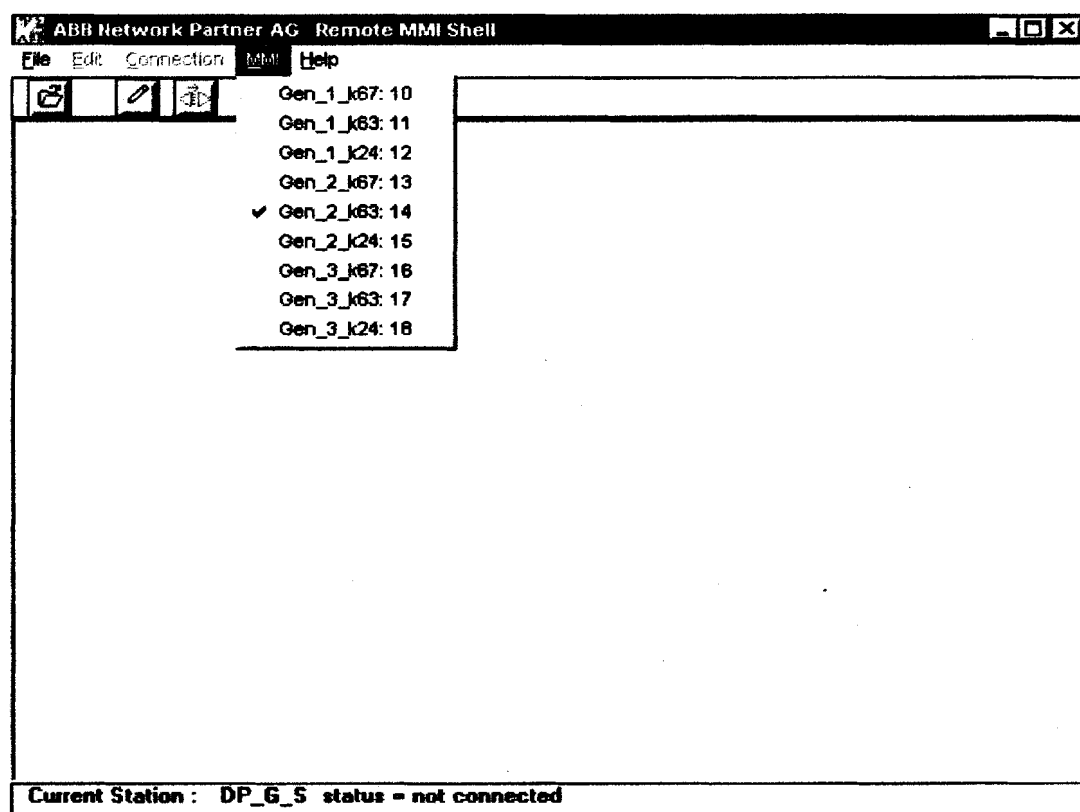
- **INTRODUCCION**

MMI significa Man Machine Interface o interfase hombre máquina. Este programa permite al usuario acceder a la memoria interna del REG-316, donde el puede visualizar las funciones de protección actuales así como los parámetros fijados para cada una de ellas, adicionar nuevas funciones de protección, visualizar el registro local de eventos y disturbios, etc.

El programa MMI está basado en DOS y se comunica desde el computador que contiene el programa a través de una interfaz RS232 en el COM1 y con un sistema bus de fibra óptica al equipo de protección.

- **COMO COMENZAR EL PROGRAMA MMI**

- 1) Iniciar el Programa desde Windows 95 (Inicio – Programas – ABB – RE316 V5\_0 remote)
- 2) Abrir la estación DP\_G\_s (→ Daule Peripa Generator's)
- 3) Escoger el relé con el cual se quiere comunicar





Después de haber iniciado el MMI por primera vez, el programa descarga los parámetros fijados del relé al cual decidió conectarse a la memoria RAM del computador que se esté utilizando, este proceso toma varios minutos. Cuando se conecte por segunda vez a este mismo relé, el programa solo descarga los parámetros fijados si estos no concuerdan con la versión guardada en el disco duro del computador. Este proceso solo dura unos segundos.

Cada vez que se comunique con un relé de protección, el programa MMI sincroniza el reloj interno del relé con el reloj del sistema del computador. Por lo que es muy importante que la hora y la fecha del computador que se esté utilizando sean correctas.

Una vez conectado, la siguiente pantalla deberá aparecer en el monitor:

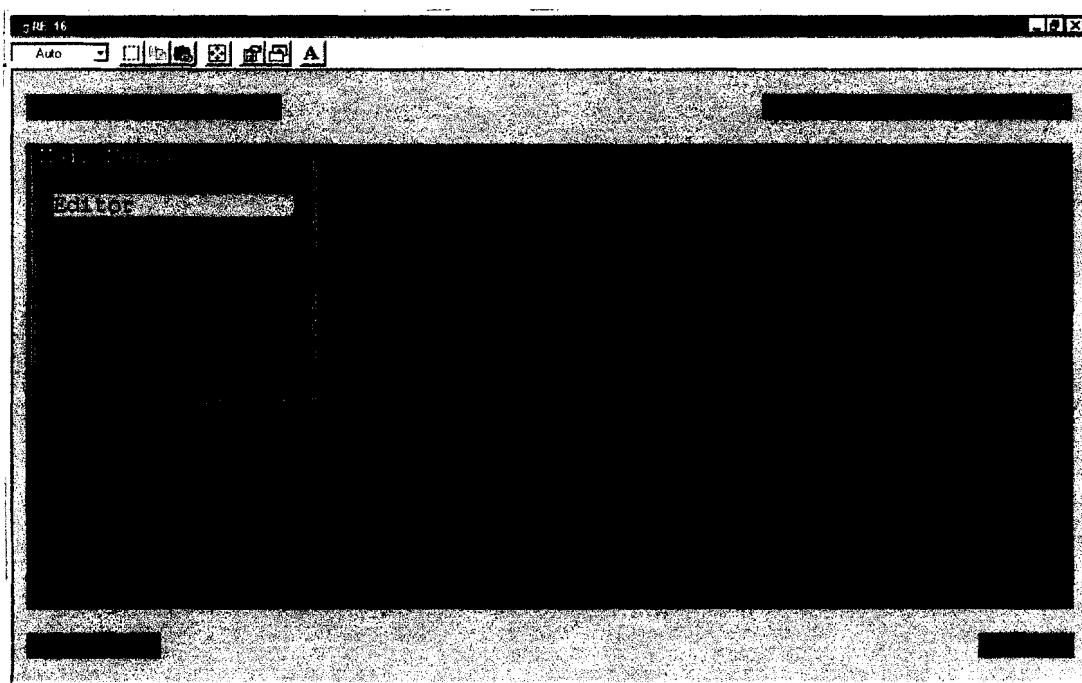


Después de haber iniciado el MMI por primera vez, el programa descarga los parámetros fijados del relé al cual decidió conectarse a la memoria RAM del computador que se esté utilizando, este proceso toma varios minutos. Cuando se conecte por segunda vez a este mismo relé, el programa solo descarga los parámetros fijados si estos no concuerdan con la versión guardada en el disco duro del computador. Este proceso solo dura unos segundos.

