



Identificación del Trabajo	
Área:	Energía
Categoría:	Alumno
Regional:	Santa Fe

Modelización del sistema interconectado de 132 kV de la provincia de Santa Fe y evaluación de la participación de la generación en el año 2008

Emanuel GUISONI, Yoel PAULÍN

Grupo de investigaciones de sistemas eléctricos de potencia (GISEP), Facultad Regional Santa Fe, UTN.

E-mail de contacto: emanuelguisoni@hotmail.com

Este trabajo ha sido realizado bajo la dirección de los ingenieros Irene Steinmann, Juan Pedro Fernández y Ulises Manassero en el marco del proyecto "Estudio del impacto de generación incorporada en la última década en el sistema interconectado de 132 [kV] de la provincia de Santa Fe".

Resumen

En la última década, la generación de energía eléctrica instalada en la provincia de Santa Fe, resulta de carácter sumamente relevante para la región, debido a la brecha existente entre la demanda y la generación de energía.

En este marco, se investigaron los efectos del despacho de la potencia de generación instalada en la provincia, como son: los perfiles de tensión en las barras, los flujos de potencia transportados por las líneas y sus posibles limitaciones de carga, pérdidas en conductores, variación de las potencias de cortocircuito y la participación de la generación en la demanda total de la provincia.

El estudio del impacto de la generación fue desarrollado de acuerdo al modelado del sistema interconectado provincial de 132 [kV] de Santa Fe, para el año 2008. Se utilizó para ello, un software específico de sistemas eléctricos de potencia.

Palabras Claves: Participación de la generación; Pérdidas en conductores; Perfil de tensión; Potencias de cortocircuito

1. Introducción y Objetivos

En la última década, la generación de energía eléctrica instalada en la provincia resulta de carácter sumamente relevante para la región, más aún si se la compara con la década del noventa, donde las inversiones en el sector generación fueron prácticamente inexistentes. Esto se ha debido a la falta de una planificación energética estratégica de largo plazo, sumada a la marcada recesión económica y la conversión de la matriz productiva del país, pasando de una matriz marcadamente industrial a una orientada a los servicios.

Como solución inmediata a esta crisis energética, el estado nacional promueve la instalación de centrales termoeléctricas de pequeña y mediana potencia para su funcionamiento como generación de pico y resto, (Manassero, U. et al.; 2011).

Actualmente, la matriz de generación de la provincia se compone, en casi su totalidad, de centrales térmicas alimentadas con dos diferentes tipos de combustibles (gas natural y gas oil), así como también se observa una pluralidad de máquinas, procesos de generación y tecnologías aplicadas.

Los principales efectos eléctricos que se investigarán respecto la incorporación de esta potencia de generación ingresada al sistema, son los perfiles de tensión en las barras, que constituyen uno de los aspectos más destacados de la calidad del producto técnico de un sistema eléctrico de potencia (SEP), los flujos de potencia transportados por las líneas y sus posibles limitaciones de carga.

2. Metodología

Resulta de amplio conocimiento la brecha existente entre la potencia de generación instalada y la demanda de energía consumida en la provincia de Santa Fe. A ello debe añadirse el retraso de inversiones en las compañías de transporte y distribución de la energía, que tornan aún más profunda la crisis energética (Obregón Castellanos, R. y Doniz González, V.; 2006).

Este trabajo tiene por objetivo evaluar el grado de dependencia existente entre el despacho de la generación instalada en la provincia, frente a escenarios de máxima demanda para el año 2008.

El estudio del impacto de la generación fue desarrollado de acuerdo al modelado del sistema interconectado provincial de 132 [kV] de la provincia. Se utilizó el software ETAP Power Station.

Según diferentes escenarios de demandas, se efectuaron sucesivas simulaciones de flujos de potencia en estado estacionario con el propósito de evaluar:

- Participación de la generación en la demanda total.
- Pérdidas por efecto joule en electroductos, teniendo en cuenta el porcentaje que se consume de generación para suplirlas.
- Perfiles de tensión en barras de 132 [kV] del sistema interconectado.
- Cambios en los niveles de potencia de cortocircuitos en barras de 132 [kV].

