

Incorporación de Límites por Restricciones de Servicios Auxiliares en las Curvas de Capacidad de Generadores de Centrales Eléctricas

Játiva J. *

* Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
 Quito, Ecuador (e-mail: jesus.jativa@epn.edu.ec)

Resumen: Las restricciones de los componentes de las centrales de generación eléctrica definen zonas seguras de operación, que garantizan el funcionamiento en varias condiciones de demanda de potencia activa y reactiva. Los límites de diseño y eficiencia de la máquina motriz, temperatura de los devanados del estator y rotor, temperatura del hierro del estator, reluctancia del rotor, margen de estabilidad en estado estable y voltaje máximo y mínimo de las cargas de servicios auxiliares definen los límites operativos tanto en la región de sobreexcitación como de subexcitación. Las zonas seguras de operación pueden definirse mediante ecuaciones no lineales de las potencias activa P y reactiva Q de un generador síncrono. Estas ecuaciones aplicadas a cada restricción se resuelven mediante el método de Newton Raphson y se grafican como lugares geométricos de Q versus P de cada una de las restricciones. Los límites impuestos por los voltajes máximo y mínimo de las cargas de servicios auxiliares requieren la formulación del problema de flujos de potencia del sistema eléctrico interno de la central. Se utilizan modelos generalizados para representar los transformadores principal y de auxiliares. Las potencias activa y reactiva de las cargas de servicios auxiliares pueden ser determinadas por polinomios en función de la potencia generada por la central. La incorporación de límites por restricciones de servicios auxiliares permite definir zonas seguras de operación dentro de las curvas de capacidad de generadores de centrales eléctricas. Las restricciones más severas en una central termoeléctrica son impuestas por los límites de voltaje de las cargas de servicios auxiliares. La metodología propuesta es aplicada al caso de la Central Termoeléctrica Esmeraldas.

Palabras clave: Curva de capacidad, lugares geométricos, cargas de servicios auxiliares, solución cerrada de voltaje terminal y potencia reactiva del generador, voltaje límites de servicios auxiliares.

Abstract: Constraints of electric power plant components define operative security zones that guarantee their performance under various demand conditions of active and reactive power. Prime mover design limits and efficiency, stator and rotor winding temperature, stator iron temperature, rotor reluctance, steady state stability margin and maximum and minimum voltages of auxiliary services load define operative limits both on the over excitation as well as sub excitation regions. The secure operating zones can be defined by nonlinear equations of active and reactive powers of a synchronous generator. These equations applied to each constraint are solved by the Newton Raphson method and are plotted as geometric locus of Q vs P of each constraint. The imposed limits for the maximum and minimum voltage of the auxiliary services load require a power flow problem formulation of the internal power plant electric system.

Keywords: Capability curves, geometric locus, auxiliary service loads, closed solution of terminal voltage and generator reactive power, voltage limits of auxiliary services.

1. INTRODUCCIÓN

Cuando una central eléctrica es operada dentro de su capacidad nominal, normalmente se puede esperar una vida útil más larga y alta confiabilidad de servicio; en tanto que, cuando sus condiciones de funcionamiento difieren de las nominales, sus componentes están expuestos a problemas de sobrecalentamiento, esfuerzos anormales mecánicos y eléctricos.

Las curvas de capacidad de las unidades de generación eléctrica provistas por los fabricantes consideran únicamente

los límites térmicos de los devanados de estator y rotor. En la figura 1 se muestran las curvas de capacidad de los generadores de las centrales hidroeléctrica Paute AB y térmica Esmeraldas, provistas por los fabricantes Siemens [3] y ErcoleMarelli [4] y Se presentan lugares geométricos para varios factores de potencia de la unidad, tanto en atraso como en adelanto. También se muestran curvas de capacidad para algunos grados de enfriamiento de los elementos eléctricos del generador o para diferentes valores de voltaje terminal. En algunos casos, también se incluyen

el límite de estabilidad en estado estable en condiciones de subexcitación.

A fin de establecer los límites de potencia reactiva en condiciones de sobre y sub excitación para una determinada potencia activa de salida en los terminales del generador y posiciones fijas de los taps de los transformadores principal y de servicios auxiliares, considerando las restricciones impuestas por los voltajes máximo y mínimo de los equipos de servicios auxiliares, es necesario resolver los flujos de potencia del sistema interno de la central. Se pueden utilizar al menos tres metodologías para encontrar los valores límites de potencia reactiva: formulación de flujos de potencia con control remoto de voltaje [5], soluciones cerradas para el voltaje terminal del generador y luego la potencia reactiva del generador; o, expresiones basadas en la geometría de las curvas de operación de las centrales eléctricas [2], [1].

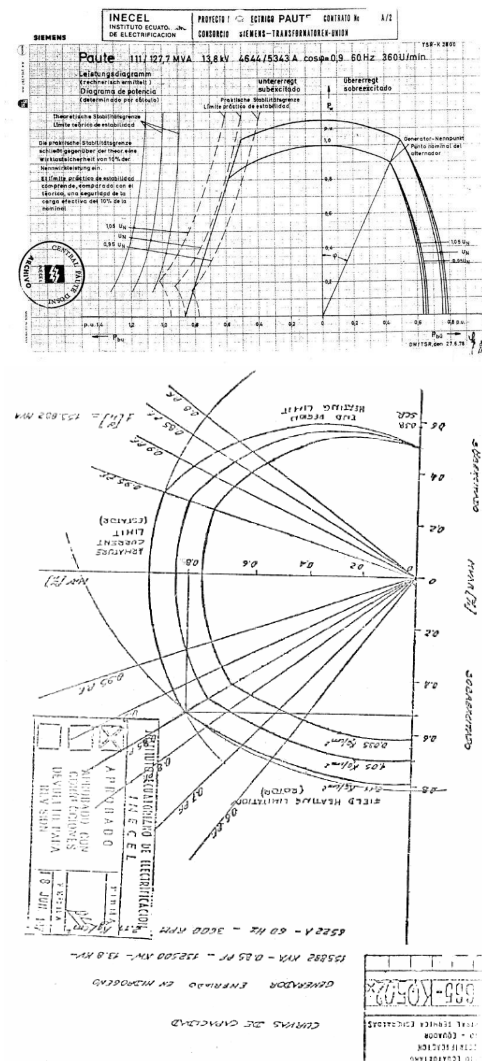


Figura 1: Curvas de Capacidad de los Generadores de la Central Hidráulica Paute AB y la Central Térmica Esmeraldas.

En este trabajo se desarrolla la solución cerrada del sistema de potencia interno de la central de generación, tomando

en cuenta las ecuaciones generalizadas de transformadores con taps.

