

2. SITUACIÓN ACTUAL DEL SEIN Y PROYECCIÓN AL AÑO 2010

2.1. AÑO 2008

2.1.1 RESUMEN DE LA OPERACION

El SEIN posee esquemas especiales de protección y programas operativos diseñados para mitigar los efectos de las fallas en generación y transmisión, tales como: esquemas de rechazo de automático de carga por mínima frecuencia, desconexión automática de generación por sobre frecuencia, rechazo automático de carga por mínima tensión y arranque de unidades de reserva fría.

En el año 2008 se produjeron situaciones que escaparon al alcance de los programas operativos, tales como:

- (1) La menor disponibilidad de gas natural para generación eléctrica por limitaciones físicas del ducto del gas de Camisea y por la demanda industrial de gas en el mercado interno peruano.
- (2) La escasa reserva fría como resultado del mayor crecimiento del consumo de energía eléctrica del mercado de electricidad local.

Estas situaciones provocaron restricciones de suministro de energía eléctrica, principalmente en el periodo de estiaje, que condujeron a la toma de medidas extraordinarias para minimizar las restricciones de suministro.

En algunos días de agosto y setiembre se produjo déficit de generación debido a la indisponibilidad fortuita de la C.T. Ventanilla y la insuficiente reserva fría, lo que motivó que el SEIN fuera operado en algunos casos con consignas de frecuencia de 59.8 Hz. Sin embargo, a pesar de las medidas adoptadas, hubo rechazos manuales de carga por déficit de generación.

Asimismo hubo menor disponibilidad de generación en la C.H. Mantaro luego del cierre de la compuerta de la presa Upamayo por parte de los comuneros de la zona. Por estas razones, a fin de reducir las restricciones de suministro se llegó a operar en algunos casos con consignas de frecuencia de 59.6 Hz.

En el mes de octubre hubo déficit de generación por la indisponibilidad de la C.T. Ventanilla para operar con gas de Camisea por problemas en el gasoducto. De manera similar, la frecuencia consigna del SEIN para estos días fue de 59.6 Hz.

2.1.2 RESERVA FRÍA EN EL AÑO 2008

El indicador de reserva fría (IRF) que expresa la magnitud de la potencia no sincronizada (unidades con tiempos de arranque menores a 6 horas) en términos de porcentaje de la máxima demanda, fue 6.3% en promedio para el año 2008. Esta cifra es inferior al 11.2 % que corresponde a la unidad de mayor tamaño que se puede desconectar en un evento de contingencia simple: el ciclo combinado de Ventanilla, compuesto por dos turbogases y una unidad turbovapor, que para efectos de contingencia conforman una sola unidad.

En la Figura 2.1 se muestra la variación mensual de la reserva fría del SEIN en los años 2007 y 2008, resaltándose el umbral de 11.2% que representa el tamaño de la unidad más grande del SEIN (457 MW) expresada en términos porcentuales respecto de la máxima demanda anual del 2008.

Los resultados muestran que la reserva fría en el año 2008 disminuyó en comparación con el 2007. Durante 312 días del año 2008 el IRF fue inferior al 11.2% y en algunos días del año 2008 la reserva fría llegó casi a cero debido a la indisponibilidad fortuita de unidades de generación térmica.