Cada vez que se comuniquen con un relé de protección, el programa MMI sincroniza el reloj interno del relé con el reloj del sistema del computador. Por lo que es muy importante que la hora y la fecha del computador que se esté utilizando sean correctas.

Una vez conectado, la siguiente pantalla deberá aparecer en el monitor:





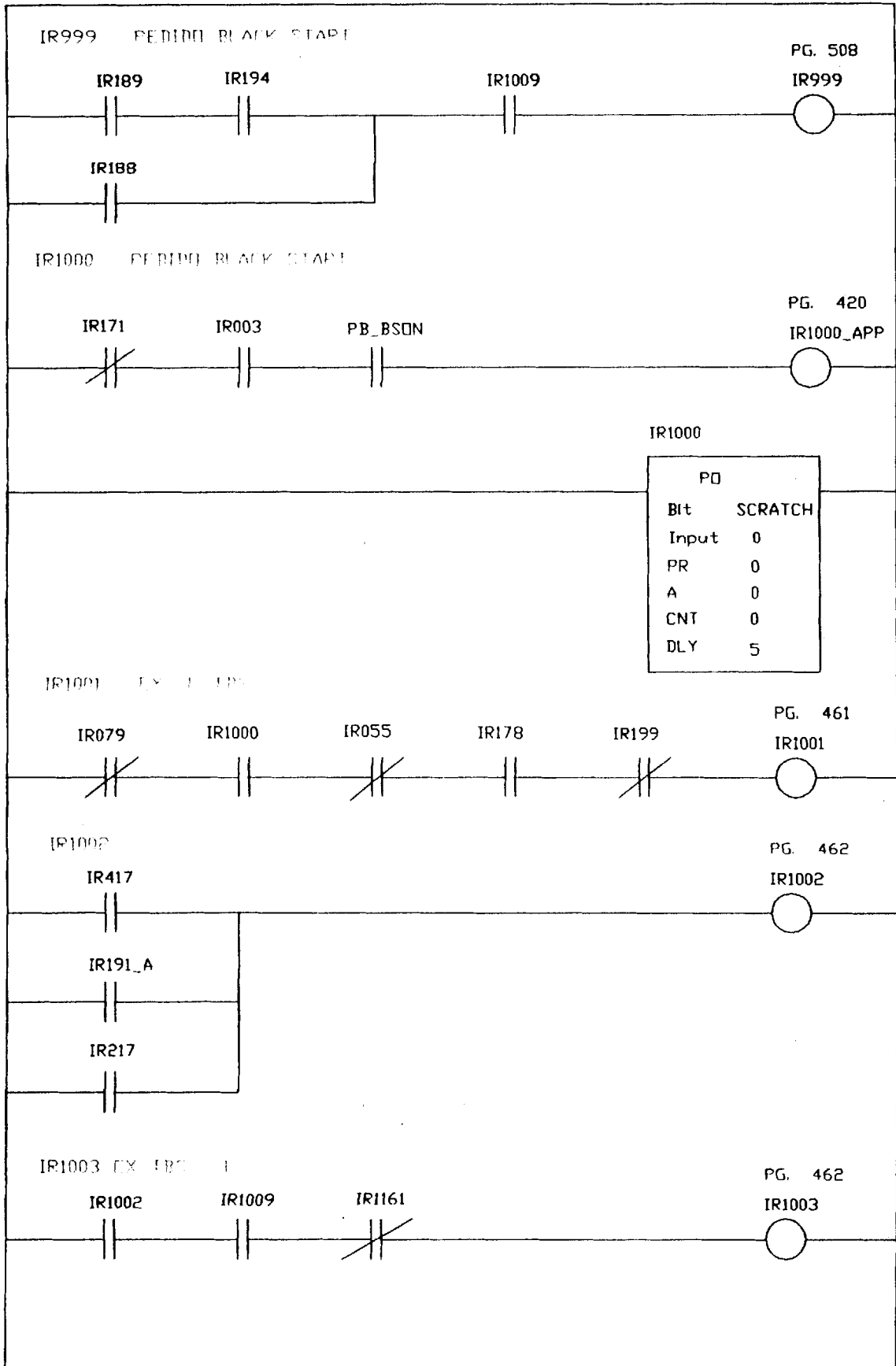
Con la opción del Editor podemos manipular los parámetros fijados para los relés de protección. Para operar el programa se debe usar el teclado y no el mouse. Para desplazarse hacia abajo, presionar ↓, para desplazarse hacia arriba, presionar ↑, para seleccionar el ítem de un menú, presionar "Enter" y para regresar a un menú superior, presionar "ESC".

