

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL COMPLEJO
HIDROELÉCTRICO DEL MANTARO”**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

FREDDY JULIO SAYÁN PAREDES

**PROMOCION
1998-II**

**LIMA - PERU
2006**

**“COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL COMPLEJO
HIDROELÉCTRICO DEL MANTARO”**

Dedico este trabajo a mi esposa e hijos porque ellos me dieron la razón de mi vida y fuerza necesaria para su culminación. A mis padres y hermanos que desde muy temprano me alentaron en mi carrera. A mi abuelo porque complementó con su experiencia mi vida. Aquellas personas que me alentaron a la culminación de mi carrera. A mis profesores porque sus conocimientos pudieron llenar mis expectativas de esta linda carrera. A mis compañeros de estudios porque formamos verdaderos equipos de trabajo. Y sobre todo a mi Alma Mater que me cobijó durante parte de mi vida y me enseñó a ser un profesional de primer nivel para las exigencias de nuestro Perú.

SUMARIO

Este informe de suficiencia presenta la coordinación de la operación de la central más importante del Perú, en el se desarrolla el método según la ley de concesiones eléctricas, su reglamento y la norma técnica de operación en tiempo real.

Lo principal de este informe de suficiencia son: las características de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución, los procesos y métodos de la coordinación de la operación en tiempo real, los aportes profesionales a la coordinación de la operación y las implicancias económicas de una mala coordinación de la operación.

INDICE

INTRODUCCIÓN	01
CAPITULO I	
GENERALIDADES	
1.1 Antecedentes	02
1.2 Integrantes del COES-SEIN	03
1.3 Operación de las Centrales Hidroeléctricas del Complejo de Producción Mantaro	04
1.4 Coordinación con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	05
1.5 Ubicación y descripción de las Centrales Hidroeléctricas "Santiago Antúnez de Mayolo" y "Restitución"	06
1.5.1 Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo	06
1.5.2 Central Hidroeléctrica Restitución	07
CAPITULO II	
CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS SAM Y RON	
2.1 Objetivo	08
2.2 Características de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo	08
2.2.1 Características técnicas y modelo matemático del regulador de tensión de la C.H. Santiago Antúnez de Mayolo	08
2.2.2 Características técnicas y modelo matemático del regulador de velocidad de la C.H. Santiago Antúnez de Mayolo	10
2.3 Característica de la Central Hidroeléctrica Restitución	11
2.3.1 Características técnicas y modelo matemático del regulador de tensión de la C.H. Restitución	12

2.3.2	Características técnicas y modelo matemático del regulador de velocidad de la C.H. Restitución	13
2.4	Relés de protección	14
2.5	Interruptores	14
2.6	Seccionadores	14
2.7	Curvas de operación	14
2.7.1	Curvas características	14
2.7.2	Cartas de operación PQ	14
CAPITULO III		
CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN		
3.1	Criterios de Operación y Coordinación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	15
3.1.1	Objetivo	15
3.1.2	Base Legal	15
3.1.3	Definiciones y abreviaturas	15
3.1.4	Responsabilidad de la DOCOES	15
3.1.5	Responsabilidad del Coordinador	18
3.1.6	Responsabilidad de los Miembros del COES	22
3.1.7	Períodos del Programa e Intercambio de Datos	25
3.1.8	Información Requerida	26
3.2	Procedimientos de Operación y Coordinación de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución	30
3.2.1	Objetivos	30
3.2.2	Responsables	30
3.2.3	Condiciones para el arranque	31
3.2.4	Arranque Automático	33
3.2.5	Arranque Manual	34
3.2.6	Sincronización con el SEIN	36
3.2.7	Parada de Grupo	39
3.3	Aporte Profesional a la Operación y Coordinación	43
3.3.1	Objetivos	43

3.3.2	Implementación del “Sistema de Gestión de Calidad” para la programación de la operación del área de Operación de Electroperú S.A.	44
3.3.3	Implementación del “Sistema de Gestión de Calidad” para la evaluación de la operación del área de Operación de Electroperú S.A.	46

CAPITULO IV

COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

4.1	Coordinación de la Operación en Tiempo Real del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	48
4.1.1.	Objetivo	48
4.1.2.	Operación en estado normal	48
4.1.3.	Operación en estado de emergencia	49
4.1.4.	Operación en estado de recuperación	50
4.2.	Coordinación de la Operación en Tiempo Real del Centro Supervisor de Operación de Electroperú S.A. Lima	52
4.2.1.	Objetivo	52
4.2.2.	Alcance	52
4.2.3.	Coordinación de la Operación en Tiempo Real con el CPM	53
4.2.4.	Coordinación de la Operación en Tiempo Real con el Coordinador Nacional CCO	53
4.2.5.	Coordinación de la Operación con los Clientes	54
4.2.6.	Coordinación de la Operación en Tiempo Real con los Transmisores	54
4.2.7.	Informe de falla de la Operación al Osinerg	54
4.3.	Coordinación de la Operación en Tiempo Real del Centro de Producción Mantaro Electroperú S.A.	54
4.3.1	Objetivos	54
4.3.2	Alcance	54
4.3.3	Responsables	54
4.3.4	Descripción	55
4.4.	Aporte Profesional a la Operación en Tiempo Real	58
4.4.1	Objetivos	58

4.4.2	Implementación de una base de datos en Access llamada “Registro de datos (RED)” para la operación en tiempo real del área de Operación de Electroperú S.A. Lima	58
CAPITULO V		
IMPLICANCIAS ECONÓMICAS DE UNA MALA OPERACIÓN Y COORDINACIÓN		
5.1.	Objetivo	60
5.2.	Ubicación	60
5.3.	Causa	60
5.4.	Condición pre falla	60
5.5.	Secuencia de maniobras y eventos	61
5.6.	Consecuencias	65
5.6.1	Calidad del producto	65
5.6.2	Calidad de suministro	65
5.7.	Análisis	65
5.8.	Implicancias económicas	66
5.9.	Observación	66
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		68
ANEXOS		71
BIBLIOGRAFÍA		149

INTRODUCCIÓN

El objetivo de este informe de suficiencia es demostrar los procesos y métodos para la coordinación de la operación de las centrales hidroeléctricas: "Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución".

El método de trabajo para la coordinación de la operación de centrales eléctricas se desarrolla mediante un centro de control de cada empresa que supervisa las maniobras de operación y mantenimiento en coordinación con el Centro Coordinador de Operaciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional llamado COES-CCO. La supervisión es mediante el monitoreo usando el scada, onda portadora, radio UHF, correo electrónico, internet y la comunicación vía telefónica.

El alcance del presente trabajo es el planteamiento de las consideraciones necesarias en cada empresa para una buena coordinación de la operación de las centrales eléctricas, con el centro coordinador de la operación COES-CCO que es la encargada de autorizar la orden de arranque y parada de los grupos eléctricos por operación y mantenimiento.

El reconocimiento a la empresa Electroperú S.A. por brindar las facilidades al desarrollo de este informe y especialmente a las personas del Centro Supervisor de Operación del área de Operación de la Gerencia Comercial en Lima.

CAPITULO I GENERALIDADES

1.1 Antecedentes

En el Perú la coordinación de la operación de una central eléctrica se desarrolla dentro del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, comprendido por los Sistemas Centro - Norte y Sur, mediante los centros de control de cada empresa y el centro coordinador de operaciones (CCO).

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) es el sistema eléctrico nacional unificado por los dos sistemas antes mencionadas desde septiembre 2000, está formado por las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución.

El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES - SINAC) es un organismo técnico, conformado por los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión cuyas instalaciones se encuentran interconectadas en el Sistema Eléctrico Nacional, con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad y calidad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

1.2 Integrantes del COES-SEIN

Los integrantes del COES-SEIN a octubre 2006 son los siguientes:

1.2.1	Empresa Electricidad del Perú S.A. - ELECTROPERÚ	ELP
1.2.2	Empresa Generación Eléctrica de Lima S.A.A. - EDEGEL	EDG
1.2.3	Energía del Sur S.A. - ENERSUR	ENS
1.2.4	Termoselva S.R.L.	TER
1.2.5	Empresa Electricidad de los Andes S.A. - ELECTROANDES	EAN
1.2.6	Duke Energy Internacional Egenor S. en C. por A. – EGENOR	EGN
1.2.7	Empresa Eléctrica de Piura S.A. - EEPSA	EEP
1.2.8	Empresa Generación Eléctrica de Arequipa S.A. - EGASA	EGA
1.2.9	Empresa Generación Eléctrica de Machupicchu S.A. – EGEMSA	EGM
1.2.10	Empresa Generación Eléctrica San Gabán S.A. - EGESG	SGB
1.2.11	Empresa Generación Eléctrica Cahua S.A. - CAHUA	CAH
1.2.12	Shougang Generación Eléctrica S.A.A. - SHOUGESA	SHO
1.2.13	Empresa Generación Eléctrica del Sur S.A. - EGESUR	EGS
1.2.14	Sociedad Minera Corona S.A.	SMC
1.2.15	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	ESR
1.2.16	Consorcio TransMantaro S.A. - TRANSMANTARO	TRM
1.2.17	Red Eléctrica del Sur S.A. - REDESUR	RDS
1.2.18	Red de Energía del Perú S. A.	REP
1.2.19	Eteselva S.R.L. - ETESELVA	TRS
1.2.20	Interconexión eléctrica ISA Perú S.A. – ISA PERU	ISA
1.2.21	Compañía Minera Antamina S.A.	CMA

1.3 Operación de las Centrales Hidroeléctricas del Complejo de Producción Mantaro

La operación de las Centrales Hidroeléctricas del Complejo de Producción Mantaro se desarrolla con la supervisión en Lima mediante un Centro de Supervisión de Operación (COS) y una Sala de Control ubicado en la misma zona del Mantaro (ver figura N° 1.1).

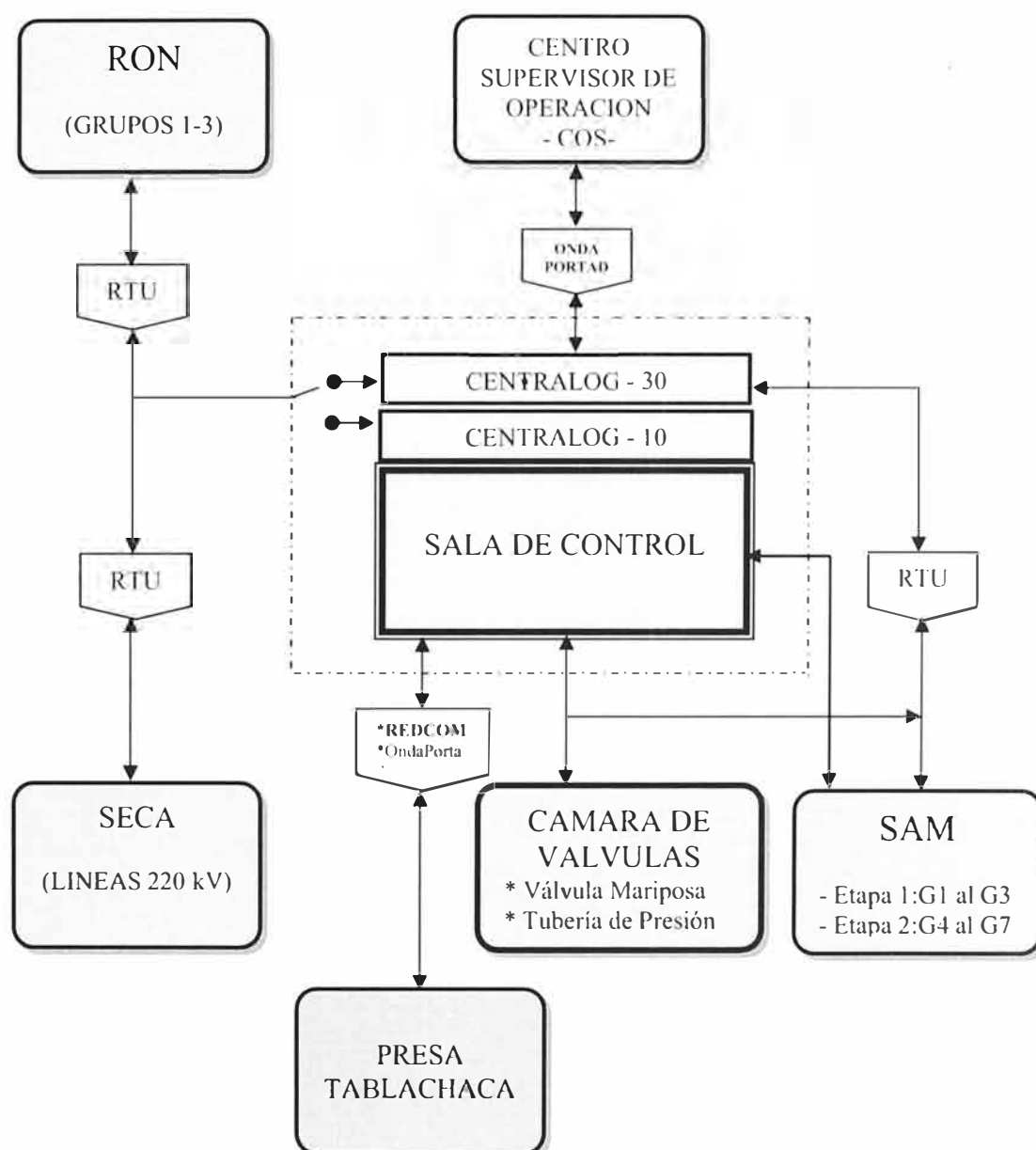


Figura N° 1. 1 Esquema de la operación de las Centrales Hidroeléctricas Santiago Antúñez de Mayolo y Restitución

1.4 Coordinación con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

La Coordinación con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional se da mediante un coordinador asignado en estos momentos al COES-CCO, el cual coordina con todos los integrantes del sistema reunidos en el COES (ver figura N° 1.2).

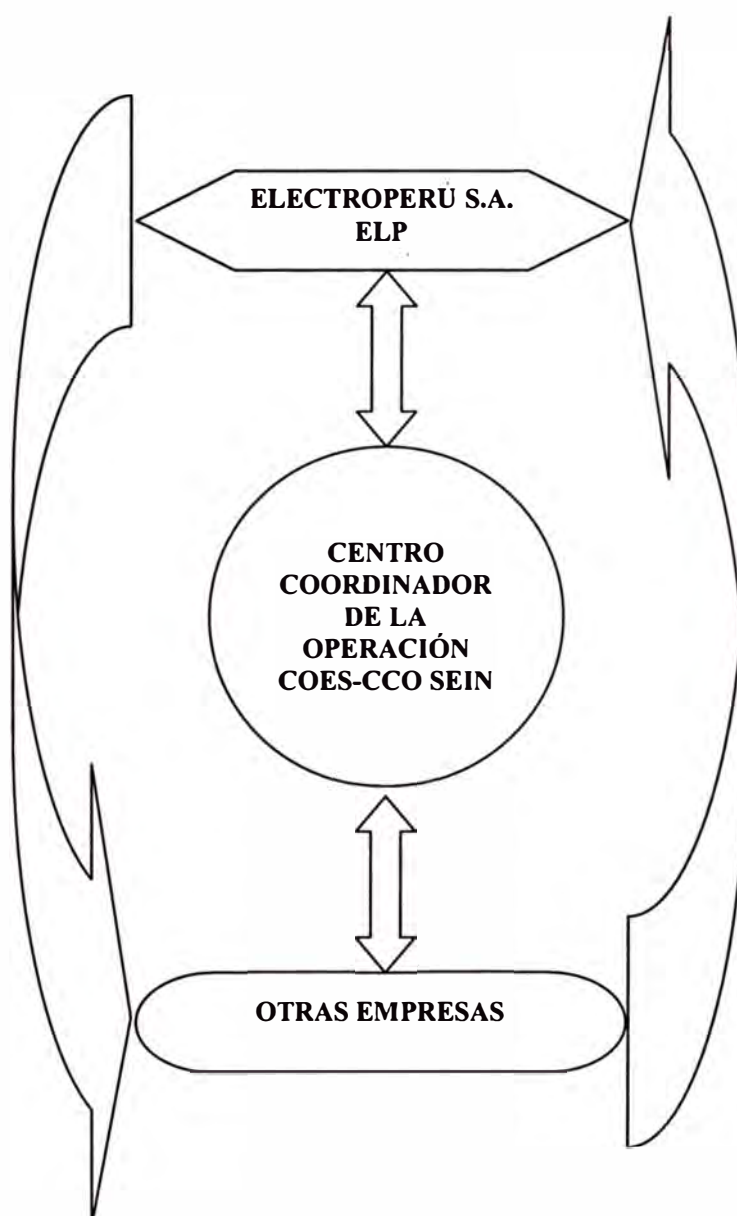


Figura N° 1.2 Esquema de la Coordinación con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

1.5 Ubicación y descripción de las Centrales Hidroeléctricas “Santiago Antúnez de Mayolo” y “Restitución”

Las Centrales Hidroeléctricas Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución están ubicados en el departamento de Huancavelica, en la provincia de Tayacaja, a 160 Km. de la Ciudad de Huancayo y 460 Km. de la Ciudad de Lima, el Complejo Hydroenergético del Mantaro es el más importante centro de generación hidroeléctrica del país.

Conformado por la represa de Tablachaca y dos centrales Hidroeléctricas construidas en cascada, el Complejo Mantaro tiene una potencia nominal de 1008 MW.

Las aguas del río Mantaro son almacenadas en el embalse de Tablachaca, que con una altura de 77 metros y una longitud de coronación de 180 metros, tiene una capacidad de almacenaje de 7,00 MMC.

Dichas aguas son llevadas a la primera central a través de un túnel de 19,8 Km. de longitud y 4,8 metros de diámetro y una tubería de presión de 1600 metros conformada por tres tubos de 3,3 metros de diámetro que producen una caída neta de 748 metros.

1.5.1 Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo

La Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo (C. H. SAM), se construyó en dos etapas por el Consorcio de empresas Italianas GIE-IMPREGILO, encargadas de las obras electromecánicas y obras civiles.

La primera etapa cuya construcción se realizó entre los años 1966-1973, involucró la Presa Tablachaca, el Túnel de Aducción , la Cámara de Válvulas, dos (2) tuberías de presión, la Casa de Máquinas y los tres primeros grupos generadores de 120 MVA cada uno: G-1 SAM, G-2 SAM y G-3 SAM (Ver diagrama unifilar ANEXO 1-A).

La segunda etapa entró en operación en mayo de 1979, con la instalación de cuatro grupos adicionales de 120 MVA cada uno: G-4 SAM, G-5 SAM , G-6 SAM , G-7 SAM y la tubería de presión número tres (3) (Ver diagrama unifilar ANEXO 1-B).

La Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo, cuenta con 7 turbinas pelton de eje vertical y 4 inyectores, las cuales generan una potencia de 114 MW cada una, totalizando una potencia instalada de 798 MW.

Las aguas turbinadas de esta central, son canalizadas a través del puente tubo de 100 metros de longitud hacia un túnel de 800 metros, para llegar a la segunda central aprovechando una caída neta de 257 metros.

1.5.2 Central Hidroeléctrica Restitución

La segunda Central Hidroeléctrica denominada Restitución (C. H. RON), está construida en las montañas rocosas de la Cordillera de los Andes y es telecomandada desde la sala de control principal de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo.

La Central Hidroeléctrica Restitución entró en operación en noviembre de 1984 y aprovecha las aguas turbinadas por la C. H. SAM, las cuales son conducidas a través de un túnel a pelo libre para alimentar a tres grupos generadores de 82,5 MVA cada uno: G-1 RON, G-2 RON y G-3 RON (Ver diagrama unifilar ANEXO 1-C).

Esta central cuenta con 3 turbinas pelton de eje vertical y 6 inyectores, cada una de las cuales genera una potencia de 70 MW totalizando 210 MW.

La energía generada en ambas centrales es transformada en sus patios de llaves a 220 kV, para ser luego transmitida hacia la Subestación Campo Armiño de donde parten las líneas de transmisión hacia los centros de transformación y distribución de Lima, Regiones Sur, Centro, Norte y Centros Mineros.

Al conectarse, en septiembre del 2000, los Sistemas Centro - Norte y Sur a través del enlace Mantaro - Socabaya, las centrales del Mantaro se ubican en posición clave para el equilibrio técnico y económico del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

La Cuenca Hidrográfica del Mantaro está ubicada en la región central del país y abarca los departamentos de Pasco, Junín, Huancavelica y Ayacucho.

El río Mantaro se origina en el Lago Junín, el cual está regulado por la presa de Upamayo, el reservorio de regulación estacional más importante del país.

Ubicado a 4080 msnm, el Lago Junín tiene una capacidad total de 556 MMC y un volumen útil máximo regulable de 441 MMC.

CAPITULO II

CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS SAM Y RON

2.1 Objetivo

Mostrar las características de las centrales hidroeléctricas de la empresa Electroperú S.A.

EMPRESA ELECTROPERÚ S.A.

CENTRAL CENTRAL HIDRÁULICA

C.H. Santiago Antúnes de Mayolo (SAM).

C.H. Restitución (RON).

2.2 Características de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo

Esta central tiene 7 grupos con una potencia instalada de 798 MW y una potencia efectiva de 650,4825 MW y un caudal de 101,569 m³/s medida el año 2005-07-10. Ver ANEXO 2-A

2.2.1 Características técnicas y modelo matemático del regulador de tensión de la C. H. Santiago Antúnez de Mayolo

Es caracterizado por la insensibilidad nula, precisión estática del +- 0,5 % por todas las variaciones de carga dentro de todo el campo de potencia del generador y con límites indicados en las características técnicas del sistema de excitación.

El voltaje de referencia se logra por el +15 V incluyendo una ulterior estabilización a través del diodo Zener compensado en la temperatura. Ver figura N° 2.1 para grupos de la primera etapa y figura N° 2.2 para grupos de la segunda etapa.

El voltaje de máquina puede fijarse a través del calibrador de voltaje dentro del siguiente campo: $V_{Amin} \leq V_A \leq V_{Amin} + DV_{Amax}$ siendo V_{Amin} y DV_{Amax} regulables durante la puesta en funcionamiento dentro del siguiente campo:

$60 \% V_{AN} \leq V_{Amin} \leq 90 \% V_{AN}$ y $09 \% V_{AN} \leq V_{Amin} \leq 37 \% V_{AN}$

En los casos que se necesite tener voltajes mínimos inferiores al 60 % (p.e. puesta en voltaje de largas líneas en vacío) la referencia del anillo se puede variar a través de un reóstato mandado manualmente de manera que se cubra el campo incluido entre el cero y el 60 % V_{AN} .

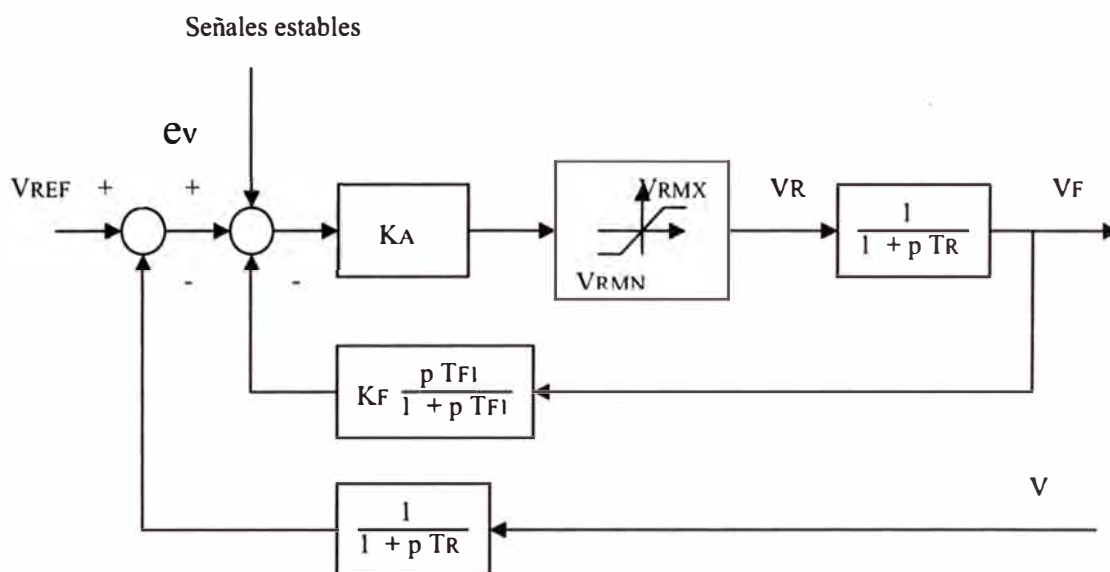


Figura N° 2.1 Modelo matemático del regulador de tensión primera etapa

Tabla N° 2.1 Datos del regulador de tensión primera etapa

GRUPO	TIPO	K_A P.U.	K_F P.U.	T_R S	T_E S	T_{F1} S	V_{RMX} P.U.	V_{RMN} P.U.
Mantaro I	Pelton	1700	0,0085	0,02	1,35	4,7	+7	-6

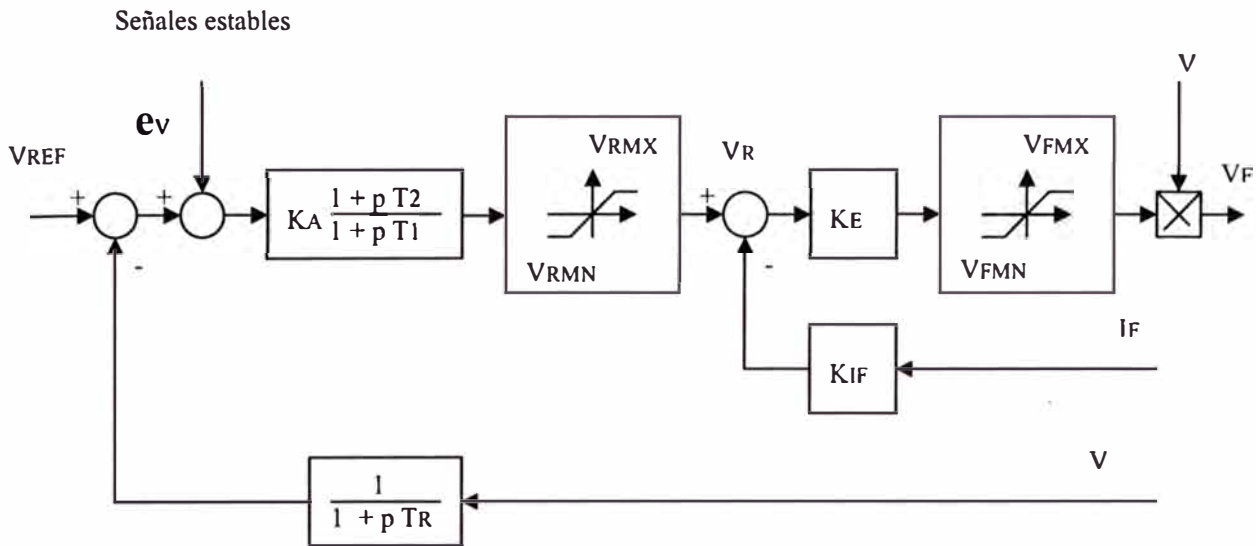


Figura N° 2.2 Modelo matemático del regulador de tensión segunda etapa

Tabla N° 2.2 Datos del regulador de tensión segunda etapa

GRUPO	TIPO	KA P.U.	KE P.U.	KIF P.U.	TR S	T1 S	T2 S	VRMX P.U.	VRMS P.U.	VFMX P.U.	VFMN P.U.
Mantaro II	Pelton	178(*)	3,9	1	0,045	20(*)	1	4,94	-4,94	4,55	-3,64

(*) La función de transferencia $178 * (1 + p) / (1 + p * 20)$ es equivalente para $w \gg 1 / 20$ ($f \gg 0,008$ Hz), a los datos reales $8,86 * (1 + p) / p$

2.2.2 Características técnicas y modelo matemático del regulador de velocidad de la C. H. Santiago Antúnez de Mayolo

Regulador de velocidad del tipo EM 58-A, regulación mecánica, su función es de controlar la carga. Ver figura N° 2.3 para grupos de la primera y segunda etapa.

En función a la señal recibida desde el generador piloto el cual sensa la velocidad del eje del generador síncrono, enviándolo como una señal eléctrica de tensión (+- 5 mV) a un transductor de la cual pasa a un bloque electrónico (mezclador) en el cual se compara con la referencia, como resultado de esta

comparación se obtiene una fuerza mecánica (medio electromagnético – oleodinámico) el cual actúa sobre un tanque de presión aire – aceite para regular la apertura o cierre de los inyectores y deflectores.

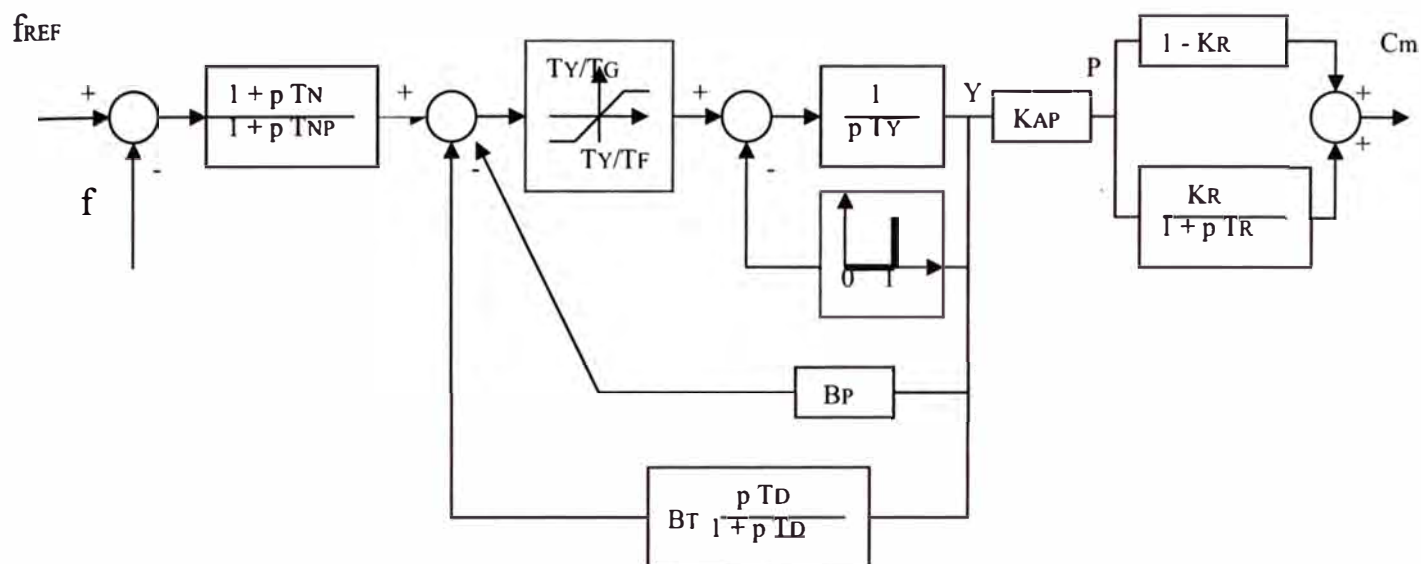


Figura N° 2.3 Modelo matemático del regulador de velocidad primera y segunda etapa

Tabla N° 2.3 Datos del regulador de velocidad primera y segunda etapa

GRUPOS	TIPO	TN s	TNP s	TY s	TG s	TF s	BP P.U.	TD s	BT P.U.	KAP P.U.	TM=2TR s	KR P.U.
Mantaro I	Pelton	5,57	0,12	1,215	15	20	0,0514	0,47	3,68	1,5	1,1	3
Mantaro II	Pelton	5,57	0,12	1,215	15	20	0,0514	0,47	3,68	1,5	1,38	3

2.3 Características de la Central Hidroeléctrica Restitución

Esta central tiene 3 grupos con una potencia instalada de 210 MW y una potencia efectiva de 215,3585 MW y un caudal de 99,798 m³/s medida el año 2005-07-10. Ver ANEXO 2-B.

2.3.1 Características técnicas y modelo matemático del regulador de tensión de la C. H. Restitución

Es caracterizado por la insensibilidad nula, precisión estática del $\pm 0,5\%$ por todas las variaciones de carga dentro de todo el campo de potencia del generador y con límites indicados en las características técnicas del sistema de excitación.

El voltaje de referencia se logra por el $+15\text{ V}$ incluyendo una ulterior estabilización a través del diodo Zener compensado en la temperatura. Ver figura N° 2.4 modelo matemático del regulador de tensión.

El voltaje de máquina puede fijarse a través del calibrador de voltaje dentro del siguiente campo: $V_{Amin} \leq V_A \leq V_{Amin} + DV_{Amax}$ siendo V_{Amin} y DV_{Amax} regulables durante la puesta en funcionamiento dentro del siguiente campo: $(60\% V_{AN} \leq V_{Amin} \leq 90\% V_{AN})$ y $(09\% V_{AN} \leq V_{Amax} \leq 37\% V_{AN})$.

En los casos que se necesite tener voltajes mínimos inferiores al 60% (p.e. puesta en voltaje de largas líneas en vacío) la referencia del anillo se puede variar a través de un reóstato mandado manualmente de manera que se cubra el campo incluido entre el cero y el $60\% V_{AN}$.

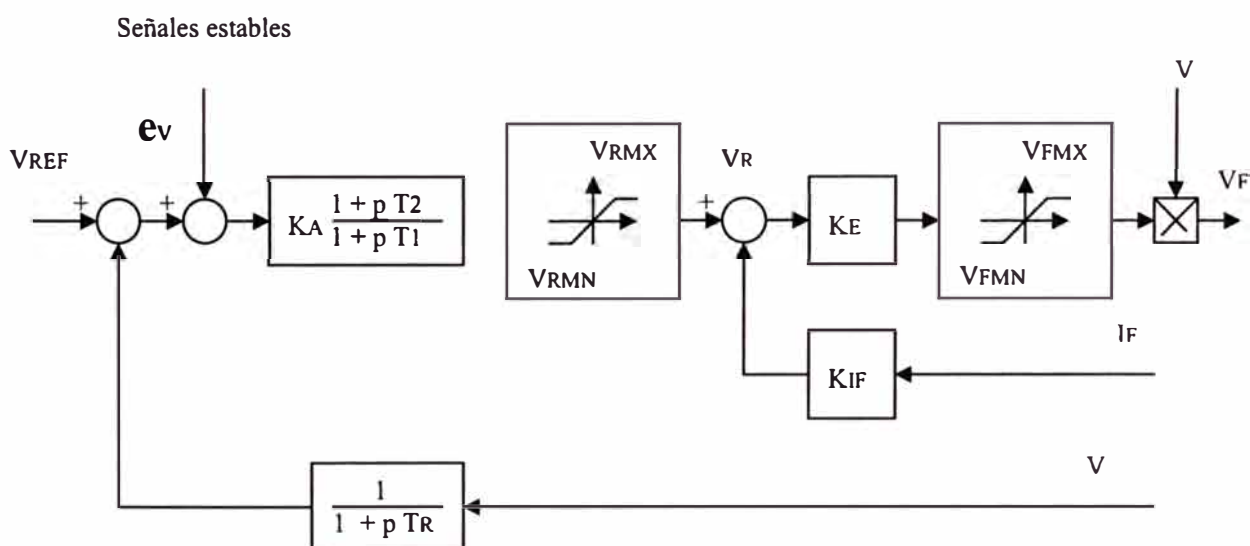


Figura N° 2.4 Modelo matemático del regulador de tensión

Tabla N° 2.4 Datos del regulador de tensión

GRUPO	TIPO	KA P.U.	KE P.U.	KIF P.U.	TR S	T1 S	T2 S	VRMX P.U.	VRMS P.U.	VFMX P.U.	VFMN P.U.
Restitución	Pelton	178(*)	3,9	1	0,045	20(*)	1	4,94	-4,94	4,55	-3,64

(*) La función de transferencia $178 * (1 + p) / (1 + p * 20)$ es equivalente para $w \gg 1 / 20$ ($f \gg 0,008$ Hz), a los datos reales $8,86 * (1 + p) / p$

2.3.2 Características técnicas y modelo matemático del regulador de velocidad de la C. H. Restitución

Regulador de velocidad del tipo RE 100/A/PR, regulación mecánica, su función es de controlar la carga. Ver figura N° 2.5 modelo matemático del regulador de velocidad.

En función a la señal recibida desde el generador piloto el cual sensa la velocidad del eje del generador síncrono, enviándolo como una señal eléctrica de tensión (+- 5 mV) a un transductor de la cual pasa a un bloque electrónico (mezclador) en el cual se compara con la referencia, como resultado de esta comparación se obtiene una fuerza mecánica (medio electromagnético - oleodinámico) el cual actúa sobre un tanque acumulador (se tiene dos tanques acumulador) de presión aire - aceite para regular la apertura o cierre de los inyectores y deflectores.

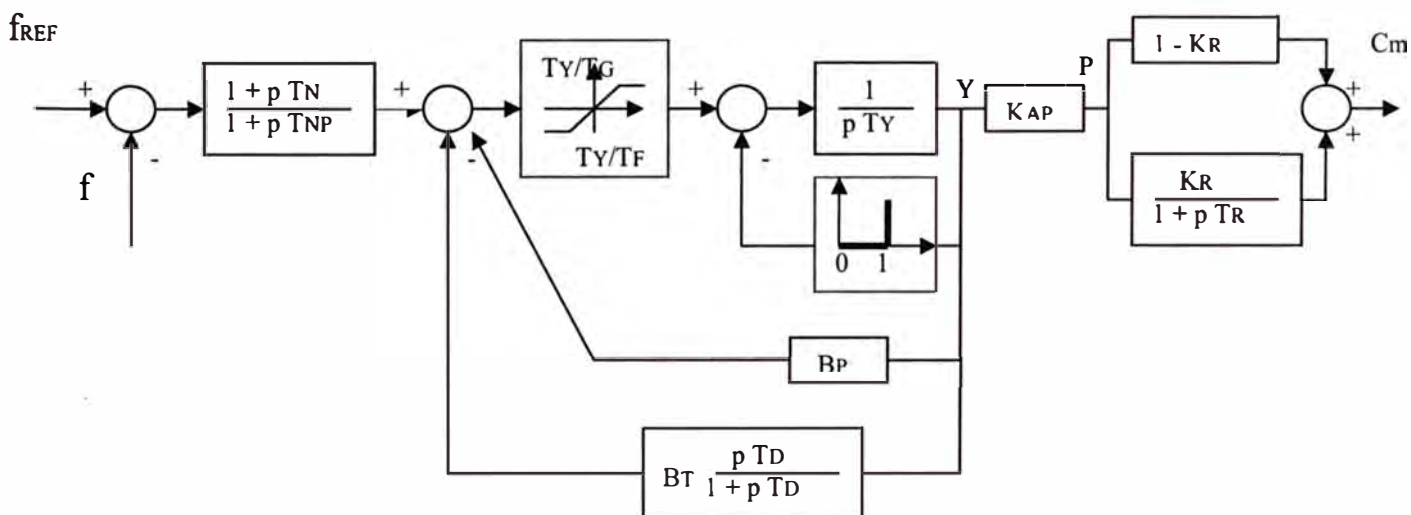


Figura N° 2.5 Modelo matemático del regulador de velocidad

Tabla N° 2.5 Datos del regulador de velocidad

GRUPOS	TIPO	TN S	TNP S	TY S	TG S	TF S	BP P.U.	TD S	BT P.U.	KAP P.U.	TM=2TR S	KR P.U.
Restitución	Pelton	5,57	0,12	1,215	15	20	0,0514	0,47	3,68	1,5	1,24	3

2.4 Relés de Protección

Relés de protección de grupos y transformadores: tipo electromecánicos (electroimán e inducción) y electrónicos (Ver características de los relés ANEXO 3-A).

