



VI ENCONTRO REGIONAL LATINO-AMERICANO DA CIGRÉ

28 de Maio a 1º de Junho de 1995
Foz do Iguaçu - Paraná - Brasil



CARACTERIZACION DE LA CARGA A TRAVES DE LA DETERMINACION DEL COEFICIENTE DE SENSIBILIDAD CON LA FRECUENCIA Y DE LAS DESVIACIONES ESTANDAR DE LA MISMA EN EL SISTEMA ARGENTINO INTERCONECTADO.

Patricia Arnera	Mario C. Beroqui	Raúl Bianchi Lastra	Roberto Molina	Roberto Gaido
IITREE-UNLP (*)	Prof. Ap. CIC	IITREE-UNLP (*)	CAMMESA (**)	CAMMESA (**)
Argentina	Argentina	Argentina	Argentina	Argentina

RESUMEN

Se midieron y registraron una gran cantidad de transitorios de la frecuencia del sistema provocados por eventos conocidos como pérdida de generadores y carga y descarga de bombas de la estación generadora de bombeo Rio Grande ubicada en la pcia. de Córdoba, Argentina. Además se registraron variaciones rápidas de la potencia de carga en distintos nodos de la red.

Con estas mediciones se procedió a estimar el coeficiente de sensibilidad de la carga a la frecuencia y a evaluar las desviaciones standard de las variaciones no previstas de la carga.

Para la estimación del coeficiente de sensibilidad de la carga a la frecuencia, se simuló, a partir de los datos de operación en el momento del evento, el transitorio de frecuencia. Se determinó el valor del coeficiente como aquél que mejor ajuste la curva del transitorio real de frecuencia medido.

Para la caracterización estadística, a través de la desviación estándar de las variaciones de la carga, se utilizaron los registros rápidos de la potencia de carga y planillas de operación diarias. Se obtuvieron resultados primarios de desviaciones estándar correspondientes a diferentes duraciones de las variaciones y luego se los combinaron para obtener las desviaciones que deben considerarse para la determinación de cada tipo de reserva. Se analizaron diferentes casos según sea la estrategia de utilización de cada reserva.

PALABRAS CLAVES

Demanda, Estadísticas de carga, Reserva, Simulación, Reserva secundaria.

1.- INTRODUCCION

La sensibilidad de la carga a la frecuencia se caracteriza por el coeficiente D, definido como:

$$D = (\delta P/P)/(\delta f/f)$$

donde:

- D : coeficiente de sensibilidad de la carga a la frecuencia.
- f : frecuencia nominal del sistema.
- δf : variación de la frecuencia del sistema.
- P : potencia de carga del sistema.
- δP : variación de la potencia de carga, debida a la variación de la frecuencia

Cada tipo de carga presenta una característica de variación de potencia a la frecuencia, particular.

La carga del sistema, que está constituida por distintos tipos y en distintas proporciones de cada tipo, presenta un coeficiente D que caracteriza la sensibilidad de la carga global del sistema a la frecuencia. La determinación de este coeficiente en forma experimental, se dificulta por las siguientes razones:

- a) Dado que la carga está cambiando continuamente en forma aleatoria, se requieren cambios de frecuencias grandes y rápidos, para que las variaciones de la potencia debidas a la frecuencia sean distinguibles.
- b) No resulta práctico ni seguro provocar grandes y bruscas variaciones de frecuencia en el sistema.
- c) Si se realizan mediciones de la variación de la potencia en nodos de carga (sin generación), éstas deberían realizarse en una gran cantidad de nodos, representativos de la composición de la carga global del sistema.
- d) Si se realizan mediciones que incluyen carga y generación, los lazos de regulación de velocidad de máquinas, provocan variaciones de potencia generada ante variaciones de frecuencia, que no resulta fácil diferenciar de las variaciones de carga debida a la frecuencia.

En este trabajo se determina el coeficiente D a partir de registros de la frecuencia ante eventos no provocados especialmente, producidos en el sistema como salida intempestiva de grandes generadores, o entrada y salida de servicio de las bombas de Rio Grande.

Para determinar la cantidad de reservas estática, (máquinas detenidas) para regulación secundaria y para regulación primaria, es necesario estimar los déficit que cada una de ellas debe absorber. Este déficit estará dado por dos factores: las variaciones no previstas de generación, o sea salida intempestiva de unidades de generación y las variaciones no previstas de carga. Ambos factores son de carácter aleatorio y, por lo tanto, sólo se los puede caracterizar estadísticamente.

Además se realiza una caracterización estadística, a través de la desviación estándar de las variaciones no previstas de la carga.

Dado que cada reserva debe encargarse de reducir los déficits de diferentes duraciones, se los caracteriza estadísticamente también según su duración. Para ello se utilizan registros rápidos de la

(*) Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos - Universidad Nacional de La Plata. Calle 48 y 116. (1900) La Plata Argentina. T.E: (54) (21) 3-6640 / 3-7017 / 25-0804. FAX: (54) (21) 25-0804.

(**) Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. Madero 942 1er. piso Capital Federal, República Argentina. Tel (54) (1) 313-0206 FAX: (54) (1) 312-2780

potencia de carga y planillas de operación diarias. Se obtienen resultados primarios de desviaciones estándar correspondientes a diferentes duraciones de los déficits y luego se los combina para obtener las desviaciones que deben considerarse para la determinación de cada tipo de reserva.