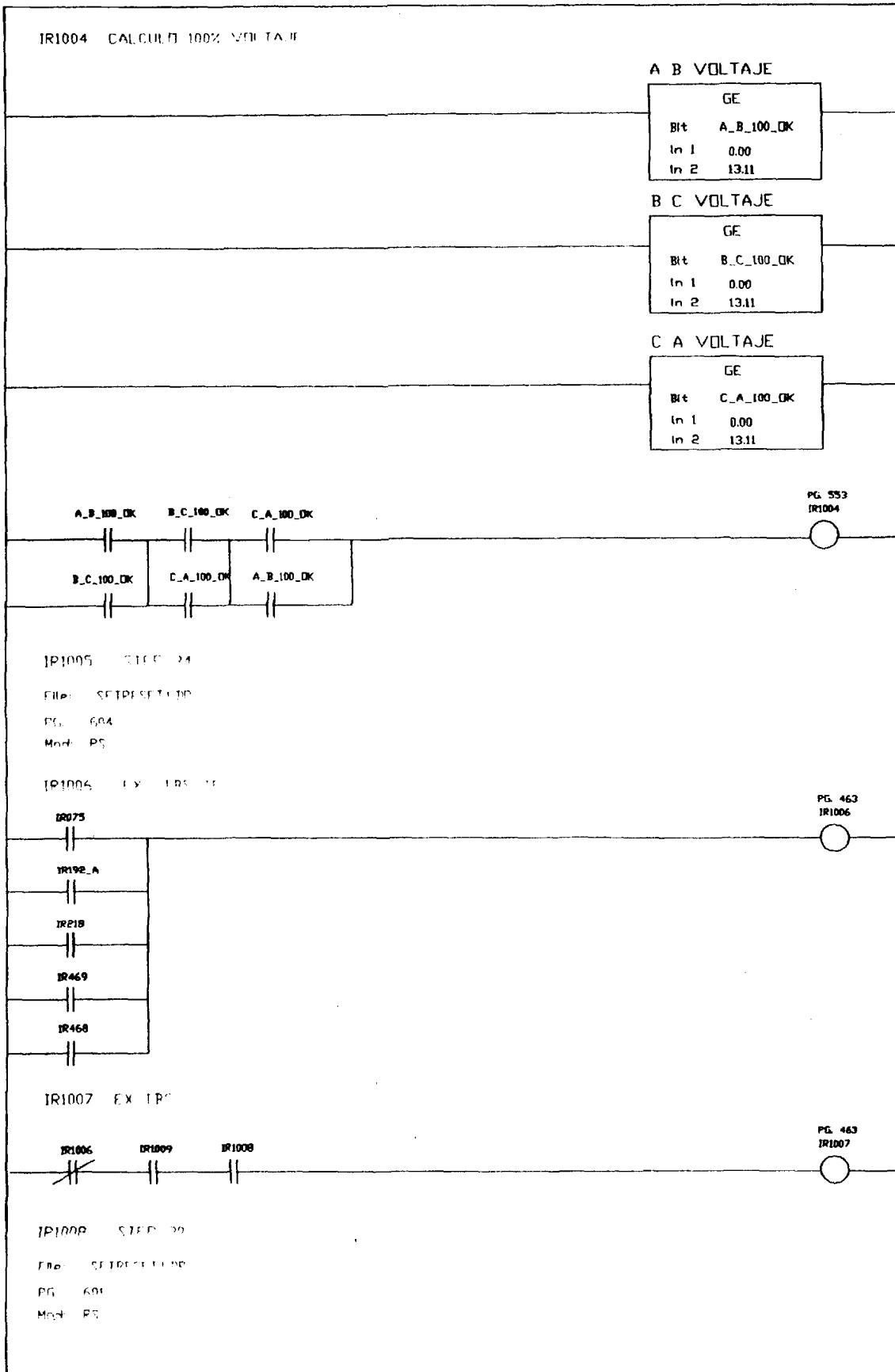
# **APÉNDICE C**

**LOGICA UTILIZADA EN EL DCS PARA EL BLACK START**

IR003	SC_V_SEL.. AUT. SALA CONTROL
IR063	IBM INT. PROT. BLOQ. MEC ( HCOIL 5 seg )
IR075	IBE. INT. PROT. BLOQ. ELEC
IR055	59R Pres. Tens. de Red ( Ir513 Ir514 Ir515 )
IR079	ISG_INT. DISP. FALLA EXT. ( 60 seg )
IR155	FDM FALLA ORG.MEC. ( Todos los UKD )
IR161	EX TG-TF
IR163	G_STATO ES. GEN
IR171	ESTADO TEST DESDE SALA CONTROL
IR178	CJS - CONDICIONES INICIALES SATISFECHAS
IR188	AUT - Servicio Automatico
IR189	SBS - Servicio Paso - Paso
IR190_A	Ped. Op. UNIDAD en GENERACION
IR191_A	Ped. Op. Unidad ROTACION
IR192_A	Ped. Op. Unidad PARADA
IR194	PSBS - Prosección Paso - Paso
IR199	EX F-TG Logic
IR216	RFE - Pedido Op. de PARADA
IR217	EX TG-TR Logic
IR218	Ped. PARADA Aut. desde Automatismo
IR236	( IR139 IR155 BJS21GV004XB01 )
IR238	EX 3 - 7 Logic
IR295	EX 9 - 50
IR298	EX 9 - 16
IR409	ST9 - STEP 9
IR414	ST11 - STEP 11
IR417	Ped. Aut. de ROTACION en Tensión
IR468	BM
IR469	BE- Bloqueo Electrico desde Secuencia
IR495	Control de Sincronismo
IR999	Pedido Black Start
IR1000	Pedido de Black Start
IR1001	EX F-TBS
IR1002	
IR1003	EX TBS-F
IR1004	CALCULO 100% VOLTAJE
IR005	STEP 34
IR1006	EX TBS -TF
IR1007	EX TBS
IR1008	STEP 30
IR1009	Estado Transición V_Black Start
IR1010	Estado Ejercicio V_Black Start
IR1011	Mando de Aumentar Frecuencia
IR1012	Mando de Disminuir Frecuencia
IR1013	Calculo 30% Voltaje

IR1014	LSBS 9-30
IR1015	EX 9-30
IR1016	BEA 30
IR1017	EX 30-50
IR1018	EX 30-16
IR1019	LSBS 30-31
IR1020	EX 30-31
IR1021	BEA 31
IR1022	STEP 31
IR1023	EX 31-50
IR1024	LSBS 31-15
IR1025	EX 31-15
IR1026	LSBS 31-32
IR1027	Pedido Cerrar Disyuntor
IR1028	EX 31-32
IR1029	Control Sincronismo Normal
IR1030	Control Sincronismo Black Start
IR1031	STEP 31
IR1032	MTP 31
IR1033	RF 31
IR1034	STEP 32
IR1035	BEA 32
IR1036	Pedido Oper. Aumentar Frecuencia
IR1037	EX 32-50
IR1038	EX 32-40
IR1039	EX 32-15
IR1040	EX 32 -14
IR1041	LSBS 32-33
IR1042	EX 32-33
IR1043	Pedido OPER: DISM. FRECUENCIA
IR1044	BMA 32
IR1045	LSBS 32-14
IR1046	Pedido Voltage 100%
IR1047	STEP 33
IR1048	EX TBS -BS
IR1049	RTM 33
IR1050	MTP 33
IR1051	RF 33
IR1052	BEA 33
IR1053	BMA 33
IR1054	EX 33 -50
IR1055	EX 33-40
IR1056	EX 33-15
IR1057	LSBS 33-14
IR1058	EX 33-14
IR1059	LSBS 33-34
IR1060	EX 33-34
IR1061	BEA 34
IR1062	G_STATD ES. GEN
IR1063	BMA 34
IR1064	EX 34 -50
IR1065	EX 34-40
IR1066	EX 34 -15
IR1067	EX 34-14
IR1068	Contacto a Excitación 100% Voltaje
IR1069	Black Start a Protection
IR1070	Pedido Generación ISOLADA
IR1071	Estado Generation Isolada
IR1072	Salida a protection para generation aislada
IR1073	Pedido Salida Generation Aislada
IR1074	Transición GEN-ISD y ISD-GEN a regulador Velocidad







