

**Mercado
Eléctrico**

<http://www.mercadoelectriconet.com.ar>

<http://www.melectriconet.com.ar>

melectrico@melectrico.com.ar

El presente documento integra
la biblioteca de **Mercado Eléctrico**

TEL/FAX: (54-11) 4489-1031/1055/1058 - Argentina



**COMISION DE INTEGRACION ELECTRICA REGIONAL
COMITE NACIONAL ARGENTINO
Área de Generación & Transmisión
Congreso CIER 2000 , Buenos Aires, Nov./2000
Identificación del Trabajo: C2000-AR-01/G1.1
Buenos Aires, Agosto de 2000.**

DESCONEXION AUTOMATICA DE GENERACION (DAG) Y REDUCCION CONTROLADA DE GENERACION (RCG) EN CICLOS COMBINADOS DE LA RED DEL GBA

Autor: **Ing. Leonardo F. Druker, Ing. Jorge Fraga**
Empresa: **EDESUR S.A.**
Gerencia: **Desarrollo y Mantenimiento**

PALABRAS-CLAVE:
AUTOMATISMO, CICLO COMBINADO
DAG, RCG, SOBRECARGA,
TRANSMISION, SADI

DATOS DE LA EMPRESA.

San José 140 – 2°P of. 215
Código Postal: 1076 – Capital Federal
Teléfono: 0054-11 4370-3303
Fax: 0054-11 4370-3210
E-Mail: ldruker@edesur.com.ar

RESUMEN

En virtud del crecimiento de la demanda en la red del SADI y particularmente en el área del GBA, conjuntamente con el marco regulatorio existente en lo que respecta a la incorporación de unidades de generación al sistema eléctrico Argentino (costo marginal, precios Spot, etc.), se ha verificado un importante incremento en unidades de generación, especialmente en los denominados Ciclos Combinados (CC). Este tipo de equipamiento conjuga dos premisas fundamentales, a saber:

Tiempos de instalación reducidos y un elevado rendimiento operativo en relación al resto del parque térmico convencional, lo que les asegura, bajo las condiciones de mercado indicadas, la seguridad de su participación en el abastecimiento de la demanda.

Por otra parte la disponibilidad de dichos módulos de generación implica la necesidad de disponer de elementos de transmisión.

Dada la curva de carga diaria, se verifica que, particularmente en horarios de demanda

mínima (horas de valle) el sistema de transmisión de EDESUR, conformado por la red troncal de 132kV y la red de 220kV se comporta de manera tal que el flujo de potencia es transmitido hacia el SADI (red exportadora). Esto trae como consecuencia que ante la pérdida de algunos de estos vínculos (N-1) y para determinadas topologías, los vínculos restantes que permanecen en servicio se sobrecarguen a valores incompatibles con los de diseño.

Sobre la base de este análisis el mantenimiento de determinados criterio operativos (operación con reserva), fijaría limitaciones al transporte y consecuentemente restricciones al despacho de dichos ciclos.

A fin de evitar esta situación, se esta implementando un sistema de Desconexión Automática de Generación (DAG) y Reducción Automática de Generación (RCG) Estos automatismos tienen como objetivo actuar sobre los CC de manera tal de reducir las sobrecargas que se produzcan en determinados vínculos de transmisión y cuyo origen sea atribuido a la evacuación de la potencia generada por dichos ciclos.

El crecimiento de la demanda en el Sistema Argentino De Interconexión (SADI), particularmente en la red eléctrica del área Gran Buenos Aires (GBA) conjuntamente con la normativa establecida en el marco regulatorio vigente, ha producido un importante incremento en la instalación de nuevas unidades de generación, de los cuales se destacan, en el área del GBA, los grupos térmicos conformando los denominados Ciclos Combinados (CC).

Las características relevantes de este tipo de equipamiento son:

a) Elevado rendimiento operativo con relación al resto del parque térmico convencional.

b) Tiempos de instalación reducidos

Es en particular el punto a) el que permite asegurar que dichos grupos permanezcan en servicio durante un elevado número de horas al año.

Asimismo el ingreso de estos nuevos generadores implica disponer de una red de transmisión que asegure un elevado nivel de confiabilidad al sistema eléctrico.

Por otra parte si se analiza una curva de carga diaria, se puede observar que en las horas de demanda mínima (valle) el sistema de transmisión de EDESUR, conformado por la red troncal de 132kV y la red de 220kV se comporta de manera tal que convierte al GBA en un área exportadora. Esto trae como consecuencia que ante la pérdida de algunos de estos vínculos y para determinadas topologías, los restantes que permanecen en servicio, se sobrecarguen a valores incompatibles con los de diseño.