2.5 Interruptores

Interruptores de 13,8 kV de grupo: tipo de aire comprimido con mando eléctrico (Ver interruptores de potencia ANEXO 3-B).

2.6 Seccionadores

Seccionadores de 13,8 kV de grupo : tipo mando manual.

2.7 Curvas de operación

Para la operación de un grupo de una central eléctrica es necesario conocer las curvas de trabajo de los generadores.

2.7.1 Curvas características

Diagramas obtenidos luego de efectuar las pruebas de vacío y cortocircuito en el generador (Ver curvas características ANEXO 4-A).

2.7.2 Cartas de operación PQ

Representa el área donde debe trabajar el generador, se observa los límites de potencia reactiva, activa y factor de potencia (Ver Cartas de operación PQ ANEXO 4-B).

CAPITULO III CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN

3.1. Criterios de Coordinación de la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

3.1.1. Objetivo

Los criterios de coordinación de la operación se basa fundamentalmente en la seguridad, calidad y mínimo costo de la operación del servicio eléctrico, para el cual se requiere: El control del balance de la demanda y la oferta de generación en cada instante, manteniendo la frecuencia y la tensión dentro de los valores nominales establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos NTCSE y la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real NTOTR.

3.1.2. Base Legal

- a) Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas Decreto (Artículos 39°, 40°. Inciso c, 41°. Incisos a y b).
- b) Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 91°. Incisos a y b, 92°, 93°, 95°, 97°, 201°).
- c) Decreto Supremo N° 009-99-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Títulos Tercero, Quinto y Sexto).
- d) Resolución Directoral N° 049-99-EM/DGE.- Norma Técnica para la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

3.1.3. Definiciones y abreviaturas

Las definiciones utilizadas en el presente, están precisadas en el glosario de definiciones y abreviaturas (Ver ANEXO 5).

3.1.4. Responsabilidad de la DOCOES

- a) Remitir al Coordinador y a los Miembros del COES los programas de operación: PSO, PDO y Reprogramación de la Operación, de acuerdo a los plazos,

horarios y medios establecidos en los procedimientos del COES (PR-N ° 01, PR-N ° 02 y PR-N ° 06).

b) Atender los requerimientos de reprogramación solicitados por el Coordinador en los términos, formas y plazos establecidos en el procedimiento del COES (PR-N ° 06).

c) Enlazar su sistema informático con el del Coordinador, a través de un sistema de comunicación confiable y compatible. El sistema de la DOCOES debe adaptarse al protocolo de comunicaciones del Coordinador.

d) Efectuar el seguimiento de la evolución de las variables de control del sistema en tiempo real, a fin de tomar decisiones sobre la reprogramación de la operación del Sistema.

e) Recopilar en tiempo real y/o diferido la información del Coordinador y de los Miembros del COES, los datos necesarios para elaborar los programas de operación de corto plazo (PSO, PDO y Reprogramación de la operación).

f) Realizar una evaluación del despacho ejecutado, considerando el PDO, su reprogramación y, según el caso, un despacho idealizado en los casos que se requiera según acuerdos y procedimientos vigentes. Es responsable de elaborar el IEOD utilizando la información disponible de la ejecución de la operación en tiempo real.

g) Convocar a reuniones a los Miembros del COES para el análisis de fallas de los eventos más resaltantes del sistema, cuyos resultados serán comunicados al OSINERG dentro de los plazos establecidos por la NTCSE.

h) Programar y evaluar el cumplimiento de la asignación, la distribución y el uso óptimo de los recursos destinados para la reserva rotante del sistema o áreas responsables de los subsistemas aislados.

i) Está obligado a reconocer la referencia horaria establecida por el Coordinador utilizando el sistema de información de tipo satelital, y sincronizar esta referencia para la información de uso interno de la DOCOES y de las empresas Miembros del COES.

j) Elevar un informe ampliado y sustentado en relación al informe preliminar emitido por el Coordinador, de los hecho que originen interrupciones de más del 5 por ciento (5%) de la demanda del sistema, al Ministerio de Energía y Minas (la

Dirección General de Electricidad) y al OSINERG, dentro de las 48 horas de producido el evento.

k) Establecer las tensiones de operación a ser controladas en barras del sistema de transmisión del SEIN, derivados de los estudios especializados que realiza la DPP.

l) Evaluar el trato equitativo y la calidad de servicio eléctrico que el Coordinador brinde a los clientes de los Miembros del COES del Sistema en general.

m) Establecer las prioridades y los procedimientos para controlar manualmente las tensiones de barras del SEIN, previo estudio especializado.

n) Establecer de acuerdo con los Miembros del COES y el Coordinador el uso del código fonético internacional, para comunicaciones verbales en medios alternativos de comunicación.

o) Establecer la secuencia de conexión y desconexión de líneas y los correspondientes procedimientos de coordinación entre el Coordinador y los Miembros del COES, previo estudio especializado.

p) Incluir los programas de racionamiento en los Programas de Operación Anual, Mensual, Semanal y Diario, en caso se prevea déficit de oferta en el sistema, y verificar el cumplimiento con la información que el coordinador proporcione acerca de la ejecución de los mismos.

q) Pre-establecer los esquemas de rechazo automático de carga antes del 30 de setiembre de cada año, o en fecha que la autoridad determine.

r) Pre-establecer rechazos manuales de carga y/o desconexión de generadores u otros equipos para preservar la estabilidad y seguridad del sistema, basado en estudios del sistema.

s) - Informar de los casos de incumplimientos y trasgresiones de las normas NTCSE y NTOTR a OSINERG y la DGE.

t) Establecer la forma y plazos en que los titulares de generación, redes de transmisión, redes de distribución y clientes libres deben presentar la información técnica en tiempo diferido.

u) Solicitar a través del Coordinador la forma en que los titulares de generación, redes de transmisión, redes de distribución y clientes libres deben presentar la

información en tiempo real y diferido, requerida para el cumplimiento de sus funciones.

v) Desarrollar los estudios eléctricos que garanticen la seguridad, calidad y economía de la operación.

w) Revisar y aprobar los estudios de operatividad de las instalaciones existentes o nuevas del sistema, que son necesarios para garantizar la confiabilidad y operatividad del sistema.

x) Evaluar los reclamos que hubiere a la reprogramación de la operación del sistema y a las disposiciones operativas del Coordinador.

y) Realizar estudios para definir el plan de restablecimiento del sistema.

3.1.5. Responsabilidad del Coordinador

a) Coordinar la operación en tiempo real del sistema, a que se refiere el Artículo 92° del reglamento, e informar permanentemente al Director de Operaciones. La actividad de coordinación se desarrolla las 24 horas de todos los días del año.

b) Disponer en todo momento de un Ingeniero Coordinador de turno, encargado de ejecutar la operación en tiempo real de las instalaciones del sistema en coordinación con los Miembros del COES. El Coordinador debe suministrar, oportunamente a la DOCOES, toda la información que ésta requiera para evaluar, programar o reprogramar la operación del sistema. Asimismo, está obligado a poner a disposición de la DOCOES, en tiempo real, la información relacionada con la operación del sistema que se le solicite.

c) Para la transferencia de información de tiempo real con la DOCOES, proporcionar los puertos de comunicación necesarios dentro de sus instalaciones.

d) Proporcionar a la DOCOES y a los Miembros del COES el acceso a la siguiente información:

- El despacho real de las unidades de generación: potencia activa y reactiva.
- Los costos marginales, costos diarios de operación/raionamiento del sistema.
- Las perturbaciones ocurridas.
- Las horas de salida y reconexión de equipos por mantenimiento/falla.
- Las horas de orden de arranque/parada y las de ingreso/salida de unidades.

- Las disposiciones de la reprogramación de la operación del sistema.
 - Las disposiciones de regulación de tensión, frecuencia, etc.
 - El registro de la frecuencia.
 - Otra información técnica adicional que sea requerida por la DOCOES.
- e) Elevar un informe preliminar de los hechos que origine interrupciones de suministro a más del 5 por ciento (5%) de la demanda del sistema al Ministerio de Energía y Minas, y al OSINERG, con copia a la DOCOES, dentro de las dos (2) horas de ocurrido el hecho. Este informe será ampliado y sustentado ante dichos organismos, por la DOCOES, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de producido el evento.
- f) Supervisar y coordinar la operación en tiempo real del SEIN, siguiendo el PDO o su reprogramación e informa a la DPP su ejecución en los IDCOP.
- g) Solicitar a la DPP de la DOCOES la reprogramación de la operación en tiempo real del SEIN.
- h) Superar el cambio del estado de “ALERTA” al estado “NORMAL”, mediante la adecuada utilización y restitución de la reserva rotante, reduciendo el riesgo de que el sistema pase al estado de “EMERGENCIA”.
- i) Disponer la operación de la(s) unidad(es) de reserva no sincronizada de emergencia, si las condiciones del sistema lo ameritan.
- j) Adecuar la configuración del SEIN preservando la seguridad y calidad del servicio eléctrico, logrando minimizar los costos de operación y de racionamiento.
- k) Supervisar en tiempo real la reserva rotante asignada para RPF y RSF, la frecuencia, el perfil de tensiones, los flujos de potencia activa y reactiva, etc., en instalaciones y equipos vinculados al COES.
- l) Registrar, evaluar y difundir la información de la operación en tiempo real. Por ejemplo: los caudales de operación, los niveles de los embalses de regulación para las centrales hidráulicas y el volumen de combustible almacenado para las centrales térmicas, etc.
- m) Supervisar la ejecución de toda actividad que conlleve a un cambio de estado de los equipos y dispositivos del sistema eléctrico vinculado al COES.

- n) Dirigir en coordinación con los CC de los Miembros del COES, el restablecimiento del sistema luego de una perturbación e informa a la DPP las coordinaciones y acciones tomadas, que permitan el análisis de fallas. La referida debe contener entre otros: la relación de la actuación de los sistemas de protección, señalizaciones, oscilogramas, actuación de los equipos de maniobras, valores de los parámetros de control pre y post falla, entre otros.
- o) Por razones de mantenimiento o falla en el sistema u otras causas justificadas, el Coordinador podrá delegar a un integrante, la coordinación de la operación en tiempo real de un área, por un período determinado, manteniendo la supervisión periódica. La delegación debe quedar claramente registrada por el emisor y los receptores (si son varias áreas de coordinación) y será comunicada oportunamente a la DPP.
- p) En ausencia de la reprogramación elaborada por la DPP, reformular el programa de operación, considerando los criterios de seguridad, calidad y mínimo costo operativo y de acuerdo a los procedimientos vigentes.
- q) Mantener una adecuada comunicación con los CC de los Miembros del COES del sistema para conducir la operación durante las 24 horas del día y en cualquier circunstancia, a fin de preservar la seguridad y calidad del suministro eléctrico del SEIN. Por otro lado el Coordinador establecerá la referencia horaria para el registro de todos los eventos y actividades vinculados con la operación en tiempo real del sistema utilizando referencia de tiempo de tipo satelital (GPS).
- r) La empresa o empresas en cuya representación actúa el Coordinador, son pasibles de las sanciones a que hubiere lugar por el mal servicio y/o el incumplimiento por parte del Coordinador, en aplicación de la ley, el reglamento, la norma y los procedimientos operativos aprobados por el COES. Las sanciones a que hubiere lugar se ejecutarán de acuerdo a la NTOTR.
- s) Establecer el detalle de la información en tiempo real de las señales de alarma de generadores, subestaciones, líneas, transformadores y equipos de compensación reactiva que le deben ser presentadas.
- t) Informar las características técnicas del protocolo de comunicación de su sistema SCADA para llevar a cabo la transferencia de información en tiempo real.

- u) Evaluar cuándo se considera que un sistema de comunicaciones es confiable y compatible con el del Coordinador.
- v) Disponer las medidas necesarias en caso de que las empresas Miembros del COES o algún otro Integrante del SEIN informen de sobrecargas de sus equipos.
- w) Supervisar y controlar los niveles de tensión en barras de transmisión del SEIN.
- x) Disponer la puesta en servicio de las unidades de generación de emergencia cuando la tensión está por debajo del 97,5% de la tensión de operación y el rechazo de carga para valores inferiores al 95%.
- y) Instruir a los CC de generación las directivas para regular la frecuencia del sistema mediante la RPF y RSF.
- z) Cuando las variaciones sostenidas de frecuencia exceden tolerancias, disponer las medidas correctivas necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias establecidas.
- aa) Cuando el error acumulado de frecuencia excede la tolerancia de IVDF, establecer una estrategia de recuperación e implementarla.
- bb) Llevar el registro de la IVDF semanal, mensual y anual.
- cc) Disponer la ejecución de maniobras que involucren equipos de generación y transmisión, así como aquellos de distribución o de clientes libres que considere necesarios.
- dd) Definir, en la ejecución del programa de operación la secuencia de maniobras en las instalaciones de los Miembros del COES, en coordinación con éstos y la DOCOES.
- ee) Evaluar los reclamos que hubiere a la reprogramación de la operación del sistema y a las disposiciones operativas del Coordinador, pudiendo rechazarlas o aceptarlas.
- ff) Evaluar los déficit por desconexión intempestiva de equipos, variación de la demanda y/o los caudales respecto a la programación diaria, tomando las medidas correctivas correspondientes y coordinando la reprogramación de la operación con la DPP.

- gg) Supervisar el cumplimiento de los programas de racionamiento incluidos en el Programa de Operación Diario, tomando las medidas necesarias e informando a la DOCOES de su ejecución.
- hh) Disponer las acciones necesarias para restablecer la operación del sistema a su estado normal, después de producida una perturbación.
- ii) Cuando sucede una falla general en el sistema, aplicar el plan de restablecimiento del sistema, en coordinación con los Miembros del COES.
- jj) Otorgar autonomía a los Miembros del COES para ejecutar maniobras, cuando las circunstancias lo justifiquen.
- kk) Elaborar el informe de perturbaciones, remitiéndolo a los Miembros del COES y a la DOCOES.
- ll) Informar los casos de incumplimiento y/o transgresiones a la norma al OSINERG con copia a la DOCOES.
- mm) El requerimiento de la presencia de la(s) unidad(es) no sincronizada(s) de emergencia podrá(n) ser utilizada(s) en los despachos en tiempo real para evitar el cambio de estado del sistema a situaciones de emergencia.
- nn) De estar en vigencia un modelo de programación de cálculo multinodal y multiembalse, coordinar de acuerdo al orden de despacho establecido por el VAS para cada embalse.
- oo) Definir el plan de restablecimiento del Sistema, basado en estudios del sistema, elaborado por el COES.

3.1.6. Responsabilidad de los Miembros del COES

- a) En un sistema interconectado, todos los titulares de generación que operen conectados eléctricamente al sistema, así como los titulares de redes de transmisión, titulares de redes de distribución, los clientes libres del sistema, están obligados a operar sus instalaciones y a suministrar la información necesaria para coordinar la operación del sistema en la oportunidad, manera y forma que se señalan en la NTOTR.
- b) Contar con un Centro de Control (CC) para la operación en tiempo real de sus instalaciones.
- c) Cumplir con las disposiciones del Coordinador y disponer de los recursos humanos y materiales necesarios para operar físicamente sus instalaciones.

- d) Los Miembros del COES, titulares de los sistemas principales de transmisión designan a su representante y éste al Jefe de Coordinación.
- e) El CC de cada integrante, debe contar con una persona responsable de la operación, en calidad de Jefe nombrado ante el Coordinador.
- f) A través de sus respectivos CC, son responsables de la seguridad de las personas y de sus instalaciones.
- g) La información de las restricciones operativas o cambios en la disponibilidad que afecten a la operación presente o futura, será proporcionada al Coordinador y a la DPP de preferencia por medios electrónicos, vía fax, teléfono u otros análogos.
- h) A través de su respectivo CC, emitir y enviar los IDCC de sus correspondientes empresas, a la DPP y al Coordinador dentro de los plazos establecidos en el procedimiento COES (PR-N ° 05).
- i) Mantener actualizados los Manuales de Instrucciones de “Operación” correspondientes para el proceso de maniobras y la conexión o desconexión de circuitos del sistema, remitiéndolo a la DOCOES para su aprobación.
- j) Los titulares de redes de distribución y los clientes libres presentarán al Coordinador, en tiempo real y, en la forma que éste lo establezca, la información sobre la operación de sus instalaciones que el Coordinador considere que puedan afectar la calidad del servicio o la seguridad del sistema.
- k) Para llevar a cabo la transferencia de información a que se refiere esta acción, los Miembros del COES del sistema deben enlazar sus respectivos Centros de Control, a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el del Coordinador, adaptándose a su protocolo de comunicaciones.
- l) Dirigir, por disposición del Coordinador o por cuenta propia dependiendo de la circunstancia y magnitud de la perturbación, el restablecimiento del suministro eléctrico de su subsistema o área, luego de producida una perturbación, e informará al Coordinador y a la DPP de las coordinaciones y acciones tomadas, que permitan el análisis de fallas.

Los datos que deben contener entre otros es la relación de la actuación de los sistemas de protección, señalizaciones, oscilogramas, actuación de los equipos de maniobras, valor de los parámetros de control pre y post falla.

- m) Contar con los recursos para operar sus instalaciones e intercambiar información con el Coordinador. Para la transferencia de información en tiempo real sus Centros de Control deben enlazarse, a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el del Coordinador, adaptándose a su protocolo de comunicaciones.
- n) Presentar a la DPP con copia al Coordinador, la información técnica en tiempo diferido, de acuerdo a la forma y plazos establecidos por los Procedimientos, incluyendo los cambios previstos.
- o) Presentar la información operativa de sus instalaciones en tiempo real al Coordinador de acuerdo a la forma establecida por la NTOTR.
- p) Utilizar la referencia horaria del Coordinador para el registro de eventos y actividades vinculadas con la operación en tiempo real.
- q) Supervisar que sus equipos operen dentro de los límites de carga declarados al COES y al Coordinador; en caso contrario los Miembros del COES deberán informar al Coordinador inmediatamente sobre estas desviaciones. En cada caso informará la sobrecarga admisible y el tiempo máximo admitido.
- r) Los niveles de tensión de las barras de distribución serán regulados por sus respectivos titulares.
- s) En la operación en tiempo real, suministrar la potencia reactiva solicitada a despachar por el Coordinador, considerando los límites operativos de sus instalaciones.
- t) Los Miembros del COES de generación regularán la frecuencia del sistema dentro de los márgenes permitidos por las normas NTCSE y NTOTR, bajo las directivas del Coordinador.
- u) Ejecutar las maniobras dispuestas y/o autorizadas por el Coordinador en tiempo real.
- v) Verificar que la reprogramación de la operación del sistema y las disposiciones operativas del Coordinador no vulneren las normas de seguridad, calidad, economía ni limiten la operación de sus equipos e instalaciones, en caso contrario deberán comunicar al Coordinador de inmediato para su corrección respectiva.

- w) Los Miembros del COES de generación comunicarán a sus clientes los programas de racionamiento establecidos en los Programas de Operación Anual, Mensual, Semanal y Diario, en caso se prevea déficit de oferta.
- x) Disponer e implementar los esquemas pre-establecidos por el COES para situaciones de rechazo automático de carga, antes del 31 de diciembre de cada año.
- y) Elaborar el diagnóstico de las perturbaciones y presenta las observaciones mediante informe al Coordinador con copia a la DPP.
- z) En caso se integren nuevas unidades al Sistema, éstas serán equipadas de sistemas de comunicación y control según lo requerido por la norma.
- aa) Informar los casos de incumplimiento de la norma por parte de los Miembros del COES y/o el Coordinador al OSINERG con copia a la DOCOES.
- bb) Aceptar la delegación de responsabilidad de coordinación, en caso así lo disponga el Coordinador, asumiendo las responsabilidades derivadas del cargo. Esta delegación quedará claramente registrada por el remitente y el receptor.
- cc) Los Miembros del COES, bajo su responsabilidad deben informar al Coordinador, previo a la ejecución, las maniobras que signifiquen variaciones de generación o consumo que representen variaciones de la demanda mayores a 1%, posibles transgresiones a la NTCSE y maniobras en equipos de compensación reactiva.

3.1.7. Períodos del Programa e Intercambio de Datos

- a) El PDO (de ser el caso la actualización del PSO) será entregado antes de las 14:00 horas de cada día y, en caso necesario, un ajuste a dicho programa antes de las 22:00 horas, incluyendo el resultado de la operación del mismo día en horas de máxima demanda. Este programa comprende el período de 00:00 - 24:00 del día siguiente.
- b) Es obligación de las empresas Miembros del COES, enviar permanentemente la información de la operación de sus instalaciones en Tiempo real al Coordinador, quien a su vez retransmitirá la información a la DPP.
- c) El IDCC será emitido y enviado por cada uno de los CC de los Miembros del COES al Coordinador y a la DPP, a mas tardar a las 02:00 horas de cada día.
- d) El IDCOS será emitido y enviado por el Coordinador a la DPP y a los CC de los Miembros del COES a mas tardar a las 06:00 horas de cada día.

e) El IEOB será emitido y enviado por la DPP a los Miembros del COES y al Coordinador, a más tardar a las 10:00 horas de cada día.

f) Vigencia las 24 horas de todos los días del año

3.1.8 Información Requerida

a) Medios Correo Electrónico u otros medios magnéticos, vía fax ó teléfono en caso de desperfecto del medio electrónico.

b) Requerimientos:

1. Características generales del equipamiento del sistema de generación

a. La potencia efectiva por unidad y consumo propio por central.

b. La configuración de las subestaciones y redes que posean.

c. Las características técnicas de las unidades de generación, líneas, transformadores y equipos de medición.

d. Las características de los sistemas de protección y maniobras, incluido los rechazos de carga.

e. Programas de generación y/o pronóstico de la demanda mensual de potencia y energía en cada barra de compra, para los próximos doce meses.

f. El tiempo de arranque entre la parada fría y el sincronismo, el tiempo entre el sincronismo y la plena carga, el tiempo mínimo requerido entre la parada y el re-arranque para cada unidad de generación, en condiciones normales y de emergencia.

g. En caso de centrales térmicas: las características del sistema de aprovisionamiento y almacenamiento de combustibles, los consumos específicos promedios y los consumos específicos para distintos niveles de carga para cada unidad.

h. En caso de centrales hidráulicas: las características de los embalses, los tiempos de desplazamiento del agua en los hidrodutos principales, la relación de conversión m^3/kWh en función al nivel de las presas, niveles mínimo y máximo de los embalses, caudales mínimo y máximo turbinables, series históricas de los caudales.

i. Las curvas de capacidad de los generadores.

j. Características técnicas de las unidades asignadas para las RR y RNSE del sistema.

k. Característica de los sistemas de desconexión automática de generación (DAG).

1. Sobrecargas admisibles de los equipos del sistema de generación y transmisión.

Reporte : Anual y en tiempo diferido.

Emisores : Miembros del COES.

Receptores : Coordinador (original) y la DPP (copia).

2. Programas de Mantenimiento y programas de operación previstos a programa de mantenimiento mayor y anual de equipos e instalaciones de las centrales de generación, líneas de transmisión y sus componentes principales, equipos de distribución y de clientes libres.

a. Los programas de carga prevista.

b. La información técnica adicional a solicitud de la DPP y el Coordinador.

Reporte : Anual, mensual y en tiempo diferido.

Emisores : Miembros del COES.

Receptores : DPP (original) y el Coordinador (copia).

3. La configuración del sistema para mediano plazo.

a. La configuración de las subestaciones.

b. Las características de las líneas, transformadores, equipos de compensación reactiva y equipos de medición, etc., que posean.

c. Las características de los sistemas de protección, control y maniobra (lógica local, enclavamientos, sincronización, etc.)

d. Características técnicas y operativas de nuevos equipos que se incorporan al sistema.

e. La información técnica adicional a solicitud de la DPP y el Coordinador.

Reporte : Anual, mensual y en tiempo diferido.

Emisores : Miembros del COES.

Receptores : DPP (original) y el Coordinador (copia).

4. La configuración del sistema de generación y transmisión para corto plazo

a. Confirmación de los mantenimientos aprobados en la Programación de la Operación Mensual y/o previsión de mantenimientos correctivos de las unidades de generación y de las instalaciones complementarias así como de las líneas de

transmisión y de los equipos complementarios de las Subestaciones (protección, mando y servicios auxiliares), equipos de compensación reactiva y de transformación.

b. La variación horaria de los embalses de las centrales de generación hidráulicas.

c. Restricciones operativas y/o pruebas (de generación, transmisión, reserva de combustible entre otros).

d. La variación de los caudales promedios de operación de las principales cuencas del sistema de generación hidráulica.

e. Información técnica adicional que el Coordinador y la DOCOES requieran.

Reporte : Semanal, diario, diferido o en tiempo real.

Emisores : Miembros del COES.

Receptores : DPP (original) y el Coordinador (copia).

5. Mediante el protocolo de comunicaciones del Coordinador, se transmitirá a los titulares de **generación**, la siguiente información en tiempo real:

a. La posición de los seccionadores de las subestaciones.

b. La posición de los interruptores de potencia.

c. Los caudales promedios y los niveles de las presas.

d. Los niveles de tensión en bornes de generación y en barras de alta tensión.

e. Las potencias activa y reactiva de cada generador y transformador.

f. Las señales y alarmas principales de las centrales de generación, transformadores, las cuales serán concentradas en dos niveles: alarmas de alerta y alarmas de emergencia.

g. La información técnica adicional a requerimiento de la DPP o el Coordinador.

Reporte : En Tiempo real.

Emisores : Todos los Miembros del COES del sistema de generación.

Receptor : El Coordinador, quien retransmitirá a la DPP.

6. Mediante el protocolo de comunicaciones del Coordinador, se transmitirá de los titulares de **transmisión**, la siguiente información en tiempo real:

a. La posición de los seccionadores de las subestaciones.

- b. La posición de los interruptores de potencia.
- c. La posición de los taps de los transformadores con regulación bajo carga o manual.
- d. Los niveles de tensión en barras.
- e. Las potencias activa y reactiva de las líneas y transformadores.
- f. La potencia reactiva de equipos de compensación reactiva inductiva/capacitiva.
- g. Las señales y alarmas principales de las subestaciones: líneas, transformadores, equipos de protección y equipos de compensación reactiva, las cuales serán concentradas en dos niveles: alarmas de alerta y alarma de emergencia.
- h. La información técnica adicional a requerimiento del Coordinador o de la DPP.

Reporte : En tiempo real.

Emisores : Todos los Miembros del COES del sistema de transmisión.

Receptor : El Coordinador quien retransmitirá a la DPP.

7. Mediante el protocolo de comunicaciones del Coordinador se transmitirá de los titulares de distribución, la siguiente información en tiempo real:

- a. La operación de sus circuitos principales y complementarios de alta tensión o con cargas mayores al 1% de la demanda, así como de sus equipos de compensación reactiva de capacidad mayor a 10 MVAR.
- b. La información técnica adicional a requerimiento del Coordinador o de la DPP.

Reporte : En tiempo real.

Emisores : Los titulares de distribución y clientes libres.

Receptor : Coordinador quien retransmitirá a la DPP.

8. Mediante el protocolo de comunicaciones del Coordinador se transmitirá la siguiente información en tiempo real:

- a. Información de la potencia activa y reactiva: el perfil de tensiones, flujo de potencia activa y reactiva del sistema de generación, transmisión y distribución del SEIN.

b. Pronóstico de los caudales de operación (naturales y regulados) y el estado de los embalses, que se están ejecutando en las centrales hidráulicas de los miembros del COES.

c. Estado operativo de las unidades calificadas y habilitadas como reserva no sincronizada de emergencia, como se indica en el Procedimiento relativo a la Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional.

d. Actualización de la base de datos: demanda horaria de potencia activa de las unidades generadoras miembros del COES.

e. Actualización de la base de datos: producción horaria de potencia activa de las unidades generadoras.

Reporte : En tiempo real.

Emisor : Integrantes del SEIN que no sean miembros del COES.

Receptor : El Coordinador quien retransmitirá a la DPP.

3.2. Procedimientos de Operación y Coordinación de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución

3.2.1. Objetivos

La operación de la central hidroeléctrica se basa en el equilibrio dinámico que se mantiene cuando la potencia suministrada es igual a la que demanda la carga de tal manera que la velocidad de rotación y la frecuencia de la red se mantenga constante, operando a la velocidad de sincronismo.

Se describirá la operación y coordinación de las centrales eléctricas Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución:

- a) Describir los pasos para poner en servicio los grupos principales de la C.H. SAM y C.H. RON, después de concluida las labores de mantenimiento, una parada por operación u ocurrencia de una contingencia.
- b) Describir los pasos para la sincronización de los grupos principales C.H. SAM y C.H. RON con el SEIN.
- c) Describir los pasos para poner fuera de servicio a los grupos principales C.H. SAM y C.H. RON, a fin de realizar labores de mantenimiento o por una condición de operación.

3.2.2. Responsables

- Jefe de Turno.

- Tablerista.
- Asistente Técnico de Operaciones.
- Maquinista 1
- Maquinista 2

3.2.3. Condiciones para el arranque

C.H. SAM:

- a) El Jefe de Turno verifica que los permisos para trabajar estén cancelados y que todas las prevenciones de seguridad hayan sido retiradas por el personal responsable de las prevenciones de seguridad.
- b) El Jefe de Turno observará la señal “**Grupo Disponible Arranque**” en el pupitre de mando de la sala de control C.H. SAM, asimismo el Maquinista 1 ó 2 observara la misma señal en el Tablero Turbina.
 - En caso se confirme la señal, el Jefe de Turno dispone la modalidad de arranque del grupo. (arranque automático o manual)
 - En caso no se confirme la señal, el Jefe de Turno dispone que los Maquinistas 1 y 2, efectúen la revisión del grupo principal y sus respectivos servicios.
- c) El Jefe de Turno coordina con el operador COS, el arranque del grupo.
- d) El arranque del grupo principal puede realizarse de dos modos: Arranque automático y arranque manual.

C.H. RON:

- a) El Asistente Técnico y/o los Maquinistas 1 ó 2, comunican al Jefe de Turno, vía teléfono o radio, la culminación de todos los trabajos de mantenimiento y el retiro de las prevenciones de seguridad.
- b) El Tablerista en coordinación con el Jefe de Turno, procede a realizar las maniobras para el tensionado de línea (L2228 – R1, L2229 – R2 ó L2230 – R3) correspondiente al grupo parado, con mando a distancia desde el Centralog en Sala de Control C.H. SAM:
 - Cierre del seccionador de llegada de la línea a la barra en servicio en SECA.
 - Cierre del interruptor 220 kV de la línea.

En caso no producirse el cierre del seccionador y el interruptor 220 kV, el Maquinista 1 ó 2 procederá a:

- En pupitre de mando de SECA, efectúa el mando de cierre del seccionador e interruptor 220 kV de línea, y en caso no producirse el cierre
- En tablero local: cierra el seccionador con mando eléctrico, y en caso no producirse, cierra el seccionador manualmente. Luego cierra interruptor 220 kV mediante el pulsador.

c) El Tablerista en coordinación con el Jefe de Turno, procede a realizar el cambio de los servicios auxiliares, desde el pupitre de mando de la sala de control C.H: SAM, realizando las siguientes maniobras:

- Mando de abertura interruptor de acoplamiento.
- Mando de cierre interruptor de autoalimentación.

En caso no tener consentimiento de los mandos a distancia para el cambio de los servicios auxiliares, el Asistente Técnico y/o el Maquinista 1 ó 2, procederá a realizar las siguientes maniobras:

En el tablero de servicios auxiliares:

- Cambiar con llave los mandos hacia Restitución.
- Pulsar mando de abertura interruptor de acoplamiento.
- Pulsar mando de cierre interruptor de autoalimentación.

De no producirse el cambio de los servicios, en el tablero de servicios generales:

- Observar la presencia de la señal de resorte cargado (amarilla), en caso contrario, cargar el resorte manualmente mediante palanca.
- Pulsar mando de abertura interruptor de acoplamiento.
- Pulsar mando de cierre interruptor de autoalimentación.
- El Jefe de Turno observará la señal “**Grupo Disponible Arranque**” en el pupitre de mando de la sala de control C.H. SAM, asimismo el Asistente Técnico y/o el Maquinista 1 ó 2 observara la misma señal en el Tablero de Grupo.
- En caso se confirme la señal, dispone la modalidad de arranque del grupo. (arranque automático o manual)

- En caso no se confirme la señal, dispone que el Asistente Técnico y/o los Maquinistas 1 ó 2, efectúen la revisión del grupo principal y sus respectivos servicios.
- d) El Jefe de Turno coordina con el operador COS, el arranque del grupo.
- e) El arranque del grupo principal puede realizarse de dos modos: Arranque automático y arranque manual.

3.2.4. Arranque Automático

C.H. SAM:

- a) El Maquinista 1 ó 2 predispone el selector de mando en tablero local de Grupo en la posición: **Automático y Distancia**
- b) En coordinación con el Jefe de Turno, el Tablerista pulsa mando de Arranque Automático – distancia de grupo, desde el pupitre de mando.
- c) Si no se produce el arranque automático - distancia, el Maquinista 1 o 2, en coordinación con el Jefe de Turno, en el tablero turbina pasa los mandos de distancia a local y pulsa el mando de arranque automático – local de grupo.
- d) El Maquinista 1 ó 2 observa, en el tablero turbina, que la secuencia de arranque del grupo se cumpla; si no se cumple la secuencia, el Maquinista 1 o 2 informa al Jefe de Turno y se procede a realizar un arranque en modo manual.

Observación:

- En los grupos de la I etapa, el proceso de arranque automático concluye con la marcha en vacío del grupo a velocidad nominal. (450 RPM)
- En los grupos de la II etapa, el proceso de arranque automático concluye con el tensionado del grupo.

C.H. RON:

- a) El Asistente Técnico y/o el Maquinista 1 ó 2, predisponen el selector de mando en tablero de grupo a la posición: Mantaro.
- b) En coordinación con el Jefe de Turno, el Tablerista pulsa mando de arranque de grupo, desde el pupitre de mando de la sala de control C.H. SAM.
- c) Si no se produce el arranque automático desde sala de control C.H. SAM, el Asistente Técnico y/o el Maquinista 1 o 2, en coordinación con el Jefe de Turno, en

el tablero de grupo pasa los mandos de Mantaro a Restitución y pulsa el mando de arranque automático.

d) El Asistente Técnico y/o el Maquinista 1 ó 2 observa, en el tablero grupo, que la secuencia de arranque del grupo se cumpla; si no se cumple la secuencia, el Asistente Técnico y/o el Maquinista 1 o 2, informa al Jefe de Turno y procede a realizar un arranque en modo manual.

Observación:

- El proceso de arranque automático concluye con el tensionado del grupo.

3.2.5. Arranque Manual

C.H. SAM:

a) El Maquinista 1 ó 2 realiza las siguientes maniobras:

- Cambia el selector de posición distancia a local y de automática a manual.
- Mando de arranque de las motobombas de refrigeración circuito abierto y circuito cerrado
- Mando de arranque de la motobomba de aceite del regulador de velocidad.
- Mando de inserción del regulador de velocidad
- Mando de abertura de la válvula esférica.
- Mando de inserción eléctrica del regulador de velocidad en Tablero Regulador.
- Mando de arranque de la motobomba sistema de inyección forzada.
- Mando de desbloqueo del regulador de velocidad. (S65), una vez abierta la válvula esférica.
- Acciona el limitador de abertura a fin de iniciar el giro de rotación del grupo y llegar a la velocidad nominal de 450 rpm.
- Observar que cancele la señal “Grupo Disponible Arranque”.

b) La excitación se realiza en los 02 casos:

Grupo I etapa:

- El Maquinista 1 ó 2, en el tablero turbina, cambian el selector de manual a automático y el selector de local a distancia.
- El Tablerista desde el pupitre de mando de la sala de control C.H. SAM, realiza las siguientes maniobras:

- Mando de cierre del interruptor de campo.
- Aumenta la tensión de grupo, por medio del manubrio de regulación manual de tensión hasta un valor comprendido entre 11,8 a 12,2 kV, rango que permite el pasaje de regulación manual a automática de tensión, previa verificación, con el desviador de prueba DP y el voltímetro VP, que la tensión diferencial se aproxime a cero.
- Regula la tensión de grupo, mediante el manubrio de regulación automática de tensión hasta la condición cercana a la sincronización con el SEIN.

Grupo II etapa:

- El Maquinista 1 ó 2, en el tablero turbina, cambia el selector de mandos de manual a automático, produciéndose el cierre del interruptor de campo quedando tensionado el grupo.
- El Maquinista 1 ó 2, en el tablero turbina, cambian el selector de mandos de local a distancia.
- El Tablerista, en el pupitre de mando de la sala de control C.H. SAM, regula la tensión de grupo, mediante el manubrio de regulación automática de tensión hasta la condición cercana a la sincronización con el SEIN.

C.H. RON:

- a) En el Tablero de grupo, el Asistente Técnico y/o Maquinista 1 ó 2, pasa los mandos hacia la C.H. Restitución.
- b) En Tablero Turbina, el Asistente Técnico y/o Maquinista 1 ó 2, realiza las siguientes maniobras:
 - Cambia el selector de mandos de tablero de grupo a mando - local.
 - Mando de inserción acumulación regulador.
 - Mando de abertura de válvula aislamiento regulador.
 - Mando de abertura de válvula motorizada sistema de refrigeración, circuito abierto.
 - Mando de inserción del sistema de refrigeración, circuito cerrado.
 - Mando de inserción de motobomba de inyección forzada.
 - Mando de abertura de válvula esférica.

- Con señal de abertura de válvula esférica mayor al 30%, dar mando de abertura de las válvulas de desbloqueo regulador. (S65)
 - Accionar el limitador de abertura a fin de iniciar el giro de rotación del grupo y llegar a la velocidad nominal de 200 rpm.
 - Pasar los mandos hacia el Tablero de Grupo.
 - Observar que aparezca la señal “válvula motorizada abierta” del transformador principal.
- c) El Asistente Técnico y/o el Maquinista 1 ó 2, en tablero turbina procede a dar mando de cierre del interruptor de campo, quedando tensionado el grupo.
- d) El Asistente Técnico y/o el Maquinista 1 ó 2, pasa los mandos hacia la sala de control C.H. SAM, cambiando el selector de mandos a Mantaro.