2. MARCO TEÓRICO

La curva de capacidad de generadores sincrónicos se construye a partir de sus datos nominales de placa. Un generador para transmitir su potencia de salida tiene asociado un transformador de elevación hasta el voltaje del sistema de transmisión. Si se considera insignificante la resistencia de los devanados del estator, el voltaje \vec{E} de entrehierro del generador es igual al voltaje \vec{V}_s del sistema más las caídas de voltaje en sus reactancias X_d de eje directo y X_q de eje en cuadratura, y en la reactancia X_t del transformador de elevación, como se muestra en la figura 2 y ecuaciones (1) y (3).

La corriente \vec{I} del generador es la suma fasorial de sus componentes real \vec{I}_r e imaginaria \vec{I}_i o de sus componentes en los ejes directo \vec{I}_d y en cuadratura \vec{I}_q , ecuación (2). Las componentes de la corriente en los ejes directo y en cuadratura se determinan a partir de las relaciones geométricas del diagrama fasorial de los voltajes, ecuaciones (4) y (5).

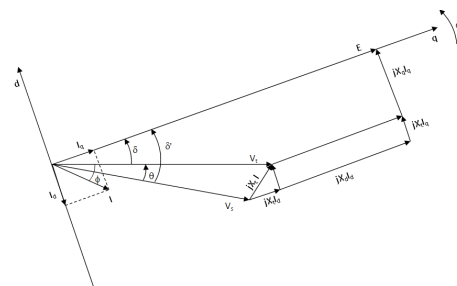


Figura 2: Diagrama fasorial de voltajes y corrientes del generador sincrónico con transformador de elevación.

Se definen los siguientes ángulos: δ' : ángulo de transferencia de potencia desde el generador hasta la barra del sistema, δ : ángulo de potencia del generador hasta sus terminales, θ : ángulo entre los terminal del generador y la barra del sistema y θ : ángulo del factor de potencia en los terminales del generador.

$$\vec{E} = \vec{V}_s + jX_d\vec{I}_d + jX_q\vec{I}_q + jX_t\vec{I} \quad (1)$$

$$\vec{I} = \vec{I}_d + \vec{I}_q \quad (2)$$

$$\vec{E} = \vec{V}_s + j(X_d + X_t)\vec{I}_d + j(X_q + X_t)\vec{I}_q \quad (3)$$

$$\vec{I}_q = \frac{V_s \text{sen} \delta'}{X_q + X_t} \angle \delta' \quad (4)$$

$$\vec{I}_d = \frac{E - V_s \text{cos} \delta'}{X_d + X_t} \angle [\delta' - 90^\circ] \quad (5)$$

La potencia aparente en la barra del sistema para un generador sincrónico se obtiene a partir de la ecuación (5).

$$\vec{S} = \vec{V}_s \vec{I}^* \quad (6)$$

Remplazando \vec{I}_q e \vec{I}_d en \vec{S} y separando las partes real e imaginaria se tienen las ecuaciones (7) y (8):

$$P_s = \frac{EV_s}{X_d + X_t} \text{sen}\delta' + \frac{V_s^2}{2} \left(\frac{1}{X_q + X_t} - \frac{1}{X_d + X_t} \right) \text{sen}2\delta' \quad (7)$$

$$Q_s = \frac{EV_s}{X_d + X_t} \text{cos}\delta' + \frac{V_s^2}{2} \left(\frac{1}{X_q + X_t} - \frac{1}{X_d + X_t} \right) \text{cos}2\delta' - \frac{V_s^2}{2} \left(\frac{1}{X_q + X_t} - \frac{1}{X_d + X_t} \right) \quad (8)$$

Si no se toma en cuenta el transformador de elevación, el ángulo del voltaje interno es δ , V_s es el voltaje terminal V_t del generador y las ecuaciones de P y Q corresponden a las potencias en los terminales del generador P_t y Q_t no contienen el término X_t .

En la figura 3 se detallan las curvas de P y Q para voltajes nominales de excitación y terminal en función de δ de una unidad de la Central Paute. Puede apreciarse que la potencia activa máxima ocurre a un δ^* menor a 90° , excepto en el caso teórico de un rotor de polos lisos. También se ilustra el aumento de potencia asociada a la diferencia entre las reactancias en los ejes directo y cuadratura, llamada potencia de reluctancia P_{rel} . Además, debido a esta diferencia de reactancias, el generador puede entregar menor potencia reactiva en la zona de sobrecitación y puede absorber mayor potencia reactiva en la zona de subexcitación.

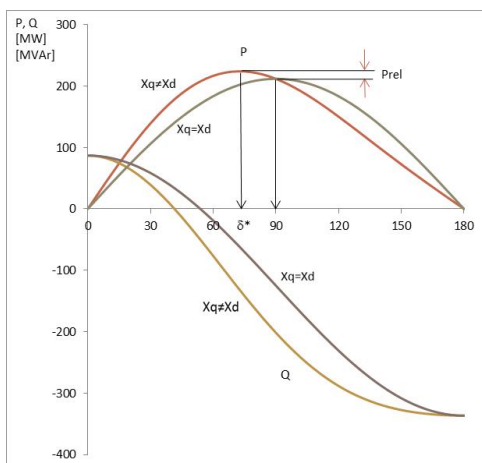


Figura 3: Gráficos de las potencias activa y reactiva de un generador sincrónico.

El ángulo δ' y el voltaje interno E pueden encontrarse mediante la solución del sistema de dos ecuaciones no lineales, si se conocen los valores de P_s y Q_s . Otro método

permite calcular un voltaje ficticio E_q sobre el eje en cuadratura, del cual se obtiene δ' , para luego obtener E, ya sea de la ecuación de P_s o Q_s o evaluando I_q e I_d . El cálculo de E_q se realiza con la ecuación (9).

$$\vec{E}_q = \vec{V}_s + j(X_q + X_t)\vec{I} \quad (9)$$

El ángulo δ^* , para un nivel dado de excitación E, se obtiene de la derivada parcial de P_s respecto a δ' en el punto máximo es cero, al resolver la ecuación no lineal (10), por el método de Newton Raphson, como se ilustra en el Apéndice.

$$\frac{\partial P_s}{\partial \delta'} = \frac{EV_s}{X_d + X_t} \text{cos}\delta' + V_s^2 \left(\frac{1}{X_q + X_t} - \frac{1}{X_d + X_t} \right) \text{cos}2\delta' = 0 \quad (10)$$

3. ZONAS SEGURAS DE OPERACIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

A diferencia de la curva de capacidad de un generador eléctrico provista por el fabricante, las zonas seguras de operación de una central de generación eléctrica consideran el estado actual de todos sus componentes tanto eléctricos como mecánicos. Entre las restricciones de los componentes eléctricos se encuentran los límites de calentamiento de los devanados del estator y rotor. Las restricciones mecánicas están dadas por la capacidad máxima y por las condiciones mínimas de funcionamiento de los elementos constitutivos de la fuente primaria de energía. El sistema eléctrico externo determina los requerimientos de potencia reactiva, fijando el voltaje de transmisión en los terminales del transformador principal así como de estabilidad en estado estable. De la misma manera, el sistema eléctrico interno, constituido principalmente por el generador y el sistema de auxiliares, imponen límites máximos y mínimos de voltajes, ya sea por condiciones anormales de la unidad o por condiciones operativas de los equipos de servicios auxiliares.