Sobre la base de este análisis el mantenimiento de determinados criterios operativos (operación con reserva), fijarían limitaciones al transporte y consecuentemente posibles restricciones al despacho de generación. Una alternativa para evitar esta situación es a través de la implementación de un sistema de Desconexión Automática de Generación (DAG) y Reducción Controlada de Generación (RCG) sobre determinadas unidades del área.

Introducción

En principio efectuaremos una breve descripción de la red del GBA a fin de poder clarificar las razones por la cual se ha decidido adoptar un sistema automático para control de determinados generadores del área. La demanda del GBA representa alrededor del 42 % de la demanda total del SADI.

La topología de dicha red es la indicada en la figura N°1 (ver anexo) y se caracteriza por estar constituida por un semianillo en 220 kV el cual abastece la demanda a través de subestaciones de rebaje 220kV/132 kV.

A dicho anillo de 220kV convergen las ternas de 500kV que vinculan el área del GBA con el resto del SADI, y es a través de dichas ternas por donde se recibe / exporta la generación disponible.

En cuanto a la conformación del parque generador, el del SADI está fundamentalmente conformado por generación hidráulica, la cual se encuentra instalada a grandes distancias de los centros de consumo.

El parque generador del GBA está constituido por unidades térmicas, destacándose los mencionados CC.

En cuanto a la demanda del sistema, en la tabla N°1 se puede apreciar en valores de potencia y de energía anual, la evolución en el área de EDESUR, GBA y en el resto del país, para el periodo 1993-2000.

El crecimiento de la demanda ha producido una expansión en la oferta de generación y también se ha verificado un proceso de sustitución de unidades de antigua tecnología. El actual mercado eléctrico argentino basa la teoría del despacho en el concepto de costo marginal. De esta manera aquellas unidades con mayor rendimiento resultan despachadas en contraposición con aquellas de costo operativo más elevado.

Esto se confirma, como mencionáramos anteriormente, con el reemplazo de generadores a ciclo abierto por unidades conformando CC.

Particularmente en el área del GBA, con una demanda máxima de aproximadamente 6000

MW, se dispone de 2400MW en generadores de este tipo.

Estas unidades se encuentran instaladas en C. Puerto, C. Costanera y C. Dock Sud, estando las dos últimas dentro del área de concesión de EDESUR.

La potencia de cada CC es de aproximadamente 800 MW, y están constituidos por 3 unidades de generación cada uno, a saber, dos turbinas de gas (TG) y una turbina de vapor (TV).

Es importante aclarar que en la C. Costanera se dispone de un CC adicional, perteneciente a la empresa CBA, pero si bien fue incluido en los estudios, no se lo consideró como parte del grupo de unidades a las que se le incorporó la función DAG/RCG.

Habiéndose detallado sucintamente la estructura de la red del GBA, en cuanto a su configuración topológica, podría decirse que según el periodo considerado en cuanto a la demanda (Pico-Resto-Valle) el área GBA puede estar abastecida desde el “exterior” del área (generación proveniente del SADI) o desde el “interior” (“generación propia”).

Desde el punto de vista estrictamente eléctrico, la posibilidad de abastecer la demanda de una red como la descrita, sólo es posible si conjuntamente con la generación importada desde áreas remotas se refuerza el parque generador con unidades pertenecientes a la propia área (parque mínimo).

Es esta generación propia y la estructura de la red disponible lo que han originado la necesidad de implementar automatismos como los que describiremos en este documento.

Criterios de operación

Históricamente el sistema eléctrico del GBA, particularmente la red de 132 kV fue concebido para operar con una reserva del 100%, es decir, producida una contingencia en uno de los vínculos de 132 kV que abastece a un determinado número de subestaciones, el vínculo restante debía ser capaz de alimentar dichas subestaciones sin que se verifique sobrecarga permanente en el mismo.

En la actualidad, a excepción de la operación con reserva del 100% en los transformadores

de 800MVA 500kV/220kV en las subestaciones fronteras del GBA, en el resto del sistema la reserva es menor, es decir, se opera con lo que se denomina reserva invadida. Este criterio se apoya en el concepto de sobrecarga temporaria, es decir producida una contingencia en la red de 132kV se admite que el vínculo paralelo opere sobrecargado durante un período de 30 minutos, a partir del cual, la sobrecarga es eliminada a través de la transferencia a nivel de 13,2 kV.

Por otra parte, en las redes troncales de 132 kV, conjuntamente con el flujo demandado por las SSEE conectadas a dichos vínculos, circula potencia que, en especial en las horas de valle, es transmitida hacia el exterior del área.