3.2.6. Sincronización con el SEIN

C.H. SAM:

- a) El Tablerista cierra el seccionador de Grupo, con mando a distancia desde el pupitre de mando en sala de control C.H. SAM, en caso no producirse el cierre del seccionador, en patio 220 kV SAM, el Maquinista 1 ó 2 procederá a:
- b) En tablero local: Cierre del seccionador con mando eléctrico, y en caso no producirse, cierra el seccionador manualmente con la palanca respectiva.
- c) El Tablerista en coordinación con el Jefe de Turno ejecuta desde el Centralog el mando de cierre del seccionador de llegada de Grupo a la barra en servicio de SECA, en caso no producirse el cierre del seccionador, el Maquinista 1 ó 2, procederá a:
- d) En pupitre de mando de SECA, efectúa el mando de cierre del seccionador, y en caso no producirse el cierre:
- e) En tablero local del patio 220 kV SECA; cierra el seccionador con mando eléctrico, y en caso no producirse, cierra el seccionador manualmente con la palanca respectiva.
- f) El Tablerista realiza la sincronización del grupo en modalidad manual o automática:

Sincronización Manual:

- g) El Tablerista inserta el sincronoscopio con el selector “Llave de paralelo” en posición manual “M”, en pupitre de mando.
- h) El Tablerista regula la frecuencia y tensión del grupo acercándose a las condiciones del SEIN indicados en el sincronoscopio del TP-7 de sala de control C.H. SAM. Dadas las condiciones requeridas para la sincronización, el Tablerista da mando de cierre de interruptor 220 kV de grupo, desde el pupitre de mando.

Sincronización Automática:

- i) Se pone en servicio el sincronizador automático en el tablero TP-7. (I ó II etapa)
- j) Inserción del sincronizador desde el pupitre de mando, con el selector “Llave de paralelo” de posición automática “A” hacia “S” girando 45°, el sincronizador inicia el control de la regulación de la tensión y de la velocidad del grupo, hasta el cierre del interruptor 220 kV de grupo.
- k) Luego de la sincronización, el Tablerista y/o los Maquinista 1 o 2 verifican la conmutación automática de los servicios auxiliares de 380 Vca, del interruptor 52SD al 52SG (II etapa). En los grupos de la I etapa, el Tablerista realiza la conmutación mediante el pulsador de transferencia, en el pupitre de mando. En caso no producirse dicha conmutación (I ó II etapa), esta se efectuará local y manualmente.
- l) El Jefe de Turno coordina con el Operador COS, la transferencia y/o toma de carga al grupo.
- m) El Tablerista procede a abrir el variador de velocidad al 100% y la toma de carga la realiza mediante el limitador de abertura.

C.H. RON:

La sincronización del grupo se puede realizar en dos modalidades: automática y manual.

Sincronización Automática.

- En el pupitre de mando de la sala de control C.H. SAM, el Tablerista regula la tensión de grupo, mediante el manubrio de regulación automática de tensión hasta la condición cercana a la sincronización con el SEIN.
- En el pupitre de mando, el Tablerista observa que aparezca la señal “Grupo Dispuesto para Sincronización”.

- En el pupitre de mando de sala de control SAM, el Tablerista activa el sincronizador automático mediante el mando de cierre del interruptor 13,8 kV de grupo, señalizando “Sincronización en servicio”.
- Si no señala “Sincronización en servicio”, el Asistente Técnico pasa los mandos hacia la C.H. Restitución, y activa el sincronizador automático.
- El sincronizador inicia el control de la regulación de la tensión y de la velocidad del grupo, hasta el cierre del interruptor 13,8 kV de grupo. Si al cabo de 3 intentos no se consigue realizar el paralelo, el sincronizador se desinserta en forma automática. (En este caso se procede a realizar una sincronización manual)

Sincronización Manual.

El Asistente Técnico y/o el Maquinista realiza las siguientes maniobras, en el tablero de grupo de la C.H. RON:

- Pasar los mandos hacia la C.H. Restitución.
 - Cambia la posición del selector de mando del sincronizador de automático a manual.
 - Regula la frecuencia y tensión del grupo acercándose a las condiciones del SEIN indicados en el sincronoscopio del tablero de grupo. Dadas las condiciones requeridas para la sincronización, Dar mando de cierre de interruptor 13,8 kV de grupo.
 - Pasar los mandos hacia Sala de control C.H. SAM.
- a) Luego de la sincronización, el Tablerista procede abrir totalmente el limitador de abertura, y el Jefe de Turno coordina con el operador del COS, la transferencia y/o toma de carga al grupo.
- b) El Tablerista en coordinación con el Jefe de Turno realiza la transferencia y/o toma de carga en forma lenta y gradual, mediante el variador de velocidad. Simultáneamente el Asistente Técnico y/o el Maquinista 1 ó 2, vía teléfono o radio, informa al Jefe de Turno el nivel del pulmón, hasta llegar a la cota de consigna (1829,40 msnm), momento en que el Tablerista procede a dar mando de inserción a la regulación hidráulica del grupo.

3.2.7. Parada de Grupo

C.H.SAM:

- a) El Jefe de Turno coordina con el operador COS, la transferencia o disminución de carga del grupo.
- b) El Tablerista en coordinación con el Jefe de Turno disminuye gradualmente la potencia activa hasta cero MW, con el variador de velocidad.
- c) El Tablerista en coordinación con el Jefe de Turno disminuye gradualmente la potencia reactiva hasta cero MVar, mediante el regulador automático de tensión.
- d) El Tablerista en coordinación con el Jefe de Turno, realiza el mando de abertura del interruptor 220 kV de grupo, a fin de excluir el grupo del SEIN.
- e) Para los grupos de la I etapa, el Tablerista disminuye la tensión de grupo, por medio del selector de regulación automática hasta un valor comprendido entre 11,8 a 12,2 kV, rango que permite el pasaje de regulación automática a manual de tensión, previa verificación, con el desviador de prueba DP y el voltímetro VP, que la tensión diferencial sea cercana o igual a cero.
- f) La parada de un grupo principal puede realizarse en dos condiciones: Parada automática y parada manual

Parada Automática:

- El mando de parada automática puede ser efectuado de la siguiente manera:
 - **Distancia:** Desde el pupitre de mando respectivo de la Sala de Control, por el Tablerista.
 - **Local:** Desde el tablero Turbina de Grupo, por el Maquinista 1 ó 2.
- Durante la secuencia de parada, los Maquinistas situados en los tableros locales del grupo observan que la secuencia de parada se cumpla hasta que el grupo quede totalmente detenido y con la indicación “Grupo Parado”, si no se cumple la secuencia de parada, el Maquinista 1 ó 2 informa al Jefe de Turno y procede a realizar una parada en modo manual

Parada Manual:

El Jefe de Turno coordina con el Maquinista 1 ó 2, el inicio de las maniobras para la Parada Manual desde el tablero turbina.

- Cambia el selector de mandos de posición distancia a local y de la posición automática a manual.
- Mando de abertura del interruptor de campo (Grupos II etapa)
- Acciona el limitador de abertura hasta la posición 00/10.
- Mando de bloqueo del regulador de velocidad. (S65)
- Mando de cierre de la válvula esférica.
- Mando de arranque motobomba inyección forzada.
- Mando de inserción de contrachorros a velocidad de 165 RPM. (Grupo I Etapa)
- Mando de desinserción del regulador de velocidad (S20Q)
- Mando de parada de la motobomba de aceite del regulador de velocidad.
- Mando inserción del freno mecánico a velocidad de 45 RPM. (Grupo II Etapa)

Con grupo parado, el Maquinista 1 ó 2 realiza las siguientes maniobras:

- Parada de la motobomba de inyección forzada.
- Mando de desinserción del contrachorro (Grupo de I etapa)
- Desinserción del freno mecánico (Grupo II etapa)
- Parada motobomba refrigeración circuito abierto
- Parada motobomba refrigeración circuito cerrado

g) El Tablerista en coordinación con el Jefe de Turno ejecuta desde el Centralog el mando de abertura del seccionador de llegada de Grupo a la barra en servicio de SECA, en caso no producirse la abertura del seccionador, el Maquinista 1 ó 2, procederá a:

- En pupitre de mando de SECA, efectúa el mando de abertura del seccionador, y en caso no producirse la abertura,
- En tablero local del patio 220 kV SECA; Abre el seccionador con mando eléctrico, y en caso no producirse, abre el seccionador manualmente con palanca respectiva.

h) El Tablerista abre el seccionador de Grupo, con mando a distancia desde el pupitre de mando en Sala de Control C.H. SAM, en caso no producirse la abertura del seccionador, en patio 220 kV SAM, el Maquinista 1 ó 2 procederá a:

- En tablero local; Abre el seccionador con mando eléctrico, y en caso no producirse, abre el seccionador manualmente con palanca respectiva.

C.H. RON:

- a) El Jefe de Turno coordina con el operador COS, la transferencia o disminución de carga del grupo.
- b) El Tablerista en coordinación con el Jefe de Turno, desde el pupitre de mando de Sala de Control C.H. SAM, da mando de desinserción de la regulación hidráulica.
- c) El Tablerista en coordinación con el Jefe de Turno disminuye gradualmente la potencia activa hasta un valor comprendido entre 3 y 5 MW, con el variador de velocidad.
- d) El Tablerista en coordinación con el Jefe de Turno disminuye gradualmente la potencia reactiva hasta cero MVar, mediante el regulador automático de tensión.
- e) La parada de un grupo principal puede realizarse en dos condiciones: Parada automática y parada manual

Parada Automática:

- El mando de parada automática abre el interruptor 13,8 kV de grupo, desconectando al grupo del SEIN. Puede ser efectuado de la siguiente manera:
 - **Distancia:** Desde el pupitre de mando respectivo de la Sala de Control C.H. SAM, por el Tablerista.
 - **Local:** Desde el tablero Turbina de Grupo, por el Asistente Técnico y/o el Maquinista 1 ó 2, a través del mando eléctrico, y de no producirse la abertura, se abre el interruptor con mando mecánico.
- Durante la secuencia de parada, el Asistente Técnico y/o el Maquinista 1 ó 2, situados en los tableros locales del grupo observan que la secuencia de parada se cumpla hasta que el grupo quede totalmente detenido y con la indicación “Grupo Parado”. Si no se cumple la secuencia de parada, el Asistente Técnico y/o el Maquinista 1 ó 2 informa al Jefe de Turno y procede a realizar una parada en modo manual

Parada Manual:

El Jefe de Turno coordina con el Asistente Técnico y/o el Maquinista 1 ó 2, el inicio de las maniobras para la Parada Manual:

- En el Tablero de grupo, el Asistente Técnico y/o Maquinista 1 ó 2, pasa los mandos hacia la C.H. Restitución.
- El Asistente Técnico y/o el Maquinista 1 ó 2, procede a dar mando de abertura interruptor 13,8 kV del grupo.
- El Asistente Técnico y/o el Maquinista 1 ó 2, procede a dar mando de abertura del interruptor de campo (41G) del grupo.
- En el Tablero Turbina, el Asistente Técnico y/o Maquinista 1 ó 2, realiza las siguientes maniobras:
 - Cambia el selector de mandos de tablero de grupo a mando - local.
 - Accionar el limitador de abertura hasta la posición 00.
 - Mando de cierre de la válvula esférica.
 - Mando de inserción de motobomba de inyección forzada.
 - Mando de inserción de freno mecánico a una velocidad de 30 RPM.

Con grupo parado, el Asistente Técnico y/o el Maquinista 1 ó 2 realiza las siguientes maniobras:

- Mando desinserción de motobomba de inyección forzada.
 - Mando de cierre de válvula aislamiento regulador.
 - Mando de desinserción de acumulación regulador.
 - Mando desinserción de freno mecánico.
 - Mando desinserción del sistema de refrigeración, circuito cerrado.
 - Mando de cierre de válvula motorizada sistema de refrigeración, circuito abierto.
- f) El Tablerista en coordinación con el Jefe de Turno, procede a realizar el cambio de los servicios auxiliares, desde el pupitre de mando de la sala de control C.H: SAM, realizando las siguientes maniobras:
- Mando de abertura interruptor de autoalimentación.
 - Mando de cierre interruptor de acoplamiento.

En caso no tener consentimiento de los mandos a distancia para el cambio de los servicios auxiliares, el Asistente Técnico y/o el Maquinista 1 ó 2, procederá a realizar las siguientes maniobras:

En el tablero de servicios auxiliares:

- Cambiar con llave los mandos hacia Restitución.
- Pulsar mando de abertura interruptor de autoalimentación.
- Pulsar mando de cierre interruptor de acoplamiento.

De no producirse el cambio de los servicios, en el tablero de servicios generales:

- Observar la presencia de la señal de resorte cargado (amarilla), en caso contrario, cargar el resorte manualmente mediante palanca.
- Pulsar mando de cierre interruptor de autoalimentación.
- Pulsar mando de abertura interruptor de acoplamiento.

g) El Tablerista en coordinación con el Jefe de Turno, procede a realizar las maniobras para desconexión de línea (L2228 – R1, L2229 – R2 ó L2230 – R3) correspondiente al grupo parado, con mando a distancia desde el Centralog en Sala de Control C.H. SAM:

- Abertura del interruptor 220 kV de la línea.
- Abertura del seccionador de llegada de la línea a la barra en servicio en SECA.

En caso no producirse la abertura del seccionador y el interruptor 220 kV, el Maquinista 1 ó 2 procederá a:

- En pupitre de mando de SECA, efectúa el mando de abertura del seccionador e interruptor 220 kV de línea, y en caso no producirse el cierre
- En tablero local: cierra interruptor 220 kV mediante el pulsador. Luego abre el seccionador con mando eléctrico, y en caso no producirse, abre el seccionador manualmente.

3.3. Aporte Profesional a la Operación y Coordinación

3.3.1 Objetivos

Desarrollar mejoras en los procesos de operación y coordinación para obtener una buena programación y evaluación.

3.3.2 Implementación del “Sistema de Gestión de Calidad” para la programación de la operación del área de Operación de Electroperú S.A.

Se ha desarrollado el manual de “procedimiento programación de la operación”. Ver ANEXO 6.

1. INGRESO DE DATOS:

a. Pronóstico de Caudales: Con la información estadística de "Caudales Naturalizados" que emite la Gerencia de Producción anualmente para cada estudio tarifario de los meses de noviembre de cada año y con el informe "Parte Diario de Situación Hidrológica de la Cuenca del Mantaro" emitido asimismo por la Gerencia de Producción, se obtienen los datos de caudales afluentes a la cuenca del río Mantaro, con la aplicación del modelo computacional HEC-4, siguiendo las pautas contenidas en su manual respectivo.

b. Datos de Mantenimiento del CPM: Se considera el programa de mantenimiento anual actualizado del Centro de Producción Mantaro - CPM, emitido por la Gerencia de Producción por cada uno de los grupos de generación, en base al cual se obtienen los factores de mantenimiento aplicables a las centrales hidráulicas Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución, por cada bloque horario.

2. PRODUCCIÓN DEL CPM Y DESCARGA DE LAGUNAS:

Con los datos de mantenimiento se maximiza la generación por bloques horarios de las centrales del CPM en forma mensual, para una ventana de trece meses, incluyendo la estimación del mes en el que se efectúa la evaluación.

Utilizando los datos de afluentes proporcionados por el programa HEC-4, se establece la estrategia de descarga del Lago Junín, a fin de llegar al caudal objetivo correspondiente a la producción esperada, para evitar el déficit del caudal necesario y vertimiento en la Presa Tablachaca. Para el efecto, se hace uso de las descargas necesarias de las lagunas de las sub-cuencas del río Mantaro.

3. REPORTES DIRIGIDOS A LA DIRECCIÓN DE OPERACIONES DEL COES

Como resultado de lo anterior, se emiten 03 reportes al COES:

- Programa de Operación del Lago Junín y de las Lagunas de Electroperú de la Cuenca del Mantaro (PO1-R1). Ver ANEXO 7-A.

- Programa de Operación Mensual de las Centrales Hidroeléctricas, en bloques de Energía y Potencia (PO1-R2). Ver ANEXO 7-B.

- Volumen Útil en las Lagunas de Electroperú (P01-R8). Ver ANEXO 7-C

4. PROGRAMACIÓN SEMANAL

a. Se evalúa las tendencias hidrológicas para pronosticar los caudales de la semana siguiente.

b. Se estima la producción de la C.H. "Malpaso" para la semana de programación

c. Con la información anterior y teniendo en cuenta la disponibilidad de máquina, se realiza un balance de volúmenes de agua utilizando una hoja de cálculo diseñada para tal fin.

d. De ser necesario, se establecen los volúmenes requeridos y la regulación de lagunas de afianzamiento hídrico del CPM

e. Se coordina con el "Transmisor" la disponibilidad de las Líneas de evacuación.

f. Se verifica que las cotas de embalse de la Presa Tablachaca se mantengan dentro de los límites de operación óptima.

g. Se considera la meta de erogación del Lago Junín en la programación Anual/Mensual.

h. Se elaboran los reportes solicitados por el COES: Programa Semanal de Generación Ofertada y Previsión de Hidrología (PO1-R3); Ver ANEXO 8-A, Programa Semanal de Mantenimiento (PO1-R4); Ver ANEXO 8-B y Programa Semanal de Disponibilidad de Potencia (PO1-R5). Ver ANEXO 8-C.

i. Se recibe del COES el programa semanal de operación y mantenimiento.

5. PROGRAMACIÓN DIARIA

a. Se evalúa la tendencia hidrológica para pronosticar los caudales naturales del día siguiente.

b. Se evalúa el volumen turbinado por la C.H. "Malpaso" durante los dos últimos días, incluyendo el día en curso y se estima la energía a producir durante el día siguiente.

c. Se realiza las correcciones necesarias en los caudales regulados de las lagunas

d. Con la disponibilidad de máquina, se establece la oferta de potencia máxima horaria

e. Se repite el paso "f" de la actividad anterior.

f. Se realiza la optimización de la oferta del despacho horario (MW), utilizando una hoja de cálculo diseñada para tal fin. Con los resultados se prepara el reporte solicitado por el COES: Programa Diario de Disponibilidad de Generación (PO1-R6); ANEXO 9-A, que incluye el Mantenimiento Programado para el día siguiente y ejecutado del día anterior, así como la producción de energía prevista en la C.H. "Malpaso", considerando el no vertimiento en la Presa Tablachaca.

g. El COES envía la "Programación Diaria DPP" y el "Mantenimiento Programado Diario" previstos para el día siguiente, posibles de revisión.

h. Se elabora el reporte "Programa de Despacho Diario de Carga (PO1-R7); Ver ANEXO 9-B, para ser remitido a los Centros de Producción de ELP.

3.3.3 Implementación del “Sistema de Gestión de Calidad” para la evaluación de la operación del área de Operación de Electroperú S.A.

Se ha desarrollado el manual de “procedimiento evaluación de la operación”. Ver ANEXO 10.

1. ANALISIS DE LA PRODUCCIÓN Y LAS DESVIACIONES

a. Considerando el Programa Diario de Disponibilidad de Generación (PO1-R6), la Programación Diaria aprobada por el COES y el Parte Diario de Generación (PO2-R3) se procede a evaluar la desviación de la producción con respecto a lo programación COES y la disponibilidad de generación tomando en cuenta los siguientes motivos:

- | | |
|------------------------------------|---------------------------------------|
| * Prueba de unidades de generación | * Menor demanda del sistema |
| * Regulación de tensión | * Regulación del despacho de energía |
| * Interrupciones fortuitas | * Sobreoferta hidráulica |
| * Mantenimiento programado | * Regulación secundaria de frecuencia |

Se genera el Reporte Diario de Evaluación de la Producción (PO3-R1). Ver ANEXO 11-A.

b. En base al "Parte Diario de Generación Ejecutado del COES (IEOD)", se elabora el Informe Semanal de la Producción del SEIN (PO3-R2). Ver ANEXO 11-B

c. Considerando los eventos definitivos del COES y la base de datos "Registro de datos (RED)", se genera el reporte "Restricciones de Suministro a Clientes de ELP" (PO3-R4). Ver ANEXO 11-C.

2. REPROGRAMACIÓN DESPACHO OFERTADO SEMANAL / DIARIO

a. Considerando las desviaciones entre lo programado y ejecutado, cuando sea pertinente, se procede a reprogramar el despacho de carga diario.

b. Se genera el reporte "Reprogramación de la Disponibilidad de Generación" (PO3-R5); Ver NEXO 12, el cual se envía al COES.

c. Se recibe del COES la actualización de la reprogramación en versión "A", "B" según corresponda.

3. INFORMES AL COES

a. Considerando los mantenimientos programados y las salidas fortuitas de las unidades de generación, se procede a elaborar el informe de la indisponibilidad de las unidades de generación (PO3-R6). Ver ANEXO 13-A.

b. Sobre la base del informe final de falla del Complejo Mantaro se procede a elaborar el informe final de fallas para ser remitido al COES (PO3-R7). Ver ANEXO 13-B

c. Según requerimiento del COES, se elabora el reporte de las horas de operación de las centrales térmicas de ingreso y salida de paralelo del sistema eléctrico interconectado y de operación aislada (PO3-R8). Ver ANEXO 13-C.

CAPITULO IV COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

4.1. Coordinación de la Operación en Tiempo Real del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

4.1.1. Objetivo

Reglamentar las coordinaciones de la Operación en Tiempo Real del SEIN, en los estados de operación normal, alerta, emergencia y recuperación, considerando lo dispuesto en las Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y la Norma de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTOTR).

Sin embargo en la operación en tiempo real del sistema, hay que tener en cuenta además las siguientes consideraciones:

4.1.2. Operación en estado normal

El Coordinador del Sistema, acordará la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional SEIN con los Centro de Controles de los Miembros del COES, siguiendo en lo posible el Programa Diario de Operación PDO o la reprogramación de la operación cuando haya sido emitido, con el objeto de mantener el Sistema en estado normal, el cual se caracteriza por las siguientes condiciones:

- a) Los niveles de tensión de operación deben estar en el rango del $\pm 2,5\%$ del valor de la tensión de operación.
- b) La frecuencia del sistema debe regularse a 60 Hz aceptándose variaciones sostenidas en el rango de $60 \text{ Hz} \pm 0,6 \%$ (entre 59,64 y 60,36 Hz), variación súbita de la frecuencia para 1,0 Hz (59,0 Hz y 61,0 Hz), e integral de variación diaria de frecuencia para 600 ciclos/día.
- c) Los transformadores de potencia y líneas de transmisión serán operados hasta los valores indicados.

d) La magnitud de la reserva rotante del SEIN es al menos el valor calculado por la DPP de la DOCOES, considerados en el PDO o de carácter extraordinario para los casos que en tiempo real ocurra la salida intempestiva de una unidad de generación o variaciones significativas de la oferta/demanda del sistema.

e) El Coordinador del Sistema verificará que las demandas, combustibles disponibles en las centrales térmicas, caudales y embalses de las cuencas de los ríos de las centrales hidráulicas y, la disponibilidad de los equipos del SEIN estén dentro de los márgenes previstos en el PDO.

De producirse variaciones significativas de éstas magnitudes con relación a lo considerado en el PDO, o se produjera cambios forzados en la disponibilidad de equipos principales, se efectuará la reprogramación de la operación con la finalidad de que la operación del resto del día mantenga los criterios de seguridad, calidad y economía del suministro.

4.1.3. Operación en estado de emergencia

Producido un estado de emergencia en el SEIN, el Coordinador del Sistema deberá concertar con los Centro de Control CC de los Miembros del COES las siguientes acciones:

a) Previa confirmación o verificación de la falla, se tratará de seguir operando con las líneas de interconexión entre áreas operativas o entre zonas geográficas, si las condiciones de la configuración de la red lo permiten, manteniendo la frecuencia y tensión lo más cercano posible a los valores del estado normal.

Una vez lograda la estabilidad o las condiciones normales de operación del Sistema, el Coordinador informará a los Centros de Control (CC) el estado de la red y de las restricciones existentes, así mismo coordinará con la DPP la reprogramación de la operación, si las condiciones del sistema lo exigen.

b) Producida una contingencia que afecte la capacidad de generación y/o de transmisión del SEIN y a fin de lograr estabilizar la totalidad del sistema o parte del mismo, sobre la base del nivel de frecuencia y los niveles de tensión de la red, se tomarán las siguientes medidas:

b.1. Para estabilizar la frecuencia:

- Usar la reserva rotante hidráulica y/o térmica.
- Usar la reserva no sincronizada de emergencia.

- Usar la reserva fría hidráulica.
- Usar la reserva fría térmica.
- Conectar o desconectar cargas.
- Desconectar unidades de generación.
- Efectuar rechazos de carga si fuera posible.

b.2. Para estabilizar los niveles de tensión:

- Usar al máximo las reservas de potencia reactiva de las unidades de generación en función a las curvas de capacidad de cada unidad disponible en dicha zona o áreas del sistema.

- Usar los equipos de compensación reactiva.
- Redistribuir la generación de energía reactiva.
- Usar la reserva fría hidráulica.
- Usar la reserva fría térmica.
- Conectar o desconectar líneas.
- Conectar o desconectar cargas.
- Efectuar rechazos de carga si fuera posible.

4.1.4. Operación en estado de recuperación

El Coordinador procederá a las coordinaciones de las maniobras de normalización de la red de acuerdo a las siguientes fases:

a) Fase de reconocimiento:

Luego de ocurrida una falla severa, cada CC inicia las acciones de reconocimiento e identificación del tipo de falla que ha provocado la interrupción parcial o total de la red, basado en la determinación de los siguientes datos:

a.1. Configuración pre y post - falla

El personal de turno de los CC registrará y recolectará la cronología, magnitud y probables causas de la ocurrencia de la(s) desconexión(es). A continuación procederán a recopilar la información del estado en que se encuentren sus equipos y la configuración pre y post falla, para confirmar la disponibilidad de los mismos e informar al Coordinador de la operación.

a.2. Causa Probable

Para determinar la causa probable, los CC recolectarán de las instalaciones que controlan, la siguiente información:

- Actuación de los sistemas de protección y aperturas de los interruptores.
- Señalizaciones y alarmas.
- Condiciones climáticas.

a.3. Indicaciones de los registradores y localizadores de fallas.

a.4. Probables causas de la falla (equipo, error humano, mal ajuste de la protección, calidad de materiales, falta o mal mantenimiento, condiciones atmosféricas).

a.5. Consecuencias

Los CC, comunicarán al Coordinador la relación de suministros afectados, información que se anotará en magnitud y duración (tiempo estimado de la duración de la restricción del suministro) en el “libro de ocurrencias”.

Asimismo la relación de las pérdidas y daños ocasionados a los equipos y/o instalaciones a consecuencia de la falla.

a.6. Evaluación de la falla y medidas adoptadas

Con la información proporcionada por los CC, incluyendo las medidas tomadas, el Coordinador determinará lo siguiente:

- Tipo de falla (transitoria o permanente).
- Evaluación de la magnitud. (MW y MWh).
- Equipos afectados.
- Pronóstico de la causa de la falla y equipos comprometidos.

Una vez reconocida y aislada la falla, el Coordinador procederá a disponer con los CC, la realización de la secuencia de maniobras de recuperación.

En el proceso de recuperación los equipos probables causantes de la falla serán evaluados antes de su energización.

b) Fases del proceso de recuperación

Después de la fase de reconocimiento, las acciones de recuperación pueden dividirse en dos fases:

b.1. Fase de auto restablecimiento:

Transcurrido un máximo de 15 minutos desde la ocurrencia de una falla y habiendo verificado la configuración actual del sistema, el CC responsable de la(s) zona(s) afectada(s) iniciará las maniobras de auto restablecimiento.

En esta fase, las acciones de recuperación previamente definidas, permitirán la recuperación de las zonas de auto restablecimiento. Para que esta etapa se cumpla exitosamente, es necesario que en los CC de los Miembros del COES, existan “Manuales de Operación” detallados que brinden autonomía a los operadores para aplicarlos.

En caso que la reposición del suministro eléctrico dependa de varias empresas, los CC responsables coordinarán la normalización en función al manual de “Procedimientos Inter-empresas”.

b.2. Fase coordinada:

En esta fase de recuperación el Coordinador y CC deben dar continuidad al proceso, sincronizando las zonas de auto restablecimiento y recuperando las cargas del resto del sistema.

En el caso de encontrarse impedido para continuar con el proceso principal de recuperación, en las zonas de auto restablecimiento, los respectivos CC coordinarán la reformulación del proceso de restablecimiento de la operación del sistema. Conforme a lo estipulado en el Manual de Procedimiento de cada CC.

Si las etapas de auto restablecimiento se cumplieron exitosamente, los CC del Sistema, bajo la directiva del Coordinador, sincronizarán y restablecerán el SEIN.

4.2. Coordinación de la Operación en Tiempo Real del Centro Supervisor de Operación de Electroperú S.A. Lima

4.2.1. Objetivo

Supervisar el cumplimiento del Programa de Mantenimiento y Despacho diario de Carga del Centro de Producción Mantaro (CPM), manteniendo los valores de los parámetros de operación dentro de los rangos y tolerancias de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), velando que la operación se realice con criterios de seguridad, al mínimo costo y óptimo aprovechamiento de los recursos, atendiendo las necesidades de los clientes y bajo los conceptos de la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados y sus modificaciones.

4.2.2. Alcance

Tiene aplicación en el área de operación para la coordinación de la operación en tiempo real de las unidades generadoras del Centro de Producción Mantaro.

4.2.3. Coordinación de la Operación en Tiempo Real con el CPM

- a) Se realiza en el ámbito del Centro de Control de Operaciones (CCO - COES), para corregir desviaciones de los parámetros de operación, en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), fuera de los rangos de tolerancia de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Se realiza según los procedimientos del COES-SINAC publicados en su página web: "Reprogramación de la Operación", "Coordinación de la Operación en Tiempo Real", "Reconocimiento de Costos por Regulación de Tensión", "Racionamiento por déficit de oferta", "Pruebas de Unidades de Generación", y "Reserva rotante del Sistema" y la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados y sus modificaciones emitidos por la Dirección General de Electricidad (DGE).
- b) Se coordina la hora de ingreso o salida de grupos de Electroperú al sistema.
- c) Ante contingencias por interrupciones originadas por fallas en nuestros equipos, se realizan las coordinaciones pertinentes y el informe requerido por el COES.

4.2.4. Coordinación de la Operación en Tiempo Real con el Coordinador Nacional CCO

- a) Se realiza en el ámbito del CCO-COES, para corregir desviaciones de los parámetros de operación, en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional- SEIN, fuera de los rangos de tolerancia de la NTCSE. Se ejecuta según los procedimientos aprobados del COES-SINAC publicados en su página Web: "Reprogramación de la Operación", "Coordinación de la Operación en Tiempo Real" del SINAC, "Reconocimiento de Costos por Regulación de Tensión" en barras del SINAC, "Racionamiento por Déficit de Oferta", "Pruebas de Unidades de Generación", y "Reserva Rotante del Sistema Interconectado Nacional" y la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados y sus modificaciones emitidos por la Dirección General de Electricidad- DGE.
- b) Se coordina la hora de ingreso o salida de unidades de generación.
- c) Ante contingencias por interrupciones originadas por fallas en nuestros equipos, se realizan las coordinaciones pertinentes y el informe requerido por el COES. Informe Preliminar de Fallas al COES.
- d) Se transmite información de parámetros eléctricos e hidráulicos al COES.

e) Se recibe del COES el "El informe de Ejecución de la Operación Diaria".

4.2.5. Coordinación de la Operación con los Clientes

a) Se realiza para atender las necesidades de operación de los clientes, a fin de dar cumplimiento a las consideraciones de operación y mantenimiento previstos en los Contratos de Suministros.

b) Se Informa a los clientes en tiempo real sobre interrupciones y variaciones en la operación del sistema.

4.2.6. Coordinación de la Operación en Tiempo Real con los Transmisores

a) Coordinación de puesta, en o fuera de servicio, de las líneas de transmisión en la Sub-Estación Campo Armiño (SECA) del CPM.

b) Coordinación para pruebas de energización gradual de líneas de transmisión en SECA del CPM.

c) Información sobre fallas en su área y/o instalaciones que ocasionan restricciones a clientes.

4.2.7. Informe de falla de la Operación al Osinerg

a) Emisión al Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía (OSINERG) del informe preliminar de fallas en los equipos de Electroperú que han ocasionado restricciones en el suministro eléctrico.

4.3. Coordinación de la Operación en Tiempo Real del Centro de Producción Mantaro Electroperú S.A.

4.3.1 Objetivos

Describir las acciones que permita registrar y evaluar el estado operativo en tiempo real de los grupos principales y sistemas auxiliares de las Centrales Hidroeléctricas Santiago Antúnez de Mayolo (SAM), Restitución (RON) y la Sub Estación Campo Armiño (SECA), durante el proceso y en el producto final de la generación de electricidad, para asegurar el control de la calidad del producto.

4.3.2 Alcance

Tiene aplicación en el control del estado de operación de los equipos e instalaciones de las Centrales Hidroeléctricas SAM, RON y SECA, así como sus respectivos sistemas auxiliares.

4.3.3 Responsables

- Jefe de Turno

- Tablerista.
- Maquinista 1
- Maquinista 2
- Asistente Técnico de Operaciones

4.3.4 Descripción

Los responsables supervisan, controlan y coordinan permanentemente las acciones siguientes:

A. Durante el proceso

- a) A solicitud del operador del Centro de Supervisor de Operación (COS), para atender el Programa de Despacho Diario de Carga, el Jefe de Turno coordina con el Tablerista la regulación de la potencia activa de los grupos principales de C.H. SAM; y se verifica la regulación automática de la potencia de los grupos principales de la C.H RON, a través del Centralog y/o pupitre de mando.
- b) A solicitud del operador del COS, el Jefe de Turno coordina con el Tablerista la regulación de la tensión de los generadores principales de C.H. SAM y RON.
- c) El Tablerista controla la potencia activa y reactiva de las líneas de transmisión 220 kV, mediante el Centralog, registrando cada hora los valores.
- d) El Tablerista controla la tensión y corriente de los generadores, tensión y corriente de excitación de los grupos principales de C.H. SAM; desde el Centralog y/o pupitre de mando y registra cada 3 horas los valores.
- e) El Tablerista solicita al operador de presa Tablachaca, vía teléfono o radio u onda portadora, cada hora la cota de embalse y toma conocimiento del desnivel entre el Desarenador y la Obra de toma, que no debe superar el **1.70 m** y registra los valores. Así mismo, solicita las maniobras de apertura y/o cierre realizadas con las compuertas de los alivijs y vertederos, y registra los datos.
- f) El Tablerista solicita al operador de presa Tablachaca, vía teléfono o radio u onda portadora, cada hora el caudal del río Mantaro tomado en estación de La Mejorada, desde las 7:00 a las 16:00 hrs. (Horario de trabajo del operador de la estación La Mejorada), los datos tomados desde las 17:00 a las 7:00 hrs. del día siguiente, son solicitadas por el Tablerista del segundo turno, el mismo que debe

actualizar la base de datos y el registro diario de grupos principales C.H. SAM y RON.

g) El Tablerista controla la presión (mH_2O) de las 3 tuberías de presión en Ventana 5, desde el Centralog, o directamente en el pupitre de mando, en caso no disponer del primero; cuidando que la presión **mínima promedio** de operación entre las tres tuberías, no disminuya de **17,00 mH_2O** , y registra horariamente los valores en el registro diario de grupos principales C.H. SAM y RON.

h) El Tablerista, en función de la potencia generada y el nivel de embalse de la presa Tablachaca, obtiene horariamente el caudal turbinado en la Tabla de Generación de Mantaro y Restitución, y registra estos valores en el registro diario de grupos principales C.H. SAM y RON.

i) El Tablerista controla los valores de las temperaturas de los cojinetes, generador y transformador de los grupos principales de la C.H. SAM desde los tableros de protección y alarmas (TP) de cada grupo, ubicados en la Sala de Control SAM. Registra cada 3 horas los valores en el registro diario de grupos principales C.H. SAM y RON.

j) El Tablerista controla las temperaturas de los cojinetes, generador y transformador de los grupos principales de la C.H. RON desde los tableros del Centralog, ubicados en la Sala de Control SAM. Registrando cada 8 horas, los valores en el registro de temperaturas C.H. RON.

k) El Maquinista 1 controla el estado de operación de los generadores principales de C.H. SAM y registra cada 3 horas, los valores de los parámetros, así mismo registra semanalmente, las horas acumuladas de funcionamiento de las bombas de los reguladores de velocidad y sistema de refrigeración.

l) El Maquinista 2 controla el estado de operación de las turbinas principales, sistemas de refrigeración y servicios auxiliares de C.H. SAM; registrando cada 3 horas los valores.

m) Los Maquinistas 1 y 2 efectúan el mantenimiento autónomo semanal de los 7 grupos principales de C.H. SAM, e informan al Jefe de Turno de las anomalías detectadas.

n) El Maquinista 1 registra cada 24 horas la lectura de los contadores de maniobras de los interruptores 220 kV de los grupos principales de C.H. SAM.

- o) El Maquinista 2 efectúa cada 24 horas el control de vigilancia de las instalaciones de la C.H. RON. Así mismo, efectúa la lectura de los contadores de maniobras de los interruptores de las líneas de transmisión 220 kV y líneas de llegada de los grupos de la C.H. Restitución a SECA.
- p) El Asistente Técnico de Operaciones efectúa semanalmente el control de vigilancia de las instalaciones de la Sub Estación Campo Armiño.
- q) El Jefe de Turno Ingresa en el SITEC, la Configuración del CPM (Estado de operación de grupos, líneas y servicios auxiliares) al momento de iniciar su turno. Así mismo, el Tablerista ingresa al SITEC, todos los acontecimientos ocurridos en las C.H. SAM, RON y en SECA, durante su turno.
- r) A solicitud del operador del COS, el Tablerista, vía teléfono u onda portadora, reporta los datos de potencia de los grupos y de líneas de transmisión 220 kV, el nivel de embalse y la posición de las compuertas de alivios y vertederos de presa Tablachaca.
- s) El Jefe de Turno ingresa en el registro SITEC, las anomalías informadas como resultado del mantenimiento autónomo y controles de vigilancia, para las acciones correctivas del caso.
- t) Durante la lectura de los diferentes parámetros de operación de los grupos principales del CPM; el Tablerista y los Maquinistas (1 y 2) contrastaran sus datos con la Tabla de Valores Límite de Operación (ver ANEXO 13), y así mismo, si estos valores varían considerablemente o superan los límites establecidos, se debe indicar en las observaciones de los registros e informarse al Jefe de Turno, para que en conjunto con el personal de turno, se realicen las acciones pertinentes.

B. En el Producto Final.

- a) El Tablerista controla la potencia activa y reactiva de los grupos principales de la C.H. SAM y RON, desde el Centralog, o directamente desde el Pupitre de Mando, en caso no disponer del primero y registra horariamente los valores.
- b) El Jefe de Turno obtiene cada 24 horas los parámetros de energía y potencia de los contadores Quantum de los grupos principales de C.H. SAM y RON; a través del software Sangamo3 de la PC del registrador de fallas, ubicada en la Sala de Control SAM e ingresa dicha información al SITEC para la elaboración del reporte diario de operación y mantenimiento de las centrales SAM y RON, el cual es

revisado por el Jefe de Operaciones y aprobado por el Jefe del CPM. Así mismo se obtienen el reporte mensual de energía activa y reactiva y el reporte diario de máxima potencia activa, los cuales son revisados por el Jefe de operaciones.

c) El Reporte semanal de operación y mantenimiento de las centrales SAM y RON, es revisado por el Jefe de Operaciones y aprobado por Jefe del CPM.

d) El Tablerista controla los parámetros de la calidad del producto, tales como la tensión en las barras de SECA desde el Centralog y la frecuencia del sistema desde el frecuencímetro digital ubicado en la Sala de Control, los valores se registra cada hora.