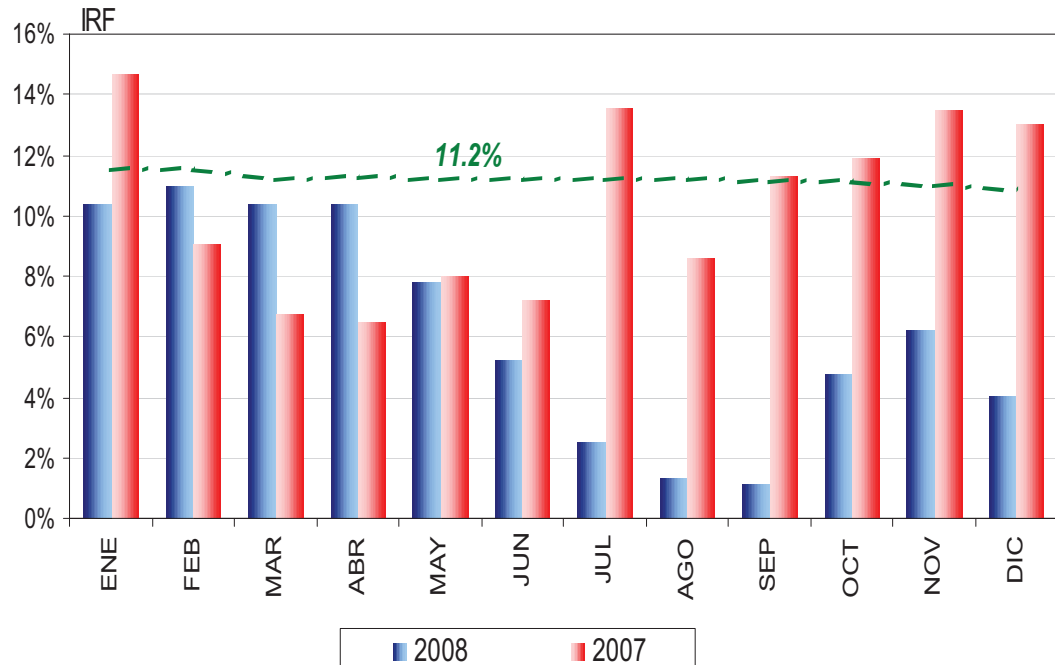


Figura N°2.1 IRF porcentaje de la máxima demanda que se encuentra disponible en unidades térmicas no sincronizadas

2.2. OPERACIÓN EN EL PERIODO 2009 – 2010

2.2.1 PREVISIONES PARA EL PERIODO JUNIO 2009 – MAYO 2010

A partir de la información disponible sobre los recursos actuales y las previsiones de crecimiento de la demanda, se ha proyectado el programa de operación económica del SEIN para el periodo junio 2009-mayo 2010.

Para la simulación de la operación a mínimo costo (Despachos de generación) se utiliza el programa SDDP (*Stochastic Dual Dynamic Programming*) [5], que es un modelo de despacho hidrotérmico estocástico con representación de la red de transmisión para estudios de largo, mediano y corto plazo.

La simulación del SEIN mediante este modelo arroja los siguientes resultados para el periodo indicado:

- No se presenta congestión en la interconexión Paramonga Nueva - Chimbote.
- Se presenta congestión en la interconexión Mantaro - Socabaya entre los meses de agosto 2009 a mayo 2010.
- Se presenta congestión en la línea de transmisión Chimbote - Trujillo.
- Se presenta congestión en el transformador de 220/50 KV de la S.E. Oroya Nueva.

- Existe déficit de suministro, por congestión del transformador 220/50 kV de la S.E. Oroya Nueva, entre los meses de agosto a noviembre 2009 y en el mes de mayo 2010.

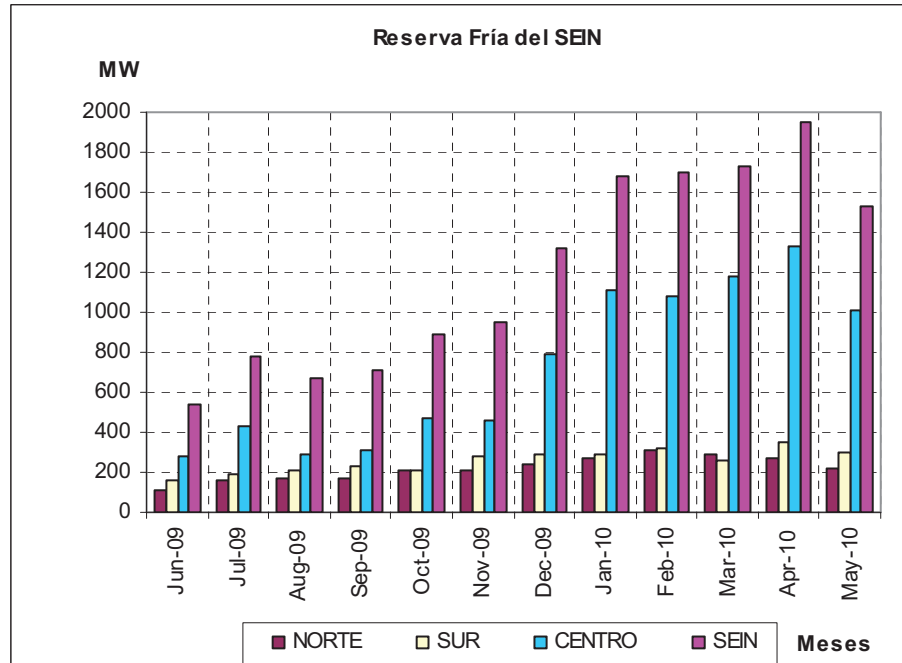


Figura N°2.2 Reserva fría del SEIN, periodo Juni o 2009 – Mayo 2010

En la Figura 2.2 que muestra la reserva fría del SEIN, se puede notar que esta variable se incrementa notablemente a partir de diciembre de 2009 y que la mayor cantidad se encuentra en el área centro. Este aumento se explica por el ingreso del proyecto Platanal en noviembre de 2009 y por el inicio de la época de avenida de 2010.