Resumiendo, la red troncal que actúa como red de distribución interna de la distribuidora es también una red de transmisión para la evacuación de potencia hacia el SADI.

Sobre la base de esta premisa, surge que para mantener la confiabilidad de la red eléctrica en su conjunto, resulta necesario disponer de un determinado número de vínculos de transmisión o en su defecto de automatismos específicos de manera tal que se asegure, en estado de contingencia, la estabilidad de todo el sistema.

Particularmente para la evacuación de potencia de los CC de la C. Dock Sud se debió incorporar dos dobles ternas en 132kV vinculando la SE Dock Sud 132kV con la SE Bosques 132kV.

Los estudios encarados por EDESUR, C. Costanera y C. Dock Sud se basaron en el criterio de optimizar el equipamiento de transmisión existente, de manera tal de minimizar la posibilidad de establecer algún tipo de restricción operativa.

La optimización se logró a partir de permitir operar al sistema de transmisión asociado a la los CC a su máxima capacidad. Es decir, ante determinadas contingencias, el diseño de los automatismos debe asegurar la continuidad operativa de los CC o de parte de ellos.

Sobrecalentamiento en los conductores

Existen límites térmicos para la operación de las ternas, es decir, un valor de temperatura que no debe sobrepasarse.

El efecto de un excesivo calentamiento puede provocar inconvenientes insalvables, como ser el deterioro de los cables de aluminio con alma de acero por emisión de humos provenientes del ablandamiento de la grasa inhibidora de la corrosión, alojada en los intersticios del alma de acero y la primera capa de la corona de alambres de aluminio.

Para el caso de las líneas aéreas, la limitación se presenta desde el punto de vista mecánico; una excesiva temperatura puede conducir a una disminución inadmisible de la altura de los conductores, debido al aumento de la flecha. Esto lleva a una reducción de las distancias eléctricas no sólo respecto del suelo sino también con otros sistemas, por ejemplo líneas telefónicas o de subtransmisión.

Bajo estos criterios térmicos, la corriente nominal de un conductor sólo puede superarse durante períodos de corta duración.

El aspecto fundamental a tener en cuenta es la temperatura final alcanzada por los conductores. En ella inciden diversos factores que resultan de fundamental importancia, entre las que pueden mencionarse para el caso de cables:

- Las condiciones de tendido de las ternas
- Temperatura y resistividad térmica del terreno
- Cantidad de conductores en la zanja.

Para el caso de las líneas aéreas, según las ecuaciones descriptas por Schurig y Frick, influyen:

- Las condiciones de temperatura ambiente
- Presión atmosférica y velocidad del viento.

Además del valor de esa sobrecarga, dada la existencia de la denominada “inercia térmica” de los conductores, la temperatura que alcanzarán dependerá de la carga previa y de la duración de dicha sobrecarga.

En la figura N° 2 se puede apreciar el régimen de carga en función del tiempo, en donde:

K1: potencia equivalente térmica anterior a la sobrecarga (carga previa) en % de la potencia nominal.

K2: sobrecarga en % de la potencia nominal.

t: duración de la sobrecarga.

K3: potencia equivalente térmica posterior a la sobrecarga en % de la potencia nominal.

Entonces podemos expresar

$$K2 = f(K1, T) \text{ en } \%$$

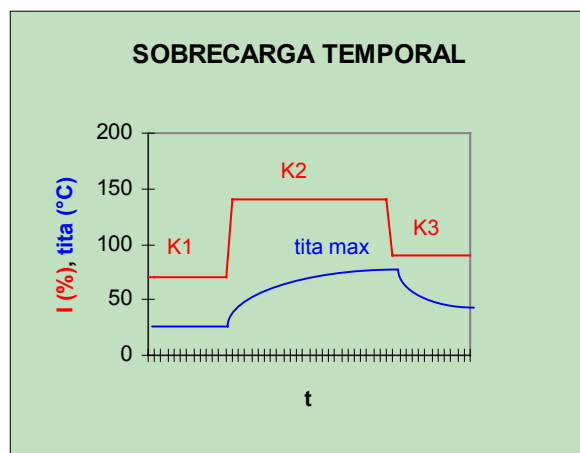


figura N°2

La temperatura **θmax** no debe superar el límite impuesto. Después de la sobrecarga es conveniente adoptar un régimen de carga inferior o igual a la nominal del cable.

La curva de K2 en función de la carga previa y la duración de la sobrecarga puede graficarse mediante una curva como la indicada en la figura N°3.