Para la ilustración gráfica de los límites se utilizan los datos de la Central Térmica Esmeraldas CTE [6], cuyos datos se detallan en la tabla 1.

3.1 Límites Mecánicos

La potencia máxima de la turbina, establecida por sus especificaciones de diseño, determina la mayor cantidad de potencia activa que puede suministrar el generador eléctrico a sus terminales. Sin embargo, las potencias P y Q de la unidad dependerán de la disponibilidad y estado de la fuente primaria, sistemas de alimentación, ventilación y enfriamiento, circulación, extracción, lubricación y otros componentes.

De otro lado la potencia mínima de la turbina está restringida por características de eficiencia y exceso de esfuerzos de los componentes asociados al funcionamiento térmico de la planta así como el acelerado proceso de ensuciamiento del caldero. La potencia mecánica es mayor debido a que debe cubrir las pérdidas en el cobre de los devanados y en el hierro del rotor y estator así como las pérdidas rotacionales y el consumo del sistema de excitación, entre otros de menor valor.

Tabla 1: Datos de placa de la Central Térmica Esmeraldas.

Componente de la Central	Potencia	Voltaje [kV]	Factor de Potencia	Reactancias	Taps en Alto Voltaje
Generador	155,882 MVA	13,8	0,85 (-)	$X_d = 1,96$ p.u. $X_q = 1,88$ p.u.	
Turbina	125 MW				
Transformador principal	90/120/160 MVA	13,8/147,5		$X_c = 11\%$	+1 de 2,5% -3 de 2,5%
Transformador de servicios auxiliares	10/12,5 MVA	13,2/4,16		$X_c = 7\%$	± 2 de 2,5%

Las potencias mecánicas no dependen de la salida de potencia reactiva de la unidad. Sus lugares geométricos corresponden a ecuaciones de líneas rectas horizontales sobre el eje Y de potencia activa P, con respecto al eje X de potencia reactiva. En la figura 4 se muestra el caso de la CTE, con potencia mecánica mínima de 65 MW y máxima de 132,5 MW.

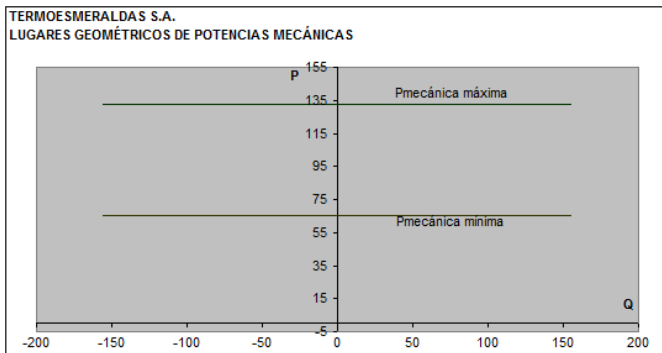


Figura 4: Lugares Geométricos de la Restricciones de la Turbina.

3.2 Límites Eléctricos

La corriente nominal de armadura impone la restricción de temperatura en el estator, en tanto que las corrientes nominal y mínima de excitación establecen las restricciones de temperatura del rotor en condiciones de sobrecarga y subexcitación, respectivamente. No obstante, la potencia aparente, definida por el voltaje terminal y la corriente de armadura, depende significativamente del enfriamiento de los devanados.

3.2.1 Límite de Calentamiento del Estator

El límite térmico de los devanados del estator se obtiene para los valores de placa: corriente, voltaje y nivel de enfriamiento. Con varios valores de Q, que van desde factor de potencia 0 en adelante hasta factores de potencia 0 en

atraso, se calculan las salidas de P para S constante, con la (11). El lugar geométrico de potencia aparente constante es un semicírculo sobre el plano P – Q. Para la CTE, el límite de temperatura del estator, determinado por la máxima corriente de armadura 6522 A, a voltaje terminal constante 13,8 kV, se muestra en la figura 5.

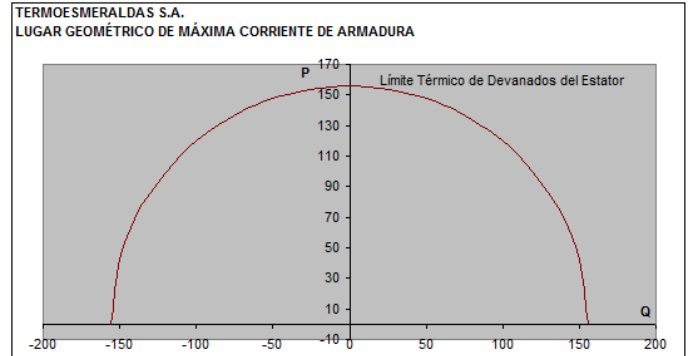


Figura 5: Lugar Geométrico de la Restricción de Máxima Corriente de Armadura.

$$P = \sqrt{S^2 - Q^2} \tag{11}$$

3.2.2 Límite de Calentamiento del Rotor

El límite térmico del rotor sobrecargado es calculado como el lugar geométrico de corriente de campo a valores nominales de potencia, voltaje y factor de potencia.

El límite de temperatura del rotor en condición de sobrecarga, determinado por la corriente nominal de campo proveniente del sistema de excitación, define un lugar geométrico de voltaje de entrehierro nominal E_{nom} constante, con la ecuación (12).

$$E_{nom} = \left[P_{nom} - \frac{v^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen}(2\delta_n) \right] \frac{X_d}{V \text{sen}\delta_n} \tag{12}$$

Luego variando el ángulo de potencia δ desde 0° hasta el valor δ^* de máxima transferencia de potencia del generador, se calculan valores de P y Q para excitación nominal con las ecuaciones (7) y (8). El ángulo de potencia nominal δ_n se obtiene de la ecuación (9) para condiciones de voltaje terminal y corriente nominales. Para la CTE δ_n y E_{nom} , evaluados para P_{nom} de 132,5 MW y voltaje terminal de 13,8 kV, son 38,8 y 36,23 kV. En la figura 6 se muestra el límite térmico de los devanados rotóricos de la CTE.