2.- DETERMINACION DEL COEFICIENTE DE SENSIBILIDAD DE LA CARGA A LA FRECUENCIA

Para la determinación del coeficiente de sensibilidad a la frecuencia, un primer paso consiste en disponer de registros de transitorios de la frecuencia, debidos a perturbaciones conocidas. Con este fin se realizaron mediciones de estos transitorios entre los días 29/3/93 y 17/5/93

Un segundo paso consiste en reproducir el estado del parque en el momento de las perturbaciones. Para ello se recurre a las planillas de operación y novedades del Organismo Encargado del Despacho (OED).

Luego, a partir de los datos de operación en el momento del evento y las características del mismo, se intenta reproducir, por simulación con un modelo adecuado, el transitorio de frecuencia.

Se determina el valor del coeficiente D como aquel que ofrece el "mejor ajuste" de la curva del transitorio de frecuencia calculada por simulación con respecto a la real registrada.

Deben realizarse una gran cantidad de registros de variaciones de frecuencia y seleccionar aquellos en que los eventos que las originan puedan ser reproducidos con buena fidelidad. Es decir, se desechan aquellos en que al evento original se le superponen cambios de carga y aquellos en que los datos de operación de ese momento sean inconsistentes.

2.1.- MODELO DE SIMULACION

2.1.1.- Modelo del sistema

El modelo a considerar es uno de área única, cuyo diagrama en bloques general está representado en la Figura 1.

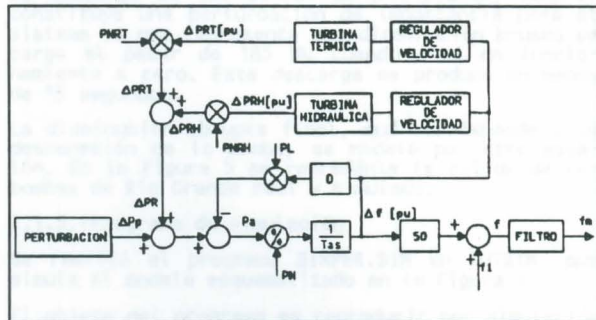


Fig. 1 - Diagrama en bloques del modelo del sistema

En el bloque "perturbación" se encuentra la representación del evento (delta PP) que desencadena el transitorio de frecuencia, cuyo modelado se explica en la siguiente sección.

A partir de las planillas de operación de CAMESA, se reconstruyó el parque generador identificando las máquinas que se encontraban despachadas, su potencia nominal, potencia efectiva, constante de inercia, potencia generada y número de máquinas en servicio para cada central

Con estos valores se obtienen los valores totales de la potencia generada (Pg), potencia nominal (Pn) y constante de inercia equivalente (H) del sistema.

$$H = (\sum P_n i N_i H_i) / (\sum P_n i N_i)$$

siendo:

Pgi :Potencia generada por el generador i

- Ni :Número de generadores en servicio de la central
- Pni :Potencia nominal del generador i
- Hi :Constante de inercia del generador i

La constante de inercia equivalente del sistema, igual a 4.21 s, es decir el tiempo de lanzamiento (Ta) es de 8.42 segundos.

Se representan dos grupos generadores equivalentes capaces de realizar regulación de frecuencia, uno térmico y otro hidráulico.

Para el grupo de regulación hidráulico se consideró un regulador con estatismo permanente (R=0,05), transitorio (r=0,3) y una constante de integración (Td=5s). La turbina se representa por la constante de tiempo del agua en la tubería de aducción (Tw=3s). En la Figura 2 se muestra un diagrama en bloques del mismo. Los valores adoptados corresponden aproximadamente a los valores en que están ajustados los reguladores de Chocón y Salto Grande.

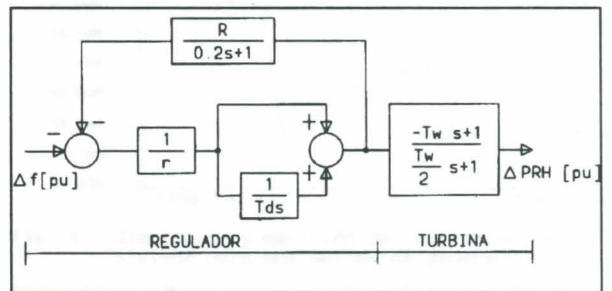


Fig. 2- Grupo de regulación hidráulico equivalente

Para el grupo de regulación térmico se consideró un regulador proporcional con un estatismo permanente (R=0,05), un limitador de potencia y una turbina de dos etapas, que entrega el 30 % de la potencia en la etapa de alta presión, con constantes de tiempo de la cámara de vapor de la turbina (Tc=0,5 s) y del recalentador de la caldera (TR=7s). En la Figura 3 se muestra un diagrama en bloques del mismo.

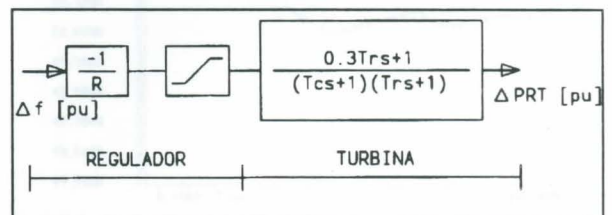


Fig. 3 - Grupo de regulación térmico equivalente

La frecuencia (f) se obtiene sumando a las variaciones, expresadas en Hz, el valor inicial de frecuencia (fi) de cada caso a analizar.

2.1.2.- Modelos de las perturbaciones analizadas

a) Salida de generadores

Los casos de salidas de generadores se representan por un escalón de potencia negativo, de amplitud igual al valor de potencia generada por la máquina en el momento de su desconexión.

b) Toma de carga de las bombas de Rio Grande

La toma de carga de las bombas de Rio Grande constituye una perturbación de importancia para el sistema ya que representa un aumento de carga brusco al pasar de la condición de "vacío", donde consume aproximadamente 15 MW, a plena carga, donde consume 185 MW. Esta toma de carga se produce en menos de 20 segundos y en dos escalones. En la Figura 4 se representa la toma de carga de las bombas de Rio Grande real y simulada.