IR1009 ESTADO TRANSICION V BLACK START

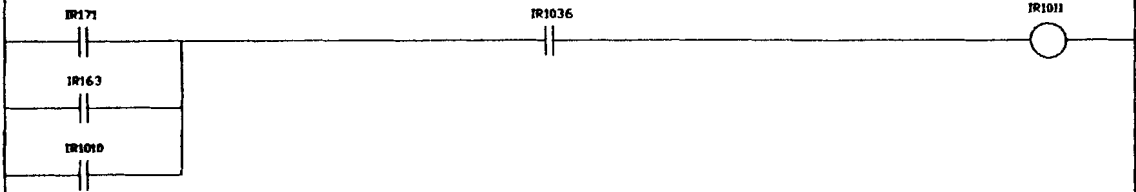
File: SETRESET.LDR  
 PG: 467  
 Mod: RS

IR1010 ESTADO EJECUCION V BLACK START

File: SETRESET.LDR  
 PG: 467  
 Mod: RS

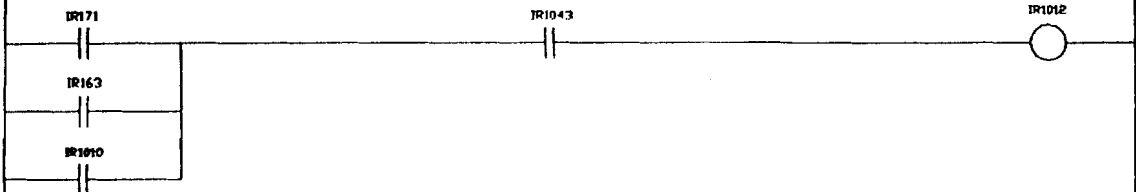
IR1011 Mando de emergencia (Emergency)

PG: 735  
 IR1011



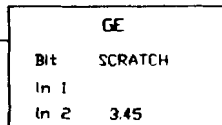
IR1012 Mando de distribución (Distribution)