4.4. Aporte Profesional a la Operación en Tiempo Real

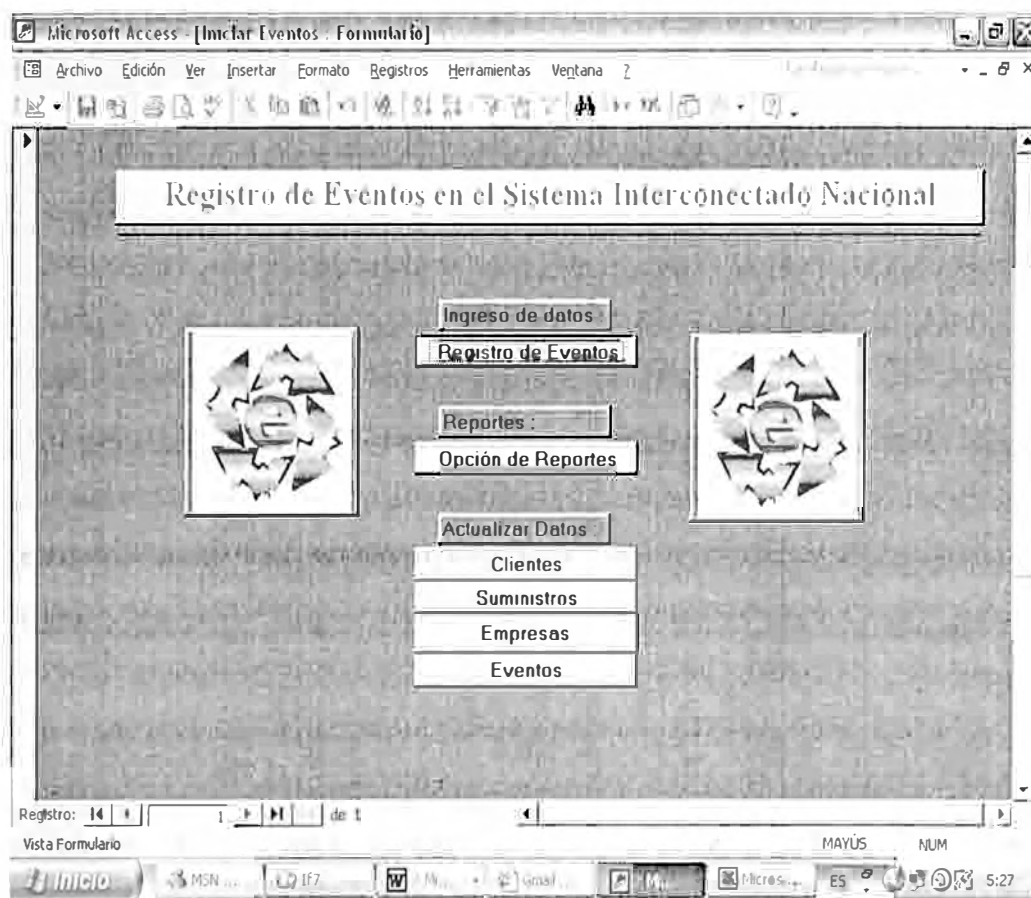
4.4.1 Objetivos

Desarrollar mejoras en los procesos a la operación en tiempo real para supervisar el cumplimiento del programa de mantenimiento y despacho diario de carga de las centrales hidroeléctricas del Complejo Mantaro.

4.4.2 Implementación de una base de datos en Access llamada “Registro de datos (RED)” para la operación en tiempo real del área de Operación de Electroperú S.A. Lima

1. BASE DE DATOS EN ACCESS

Registra los acontecimientos las 24 horas todos los días del año. "Registro de Datos (RED)"



- a) Incremento o disminución de la potencia activa, regulación de la tensión de generación.
- b) Información de interrupciones producidas, seguimiento de la ejecución del mantenimiento.
- c) Informe de datos hidrológicos de la cuenca del Mantaro.
- d) Arranque y parada de grupos por mantenimiento, prueba y operación.

2. REPORTES DE LA BASE DE DATOS

Reporta la información de acontecimientos que se ingresó en la base de datos.

- a) Se obtiene el Registro Diario de Acontecimientos (PO2-R1). Ver ANEXO 15-A.
- b) Se obtiene el Reporte Diario de Acontecimientos Operativos (PO2-R2). Ver ANEXO 15-B.

CAPITULO V IMPLICANCIAS ECONÓMICAS DE UNA MALA OPERACIÓN Y COORDINACIÓN

5.1. Objetivo

Presentar como ejemplo un hecho real, las implicancias económicas de una mala operación y coordinación ocurrida el día miércoles 10 de abril del 2002 a las 18:15 h.

5.2. Ubicación

Componente : UTI-5 y UTI-6 de la C.T. Santa Rosa.

Propietario del equipo : EDEGEL.

5.3. Causa

Déficit de potencia reactiva en el SEIN por falla de las unidades UTI de la C.T. Santa Rosa.

5.4. Condición pre falla

Información operativa del sistema 18:00 h.

Centrales hidráulicas en servicio:

Central	MW	Mvar	Central	MW	Mvar	Central	MW	Mvar
Mantaro	617.1	83.8	Yanango	41.1	-2.71	G. Ciego	36.2	4.3
Restitución	207.0	31.0	Yaupi	102.0	29.0	Hercca	0.8	s/d
Huinco	168.0	102.0	Oroy/Pacha	11.0	2.1	Charcani 123	6.9	-2.8
Matucana	126.0	35.0	Malpaso	46.0	6.0	Charcani 4	15.2	2.3
Callahuanca	73.0	21.0	C.Pato	260.7	-8.6	Charcani 5	93.5	-27.9
Moyopampa	62.0	11.0	Carhuaquero	93.5	-5.1	Charcani 6	9.0	1.0
Huampaní	31.0	7.0	Cahua	--	--	Aricota	19.6	10.0
Chimay	74.3	15.8	Machupicchu	80.0	-2.9	San Gaban	58.3	-9.7
Pariac	4.5	s/d						

Centrales Térmicas en servicio:

Central	MW	Mvar	Central	MW	Mvar	Central	MW	Mvar
Termoselva TG-1	79.4	s/d	Ilo1 TV3	22.0	1.7	Ilo2 TV1	88.0	-8.0
Termoselva TG-2	40.0	s/d	Ilo1 TV1	22.0	8.5			

5.5. Secuencia de maniobras y eventos

Durante y después de la perturbación:

Hora	Empresa	Evento
18:12:49	ELP	Se coordinó poner en servicio manualmente el 3° banco de la S.E. San Juan, este banco entró en servicio a las 18:19 h.
18:15:26	EDG	Se coordinó poner en servicio la UTI6 de la C.T. Santa Rosa (210 kV en San Juan)
18:17:06	EDG	Se coordinó poner en servicio la UTI5 de la C.T. Santa Rosa .
18:17:38	TER	Se coordinó subir la generación de la TG2 a 80 MW.
18:18:27	EDG	Informó que en breve tiempo entrarán en servicio las unidades UTI's.
18:22:44	EDG	Informó que una UTI está con su proceso de excitación completado y la otra unidad está girando de acuerdo a su proceso de arranque.
18:23:38	EEP	Se coordinó subir la generación de la TGN4 de 40 MW a 60 MW.
18:24:54	EDG	Informó que esta a punto de ingresar las UTI's.
18:26:28	EDG	Se indicó a EDEGEL que ya pasaron más de 10 minutos desde la orden de arranque de sus unidades. Se solicita confirme el estado de proceso de arranque de sus unidades.
18:27:43	EEP	Se coordinó subir la generación de la TGN4 a 80 MW.
18:29:25	EDG	Informó que la UTI5 está sincronizando, luego informó que están purgando el combustible de la unidad, luego informó que parece que alguien movió la válvula de combustible y entro aire. Se coordinó poner en servicio la TG7 DEL C.T. Santa Rosa. (A las 18:22 h se bloquearon las unidades y se intentó nuevo arranque, de acuerdo a lo informado en la reunión CT-AF)
18:31:34	ELP	Informó que la tensión de Mantaro está al máximo.
18:32:37	ETC	Informó que sólo estuvieron en servicio 2 bancos de Electroperú. Luego Electroperú confirmó que sus tres bancos estuvieron en servicio.
18:35:26	ETV	Se coordinó poner en servicio la TG4 por tensión. Podría haber problemas con la TG7 de Edegel.

- 18:36:52 ELP Se coordinó poner en servicio la C.T. Tumbes. A las 18:37:09 h se reiteró el pedido.
- 18:37:32 EDG Informó que en tres minutos la TG7 estará a su velocidad nominal y lo pondrán en servicio manualmente.
- 18:38:03 ELP Se reiteró arrancar las unidades de Tumbes. Electroperú informó que todos sus bancos de San Juan están en servicio.
- 18:38:23 ETV Informó que están en proceso de arranque de la TG4 y tienen 198 kV en Ventanilla.
- 18:39:41 EDS/EDN Al presentarse bajos perfiles de tensión en Lima y por seguridad del SEIN, para evitar que continúe disminuyendo la tensión que en ese momento estaba en 194 kV y con tendencia de seguir bajando, se coordinó rechazar 20 MW de carga por Luz del Sur y 20 MW por EDELNOR. A las 18:44 h se coordinó rechazar 20 MW adicionales por Luz del Sur, ante el retraso en ejecutar la maniobra de rechazar carga de EDELNOR. A las 18:46 EDELNOR informó que ya estaban rechazando carga.
- A las 18:48 h Se coordinó el arranque las unidades Sulzer de CAHUA CNP.
- ETEVENSA informó a las 18:49 h que acababan de dar la orden de arranque a la TG4.
- 18:42:18 ETC Informó alarma en todos sus equipos por tensión baja.
- 18:42:26 EAN Tensión baja en 220 en OROYA en el sistema ELECTROANDES.
- 18:42:39 EDG Se solicitó informe el tiempo que falta para que sincronice la TG7.
- 18:42:58 EDG Informó que la TG7 estaba con 2800 RPM y una UTI en velocidad de sincronismo.
- 18:44:49 EDG Se solicitó informe las condiciones de tensión que necesita para que ingrese la TG7.
- 18:44:59 EDG Informó que las unidades UTI 5, UTI6 y la TG7 están en proceso de arranque y están a velocidad de sincronismo. Informó que la TG7 no entra por tensión baja y las UTIs tienen problemas en un interruptor.

- 18:46:52 EDG Informó que las unidades UTI5, UTI6 y TG7 están a velocidad de sincronismo, y que ingresará alguna de ellas manualmente por tensión baja.
- 18:51:16 EDG Se indicó informar inmediatamente ingrese la UTI5 para ver la posibilidad de bajar la generación a Mantaro.
- 18:51:31 EDG Informó que está entrando la UTI6.
- 18:51:40 EDG Se indicó que ingrese de todas maneras la TG7 para restablecer las condiciones de operación normal.
- 18:51:55 EDS Informó que ya rechazaron 20 MW.
- 18:52:05 COES Se informó a los integrantes que se rechazó carga en los distribuidores.
- 18:53:05 EDG Informó que tuvieron problemas en el interruptor principal de la UTI5 y la siguiente unidad en entrar será la TG7.
- 18:53:14 ETV Informó que la TG4 esta con 600 RPM.
- 18:54:33 ELP Se coordinó rechazar 40 MW por Mantaro para levantar los perfiles de tensión en Lima.
- 18:55:07 EDN Solicitó conocer el tiempo que estará restringida su carga. Se le informó que serían breves minutos.
- 18:55:28 EDG Se le consultó a EDEGEL porque la UTI6 se quedó con su carga de 30 MW y no sube su generación al máximo como se había coordinado.
- 18:55:38 EDG Informó que por tensión baja se quedó la UTI 6 con carga baja
- 18:56:06 EGN Solicitó realizar pruebas para el día siguiente.
- 18:56:53 ELP Informó que está bajando generación en Mantaro.
- 18:58:09 ETV Informó que falta poco para que ingrese su unidad. Está con 2800 RPM.
- 18:59:00 ELP Se solicitó confirme que carga van reduciendo.
- 18:59:00 EDG Informó que la TG7 sincronizó, se coordinó subir a 100 MW.
- 19:00:02 ELP informó que ya bajaron 35 MW.
- 19:00:07 ELP Se coordinó que sigan disminuyendo generación a Mantaro hasta 80 MW.

- 19:00:25 ELP Se reiteró que sigan disminuyendo generación a Mantaro hasta 80 MW.
- 19:00:58 EDG En vista que no se tenía comunicación (momentáneamente) con EDELNOR. Se encargó a EDEGEL comunicarse con EDELNOR e informarle que reponga sus suministros interrumpidos. A las 19:05 h se coordinó directamente con EDELNOR para reponer sus suministros.
- 19:01:56 ETV Se coordinó suspender el arranque de la TG4 cuando la unidad se encontraba con su velocidad de sincronismo.
- 19:02:00 COES Se informó a los integrantes del sistema que se está procediendo a recuperar las cargas de los suministros interrumpidos
- 19:04:14 EGM Informó que tomará 1 MW más de carga su cliente BHP Tintaya
- 19:04:43 ELP Informó que todavía están bajando carga.
- 19:05:49 EDG Se coordinó subir la UT15 al máximo.
- 19:06:37 ELP Se solicitó confirmar si ya bajaron 80 MW.
- 19:06:52 ELP Informó que ya bajaron 70 MW
- 19:07:22 EDN Informó que desde las 19:05 h de acuerdo a coordinación con el COES estaban reponiendo sus suministros interrumpidos.

Abreviaturas:

ELP: ELECTROPERU

EDG: EDEGEL

TER: TERMOSELVA

EEP: EEPSA

ETC: ETECEN

ETV: ETEVENSA

EDS: LUZ DEL SUR

EDN: EDELNOR

EAN: ELECTROANDES

EGN: EGENOR

EGM: EGEMSA

5.6. Consecuencias

5.6.1. Calidad del producto

La tensión descendió hasta 188,9 kV en la S.E. San Juan 220 kV a las 18:48 h. Edelnor informó tensión de hasta 48 kV registrados en la S.E. Huaral 60 kV.

5.6.2. Calidad de suministro

Se interrumpió los siguientes suministros por disposición del Coordinador Nacional:

Suministro	Potencia (MW)	Tiempo (h)
LUZ DEL SUR	28,09	18:41 a 18:58
SE Villa María (VM2 y VM 13)		
SE San Juan (SJ2, SJ3, SJ4 y SJ5)		
SE Pachacamac (PA2, PA4, PA5 y PA6)		
EDELNOR	48,00	18:46 a 19:07
Santa Marina (F-04 y F-12)		
Pershing (Q-14)		
Barsi (K-19)		
Maranga (MA-08).		

5.7. Análisis

A las 18:15 h y a las 18:17 h el Coordinador del SEIN ordenó al Centro de Control de EDEGEL sincronizar las unidades UTI6 y UTI5 de la C.T. Sta. Rosa, las cuales sincronizaron a las 18:51 h y 19:05 h, respectivamente.

De los registros históricos del perfil de tensión en la S.E. San Juan (Ver ANEXO 16) y considerando el cambio de estación climatológica, se concluye que las coordinaciones de operación de unidades térmicas por tensión no fueron oportunas considerando la falla de las dos unidades UTI's conllevando al sistema a un estado de Alerta a las 18:32 h.

El Centro de control de Edegel informó los percances ocurridos en las unidades UTI después de 15 minutos desde la orden de sincronización por parte del Coordinador, a partir de ese momento el Coordinador decide sincronizar la TG7 de la C.T. Sta. Rosa estando el sistema con un tensión de 203 kV registrado en la S.E. San Juan 220 kV.

5.8. Implicancias económicas

Según la norma técnica de calidad de servicios eléctricos, se deberá compensar a las empresas que rechazaron carga de la siguiente manera:

Según el título sexto “Calidad de suministro” en el punto de “Interrupciones” en la parte de “Compensaciones” según 6.1.8 de la Norma Técnicas de los Servicios Eléctricos, se calcula la compensación para Edelnor y Luz del Sur.

Según la evaluación del COES la operación del día fue de la siguiente manera:

Programado: S/. 417 901,05

Ejecutado: S/. 445 641,95

La diferencia S/. 27 740,90 es el costo real en déficit de la mala coordinación de la operación por térmicas caras.

5.9. Observación

EDEGEL manifiesta que la falla de la planta UTI ha evidenciado la operación bajo riesgo de colapso de tensión del sistema y dado que estas unidades no tienen unidades que las puedan sustituir en caso de falla durante la sincronización y hasta en caso de falla en horas de punta; de tal manera que al presentarse el problema el Coordinador del Sistema es quien decide los rechazos de carga manuales. Por tanto, la falla de estas unidades agravan el problema de bajas tensiones en Lima, el cual se podría originar por otras razones. No necesariamente por la falla de las unidades UTI se debe rechazar carga; sino para corregir el problema de bajas tensiones como en los eventos analizados.

CCO-SEIN, manifiesta que se puede apreciar durante el mes de abril del 2002 (Ver operación de unidades térmicas de Edegel por tensión ANEXO 17), durante la hora punta, las ordenes de arranque de la primera unidad UTI se dieron entre las 18:10 h y las 18:24 h, tomando paralelo dicha unidad entre las 18:16 h y 18:28 h; por otro lado las ordenes de arranque de la segunda unidad UTI se dieron entre las 18:20 h y 18:40 h tomando paralelo entre las 18:24 h y 18:44 h.

Como se puede apreciar la orden de arranque de las unidades UTI-6 y UTI-5 del miércoles 2002-04-10 (18:15 h y 18:17 h) concordaban con las horas en que se venían arrancando dichas unidades.

De haberse contado con la información de EDEGEL con la debida anticipación (18:19 h) de que habían problemas con las unidades UTI, se hubiera procedido inmediatamente al arranque de la TG-7 entrando en servicio dicha unidad a las 18:39 h cuando la tensión en San Juan todavía estaba en 195 kV, con lo cual se hubiera evitado el rechazo de carga. Es importante que las empresas informen inmediatamente los problemas en sus instalaciones.

El CCO- SEIN manifiesta que se debe de implementar el rechazo automático por mínima tensión en el SEIN.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

1) Este informe de suficiencia presenta la operación y coordinación de la central eléctrica más importante del Perú y el centro coordinador del sistema eléctrico interconectado nacional llamado COES - CCO, en ellos se desarrolla la formulación y método según la ley de concesiones eléctricas y su reglamento y su norma técnica de operación en tiempo real.

2) El enfoque, del informe de suficiencia, se da mediante tres etapas importantes:

Primero la programación de la operación; el cual requiere la ficha técnica de la central capítulos 1 y 2, también consideraciones para la programación capítulo 3.

Segundo la operación y coordinación en tiempo real; el cual se basa en leyes, reglamentos y normas que están en el capítulo 4.

Tercero la evaluación de la operación y coordinación; tomando en cuenta las consideraciones del COES y la de Electroperú capítulo 3.

3) El método de trabajo para la operación y coordinación de la central eléctrica se desarrolla mediante su centro de control, el cual cada empresa supervisa las maniobras de operación y mantenimiento en coordinación con el centro coordinador de operaciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional llamado COES - CCO. La supervisión es mediante el monitoreo usando el scada, onda portadora, radio UHF, correo electrónico, Internet y la comunicación vía telefónica.

4) En el capítulo 5 se concluye que la falla de las unidades UTI's y la demora en informar al Coordinador Nacional los problemas en la Central Térmica, ocasionaron que el sistema opere en estado de emergencia.

5) La decisión de rechazar carga por el Coordinador Nacional fue acertada para mejorar el perfil de tensión y superar el estado de emergencia.

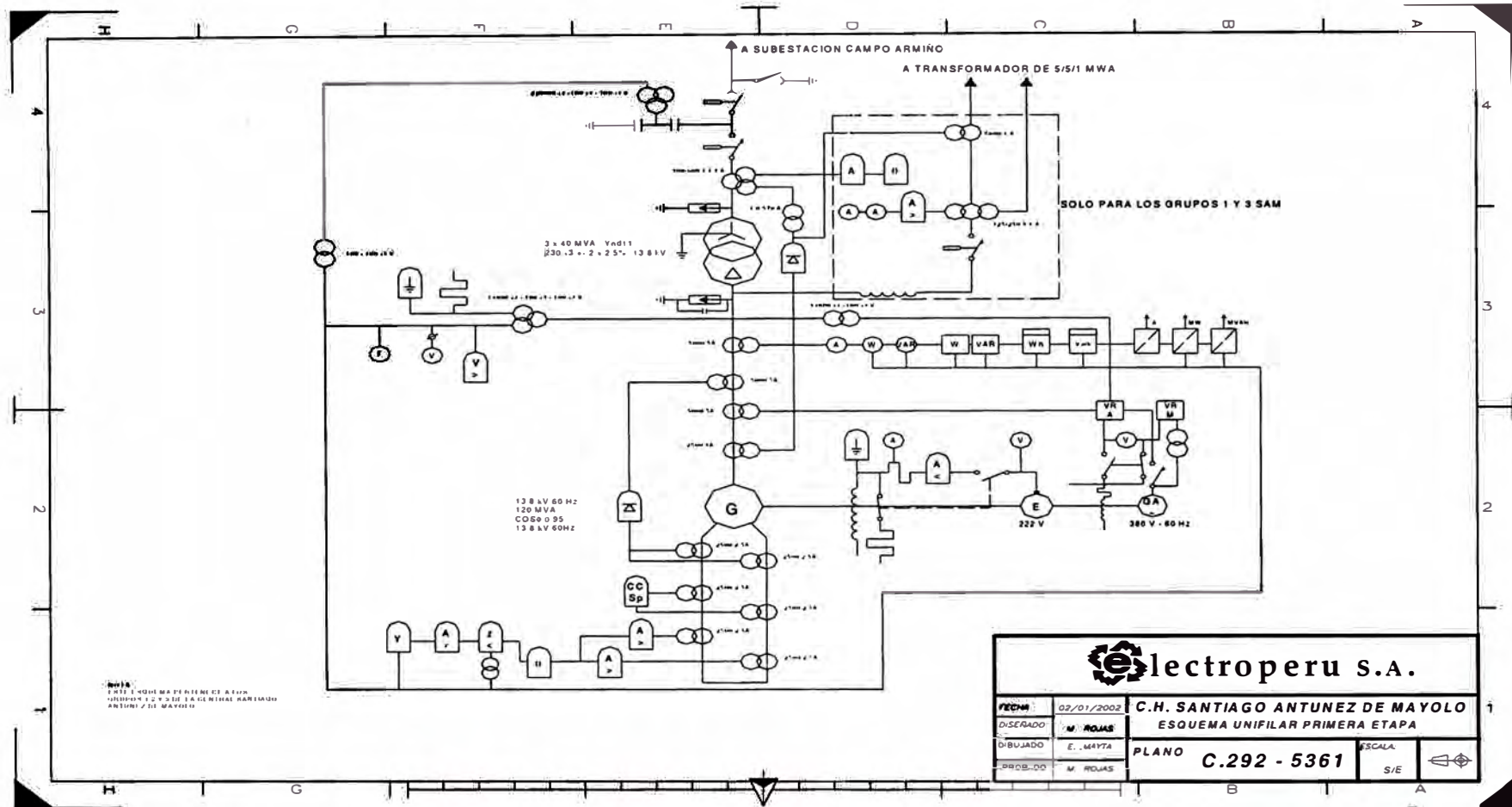
- 6) La ejecución de los rechazos con la distribuidora EDELNOR se inició luego de 6 minutos de haber solicitado el Coordinador y culminó a los 11 minutos durante el estado de emergencia del SEIN (tensión registrada por ETECEN en la S.E. Chavarría a las 18:47:40 h : 184,1 kV). La demora se debió a las coordinaciones previas del operador del Centro de Control de EDELNOR con su Jefatura.
- 7) Se observa que no existe un plan de contingencias de coordinación con los diferentes Integrantes del Sistema que incluyan rechazo de carga manual por déficit de potencia reactiva, que prevea fallas de equipos que conducen a un estado de emergencia. En la actualidad si lo hay.
- 8) Las coordinaciones para la reposición de suministros de EDELNOR, se realizó después de 5 minutos debido a problemas de congestión en las líneas telefónicas del Coordinador y de EDELNOR.

RECOMENDACIONES:

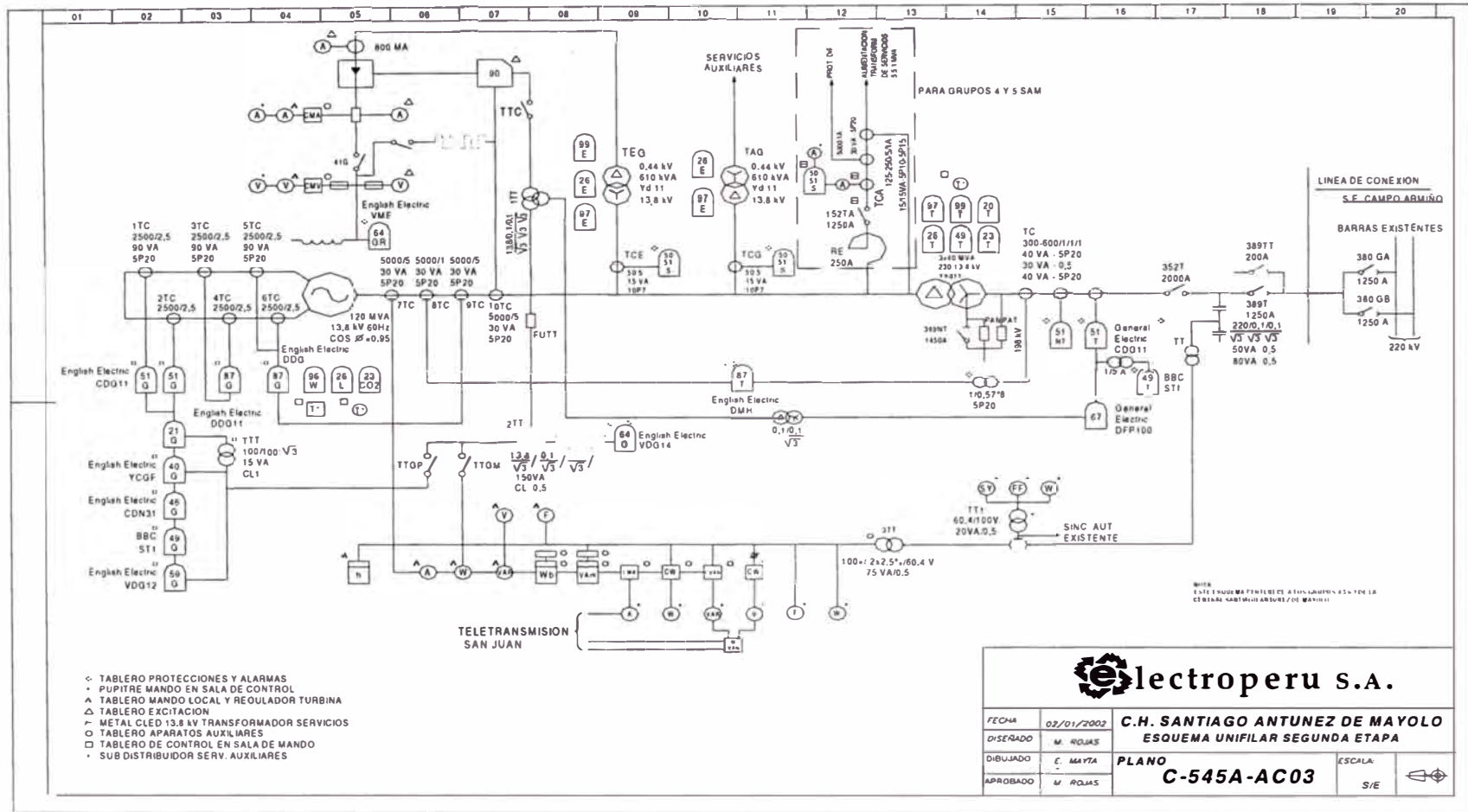
- 9) La operación y coordinación actual es óptima, dado que lo dirige el organismo del COES, pero puede mejorar dando la operación en tiempo real a un tercero que tengan la misma capacidad o supere dando oportunidad a los ingenieros de las empresas representantes del COES para poder participar en dicha operación.
- 10) Con respecto al capítulo 5:
AL COORDINADOR DEL SEIN: Elaborar un plan de contingencias que incluya las coordinaciones con los diferentes Integrantes del Sistema necesarias para superar el estado de emergencia por déficit de potencia reactiva.
- 11) AL COES: Implementar herramientas (como estimador de estado y flujos de potencia en línea) y utilizar índices de tensión y demanda de reactivos históricos para la programación del despacho de reactivos del SEIN.
- 12) A EDEGEL: En caso de problemas en el arranque o la sincronización de unidades, informar inmediatamente al Coordinador del SEIN, con la finalidad de tomar las medidas correctivas necesarias por parte del Coordinador.
- 13) AL COORDINADOR: Elaborar, en coordinación con las distribuidoras del Sistema un procedimiento de comunicaciones para establecer coordinaciones operativas oportunas para el restablecimiento del SEIN.
- 14) AL COES: Realizar los estudios de compensación reactiva y estabilidad por tensión del SEIN.
- 15) A EDELNOR: se recomienda cumplir con las disposiciones del Coordinador de acuerdo al numeral 1.3.1 de la NTOTR y mientras dure la elaboración del plan de contingencias, Edelnor confirmará inmediatamente la orden recibida de parte CCO-SEIN.
- 16) Al COES: Establecer estudios de beneficio-costos de la demanda de reactivos en el SEIN con la finalidad de proponer un mercado de potencia reactiva.

ANEXOS

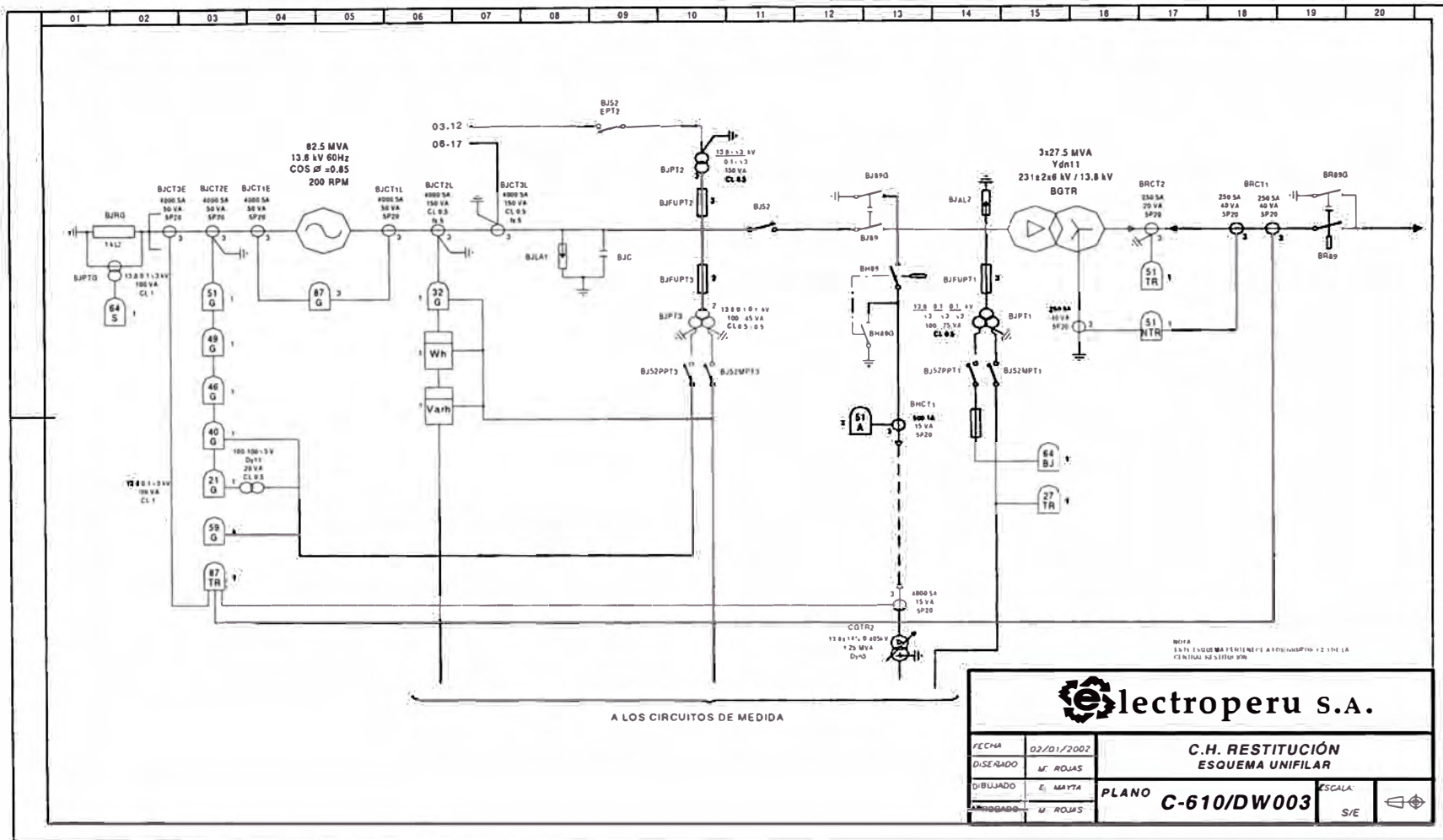
ANEXO 1



ANEXO 1-A.- Diagrama Unifilar de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo G-1, G-2 y G-3



ANEXO 1-B.- Diagrama Unifilar de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo G-4, G-5, G-6, y G-7



ANEXO 1-C.- Diagrama Unifilar de la Central Hidroeléctrica Restitución G-1, G-2 y G-3

Electroperu S.A.

FECHA	02/01/2002	C.H. RESTITUCIÓN ESQUEMA UNIFILAR	PLANO C-610/DW003	ESCALA	S/E
DISEÑADO	M. ROJAS				
DIBUJADO	E. AMAYA				
APROBADO	M. ROJAS				

ANEXO 2-A

1. Santiago Antúnez de Mayolo Grupo N° 1 (SAM G-1)

Potencia Instalada	:	114 MW
Potencia Efectiva	:	103,829 MW (2005-07-10)

a) Turbina

Año de instalación	:	1973
Tipo	:	Pelton de eje vertical
Salto neto	:	850 - 780 m.
Potencia	:	123,5 - 107,5 MW
Caudal turbina	:	16,64 - 15,78 m ³ / seg.
Número de inyectores	:	4
Velocidad de rotación	:	450 rpm
Velocidad de embalamiento	:	810 rpm

b) Generador síncrono trifásico

Año de instalación	:	1973
Potencia	:	120 MVA
Cos Ø	:	0,95
Tensión	:	13,8 kV
Corriente	:	5022 A.
Velocidad	:	450 rpm
Frecuencia	:	60 Hz
Número de polos	:	16
Clase de aislamiento	:	F

c) Parámetros eléctricos adecuados para estudios estáticos y dinámicos

X _d	1,036 pu
X _d '	0,345 pu
X _d ''	0,203 pu
X _q	0,702 pu
X _q '	0,690 pu
X _q ''	0,221 pu

X_2	0,212 pu
X_o	0,120 pu
R_a	0,101 pu
T_{d0}'	7,297 s
T_{d}'	2,430 s
T_{d}''	0,075 s
T_a	0,140 s

d) Curva de capacidad (MW-MVAR)

POT. ACTIVA (MW)	POT. REACTIVA (MVAR)	COSENO ϕ
97,0	19,5	0,98 CAPACITIVO
94,0	30,5	0,95 CAPACITIVO
88,0	42,0	0,90 CAPACITIVO
82,0	50,0	0,85 CAPACITIVO
76,0	56,0	0,80 CAPACITIVO
97,0	19,5	0,98 INDUCTIVO
94,0	30,5	0,95 INDUCTIVO
82,0	40,0	0,90 INDUCTIVO
73,0	46,0	0,85 INDUCTIVO
65,0	51,0	0,80 INDUCTIVO

e) Capacidad de generación reactiva en vacío

Capacitiva 62 MVAR

Inductiva 66 MVAR

f) Capacidad de generación reactiva al 50 % de la potencia efectiva

Capacitiva 58 MVAR

Inductiva 62,4 MVAR

g) Capacidad de generación reactiva al 100 % de la potencia efectiva

Capacitiva 37 MVAR

Inductiva 37 MVAR

h) Tensión de generación

Mínima 13,0 kV

Máxima 14,0 Kv

i) Constante de inercia

Grupo 1850 tm²

2. Santiago Antúnez de Mayolo Grupo N° 2 (SAM G-2)

Potencia Instalada	:	114 MW
Potencia Efectiva	:	104,875 MW (2005-07-10)

a) Turbina

Año de instalación	:	1973
Tipo	:	Pelton de eje vertical
Salto neto	:	850 - 780 m.
Potencia	:	123,5 - 107,5 MW
Caudal turbina	:	16,64 - 15,78 m ³ / seg.
Número de inyectores	:	4
Velocidad de rotación	:	450 rpm
Velocidad de embalamiento	:	810 rpm

b) Generador síncrono trifásico

Año de instalación	:	1973
Potencia	:	120 MVA
Cos Ø	:	0,95
Tensión	:	13,8 kV
Corriente	:	5022 A.
Velocidad	:	450 rpm
Frecuencia	:	60 Hz
Número de polos	:	16
Clase de aislamiento	:	F

c) Parámetros eléctricos adecuados para estudios estáticos y dinámicos

Xd	1,036 pu
Xd'	0,345 pu
Xd''	0,203 pu
Xq	0,702 pu
Xq'	0,690 pu
Xq''	0,221 pu
X2	0,212 pu
Xo	0,120 pu
Ra	0,101 pu

Td0'	7,297 s
Td'	2,430 s
Td''	0,075 s
Ta	0,140 s

d) Curva de capacidad (MW-MVAR)

POT. ACTIVA (MW)	POT. REACTIVA (MVAR)	COSENO ϕ
97,0	19,5	0,98 CAPACITIVO
94,0	30,5	0,95 CAPACITIVO
88,0	42,0	0,90 CAPACITIVO
82,0	50,0	0,85 CAPACITIVO
76,0	56,0	0,80 CAPACITIVO
97,0	19,5	0,98 INDUCTIVO
94,0	30,5	0,95 INDUCTIVO
82,0	40,0	0,90 INDUCTIVO
73,0	46,0	0,85 INDUCTIVO
65,0	51,0	0,80 INDUCTIVO

e) Capacidad de generación reactiva en vacío

Capacitiva 62 MVAR

Inductiva 66 MVAR

f) Capacidad de generación reactiva al 50 % de la potencia efectiva

Capacitiva 58 MVAR

Inductiva 62,4 MVAR

g) Capacidad de generación reactiva al 100 % de la potencia efectiva

Capacitiva 37 MVAR

Inductiva 37 MVAR

h) Tensión de generación

Mínima 13,0 kV

Máxima 14,0 kV

i) Constante de inercia

Grupo 1850 tm²

3. Santiago Antúnez de Mayolo Grupo N° 3 (SAM G-3)

Potencia Instalada : 114 MW

Potencia Efectiva : 103,195 MW (2005-07-10)

a) Turbina

Año de instalación	:	1973
Tipo	:	Pelton de eje vertical
Salto neto	:	850 - 780 m.
Potencia	:	123,5 - 107,5 MW
Caudal turbina	:	16,64 - 15,78 m ³ / seg.
Número de inyectores	:	4
Velocidad de rotación	:	450 rpm
Velocidad de embalamiento	:	810 rpm

b) Generador síncrono trifásico

Año de instalación	:	1973
Potencia	:	120 MVA
Cos Ø	:	0,95
Tensión	:	13,8 kV
Corriente	:	5022 A.
Velocidad	:	450 rpm
Frecuencia	:	60 Hz
Número de polos	:	16
Clase de aislamiento	:	F

c) Parámetros eléctricos adecuados para estudios estáticos y dinámicos

Xd	1,036 pu
Xd'	0,345 pu
Xd''	0,203 pu
Xq	0,702 pu
Xq'	0,690 pu
Xq''	0,221 pu
X2	0,212 pu
Xo	0,120 pu
Ra	0,101 pu
Td0'	7,297 s
Td'	2,430 s
Td''	0,075 s

Ta 0,140 s

d) Curva de capacidad (MW-MVAR)

POT. ACTIVA (MW)	POT. REACTIVA (MVAR)	COSENO ϕ
97,0	19,5	0,98 CAPACITIVO
94,0	30,5	0,95 CAPACITIVO
88,0	42,0	0,90 CAPACITIVO
82,0	50,0	0,85 CAPACITIVO
76,0	56,0	0,80 CAPACITIVO
97,0	19,5	0,98 INDUCTIVO
94,0	30,5	0,95 INDUCTIVO
82,0	40,0	0,90 INDUCTIVO
73,0	46,0	0,85 INDUCTIVO
65,0	51,0	0,80 INDUCTIVO

e) Capacidad de generación reactiva en vacío

Capacitiva 62 MVAR

Inductiva 66 MVAR

f) Capacidad de generación reactiva al 50 % de la potencia efectiva

Capacitiva 58 MVAR

Inductiva 62,4 MVAR

g) Capacidad de generación reactiva al 100 % de la potencia efectiva

Capacitiva 37 MVAR

Inductiva 37 MVAR

h) Tensión de generación

Mínima 13,0 kV

Máxima 14,0 kV

i) Constante de inercia

Grupo 1850 tm²

4. Santiago Antúnez de Mayolo Grupo N° 4 (SAM G-4)

Potencia Instalada : 114 MW

Potencia Efectiva : 107,44 MW (2005-07-10)

a) Turbina

Año de instalación : 1979

Tipo : Pelton de eje vertical

Salto neto : 850 - 780 m.