2.2.2 PREVISIONES PARA EL PERIODO JUNIO 2010– DICIEMBRE 2010

El período junio 2010 - Diciembre 2010 se torna particularmente crítico por las siguientes razones:

- No estará presente el proyecto NOR1 (líneas Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Carhuaquero en 220 kV), motivo por el cual, la transmisión centro-norte estará limitada por la capacidad de la línea Paramonga-Chimbote-Trujillo, que es de aproximadamente 330 MW por estabilidad de tensión.
- La disponibilidad de potencia hidroeléctrica disminuye sustancialmente en el periodo de estiaje (junio-octubre) y ello se manifiesta de manera especial en el área norte, donde la disponibilidad hidráulica puede descender hasta en 240 MW en el periodo más crítico.
- Existencia de algunas unidades térmicas de generación que por su antigüedad podrían indisponerse.

- Para el suministro del área sur se contara con la línea Mantaro-Socabaya, cuyo limite de transmisión actual es de 280 MW, sin que se produzcan incrementos en la oferta de generación.
- En el área sur medio se producirá la Ampliación de SHOUGANG, con un primer incremento de 28.9 MW, sin que haya algún reforzamiento de la transmisión, salvo el segundo circuito Independencia -Ica.

A partir de simulaciones de flujo de potencia para el periodo junio 2010 - diciembre 2010 se ha determinado las condiciones para mantener rangos aceptables en las condiciones operativas de las diversas áreas del SEIN.

Estos resultados se resumen en los Cuadros N° 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4.

Año-->	2010	2010	2010
Epoca-->	Estiaje	Diciembre	Diciembre
Nivel Demanda-->	Máxima	Máxima	Máxima
Sensibilidad-->			Retraso Nor1
Generación			
Norte			
Hidráulico	186	439	439
Térmico	180	86	114
Centro			
Hidráulico	1967	2179	2179
Térmico	1610	1365	1344
Sur			
Hidráulico	367	385	385
Térmico	142	142	142
SEIN			
Hidráulico	2520	3003	3003
Térmico	1932	1593	1600
Total Generación	4452	4596	4603
Racionamiento	0	0	0
Cargas	4151	4310	4310
Pérdidas	301	286	293
	6.8%	6.2%	6.4%

**Cuadro N°2.1 Balance de Generación y Cargas (MW)
Año 2010 – Escenario Base y Sensibilidades**

2.3. CONCLUSIONES

2.3.1. PERIODO DE ESTIAJE

En la zona Norte, se requiere despachar la TGN4, las dos unidades Mitsubishi, las unidades Mak de Tumbes, y las unidades diesel residual de Chiclayo, apartándose del despacho económico. Además, los bancos de capacitores de Chimbote y los SVC de Chiclayo y Trujillo deben ser operados para aportar al control de tensión local. Bajo estas condiciones se puede limitar el flujo en el tramo Paramonga-Chimbote a no más de 300 MW.

En el área sur medio, considerando que la Ampliación de SHOUGANG prevista para el estiaje de 2010 significará solo un incremento de 29 MW, el suministro de energía eléctrica a la zona estará condicionado a la operación de las unidades turbo vapor de la C.T. San Nicolás y a la instalación de equipamiento de compensación reactiva capacitiva para mantener un control apropiado de las tensiones, siendo las ubicaciones los nodos Marcona 10 kV y San Nicolás 13.8 kV.

En la zona Sur se requiere la operación de la C.T. Ilo 2, debido a que la línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya llega a copar su capacidad de transmisión (280 MW).

Año-->		2010	2010	2010
Epoca-->		Estiaje	Diciembre	Diciembre
Nivel Demanda-->		Máxima	Máxima	Máxima
Sensibilidad-->				Retraso Nor1
Tensión de Oper.				
Area Norte				
SEPO220	220	219	216	218
SECHO220	220	222	221	221
SETNOR220	220	219	223	221
CHIM220	220	217	227	222
CAJA220		221	225	223
Area Lima				
PANU220	220	217	228	225
ZAPA220	220	215	217	217
CHAVA220	210	211	211	212
BAL220	210	210	209	209
ROSA220	210	211	211	211
SJNLS220	212	212	212	212
Area Sierra-Centro				
VIZC220	225	227	227	227
PARAG220	220	223	224	222
ONU220	225	223	223	222
PARAGII	127	130	129	129
ONU138		123	123	122
Area Sur-Medio				
IND220	220	225	223	222
ICA220	210	223	222	220
MARC220	205	218	215	213
SNICO60	60	61	61	60
Area Sur				
SOCA220	220	220	219	219
MONT220	225	222	221	221
SOCA138	139	138	137	137
TINTA138	138	139	138	138
JULIA138	138	138	136	136
PUNO138	138	140	138	138
DOLOR138	138	138	139	139
SPCC138	138	135	141	141