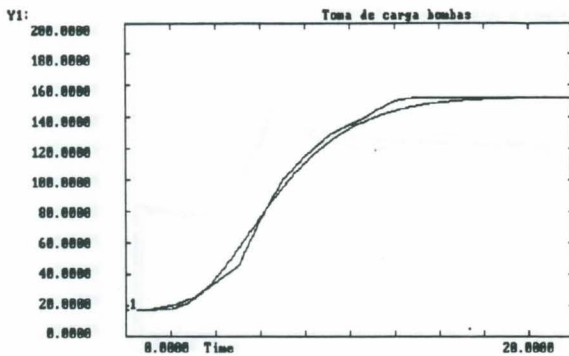


Fig. 4 - Toma de carga de las bombas de Rio Grande, real y simulada.

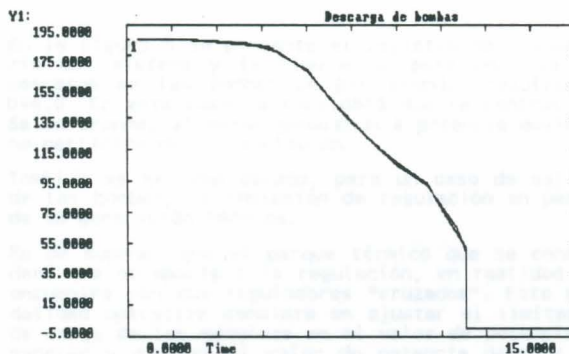


Fig. 5 - Descarga de las bombas de Rio Grande, real y simulada.

c. Descarga de las bombas de Rio Grande

La descarga de las bombas de Rio Grande, también constituye una perturbación de importancia para el sistema ya que representa una disminución brusca de carga al pasar de 185 MW cuando está en funcionamiento a cero. Esta descarga se produce en menos de 15 segundos.

La disminución abrupta final, que corresponde a la desconexión de la bomba, se modeló por otro escalón. En la Figura 5 se representa la salida de las bombas de Rio Grande real y simulada.

2.1.3.-Programa de simulación

Se realizó el programa SIMPER.SIM en TUTSIM, que simula el modelo esquematizado en la Figura 1.

El objeto del programa es reproducir por simulación los registros de frecuencia seleccionados, ajustando en cada caso el valor del coeficiente D.

2.2.- CASOS ANALIZADOS

Del total de los 244 transitorios de frecuencia registrados, se seleccionaron aquellos cuya forma permitía suponer que no existían otras perturbaciones superpuestas al evento conocido.

De los casos preseleccionados, se requirieron al OED las planillas de operación y de novedades. Con esta información se realizó una segunda selección de casos, descartando aquellos en que los valores de operación consignados eran incompletos o inconsistentes para establecer el estado del parque de generación en el momento de la perturbación.

Los datos de operación de todos los casos, indican que sólo participan de la regulación las máquinas hidráulicas de Hidronor, de Salto Grande y de Palmar.

Finalmente, y comparando con los resultados de simulaciones preliminares, se descartaron aquellos casos en que con la información disponible era imposible reproducir las formas y amplitudes de los transitorios con razonable fidelidad.

De este modo se seleccionaron 13 casos correspondiendo, 2 a salidas de generadores, 6 a toma de carga de las bombas de Rio Grande y 5 a la descarga de las mismas.

En la Figura 6 se representa el registro de frecuencia del sistema y la simulación del mismo para el caso de salida de servicio de un generador despatchado a 280 MW. El valor de D ajustado resultó $D=3.3$

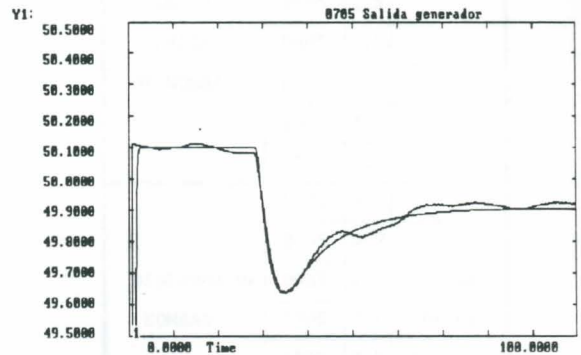


Fig. 6 - Simulación y medición de la frecuencia del sistema para una salida de generador

En la Figura 7 se presenta el registro de frecuencia del sistema y la simulación para un caso de toma de carga de las bombas de Rio Grande, resultando $D=3.1$.