3.2.3 Límite de Potencia de Reluctancia

Cuando un generador sincrónico opera sin corriente de campo, puede entregar potencias eléctricas como máquina sincrónica en función de la diferencia entre las reactancias de eje directo y eje en cuadratura, conocidas como potencias de reluctancias. En esta condición el generador

absorbe grandes cantidades de potencia reactiva que producen recalentamiento en los devanados del estator y principalmente del rotor. El lugar geométrico de la potencia de reluctancia P en términos de la potencia reactiva absorbida se determina a partir de las ecuaciones (7) y (8) con E = 0, y está dado por la ecuación (13).

$$P_g^2 + \left[Q_g + \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) \right]^2 = \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \quad (13)$$

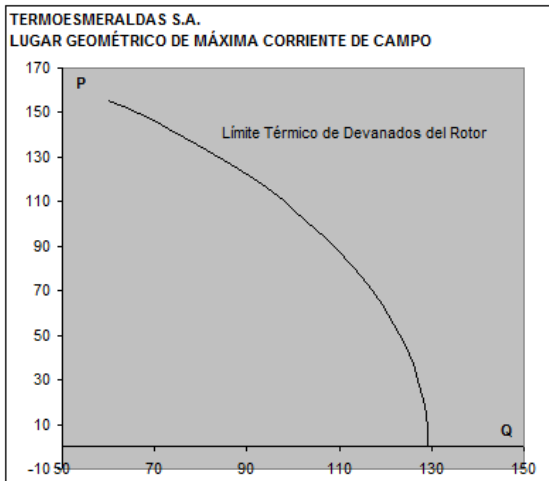


Figura 6: Lugar Geométrico de la Restricción de Corriente Nominal de Campo.

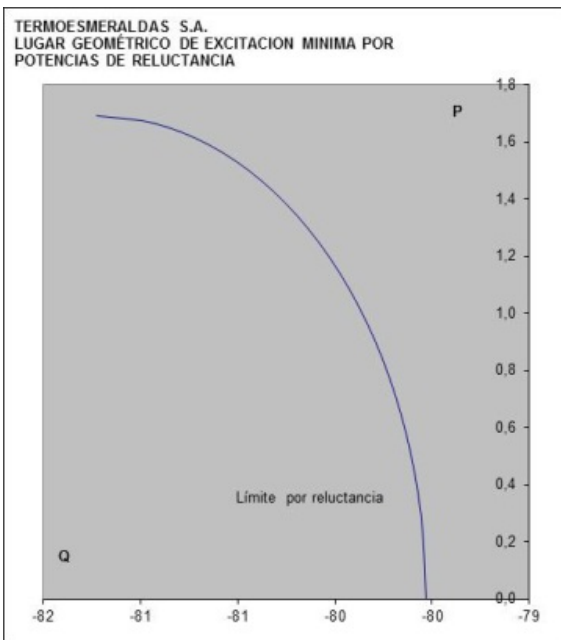


Figura 7: Lugar Geométrico del Límite de Potencia de Reluctancia.

En la práctica si un generador llega a esta condición, la protección de pérdida de corriente de campo actúa, sacándole del sistema. Para la CTE, con voltaje terminal nominal de 13,8 kV, el lugar geométrico de potencia de reluctancia se muestra en la figura 7. Debido a que la diferencia entre las reactancias de eje directo y en

cuadratura es pequeña, los valores de P son menores a 2 MW con magnitudes de Q menores a - 80 MVar, que deben ser suministrados por el sistema externo.

3.2.4 Restricciones en la Región de Subexcitación

3.2.4.1 Límite por Calentamiento del Hierro de la Región Terminal del Estator

El calentamiento localizado en la región terminal de la armadura impone un límite térmico a la capacidad del generador en la condición de subexcitación. El flujo de dispersión en los terminales de los devanados entra y sale en una dirección perpendicular (axial) a las laminaciones del estator. Esto produce corrientes de eddy en las láminas, resultando en calentamiento localizado en la región terminal. Las altas corrientes de campo correspondientes a la condición de sobrexcitación mantienen el anillo de retención saturado, tal que el flujo de dispersión terminal es pequeño. Sin embargo, en la región de subexcitación las corrientes de campo son bajas y los anillos de retención no llegan a saturarse, permitiendo un aumento del flujo de dispersión terminal de armadura. Además, en la condición de subexcitación, el flujo producido por las corrientes de armadura se suma al flujo producido por la corriente de campo; por lo tanto, el flujo en los terminales de los devanados aumenta el flujo axial en la región terminal y el efecto de calentamiento resultante limita severamente la salida del generador.

Para determinar el límite de excitación mínima se considera la absorción de potencia reactiva desde el sistema externo. Utilizando la figura 1, en condición de subexcitación y asumiendo un generador de polos lisos, se escriben las ecuaciones (14), (15) y (16)

$$\tan\delta' = \frac{\tan\delta + \tan\theta}{1 - \tan\delta + \tan\theta} \quad (14)$$

$$\tan\delta = \frac{X_d I_r}{V_t - X_d I_i} \quad (15)$$

$$\tan\theta = \frac{X_d I_r}{V_t + X_t I_i} \quad (16)$$

Las potencias entregadas por el generador se calculan también con las ecuaciones (17) y (18)

$$P_g = V_t I_r \quad (17)$$

$$Q_g = -V_t I_i \quad (18)$$

De las ecuaciones (14) a la (18) se deduce la ecuación (19) para la condición de excitación mínima con $\delta' = 90^\circ$.

$$P_g^2 + \left[Q_g - \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_t} - \frac{1}{X_d} \right) \right]^2 = \left[\frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_t} + \frac{1}{X_d} \right) \right]^2 \quad (19)$$

El lugar geométrico de excitación mínima por calentamiento del hierro de la región terminal del estator del generador de la CTE se muestra en la figura 8.

3.2.4.2 Límite por Margen de Estabilidad en Estado Estable

En la condición de subexcitación se tienen bajos niveles de transferencia máxima de potencia, por lo que el operador debe definir criterios de márgenes de estabilidad que le permitan entregar potencia de manera confiable con bajas corrientes de campo. El margen de estabilidad en estado estable es un criterio del operador en condiciones de subexcitación.