Cabe destacar que además del análisis realizado existen otros aspectos a considerar, a saber: la antigüedad del cable, cantidad de empalmes efectuados y funcionamiento del sistema hidráulico en los cables OF, ya que las pérdidas de aceite generan grandes presiones en condiciones de sobretemperatura.

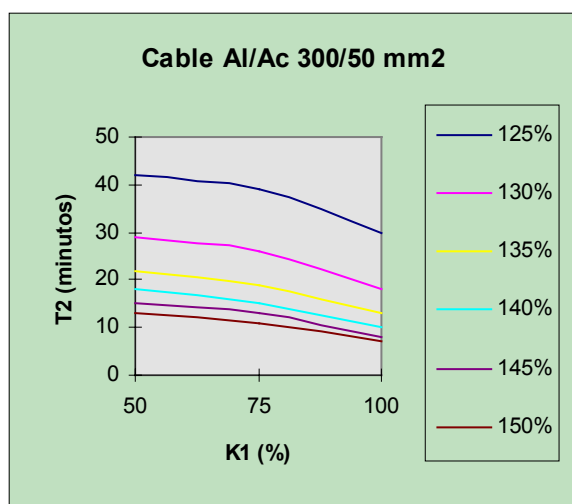


figura N°3

Este análisis es el que se consideró para definir los niveles de sobrecarga admitidos luego de cada contingencia estudiada y los resultados obtenidos están indicados en la tabla N° 2.

Estudios Realizados

Habiéndose definido el criterio de operar los vínculos de transmisión afectados a la evacuación de potencia de los ciclos combinados a su capacidad nominal (100%), se efectuaron estudios estáticos y dinámicos de la red eléctrica asociada.

En dichos estudios se analizó el comportamiento del parque de generación del GBA ante determinadas contingencias como así también la capacidad de sobrecarga de la red de transmisión.

Para la realización de estos estudios, se conformó un grupo de trabajo constituido por profesionales de las empresas Central Dock Sud S.A., Costanera S.A y EDESUR, quienes definieron los escenarios de operación y las contingencias correspondientes. La ejecución de los estudios estuvo a cargo de la firma SIEYE S.R.L.

El software utilizado fue el PSS/E y la base de datos es la disponible actualmente para todo los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Asimismo, cada empresa proveyó la información adicional necesaria que permitió efectuar el proyecto correspondiente.

Como mencionáramos precedentemente la red básica estudiada es la indicada en la figura N°1.

Como resultado de los estudios, uno de los conceptos fundamentales que definieron la filosofía a implementar fue el hecho de que las contingencias consideradas conllevan un efecto térmico y no un problema vinculado a la estabilidad del sistema, particularmente en lo concerniente a la estabilidad de potencia y de tensión.

Esto permitió considerar tiempos de operación de los automatismos superiores a los normalmente utilizados cuando se verifican problemas de estabilidad.

Es decir, verificada la ausencia de fenómenos transitorios que hubieran requerido de respuestas en tiempos no superiores a 1 segundo, el estudio se concentró en poder determinar los máximos niveles de sobrecarga admisibles por aquellos vínculos afectados y a partir de allí definir la acción correspondiente.

Las contingencias planteadas son las indicadas en la tabla N°3.

Uno de los puntos que debió ser evaluado previo a los estudios, fue el grado de participación de cada uno de los dos grupos de ciclos combinados en el nivel de sobrecarga de los vínculos asociados.

Esto surge a partir de la observación de la topología de la red del GBA vinculada a la evacuación de potencia hacia el SADI de ambos grupos.

Caso	Línea/cable en Contingencia
A	Dock Sud -Bosques (terna 201)
B	Dock Sud -Bosques (terna 203)
C	Dock Sud-Escalada (terna 226)
D	Dock Sud-Escalada (terna 233)
E	Costanera-P.Moreno (terna 333)
F	Costanera-P.Moreno (terna 335)
G	Alte.Brown-Escalada(terna 579)
H	Costanera-Bosques (terna 50 -220kV)
I	Abasto-Bosques (terna 58 -220kV)

tabla N°3

Dada la existencia de varias topologías de operación, los estudios se realizaron con aquellas que poseen una mayor probabilidad de ocurrencia.

El despacho de las unidades de generación de cada CC quedó conformado de la siguiente manera:

CC de la C. Dock Sud

Una TG y la TV a través de las ternas 201, 202, 203 y 204 que vinculan la SE Dock Sud 132kV con la SE Bosques 132kV/220kV y la otra TG del ciclo en la barra que vincula a la SE Dock Sud con la SE Escalada

CC de la C. Costanera

Cada una de las 2 TG's conectadas a diferentes barras de 132kV y la TV aportando a la barra de 220kV.