2.1. Consideraciones Generales e Hipótesis Adoptadas

En el desarrollo del modelo eléctrico de la red se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Redes eléctricas: se asumen líneas de longitud intermedia para la cual se utiliza un modelo Pi de parámetros concentrados (contempla el efecto capacitivo de la línea)
- Demandas: fueron modeladas como demandas de potencia constante y con factor de potencia 0,9i. Los valores de la misma fueron proporcionados por la

Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPE-SF). Se definen dos categorías estacionales:

- Pico diurno de verano: es el pico máximo (máximo maximorum) dado en el período diciembre-marzo. Se obtiene en el horario comprendido entre las 14 y 15 hs.
- Pico promedio de invierno: Se obtiene para los días hábiles en el horario comprendido entre las 18 y 23 hs, en el período junio-septiembre. Se promedia cada día en esa ventana temporal y se escoge el día de máxima que representa un “pico promedio.”
- Generación: Según las condiciones habituales de operación, se consideró el despacho de las unidades generadoras bajo la condición “base de carga” (potencia activa constante y cercana a la nominal) y en modo Control de tensión (modo PV) que modifica la potencia reactiva inyectada por el alternador –dentro de los márgenes admisibles de funcionamiento de la máquina de acuerdo a su curva de capacidad-, según la referencia de tensión seteada.
- Límites admisibles de operación de transformadores de potencia de acuerdo a sus valores nominales de placa (100% de carga).
- Limitación de la capacidad de transmisión de las líneas de alta tensión en función al límite térmico de sus conductores.
- Rango de tensiones de operación normal del subsistema entre 0,90 y 1,05 [pu].

3. Resultados y Discusión

3.1. Participación de la generación en la demanda total

En el período 2008, el parque de generación existente en la provincia, se encontraba conformado básicamente por generación convencional, centralizada en los polos industriales y ejidos urbanos de mayor demanda, esto es la ciudad de Rosario y zonas agroindustriales aledañas. Gran parte de esta generación se compone de centrales térmicas de ciclo combinado, con potencias instaladas de tamaño intermedio –del orden de los 250 a 300 [MVA]- y con una puesta en funcionamiento que data de mediados de la década del 80. Esto último permite suponer un declive en la confiabilidad de su despacho y la disponibilidad de la potencia instalada.

La generación instalada que aporta en forma directa al sistema interconectado provincial totaliza 597 MVA y se compone de la forma siguiente:

- Central térmica de ciclo combinado San Nicolás de 300 [MVA]
- Central térmica de turbina de vapor Sorrento de 263 [MVA]
- Central térmica de turbina de vapor Sulfacid de 33,75 [MVA]

Tomando los dos escenarios de demanda y la generación citada se puede calcular la participación que tiene esta última en los consumos de potencia para el año 2008 (ver tabla 1), y analizar si es esencial o no.

Tabla 1. Demandas y participación por categoría

Escenario	Demanda [MVA]	Participación de la generación [%]
Pico de Verano	1597,36	37,39
Pico de Invierno	1612,98	37,02

Por medio de los cálculos se obtiene que la red presenta una dependencia no despreciable con respecto al aporte de la generación, pues en ambos casos la participación de la misma ronda un 37% del total de la demanda.

3.1.2. Influencia del parque de generación en los nodos de conexión al Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

La EPE-SF recibe el mayor aporte de energía a través de los tres nodos de conexión con el SADI, conformados por estaciones transformadoras (ETs) de 500/132 [kV]. Ellas son las siguientes:

- ET Romang (ROM): dispone un único transformador de 150 [MVA].
- ET Rosario Oeste (ROE): conformada por seis transformadores, de los cuales dos de ellos son autotransformadores de 500/220 [kV], con potencias de 150 MVA. Los cuatro restantes tienen una potencia nominal de 300 [MVA] cada uno.
- ET Santo Tomé (STO): dispone tres transformadores de 300 [MVA] cada uno.

Para ambos escenarios de demanda fueron efectuadas simulaciones de flujo de potencia en estado estacionario, para dos casos límite a saber:

- CASO A: con toda la generación instalada despachada a plena potencia
- CASO B: con toda la generación que aporta al sistema interconectado provincial fuera de servicio.