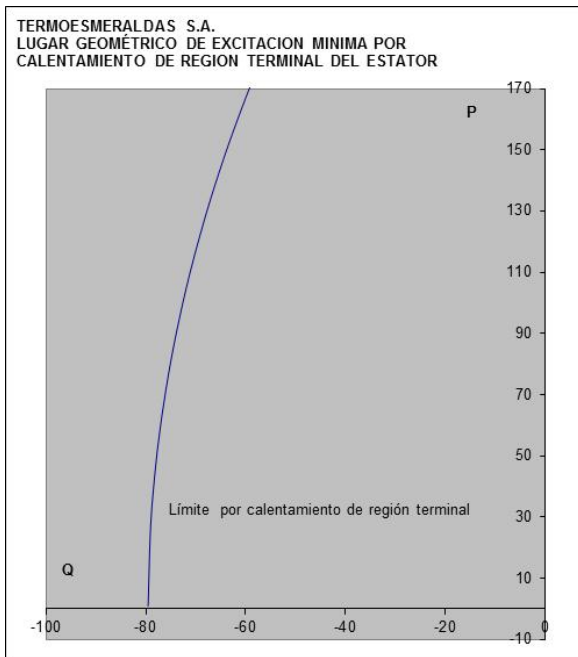


Figura 8: Lugar Geométrico de la Restricción por Calentamiento del Hierro del Estator en Subexcitación.

Se basa en el principio de dejar una reserva de potencia activa entre el punto de máxima transferencia de potencia y el valor de potencia activa entregada a los terminales de la máquina. Este criterio permite absorber un requerimiento de potencia activa con cierta seguridad hasta por un valor cercano al margen de estabilidad.

Es práctica usual de los operadores de centrales eléctricas dejar un margen de reserva de 10% en condiciones de baja excitación y calcular sus valores de potencia activa y reactiva. El voltaje en la barra de alto voltaje del transformador es determinado por el Operador del Sistema y con esto la respectiva entrega de reactivos por parte de la unidad. Un factor importante en el establecimiento del

rango de voltajes en la barra del sistema es la posición de su tap.

Para varios valores de máxima transferencia de potencia activa P_{max} , se calculan los respectivos ángulos óptimos δ^* y niveles de excitación E_1 a partir de las ecuaciones (20) y (21) de P_{max} y $\frac{\partial P_{max}}{\partial \delta^*}$.

$$P_{max} = \frac{E_1 V_t}{X_d} \text{sen} \delta^* + \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen} 2\delta^* \quad (20)$$

$$\frac{\partial P_{max}}{\partial \delta^*} = \frac{E_1 V_t}{X_d} \text{cos} \delta^* + V_t^2 \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen} 2\delta^* = 0 \quad (21)$$

Con el valor de E_1 se pasa a evaluar el ángulo δ_0 correspondiente a la potencia de operación $P_0 = P_{max} - MEE$, de la ecuación no lineal (22).

$$P_0 - \frac{E_1 V_t}{X_d} \text{sen} \delta_0 - \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen} 2\delta_0 = 0 \quad (22)$$

Finalmente, con el ángulo δ_0 y E_1 se calculan los valores de Q_0 , con la ecuación (23), y se grafica P_0 en función de Q_0 .

$$Q_s = \frac{E_1 V_t}{X_d} \text{cos} \delta_0 + \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{cos} 2\delta_0 - \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) \quad (23)$$

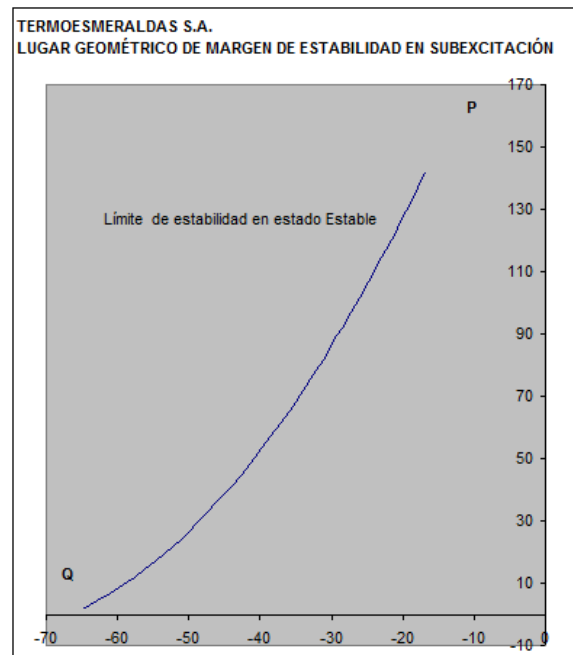


Figura 9: Lugar Geométrico de la Restricción de Margen de Estabilidad en Estado Estable en la Región de Subexcitación.

Para la CTE el límite en la región de subexcitación se calcula considerando un margen de estabilidad en estado

estable MEE del 10% de la P_{nom} de reserva en estado estable, es decir 13,25 MW. En la figura 9 se muestra el lugar geométrico de margen estabilidad en estado estable de la CTE.

3.3 Restricciones del Sistema Interno

La alimentación de energía al sistema eléctrico interno, carga de servicios auxiliares, proviene de los terminales del generador a través de transformadores que reducen el voltaje a niveles dentro sus límites de operación. Cuando el voltaje de salida de la unidad hace que el voltaje en los auxiliares salga fuera de los rangos permitidos, las protecciones de los equipos actúan para evitar su funcionamiento en condiciones extremas.

3.3.1 Carga de Servicios Auxiliares

La magnitud de la demanda de los servicios auxiliares depende del tipo de central de generación eléctrica. Los requerimientos internos de las centrales hidráulicas es generalmente menor al 1% de su potencia de salida, debido a que la fuente primaria desciende por gravedad y el enfriamiento de la turbina y generador se realiza usando intercambiadores de calor por agua circulante.

En las centrales térmicas a diesel el porcentaje de potencia consumida por sus auxiliares se encuentra entre el 1 y 2%, la mayor parte destinada al sistema de enfriamiento y lubricación. Las plantas de mayor consumo en auxiliares son las centrales térmicas a vapor, cuyos sistemas de alimentación de agua destilada y enfriamiento de turbina y generador demandan potencias en el rango del 4 al 10% de la potencia producida.

Los equipos de mayor demanda en la CTE [6] se suministran desde el transformador UT1 a 4,16 kV, en tanto que otros dispositivos de menor consumo están conectados en las barras de 440 V y 208/120 V. Las principales cargas a 4,16 kV son: bomba de alimentación de agua de 3,2 MW, ventilador de aire forzado de 1,8 MW, bomba de agua de circulación de 0,82 MW, ventilador de recirculación de gas de 0,8 MW y bomba de extracción de condensado de 0,3 MW. Entre las cargas alimentadas a 440 V se encuentran: bomba de condensado, equipos de combustible, equipos de turbina y ciclo, caldero, desmineralizador y servicios generales.