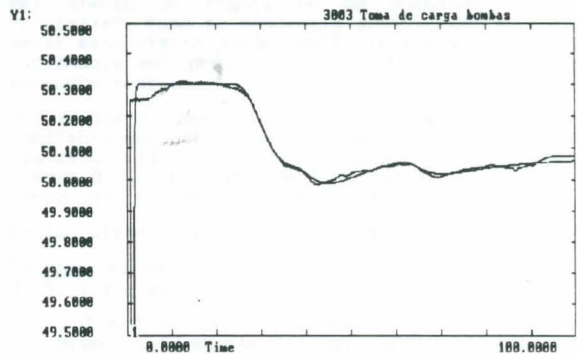


Fig. 7 - Simulación y medición de la frecuencia del sistema para una entrada de bombas

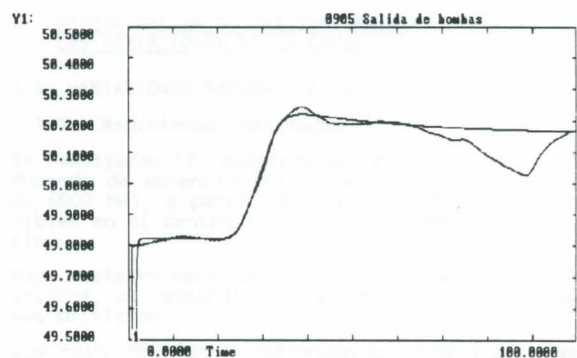


Fig. 8 - Simulación y medición de la frecuencia del sistema para una salida de bombas

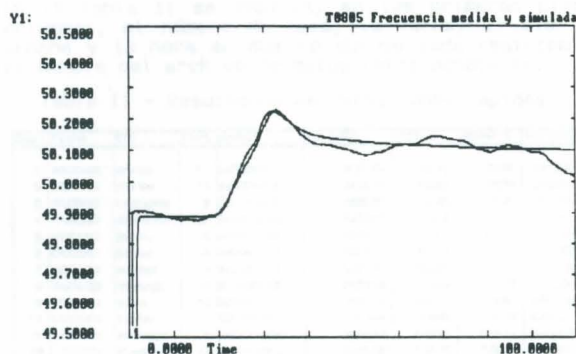


Fig. 9- Simulación y medición de la frecuencia del sistema para una salida de bombas, considerando regulación térmica

En la Figura 8 se presenta el registro de frecuencia del sistema y la simulación para un caso de descarga de las bombas de Río Grande, resultando $D=4.0$. En este caso se consideró que la central de Salto Grande, al estar generando a potencia máxima, no participa de la regulación.

También se ha considerado, para un caso de salida de las bombas, la inclusión de regulación en parte de la generación térmica.

Es de suponer que el parque térmico que se consideró que no aporta a la regulación, en realidad se encuentra con sus reguladores "cruzados". Esta modalidad operativa consiste en ajustar el limitador de carga de las máquinas en el valor de potencia a generar y ajustar el valor de potencia deseada de la máquina en un valor ligeramente superior al anterior.

Como resultado, cuando la frecuencia baje, el regulador pedirá incrementar la carga y, por efecto del limitador, ésta no variará. Cuando la frecuencia suba, el regulador pedirá disminuir la carga y si resulta un valor menor que el ajustado en el limitador, se producirá una disminución de carga. O sea que en este sentido puede existir algún aporte de regulación de estas máquinas.

Dado que para los casos de descarga de bombas, la frecuencia tiene un transitorio de aumento de frecuencia, es posible pensar que parte del parque térmico, que se consideró que no aportaba a la regulación, realmente aporte algo.

De cualquier forma, la cantidad y características de esta regulación extra aportada por las máquinas térmicas, dependerá de los valores en los cuales se han ajustado los limitadores y los valores deseados de potencia en cada máquina. Por lo tanto, resulta imposible reconstruirla por desconocer estos datos.

Sin embargo, a efectos de valorar su posible influencia, se realizó el caso T0805.003, que tiene los mismos parámetros del 0805.003, pero se consideró que existen máquinas térmicas "cruzadas", con una potencia nominal de 1000 MW y que cuando la frecuencia supera los 50 Hz, comienzan a disminuir su potencia (limitador y valor deseado de la potencia generada).

En la Figura 9 se presenta el registro de frecuencia y la simulación del mismo, luego de haber ajustado el valor de D . Este último resultó $D = 3.3$, en lugar de 4.2 como daba en el caso 0805, con regulación exclusivamente hidráulica.

Este resultado, si bien se obtuvo a partir de una condición supuesta, resulta indicativo de lo que sucedería si se incluyese la condición real de la regulación térmica, y explica porqué los valores de D obtenidos, para la descarga de bombas son superiores a los de las otras perturbaciones.

2.3.- RESULTADOS OBTENIDOS

En la Tabla I se resumen los valores del coeficiente D obtenidos para los casos analizados.

Tabla I - Casos considerados y valores de D obtenidos.

PERTURBACION	CASO	D	OBSERV.
SALIDA DE GENERADORES	0705	3.3	
	1305	3.3	SGr máx.
TOMA DE CARGA DE BOMBAS	3003	3.1	
	0505	2.5	
	0605	3.5	
	0705	3.2	
	0805	3.4	
DESCARGA DE BOMBAS	1505	3.0	
	0105	3.7	
	0805	4.2	
	0905	4.0	SGr máx.
	1305	3.6	SGr máx.
	1505	3.5	SGr máx.
	T0805	3.3	Reg.Tér.

De ellos se desprende que los valores obtenidos para descarga de bombas resultan superiores a los de las otras perturbaciones. La razón de ello es que en el valor de D resultante está incluido parte del efecto de regulación de máquinas térmicas "cruzadas". Como se describió anteriormente, considerar este efecto puede modificar los valores de D , haciéndolo más próximo a los obtenidos para otras perturbaciones.

Por lo tanto, para dar un valor característico más confiable del coeficiente D , no se considerarán estos casos. El caso 0505.001 da un valor del coeficiente D bastante diferente a los demás casos, en consecuencia también es desechado.

De los siete casos restantes, resulta $D = 3.26 \pm 0.15$

La desviación estándar del coeficiente resulta ± 0.15 , o sea solo un 4,6 %.

La cantidad de casos analizados, la selección de los mismos y la muy buena reproducción de los transitorios estudiados, permite considerar el valor del coeficiente D obtenido como el más probable a partir de la información disponible.