Potencia	:	123,5 - 107,5 MW
Caudal turbina	:	16,64 - 15,78 m ³ / seg.
Número de inyectores	:	4
Velocidad de rotación	:	450 rpm
Velocidad de embalamiento	:	810 rpm

b) Generador síncrono trifásico

Año de instalación	:	1979
Potencia	:	120 MVA
Cos Ø	:	0,95
Tensión	:	13,8 kV
Corriente	:	5022 A.
Velocidad	:	450 rpm
Frecuencia	:	60 Hz
Número de polos	:	16
Clase de aislamiento	:	F

c) Parámetros eléctricos adecuados para estudios estáticos y dinámicos

Xd	1,036 pu
Xd'	0,345 pu
Xd''	0,203 pu
Xq	0,702 pu
Xq'	0,700 pu
Xq''	0,221 pu
X2	0,212 pu
Xo	0,120 pu
Ra	0,101 pu
Td0'	7,297 s
Td'	2,430 s
Td''	0,060 s
Ta	0,140 s

d) Curva de capacidad (MW-MVAR)

POT. ACTIVA (MW)	POT. REACTIVA (MVAR)	COSENO ϕ
97,0	19,5	0,98 CAPACITIVO

94,0	30,5	0,95 CAPACITIVO
88,0	42,0	0,90 CAPACITIVO
82,0	50,0	0,85 CAPACITIVO
76,0	56,0	0,80 CAPACITIVO
97,0	19,5	0,98 INDUCTIVO
94,0	30,5	0,95 INDUCTIVO
82,0	40,0	0,90 INDUCTIVO
73,0	46,0	0,85 INDUCTIVO
65,0	51,0	0,80 INDUCTIVO

e) Capacidad de generación reactiva en vacío

Capacitiva 62 MVAR

Inductiva 66 MVAR

f) Capacidad de generación reactiva al 50 % de la potencia efectiva

Capacitiva 58 MVAR

Inductiva 62,4 MVAR

g) Capacidad de generación reactiva al 100 % de la potencia efectiva

Capacitiva 37 MVAR

Inductiva 37 MVAR

h) Tensión de generación

Mínima 13,0 kV

Máxima 14,0 kV

i) Constante de inercia

Grupo 1850 tm²

5. Santiago Antúnez de Mayolo Grupo N° 5 (SAM G-5)

Potencia Instalada : 114 MW

Potencia Efectiva : 77,604 MW (2005-07-10)

a) Turbina

Año de instalación : 1979

Tipo : Pelton de eje vertical

Salto neto : 850 - 780 m.

Potencia : 123,5 - 107,5 MW

Caudal turbina : 16,64 - 15,78 m³ / seg.

Número de inyectores : 4

Velocidad de rotación : 450 rpm
 Velocidad de embalamiento : 810 rpm

b) Generador síncrono trifásico

Año de instalación : 1979
 Potencia : 120 MVA
 Cos \emptyset : 0,95
 Tensión : 13,8 kV
 Corriente : 5022 A.
 Velocidad : 450 rpm
 Frecuencia : 60 Hz
 Número de polos : 16
 Clase de aislamiento : F

c) Parámetros eléctricos adecuados para estudios estáticos y dinámicos

Xd 1,036 pu
 Xd' 0,345 pu
 Xd'' 0,203 pu
 Xq 0,702 pu
 Xq' 0,700 pu
 Xq'' 0,221 pu
 X2 0,212 pu
 Xo 0,120 pu
 Ra 0,101 pu
 Td0' 7,297 s
 Td' 2,430 s
 Td'' 0,060 s
 Ta 0,140 s

d) Curva de capacidad (MW-MVAR)

POT. ACTIVA (MW)	POT. REACTIVA (MVAR)	COSENO ϕ
97,0	19,5	0,98 CAPACITIVO
94,0	30,5	0,95 CAPACITIVO
88,0	42,0	0,90 CAPACITIVO
82,0	50,0	0,85 CAPACITIVO
76,0	56,0	0,80 CAPACITIVO

97,0	19,5	0,98 INDUCTIVO
94,0	30,5	0,95 INDUCTIVO
82,0	40,0	0,90 INDUCTIVO
73,0	46,0	0,85 INDUCTIVO
65,0	51,0	0,80 INDUCTIVO

e) Capacidad de generación reactiva en vacío

Capacitiva 62 MVAR

Inductiva 66 MVAR

f) Capacidad de generación reactiva al 50 % de la potencia efectiva

Capacitiva 58 MVAR

Inductiva 62,4 MVAR

g) Capacidad de generación reactiva al 100 % de la potencia efectiva

Capacitiva 37 MVAR

Inductiva 37 MVAR

h) Tensión de generación

Mínima 13,0 kV

Máxima 14,0 kV

i) Constante de inercia

Grupo 1850 tm²

6. Santiago Antúnez de Mayolo Grupo N° 6 (SAM G-6)

Potencia Instalada : 114 MW

Potencia Efectiva : 75,756 MW (2005-07-10)

a) Turbina

Año de instalación : 1979

Tipo : Pelton de eje vertical

Salto neto : 850 - 780 m.

Potencia : 123,5 - 107,5 MW

Caudal turbina : 16,64 - 15,78 m³ / seg.

Número de inyectoros : 4

Velocidad de rotación : 450 rpm

Velocidad de embalamiento : 810 rpm

b) Generador síncrono trifásico

Año de instalación	:	1979
Potencia	:	120 MVA
Cos \emptyset	:	0,95
Tensión	:	13,8 kV
Corriente	:	5022 A.
Velocidad	:	450 rpm
Frecuencia	:	60 Hz
Número de polos	:	16
Clase de aislamiento	:	F

c) Parámetros eléctricos adecuados para estudios estáticos y dinámicos

Xd	1,036 pu
Xd'	0,345 pu
Xd''	0,203 pu
Xq	0,702 pu
Xq'	0,700 pu
Xq''	0,221 pu
X2	0,212 pu
Xo	0,120 pu
Ra	0,101 pu
Td0'	7,297 s
Td'	2,430 s
Td''	0,060 s
Ta	0,140 s

d) Curva de capacidad (MW-MVAR)

POT. ACTIVA (MW)	POT. REACTIVA (MVAR)	COSENO ϕ
97,0	19,5	0,98 CAPACITIVO
94,0	30,5	0,95 CAPACITIVO
88,0	42,0	0,90 CAPACITIVO
82,0	50,0	0,85 CAPACITIVO
76,0	56,0	0,80 CAPACITIVO
97,0	19,5	0,98 INDUCTIVO
94,0	30,5	0,95 INDUCTIVO
82,0	40,0	0,90 INDUCTIVO

73,0	46,0	0,85 INDUCTIVO
65,0	51,0	0,80 INDUCTIVO

e) Capacidad de generación reactiva en vacío

Capacitiva 62 MVAR

Inductiva 66 MVAR

f) Capacidad de generación reactiva al 50 % de la potencia efectiva

Capacitiva 58 MVAR

Inductiva 62,4 MVAR

g) Capacidad de generación reactiva al 100 % de la potencia efectiva

Capacitiva 37 MVAR

Inductiva 37 MVAR

h) Tensión de generación

Mínima 13,0 kV

Máxima 14,0 kV

i) Constante de inercia

Grupo 1850 tm^2

7. Santiago Antúnez de Mayolo Grupo N° 7 (SAM G-7)

Potencia Instalada : 114 MW

Potencia Efectiva : 77,782 MW (2005-07-10)

a) Turbina

Año de instalación : 1979

Tipo : Pelton de eje vertical

Salto neto : 850 - 780 m.

Potencia : 123,5 - 107,5 MW

Caudal turbina : 16,64 - 15,78 $\text{m}^3 / \text{seg.}$

Número de inyectores : 4

Velocidad de rotación : 450 rpm

Velocidad de embalamiento : 810 rpm

b) Generador síncrono trifásico

Año de instalación : 1979

Potencia : 120 MVA

Cos \emptyset	:	0,95
Tensión	:	13,8 kV
Corriente	:	5022 A.
Velocidad	:	450 rpm
Frecuencia	:	60 Hz
Número de polos	:	16
Clase de aislamiento	:	F

c) Parámetros eléctricos adecuados para estudios estáticos y dinámicos

Xd	1,036 pu
Xd'	0,345 pu
Xd''	0,203 pu
Xq	0,702 pu
Xq'	0,700 pu
Xq''	0,221 pu
X2	0,212 pu
Xo	0,120 pu
Ra	0,101 pu
Td0'	7,297 s
Td'	2,430 s
Td''	0,060 s
Ta	0,140 s

d) Curva de capacidad (MW-MVAR)

POT. ACTIVA (MW)	POT. REACTIVA (MVAR)	COSENO ϕ
97,0	19,5	0,98 CAPACITIVO
94,0	30,5	0,95 CAPACITIVO
88,0	42,0	0,90 CAPACITIVO
82,0	50,0	0,85 CAPACITIVO
76,0	56,0	0,80 CAPACITIVO
97,0	19,5	0,98 INDUCTIVO
94,0	30,5	0,95 INDUCTIVO
82,0	40,0	0,90 INDUCTIVO
73,0	46,0	0,85 INDUCTIVO
65,0	51,0	0,80 INDUCTIVO

- e) **Capacidad de generación reactiva en vacío**
Capacitiva 62 MVAR
Inductiva 66 MVAR
- f) **Capacidad de generación reactiva al 50 % de la potencia efectiva**
Capacitiva 58 MVAR
Inductiva 62,4 MVAR
- g) **Capacidad de generación reactiva al 100 % de la potencia efectiva**
Capacitiva 37 MVAR
Inductiva 37 MVAR
- h) **Tensión de generación**
Mínima 13,0 kV
Máxima 14,0 kV
- i) **Constante de inercia**
Grupo 1850 tm²

ANEXO 2-B

1. Restitución Grupo N° 1 (RON G-1)

Potencia instalada	:	70 MW
Potencia Efectiva	:	70,837 MW (2005-07-10)

a) Turbina

Año de instalación	:	1983 y 1984
Tipo	:	Pelton de eje vertical
Salto neto	:	257,00 – 255,20 – 247,00 m
Potencia	:	72,73 - 71,98 - 68,53 MW
Caudal Turbina	:	32,11 - 32,00 - 31,48 m ³ /seg
Número de inyectores	:	6
Velocidad de rotación	:	200 rpm
Velocidad de embalamiento	:	345 rpm

b) Generador síncrono trifásico

Año de instalación	:	1983 y 1984
Potencia	:	82,5 MVA
Cos Ø	:	0,85
Tensión	:	13,8 kV
Corriente	:	3452 A
Velocidad	:	200 rpm
Frecuencia	:	60 Hz
Número de polos	:	36
Clase de aislamiento	:	F

c) Parámetros eléctricos adecuados para estudios estáticos y dinámicos

X _d	1,017 pu
X _d '	0,296 pu
X _d ''	0,208 pu
X _q	0,568 pu
X _q '	0,650 pu
X _q ''	0,238 pu

X2	0,224 pu
Xo	0,130 pu
Ra	0,002 pu
Td0'	5,500 s
Td'	1,600 s
Td''	0,053 s
Ta	0,169 s

d) Curva de capacidad (MW-MVAR)

POT. ACTIVA (MW)	POT. REACTIVA (MVAR)	COSENO ϕ
68,6	13,9	0,98 CAPACITIVO
66,5	21,8	0,95 CAPACITIVO
63,0	30,5	0,90 CAPACITIVO
57,8	35,8	0,85 CAPACITIVO
49,6	37,2	0,80 CAPACITIVO
68,6	13,9	0,98 INDUCTIVO
66,5	21,8	0,95 INDUCTIVO
63,0	30,5	0,90 INDUCTIVO
59,5	46,0	0,85 INDUCTIVO
56,0	51,0	0,80 INDUCTIVO

e) Capacidad de generación reactiva en vacío

Capacitiva 59,4 MVAR

Inductiva 64 MVAR

f) Capacidad de generación reactiva al 50 % de la potencia efectiva

Capacitiva 59,4 MVAR

Inductiva 64 MVAR

g) Capacidad de generación reactiva al 100 % de la potencia efectiva

Capacitiva 41,3 MVAR

Inductiva 49,5 MVAR

h) Tensión de generación

Mínima 13,0 kV

Máxima 14,0 kV

i) Constante de inercia

Grupo 5000 tm^2

2. Restitución Grupo N° 2 (RON G-2)

Potencia instalada	:	70 MW
Potencia Efectiva	:	71,666 MW (2005-07-10)

a) Turbina

Año de instalación	:	1983 y 1984
Tipo	:	Pelton de eje vertical
Salto neto	:	257,00 – 255,20 – 247,00 m
Potencia	:	72,73 - 71,98 68,53 MW
Caudal Turbina	:	32,11 - 32,00 - 31,48 m ³ /seg
Número de inyectores	:	6
Velocidad de rotación	:	200 rpm
Velocidad de embalamiento	:	345 rpm

b) Generador síncrono trifásico

Año de instalación	:	1983 y 1984
Potencia	:	82,5 MVA
Cos Ø	:	0,85
Tensión	:	13,8 kV
Corriente	:	3452 A
Velocidad	:	200 rpm
Frecuencia	:	60 Hz
Número de polos	:	36
Clase de aislamiento	:	F

c) Parámetros eléctricos adecuados para estudios estáticos y dinámicos

Xd	1,017 pu
Xd'	0,296 pu
Xd''	0,208 pu
Xq	0,568 pu
Xq'	0,650 pu
Xq''	0,238 pu
X2	0,224 pu
Xo	0,130 pu
Ra	0,002 pu

Td0'	5,500 s
Td'	1,600 s
Td''	0,053 s
Ta	0,169 s

d) Curva de capacidad (MW-MVAR)

POT. ACTIVA (MW)	POT. REACTIVA (MVAR)	COSENO ϕ
68,6	13,9	0,98 CAPACITIVO
66,5	21,8	0,95 CAPACITIVO
63,0	30,5	0,90 CAPACITIVO
57,8	35,8	0,85 CAPACITIVO
49,6	37,2	0,80 CAPACITIVO
68,6	13,9	0,98 INDUCTIVO
66,5	21,8	0,95 INDUCTIVO
63,0	30,5	0,90 INDUCTIVO
59,5	46,0	0,85 INDUCTIVO
56,0	51,0	0,80 INDUCTIVO

e) Capacidad de generación reactiva en vacío

Capacitiva 59,4 MVAR

Inductiva 64 MVAR

f) Capacidad de generación reactiva al 50 % de la potencia efectiva

Capacitiva 59,4 MVAR

Inductiva 64 MVAR

g) Capacidad de generación reactiva al 100 % de la potencia efectiva

Capacitiva 41,3 MVAR

Inductiva 49,5 MVAR

h) Tensión de generación

Mínima 13,0 kV

Máxima 14,0 kV

i) Constante de inercia

Grupo 5000 tm²

3. Restitución Grupo N° 3 (RON G-3)

Potencia instalada 70 MW

Potencia Efectiva 72,855 MW (2005-07-10)

a) Turbina

Año de instalación	:	1983 y 1984
Tipo	:	Pelton de eje vertical
Salto neto	:	257,00 – 255,20 – 247,00 m
Potencia	:	72,73 - 71,98 - 68,53 MW
Caudal Turbina	:	32,11 - 32,00 - 31,48 m ³ /seg
Número de inyectores	:	6
Velocidad de rotación	:	200 rpm
Velocidad de embalamiento	:	345 rpm

b) Generador síncrono trifásico

Año de instalación	:	1983 y 1984
Potencia	:	82,5 MVA
Cos Ø	:	0,85
Tensión	:	13,8 kV
Corriente	:	3452 A
Velocidad	:	200 rpm
Frecuencia	:	60 Hz
Número de polos	:	36
Clase de aislamiento	:	F

c) Parámetros eléctricos adecuados para estudios estáticos y dinámicos

Xd	1,017 pu
Xd'	0,296 pu
Xd''	0,208 pu
Xq	0,568 pu
Xq'	0,650 pu
Xq''	0,238 pu
X2	0,224 pu
Xo	0,130 pu
Ra	0,002 pu
Td0'	5,500 s
Td'	1,600 s
Td''	0,053 s

Ta 0,169 s

d) Curva de capacidad (MW-MVAR)

POT. ACTIVA (MW)	POT. REACTIVA (MVAR)	COSENO ϕ
68,6	13,9	0,98 CAPACITIVO
66,5	21,8	0,95 CAPACITIVO
63,0	30,5	0,90 CAPACITIVO
57,8	35,8	0,85 CAPACITIVO
49,6	37,2	0,80 CAPACITIVO
68,6	13,9	0,98 INDUCTIVO
66,5	21,8	0,95 INDUCTIVO
63,0	30,5	0,90 INDUCTIVO
59,5	46,0	0,85 INDUCTIVO
56,0	51,0	0,80 INDUCTIVO

e) Capacidad de generación reactiva en vacío

Capacitiva 59,4 MVAR

Inductiva 64 MVAR

f) Capacidad de generación reactiva al 50 % de la potencia efectiva

Capacitiva 59,4 MVAR

Inductiva 64 MVAR

g) Capacidad de generación reactiva al 100 % de la potencia efectiva

Capacitiva 41,3 MVAR

Inductiva 49,5 MVAR

h) Tensión de generación

Mínima 13,0 kV

Máxima 14,0 kV

i) Constante de inercia

Grupo 5000 tm²

**CARACTERISTICA DE LOS RELES DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA SANTIAGO ANTUNEZ DE MAYOLO
(GRUPO 1)**

1. GENERADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 1 SAM	I	CDG 11AF84A6	Máxima Corriente 1er Bobinado	R, S y T	English Electric CO	TMS = 0.2 I=3 Amp	
	I	CDG 11AF84A6	Máxima Corriente 2do Bobinado	R, S y T	English Electric CO	TMS = 0.2 I=3 Amp	
	I	ZMG SPEC12AF7P	Mínima Impedancia	R, S y T	English Electric CO	K1=2.5 K2=0.8 Z=2	
	I	DDG 11AF41A6	Protección Diferencial	R, S y T	English Electric CO	K=5% BIAS=10%	
	I	CDN 31RF46A	Carga Desequilibrada	R, S y T	English Electric CO	Trip(I2=0.2In TMS=1), Alarm(I2=0.11In, t=5 Seg)	Grupo 3 es GEC Measurements
	I	YCGF 11AF10A6	Falta de Excitación		English Electric CO	K1=0.82 K2=2 K3=0 K4=2 K5=9.65	
	I	VDG SPEC12AF13D	Máxima Tensión		English Electric CO	TMS=0.2 V=120 Voltios	
	I	STf	Protección Térmica		Brown Boveri	t(Min)=110, Delta t=68°, I60°=5 Amp	
	I	VDG 14AF1152A6	Tierra Estator		English Electric CO	TMS=0.1 K2=5.4 Voltios	
	I	VME 21AF1023A	Tierra Rotor		English Electric CO		

2. TRANSFORMADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 1 SAM	I	CDG 21AF510AX6	Máxima Corriente	R, T	English Electric CO	TMS=0.1 I=1.2 Amp (Inst=5.0 Amp)	
		CDG 11AF85A6			GEC Measurements		
	I	DMH 31DF15A	Protección Diferencial		English Electric CO	Iop=10% BIAS=30%	
		DMH 31DF15A6			GEC Measurements		
	I	STf STaf	Protección Térmica		Brown Boveri GEC Measurements	t(Min)=80, Delta t=69°, I60°=4.9 Amp t(Min)=100, Delta t=69°, I60°=4 Amp	
I	CDG 11AF88A6	Máxima Corriente a Tierra		English Electric CO	TMS=0.3 I=0.4 Amp		

**CARACTERISTICA DE LOS RELES DE LA CENTRAL HIDRAULICA SANTIAGO ANTUNEZ DE MAYOLO
(GRUPO 2)**

1. GENERADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 2 SAM	I	CDG 11AF84A6	Máxima Corriente 1er Bobinado	R, S y T	English Electric CO	TMS = 0.2 I=3 Amp	
	I	CDG 11AF84A6	Máxima Corriente 2do Bobinado	R, S y T	English Electric CO	TMS = 0.2 I=3 Amp	
	I	ZMG SPEC12AF7P	Mínima Impedancia	R, S y T	English Electric CO	K1=2.5 K2=0.8 Z=2	
	I	DDG 11AF41A6	Protección Diferencial	R, S y T	English Electric CO	K=5% BIAS=10%	
	I	CDN 31RF46A	Carga Desequilibrada	R, S y T	English Electric CO	Trip(I2=0.2In TMS=1), Alarm(I2=0.11In, t=5 Seg)	Grupo 3 es GEC Measurements
	I	YCGF 11AF10A6	Falta de Excitación		English Electric CO	K1=0.82 K2=2 K3=0 K4=2 K5=9.65	
	I	VDG SPEC12AF13D	Máxima Tensión		English Electric CO	TMS=0.2 V=120 Voltios	
	I	STf	Protección Térmica		Brown Boveri	t(Min)=110, Delta t=68°, I60°=5 Amp	
	I	VDG 14AF1152A6	Tierra Estator		English Electric CO	TMS=0.1 K2=5.4 Voltios	
	I	VME 21AF1023A	Tierra Rotor		English Electric CO		

2. TRANSFORMADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 2 SAM	I	CDG 21AF510AX6	Máxima Corriente	R, T	English Electric CO	TMS=0.1 I=1.2 Amp	
		CDG 11AF85A6			GEC Measurements	(Inst=5.0 Amp)	
	I	DMH 31DF15A	Protección Diferencial		English Electric CO	Iop=10% BIAS=30%	
		DMH 31DF15A6		GEC Measurements			
	I	STf	Protección Térmica		Brown Boveri	t(Min)=80, Delta t=69°, I60°=4.9 Amp	
		STaf				t(Min)=100, Delta t=69°, I60°=4 Amp	
I	CDG 11AF88A6	Máxima Corriente a Tierra		English Electric CO	TMS=0.3 I=0.4 Amp		

CARACTERISTICA DE LOS RELES DE LA CENTRAL HIDRAULICA SANTIAGO ANTUNEZ DE MAYOLO (GRUPO 3)

1. GENERADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 3 SAM	I	CDG 11AF84A6	Máxima Corriente 1er Bobinado	R, S y T	English Electric CO	TMS = 0.2 I=3 Amp	
	I	CDG 11AF84A6	Máxima Corriente 2do Bobinado	R, S y T	English Electric CO	TMS = 0.2 I=3 Amp	
	I	ZMG SPEC12AF7P	Mínima Impedancia	R, S y T	English Electric CO	K1=2.5 K2=0.8 Z=2	
	I	DDG 11AF41A6	Protección Diferencial	R, S y T	English Electric CO	K=5% BIAS=10%	
	I	CDN 31RF46A	Carga Desequilibrada	R, S y T	GEC Measurements	Trip(I2=0.2In TMS=1), Alarm(I2=0.11In, t=5 Seg)	
	I	YCGF 11AF10A6	Falta de Excitación		English Electric CO	K1=0.82 K2=2 K3=0 K4=2 K5=9.65	
	I	VDG SPEC12AF13D	Máxima Tensión		English Electric CO	TMS=0.2 V=120 Voltios	
	I	STf	Protección Térmica		Brown Boveri	t(Min)=110, Delta t=68º, I60º=5 Amp	
	I	VDG 14AF1152A6	Tierra Estator		English Electric CO	TMS=0.1 K2=5.4 Voltios	
	I	VME 21AF1023A	Tierra Rotor		English Electric CO		

2. TRANSFORMADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 3 SAM	I	CDG 21AF510AX6	Máxima Corriente	R, T	English Electric CO	TMS=0.1 I=1.2 Amp (Inst=5.0 Amp)	
		CDG 11AF85A6			GEC Measurements		
	I	DMH 31DF15A	Protección Diferencial		English Electric CO	Iop=10% BIAS=30%	
		DMH 31DF15A6		GEC Measurements			
	I	STf	Protección Térmica		Brown Boveri	t(Min)=80, Delta t=69º, I60º=4.9 Amp	
		STaf		t(Min)=100, Delta t=69º, I60º=4 Amp			
I	CDG 11AF88A6	Máxima Corriente a Tierra		English Electric CO	TMS=0.3 I=0.4 Amp		

**CARACTERISTICA DE LOS RELES DE LA CENTRAL HIDRAULICA SANTIAGO ANTUNEZ DE MAYOLO
(GRUPO 4)**

1. GENERADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 4 SAM	II	CDG 11AF84A6	Máxima Corriente 1er Bobinado	R, S y T	English Electric CO	TMS = 0.2 I=3 Amp	
	II	CDG 11AF84A6	Máxima Corriente 2do Bobinado	R, S y T	English Electric CO	TMS = 0.2 I=3 Amp	
	II				GEC Measurements		
	II	DDG 11AF41A6	Protección Diferencial	R, S y T	English Electric CO	K=5% BIAS=10%	
	II	CDN 31RF46A			GEC Measurements		
	II	YCGF 11AF10A6	Falta de Excitación		English Electric CO	K1=0.82 K2=2 K3=0 K4=2 K5=9.65	
	II	VDG SPEC12AF17D					t(Min)=20, Delta t=68°, I60°=5 Amp
	II	VDG 14AF2152A6					
	II	VME 21AF1023B6					

2. TRANSFORMADOR

INSTALACIÓN	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 4 SAM	II	CDG 21AF510AX6	Máxima Corriente	R, T	English Electric CO	TMS=0.1 I=1.2 Amp (Inst=5.0 Amp)	
	II	CDG 11AF85A6	Protección Diferencial		GEC Measurements	Iop=10% BIAS=30%	
	II	DMH 31DF15A	Protección Diferencial		English Electric CO	Iop=10% BIAS=30%	
	II	DMH 31DF15A6	Protección Térmica		GEC Measurements	t(Min)=80, Delta t=69°, I60°=4.9 Amp	
	II	STf	Protección Diferencial		Brown Boveri	Iop=10% BIAS=30%	
	II		Protección Térmica		Brown Boveri	t(Min)=80, Delta t=69°, I60°=4.9 Amp	
	II	STaf	Protección Térmica		English Electric CO	t(Min)=100, Delta t=69°, I60°=4 Amp	
	II		Máxima Corriente a Tierra		English Electric CO		
	II	CDG 11AF88A6	Protección Térmica		Brown Boveri	TMS=0.3 I=0.4 Amp	
II		Máxima Corriente a Tierra		English Electric CO			

**CARACTERISTICA DE LOS RELES DE LA CENTRAL HIDRAULICA SANTIAGO ANTUNEZ DE MAYOLO
(GRUPO 5)**

1. GENERADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 5 SAM	II	CDG 11AF84A6	Máxima Corriente 1er Bobinado	R, S y T	English Electric CO	TMS = 0.2 I=3 Amp	
	II	CDG 11AF84A6	Máxima Corriente 2do Bobinado	R, S y T	English Electric CO	TMS = 0.2 I=3 Amp	
	II				GEC Measurements		
	II	DDG 11AF41A6	Protección Diferencial	R, S y T	English Electric CO	K=5% BIAS=10%	
	II	CDN 31RF46A			GEC Measurements		
	II	YCGF 11AF10A6	Falta de Excitación		English Electric CO	K1=0.82 K2=2 K3=0 K4=2 K5=9.65	
	II	VDG SPEC12AF17D					
	II	VDG 14AF2152A6					t(Min)=20, Delta t=68°, I60°=5 Amp
	II	VME 21AF1023B6					

2. TRANSFORMADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 5 SAM	II	CDG 21AF510AX6	Máxima Corriente	R, T	English Electric CO	TMS=0.1 I=1.2 Amp (Inst=5.0 Amp)	
	II	CDG 11AF85A6			GEC Measurements		
	II	DMH 31DF15A	Protección Diferencial		English Electric CO	Iop=10% BIAS=30%	
	II	DMH 31DF15A6			GEC Measurements		
	II	STf	Protección Térmica		Brown Boveri	t(Min)=80, Delta t=69°, I60°=4.9 Amp	
	II	STaf				t(Min)=100, Delta t=69°, I60°=4 Amp	
II	CDG 11AF88A6	Máxima Corriente a Tierra			English Electric CO	TMS=0.3 I=0.4 Amp	

**CARACTERISTICA DE LOS RELES DE LA CENTRAL HIDRAULICA SANTIAGO ANTUNEZ DE MAYOLO
(GRUPO 6)**

1. GENERADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 6 SAM	II	CDG 11AF84A6	Máxima Corriente 1er Bobinado	R, S y T	English Electric CO	TMS = 0.2 I=3 Amp	
	II	CDG 11AF84A6	Máxima Corriente 2do Bobinado	R, S y T	English Electric CO	TMS = 0.2 I=3 Amp	
	II				GEC Measurements		
	II	DDG 11AF41A6	Protección Diferencial	R, S y T	English Electric CO	K=5% BIAS=10%	
	II	CDN 31RF46A			GEC Measurements		
	II	YCGF 11AF10A6	Falta de Excitación		English Electric CO	K1=0.82 K2=2 K3=0 K4=2 K5=9.65	
	II	VDG SPEC12AF17D					t(Min)=20, Delta t=68°, I60°=5 Amp
	II	VDG 14AF2152A6					
	II	VME 21AF1023B6					

2. TRANSFORMADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 6 SAM	II	CDG 21AF510AX6 CDG 11AF85A6	Máxima Corriente	R, T	English Electric CO GEC Measurements	TMS=0.1 I=1.2 Amp (Inst=5.0 Amp)	
	II	DMH 31DF15A DMH 31DF15A6	Protección Diferencial		English Electric CO GEC Measurements	Iop=10% BIAS=30%	
	II	STf STaf	Protección Térmica		Brown Boveri	t(Min)=80, Delta t=69°, I60°=4.9 Amp t(Min)=100, Delta t=69°, I60°=4 Amp	
	II	CDG 11AF88A6	Máxima Corriente a Tierra		English Electric CO	TMS=0.3 I=0.4 Amp	

**CARACTERISTICA DE LOS RELES DE LA CENTRAL HIDRAULICA SANTIAGO ANTUNEZ DE MAYOLO
(GRUPO 7)**

1. GENERADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 7 SAM	II	CDG 11AF84A6	Máxima Corriente 1er Bobinado	R, S y T	English Electric CO	TMS = 0.2 I=3 Amp	
	II	CDG 11AF84A6	Máxima Corriente 2do Bobinado	R, S y T	English Electric CO	TMS = 0.2 I=3 Amp	
	II				GEC Measurements		
	II	DDG 11AF41A6	Protección Diferencial	R, S y T	English Electric CO	K=5% BIAS=10%	
	II	CDN 31RF46A			GEC Measurements		
	II	YCGF 11AF10A6	Falta de Excitación		English Electric CO	K1=0.82 K2=2 K3=0 K4=2 K5=9.65	
	II	VDG SPEC12AF17D					t(Min)=20, Delta t=68º, I60º=5 Amp
	II	VDG 14AF2152A6					
	II	VME 21AF1023B6					

2. TRANSFORMADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 7 SAM	II	CDG 21AF510AX6	Máxima Corriente	R, T	English Electric CO	TMS=0.1 I=1.2 Amp (Inst=5.0 Amp)	
		CDG 11AF85A6			GEC Measurements		
	II	DMH 31DF15A	Protección Diferencial		English Electric CO	Iop=10% BIAS=30%	
		DMH 31DF15A6			GEC Measurements		
	II	STf	Protección Térmica		Brown Boveri	t(Min)=80, Delta t=69º, I60º=4.9 Amp	
	STaf				t(Min)=100, Delta t=69º, I60º=4 Amp		
II	CDG 11AF88A6	Máxima Corriente a Tierra			English Electric CO	TMS=0.3 I=0.4 Amp	

**CARACTERISTICA DE LOS RELES DE LA CENTRAL HÍDRAULICA RESTITUCION
(GRUPO 1)**

1. GENERADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 1 RON	III	DDG 11AF2241A6	Protección Diferencial	R, S y T	GEC Measurements	K=5% BIAS=10%	
	III	YCGF 11AF13A	Falta de Excitación		GEC Measurements	K1=0.77 K2=2 K3=0 K4=2 K5=13.40	
	III	CDG 11AF2194A6	Máxima Corriente	R, S y T	GEC Measurements	TMS = 0.35 I=1.5 Amp	
	III	ZMG SPEC12AF7P	Mínima Impedancia	R, S y T	GEC Measurements	K1=2.5 K2=0.94 Z=2.35	
	III	WCD 11BF2142A6	Potencia Inversa		GEC Measurements		
	III	ST	Protección Térmica		Brown Boveri	t(min)=20, Delta t=60°, I60°=4.6 Amp	
	III	CAU 41RF1213AB	Máxima Corriente		GEC Measurements	I _n =5.0 Amp k _{ln} =1.3 t=1.25 Seg %V(I _{ns})=140 Volt %V(Temp)=120	
	III	VTU 31 AFBA10A	Sobretensión		GEC Measurements	Volt(t=3 Seg)	
	III	VTT 11NG2100C	Temporizado Falta de Excitación		GEC Measurements	T(Seg)= 2	
	III	VTT 11NG2043C	Temporizado Minima Impedancia		GEC Measurements	T(Seg)= 1	
	III	VTT 11NG2100C	Temporizado Potencia Inversa		GEC Measurements	T(Seg)=10	
	III	VMU 31PF3014Z	Tierra Estator		GEC Measurements	TMS=0.48 K2=5.0 Voltios	

2. TRANSFORMADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 1 RON	III	CAU 41RF1213AB	Sobrecorriente		GEC Measurements	I _n =5.0 Amp k _{ln} =1.1 t=1.25 Seg	
	III	DMH 34DF3B	Protección Diferencial		GEC Measurements	I1=2.9 I2=2.9 I3=5.0 BIAS=30%	

**CARACTERISTICA DE LOS RELES DE LA CENTRAL HIDRAULICA RESTITUCION
(GRUPO 2)**

1. GENERADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 2 RON	III	DDG 11AF2241A6	Protección Diferencial	R, S y T	GEC Measurements	K=5% BIAS=10%	
	III	YCGF 11AF13A	Falta de Excitación		GEC Measurements	K1=0.77 K2=2 K3=0 K4=2 K5=13.40	
	III	CDG 11AF2194A6	Máxima Corriente	R, S y T	GEC Measurements	TMS = 0.35 I=1.5 Amp	
	III	ZMG SPEC12AF7P	Mínima Impedancia	R, S y T	GEC Measurements	K1=2.5 K2=0.94 Z=2.35	
	III	WCD 11BF2142A6	Potencia Inversa		GEC Measurements		
	III	ST	Protección Térmica		Brown Boveri	t(min)=20, Delta t=60º, I60º=4.6 Amp	
	III	CAU 41RF1213AB	Máxima Corriente		GEC Measurements	In=5.0 Amp kIn=1.3 t=1.25 Seg %V(Ins)=140 Volt %V(Temp)=120	
	III	VTU 31 AFBA10A	Sobretensión		GEC Measurements	Volt(t=3 Seg)	
	III	VTT 11NG2100C	Temporizado Falta de Excitación		GEC Measurements	T(Seg)= 2	
	III	VTT 11NG2043C	Temporizado Minima Impedancia		GEC Measurements	T(Seg)= 1	
	III	VTT 11NG2100C	Temporizado Potencia Inversa		GEC Measurements	T(Seg)=10	
	III	VMU 31PF3014Z	Tierra Estator		GEC Measurements	TMS=0.48 K2=5.0 Voltios	

2. TRANSFORMADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 2 RON	III	CAU 41RF1213AB	Sobrecorriente		GEC Measurements	In=5.0 Amp kIn=1.1 t=1.25 Seg	
	III	DMH 34DF3B	Protección Diferencial		GEC Measurements	I1=2.9 I2=2.9 I3=5.0 BIAS=30%	