Las ecuaciones (24) de P_a y (25) de $Q_a(-)$ de la carga de auxiliares para varias niveles de salida de potencia P de la planta, desde P_{min} hasta P_{max} , para generación con factor de potencia en atraso, se determinan mediante regresiones matemáticas. Los datos reales tomados en los instrumentos de la CTE se listan en la tabla 2. La demanda $Q_a(+)$, para generación con factor de potencia en adelanto, ecuación 26, se estima en el 85% de $Q_a(-)$. En la figura 10 se muestran

P_a , y Q_a como funciones de tercer orden de la P total de la planta.

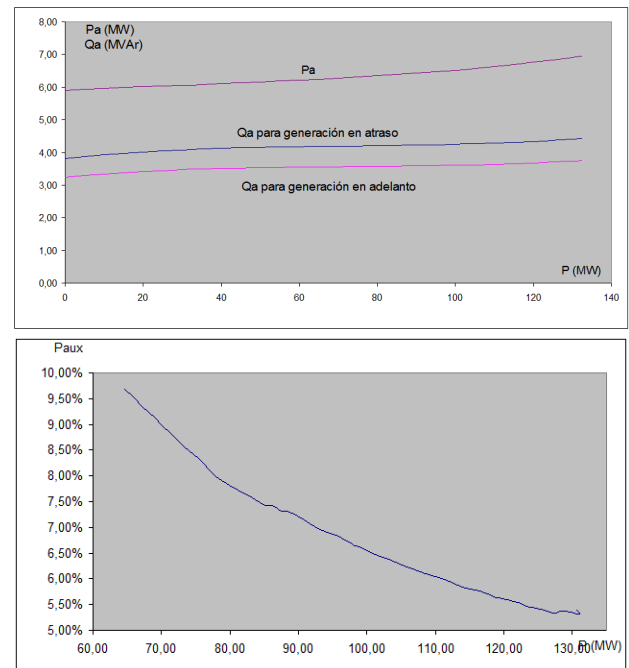


Figura 10: Demandas de potencias de auxiliares en función de potencia total de la planta.

Los coeficientes de correlación R^2 para P_a y Q_a son 0,9564 y 0,9723, respectivamente. El consumo de los servicios auxiliares de la CTE son funciones no lineales de la potencia total de salida de la planta.

$$P_a = 3,886895 \times 10^{-7} P^3 - 3,6493395 \times 10^{-5} P^2 + 5,9088234 \times 10^{-3} P + 5,9051693 [MW] \quad (24)$$

$$Q_a(-) = 7,1113819 \times 10^{-7} P^3 - 1,5777344 \times 10^{-4} P^2 + 1,3023541 \times 10^{-2} P + 3,8086124 [MVar] \quad (25)$$

$$Q_a(+) = 0,85 Q_a(-) \quad (26)$$

Estas relaciones son diferentes a las encontradas en [5] que señalan una dependencia lineal. Los porcentajes de consumo de potencia activa de auxiliares respecto al total de la planta van desde 5,32% para 131 MW hasta 9,7% para 64,5 MW.

3.3.2 Límites por Voltaje de Servicios Auxiliares

La incorporación de las restricciones impuestas por las cargas de servicios auxiliares permite establecer lugares geométricos de potencias activa y reactiva totales de generación en función de los voltajes máximo y mínimo a los que están calibrados las protecciones de los equipos principales del sistema eléctrico de potencia interno de la central.

Una vez definido el rango aceptable de voltaje para las cargas auxiliares, sus valores límites se utilizan, primero, para determinar los niveles de voltaje en los terminales del generador a partir de P_a , Q_a , X_a , t_a , V_{amx} , y V_{amn} . Luego, se calcula el requerimiento de potencia reactiva para cada salida de potencia activa total de la unidad [3].

El voltaje en los terminales del generador se calcula resolviendo el sistema eléctrico de potencia interno de una central de generación, mostrado en la figura 11 [4], [5].

Los flujos de potencia desde el transformador de servicios auxiliares hasta la barra del generador están dados por las ecuaciones (27) y (28) [3]:

$$\frac{V_a V_t}{t_a X_a} \text{sen} \theta_{at} = -P_a \quad (27)$$

$$\frac{V_a^2}{X_a} - \frac{V_a V_t}{t_a X_a} \text{cos} \theta_{at} = -Q_a \quad (28)$$

De las cuales se deduce la expresión (29) para el voltaje terminal del generador:

$$V_t = \frac{t_a X_a}{V_a} \sqrt{P_a^2 + \left(\frac{V_a^2}{X_a} + Q_a \right)^2} \quad (29)$$

Los flujos de potencia desde el generador hasta el sistema a través del transformador principal están dadas por las ecuaciones (30) y (31):

$$\frac{V_t V_s}{t_p X_p} \text{sen} \theta_{ts} = P_t \quad (30)$$

$$\frac{V_t^2}{X_p} - \frac{V_t V_s}{t_p X_p} \text{cos} \theta_{ts} = Q_t \quad (31)$$

Las potencias activa y reactiva entregadas por el generador se obtienen a partir de las ecuaciones (32) y (33):

$$P_g = \frac{V_t V_s}{t_p X_p} \text{sen} \theta_{ts} + P_a \quad (32)$$

$$Q_g = \frac{V_t^2}{X_p} - \frac{V_t V_s}{t_p X_p} \text{cos} \theta_{ts} + \frac{V_t^2}{t_a^2 X_a} - \frac{V_t V_a}{t_a X_a} \text{cos} \theta_{ta} \quad (33)$$

Despejando la potencia reactiva Q_g del generador para un valor dado de potencia activa P_g , considerando un valor dado del voltaje de servicios auxiliares y potencias P_a y Q_a de servicios auxiliares, se tiene la ecuación (34) [3].

$$Q_g = V_t^2 \left(\frac{1}{X_p} + \frac{1}{t_a^2 X_a} \right) - \sqrt{\left(\frac{V_t V_s}{t_p X_p} \right)^2 - (P_g - P_a)^2} - Q_a - \frac{V_a^2}{X_a} \quad (34)$$

Para determinar las restricciones asociadas a los equipos de servicios auxiliares, se reemplaza los voltajes máximo V_{amx} y mínimo V_{amn} por el término V_a .