3.- DETERMINACION DE LAS DESVIACIONES ESTANDAR DE LAS VARIACIONES DE LA CARGA

3.1- VARIACIONES RAPIDAS DE LA CARGA

3.1.1.- Mediciones realizadas

Se realizaron 17 registros de una gran parte de la demanda de potencia activa del sistema (alrededor de 4000 MW), a partir de las telemediciones disponibles en el centro de control de CAMMESA en Rosario.

Cada registro corresponde a una hora y contiene 360 valores, correspondientes al muestreo de 10 segundos utilizado.

Los registros fueron obtenidos en diferentes días y diferentes horas, con el objeto de obtener datos representativos de distintas condiciones del sistema.

En la Tabla II se indican, en las primeras cinco columnas, el número de caso, la fecha, el día de semana y la hora en que se obtuvo cada registro y el nombre del archivo de datos correspondiente.

Tabla II - Resultados de variaciones rápidas.

Caso	Fecha	Día	Hora	Archivo	Pm (MW)	SIGMA	SIGMA15	SIGMAPm15
1	30/03/93	martes	11	MO300311	3791.99	0.0189	0.0091	0.018995
2	30/03/93	martes	15	MO300315	3728.78	0.0043	0.0038	0.002012
3	31/03/93	miércoles	9	MO310309	3698.61	0.0186	0.0087	0.01844
4	31/03/93	miércoles	20	MO310320	4988.93	0.02	0.0084	0.01815
6	01/04/93	jueves	4	MO010404	2872.23	0.0062	0.009	0.007938
6	01/04/93	jueves	13	MO010413	4087.97	0.0104	0.0078	0.008979
7	02/04/93	viernes	14	MO020414	4273.38	0.0073	0.0069	0.002383
8	04/04/93	domingo	13	MO040413	2433.18	0.0204	0.0085	0.018
9	05/04/93	lunes	9	MO050409	3667.44	0.0119	0.0091	0.007899
10	08/04/93	martes	7	MO080407	3398.8	0.0088	0.0119	0.0264013
11	11/04/93	domingo	6	MO110406	2053.12	0.0373	0.0178	0.032779
11	11/04/93	domingo	13	MO110413	2063.05	0.0179	0.0189	0.012513
13	11/04/93	domingo	20	MO110420	3449.74	0.0183	0.0109	0.0147
14	12/04/93	lunes	9	MO120409	3403.04	0.02	0.0127	0.01545
15	13/04/93	lunes	13	MO130413	3683.25	0.0089	0.0078	0.004831
16	13/04/93	martes	4	MO130404	2574.48	0.0217	0.0088	0.01831
17	13/04/93	martes	13	MO130413	3721.38	0.0071	0.0084	0.003074

3.1.2.- Procesamiento

El procesamiento de cada registro consiste en:

- a) Evaluación de la demanda media horaria de potencia del registro (Pm) a partir de las potencias instantánea (Pi).
- b) Evaluación de las variaciones relativas (Error) de la potencia instantánea con respecto a la media horaria
- c) Evaluación de la desviación estándar (SIGMA) del Error
- d) Evaluación de las 4 demandas medias cada 15 minutos, del registro horario de potencia (Pm 15j, con j = 1 a 4, son las 4 medias de 15 minutos del registro horario).
- e) Evaluación de las variaciones relativas de la potencia instantánea (Pi) con respecto a la media de 15 minutos (Pm 15j), referidos a la media horaria (Pm)
- f) Evaluación de la desviación estándar (SIGMA15) del Error15

En la Figura 10 se presenta un registro típico. En las Figuras 11 y 12 se presentan los histogramas del Error y del Error15.

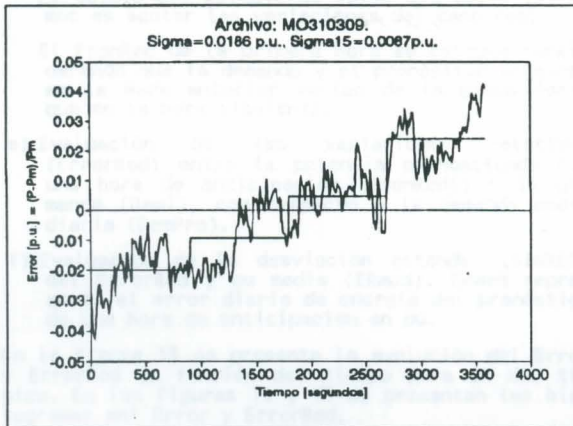


Fig. 10 - Registro típico.

3.1.3.- Valores obtenidos

En la Tabla II, se resumen los resultados obtenidos para los 17 casos analizados. Se presenta la Pm en MW, el SIGMA en pu, el SIGMA15 en pu y el SIGMAPm15.

Este último representa la desviación estándar de los promedios de 15 minutos con respecto a la media

horaria (SIGMAPm15). De sus definiciones se desprende que: $(SIGMAPm15)^2 = (SIGMA)^2 - (SIGMA15)^2$

Para obtener valores de las desviaciones que representan adecuadamente las variaciones rápidas en cualquier hora del día se obtuvieron las desviaciones promedio para horas de pico, valle y horas restantes, y se las promedió a su vez pesándolas con la cantidad de horas de cada banda horaria del día, como se indica en la Tabla III.