PG: 736  
 IR1012

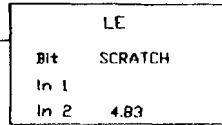


IR1013 CALCULO 20% VOLTAJE

A B VOLTAJE

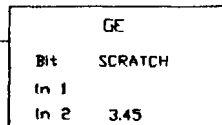


A B VOLTAJE

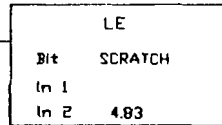


A\_B\_VOLTAGE\_OK

B C VOLTAJE

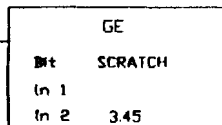


B C VOLTAJE

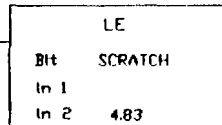


B\_C\_VOLTAGE\_OK

C A VOLTAJE

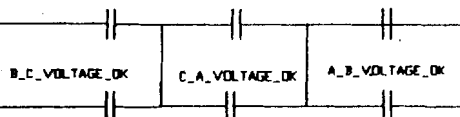


C A VOLTAJE

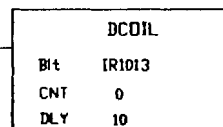


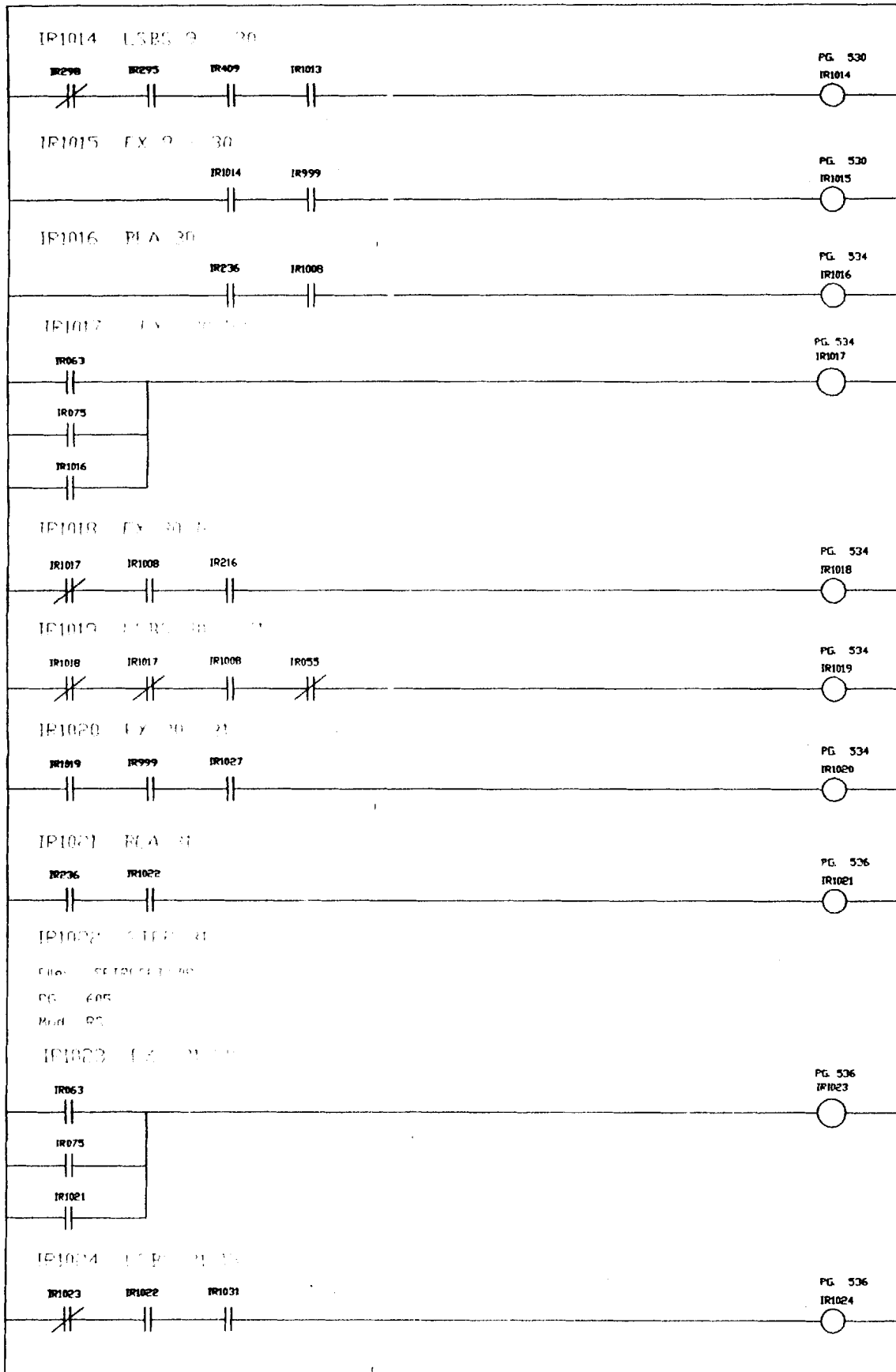
C\_A\_VOLTAGE\_OK

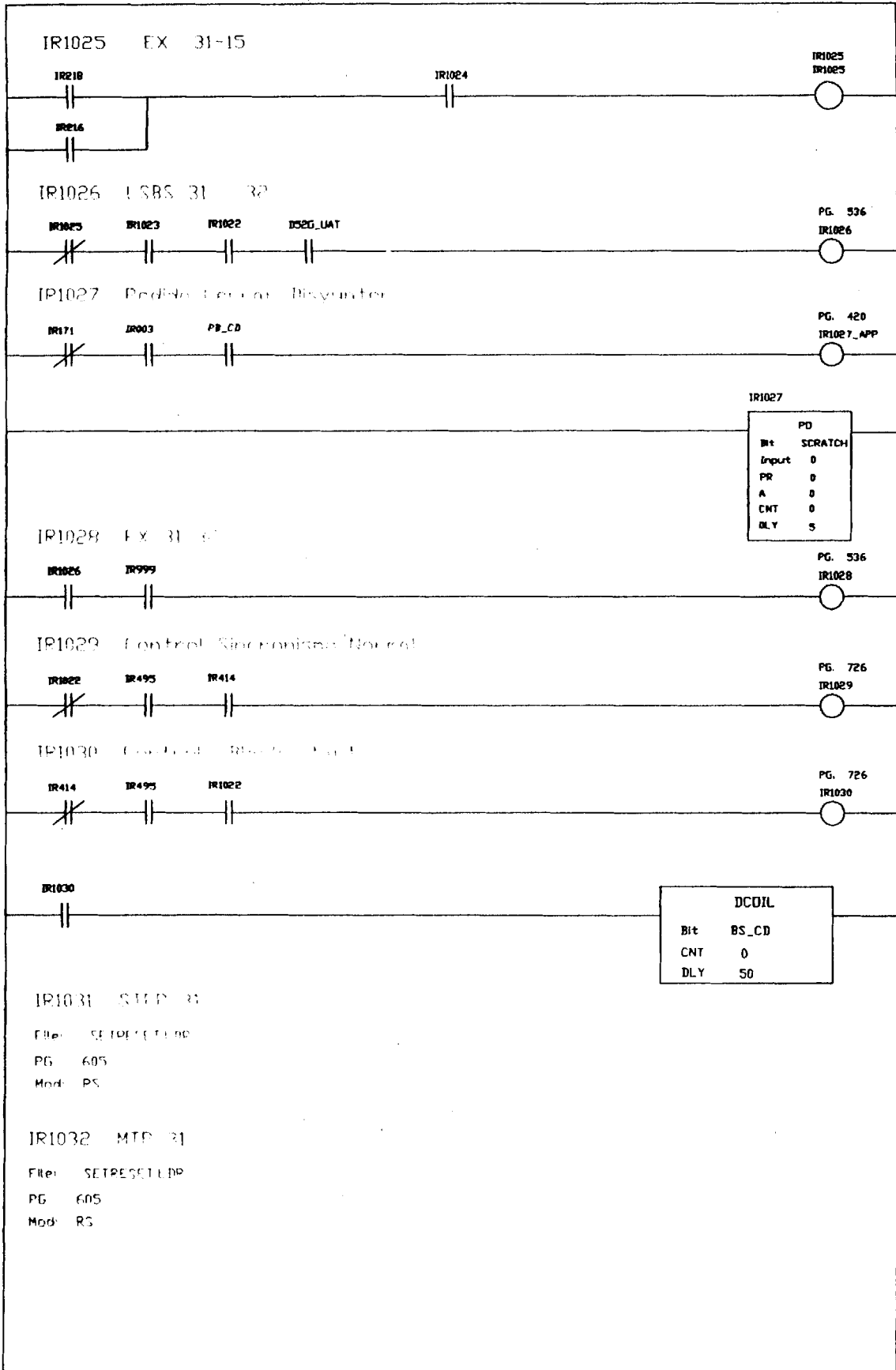
A\_B\_VOLTAGE\_OK B\_C\_VOLTAGE\_OK C\_A\_VOLTAGE\_OK