**CARACTERISTICA DE LOS RELES DE LA CENTRAL HIDRAULICA RESTITUCION
(GRUPO 3)**

1. GENERADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 3 RON	III	DDG 11AF2241A6	Protección Diferencial	R, S y T	GEC Measurements	K=5% BIAS=10%	
	III	YCGF 11AF13A	Falta de Excitación		GEC Measurements	K1=0.77 K2=2 K3=0 K4=2 K5=13.40	
	III	CDG 11AF2194A6	Máxima Corriente	R, S y T	GEC Measurements	TMS = 0.35 I=1.5 Amp	
	III	ZMG SPEC12AF7P	Mínima Impedancia	R, S y T	GEC Measurements	K1=2.5 K2=0.94 Z=2.35	
	III	WCD 11BF2142A6	Potencia Inversa		GEC Measurements		
	III	ST	Protección Térmica		Brown Boveri	t(min)=20, Delta t=60º, I60º=4.6 Amp	
	III	CAU 41RF1213AB	Máxima Corriente		GEC Measurements	In=5.0 Amp kIn=1.3 t=1.25 Seg	
	III	VTU 31 AFBA10A	Sobretensión		GEC Measurements	%V(Ins)=140 Volt %V(Temp)=120 Volt(t=3 Seg)	
	III	VTT 11NG2100C	Temporizado Falta de Excitación		GEC Measurements	T(Seg)= 2	
	III	VTT 11NG2043C	Temporizado Minima Impedancia		GEC Measurements	T(Seg)= 1	
	III	VTT 11NG2100C	Temporizado Potencia Inversa		GEC Measurements	T(Seg)=10	
	III	VMU 31PF3014Z	Tierra Estator		GEC Measurements	TMS=0.48 K2=5.0 Voltios	

2. TRANSFORMADOR

INSTALACION	ETAPA	TIPO	DESCRIPCION	FASES	MARCA	CALIBRACION	OBSERVACION
GRUPO 3 RON	III	CAU 41RF1213AB	Sobrecorriente		GEC Measurements	In=5.0 Amp kIn=1.1 t=1.25 Seg	
	III	DMH 34DF3B	Protección Diferencial		GEC Measurements	I1=2.9 I2=2.9 I3=5.0 BIAS=30%	

**ANEXO 3-B
INTERRUPTORES DE POTENCIA DEL CPM**

INTERRUPTORES (PATIO LLAVE SAM 220kV)

Codigo	Equipo Protegido	Fabricante	Serie N°	Tipo	Tensión Nominal	Corriente Nominal	Frecuencia	Tensión Maxima	Corriente Maxima	Tipo de Interrupcion	Tiempo de Interrup.	Soporte al Impulso	Peso
352Q1SAM	GRUPO 1	SPRECHER ENERGIE	2138050-10	HGF 114/1	245 kV	2000 A	60 Hz	460 kV	31500 A	SF6	20 ms	1050 kV	1030 kg
352Q2SAM	GRUPO 2	SPRECHER ENERGIE	2138050-1	HGF 114/1	245 kV	2000 A	60 Hz	460 kV	31500 A	SF6	20 ms	1050 kV	1030 kg
352Q3SAM	GRUPO 3	SPRECHER ENERGIE	2138050-3	HGF 114/1	245 kV	2000 A	60 Hz	460 kV	31500 A	SF6	20 ms	1050 kV	1030 kg
352Q4SAM	GRUPO 4	SPRECHER ENERGIE	2138050-2	HGF 114/1	245 kV	2000 A	60 Hz	460 kV	31500 A	SF6	20 ms	1050 kV	1030 kg
352Q5SAM	GRUPO 5	GECALSTHOM	11924-0010-2	HGF 114/1	245 kV	2000 A	60 Hz	460 kV	31500 A	SF6	20 ms	1050 kV	1030 kg
352Q6SAM	GRUPO 6	GECALSTHOM	11924-0010-1	HGF 114/1	245 kV	2000 A	60 Hz	460 kV	31500 A	SF6	20 ms	1050 kV	1030 kg
352Q7SAM	GRUPO 7	SPRECHER ENERGIE	2138050-4	HGF 114/1	245 kV	2000 A	60 Hz	460 kV	31500 A	SF6	20 ms	1050 kV	1030 kg

INTERRUPTORES (CAVERNA RON 13.8KV)

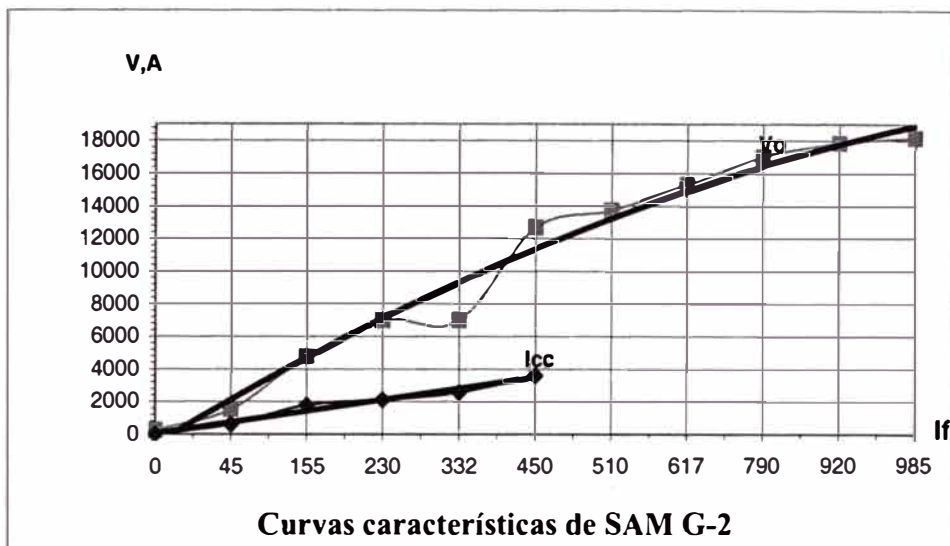
Codigo	Equipo Protegido	Fabricante	Serie N°	Tipo	Tensión Nominal	Corriente Nominal	Frecuencia	Tensión Maxima	Corriente Maxima	Tipo de Interrupcion	Tiempo de Interrup.	Soporte al Impulso	Peso
BJ52Q1RON	GRUPO 1	BROWN BOVERI		DB 20 QC 100	13800 Volt	5000 A	60 Hz	24 kV	40KA	aire comprimido	50 ms	125 kV	1000 kg
BJ52Q2RON	GRUPO 2	BROWN BOVERI		DB 20 QC 100	13800 Volt	5000 A	60 Hz	25 kV	40KA	aire comprimido	50 ms	126 kV	1000 kg
BJ52Q3RON	GRUPO 3	BROWN BOVERI		DB 20 QC 100	13800 Volt	5000 A	60 Hz	26 kV	40KA	aire comprimido	50 ms	127 kV	1000 kg

INTERRUPTORES (S.E. CAMPO ARMIÑO 220kV)

Codigo	Equipo Protegido	Fabricante	FASES	Serie N°	Tipo	Tensión Nominal	Corriente Nominal	Frecuencia	Tensión Maxima	Corriente Maxima	Tiempo de Interrup.	Tipo de Interrupcion	Soporte al Impulso
52L1	LINEA 201 MANTARO-POMACOCHA	SPRECHER ENERGIE	R S T	2138049-a 2138049-b 2138049-c	HGF 114/1	245 kV	2000 A	60 Hz	460 kV	31500 A	20ms	SF6	1050 kV
52L2	LINEA 202 MANTARO-POMACOCHA	SPRECHER ENERGIE	R S T	2138049-2a 2138049-2b 2138049-2c	HGF 114/1	245 kV	2000 A	60 Hz	460 kV	31500 A	20ms	SF6	1050 kV
52L3	LINEA 203 MANTARO-INDEPENDENCIA	SPRECHER ENERGIE	R S T	2138049-3a 2138049-3b 2138049-3c	HGF 114/1	245 kV	2000 A	60 Hz	460 kV	31500 A	20ms	SF6	1050 kV
52L4	LINEA 204 MANTARO-HUANCAVELICA	SPRECHER ENERGIE	R S T	2138049-4a 2138049-4b 2138049-4c	HGF 114/1	245 kV	2000 A	60 Hz	460 kV	31500 A	20ms	SF6	1050 kV
352L5	LINEA COBRIZA	MAGRINI GALILEO	R S T		245-MHM 13500	245 kV	2000 A	60 Hz	460 kV	31500 A	20ms	SF6	1050 kV
352L6	LINEA 218 MANTARO-PACHACHACA	SPRECHER ENERGIE	R S T	2138049-15a 2138049-15b 2138049-15c	HGF 114/1	245 kV	2000 A	60 Hz	460 kV	31500 A	20ms	SF6	1050 kV
352L7	LINEA 219 MANTARO-	NUOVA MAGRINI GALILEO	R,S,T	148837	MHM-245	245 kV	2000 A	60 Hz	460 kV	31500 A	20ms	SF6	1050 kV
352L8	LINEA 220 MANTARO-HUAYUCACHI	NUOVA MAGRINI GALILEO	R S T		245-MHMe 1F	245 kV	3150 A	60 Hz	460 kV	31500 A	20ms	SF6	1050 kV
352LR1	LINEA RON 1	MAGRINI GALILEO	R S T		245-MHM 1350	245 kV	2000 A	60 Hz	460 kV	31500 A	20ms	SF6	1050 kV
352LR2	LINEA RON 2	MAGRINI GALILEO	R S T		245-MHM 1350	245 kV	2000 A	60 Hz	460 kV	31500 A	20ms	SF6	1050 kV
352LR3	LINEA RON 3	MAGRINI GALILEO	R S T		245-MHM 1350	245 kV	2000 A	60 Hz	460 kV	31500 A	20ms	SF6	1050 kV
352AB	ACOPAMIENTO BARRAS	SPRECHER ENERGIE	R S T	2138049-5a 2138049-5b 2138049-5c	HGF 114/1	245 kV	2000 A	60 Hz	460 kV	31500 A	20ms	SF6	1050 kV

ANEXO 4-A

Curvas características de SAM G-2



Datos del SAM G-2 en vacío y corto circuito

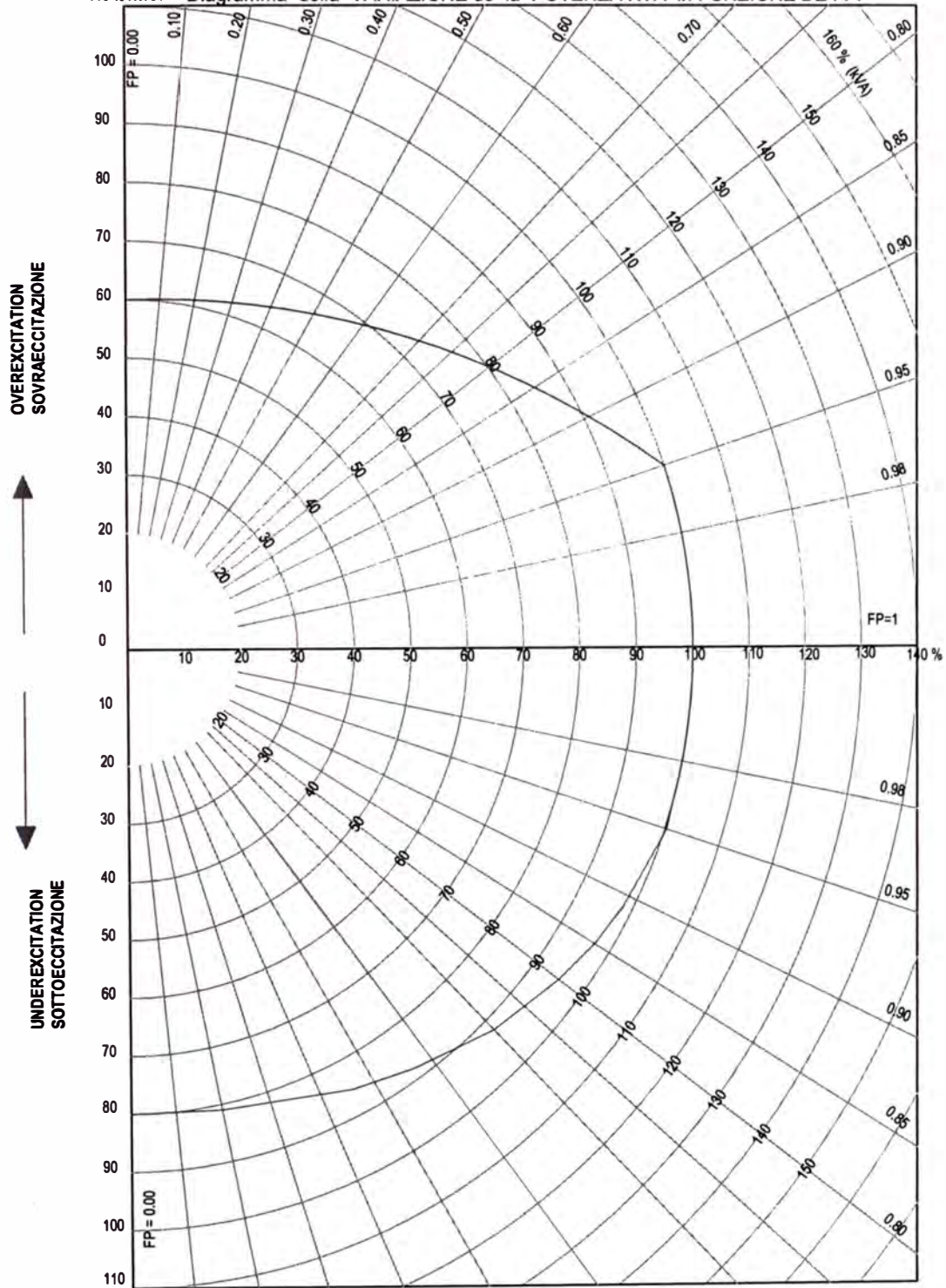
I_f (A)	V_o (V)
0	245
45	1518
155	4781
230	6985
332	6985
450	12660
510	13717
617	15285
790	17019
920	17848
985	18170

I_f (A)	I_{cc} (A)
0	0
81	600
243	1776
288	2112
348	2568
495	3600

ANEXO 4-B

**Cartas de operación PQ
CAPABILITY CURVES**

110 % KVAR Diagramma della VARIAZIONE de la POTENZA KVA in FUNZIONE DE FP.



Curva de capacidad de la Central Santiago Antúnez de Mayolo



Electroperu S.A
CENTRO SUPERVISOR DE OPERACION

Dibujado : RVV

Revisado : WVV

Fecha : 2006

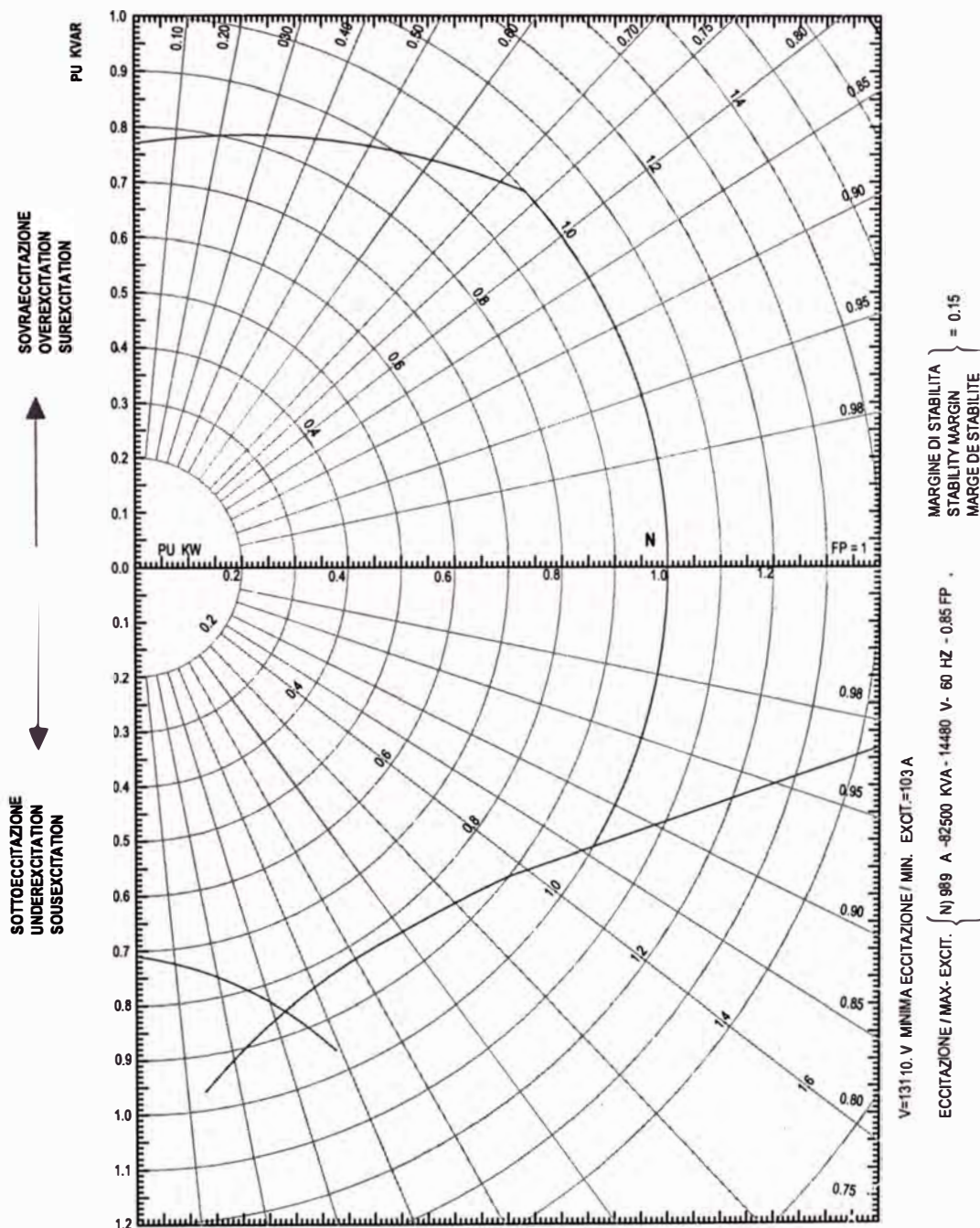
CURVA CAPABILIDAD SAM

GENERATORE TIPO ATBW 36-82500-200-13800
 kVA 82500 -FP 0.85-kV 13.8 -HZ 60
 NP 36 -GIRI/MIN (RPM) 200.00

CAPABILITY CURVES

DIAGRAMMA DELLA POTENZA ATTIVA-REATTIVA
 DIAGRAMME DE PUISSANCE ACTIVE - REACTIVE

ESTIMATED VALUES
 VALORI DI CALCOLO
 VALEURO DE CALCUL



Curva de capacidad de la Central Restitución



Electroperu S.A
 CENTRO SUPERVISOR DE OPERACION

Dibujado : RVV

Revisado : WVV

Fecha : 2006

CURVA CAPABILIDAD RON

ANEXO 5 GLOSARIO DE DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

1. Definiciones

Area: Sección del Sistema Interconectado compuesto por centros de generación, redes de transmisión y/o redes de distribución que pueden separarse del resto del Sistema y operar aisladamente en situación de emergencia, por mantenimiento, por copiamiento o por fallas de líneas de transmisión.

Arranque independiente: Arranque de las unidades térmicas cuando existe ausencia del suministro eléctrico en la red del sistema que alimenta a sus servicios auxiliares (black start).

Capacidad de potencia máxima disponible: Se refiere a la potencia máxima continua con que se puede despachar una unidad como máximo, sin considerar las limitaciones por RPF y/o RSF.

Capacidad de regulación: Potencia que una máquina puede entregar o reducir por acción automática de su sistema de regulación de potencia/frecuencia, dentro de todo su rango de generación, en 30 segundos como máximo.

Capacidad de regulación primaria: Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática de su sistema de regulación de [potencia/frecuencia], dentro de todo su rango de generación, en 30 segundos como máximo.

Capacidad de regulación secundaria: Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática o manual en forma sostenida por su sistema de regulación [potencia/frecuencia], dentro de todo su rango de generación, no menos de 30 minutos.

Central de pasada: Central de generación hidráulica que por su característica de ubicación o diseño, carece de la capacidad necesaria para almacenar el recurso energético; es decir produce todo lo que ingresa a su sistema de generación.

Central de regulación: Central de generación que por su característica de ubicación o diseño cuenta con un reservorio que le da la capacidad para almacenar energía. Su regulación se da en función a la capacidad disponible de sus reservorios, y se clasifican en horaria, diaria o semanal.

Central hidráulica de pasada: Central hidráulica que utiliza caudal natural, es decir, agua afluyente que no se almacena en reservorios para generación de energía eléctrica.

Central hidráulica de regulación: Central hidráulica que utiliza agua almacenada en reservorios, es decir, caudal regulado, para generación de energía eléctrica. Este almacenamiento puede ser horario, diario, semanal, mensual, anual y plurianual.

Condición de potencia efectiva: Es la condición imperante cuando las condiciones ambientales corresponden a la presión atmosférica, temperatura de bulbo seco, humedad relativa y temperatura de la fuente fría, y que se designan como presión ambiente de potencia efectiva, temperatura ambiente de potencia efectiva y temperatura de fuente fría de potencia efectiva.

Condición de vertimiento: Condición en que un determinado embalse vierta por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadoras asociadas a éste tengan la capacidad de generación no utilizada y que además no exista en el sistema ninguna unidad termoeléctrica despachada.

También habrá condición de vertimiento cuando en un determinado embalse se presente rebose por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadoras asociadas a éste no tengan capacidad de generación disponible.

Configuración: Forma en que están relacionados los elementos del sistema eléctrico o elementos de una parte del mismo que determina el conjunto de variables que definen el estado del sistema o parte de él, para un despacho dado de generación, carga en barras del sistema y recursos de control y supervisión disponibles para la operación del sistema.

Consumo específico: Consumo de calor en el proceso de generación de una unidad de energía (cal/kWh).

Coordinación de la Operación en Tiempo Real: Actividades de coordinación, supervisión y control de la operación del Sistema Interconectado Nacional, las cuales incluyen entre otras:

a. Ejecución del programa de operación de corto plazo o su reprogramación, la supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres, en resguardo de la seguridad y la calidad del servicio del sistema, que conlleven a minimizar los costos de operación y racionamiento;

- b. Operación del sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados, y;
- c. Ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener el sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la NTCSE.

Coordinador de la Operación del Sistema (Coordinador): Ente encargado de la coordinación de la operación del Sistema a que hace referencia el Artículo 92° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Costo marginal de corto plazo: Costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía o alternativamente es el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad de energía, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

Costo medio: Costos totales correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento para un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia.

Costos variables (CV): Costos de operación normalmente expresados para condiciones de máxima eficiencia de una unidad de generación, o según el régimen de operación requerido, los cuales comprenden los costos variables combustible (CVC) y los costos variables no combustible (CVNC).

Costo variable combustible (CVC): Gasto derivado del combustible para generar una unidad de energía (kWh) y corresponde al consumo promedio necesario para generar una potencia determinada.

Costo variable no combustible (CVNC): Gastos de mantenimiento de una unidad y que guardan proporción directa con la producción de dicha unidad.

Cuenca hidrográfica: Conjunto de reservorios naturales o artificiales cuyas aguas fluyen hacia los ríos o hidrodutos del sistema de generación hidráulica de una central o centrales.

Demanda insatisfecha: Diferencia entre la demanda programada en la operación diaria y la demanda realmente abastecida.

Demanda máxima anual del sistema: Potencia promedio del período en las horas punta con alta seguridad, con una probabilidad conforme a lo establecido en el Reglamento.

Desconexión automática de generación: Desconexión automática de unidades de generación debido a una significativa variación de frecuencia con el objeto de evitar daños físicos a las unidades de generación.

Despacho : Ejecución de la operación en tiempo real, con acciones preventivas y/o correctivas dispuestas por el Coordinador con la finalidad de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda del Sistema.

Energía de pasada: Energía obtenida por diferencia de la energía garantizada y la energía garantizada por el reservorio de regulación horaria.

Energía garantizada: Energía determinada mediante simulación de la operación óptima, con los caudales naturales afluentes para la probabilidad de excedencia dada de la cuenca en donde se encuentra(n) ubicada(s) la(s) central(es) hidráulica(s).

Energía generable de las centrales hidroeléctricas: Es la energía producible por la centrales hidroeléctricas de acuerdo a la hidrología histórica.

Energía regulada con el reservorio de regulación horario: Energía almacenable en el reservorio de regulación para la probabilidad de excedencia dada, para las horas de regulación prefijadas.

Entrega: Aporte de energía activa de una central generadora o de una instalación de transmisión a una barra de transferencia.

Equipo principal de transmisión: Incluye las líneas de transmisión, los equipos de transformación, conexión, protección, maniobra y equipos de compensación reactiva en las subestaciones.

Estado de alerta: Estado en que el sistema opera estacionariamente, manteniendo el balance de potencia activa y reactiva, pero las condiciones del sistema son tales que, de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, los equipos y/o instalaciones operarán con sobrecarga y las variables de control, saldrían de los márgenes de tolerancia.

Estación metereológica: Instalación equipada, donde se realizan mediciones pluviométricas, presión atmosférica, evaporación, temperatura, caudales, volúmenes y otros con fines estadísticos útiles para la operación de los sistemas hidráulicos.

Estado de emergencia: Condición en la que, por haberse producido una perturbación en el sistema, la frecuencia y tensión se apartan de valores en estado de operación normal y la dinámica que ha adquirido el mismo, amenaza su integridad, siendo necesario tomar medidas de emergencia como rechazar carga o desconectar generación en forma significativa. En este estado se suceden acciones automáticas de

protección y rechazo de carga para aislar los elementos o porciones falladas del sistema y estabilizarlo.

Estados de operación: Cualquiera de las cuatro condiciones en las que para efectos de la NTOTR, puede determinarse el estado de operación de un sistema como normal, alerta, emergencia o recuperación.

Estado de recuperación: Situación en que, concluido el estado de emergencia, el sistema ha quedado en estado estacionario pero con restricciones significativas del suministro. Se llevan a cabo coordinaciones y maniobras de reconexiones de generación y de carga para restablecer el estado normal del sistema.

Estado normal: Es el estado en condición estacionario del sistema en el que existe un balance de potencia activa y un balance de potencia reactiva, los equipos de la red eléctrica operan sin sobrecarga y el sistema opera dentro de los márgenes de tolerancia permitidos para la frecuencia y tensión.

Evaluación: Acción de evaluar la Operación en Tiempo Real, determinando el estado del sistema, los indicadores de calidad y la reserva rotante. La ejecutan la DOCOES y el Coordinador, para tomar acciones de despacho y/o la reprogramación de la operación del Sistema según corresponda.

Factor de indisponibilidad: Probabilidad de que, en cierto momento, una unidad de generación no esté operando o no se encuentre lista para operar. Es expresado por el porcentaje del tiempo en que la unidad no estuvo disponible para el servicio.

Factor de pérdidas marginales: Valor que refleja las variaciones de pérdidas de potencia activa que se producen en el Sistema de Transmisión, por el retiro de una unidad de potencia en una determinada barra del Sistema. Este valor deberá reflejar en lo posible, la operación real del sistema eléctrico.

Flujo de carga óptimo: Simulación del flujo de potencia en un sistema eléctrico utilizando un modelo de despacho económico óptimo que tiene en cuenta los costos variables de los generadores, así como las pérdidas y restricciones en la red de transmisión eléctrica.

Generación en mínimo técnico: Potencia mínima que puede generar una unidad sin comprometer la degradación de su vida útil.

Índice de riesgo: Probabilidad de no satisfacer la demanda del sistema en un período determinado; por lo que, en porcentaje es fijado por la DOCOES en la programación

de corto plazo, para garantizar la operación del Sistema con reserva suficiente de RPF y RSF.

Indisponibilidad: Estado de una unidad de generación cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado con la unidad de generación.

Indisponibilidad fortuita o intempestiva: Aquella que resulta de condiciones de emergencia directamente asociadas con la unidad de generación, requiriendo que esta unidad de generación sea retirada de servicio:

- a) Inmediatamente
- b) Automáticamente
- c) Tan pronto puedan efectuarse maniobras de operación

También es una indisponibilidad causada por impropia operación del equipo o error humano. Se considera la indisponibilidad no programada como una indisponibilidad fortuita.

Indisponibilidad programada: Cuando una unidad de generación es deliberadamente retirada del servicio por un tiempo prefijado, usualmente para fines de:

- a) Construcción
- b) Mantenimiento preventivo o
- c) Reparación

Integrante: De acuerdo al Art. 81 del Reglamento, el COES-SINAC está integrado por:

- a) Entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 1% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 15% de su energía producida.
- b) Entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión.

Las entidades generadoras que no cumplen individualmente con la condición señalada en el inciso a) del presente artículo podrán participar en el COES asociándose entre ellas y siempre que alcancen el referido límite, pudiendo acreditar sólo un representante por todas ellas.

Integrante del Sistema (Integrante): Para efectos del Procedimiento N° 09 se refiere a los titulares de generación que operan conectados eléctricamente al Sistema

(tenga o no tenga representación en el Directorio del COES-SINAC), a los titulares de redes de transmisión, a los titulares de redes de distribución y a los clientes libres, todos vinculados al sistema interconectado. El término redes de transmisión incluye líneas pertenecientes al sistema principal o secundario que sean de propiedad de empresas de generación, de distribución y/o de clientes libres.

Mantenimiento correctivo: Actividad que se realiza con la finalidad de superar la presencia de una operación anormal o una avería en un equipo o en sus componentes y que origina las limitaciones en el funcionamiento y podría ocasionar la indisponibilidad parcial o total del mismo. En función a las condiciones operativas estos trabajos podrán ser incluidos en los programas de mantenimiento.

Mantenimiento correctivo de emergencia: Mantenimiento de instalaciones del sistema que debe efectuarse de inmediato, ante la inminencia de una falla en un equipo o componente del mismo, a fin de evitar graves consecuencias, por lo que la empresa afectada coordinará su ejecución en tiempo real con el Coordinador, quien lo autorizará tomando las precauciones del caso.

Mantenimiento correctivo programado: Es el mantenimiento en las instalaciones del sistema de necesidad urgente, pero que su oportunidad de intervención debe ser coordinado y programado por la DPP. El resultado de esta coordinación es considerado en la programación o reprogramación diaria.

Mantenimiento diario programado: Mantenimiento de un equipo determinado aprobado por la DPP y considerado en los programas de operación del sistema.

Mantenimiento mayor: Actividad cuya ejecución requiere el retiro total de la unidad generadora o equipo principal de transmisión durante un período superior a 24 horas.

Mantenimiento no programado: Actividad que no está indicada en el programa de mantenimiento.

Mantenimiento preventivo: Consiste en realizar actividades que son ejecutadas con periodicidad, sobre la base de un plan de trabajo elaborado por los integrantes para cada uno de los equipos y que normalmente involucran las tareas recomendadas por los fabricantes, con el objeto de reducir la probabilidad de daños en el equipamiento y/o pérdidas de producción.

Mantenimiento programado: Actividad que está indicada en el programa de mantenimiento.

Se refiere al mantenimiento de un determinado equipo aprobado por el COES-SINAC y considerado en los programas de operación del sistema.

Mantenimiento que requiere que el equipo sea retirado del servicio por un tiempo prefijado, el cual es realizado para fines de construcción, mantenimiento preventivo (propuesto por los Integrantes del Sistema o sus representantes y aprobado en el COES-SINAC para su programación), reparación, entre otros.

También se refiere a los mantenimientos que no involucra salida de servicio de equipos, pero que implican riesgos para el Sistema, como por ejemplo lavados en caliente, inspección en caliente de sistemas de protección, equipos de comunicaciones, servicios auxiliares, entre otros.

Manual de operación del sistema: Compendio de procedimientos y manuales de instrucción de operaciones del conjunto de instalaciones del sistema, su actualización será efectuada por las empresas integrantes e informada a la DOCOES para su respectiva aprobación, toda vez que se produzca alguna modificación dentro del sistema.

Máxima carga: La que determina el operador de la planta, para evitar incurrir en sobrecarga.

Máxima demanda mensual: Suma de las demandas coincidentes de potencia de los clientes para el intervalo de 15 minutos en que se produce la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación.

Máxima demanda mensual a nivel de generación: Potencia media de la energía integrada del Sistema Eléctrico a Nivel de Generación en el intervalo de 15 minutos de mayor demanda en el mes. Este intervalo es el Intervalo de Punta del mes.

Miembro: Para efectos del Procedimiento N° 09, es la empresa integrante del COES-SINAC.

Mínima carga: Potencia que puede mantener un generador por determinadas horas, de modo que se encuentre en capacidad de poder elevarla, cuando así lo disponga el Coordinador por requerimiento del Sistema.

Este modo de operación es adoptado en la programación o durante la ejecución en Tiempo Real, cuando por economía del sistema resulte más beneficioso mantenerla a

mínima carga, por un determinado período en lugar de detenerla y volverla a arrancar.

Operación en tiempo real: Tareas de coordinación, control, monitoreo y supervisión de la operación de un sistema interconectado. Incluye, entre otras: la ejecución del programa de operación de corto plazo o su reprogramación; la supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres, en resguardo de la calidad del servicio y seguridad del sistema; operación del sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados; y la ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener al sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la NTCSE.

Período de avenida: Período donde en forma cíclica se producen las precipitaciones pluviométricas con cierta regularidad, las que permiten almacenar los reservorios del sistema de generación hidráulica que mayormente se produce entre los meses de noviembre y mayo del siguiente año.

Período de estiaje: Período donde en forma cíclica se registra una disminución de precipitaciones pluviométricas y que origina la reducción de los caudales naturales, que para fines de operación del sistema hidráulico del SINAC, es posible complementarlos con un programa de descarga de reservorios.

Período de punta para la operación del sistema: Es el lapso dentro del cual se presenta la máxima demanda del sistema.

Perturbación: Cualquier evento que altera el balance de potencia activa o reactiva del Sistema, originada por la salida forzada de uno o más de sus componentes.

Potencia efectiva: Máxima potencia continua entregada por dicha la central o la unidad, correspondiente a bornes de generación, cuando opera a condiciones de potencia efectiva.

Potencia garantizada: Suma de la Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario y la potencia garantizada como central de pasada.

Procedimientos de operación de un integrante: Conjunto de instrucciones de operación elaborados por los CC de cada integrante, con el objetivo de facilitar el proceso de desconexión y/o reposición de los circuitos en estado normal o después de ocurrida una contingencia en el sistema. Su función es la de disponer y orientar para

actuar y coordinar en estos casos, además contiene el detalle de la secuencia de actividades y la selectividad de las maniobras y cargas que deben de mantenerse durante la desconexión y/o reposición del sistema.

Procedimientos de operación interempresas: Conjunto de instrucciones acordados entre las partes, que deben manejar las empresas con instalaciones donde intervengan más de dos integrantes del sistema y que son empleados durante la conexión o desconexión de equipos en estado normal o de emergencia para preservar la seguridad y calidad del sistema.

Programa diario de mantenimiento (PDM): Basado en el programa semanal y la confirmación diaria de la ejecución de los mantenimientos considerados. Este programa forma parte del Programa Diario de Operación (PDO).

Programa semanal de mantenimiento (PSM): Basado en el Programa Mensual de Mantenimiento, y considera la indisponibilidad de unidades generadoras o equipos principales del sistema de transmisión principal o secundario de propiedad de los Integrantes del Sistema o sus asociados, cualquiera que sea su duración. Cubre un horizonte semanal.

Programa semanal de operación (PSO): Es aquel que está constituido por el Programa Semanal de Mantenimiento (PSM) y el Programa de Despacho Semanal.

Racionamiento de carga: El servicio eléctrico se raciona cuando, en un momento determinado, la oferta eléctrica es inferior a la demanda en el Sistema o Area Operativa como consecuencia de salidas programadas o forzadas de equipo, caudales bajos o escasez de combustibles.

Reconexión automática de carga: Conexión automática de suministros interrumpidos por fallas, de acuerdo a la capacidad de respuesta del sistema, con el objeto de reducir el tiempo de interrupción. Su ejecución deberá ser objeto de un estudio elaborado y aprobado por el COES-SINAC.

Rechazo automático de carga (RAC): Desconexiones de carga por acción automática de relés que se realizan con la finalidad de preservar la estabilidad y seguridad del Sistema. Los esquemas de rechazo automático de carga son pre-establecidos mediante estudios eléctricos del Sistema que serán efectuados anualmente por el COES-SINAC.

Rechazo automático por mínima frecuencia: Respuesta automática de desconexión de puntos de suministro preestablecidos por reducción súbita de frecuencia con el objeto de minimizar el riesgo de pérdida de unidades de generación y preservar tanto como sea posible la estabilidad y el suministro eléctrico.

La magnitud de variación de frecuencia podrá ameritar separar áreas para evitar el colapso total del sistema durante el proceso de rechazo de carga.

El programa preestablecido de suministros interrumpibles y de separación de áreas es resultado del estudio de Rechazo de Carga elaborado y aprobado por el COES-SINAC.

Rechazo manual de carga (RMC): Desconexiones de carga dispuestas por el Coordinador o los CC de los Integrantes del Sistema, para preservar la estabilidad y seguridad del mismo en caso no tener disponible un esquema de rechazo automático de carga o éste haya sido insuficiente. El diagrama de rechazo manual de carga será pre-establecido, en lo posible, mediante estudios eléctricos del Sistema efectuados por el COES-SINAC.

Regulación de frecuencia: Acciones necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias permisibles definidos para el sistema. El Coordinador establece la frecuencia de consigna y las empresas generadoras son responsables a través de sus CC, de efectuar la regulación de la misma, siguiendo las disposiciones del Coordinador. El control de frecuencia en un primer nivel es realizado por todas las centrales de generación de acuerdo a su estatismo, y en un segundo nivel, por las centrales de regulación complementaria.

Regulación de tensión: Acciones necesarias para mantener los niveles de tensión dentro de las tolerancias permisibles definidos para el sistema. La responsabilidad de la regulación de tensión de cada área corresponde en un primer nivel a los Centros de Control (CC), tomando acción sobre los equipos de generación y compensación de potencia reactiva. En segundo nivel corresponde al Coordinador dar directivas para las maniobras de equipos de compensación reactiva, generadores y líneas de transmisión.

Regulación primaria de frecuencia (RPF): Reserva rotante de las centrales que responden automáticamente a variaciones súbitas de frecuencia en un lapso de 0 a 10

segundos. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

Regulación secundaria de frecuencia (RSF): Reserva rotante de las unidades o centrales calificada para este propósito y que responden a las variaciones de generación por regulación automática o manual y sostenible al menos durante 30 minutos.

Tiene como objeto equilibrar la oferta y la demanda, manteniendo el valor de la frecuencia dentro de límites permisibles, mientras se recupera la reserva rotante de las unidades que participaron en la regulación primaria de frecuencia, o se recupere carga, y/o se reasignen de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda.

a. **Reprogramación de la operación del sistema (Reprogramación):** Se refiere a la reformulación del Programa de Operación Diario. La efectúa la DOCOES a iniciativa propia o a requerimiento del Coordinador.

Restricciones hidráulicas: Comprende las restricciones de mínimo caudal, las restricciones de tiempos de viaje del agua, niveles máximos y mínimos de los embalses, capacidad de conducción de los túneles y ductos de conducción de agua, y de turbidez del agua.