De esta manera, el ciclo combinado aporta al SADI a través de diferentes vínculos según sea el despacho considerado.

En base a lo expresado precedentemente, se definieron dos corredores, a saber:

-Corredor Dock-Sud-Bosques-Abasto, bajo "responsabilidad" de CDS y

-Corredor Costanera-Bosques y Costanera-P. Moreno bajo "responsabilidad" de C. Costanera.

El concepto de "responsabilidad" está basado en el hecho de establecer las unidades de generación en las que se actuará como consecuencia de la sobrecarga del vínculo asociado al mismo corredor.

De los estudios realizados se concluyó que los vínculos sobrecargados, para las contingencias y topologías consideradas son los indicados en la tabla N° 4 (ver anexo)

En la misma se detalla:

- a) El vínculo en contingencia
- b) Para las topologías y escenarios estudiados se indicó el nivel de carga que tenía el vínculo previo a la perturbación. (valor indicado en color azul)

- c) nivel de sobrecarga que alcanza una vez que el conductor en contingencia sale fuera de servicio (valor indicado en color rojo).

El siguiente paso consistió en determinar si la eliminación de la sobrecarga era posible efectuarla a través de una señal RCG o en su defecto por medio de una señal DAG.

La decisión del sistema propuesto está asociada a:

- a) El nivel de sobrecarga del vínculo
- b) La carga previa que el mismo transportaba previo a la contingencia (histéresis térmica)
- c) El tiempo que demanda la reducción de potencia por acción del Regulador Automático de Velocidad del generador (RAV).

En el apartado Sobrecalentamiento en los Conductores se efectuó un análisis cuantitativo de las consideraciones tenidas en cuenta para este estudio en relación a los puntos a) y b) indicados.

En cuanto al punto c) para el cálculo de los tiempos de reducción de potencia no sólo se consideró el efecto del RAV sino también el hecho de que por tratarse de un CC la reducción de potencia en una de las TG implica reducción de potencia en la TV. En el diseño de la lógica del automatismo también se tuvo en consideración la dirección del flujo de potencia, particularmente para las ternas que vinculan la SE Bosques 220kV con la SE Abasto 200kV.

Esto resultó así habida cuenta de que el flujo por dicha interconexión puede tener sentido inverso, es decir desde el SADI hacia el área del GBA.

Obviamente en ese caso, la sobrecarga de uno de los vínculos mencionados no debería ser generador de ninguna acción de RCG o DAG sobre los grupos de generación del GBA, ya que el efecto sería contrario al esperado, agravando aún más el nivel de sobrecarga.

La sobrecarga de una terna no sólo se origina por la pérdida del vínculo que opera en paralelo con ella. El sistema propuesto, también considera la posibilidad de que se verifiquen

posibles sobrecargas en la red troncal cuando se produce la pérdida de demanda radial conectada a la misma barra por donde el CC esta evacuando su potencia. Esto es así, ya que dicha pérdida de demanda se traduce en un incremento de la exportación con el consiguiente aumento de potencia transferida hacia el “exterior” del área.

T E R N A	T O P O L	año 2000		año 2004	
		PICO	VALLE	RESTO	VALLE
50/51	A	RCG	RCG		RCG
	B	RCG	DAG		RCG
58/59	A	RCG	DAG		DAG
	B		DAG		DAG
333/334	A		DAG	RCG	DAG
	B		RCG	RCG	RCG
335	A		DAG	RCG	DAG
	B		RCG		RCG

tabla N°5

Nota: para las ternas 333,334 y 335 (cables OF) no se admiten sobrecargas debido a su estado y antigüedad

El resultado de las acciones tomadas en cada caso son los indicados en la tabla N° 5.

De dicha tabla y para las topologías consideradas resulta que sobre la base del criterio de responsabilidad mencionado precedentemente, la acción DAG/RCG sobre las unidades de la C. Costanera se producirá toda vez que se verifiquen sobrecargas en las ternas de 220kV N° 50 y 51 , y en los cables de 132kV N° 333, 334 y 335.

Idéntica acción se producirá sobre las unidades de generación de la C. Dock Sud toda vez que se verifique sobrecarga en las ternas de 220kV N° 58 y 59 que vinculan la SE Bosques con la SE Abasto.

Sistemas Implementados en la C.Dock Sud y en la C.Costanera.

En este apartado se detalla la filosofía y las características de los equipos diseñados para la función DAG / RCG.