Se infiere que al estar focalizada la generación en la zona del gran Rosario, ante la ausencia de su aporte de potencia, la ET ROE es la única que resulta afectada. Se presentan incrementos en los estados de carga de aquellos transformadores que se encuentran vinculados a barras del subsistema donde aportan potencia las centrales. Incluso, algunos de ellos alcanzan condiciones de sobrecarga de hasta un 25 %.

Tabla 2. Estados de transformadores en ambas casos

Nombre Transformador	Capacidad [MVA]	Estado de Carga	
		Generación en Servicio [%]	Generación fuera de Servicio [%]
ROE-T1	300	73,5	73,5
ROE-T2	300	30,4	77,6
ROE-T3	300	2,8	2,8
ROE-T4	300	33,2	62,6
ROE-T5	150	55,0	128,3
ROE-T6	150	56,1	130,8

ROM-T1	150	34,4	34,4
STO-T1	300	60,5	62,9
STO-T2	300	60,5	62,9
STO-T3	300	63,1	65,5

En la salida gráfica de la figura 1 se presenta el diagrama unifilar de la ET ROE. En color rojo se resaltan las máquinas que sufren sobrecarga. Además están indicados los flujos de potencia de esta subestación en [MVA] con su respectivo factor de potencia.

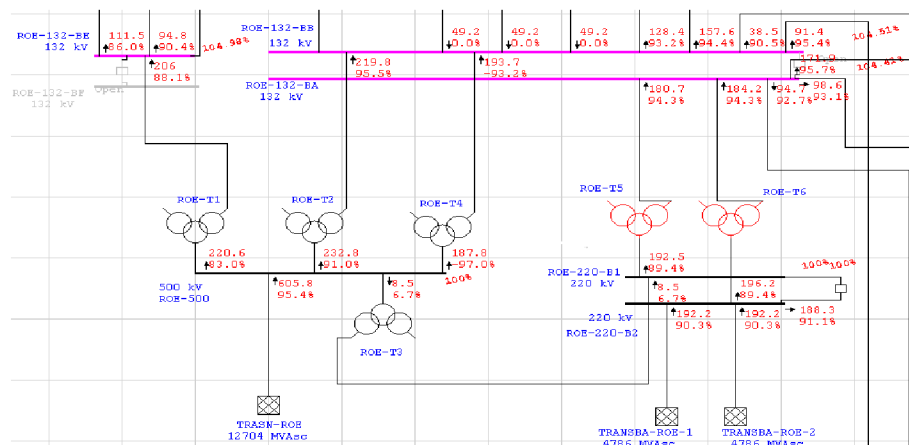


Figura 1. Transformadores con sobrecarga en ET ROE

3.2. Pérdidas en conductores

Las simulaciones de flujos de potencia en estado estacionario arrojan como resultado adicional las pérdidas joule en las líneas de transmisión.

A continuación, en la tabla 3 se muestran las pérdidas totales para cada categoría estacional de demanda, frente a los dos casos; con y sin la generación en servicio. En la tabla 4 se presenta el porcentaje que representan las pérdidas para cada escenario estacional respecto de la demanda consumida y el porcentaje de la generación despachada que se consume como pérdidas en electroductos.

Tabla 3. Pérdidas en líneas para los escenarios de demanda analizados.

Escenario de Demanda	Condición	Pérdidas Totales [MW]
Verano	Sin Generación	49,5
	Con Generación	53,8
Invierno	Sin Generación	47,2
	Con Generación	54,0

Tabla 4. Porcentajes de pérdidas

Escenario de Demanda	Porcentaje respecto de la demanda (%)	Relación entre pérdidas totales y despacho de generación a plena
----------------------	---------------------------------------	--

		potencia (%)
Verano	3,1	10,37
Invierno	2,9	9,88

En los reportes presentados se visualiza que la demanda de invierno es mayor a la de verano, pero sin embargo las pérdidas en por ciento y nominales resultan menores. Esta situación indica algo lógico, y es la variación de las impedancias con la temperatura, lo que se traduce en una mayor pérdida en líneas cuando se tienen temperaturas ambientes mayores, situación que se presenta en verano.