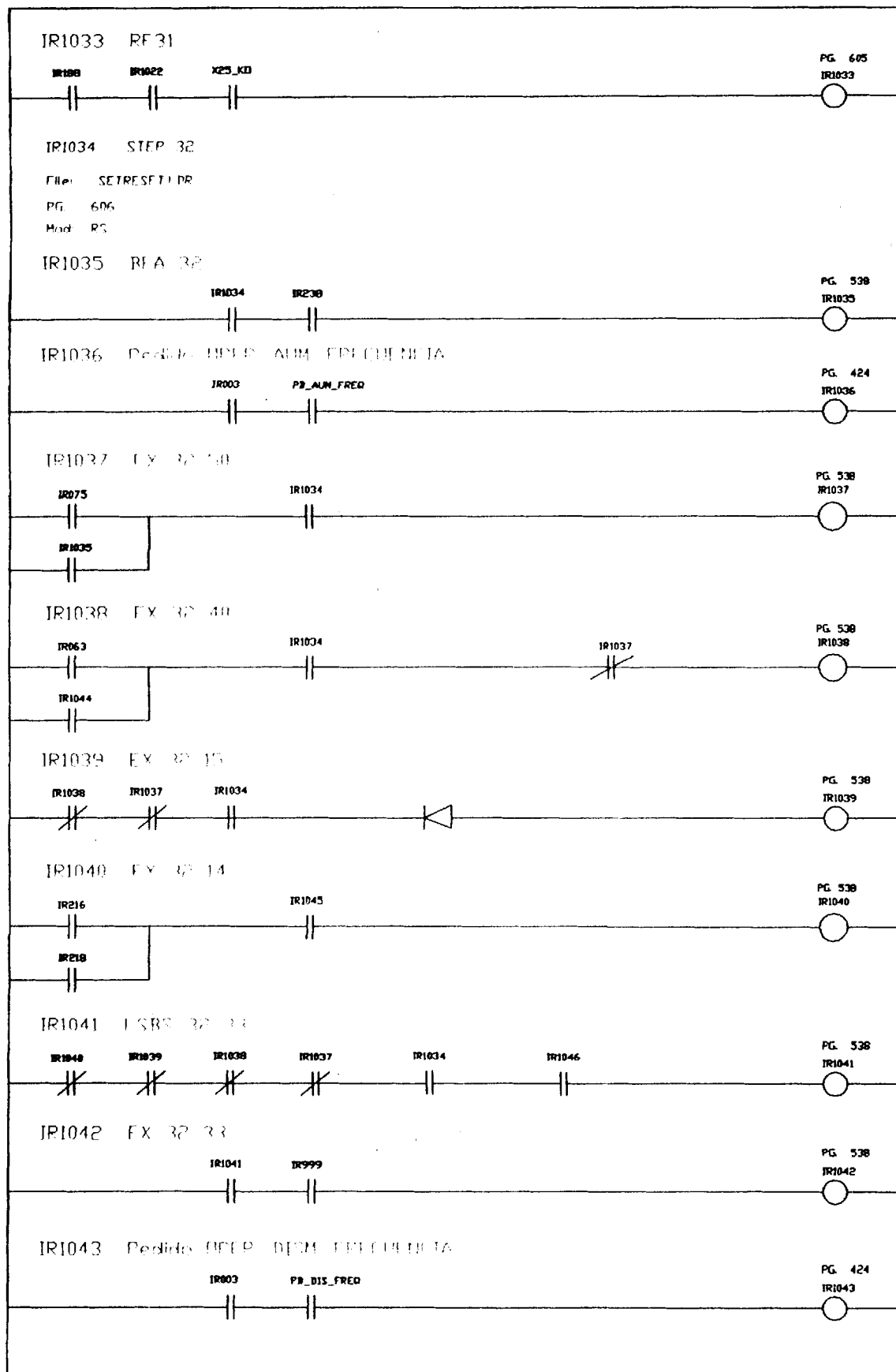


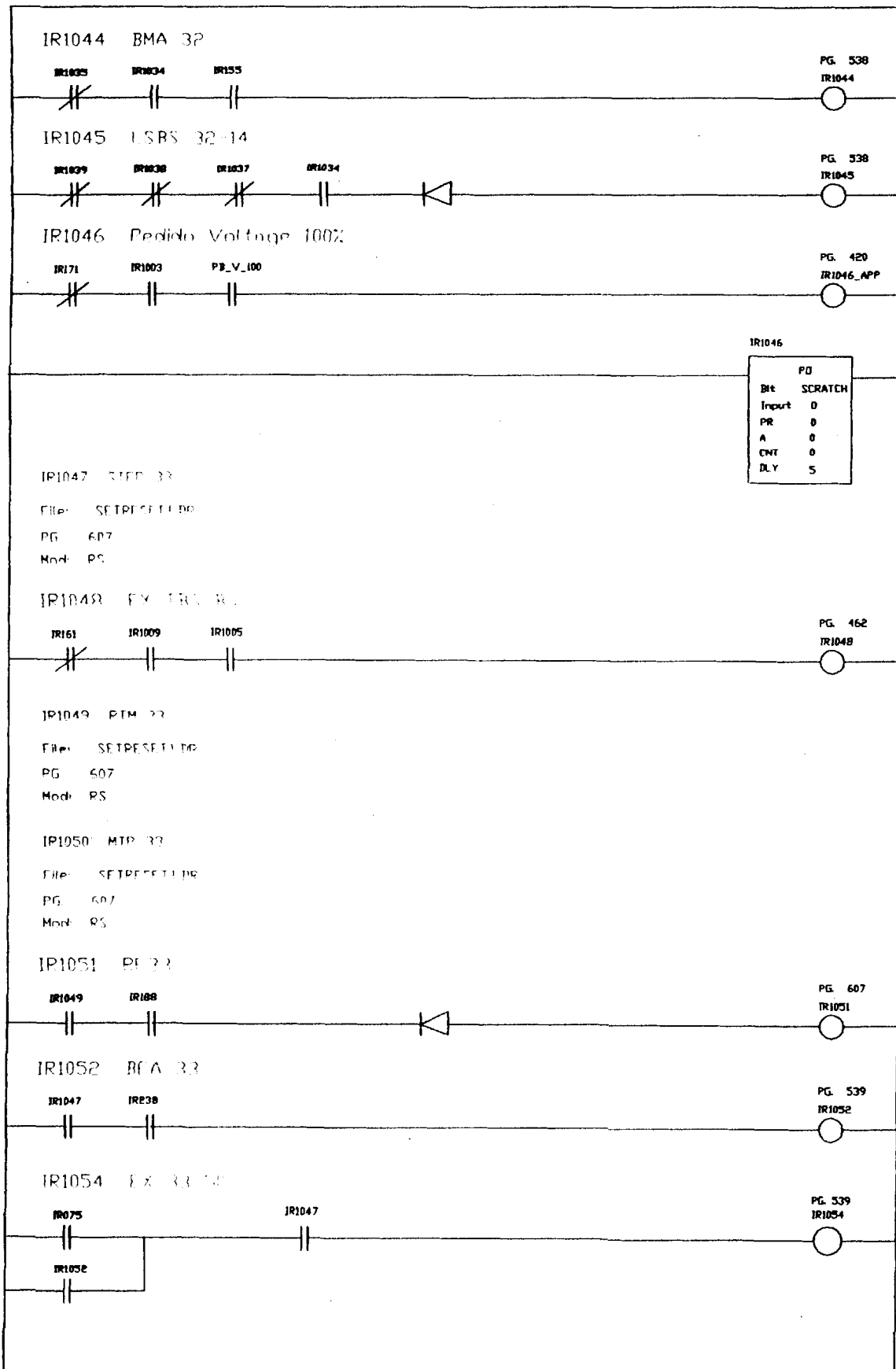
IR1013

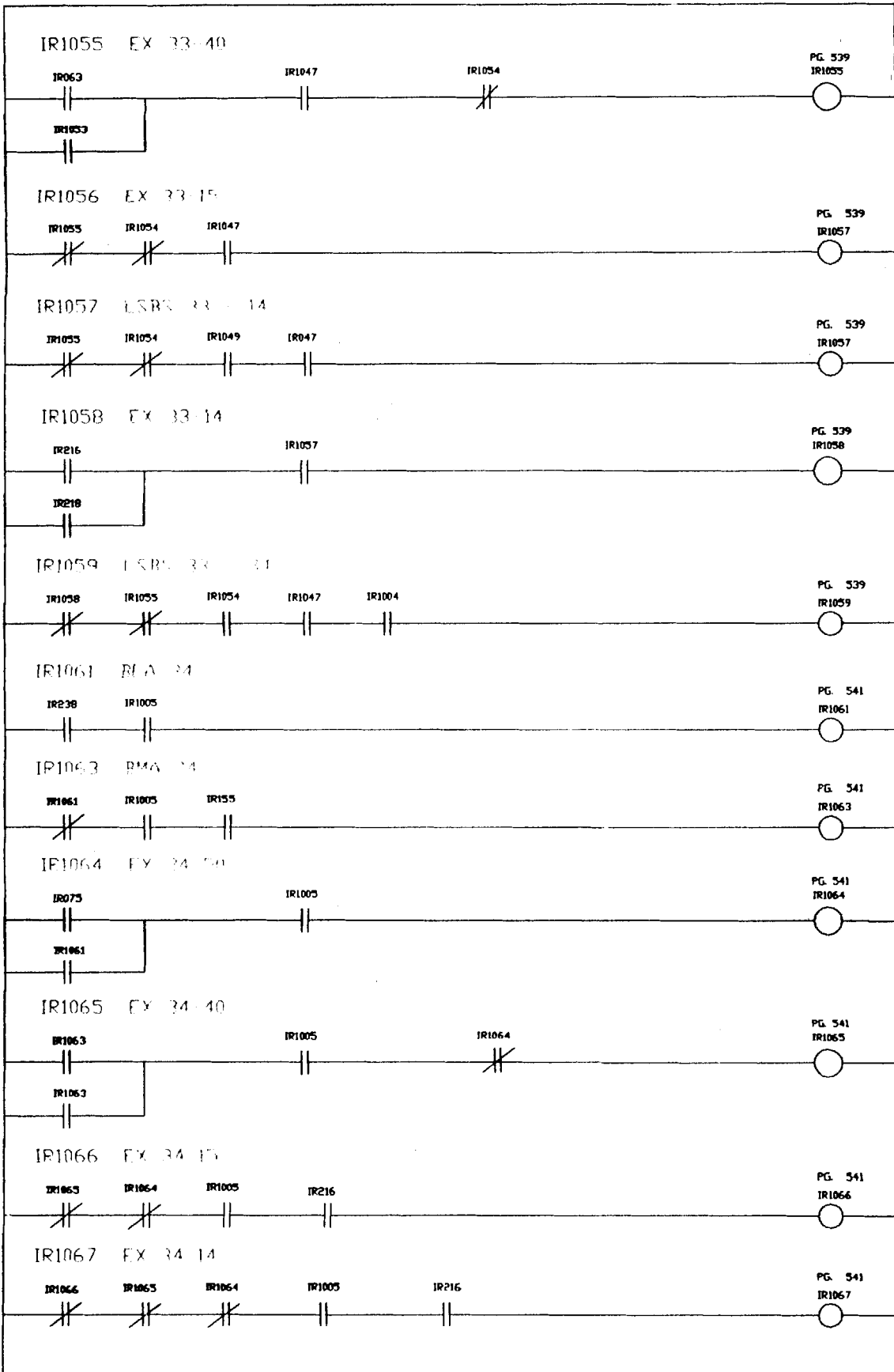


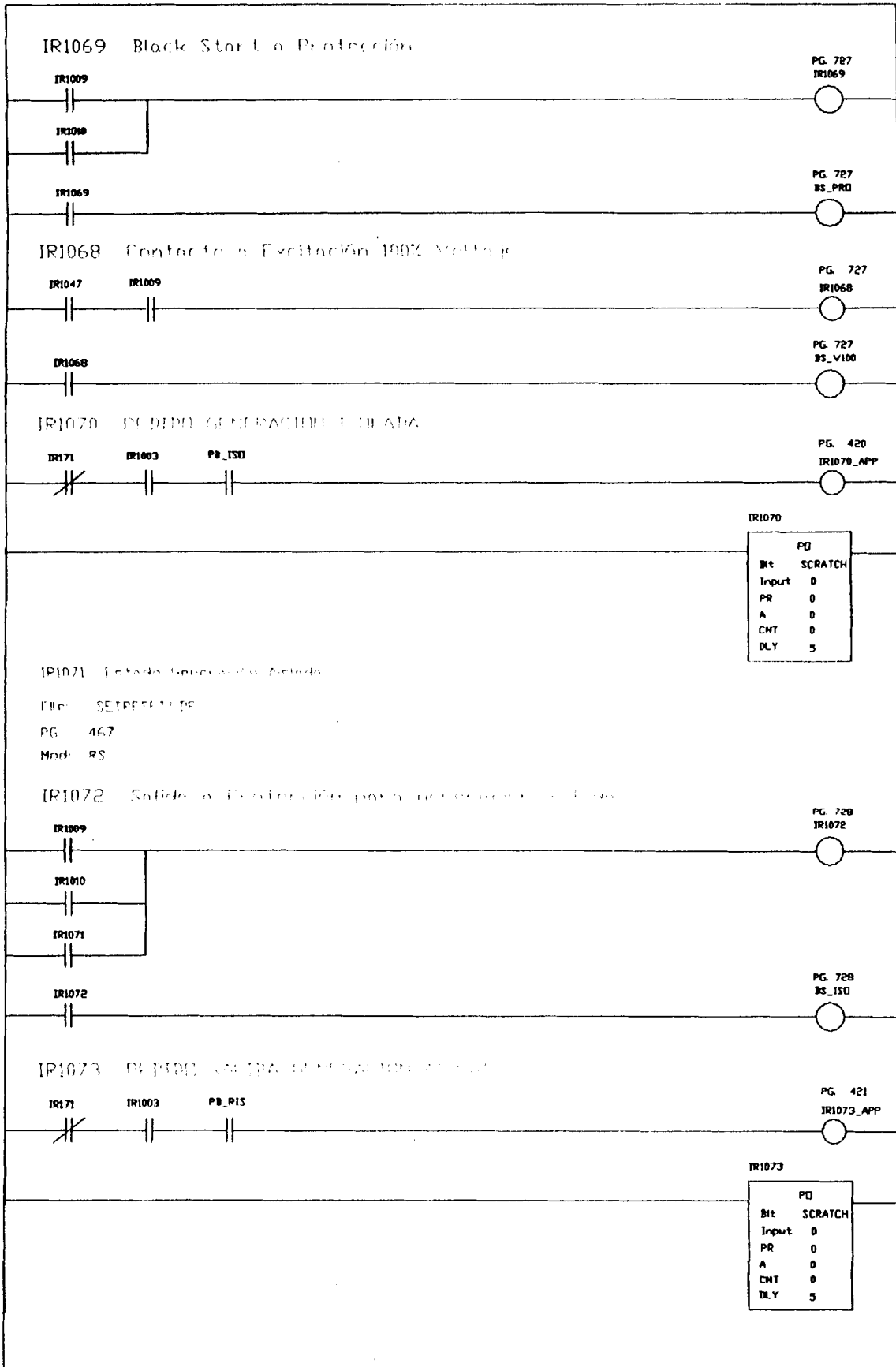










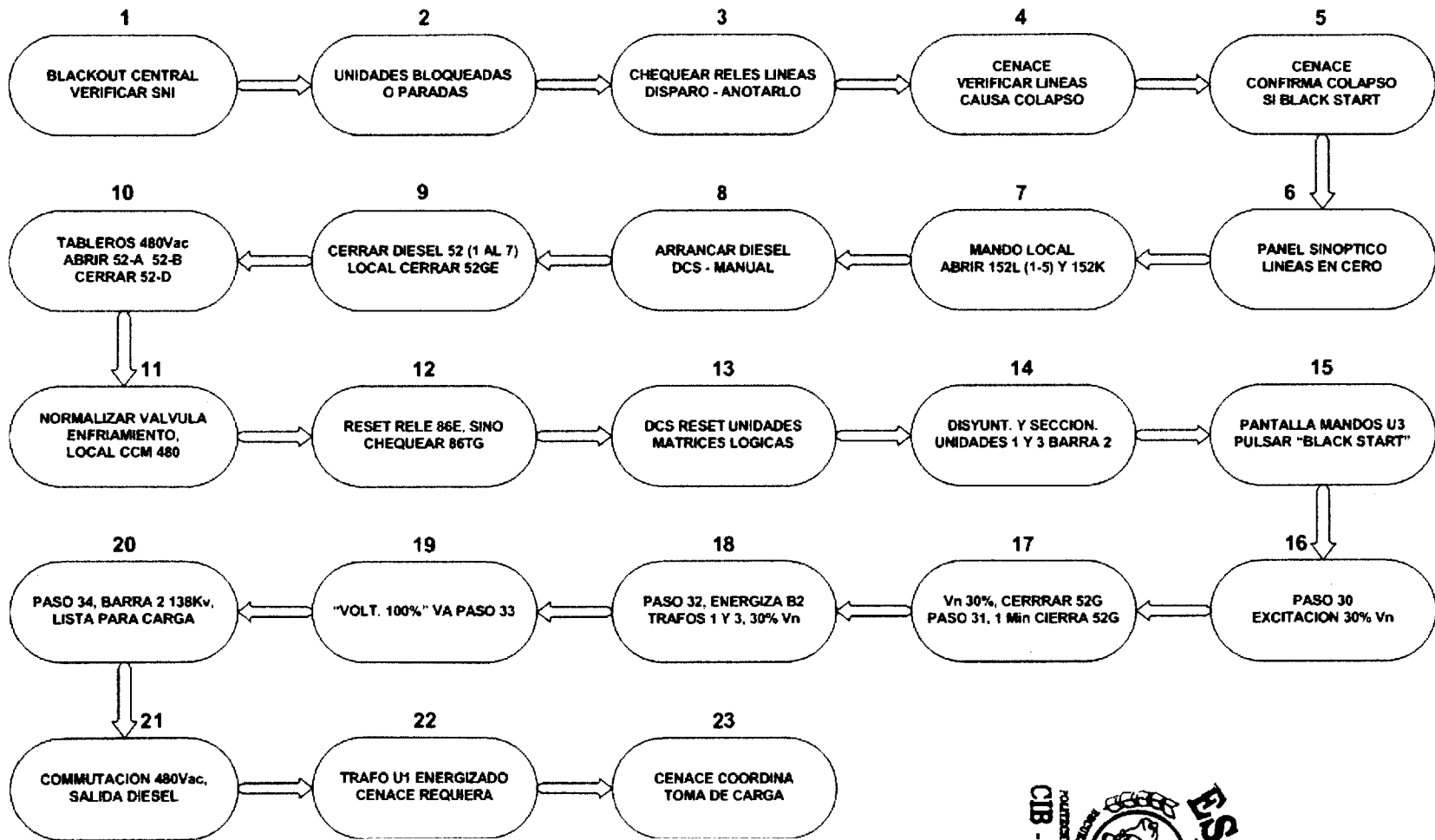


# APÉNDICE D

DIAGRAMA SIMPLIFICADO DEL ARRANQUE EN MODO BLACK START







## BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS

1. HIDRONACION SA, "*Folleto de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind*", Ecuador.
2. NATIONAL GRID CONTROL, "*An Introduction to Black Start*", Inglaterra.