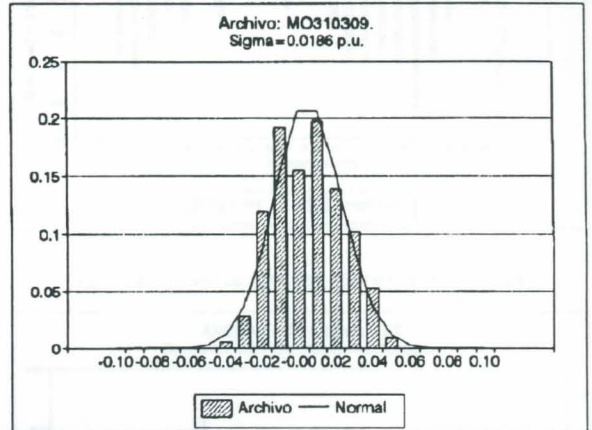


Fig. 11 - Histograma del Error.

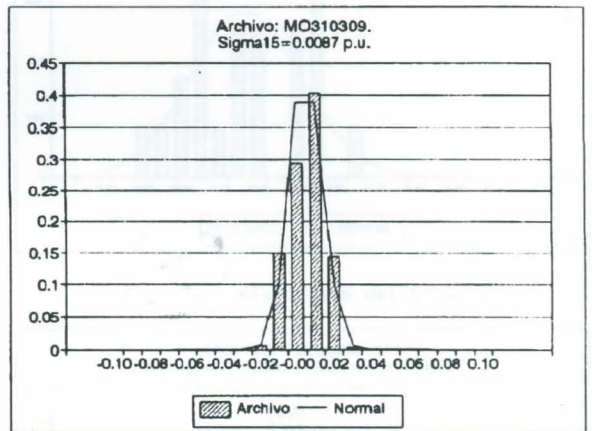


Fig. 12 - Histograma del Error15.

Tabla III - Valores por banda horaria.

	CASOS	SIGMA	SIGMA15	SIGMAPm15
Pico	4,13	0.01915	0.00965	0.01642
Valle	5,11,16	0.02273	0.01223	0.018
Hs.Rest.	1,2,3,6,7,8,9 10,12,14,15	0.01437	0.00887	0.0108
Diaria	(6P+6V+12HR)/24	0.0177	0.0099	0.014

3.2.- VARIACIONES LENTAS DE LA CARGA

3.2.1.- Datos iniciales

Se utilizaron 17 planillas de operación, extrayendo de ellas las demandas horarias de potencia reales (generación SIN menos bombeo) y pronosticadas.

Las planillas utilizadas corresponden a diferentes días, con el objeto de obtener datos representativos de distintas condiciones del sistema.

En la Tabla IV se indican, en las primeras 4 columnas, el número de caso, la fecha, el día de semana y el nombre del archivo de datos correspondiente.

Tabla IV - Resultados de variaciones lentas.

Caso	Fecha	Día	Archivo	DEMPRO (MW)	SIGMAL	Emed	SIG RED	ERmed
1	25/03/93	Jueves	PO250393	6888	0.0282	-0.0115	0.0233	-0.0014
2	26/03/93	viernes	PO250393	7066	0.0214	-0.0263	0.0219	-0.0005
3	27/03/93	sabado	PO270393	6274	0.031	-0.0327	0.0236	0.0013
4	29/03/93	domingo	PO290393	5405	0.021	0.0021	0.0179	0.0011
5	30/04/93*	viernes	PO300493	8118	0.0416	-0.0151	0.0286	0.0028
6	01/05/93*	sabado	PO010593	4982	0.0307	-0.0882	0.0239	0.0079
7	02/05/93*	domingo	PO020593	4735	0.0426	-0.0173	0.0254	-0.0028
8	03/05/93	lunes	PO030593	6105	0.0275	-0.0305	0.0232	-0.0023
9	04/05/93	martes	PO040593	6077	0.0334	0.0212	0.0236	0.0015
10	06/05/93	Jueves	PO060593	6522	0.0282	-0.0087	0.026	0.002
11	12/05/93	miércoles	PO120593	6351	0.022	0.0162	0.0186	0.0008
12	14/05/93	viernes	PO140593	6325	0.0285	0.0142	0.0307	0.0012
13	15/05/93	sabado	PO150593	5880	0.0442	-0.0123	0.0385	-0.0024
14	16/05/93	domingo	PO160593	4968	0.023	-0.0098	0.0223	0.0019
15	17/05/93	lunes	PO170593	6182	0.0402	-0.006	0.0353	0.0003
16	18/05/93	martes	PO180593	6323	0.0264	0.0075	0.024	0.0045
17	19/05/93	miércoles	PO190593	6297	0.0302	0.0138	0.0311	0.0013

* CORRESPONDE A DIAS DEL SISTEMA EN FALLA

3.2.2.- Procesamiento

El procesamiento de cada registro consiste en:

- a) Evaluación de la demanda media diaria de potencia (Dempro) a partir de las potencias horarias (Demi).
- b) Evaluación de las variaciones relativas (Error) entre la potencia horaria pronosticada (Proni) y la demandada (Demi), con respecto a la demanda media diaria (DemPro)
- c) Evaluación de la desviación estándar (SIGMAL) del Error y de su media (Emed). Emed representa el error diario de energía del pronóstico en pu.
- d) Evaluación de un pronóstico de demanda, con una hora de antelación (PronRedi). Este pronóstico se basa en el error del pronóstico original en la hora anterior (Proni-1)

Corresponde a una forma de operación en la cual se realizan redespachos horarios, de forma tal de mantener la variación de carga prevista en el pronóstico original, pero eliminando el error del pronóstico original en la hora anterior.

En la operación real se producirán redespachos que resultarán intermedios entre no hacer redespachos y hacerlos en la forma horaria indicada.