Por otra parte, aproximadamente el 10 % de la potencia que se genera en la provincia se pierde en las líneas de transmisión. Considerando que el pico de potencia registrado durante el año 2008 en el sistema interconectado provincial fue de 1600 [MVA], pues entonces, las pérdidas de transmisión representan alrededor del 3,5%, magnitud que no es despreciable. Además, cabe suponer que, a la energía eléctrica, para llegar a su nivel de utilización en el usuario final, todavía se le deben añadir las pérdidas referentes a las redes de distribución de media y baja tensión –caracterizadas por mayores impedancias de sus electroductos- que determinan incrementos notables en las pérdidas joule.

En el caso puntual de las pérdidas elevadas registradas en la red de transmisión, sus causas responden a falencias en la topología de la red:

Corredores radiales extensos en el noroeste y suroeste de la provincia, con longitudes que rondan los 250 a 350 km de extensión. Demandan un mayor aporte de potencia reactiva para compensar las excesivas caídas de tensión.

Secciones inadecuadas de conductores y cables de potencia en redes malladas. Se observan conductores con secciones de 120 mm² y 150 mm² de aluminio (Al) o cables de cobre tipo Olflex(OF) con secciones de 210 mm² y 350 mm². Todos ellos limitan la capacidad de transmisión del electroducto, a su vez que la menor sección, incrementa la resistencia del enlace, ocasionando mayores pérdidas Joule. Se destaca además que estas secciones corresponden a enlaces antiguos, que no cumplen con las especificaciones técnicas modernas de la EPE-SF, en lo que refiere a secciones nominales de conductores –se utiliza en todos los casos conductores de Aluminio/Acero con secciones de 300/50 o 240/40- y cables –se usan solo cables con conductor de cobre, aislación de polietileno reticulado(XLPE) y sección nominal de 630 mm²-.

3.3. Estado general de la red en estado estacionario

Otro de los resultados analizados con relación a las simulaciones efectuadas de flujo estacionario, fueron los perfiles de tensión en las barras de 132 [kV] del sistema.

Los resultados demuestran que la red manifiesta serios problemas de calidad del producto técnico en sus dos corredores radiales, ellos son los siguientes: Esperanza-Tostado y Casilda-Rufino. Las líneas que acometen a las ETs de estos corredores tienen una configuración radial y demandas importantes que se centran en los extremos.

En la tabla 5 se resumen aquellas barras del sistema con perfiles de tensión por debajo del mínimo admisible.

Tabla 5. Barras con valores críticos para verano

Barra	Perfil Verano % Operación	Perfil Invierno % Operación
ARRUFO	88,0	91,76
CERES	87,3	91,31
FIRMAT	87,9	90,09
RUFINO	81,4	85,5
SAN GUILLERMO	87,5	91,46
TOSTADO	86,8	91,34
VENADO TUERTO	82,8	86,4

3.4. Nivel de potencias de cortocircuito

Es sabido que la generación juega un papel importante durante el desarrollo de cortocircuitos en la red, pues debido a su principio de funcionamiento, durante el tiempo de falla realiza un aporte importante a la corriente de cortocircuito.

El análisis de cortocircuito se focalizó en aquellas barras donde la variación porcentual de la potencia de cortocircuito es superior al 10 %.

En la tabla 6, se presentan las potencias de cortocircuito trifásicas y monofásicas obtenidas. Los resultados demuestran que, solo aquellas barras cercanas a la barra de acometida de la generación presentan un incremento apreciable en sus potencias de cortocircuito.

Tabla 6. Nivel de cortocircuitos.