3. CEDEGE y CHDP, "*Manual de Mantenimiento y Operación de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind - Paneles de Baja Tensión para los Servicios Auxiliares*", Ecuador.
4. CEDEGE y CHDP, "*Manual de Mantenimiento y Operación de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind - Sistema de Excitación*", Ecuador.

5. CEDEGE y CHDP, "*Manual de Mantenimiento y Operación de la Central Hidroeléctrica Marcel Lamado de Wind Turbinas Hidráulicas y Sistema de Regulación*", Ecuador.
6. CEDEGE y CHDP, "*Manual de Mantenimiento y Operación de la Central Hidroeléctrica Marcel Lamado de Wind Equipos de Protección y Medición*", Ecuador.
7. CEDEGE y CHDP, "*Manual de Mantenimiento y Operación de la Central Hidroeléctrica Marcel Lamado de Wind Equipos de Mando y Control*", Ecuador.
8. CENACE, "[www.cenace.org.ec](http://www.cenace.org.ec)", Ecuador.
9. CONELEC, "[www.conelec.gov.ec](http://www.conelec.gov.ec)", Ecuador.
10. TGLO. ANGEL HERRERA, "*Manual de utilización del Programa PC TERAI*", Ecuador.
11. ING. NIKOLA VUKASOVIC, "*Manual for MMI Protection Program*", Suiza.
12. ING. WASHINGTON LAMA, "*Apuntes de la lógica del DCS*", Ecuador.