El objeto del cálculo de estos dos casos extremos es acotar las variaciones del caso real.

El PronRed de la primera hora se calcula considerando que la demanda y el pronóstico original en la hora anterior varían de la misma forma que en la hora siguiente.

- e) Evaluación de las variaciones relativas (ErrorRed) entre la potencia pronosticada con una hora de anticipación (PronRedi) y la demanda (Demi), con respecto a la demanda media diaria (DemPro).
- f) Evaluación de la desviación estándar (SIGRED) del ErrorRed y su media (ERmed). ERmed representa el error diario de energía del pronóstico de una hora de anticipación en pu.

En la Figura 13 se presenta la evolución del Error y ErrorRed en función del tiempo para un día típico. En las Figuras 14 y 15 se presentan los histogramas del Error y ErrorRed.

3.2.3.- Valores obtenidos

En la Tabla IV se resumen los resultados obtenidos para los 17 casos analizados. Se presenta la demanda promedio diaria (DemPro) en MW, el SIGMAL en pu, el error medio diario de la estimación original Emed en pu, el SIGRED en pu y el error medio diario de la estimación con 1 hora de adelanto ERmed.

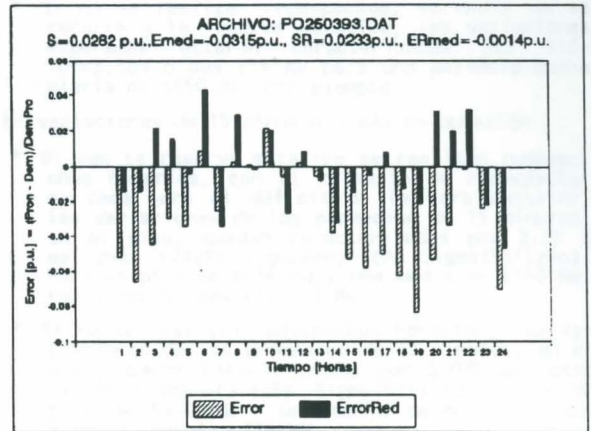


Fig. 13 - Evolución del Error y ErrorRed.

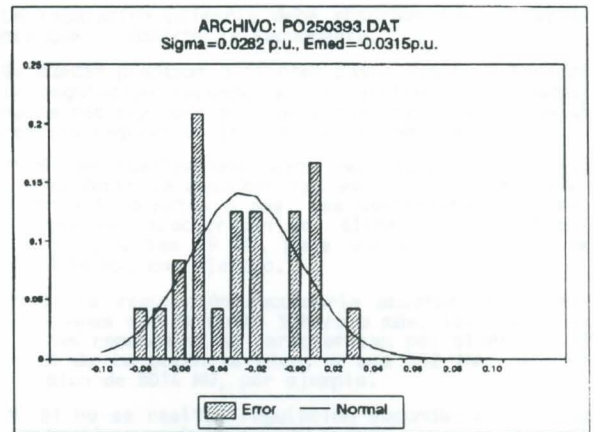


Fig. 14 - Histograma del Error.

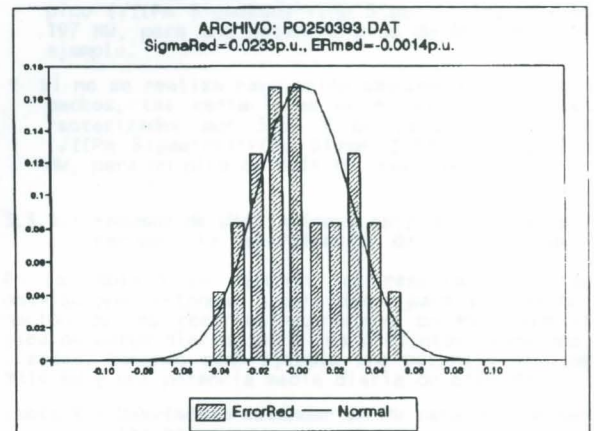


Fig. 15 - Histograma del ErrorRed.

Sin considerar los casos 5, 6 y 7, que corresponden a días del sistema en falla y por lo tanto, es de suponer que tienen valores atípicos, el resto de los 14 días corresponde a 10 días hábiles, 2 sábados y 2 domingos. Por lo tanto, al tomar el promedio, ya quedan considerados el tipo de día, resultando los siguientes valores promedio:

SIGMAL = 0.02708, Emed = -0.0058
 SIGRED = 0.02228, ERmed=0.000207

Como surge de la Tabla IV y de los promedios obtenidos, el promedio del error de estimación del total de cada día es bastante menor que el error de cada día. Esto indica que los errores de cada día se compensarán en un período prolongado.

Puede calcularse la desviación estándar para períodos largos ($SIGTOT^2$), a partir del promedio de la suma de ($SIGMALi^2 + Emedi^2$). De los casos analizados resulta $SIGTOT = 0.035581$

Las potencias medias diarias y pico promedio de los 14 casos analizados resultan $Pm = 6150$ MW y $Ppico = 8014$ MW

3.3.- UTILIZACION DE LOS VALORES DE DESVIACION ESTANDAR DE LA CARGA PARA LA DETERMINACION DE LAS RESERVAS NECESARIAS

Para la determinación de las reservas necesarias en el sistema como reservas estática, secundaria y primaria, es necesario conocer la indisponibilidad de las máquinas del parque para cada caso y la dispersión de los valores de carga esperados. Considerando esta dispersión gaussiana, puede caracterizarse por su desviación estándar.

Para cada tipo de reserva debe considerarse una desviación estándar de la carga y una indisponibilidad.