Salida forzada: Desconexión intempestiva de un equipo por falla, por defecto o como consecuencia de la falla de cualquier otro elemento del sistema.

Servicios auxiliares: Aquellos que asisten al funcionamiento de la Central. La energía que demandan proviene de las unidades de la central sea directamente de los generadores o indirectamente de la energía eléctrica generada, o de otras fuentes.

Sistema de distribución: Conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales iguales o menores a 35 kV, subestaciones y equipos asociados, destinados a la distribución de energía eléctrica.

Sistema de transmisión: Conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales superiores a 35 kV subestaciones y equipos asociados, destinados al transporte de energía eléctrica.

Sistema de clientes libres: Es el sistema eléctrico por cuya configuración fluyen potencias mayores a 10 MW, éstas serán consideradas en el PDO. Cualquier

modificación imprevista de su configuración o maniobra de sus sistema eléctrico será acordado con el Coordinador.

Sistema interconectado: Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre si, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.

Sistema principal de transmisión: Parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.

Sistema secundario de transmisión: Parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión.

Sistemas de generación: Conjunto de instalaciones civiles y electromecánicas destinadas a la producción de electricidad.

Sistemas de generación de no integrantes del COES: Sistemas de generación mayores a 10 MW conectados al sistema de las empresas no integrantes del COES, incluyendo los auto-productores.

Sobrecarga: Exceso entre la potencia instantánea en bornes de generación de los grupos de la central y su potencia máxima continua.

Tensión de operación: Tensión de una barra, más conveniente técnicamente, a la cual el generador, transmisor, distribuidor y/o cliente libre acuerda operarla. Su valor deriva de estudios especializados y puede variar a través de un ciclo de carga. En las barras de entrega la tensión de operación es compatible con lo establecido en la NTCSE.

Tiempo de salida forzada: Tiempo que un equipo del sistema permanece fuera de servicio por falla propia o externa.

Tiempo de indisponibilidad forzada: Tiempo en que un equipo del sistema permanece fuera de servicio por falla propia o externa.

Tiempo de indisponibilidad programada: Tiempo en que un equipo del sistema permanece fuera de servicio por mantenimiento programado aprobado por la DOCOES.

Tiempo de respuesta: Tiempo que tarda la máquina desde la orden de la variación de la potencia hasta su estabilización en el nuevo valor de potencia. Es el efecto de la respuesta de tiempo de la columna de agua, la constante de tiempo de respuesta del inductor, la constante de tiempo de vencimiento de la masa inercial turbina-generador y la respuesta del regulador.

Unidad generadora: Conjunto formado por una máquina generadora (turbina + excitatriz + alternador + transformador elevador) y equipos asociados a ella (de regulación y maniobras). En caso de centrales termoeléctricas, es el arreglo motor primo-generador y transformador asociado.

Unidad nueva: Aquella unidad que es procedente de fábrica y que iniciará su vida útil.

2. Abreviaturas

CC: Centro de Control, generalmente para designar al correspondiente a las empresas integrantes del Sistema.

CH SAM: Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo

CH RON: Central Hidroeléctrica Restitución

COES: Comité de Operación Económica del Sistema.

COES-SINAC: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

Coordinador: Coordinador de la Operación del Sistema en Tiempo Real.

COS: Centro Supervisor de Operación

CPM: Centro de Producción Mantaro

CPP: Comité Técnico de Planeamiento, Programación y Coordinación.

CSO: Centro Supervisor de la Operación.

CV: Costos variables

CVC: Costo variable combustible

CVNC: Costo variable no combustible

DAG: Desconexión Automática de Generación

DGE: Dirección General de Electricidad

DOCOES: Dirección de Operación del COES-SINAC.

DPP: División de Planeamiento y Programación.

GPS: Posición Global del Sistema

IDCC: Informe Diario de evaluación de la operación del Centro de Control.

IDCOS: Informe Diario de evaluación de la operación del Coordinador de la Operación del Sistema.

IEOD: Informe de la Evaluación de la Operación Diaria, elaborado por la DPP.

IVDF: Integral Diaria de Variación de Frecuencia

MIEMBROS: Son los titulares de transmisión y generación acreditados como tales ante el COES.

NCTT: Nueva Central Térmica de Tumbes

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

NTOTR: Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

OSINERG: Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía

PAM: Programa Anual de Mantenimiento.

PDM: Programa Diario de Mantenimiento.

PDO: Programa Diario de Operación.

PMM: Programa Mensual de Mantenimiento.

PMMA: Programa de Mantenimiento Mayor.

PR-Nº: Procedimiento Operativo del COES-SINAC.

PSM: Programa Semanal de Mantenimiento.

PSO: Programa Semanal de Operación.

RMC: Rechazo Manual de Carga

RNS: Reserva No Sincronizada.

RNSE: Reserva no sincronizada de emergencia.

RPF: Reserva Primaria de Frecuencia.

RR: Reserva Rotante del SEIN.

RRPF: Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia.

RRSF: Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia.

RSF: Reserva Secundaria de Frecuencia.

SCADA: Supervisión de Control y Adquisición de Datos

SINAC: Sistema Interconectado Nacional.

SITEC: Sistema de Información Técnica

SECA: Subestación Campo Armiño

SPT: Sistema Principal de Transmisión.

SST: Sistema Secundario de Transmisión.

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

VAS: Valor del agua semanal.

Procedimiento ISO 9001: Control de la Producción y Prestación del Servicio - MP07 Clausula: 7.5.1 Proceso : OPERACION Código : PO	Procedimiento : PROGRAMACION DE LA OPERACION Código : PO1	Página : 1 de 1 Revisión : 05 Fecha : 2002-11-25 Elaborado por : Jefe de Operación Aprobado por : Gerente Comercial
--	--	--

FLUJOGRAMA	DESCRIPCION	RESPONSABLE	REGISTRO
	<p>OBJETIVO: Determinar el programa de operación de las centrales Santiago Antúñez de Mayolo - SAM y Restitución - RON, conformantes del Complejo Hidroeléctrico del Mantaro, la evolución del Lago Junín y de las lagunas de las sub-cuencas del río Mantaro, bajo control de Electroperú S.A., como parte de las premisas del Despacho Económico para el conjunto del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional</p> <p>ALCANCE: Tiene aplicación en el Área de Operación para la programación anual, mensual, semanal y diaria de las centrales hidroeléctricas del Complejo Mantaro y en la Dirección de Operaciones del COES-SINAC</p> <p>1. INGRESO DE DATOS: a. Pronóstico de Caudales: Con la información estadística de "Caudales Naturalizados" que emite la Gerencia de Producción anualmente para cada estudio tarifario de los meses de noviembre de cada año y con el informe "Parte Diario de Situación Hidrológica de la Cuenca del Mantaro" emitido asimismo por la Gerencia de Producción, se obtienen los datos de caudales afluentes a la cuenca del río Mantaro, con la aplicación del modelo computacional HEC-4, siguiendo las pautas contenidas en su manual respectivo b. Datos de Mantenimiento del CPM: Se considera el programa de mantenimiento anual actualizado del Centro de Producción Mantaro - CPM, emitido por la Gerencia de Producción por cada uno de los grupos de generación, en base al cual se obtienen los factores de mantenimiento aplicables a las centrales hidráulicas Santiago Antúñez de Mayolo y Restitución, por cada bloque horario</p> <p>2. PRODUCCIÓN DEL CPM Y DESCARGA DE LAGUNAS: Con los datos de mantenimiento se maximiza la generación por bloques horarios de las centrales del CPM en forma mensual, para una ventana de trece meses, incluyendo la estimación del mes en el que se efectúa la evaluación. Utilizando los datos de afluentes proporcionados por el programa HEC-4, se establece la estrategia de descarga del Lago Junín, a fin de llegar al caudal objetivo correspondiente a la producción esperada, para evitar el déficit del caudal necesario y vertimiento en la Presa Tablachaca. Para el efecto, se hace uso de las descargas necesarias de las lagunas de las sub-cuencas del río Mantaro</p> <p>3. REPORTES DIRIGIDOS A LA DIRECCIÓN DE OPERACIONES DEL COES: Como resultado de lo anterior, se emiten 03 reportes al COES: - Programación de Operación del Lago Junín y de las Lagunas de Electroperú de la Cuenca del Mantaro (PO1-R1) - Programación de Operación Mensual de las Centrales Hidroeléctricas, en bloques de Energía y potencia (PO1-R2) - Volumen Util en las Lagunas de Electroperú (PO1-R8)</p> <hr/> <p>a. Se evalúa las tendencias hidrológicas para pronosticar los caudales de la semana siguiente b. Se estima la producción de la C.H. "Malpaso" para la semana de programación c. Con la información anterior y teniendo en cuenta la disponibilidad de máquina (PM1-R11), se realiza un balance de volúmenes de agua utilizando una hoja de cálculo diseñada para tal fin d. De ser necesario, se establecen los volúmenes requeridos y la regulación de lagunas de affianzamiento hidrico del CPM e. Se coordina con el "Transmisor" la disponibilidad de las Líneas de evacuación f. Se verifica que las cotas de embalse de la Presa Tablachaca se mantengan dentro de los límites de operación óptima g. Se considera la meta de erogación del Lago Junín en la programación Anual/Mensual h. Se elaboran los reportes solicitados por el COES Programa Semanal de Generación Ofertada y Previsión de Hidrología (PO1-R3), Programa Semanal de Mantenimiento (PO1-R4) y Programa Semanal de Disponibilidad de Potencia (PO1-R5) i. Se recibe del COES el programa semanal de operación y mantenimiento</p> <hr/> <p>a. Se evalúa la tendencia hidrológica para pronosticar los caudales naturales del día siguiente b. Se evalúa el volumen turbinado por la C.H. "Malpaso" durante los dos últimos días, incluyendo el día en curso y se estima la energía a producir durante el día siguiente c. Se realiza las correcciones necesarias en los caudales regulados de las lagunas d. Con la disponibilidad de máquina, se establece la oferta de potencia máxima horaria e. Se repite el paso "f" de la actividad anterior f. Se realiza la optimización de la oferta del despacho horario (MW), utilizando una hoja de cálculo diseñada para tal fin. Con los resultados se prepara el reporte solicitado por el COES: Programa Diario de Disponibilidad de Generación (PO1-R6) que incluya el Mantenimiento Programado para el día siguiente y ejecutado del día anterior, así como la producción de energía prevista en la C.H. "Malpaso", considerando el no vertimiento en la Presa Tablachaca g. El COES envía la "Programación Diaria DPP" y el "Mantenimiento Programado Diario" previstos para el día siguiente, posibles de revisión h. Se elabora el reporte "Programa de Despacho Diario de Carga (PO1-R7)" para ser remitido a los Centros de Producción de ELP</p>	<p>- Asistente de Operación</p> <hr/> <p>- Asistente de Operación</p> <hr/> <p>- Asistente de Operación</p>	<p>- Programación de Operación del Lago Junín y de las Lagunas de Electroperú de la Cuenca del Mantaro (PO1-R1) - Programación de Operación Mensual de las Centrales Hidroeléctricas, en bloques de Energía y potencia (PO1-R2) - Volumen Util en las Lagunas de Electroperú (PO1-R8)</p> <hr/> <p>- Programa Semanal de Generación Ofertada y Previsión de Hidrología (PO1-R3) - Programa Semanal de Mantenimiento (PO1-R4) - Programa Semanal de Disponibilidad de Potencia (PO1-R5)</p> <hr/> <p>- Programa Diario de Disponibilidad de Generación (PO1-R6) - Programa de Despacho Diario de Carga (PO1-R7)</p>

Control de modificaciones:

- En la descripción de la Programación Anual/Mensual, se ha especificado que el informe "Parte Diario de Situación Hidrológica de la Cuenca del Mantaro" es emitido por la Gerencia de Producción

ELECTROPERU S. A.
GERENCIA COMERCIAL
Operación - Planeamiento

Procedimiento: Programación de la Operación	Programa de Operación del Lago Junín y de las Lagunas de Electroperú de la Cuenca del Mantaro	DATOS DEL FORMATO
Proceso : OPERACIÓN		Código: PD1-R1
		Código : PD1-R1 Revisión N° : 01 Fecha : 2002-05-02 Aprobado por : Jefe de Operación

Setiembre 2002 a Agosto 2003

		2002				2003				2003			
		Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
LAGO JUNIN													
Caudal de descarga	(a)	m3/s	34.31	29.36	25.92	6.05	0.00	0.00	0.00	0.00	20.41	25.07	30.84
Afluentes al Lago Junín		m3/s	16.08	11.18	9.05	13.46	24.47	42.03	52.63	28.07	10.94	6.26	5.13
Evaporación del Lago Junín		m3/s	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
Variación de volumen		MMC	70.59	72.79	67.06	4.26	-41.43	-79.91	-116.86	-49.43	-5.20	60.00	77.50
Volumen inicial (útil)		MMC	284.71	214.12	141.33	74.27	70.01	111.45	191.35	308.21	357.64	362.84	302.84
Volumen final (útil)		MMC	214.12	141.33	74.27	70.01	111.45	191.35	308.21	357.64	362.84	302.84	225.34
Nivel final		msnm	4089.59	4089.14	4088.67	4088.64	4088.94	4089.45	4090.10	4090.35	4090.37	4090.07	4089.65
LAGUNAS ELECTROPERU													
Caudal de descarga	(b)	m3/s	6.91	13.31	12.42	9.76	0.00	0.00	0.00	0.00	9.16	17.16	13.30
Volumen a usar cuenca río Mantaro		MMC	17.92	35.66	32.20	26.13	0.00	0.00	0.00	0.00	23.75	45.95	35.62
Volumen inicial cuenca río Mantaro		MMC	136.18	118.26	82.60	50.40	55.44	83.16	116.43	150.19	172.72	190.00	166.24
Volumen final cuenca río Mantaro		MMC	118.26	82.60	50.40	55.44	83.16	116.43	150.19	172.72	190.00	166.24	120.29
ESCORRENTÍA NATURAL PREVISTA													
Junín-Malpaso		m3/s	12.50	13.03	15.28	20.59	35.86	61.09	67.95	41.50	27.56	17.96	14.71
Malpaso-Mantaro		m3/s	42.50	38.92	39.62	56.85	146.02	199.64	222.48	124.13	78.46	49.49	40.09
Caudal natural en la La Mejorada	(c)	m3/s	55.00	51.95	54.90	77.44	181.88	260.73	290.43	165.63	106.02	67.45	54.80
Caudal turbinable en La Mejorada = f[(a), (b), (c)]		m3/s	96.23	94.62	93.24	93.24	92.71	85.00	92.38	96.39	97.02	97.02	97.02

Elaborado por: Asistente de Operación

Revisado por: Asistente de Operación

Fecha: 2002-08-20

GERENCIA COMERCIAL
Operación - Planeamiento

Procedimiento: Programación de la Operación	Programa de Operación Mensual de las Centrales Hidroeléctricas, en bloques de Energía y Potencia	DATOS DEL FORMATO
Proceso : OPERACIÓN	Código: PO1-R2	Código : PO1-R2
		Revisión N° : 01
		Fecha : 2002-05-02
		Aprobado por : Jefe de Operación

Setiembre 2002 a Agosto 2003

		2002					2003					2003	
		Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
C.H. Santiago Antúnez de Mayolo													
Punta	GWh	79.03	77.71	73.64	70.69	73.22	64.44	78.79	70.03	79.69	76.62	73.56	79.69
Media	GWh	194.54	200.26	191.46	203.24	199.15	161.10	192.60	204.00	205.35	199.22	211.48	205.35
Base	GWh	164.15	166.79	159.06	164.36	163.42	135.33	162.83	164.42	171.02	165.50	171.02	171.02
Sub-Total	GWh	437.72	444.76	424.16	438.30	435.78	360.87	434.22	438.44	456.06	441.34	456.06	456.06
C.H. Restitución													
Punta	GWh	23.02	25.80	24.45	23.47	24.31	20.07	26.16	23.25	26.45	25.44	24.42	26.45
Media	GWh	56.68	66.48	63.56	67.47	66.11	50.19	63.94	67.72	68.17	66.13	70.20	68.17
Base	GWh	47.82	55.37	52.80	54.56	54.25	42.16	54.06	54.58	56.77	54.94	56.77	56.77
Sub-Total	GWh	127.52	147.65	140.81	145.50	144.67	112.42	144.15	145.55	151.40	146.51	151.40	151.40
TOTAL	GWh	565.24	592.41	564.97	583.80	580.45	473.29	578.37	584.00	607.45	587.86	607.45	607.45
C.H. Santiago Antúnez de Mayolo													
Punta	MW	607.95	597.80	589.11	589.11	585.73	537.02	583.63	608.95	612.98	612.98	612.98	612.98
Media	MW	607.95	597.80	589.11	589.11	585.73	537.02	583.63	608.95	612.98	612.98	612.98	612.98
Base	MW	607.95	597.80	589.11	589.11	585.73	537.02	583.63	608.95	612.98	612.98	612.98	612.98
C.H. Restitución													
Punta	MW	177.11	198.45	195.57	195.57	194.44	167.29	193.75	202.15	203.49	203.49	203.49	203.49
Media	MW	177.11	198.45	195.57	195.57	194.44	167.29	193.75	202.15	203.49	203.49	203.49	203.49
Base	MW	177.11	198.45	195.57	195.57	194.44	167.29	193.75	202.15	203.49	203.49	203.49	203.49

Elaborado por: Asistente de Operación

Revisado por: Asistente de Operación

Fecha: 2002-08-20

VOLUMEN HÍDRICO ALMACENADO EN LAS LAGUNAS CONTROLADAS POR ELECTROPERÚ

Cuenca	Subcuenca	Capacidad Máxima	Volumen Hídrico Almacenado estimado al 31 de agosto 2002	
		Util MMC	Util MMC	Llenado %
Mantaro	Sur Oeste Lago Junín	31.80	29.38	92%
	Pachacayo	71.08	69.80	98%
	Quillón	56.00	37.00	66%
	Moya	42.78	0.00	0%
Capacidad máxima de almacenamiento		201.66	136.18	68%

FUENTE: P- 920 - 2002

Agosto 20, 2002

ELECTROPERU S. A.

GERENCIA COMERCIAL

Operación - Centro Supervisor de Operación

Procedimiento: Programación de la Operación Proceso : OPERACION	Programa Semanal de Generación Ofertada y Previsión Código: PO1-R3	DATOS DEL FORMATO
		Código : PO1-R3 Revisión N° : 01 Fecha : 2002-05-02 Aprobado por : Jefe de Operación

SEMANA : 1 - 2002

		Sábado 04-Ene	Domingo 05-Ene	Lunes 06-Ene	Martes 07-Ene	Miércoles 08-Ene	Jueves 09-Ene	Viernes 10-Ene
LAGO JUNIN								
Vol. útil Junin	Hm ³	238.4	235.7	235.7	235.7	238.4	233.0	230.4
Vol. descargado	Hm ³	0.0	0.0	1.7	3.0	2.4	1.6	2.0
Q descargado Junin	m ³ /s	0.5	0.5	19.9	34.9	28.3	19.1	23.0
Q turbinado Malpaso	m ³ /s	25.8	25.8	18.1	10.8	15.5	25.2	34.2
MEJORADA								
Q descargado lagunas de ELP	m ³ /s	0	0	0	0	0	0	0
Q natural	m ³ /s	209	209	209	209	209	209	209
Q mejorada	m ³ /s	238.9	238.9	231.2	223.9	228.6	238.3	247.3
Q turbinado	m ³ /s	92.9	93.4	93.5	93.7	94.0	93.9	85.6
Energía a producir por central SAM	GWh	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	13.5
Nivel embalse presa Tablachaca 24:00 h	msnm	2695.0	2692.1	2691.2	2689.9	2688.4	2689.0	2693.3

**CENTRO SUPERVISOR
DE OPERACIÓN
ELECTROPERU S. A.**

Elaborado por: Asistente de Operación

Revisado por: Asistente de Operación
Freddy Sayán

Fecha de 2003-01-06

ELECTROPERU S. A.
GERENCIA COMERCIAL
Operación - Centro Supervisor de Operación

Procedimiento: Programación de la Operación Proceso : OPERACIÓN	Programa Semanal de Mantenimiento Código: PO1-R4	DATOS DEL FORMATO
		Código : PO1-R4 Revisión N° : 01 Fecha : 2002-05-02 Aprobado por : Jefe de Operación

2002 **Semana N°** **1**

Del		Sáb 04 Ene		al		Vie 10 Ene		
EQUIPO		FECHA INICIO		FECHA FINAL		OBSERVACIONES		
SAM G-3	Sáb	04/01/2003 00:00	Dom	05/01/2003 00:00		Mantenimiento mayor. Instalación Nuevo Sistema de Supervisión y Control Scada.		
SAM G-3	Dom	05/01/2003 00:00	Lun	06/01/2003 00:00		Mantenimiento mayor. Instalación Nuevo Sistema de Supervisión y Control Scada.		
SAM G-3	Lun	06/01/2003 00:00	Mar	07/01/2003 00:00		Mantenimiento mayor. Instalación Nuevo Sistema de Supervisión y Control Scada.		
SAM G-3	Mar	07/01/2003 00:00	Mié	08/01/2003 00:00		Mantenimiento mayor. Instalación Nuevo Sistema de Supervisión y Control Scada.		
SAM G-3	Mié	08/01/2003 00:00	Jue	09/01/2003 00:00		Mantenimiento mayor. Instalación Nuevo Sistema de Supervisión y Control Scada.		
SAM G-3	Jue	09/01/2003 00:00	Vie	10/01/2003 00:00		Mantenimiento mayor. Instalación Nuevo Sistema de Supervisión y Control Scada.		
RON G-3	Jue	09/01/2003 00:30	Jue	09/01/2003 06:30		Mantenimiento preventivo y controles sistemáticos.		
SAM G-3	Vie	10/01/2003 00:00	Sáb	11/01/2003 00:00		Mantenimiento mayor. Instalación Nuevo Sistema de Supervisión y Control Scada.		
SAM G-6	Vie	10/01/2003 00:00	Vie	10/01/2003 18:00		Instalación rodete 6R para pruebas de eficiencia.		

CENTRO SUPERVISOR
 DE OPERACIÓN
ELECTROPERÚ S.A.

Elaborado por: Asistente de Operación

Revisado por: Asistente de Operación
 Freddy Sayán

Fecha de Emisión: 06/01/2003

ELECTROPERU S. A.

GERENCIA COMERCIAL
Operación - Centro Supervisor de operación

Procedimiento: Programación de la Operación

Proceso: OPERACIÓN

Programa Semanal de Disponibilidad de Potencias

Código: P01-HS

Semana N° 01 - 2003

DATOS DEL FORMATO
Código: P01-HS
Versión N° : 2003-05-02
Fecha: 2003-05-02
Aprobado por: JSA de Operación

Hora	Sábado 04 Enero			Domingo 05 Enero			Lunes 06 Enero			Martes 08 Enero			Miércoles 09 Enero			Jueves 10 Enero			
	14.30 SAM	18.30 BON	0.4 NAMES	14.30 SAM	18.30 BON	0.4 NAMES	14.30 SAM	18.30 BON	0.4 NAMES	14.30 SAM	18.30 BON	0.4 NAMES	14.30 SAM	18.30 BON	0.4 NAMES	14.30 SAM	18.30 BON	0.4 NAMES	
00:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
01:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
02:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
03:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
04:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
05:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
06:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
07:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
08:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
09:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
10:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
11:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
12:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
13:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
14:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
15:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
16:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
17:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
18:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
19:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
20:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
21:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
22:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
23:30	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18
00:00	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18	817	599	200	18

CENTRO SUPERVISOR DE OPERACIÓN

Elaborado por: Alvaro de la Cruz

Revisado por: Freddy Sajan

Fecha de Emisión: 2003-05-02

ELECTROPERU S. A.
GERENCIA COMERCIAL
 Operación - Centro Supervisor de Operación

Procedimiento: Programación de la Operación	Programa Diario de Disponibilidad de Generación	DATOS DEL FOMENTO
Proceso : OPERACIÓN	Código: PD1-R8	Código : PD1-R8 Revisión N° : 01 Fecha : 2002-09-02 Aprobado por : Jefe de Operación

DÍA: Miércoles 01 de Enero de 2003

TOTAL	14.38	4.81	0.432	19.6
HORA PUNTUAL	SAM	RON	TUMBES	Total
00:30	599	200	18	817
01:00	599	200	18	817
01:30	599	200	18	817
02:00	599	200	18	817
02:30	599	200	18	817
03:00	599	200	18	817
03:30	599	200	18	817
04:00	599	200	18	817
04:30	599	200	18	817
05:00	599	200	18	817
05:30	599	200	18	817
06:00	599	200	18	817
06:30	599	200	18	817
07:00	599	200	18	817
07:30	599	200	18	817
08:00	599	200	18	817
08:30	599	200	18	817
09:00	599	200	18	817
09:30	599	200	18	817
10:00	599	200	18	817
10:30	599	200	18	817
11:00	599	200	18	817
11:30	599	200	18	817
12:00	599	200	18	817
12:30	599	200	18	817
13:00	599	200	18	817
13:30	599	200	18	817
14:00	599	200	18	817
14:30	599	200	18	817
15:00	599	200	18	817
15:30	599	200	18	817
16:00	599	200	18	817
16:30	599	200	18	817
17:00	599	200	18	817
17:30	599	200	18	817
18:00	599	200	18	817
18:30	599	200	18	817
19:00	599	200	18	817
19:30	599	200	18	817
20:00	599	200	18	817
20:30	599	200	18	817
21:00	599	200	18	817
21:30	599	200	18	817
22:00	599	200	18	817
22:30	599	200	18	817
23:00	599	200	18	817
23:30	599	200	18	817
00:00	599	200	18	817

HORA	COTA m3/min	Q est natural m ³ /s	Q est. regulado lagunas ELP (*) m ³ /s	Q est. malpaso m ³ /s	Q estimado mejorada m ³ /s
0	2695.00				
24	2695.00	240	0	42	262

(*) Caudal descarga lagunas ELP, por reparación y mantenimiento.

MANTENIMIENTO	FECHA	GRUPO	HORA INICIO	HORA FINAL	MOTIVO
Ejecutado	Lun-30-Dic-2002	SAM G-3	00:00	24:00	Mantenimiento mayor
Programado	Mié-01-Ene-2003	SAM G-3	00:00	24:00	Mantenimiento mayor. Instalación Nuevo Sistema de Supervisión y Control Scada

Producción de energía prevista en la C.H. Malpaso considerando no vertimiento en la presa Tablachaca:	-----	MWh
---	-------	-----

**CENTRO SUPERVISOR
 DE OPERACION**

Elaborado por: Asistente de Operación

Revisado por: Asistente de Operación
 Freddy sayán

Fecha de emisión: 2002-12-31

ELECTROPERU S. A.
GERENCIA COMERCIAL
Operación - Centro Supervisor de Operación

Procedimiento: Programación de la Operación	Programa de Despacho Diario de Carga	DATOS DEL FORMATO
Proceso: OPERACIÓN	Código: PO1-R7	Código : PO1-R7 Revisión Nº : 01 Fecha : 2002-05-02 Aprobado por: Jefe de Operación

Miércoles 01 Enero 2003

HORA	SAM (MW)	RON (MW)	TUMBES (MW)	TOTAL (MW)
00:30	599	200		799
01:00	599	200		799
01:30	599	200		799
02:00	599	200		799
02:30	599	200		799
03:00	599	200		799
03:30	540	180		720
04:00	520	173		693
04:30	470	157		627
05:00	470	157		627
05:30	420	140		560
06:00	340	113		453
06:30	300	100		400
07:00	300	100		400
07:30	300	100		400
08:00	300	100		400
08:30	300	100		400
09:00	300	100		400
09:30	300	100		400
10:00	340	113		453
10:30	370	123		493
11:00	370	123		493
11:30	370	123		493
12:00	370	123		493
12:30	370	123		493
13:00	370	123		493
13:30	370	123		493
14:00	370	123		493
14:30	370	123		493
15:00	370	123		493
15:30	370	123		493
16:00	370	123		493
16:30	370	123		493
17:00	370	123		493
17:30	370	123		493
18:00	370	123		493
18:30	480	160		640
19:00	570	190		760
19:30	599	200		799
20:00	599	200		799
20:30	599	200		799
21:00	599	200		799
21:30	599	200		799
22:00	599	200		799
22:30	599	200		799
23:00	570	190		760
23:30	570	190		760
00:00	520	173		693
MWh	10809	3603		14411

CENTRO SUPERVISOR
DE OPERACIÓN
ELECTROPERU S. A.

ANEXO 10
PROCEDIMIENTO EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN

<p>Procedimiento ISO 9001: Control de la Producción y Prestación del Servicio - MP07 Cláusula: 7.5.1 Proceso : OPERACION Código : PO</p>	<p>Procedimiento : EVALUACION DE LA OPERACION Código : PO3</p>	<p>Página : 1 de 1 Revisión : 03 Fecha : 2002-10-24 Elaborado por : Jefe de Operación Aprobado por : Gerente Comercial</p>	
FLUJOGRAMA	DESCRIPCION	RESPONSABLE	REGISTRO
	<p>OBJETIVO: Evaluar la operación en tiempo real ejecutado versus lo programado, y las desviaciones ocurridas para tomar acciones correctivas y el mejoramiento de la operación futura.</p> <p>ALCANCE: Tiene aplicación en el Área de Operación para la evaluación de la operación de las Centrales de Generación de Electroperú.</p> <p>a. Considerando el Programa Diario de Disponibilidad de Generación (PO1-R6), la Programación Diaria aprobada por el COES y el Parte Diario de Generación (PO2-R3) se procede a evaluar la desviación de la producción con respecto a lo programación COES y la disponibilidad de generación tomando en cuenta los siguientes motivos:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Prueba de unidades de generación * Menor demanda del sistema * Regulación de tensión * Regulación del despacho de energía * Interrupciones fortuitas * Sobreoferta hidráulica * Mantenimiento programado * Regulación secundaria de frecuencia <p>Se genera el Reporte Diario de Evaluación de la Producción (PO3-R1)</p> <p>b. En base al "Parte Diario de Generación Ejecutado del COES (IEOD)", se elabora el Informe Semanal de la Producción del SEIN (PO3-R2).</p> <p>c. Considerando los eventos definitivos del COES y la base de datos "Registro de datos (RED)", se genera el reporte "Restricciones de Suministro a Clientes de ELP" (PO3-R4).</p> <p>a. Considerando las desviaciones entre lo programado y ejecutado, cuando sea pertinente, se procede a reprogramar el despacho de carga diario.</p> <p>b. Se genera el reporte "Reprogramación de la Disponibilidad de Generación" (PO3-R5), el cual se envía al COES.</p> <p>c. Se recibe del COES la actualización de la reprogramación en versión "A", "B" según corresponda.</p> <p>a. Considerando los mantenimientos programados y las salidas fortuitas de las unidades de generación, se procede a elaborar el informe de la indisponibilidad de las unidades de generación (PO3-R6).</p> <p>b. Sobre la base de la informes finales de falla de la C.T. Tumbes y el Complejo Mantaro se procede a elaborar el informe final de fallas para ser remitido al COES (PO3-R7).</p> <p>c. Según requerimiento del COES, se elabora el reporte de las horas de operación de las centrales térmicas de ingreso y salida de paralelo del sistema eléctrico interconectado y de operación aislada (PO3-R8).</p>	<p>- Asistente de Operación</p> <p>- Asistente de Operación</p> <p>- Asistente de Operación</p>	<p>- Reporte Diario de Evaluación de la Producción (PO3-R1).</p> <p>- Informe Semanal de la Producción del SEIN (PO3-R2)</p> <p>- Informe Semanal de la Situación Operativa de las Centrales de Generación (PO3-R3)</p> <p>- Restricción de Suministro a Clientes de ELP (PO3-R4)</p> <p>- Reprogramacion de la Disponibilidad de Generación (PO3-R5)</p> <p>- Informe de la Indisponibilidad de Grupos al COES (PO3-R6).</p> <p>- Informe Final de Fallas al COES (PO3-R7).</p> <p>- Reporte de las Horas de Operación de las Centrales Térmicas al COES (PO3-R8).</p>

Control de modificaciones:

- a. En la descripción de la actividad análisis de la producción y las desviaciones se ordenó de acuerdo a un criterio establecido.
- b. En la descripción de la actividad reprogramación despacho ofertado semanal/diario se eliminó la reprogramación semanal.

ELECTROPERU S. A.
GERENCIA COMERCIAL

Operación - Centro Supervisor de Operación

Procedimiento: Evaluación de la Operación	Reporte Diario de la Evaluación de la Producción	Código : PO3-R1
Proceso : OPERACIÓN	Código: PO3-R1	Revisión N° : 01 Fecha : 2003-05-02 Aprobado por : Jefe de Operación

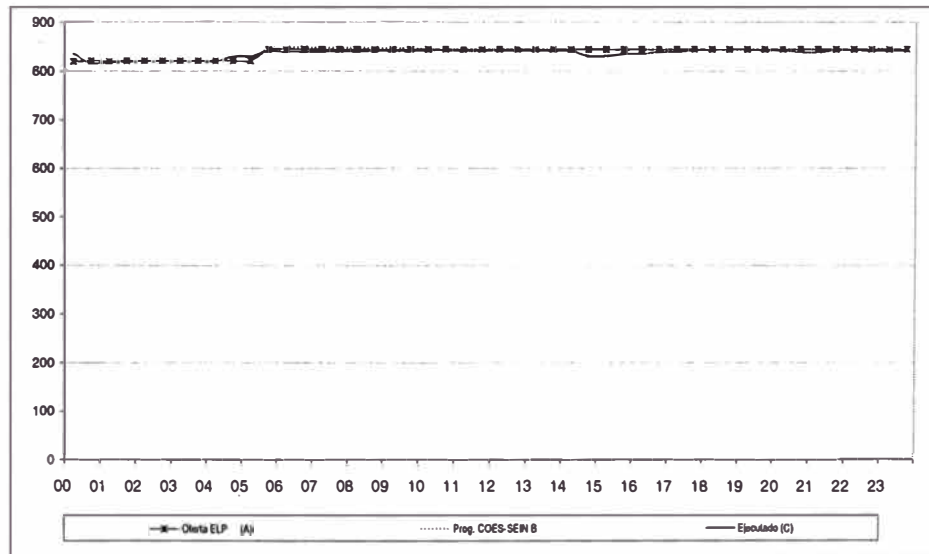
Día: Jueves 02 de Octubre de 2003

Hora	Oferta ELP	Prog. COES-SEIN	Ejecutado	Comparación de menor producción		
	(A)	(B)	(C)	(B) vs (A)	(C) vs (B)	(C) vs (A)
	MW (2)	MW	MW			(1)
1	820	820	815			
2	820	820	817			
3	820	820	819			
4	820	820	819			
5	820	820	829			
6	843	847	841			
7	843	847	839			
8	843	847	839			
9	843	847	840			
10	843	847	840			
11	843	844	841			
12	843	844	839			
13	843	844	841			
14	843	844	840			
15	843	844	830			
16	843	841	833			
17	843	841	838			
18	843	841	841			
19	843	841	843			
20	843	841	840			
21	843	841	837			
22	843	841	841			
23	843	841	840			
24	843	841	841			
TOTAL GWH	20.10	20.11	20.04			

(1) MENOR PRODUCCION RESPECTO A LA OFERTA DE ELECTROPERU EN GWH :

SH = Sobreoferta Hidráulica	0.000	MD = Menor demanda del SEIN	0.000
KV = Baja tensión en el SEIN	0.000	PR = Prueba	0.000
MP = Mantenimiento	0.000	FA = Falla	0.000
RSF = Reg. Secundaria de Frecuencia	0.000	RCO = Regulación del despacho de energía - Coordinador	0.000

(*) CH. Santiago Antúnez de Mayolo: F/S G-3 por inspección rodete Pellon de 00:31h a 04:50 h



CENTRO SUPERVISOR
DE OPERACIÓN
ELECTROPERU S.A.

ELECTROPERU S. A.
GERENCIA COMERCIAL
 Operación - Centro Supervisor de Operación

Procedimiento : Evaluación de la Operación	Informe Semanal de la Producción del SEIN	DATOS DEL FORMATO	
		Código : PO3-R2	Revisión N° : 01
Proceso : OPERACIÓN	Código: PO3-R2	Fecha : 2002-05-02	Aprobado por : Jefe de Operación

SEMANA N° 1
 del 30/12/2002 al 05/01/2003

PRODUCCIÓN DE ELECTROPERÚ S.A.

	(GWh)
C.H. MANTARO	94.977
C.H. RESTITUCIÓN	31.573
COMPLEJO MANTARO	126.550
NCT TUMBES	0.108
TOTAL ELECTROPERU S.A.	126.658

PRODUCCIÓN SEIN

	HIDRÁULICA (GWh)	TÉRMICA (GWh)	TOTAL (GWh)	PARTICIPACIÓN
ELECTROPERU	126.550	0.108	126.658	34.9%
EDEGEL	101.431	0.002	101.433	28.0%
EGENOR	33.376	0.024	33.400	9.2%
ELECTROANDES	21.712	0.000	21.712	6.0%
ENERSUR	0.000	16.639	16.639	4.6%
SAN GABAN	16.210	0.067	16.277	4.5%
EGASA	16.378	0.354	16.732	4.6%
EGEMSA	12.909	0.000	12.909	3.6%
CAHUA	8.105	0.000	8.105	2.2%
CNPSA	5.742	0.043	5.785	1.6%
TERMOSELVA	0.000	0.541	0.541	0.1%
EGESUR	2.333	0.108	2.440	0.7%
EEPSA	0.000	0.000	0.000	0.0%
SHOUGESA	0.000	0.000	0.000	0.0%
ETEVENSA	0.000	0.000	0.000	0.0%
TOTAL	344.744	17.886	362.630	100.00%
	95.1%	4.9%	100.0%	

MÁXIMA DEMANDA COES - SEIN

	Lunes
DÍA	2002-12-30
HORA	19:30
POTENCIA (MW)	2 804

CENTRO SUPERVISOR
 DE OPERACIÓN
 ELECTROPERÚ S.A.