Para el caso de la CTE, los voltajes permitidos por los equipos auxiliares instalados en la barra de 4,16 kV del UT1 son de $V_{amx} = 1,05$ y $V_{amn} = 0,95$ p.u. El voltaje del sistema a nivel de 138 kV puede variar en el rango desde 0,95 p.u. hasta 1,05 p.u.

Las potencias P_a y Q_a de las cargas de auxiliares son evaluadas en función de la potencia P_g de generación con los polinomios de tercer orden dados por las ecuaciones (24), (25) y (26). El tap t_p del transformador principal MT1 puede fijarse dentro del rango 0,988406 al 1,095652, en base de 138 kV. Los límites del voltaje en terminales del generador, $V_{tmx}=1,02174$ p.u. y $V_{tmn} = 0,95$ p.u. El tap t_a del transformador UT1 puede escogerse entre 0,9087 y 1,00435 en base de 13,8 kV.

Los límites de Q_g , considerando las restricciones de los voltajes de auxiliares V_{amx} y V_{amn} , los datos de la tabla 3, referidos a las mismas bases de potencia y voltaje, t_p en la posición 2 y t_a en la posición 3, para varias salidas de P_g del generador, se presentan en la figura 12 [6].

Una familia de lugares geométricos para los límites de voltajes auxiliares se obtiene cuando se trazan curvas para varios voltajes de sistema dentro del rango 0,95 a 1,05 p.u., como se muestra en la figura 13 [6].

Las restricciones de los voltajes de servicios auxiliares se muestran en conjunto con los demás límites en la figura 14, para un voltaje del sistema de 1,025 p.u., describiendo las zonas seguras de operación de la CTE. También se muestran lugares geométricos de factores de potencia constante desde 0,6 en atraso hasta 0,7 en atraso.

Los límites más restrictivos en la zona de sobreexcitación están dados por el voltaje máximo de auxiliares, en tanto que en la zona de subexcitación los límites son impuestos por el margen de estabilidad en estado estable. Así, para la potencia nominal de 132,5 MW, la potencia reactiva del generador puede variar desde -19 hasta 42 MVAR; en tanto, que para potencia mínima de 65 MW, el rango de potencia reactiva va desde -35 hasta 35 MVAR.

La definición de las zonas seguras de operación de centrales de generación eléctrica incluyendo las restricciones por voltaje de la carga de servicios auxiliares permite establecer la real disponibilidad de potencia reactiva de un agente para efectuar las transacciones comerciales de mercados eléctricos.

4. CONCLUSIONES

El consumo de potencia activa y reactiva de los servicios auxiliares de una central de generación eléctrica puede

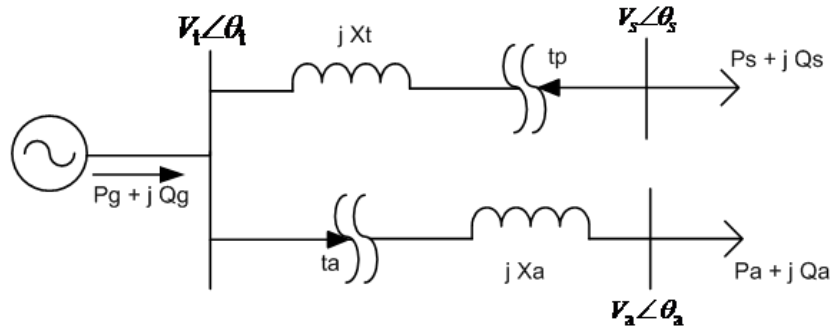


Figura 11. Lugar Geométrico de la Restricción de Máxima Corriente de Armadura.

Tabla 2. Datos de P, Pa, Qa y fpa.

P (MW)	130,60	130,88	131,01	131,05	130,79	129,51	128,65	127,95	127,26	126,98	126,27	125,44	123,88	122,63	121,35	119,79	119,55	118,24	117,14
Paux (MW)	7,035	7,016	6,990	6,967	6,943	6,927	6,908	6,844	6,794	6,764	6,792	6,776	6,745	6,741	6,757	6,736	6,720	6,704	6,710
Qaux (MVA)	4,438	4,427	4,419	4,412	4,405	4,401	4,391	4,374	4,358	4,347	4,351	4,355	4,336	4,332	4,331	4,325	4,317	4,307	4,309
fpaux	0,846	0,846	0,845	0,845	0,844	0,844	0,844	0,843	0,842	0,841	0,842	0,841	0,841	0,841	0,842	0,841	0,841	0,841	0,841
PauxP	5,39%	5,36%	5,34%	5,32%	5,31%	5,35%	5,37%	5,35%	5,34%	5,33%	5,38%	5,40%	5,45%	5,50%	5,57%	5,62%	5,67%	5,73%	

P (MW)	115,81	114,41	112,90	111,24	110,47	109,97	109,45	107,37	106,75	105,85	104,16	101,98	98,85	98,13	98,08	96,30	95,06	93,14	91,62
Paux (MW)	6,693	6,663	6,664	6,672	6,660	6,649	6,636	6,620	6,614	6,594	6,583	6,571	6,549	6,515	6,521	6,547	6,529	6,487	6,471
Qaux (MVA)	4,305	4,290	4,288	4,293	4,298	4,284	4,276	4,273	4,267	4,264	4,263	4,259	4,249	4,240	4,240	4,250	4,245	4,228	4,235
fpaux	0,841	0,841	0,841	0,841	0,841	0,841	0,841	0,840	0,840	0,840	0,839	0,839	0,839	0,838	0,838	0,838	0,838	0,838	0,837
PauxP	5,78%	5,82%	5,90%	6,00%	6,03%	6,05%	6,06%	6,17%	6,20%	6,23%	6,32%	6,44%	6,62%	6,64%	6,65%	6,80%	6,87%	6,96%	7,06%

P (MW)	89,88	88,33	87,77	87,24	86,44	85,60	84,86	82,70	81,14	79,52	78,00	75,72	74,03	72,31	67,95	66,86	65,81	65,24	64,52
Paux (MW)	6,494	6,462	6,414	6,398	6,401	6,358	6,324	6,292	6,265	6,248	6,236	6,284	6,289	6,285	6,294	6,278	6,281	6,269	6,259
Qaux (MVA)	4,241	4,232	4,219	4,216	4,220	4,207	4,198	4,189	4,184	4,181	4,179	4,190	4,198	4,198	4,196	4,195	4,190	4,188	4,187
fpaux	0,837	0,837	0,835	0,835	0,835	0,834	0,833	0,832	0,832	0,831	0,831	0,832	0,832	0,832	0,832	0,831	0,832	0,832	0,831
PauxP	7,23%	7,31%	7,31%	7,33%	7,41%	7,43%	7,45%	7,61%	7,72%	7,86%	7,99%	8,30%	8,49%	8,69%	9,26%	9,39%	9,54%	9,61%	9,70%

Tabla 3. Datos de P, Pa, Qa y fpa.