El sistema que opera sobre el CC de C. Costanera esta básicamente soportado por un PLC provisto por la firma Tecnolatina y el de SE Dock Sud a través de una Unidad Termi-

nal Remota (UTR) marca Harris, provista por la firma BLC.

En la figura N° 4 se observa el diagrama de flujo en donde se detalla la lógica utilizada.

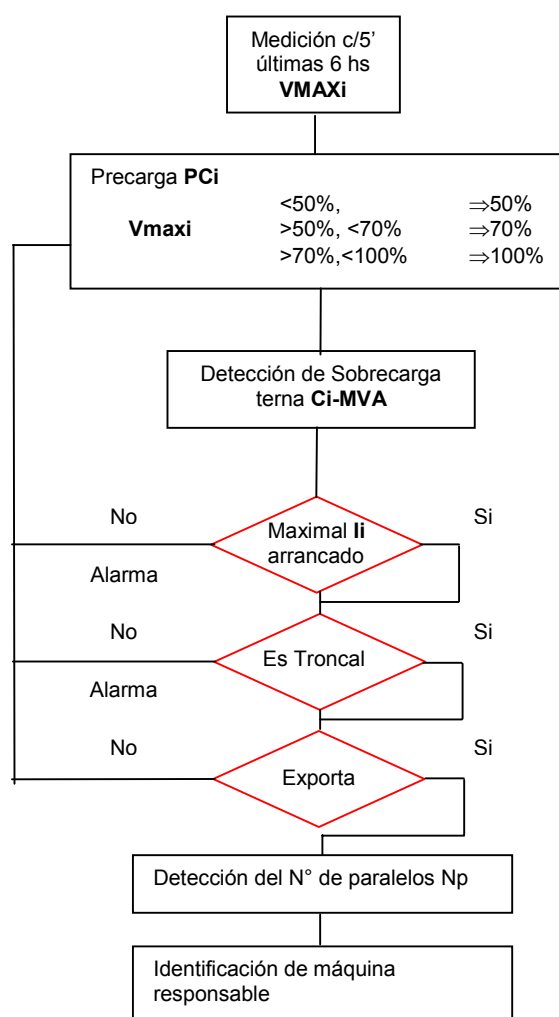
La misma se encuentra residente en ambas unidades, PLC y UTR.

El sistema de control y la arquitectura del mismo están indicados en la figura N°5 (ver anexo) para el caso de la C. Dock Sud y en la figura N°6 (ver anexo) para la C. Costanera.

De la figura N°5 se desprende que el sistema DAG/RCG de la central Dock Sud esta constituido por la UTR mencionada, la cual se encuentra instalada en la SE Bosques 132kV/220kV.

En dicha subestación se sensa la carga (corriente) en las ternas 58 y 59, conformándose un registro FIFO.

Disponiéndose de la carga de los vínculos que están siendo sensados, del gradiente de reducción de la potencia generada por la TG (MW/min) y de la verificación de la dirección



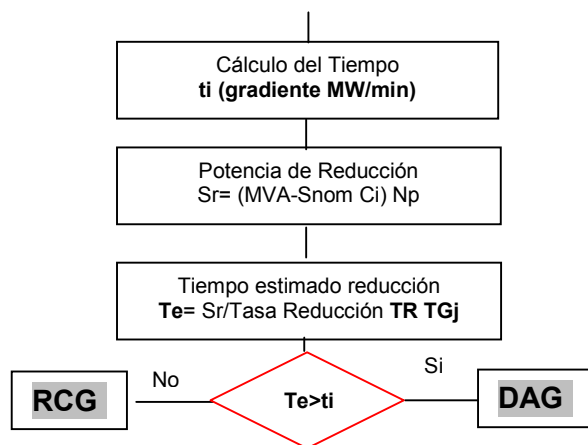


figura N°4

del flujo de potencia, se genera la señal DAG o RCG según resulte el nivel de sobrecarga impuesto a la terna que permanece en servicio.

Dicha señal es enviada al sistema de control de velocidad del CC a través del sistema ADVANT, el cual es el responsable de la supervisión del mismo.

Con la información descripta, el sistema también calcula, para el caso de RCG el tiempo en que dicha señal estará activada.

Cada acción DAG/RCG es supervisada por el Centro de Movimiento de Energía (SACME), quien tiene la responsabilidad operativa del sistema GBA.

En dicho centro, al igual que en cada sala de CC de cada empresa, se dispone de la totalidad de los estados de los equipos, señales y alarmas.

Toda esta información es remitida al SACME a través del sistema SCADA disponible en dicho centro.