Elaborado por: Asistente de Operación

Revisado por: Asistente de Operación
Freddy Sayán

Fecha de emisión: 2003-01-06

Procedimiento : Evaluación de la Operación	Restricciones del Suministro a clientes de ELP	DATOS DEL FORMATO
Proceso : OPERACIÓN	Código: PO3-R4	Código PO3-R4
		Revisión : 02
		Fecha : 2002-04-17
		Aprobado por : Jefe de Operación

NO PROGRAMADA: N

ENERO 2003

FECHA HORA INICIO	FECHA HORA FINAL	EQUIPO CAUSANTE	EMPRESA CAUSANTE	DESCRIPCIÓN DE LA CAUSA	CLIENTES AFECTADOS	POTENCIA A REST. MW	HH:MM TOTAL	PUNTO DE ENTREGA CONTRACTUAL	OBSERVACIONES AL CLIENTE ZONA AFECTADA
2003-01-03 16:40	2003-01-03 19:59	L-33 KV	ELP	C.H.SAM: F/S L-3 de 33 kV (SAM - Presa) por presencia de tormenta en la zona ocasionando la salida de la línea de 33 kV a Pampas y del sistema de 22.9 kV Eje Tablachaca de ELC. E/S L-3 de 33 kV (SAM - Presa) a las 16:42 h con el sistema de 22.9 kV. E/S línea a Pampas a las 19:59 h.	ELC	0.2	03:19	SE TABLACHACA 33 KV	Electrocentro - Pampas
2003-01-03 17:15	2003-01-03 17:33	L-33 KV	ELC	PRESA: F/S L-33 kV (Presa - Pampas) por descargas atmosféricas en la zona. E/S a las 17:33 h.	ELC	0.5	00:18	SE TABLACHACA 33 KV	Electrocentro - Pampas
2003-01-05 10:58	2003-01-05 11:08	MINA	CVE	F/S circuito de Cerro Verde debido a una oscilación de tensión en la barra de 138 kV de la S.E. Del mismo nombre. Como consecuencia la mina Cerro Verde restringió su carga en 6 MW durante 10 minutos. En el momento que se produjo la oscilación la mina y las cargas de la S.E. Reparación y la S.E. Mollendo se encontraban en sistema aislada debido a mantenimiento programado de las líneas L-1023 y L-1024.	CVE	6	00:10	SE CERRO VERDE 138 KV	Mina Cerro Verde
2003-01-06 13:12	2003-01-06 13:17	CHARCANI V	EGS	F/S G3 de la C.H. Charcani V con 22 MW por falla en el transformador de la misma unidad. fase S a tierra. El grupo queda fuera de servicio hasta nuevo aviso para su mantenimiento correctivo	CVE	29.2	00:05	SE CERRO VERDE 138 KV	Mina Cerro Verde
				SUMINISTRO		Potencia(MW)	Tiempo(Min)		
				Jesus		6.7	14		
				REDUCCION DE CARGA		Potencia(MW)	Tiempo(Min)		
				Cerro Verde		29.2	5		
				Zapumilla					
				apertura del interruptor del transformador de Potencia de 60 kV. se interrumpió 6 MW a Tumbes, Mancora y Zapumilla. E/P a las 16:29 h. El suministro se repuso a las 16:30 h.					
2003-01-13 14:38	2003-01-13 14:45	L-33 KV	ELP	F/S L-3 de 33 kV (Campo Anillo - Presa) por actuación del relé de máxima corriente fase S, cuya causa se investiga. se interrumpió el servicio a Pampas, eje Colcabamba y eje Tablachaca E/S L-3 a las 14:42 h y ELC a las 14:45 h. Las condiciones climatológicas despejado en la zona de Pampas, Presa y Campo Anillo.	ELC	0.2	00:07	SE TABLACHACA 33 KV	Electrocentro - Pampas
2003-01-13 15:28	2003-01-13 15:35	L-33 KV	ELP	F/S L-3 de 33 kV (Campo Anillo - Presa) por actuación del relé de máxima corriente fase "T", cuya causa se investiga. se interrumpió el servicio a Pampas, eje Colcabamba y eje Tablachaca E/S L-3 a las 15:31 h y ELC a las 15:35 h. Las condiciones climatológicas, nublado con presencia de lluvias en la zona de Pampas, Presa y Campo Anillo.	ELC	0.2	00:07	SE TABLACHACA 33 KV	Electrocentro - Pampas

ELECTROPERU S. A.

GERENCIA COMERCIAL

Operación - Centro Supervisor de Operación

Versión: A

Hora : 18:30

Procedimiento: Evaluación de la Operación	Reprogramación de la Disponibilidad de Generación	DATOS DEL FORMATO	
Proceso : OPERACIÓN	Código: PD3-R5	Código : PD3-R5	Revisión N° : 01
		Fecha : 2002-05-02	Aprobado por : Jefe de Operación

DÍA: Miércoles 08 de Enero de 2003

TOTAL	14.1	4.7	0.432	19.3
HORA PUNTUAL	SAM	RON	TUMBES	Total_H
00:30	500	167	18	685
01:00	500	167	18	685
01:30	599	200	18	817
02:00	599	200	18	817
02:30	599	200	18	817
03:00	599	200	18	817
03:30	599	200	18	817
04:00	599	200	18	817
04:30	599	200	18	817
05:00	599	200	18	817
05:30	599	200	18	817
06:00	599	200	18	817
06:30	599	200	18	817
07:00	599	200	18	817
07:30	599	200	18	817
08:00	599	200	18	817
08:30	599	200	18	817
09:00	599	200	18	817
09:30	599	200	18	817
10:00	599	200	18	817
10:30	599	200	18	817
11:00	599	200	18	817
11:30	599	200	18	817
12:00	599	200	18	817
12:30	599	200	18	817
13:00	599	200	18	817
13:30	599	200	18	817
14:00	599	200	18	817
14:30	599	200	18	817
15:00	599	200	18	817
15:30	599	200	18	817
16:00	599	200	18	817
16:30	599	200	18	817
17:00	599	200	18	817
17:30	599	200	18	817
18:00	599	200	18	817
18:30	599	200	18	817
19:00	599	200	18	817
19:30	599	200	18	817
20:00	599	200	18	817
20:30	599	200	18	817
21:00	599	200	18	817
21:30	599	200	18	817
22:00	599	200	18	817
22:30	599	200	18	817
23:00	500	167	18	685
23:30	500	167	18	685
00:00	500	167	18	685

HORA	COTA msmm	Q est natural m ³ /s	Q est regulado (*) m ³ /s	Q est malpaso m ³ /s	Q estimado mejorada m ³ /s
0	2695.00				
24	2695.00	144	0	29	173.2

(*) Caudal descarga legunes ELP.

MANTENIMIENTO	FECHA	GRUPO	HORA INICIO	HORA FINAL	MOTIVO
Programado	Mi-08-Ene-2003	SAM G-3	00:00	24:00	Mantenimiento mayor. Instalación Nuevo
		SAM G-2	23:00	24:00	Inspección y control rodete pelton.

Producción de energía prevista en la C.H. Malpaso considerando no vertimiento en la presa Tablechar	890	MWh
---	-----	-----

CENTRO SUPERVISOR
DE OPERACIÓN
ELECTROPERU S.A.

Elaborado por: Técnico de Operación

Revisado por: Asistente de Operación
Freddy Sayán

Fecha de emisión: 2003-01-08

ANEXO 13-A

ELECTROPERU S. A.
 GERENCIA COMERCIAL
 Operación - Centro Supervisor de Operación

Procedimiento: Evaluación de la Operación
 Proceso : OPERACIÓN

Informe de la Indisponibilidad de Grupos al COES

Código: PO-08

Enero 2003

Formulario N° : 131
 Fecha : 2002-05-02
 Aprobado por : Jefe de Operación

CATEGORIA	UNIDAD	DESCRIPCION	MES																															TOTAL		
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31			
OPERACIONALES COSTABLES	CENTRAL	01
		02
		03
	MANTEN	04
		05
		06
	RESTITUCION	07
		08
		09
	FINANCIEROS	10
		11
		12
SUB-TOTAL			
TOTAL			

Procedimiento: Evaluación de la Operación Proceso : OPERACIÓN	Informe Final de Fallas al COES PO3-R7	DATOS DEL FORMATO
		Código : PO3-R7 Revisión Nº: 02 Fecha : 2003-03-17 Aprobado : Jefe de Operación

San Juan de Miraflores, 17 de marzo de 2003

COS – 121 – 2003

Ingeniero

ANDRES VARGAS VIA

Jefe División de Evaluación (e)

COES-SINAC

Presente

Asunto : Desconexión de los grupos G3, G4, G5 y G6 de la C.H. Santiago Antúnez de Mayolo

1. Hora y fecha del evento:

10:03 h del 2003-03-04.

2. Registro cronológico de eventos:

10:03 Desconexión de los grupos 3, 4, 5 y 6 de la C.H. Santiago Antúnez de Mayolo por corto circuito en proximidades de la barra de 220 Vcc (tablero de corriente continua). El Complejo descargó 490.2 MW. La frecuencia del Sistema descendió de 60.00 a 58.601 hz.

3. Disparo de interruptores y operación de la protección:

10:03:09 981 Fuera de servicio SAM G3
10:03:10 900 Fuera de servicio SAM G4
10:03:10 900 Fuera de servicio SAM G6
10:10:23 890 Fuera de servicio SAM G5

4. Señalizaciones:

SAM G 3 y 6:

Falla mayor regulador de velocidad (R29) - Bloqueo

Bloqueo de grupo 86 E1

Bloqueo de grupo 86 E2

SAM G 4 y 5:

Polaridad módulos E/S IHR1 – Ausencia

Polaridad módulos E/S IHR2 – Ausencia

ELECTROPERU S. A.

GERENCIA COMERCIAL
Operación - Centro Supervisor de Operación

Procedimiento : Evaluación de la Operación	Informe de las Horas de Operación de las Centrales Térmicas	DATOS DEL FORMATO
Proceso : OPERACIÓN	Código: PD3-R8	Código : PD3-R8 Revisión N° : 01 Fecha : 2002-05-02 Aprobado por : Jefe de Operación

Mayo 2003

DÍA	NUEVA CENTRAL TERMICA TUMBES						CENTRAL TERMICA YANACÓCHA																												
	MAK1		EJP		FIP		MAK2		EJP		FIP		WAR1		EJP		FIP		WAR2		EJP		FIP		WAR3		EJP		FIP		WAR4		EJP		FIP
1	18:47	19:56																																	
2	18:34	19:57					18:51	19:56						01:51	06:40				01:52	06:41					01:53	06:42				01:54	06:43				
3	18:09	21:26					18:37	19:57						18:12	19:51				18:13	19:52					18:14	19:53				18:12	19:54				
4	18:14	19:33					18:12	21:26						18:27	20:03				18:26	20:04					18:29	20:05				18:30	20:06				
5	18:40	19:56					18:17	19:33						18:11	19:43				18:11	19:43					18:10	19:44				18:09	19:45				
6	16:30	19:52					18:42	19:56						09:28	09:44 (*)				18:07	20:15					18:12	19:45				18:13	19:46				
7							18:33	19:52						18:07	20:15				18:34	19:37 (*)					18:08	20:14				18:05	20:13				
8							17:25	24:00 (*)						17:51	20:27				18:49	20:27					17:50	20:28				17:49	20:29				
9	06:42	12:13 (**)	15:51	18:51 (*)			00:00	00:08 (**)						18:47	20:28				18:48	20:29					18:48	20:29									
10																																			
11																																			
12																																			
13														20:18	21:49				20:19	21:50					20:20	21:51				20:21	21:52				
14														18:34	20:04				18:33	20:03					18:32	20:02				18:31	20:01				
15																																			
16	14:39	16:47 (*)																																	
17																																			
18																																			
19							06:41	10:11	18:21	20:14			06:38	10:17	18:13	20:00			06:40	09:41	18:14	19:34 (**)			06:38	10:15	18:15	20:04		06:39	10:14	18:16	20:05		
20							15:07	17:20																											
21	09:41	11:32 (*)	20:29	22:26 (*)			18:59	20:11					18:53	20:31				18:55	20:32					18:54	20:33				18:52	20:34					
22							05:12	17:02					05:16	18:50				05:17	18:49					05:16	18:51				05:19	18:52					
23	09:06	10:25 (*)					10:34	21:09										13:15	20:43					13:13	20:44				13:11	20:45					
24	17:56	19:40 (**)																																	
25																																			
26																																			
27																																			
28																																			
29																																			
30																																			
31																																			

(*) Pruebas
(**) Falta

**CENTRO SUPERVISOR DE OPERACIÓN
ELECTROPERU S. A.**
Revisado por: Asistente de Operación
Freddy Sayán

ANEXO 14
TABLA DE VALORES LÍMITES DE OPERACIÓN

SERVICIOS AUXILIARES CENTRAL HIDROELECTRICA SANTIAGO ANTUNEZ DE MAYOLO Y SUBESTACION CAMPO ARMIÑO

C.H. SAM	SER.GENERALES			SALA DE RECTIFICADORES								SECA	SERVICIOS GENERALES					T.A. 33/10/0.405 kV Aceite °C Máx	INT. 220 kV	
	Barra 380V CA	Barra 220V CC	Barra 48V CC	Rectificador 48 V Telecomunicacion		Rectificador 48 V			Rectificador 220 V				Rectificador 48 V			Rectificador 220 V			Presión de aire compresor	
	V	V	V	V	A	Vca	V	A	Vca	V	A		Vca	V	A	V	A		°C	kg/cm2
	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx		Máx	Máx	Máx	Máx	Máx		Máx	Min
	400.0	250.0	55.0	60.0	50.0	400.0	55.0	35.0	400.0	255.0	50.0		400.0	55.0	60.0	255.0	7.0	50.0	17.5	20.0

CENTRAL HIDROELECTRICA RESTITUCION

GENERADOR PRINCIPAL																				
C.H. RON	GENERADOR						Aire Calie. Coaxial	C. G. Super.	Coj. Emp.	Acei. C.G. Emp	Agua Fria	Aire Frio	Agua Calie.	C. G. Infer.	Acei. C. Inf.	C.G. Turb	Acei. C.G. Turb	Cobre Estator	Hierro Estator	
	Tensión (KV)		Amp	MW	MVar		°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	
	Min	Máx	Máx	Máx	Min	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx	
	13.0	14.2	3500.0	72.0	-30.0	40.0	65.0	65.0	70.0	50.0	31.0	43.0	34.0	55.0	50.0	68.0	50.0	100.0	95.0	

ANEXO 15-A
REGISTRO DIARIO DE ACONTECIMIENTOS

ELECTROPERU S. A.
GERENCIA COMERCIAL
Operación Centro Supervisor de Operación

Procedimiento : Operación en tiempo
Real
Proceso OPERACIÓN

**Registro Diario de
Acontecimientos
Código: PO2-R1**

DATOS DEL FORMATO
Código : PO2-R1
Revisión N° : 01
Fecha : 2002-05-02
Aprobado por : Jefe de Operación

miércoles 01 de enero de 2003

3:03	CCO	OP	Bajar 50MW por complejo
3:10			Bajar 30MW por complejo
3:51			Bajar 50MW por complejo
5:32			
5:35	REP		F/S L-201 (Campo Armiño - Pomacocha) por operación. E/S a las 18:37 h.
5:56	CCO		Bajar 50MW por complejo
6:12			
7:04			Bajar 20MW por complejo
7:10	COS		Se sube tensión a 13.2kV por tener los grupos de SAM-Ron Su exitados
8:00			TURNO N° 02 de 08 a 16 horas. PMO: F/S SAM G-3 por modernización, SAM = 398 MW, RON = 130 MW Total = 528 + j-113 , KVbarra = 233, KVmáq = 13,2. NCTT: E/S L-249, Sistema Tumbes en paralelo con el SEIN. PRESA: Cota = 2695 msnm. Vertedero N° 2 Abierto. TRM : E/S L-2051 y L-2052. SECA: F/S L-201 por operación. Coordinación: COES - CCO : Ing. V. Consa y V. Sanchez. REP - CC : Ing. J. Natividad y Tec. García. ELP - SAM : Tec. L. Jara y J. Hurtado. ELP - NCTT : Tec. Iberico. ELP - PRESA: Tec. Rentería. ELP - COS : Ing. F. Sayán.
8:20	ACA	KV	Sr. Román indica tener tensión alta. Se le comunica al COES diciendo que la demanda está muy baja.
8:35			Nuevamente el Sr. Román de ACA indica tener tener tensión alta de 225 kV y 44 MW, se le dice que depende de la demanda.
10:17	CCO	OP	Subir generación 15 MW por SAM, motivo mayor demanda. Se tenía (400,130) = 530 MW.
15:34			Subir generación 30 MW por SAM, motivo mayor demanda. Se tenía (422,136) = 558 MW.
16:00	COS		TURNO N° 03 de 16 a 23 horas. PMO: F/S SAM G-3 por Modernización, SAM = 449 MW, RON = 148 MW Total = 597 - j99 , KVbarra = 231, KVmáq = 13,1. NCTT: E/S L-249, Sistema Tumbes en paralelo con el SEIN. PRESA: Cota = 2695 msnm. Vertedero N° 2 abierto = 239,5 m3/seg. TRM : E/S L-2051 y L-2052. SECA: E/S Todas las líneas. Coordinación: COES - CCO : Ing. S. Buenalaya y Espinoza. REP - CC : Ing. A. Leon y N. La Rosa. ELP - SAM : Tec. A. Paipay y C. Melendez. ELP - NCTT : Ing. Solis y J. Puño. ELP - PRESA: Tec. Loayza. ELP - COS : Esp. O. Miranda.
17:05	COES		Indica sube 30 MW por complejo.
17:18	Hidrología		Inicio de apertura de compuerta laguna Carhuacocha a 0,20 mts equivalente a 1,9 mts3/seg. Finalizando a las 17:20
17:38			Inicio de apertura de compuerta laguna Huaylacancho a 0,60 mts equivalente a 5,5 mts3/seg. Finalizando a las
18:20	REP		Indica que se va energizar L-201 enviar personal en SECA.
18:26	COES		Indica sube 60 MW por complejo.
18:37	REP		E/S L-201 (SEP - SECA) desde pomacocha.
18:38	SAM		C.H. SAM: Cierre de Interruptor ha remoto de L-201 compartiendo las cargas.
18:46	COES		Indica sube a plena carga en mantaro.
18:55			Indica sube tensión a 13,5 kV en mantaro.
21:09			Baja 40 MW por complejo por demanda baja en SEIN.
22:50		KV	Indica baja tensión al mínimo.

ELECTROPERU S. A.
GERENCIA COMERCIAL
Operación Centro Supervisor de Operación

			Registro Diario de Acontecimientos	DATOS DEL FORMATO												
Procedimiento :	Operación en tiempo Real		Código: PO2-R1	Código : PO2-R1												
Proceso	OPERACIÓN			Revisión Nº : 01												
				Fecha : 2002-05-02												
				Aprobado por : Jefe de Operación												
23:00	COS	OP	<p style="text-align: center;"><i>TURNO Nº 1 de 23 a 08 horas.</i></p> <p><i>PMO: F/S SAM G-3 por Modernización, SAM = 570 MW, RON = 188 MW Total = 758 - j38, KVbarra = 229, KVmaq = 13,0.</i></p> <p><i>NCTT: E/S L-249, Sistema Tumbes en paralelo con el SEIN y F/S Mak Nº1, Mak Nº2.</i></p> <p><i>PRESA: Cola = 2695 msnm. Vertedero N º 2 abierto = 229 m3/seg.</i></p> <p><i>TRM : E/S L-2051 y L-2052.</i></p> <p><i>SECA: E/S Todas las líneas.</i></p> <p><i>Coordinación:</i></p> <p><i>COES - CCO : Ing. J.Gonzales y Espinoza.</i></p> <p><i>REP - CC : Tec. Garcia.</i></p> <p><i>ELP - SAM : Tec. W. Tello y R. Iparraguirre.</i></p> <p><i>ELP - NCTT : Ing. Iberico y W. Correa.</i></p> <p><i>ELP - PRESA: Tec. Lazo.</i></p> <p><i>ELP - COS : Esp. O. Miranda.</i></p>													
23:02	ICA	FA	<p><i>S.E. Ica: E/S L-1007 de 10 kV, estuvo fuera de servicio desde el día martes 2002-12-31 a las 22:07 h. por falla.</i></p>													
23:09	COES	OP	<p><i>Baja 20 MW por complejo.</i></p>													
23:59	PRESA		<p><i>Sr. Lazo informa: S/N.</i></p>													
	NCTT		<p><i>Ing. Iberico informa: S/N.</i></p>													
	EAN		<p><i>Sr. Torres informa: S/N.</i></p>													
	REP		<p><i>Sr. Garcia informa: solo hubo un evento de L-1007.</i></p>													
Notas																
23:59	COS	OP	<p>SITUACIÓN HIDROLÓGICA:</p> <p>ELP: Caudales promedio (m³/s):</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td><i>Mejorada</i></td> <td><i>Pachacayo</i></td> <td><i>Moya</i></td> <td><i>Quillón</i></td> <td><i>Huari</i></td> <td><i>Chinchi</i></td> </tr> <tr> <td>271,6</td> <td>16,8</td> <td>53,3</td> <td>28,3</td> <td>9,7</td> <td>49,3</td> </tr> </table> <p><i>Moya: La descarga en la laguna Chilicocha fue de 0,6 m³/s por mantenimiento.</i></p> <p><i>Pachacayo: La descarga de la laguna Huaylacancha fue de 5,6 m³/s por seguridad.</i></p> <p style="padding-left: 20px;"><i>La descarga de la Laguna Vichecochoa fue de 0,4 m³/s por seguridad.</i></p> <p style="padding-left: 20px;"><i>La descarga de la Laguna Tembladera fue de 0,4 m³/s por seguridad.</i></p> <p style="padding-left: 20px;"><i>La descarga de la Laguna Carhuacochoa fue de 1,9 m³/s por seguridad.</i></p> <p><i>Quillon: La descarga de la Laguna Balsacochoa fue de 0,3 m³/s por seguridad.</i></p> <p style="padding-left: 20px;"><i>La descarga de la Laguna Coyllorcochoa fue de 0,3 m³/s por seguridad.</i></p> <p><i>Sur Oeste: La descarga de la Laguna Hueghue fue de 1,0 m³/s por seguridad.</i></p> <p><i>Presa: Se vertió las 24 horas.</i></p> <p><i>EAN: Compuerta de Upamayo cerrada las 24 horas.</i></p> <p><i>Volumen hídrico almacenado útil en el lago Junin igual a 300,2 MMC equivalente al 68 %.</i></p> <p>SITUACIÓN OPERATIVA DE GRUPOS:</p> <p><i>ELP: C.H.SAM G-3 en mantenimiento mayor e implementación del proyecto de modernización e instalación del nuevo Scada.</i></p> <p><i>CNP: Energía: La C. H. Gallito Ciego operó las 24 horas.</i></p> <p>OTRAS SITUACIONES:</p> <p><i>SEIN: La demanda del SEIN fue 44751 MWh, la cual fue 41 MWh menor que la prevista. Se produjeron 73 MWh hidráulicos menos y 32 MWh térmicos más que lo programado.</i></p> <p><i>Integral de la variación de frecuencia en el SEIN = 4,7 Ciclos (*)</i></p> <p><i>(*) Corresponde a la variación desde las 00 h del día 2002-01-01.</i></p>		<i>Mejorada</i>	<i>Pachacayo</i>	<i>Moya</i>	<i>Quillón</i>	<i>Huari</i>	<i>Chinchi</i>	271,6	16,8	53,3	28,3	9,7	49,3
<i>Mejorada</i>	<i>Pachacayo</i>	<i>Moya</i>	<i>Quillón</i>	<i>Huari</i>	<i>Chinchi</i>											
271,6	16,8	53,3	28,3	9,7	49,3											

Freddy Sayán
**CENTRO SUPERVISOR
DE OPERACIÓN**
ELECTROPERÚ S.A.

ANEXO 15-B
 REPORTE DIARIO DE ACONTECIMIENTOS DE OPERACIÓN

ELECTROPERU S. A.

GERENCIA COMERCIAL

Operación - Centro Supervisor de Operación

Procedimiento : Operación en Tiempo Real	Reporte Diario de Acontecimientos de Operación	DATOS DEL FORMATO
		Código : PO2-R2
		Revisión Nº : 01
		Fecha : 2002-05-02
Proceso OPERACIÓN	Código: PO2-R2	Aprobado por : Jefe de Operación

Para Jefe de Operación
De Centro Supervisor de Operación
Asunto Reporte de eventos del miércoles 01 de enero de 2003
Fecha 2003/01/02

miércoles 01

5:35 REP F/S L-201 (Campo Armiño - Pomacocha) por operación. E/S a las 18:37 h.

23:02 ESM S.E. Ica: E/S L-1007 de 10 kV, estuvo fuera de servicio desde el día martes 2002-12-31 a las 22:07 h. por falla.

Notas

23:59 1. **SITUACIÓN HIDROLÓGICA:**

ELP: Caudales promedio (m³/s):

Mejorada Pachacayo Moya Quillón Huari Chinchi

271,6 16,8 53,3 28,3 9,7 49,3

Moya: La descarga en la laguna Chilicocha fue de 0,6 m³/s por mantenimiento.

Pachacayo: La descarga de la laguna Huaylacancha fue de 5,6 m³/s por seguridad.

Quillon: La descarga de la Laguna Balsacocha fue de 0,3 m³/s por seguridad.

Sur Oeste: La descarga de la Laguna Hueghue fue de 1,0 m³/s por seguridad.

Presa: Se vertió las 24 horas.

EAN: Compuerta de Upamayo cerrada las 24 horas.

Volumen hídrico almacenado útil en el lago Junín igual a 300,2 MMC equivalente al 68 %.

2. **SITUACIÓN OPERATIVA DE GRUPOS:**

ELP: C.H.SAM G-3 en mantenimiento mayor e implementación del proyecto de modernización e instalación del nuevo Scada.

CNP: Energía: La C. H. Gallito Ciego operó las 24 horas.

3. **OTRAS SITUACIONES:**

SEIN: La demanda del SEIN fue 44751 MWh, la cual fue 41 MWh menor que la prevista. Se produjeron

73 MWh hidráulicos menos y 32 MWh térmicos más que lo programado.

Integral de la variación de frecuencia en el SEIN = 4,7 Ciclos ()*

() Corresponde a la variación desde las 00 h del día 2002-01-01.*

Atentamente,

Freddy Sayán

cc : CC, PM, Archivo

**CENTRO SUPERVISOR
 DE OPERACIÓN
 ELECTROPERÚ S.A.**

Elaborado por: Centro Supervisor de Operación

Revisado por: Asistente de Operación

Fecha de Emisión:

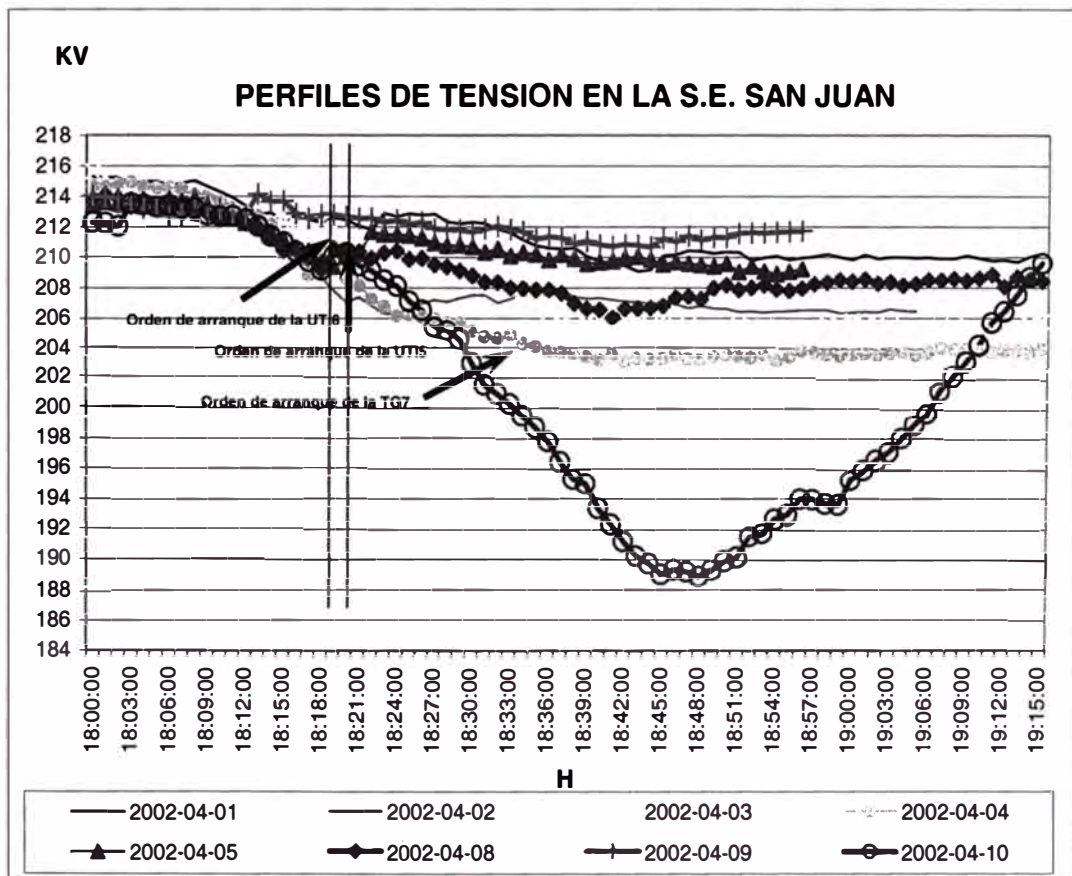
2003/01/02

ANEXO 16

Perfiles de tensión en la S.E. San Juan

Hora	LUN 01/04/02	MAR 02/04/02	MIE 03/04/02	JUE 04/04/02	VIE 05/04/02	LUN 08/04/02	MAR 09/04/02	MIE 10/04/02
18:00:00	215.29	213.109	215.617	214.651	213.442	213.781	214.045	212.316
18:01:00	215.217	213.199	215.311	214.66	213.61	214.087	213.97	212.263
18:02:00	215.248	212.947	214.075	214.861	213.586	213.862	213.856	212.047
18:03:00	214.846	213.064	213.718	214.939	213.778	213.604	213.499	213.532
18:04:00	214.96	213.049	213.661	214.663	213.349	213.76	213.199	213.445
18:05:00	214.984	212.728	213.136	214.567	213.31	213.397	213.316	213.301
18:06:00	214.697	212.728	212.608	214.591	213.805	213.345	212.676	213.436
18:07:00	214.867	212.521	212.896	214.507	213.671	213.355	212.773	213.202
18:08:00	215.035	212.452	212.938	214.087	213.835	212.953	213.874	213.208
18:09:00	214.633	212.287	212.599	213.997	213.334	212.848	213.313	212.773
18:10:00	214.309	212.251	212.134	213.706	212.884	212.479	213.196	212.677
18:11:00	213.922	212.086	212.05	213.286	212.537	212.584	212.881	212.704
18:12:00	213.394	211.957	212.14	212.977	212.26	212.23	212.822	212.485
18:13:00	212.8	211.582	212.137	212.698	212.086	211.969	214.156	212.038
18:14:00	212.914	211.084	212.323	212.176	211.666	211.261	213.649	211.381
18:15:00	212.371	210.91	212.314	210.538	211.192	210.436	213.691	210.985
18:16:00	212.74	210.004	212.221	209.947	210.628	210.493	212.878	210.376
18:17:00	212.467	209.341	211.726	208.855	210.409	209.988	212.548	209.737
18:18:00	212.308	208.687	212.299	209.131	209.71	209.188	212.782	209.17
18:19:00	212.563	207.814	211.9	209.428	209.392	210.583	212.794	210.103
18:20:00	212.464	207.049	211.411	208.621	209.995	210.442	212.671	210.286
18:21:00	212.041	207.394	210.73	208.144	210.226	210.373	212.557	209.449
18:22:00	211.831	206.836	209.626	207.265	211.669	209.943	212.566	209.12
18:23:00	212.887	206.317	210.121	206.785	211.489	210.295	212.292	208.516
18:24:00	212.683	206.338	209.626	206.173	211.492	210.409	212.443	208.117
18:25:00	212.86	206.596	210.196	206.257	211.423	209.878	212.143	207.124
18:26:00	212.76	206.968	210.019	206.089	211.246	209.935	212.299	206.536
18:27:00	212.839	207.211	209.221	205.975	210.952	209.518	211.865	205.384
18:28:00	212.32	207.079	208.885	205.696	210.763	209.386	211.825	205.165
18:29:00	212.206	207.329	208.54	205.687	210.802	209.113	211.813	204.541
18:30:00	212.305	207.523	208.975	205.081	210.686	208.798	211.648	202.966
18:31:00	212.226	207.517	208.792	204.715	210.331	208.366	211.87	201.546
18:32:00	211.836	207.019	208.651	204.634	210.568	208.357	212.053	200.953
18:33:00	211.636	207.274	207.958	204.865	210.079	208.008	211.828	200.275
18:34:00	211.111	207.577	207.787	204.253	210.307	207.958	211.702	199.495
18:35:00	210.763	207.691	207.238	204.085	210.199	207.859	211.216	198.739
18:36:00	210.619	207.511	206.44	203.791	209.818	207.868	211.354	197.809
18:37:00	210.55	207.826	206.29	203.698	210.184	207.649	211.264	196.453
18:38:00	210.615	207.4	206.473	203.599	209.92	206.986	210.853	195.32
18:39:00	210.058	207.298	205.762	203.401	209.582	206.641	211.069	195.007
18:40:00	209.767	207.339	205.93	203.218	209.671	206.575	210.841	193.39
18:41:00	209.554	207.214	206.281	203.536	209.758	206.023	210.715	192.36
18:42:00	209.455	207.115	206.059	203.107	209.977	206.638	210.862	191.209
18:43:00	209.077	207.055	205.93	203.299	210.049	206.653	210.796	190.243
18:44:00	209.176	206.962	205.537	203.203	209.839	206.674	210.673	189.736
18:45:00	210.118	207.034	205.96	203.278	209.53	206.812	211.261	189.031
18:46:00	210.169	206.926	205.522	203.506	209.692	207.355	211.024	189.34
18:47:00	210.43	206.659	205.57	203.266	209.572	207.439	211.435	189.202
18:48:00	210.391	206.812	205.399	203.185	209.5	207.248	211.129	188.898
18:49:00	210.265	206.629	205.168	203.401	209.4	207.982	211.327	189.343
18:50:00	210.346	206.623	205.321	203.515	209.59	208.18	211.297	189.94

18:51:00	210.34	206.407	205.582	203.461	209.032	207.868	211.576	190.183
18:52:00	209.782	206.45	204.919	203.32	209.398	207.99	211.624	191.53
18:53:00	209.968	206.373	205.459	203.524	209.086	208.162	211.603	191.743
18:54:00	210.055	206.446	204.997	203.17	208.909	207.886	211.651	192.679
18:55:00	209.836	206.464	205.135	203.424	209.05	207.793	211.699	192.958
18:56:00	209.959	206.518	205.375	203.827	209.23	207.958	211.732	194.008
18:57:00	210.049	206.527	205.402	203.761		208.24		193.963
18:58:00	210.19	206.521	205.639	203.602		208.348		193.663
18:59:00	210.004	206.326	205.576	203.545		208.504		193.606
19:00:00	209.857	206.365	205.816	203.637		208.408		195.244
19:01:00	210.157	206.417	205.573	203.719		208.549		195.889
19:02:00	209.912	206.398	205.663	203.611		208.288		196.579
19:03:00	209.992	206.602	205.495	203.71		208.369		197.083
19:04:00	210.004	206.479	205.369	203.803		208.162		198.007
19:05:00	209.962	206.452	205.21	203.587		208.261		198.892
19:06:00	209.983		205.369	203.755		208.501		199.651
19:07:00	209.905		205.456	204.055		208.492		201.118
19:08:00	209.917		205.468	203.953		208.597		202.171
19:09:00	210.118		205.354	203.95		208.459		203.128
19:10:00	209.929		205.42	203.815		208.615		204.222
19:11:00	209.785		205.231	203.788		208.855		205.716
19:12:00	209.824		205.225	203.896		208.075		206.431
19:13:00	209.696		205.567	203.887		208.696		207.522
19:14:00	210.038		205.645	203.764		208.555		208.684
19:15:00	210.244		205.786	203.998		208.429		209.596



ANEXO 17

**OPERACIÓN DE LAS UNIDADES TÉRMICAS DE EDEGEL
POR TENSIÓN ABRIL 2002**

Central	Grupo	Orden de arranque	En paralelo	Fuera de paralelo	Descripción	Observaciones
Martes C.T. STA.ROSA UTI	UTI5	18:20	02/04/02 18:24	02/04/02 20:06	OPERACION POR TENSIÓN	
02/04/02 C.T. STA.ROSA UTI	UTI6	18:18	02/04/02 18:23	02/04/02 20:37	OPERACION POR TENSIÓN	
Miercoles C.T. STA.ROSA UTI	UTI5	18:24	03/04/02 18:28	03/04/02 20:13	OPERACION POR TENSIÓN	
03/04/02 C.T. STA.ROSA UTI	UTI6	18:24	03/04/02 18:29	03/04/02 20:30	OPERACION POR TENSIÓN	
Jueves C.T. STA.ROSA UTI	UTI5	18:20	04/04/02 18:25	04/04/02 20:21	OPERACION POR TENSIÓN	
04/02/02 C.T. STA.ROSA UTI	UTI6	18:20	04/04/02 18:23	04/04/02 20:35	OPERACION POR TENSIÓN	LA UNIDAD LLEGA A MARGINAR.
Viernes C.T. STA.ROSA UTI	UTI5	18:15	05/04/02 18:19	05/04/02 19:35	OPERACION POR TENSIÓN	
05/04/02 C.T. STA.ROSA UTI	UTI6	18:15	05/04/02 18:20	05/04/02 19:52	OPERACION POR TENSIÓN	
Lunes C.T. STA.ROSA UTI	UTI5	18:37	08/04/02 18:41	08/04/02 19:59	OPERACION POR TENSIÓN	
08/04/02 C.T. STA.ROSA UTI	UTI6	18:10	08/04/02 18:18	08/04/02 20:12	OPERACION POR TENSIÓN	
C.T. STA.ROSA UTI	UTI6		08/04/02 21:03	08/04/02 21:31		
Martes C.T. STA.ROSA UTI	UTI5	18:40	09/04/02 18:44	09/04/02 19:35	OPERACION POR TENSIÓN	
09/04/02 C.T. STA.ROSA UTI	UTI6	18:12	09/04/02 18:16	09/04/02 19:00		
C.T. STA.ROSA UTI	UTI6		09/04/02 19:00	09/04/02 20:00	OPERACION POR TENSIÓN	
Miercoles C.T. STA.ROSA WEST	TG7	18:30	10/04/02 18:59	11/04/02 00:00	OPERACION POR TENSIÓN	
10/04/02 C.T. STA.ROSA UTI	UTI5	18:17	10/04/02 19:05	10/04/02 19:31	OPERACION POR TENSIÓN	
C.T. STA.ROSA UTI	UTI6	18:15	10/04/02 18:51	10/04/02 19:39	OPERACION POR TENSIÓN	

El día lunes 2002-04-08 y el martes 2002-04-09 antes de las 18:30 h se arrancó solamente la unidad UTI.

El arranque de las UTI6 y UTI5 de EDEGEL está dentro del promedio de horas de arranque del mes de estas unidades.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ministerio de Energía y Minas, “Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N°25844) y sus modificaciones” Perú 1992.
2. Ministerio de Energía y Minas, “Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Supremo N°009-93 EM) y sus modificaciones”.
3. Comité de Operación Económica del Sistema (COES), “Procedimientos Técnicos del COES-SEIN” (Resolución Ministerial N°322-2001-EM/VME).
4. ULELCO, “Centrales Hidroeléctricas, conceptos y componentes hidráulicos”, Editorial Paraninfo S.A. Madrid – España 1994.
5. OLADE - Perú, “Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas 1995”.
6. E. Santos Potess, “Centrales Eléctricas”, Editorial Gustavo Gili S.A. Barcelona – España 1971.