BARRA	Con Generación		Sin Generación	
	TRI [MVA]	MONO [MVA]	TRI [MVA]	MONO [MVA]
BERMUDEZ	2325,43	2117	1907,96	1706,98
R. CENTRO	2757,15	3397,61	2064,03	2260,5
CARGIL	1381,4	1206,08	1009,16	820,87
G. MOTORS	1617,65	1399,99	1250,09	1074,09
GODOY	2133,86	1817,78	1926,72	1777,33
G.LAGOS	1194,72	1113,26	796,39	626,83
S.ORTIZ	3439,33	4488,19	2424,25	2681,19
P.SAN MARTIN	1720,29	1392,07	1534,13	1258,91
PROV. UNIDAS	3453,74	3577,13	2584,67	2681,07
PZTA-SOR-B1	3937,83	5026,01	2678,9	2886,15
PZTA-SOR-B2	3937,83	5026,01	2678,9	2886,15
PZTA-SOR-B3	3856,97	4830,08	2647,16	2833,37
REFISAN	1915,08	1600,22	1678,42	1416,84
ROE 132 BARRA A	3643,29	4679,24	3001,92	4331,39
ROE 132 BARRA B	4127,01	5478,3	3413,17	5101,53
SALADILLO	1511,75	1194,31	1164,95	888,33
SARMIENTO	2923,52	3849,45	2156,26	2448,88
S. LORENZO	2300,73	2086,45	1950,5	1762,79
SORRENTA	3950,82	5110,24	2667,55	2882,68
SULFACID	2283,22	2121,63	1897,17	1695,62
ROSARIO SUR	2773,04	2846,8	2293,75	2563,91
TERMINAL 6	1510,41	1165,5	1365	1070,92

V. CONST. IND.	1017,91	1063,71	474,28	332,08
V. CONST. RES.	967,03	1006,77	528,2	423,39
V. GOB. GALVEZ	1436,45	1134,11	1088,37	816,47

Las barras que presentan un aumento apreciable de potencias de cortocircuito son exactamente 26. Las peores condiciones se manifiestan en la ET Sorrento –que oficia como punto de conexión de la central térmica Sorrento- y en dos ETs adyacentes a la misma – Capitán Bermúdez y Scalabrini Ortiz-. En ellas se evidencia una superación de la potencia de cortocircuito de diseño de la ET -5000 MVA-. Es sabido que tal potencia de diseño responde tanto a la capacidad de ruptura de los interruptores de 132 kV, como a la configuración y secciones de la malla de puesta a tierra.

Como los inconvenientes se presentan en las potencias de cortocircuito monofásicas, una posible solución es la instalación de una reactancia o resistencia en el centro de estrella de los alternadores, de modo de reducir su aporte frente a fallas asimétricas con referencia de tierra. Otra solución alternativa puede focalizarse en estudiar configuraciones de operación de la red, tendientes a radializar aquellos vínculos cercanos a la ubicación de la generación.

4. Conclusiones

El despacho de la generación de energía eléctrica que abastece de forma casi exclusiva al sistema interconectado de la provincia de Santa Fe, representa un eslabón crítico para la operación normal de la red. Su indisponibilidad impactaría directamente en una reducción de la confiabilidad del sistema debido principalmente a sobrecargas en transformadores de la ET ROE y sobrecargas en algunos electroductos encargados de evacuar la potencia desde los nodos fuentes –ETs del SADI- hacia los centros de consumo.

Los resultados demuestran que la ciudad de Rosario y las zonas industriales aledañas constituye el subsistema más vulnerable y dependiente de la generación.

Como aspectos favorables de la generación se encuentran la reducción de las pérdidas joule y una mayor capacidad remanente en el sistema para sobrellevar escenarios de demanda pico.

Sin embargo, la obsolescencia del parque generador que abastece al subsistema exige la evaluación de una nueva planificación de la red –focalizada en la potenciación de los nodos de interconexión con el SADI y aumento de la capacidad de transmisión de enlaces críticos de la red- y acciones de reconfiguración del subsistema, tendientes a evitar sobrecargas en electroductos y superación de la potencia de cortocircuito de diseño de las estaciones transformadoras de la red.

Bibliografía

Manassero, U.; Torres, J. L.; López, D.; Furlani, R.; Regalini, R. y Orué, M. (2011). "Instrumentación, Control y Telesupervisión en Centrales Térmicas de Pequeña Potencia". 8° Jornadas de Informática Industrial. Córdoba.

Obregón Castellanos, R. y Doniz González, V. (2006). "Prospectivas del Sector Eléctrico 2006-2015", Secretaría de Energía.