Cada tipo de reserva puede atender déficit de generación de distinta duración: la primaria desde segundos en adelante, la secundaria desde algunos minutos en adelante, la estática desde el orden de una hora en adelante.

Dado que la reserva primaria resulta más costosa que la secundaria y esta más que la estática, la economía del sistema, en lo que a reserva se refiere, indica que los déficits que perduran más de una hora deben ser atendidos con reserva estática, los que duran entre algunos minutos y una hora deben ser atendidos con reserva secundaria y los que duren menos de algunos minutos con primaria.

De esta forma se requerirá la menor cantidad posible de reserva primaria y secundaria. Del análisis anterior se infiere que:

- * La reserva estática necesaria es independiente de las reservas primaria y secundaria adoptadas.
- * La reserva secundaria es independiente de la primaria, pero depende de la estática.
- * La reserva primaria es dependiente de la secundaria y a través de ésta de la estática.

3.3.1.- Desviación a considerar para la determinación de la reserva estática

La reserva estática debe absorber el total de las variaciones entre la carga pronosticada (despacho de máquinas) y la carga real y los déficits debidos a las salidas intempestivas de máquinas. La desviación estándar total, se calculó en $SIGTOT = 3.56\%$ con respecto a la media diaria, o sea 219 MW para una demanda media diaria de 6150 MW, por ejemplo.

3.3.2.- Desviación a considerar para la determinación de la reserva secundaria

La regulación secundaria debe absorber las variaciones de carga, que no absorba la estática y de éstas sólo las componentes lentas.

Se pueden plantear dos "calidades" de regulación secundaria, una más eficiente, que absorbe todas las variaciones que perduran 15 minutos o más, y otra menos eficiente que absorba las variaciones que perduran 1 hora o más.

a- variaciones de 1 hora o más de duración

- * Si con la reserva estática se realizan redespachos horarios, con el criterio de redespachar en cada hora el déficit de la hora anterior, las variaciones horarias quedan descriptas por $SIGRED = 2.23\%$ de la potencia media diaria o sea 137 MW, para una media diaria de 6150 MW, por ejemplo.

- * Si no se realizan redespachos, es decir no se recurre a la reserva estática, las variaciones esperadas estarán caracterizadas por $SIGTOT = 3.56\%$ o sea 219 MW para una potencia media diaria de 6150 MW, por ejemplo.

b- variaciones de 15 minutos o más de duración

- * Si con la reserva estática se realizan redespachos horarios, con el criterio de redespachar en cada hora el déficit de la hora anterior, las variaciones de los promedios de 15 minutos, en el pico, quedan caracterizados por 2.21% del pico ($\sqrt{[(Pm \text{ SigmaRed})^2 + (Pp \text{ Sigma15})^2]}/Pp$). Para un pico de 8014 MW y una media de 6150 MW, por ejemplo, resulta 168 MW.
- * Si no se realizan redespachos horarios, las variaciones de los promedios de 15 minutos, en el pico, quedan caracterizados por 3.07% del pico ($\sqrt{[(Pm \text{ SigmaTot})^2 + (Pp \text{ Sigma15})^2]}/Pp$). Para un pico de 8014 MW y una media de 6150 MW, por ejemplo, resulta 246 MW.

3.3.3.- Desviación a considerar para la determinación de la reserva primaria

La regulación primaria debe absorber las variaciones que no absorbe la secundaria.

Se pueden plantear distintos casos según se realice la regulación secundaria con distintas calidades, no se realice pero sí redespachos horarios o, no se realice regulación secundaria ni redespachos.

- * Si se realiza una buena regulación secundaria, es decir se absorben las variaciones que perduran 15 minutos o más, las variaciones remanentes se caracterizan por $SIGMA15 = 0.99\%$ del pico, o sea 79 MW, para una potencia pico de 8014 MW, por ejemplo.
- * Si la regulación secundaria absorbe las variaciones que perduran 1 hora o más, las variaciones remanentes se caracterizan por $SIGMA = 1.77\%$ de la potencia pico, o sea 142 MW, para un pico de 8014 MW, por ejemplo.
- * Si no se realiza regulación secundaria, pero se realizan redespachos horarios, con el criterio de redespachar en cada hora, el déficit de la hora anterior, las variaciones en el pico quedan caracterizadas por 2.46% de la potencia pico ($\sqrt{[(Pm \text{ SigmaRed})^2 + (Pp \text{ Sigma})^2]}/Pp$), o sea 197 MW, para una potencia pico de 8014 MW, por ejemplo.
- * Si no se realiza regulación secundaria ni redespachos, las variaciones en el pico quedan caracterizadas por 3.25% de la potencia pico ($\sqrt{[(Pm \text{ SigmaTot})^2 + (Pp \text{ Sigma})^2]}/Pp$), o sea 260 MW, para un pico de 8014 MW, por ejemplo.

3.3.4.- Resumen de desviaciones estándar a considerar para la determinación de las reservas

En la Tabla V se resumen los resultados de las desviaciones estándar a considerar para la determinación de las reservas expresadas en MW, para el pico de carga diario, para los distintos casos analizados, tomando como ejemplo una potencia pico de 8014 MW y una potencia media diaria de 6150 MW.

Tabla V - Desviación estándar en MW para determinar las reservas.

ESTATICA	SECUNDARIA	PRIMARIA	
219	Reg. Sec. 15 min	168	79
	Reg. Sec. 1 hr	137	142
	No se realiza Reg		197
No se realizan redespachos por cambio de carga	Reg. Sec. 15 min	246	79
	Reg. Sec. 1 hr	219	142
	No se realiza Reg		260