Vs	Xp	tp	Xa	ta	Vamx	Vamn	Pa	Qa
1,025	0,0702	1,0152	0,6542	0,9565	1,05	0,95	Ec. (24)	Ec. (25)

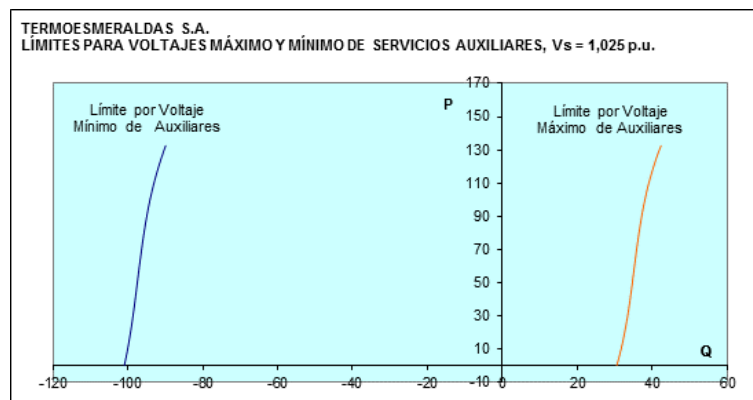


Figura 12. Lugares Geométricos de las Restricciones de Voltajes de Servicios Auxiliares con Voltaje del Sistema de 1,025 p.u.

ser representado por polinomios en función de la potencia activa del generador, obtenidos a partir de datos de campo.

Los límites operativos asociados a los componentes: turbina, estator, rotor, sistema y servicios auxiliares, de una central eléctrica pueden ser definidos mediante ecuaciones no lineales de cada uno de sus lugares geométricos.

Los lugares geométricos de las restricciones de los voltajes de la carga de los servicios auxiliares se determinan resolviendo las ecuaciones de flujos de potencia del sistema eléctrico interno de la central eléctrica.

Los voltajes límites, máximo y mínimo, permitidos por las cargas de los servicios auxiliares imponen las restricciones operativas más severas que cualquiera de los otros

componentes, excepto en la zona de sub excitación, en la cual podría predominar el margen de estabilidad en estado estable.

Las zonas seguras de operación de la CTE están enmarcadas por los límites de potencia activa de la turbina, el límite de estabilidad en estado estable en la región de subexcitación y el máximo voltaje de las cargas de servicios auxiliares en la región de sobreexcitación.

Los límites seguros de potencia reactiva que un generador puede entregar dentro de las zonas seguras para cada valor de potencia activa asignada a una central, pueden ser incorporados al estudio de flujos de potencia, despacho económico en varios horizontes, flujos óptimos de poten-

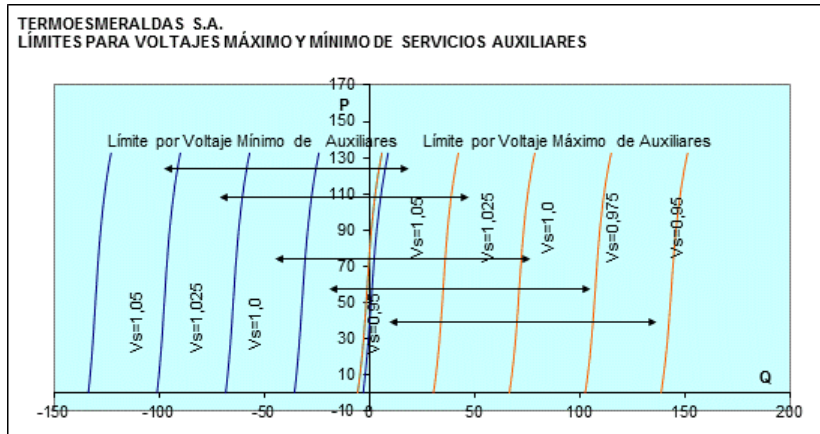


Figura 13. Lugares Geométricos de las Restricciones de Voltajes de Servicios Auxiliares con Voltaje del Sistema de 0,95; 0,975; 1,00; 1,025 y 1,050 p.u.

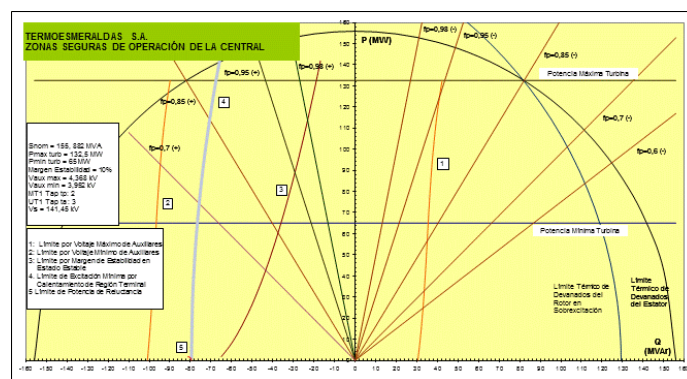


Figura 14. Zonas Seguras de Operación de la Central Térmica Esmeraldas Incorporando los Lugares Geométricos de las Restricciones de Voltajes de Cargas Auxiliares

cia con restricciones, control automático de generación, estabilidad transitoria, pequeña señal, colapso de voltaje y estimación de estado.

REFERENCIAS

[1] Adibi M.M., Milanicz D.P., “Reactive Capability Limitation of Synchronous Machines”, IEEE Transactions on Power Systems, 9:130-141, 1994.

[2] Arcos Hugo y Doña Víctor, “Towards a Better Capability Curve Consideration of Synchronous Machines for Reactive Power Pricing in Competitive Electric Markets”, Universidad Nacional de San Juan, Argentina, 2003.

[3] Consorcio Siemens – Transformadores - Union, Diagrama de potencia, Proyecto Hidroeléctrico Paute, INECEL, 1978.

[4] Ercole Marelli, Curvas de capacidad, Central Térmica Esmeraldas, INECEL, 1978.

[5] Játiva Jesús, “Zonas Seguras de Operación de Centrales Eléctricas considerando Límites de Voltaje”, CENACE, 2002.

[6] Power Quality Services Cía. Ltda., “Estudio de la Posición Óptima de los Taps de los Transformadores Principal MT1 y de Servicios Auxiliares a Nivel de 4,16 kV y 440 V y Actualización de la Curva de Capacidad de la Central Térmica Esmeraldas”, TERMOESMERALDAS S.A., 2006.