Se ha dispuesto de comandos de emergencia que permiten al operador del SACME, en caso de que iniciada la acción RCG/DAG la misma no se complete (se supera el tiempo estimado para la reducción), proceder a desconectar la/s unidades que correspondan.

Conclusiones

De todo lo expresado en este documento, se desprende que la incorporación de auto-

matismos como los descriptos tienen como finalidad fundamental el permitir poder operar un sistema de potencia con un mínimo de restricciones operativas, que de aplicarse, redundarían en una substancial modificación en los despachos y consecuentemente en los precios de la energía generada.

Sin embargo, esto que a simple vista resulta lógico se contrapone con el hecho de que la presencia de automatismos conlleva un aumento del riesgo de eventuales operaciones indeseadas.

Para el equipamiento descripto, la situación de operar cuando no debe hacerlo implica consecuencias que podrían ser más desfavorables como la no actuación en caso de requerirla.

Esto es así por los tiempos puestos en juego en la toma de las decisiones de reducir la generación o en el peor de los casos, desconectar la unidad.

Sin embargo estos sistemas de control poseen un elevado grado de confiabilidad, lo que nos asegura una extremadamente baja probabilidad de operación errónea.

De todos modos, consideramos que la incorporación de nuevos equipamientos, en particular cuando se trata de módulos de gran potencia, debe ser el resultado de una planificación global del sistema eléctrico, incluyendo tanto a los grupos de generación como a lo concerniente al sistema de transmisión necesario para la evacuación de dichas unidades.

ANEXO

AÑO	EDESUR		GBA		EDESUR		GBA		TOTAL PAIS	
1993	1929		4228		10446		22571		57861	10.65%
1994	2002	3.78%	4350	2.89%	10832	3.70%	23642	4.75%	60958	5.35%
1995	2078	3.80%	4552	4.64%	10920	0.81%	24162	2.20%	62809	3.04%
1996	2170	4.43%	4814	5.76%	11577	6.02%	25703	6.38%	64934	3.38%
1997	2224	2.49%	4932	2.45%	12189	5.29%	27182	5.75%	67848	4.49%
1998	2291	3.01%	5145	4.32%	12727	4.41%	28579	5.14%	71322	5.12%
1999	2369	3.40%	5381	4.59%	13384	5.16%	30029	5.07%	74888	5.00%
2000	2459	3.80%	5602	4.11%	14080	5.20%	31563	5.11%	78876	5.33%

Tabla N° 1

Régimen de Sobrecarga de Líneas y Cables

Vínculo	Desde-Hasta	Capacidad de Transporte (MVA)			
		Régimen Normal Nominal	Sobrecarga Corta Duración (*)		
50-51	220 kV Costanera-Bosques	570	Carga anterior (% de la Nominal)		
			min	50%	70%
			15	762	762
			18	762	762
			26	754	743
58-59	220 kV Bosques-Abasto	570	Carga anterior (% de la Nominal)		
			min	50%	70%
			15	762	762
			18	762	762
			26	754	743
c333-334	Costanera-Constitución	126	sin sobrecarga		
c333-334	Constitución-P.Moreno	126	sin sobrecarga		
c335	Costanera-Patricios	130	sin sobrecarga		
c441	P.Moreno-Pompeya	130	sin sobrecarga		
c442	Pompeya-Patricios	130	sin sobrecarga		

Tabla N° 2

COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL



		[% de Carga Prefallida] Ramas con Violaciones [% de Sobrecarga]					
Contingencia		Topología A			Topología B		
		Pico	Resto	Valle	Pico	Resto	Valle
A	Dock Sud - Bosques	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
B	Dock Sud - Bosques	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
C	Dock Sud - Escalada	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
D	Dock Sud - Escalada	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
E	Costanera – Perito Moreno	Ninguna	[71] tema 334-A (9)	[96] tema 334-A (48)	Ninguna	[66] tema 334-A (1)	[76] tema 334-A (17)
			[73] tema 334-B (10) [87] tema 335 (16)	[90] tema 334-B (42) [83] tema 335 (24) [70] tema 442 (11)		[84] tema 335 (11)	[70] tema 334-B (12)
F	Costanera – Perito Moreno	Ninguna	[71] tema 333-A (13)	[96] tema 333-A (38)	Ninguna	[66] tema 333-A (6)	[76] tema 333-A (11)
			[73] tema 333-B (12)	90] tema 333-B (32)		[64] tema 333-B (3)	[70] tema 333-B (5)
			[71] tema 334-A (12)	[96] tema 334-A (38)		[66] tema 334-A (6)	76] tema 334-A (10)
			[73] tema 334-B (12)	[90] tema 334-B (32)		[64] tema 334-B (2)	[70] tema 334-B (5)
G	Almirante Brown - Escalada	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
H	Costanera – Bosques (220 kV)	[63] tema 50 (24)	Ninguna	[66] tema 50 (31)	[57] tema 50 (12)	Ninguna	[72] tema 50 (43)
I	Abasto – Bosques (220 kV)	[53] tema 58 (6)	Ninguna	[90] tema 58 (79)	Ninguna	Ninguna	[96] tema 58 (91)