**Cuadro N° 2.2 Tensiones en Barras Principales (kV)
Año 2010 – Escenario Base y Sensibilidades**

2.3.2. PERIODO DE MÁXIMA DEMANDA ANUAL

En el período de la máxima demanda anual que habitualmente se produce en diciembre, a pesar del aumento de la demanda, las dificultades son menores que en el estiaje, debido a que la disponibilidad hidráulica se recupera. En la zona Norte se requiere solo la operación de unidad TGN4 de la C.T. Malacas, de modo tal que el flujo por la L.T. Paramonga-Chimbote-Trujillo no llegue a los niveles del periodo de estiaje, aun en el caso en que el proyecto NOR1 no estuviera en servicio en diciembre de 2010. En la zona Sur, la operación de la C.T. Ilo 2 permitirá cubrir las limitaciones definidas por la capacidad de transmisión de la línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya.

Resumiendo, se puede afirmar que el estiaje que es el periodo más crítico del año 2010, el sistema tendrá un cierto nivel de reserva de generación compuesto por los grupos térmicos de alto costo, que permitirá al sistema afrontar algunas contingencias.

Año-->	2010	2010	2010
Epoca-->	Estiaje	Diciembre	Diciembre
Nivel Demanda-->	Máxima	Máxima	Máxima
Sensibilidad-->			Retraso Nor1
Area Norte			
ParamongaNueva-Chimbote	327	109	161
Chimbote-TrujilloNorte	247	163	265
Talara-PiuraOeste	85	42	42
TrujilloNorte-Cajamarca	77	-52	77
Conococha-Huallanca	0	75	0
Zapallal-Trujillo 500kV	0	0	0
Area Lima			
Ventanilla-Zapallal	-48	-99	-84
Ventanilla-Chavarria	245	423	389
SanJuan-SantaRosa	317	167	178
SanJuan-Balnearios	441	439	440
Chilca-Planicie	274	130	140
Chilca-Zapallal 500 kV	0	0	0
Area Sierra-Centro			
Paragsha2-Vizcarra	106	67	86
Lne Pomacocha-SanJuan	125	197	215
Paragsha-Conococha	0	73	0
Carhuamayo-Paragsha2	147	188	131
Carhuamayo-OroyaNueva	-17	-6	39
Pachachaca-OroyaNueva	106	79	29
Area Sur-Medio			
Independencia-Ica	160	164	164
Ica-Marcona	108	108	109
Chilca-Marcona 500 kV	0	0	0
Area Sur			
Mantaro-Caraveli 500 kV	0	0	0
Marcona-Caraveli 500 kV	0	0	0
CampoArmino-Cotaruse	282	280	280
Cotaruse-Socabaya	274	271	272
Moquegua-Socabaya	-97	-94	-94
Moquegua-Puno	3	-1	-1
Machupicchu-Cotaruse	0	0	0

**Cuadro N°2.3 Flujos en Líneas Principales (MW)
Año 2010 – Escenario Base y Sensibilidades**

Año-->			2010	2010	2010
Epoca-->			Estiaje	Diciembre	Diciembre
Nivel Demanda-->			Máxima	Máxima	Máxima
Sensibilidad-->					Retraso Nor1
Subestación	Trafo	Cap. Inicial (MVA)			
Sta. Rosa 220/60 kV (Edelnor)	1	120	92	98	98
	2	120	92	99	99
Sta. Rosa 220/60 kV (Luz del Sur)	3	120	83	95	95
	4	180	136	155	155
Trujillo Norte 220/60 kV	1	100	74	81	78
	2	100	66	73	70
Guadalupe 220/60 kV	1	30	14	13	13
	2	30	15	14	14
Chiclayo 220/60 kV	1	50	33	45	45
	2	50	33	45	45
Piura Oeste 220/60 kV	1	50	21	32	22
	2	100	42	62	46
Oroya Nueva 220/50 kV	1	100	92	78	73
Socabaya 220/138 kV	1	150	22	23	23
	2	150	22	23	23
Montalvo 220/138 kV	1	300	102	102	102
	2	300	102	102	102
Puno 220/138 kV	1	120	25	27	27

**Cuadro N°2.4 Cargas en Transformadores Principales (MVA)
Año 2010 – Escenario Base y Sensibilidades**