Tabla N°4

ARQUITECTURA SISTEMA DAG/RCG CENTRAL DOCK SUD

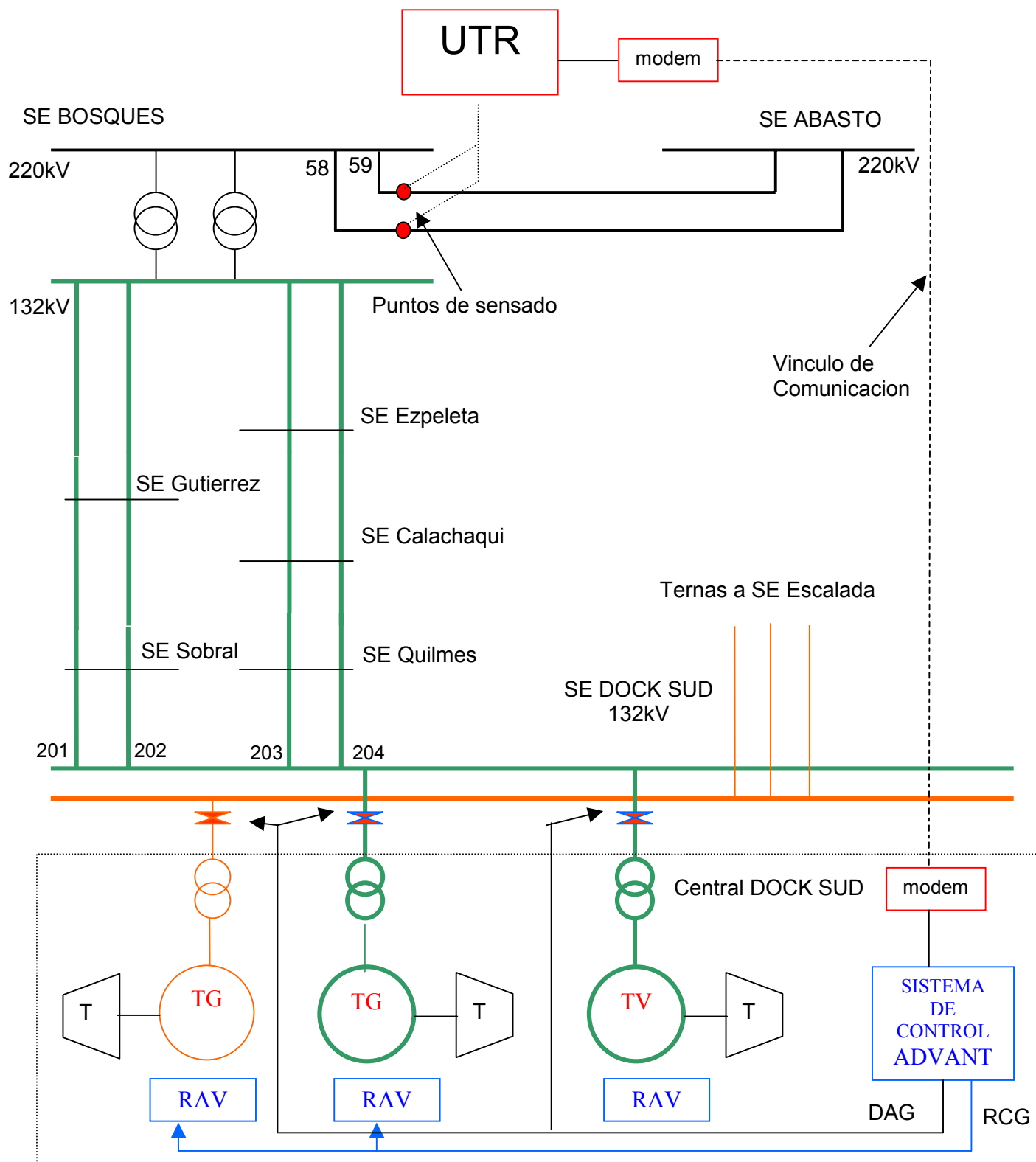


figura N°5

ARQUITECTURA SISTEMA DAG/RCG CENTRAL C.COSTANERA

