

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



TESIS

**DETERMINACIÓN DE LOS LIMITANTES POR
ESTABILIDAD TRANSITORIA PARA EL INGRESO DE
PROYECTOS DE GENERACIÓN CONVENCIONAL EN EL SEIN**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

ELABORADO POR:

MOSTACERO NATIVIDAD CLIFFORD WELLNER

ASESOR

ING. YOFRE JACOME DEPAZ

LIMA – PERÚ

2021

**DETERMINACIÓN DE LOS LIMITANTES POR
ESTABILIDAD TRANSITORIA PARA EL INGRESO DE
PROYECTOS DE GENERACIÓN CONVENCIONAL EN EL
SEIN**

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a mi padre Amilcar por siempre apoyar a todos incondicionalmente y por ser ejemplo de padre.

A mi madre María y a mis hermanos por sus enseñanzas. Finalmente agradecer a mis hijos Mateo y Oliver por ser mi motivo de crecimiento.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a todas las personas que me han animado en la realización de este objetivo, soportando y entendiendo el esfuerzo que se requiere para la realización de una tesis.

RESUMEN

En la presente Tesis se elabora una metodología que incluye simulaciones y cálculos para verificar si un proyecto de generación convencional es susceptible de experimentar problemas de estabilidad angular de corta duración (estabilidad transitoria) o de provocarlos en centrales de generación existentes en su zona de influencia, y así poder limitar su ingreso al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) peruano con la finalidad de evitar eventuales impactos negativos sobre la estabilidad del sistema.

La metodología propuesta será utilizada para realizar un análisis a corto, mediano y largo plazo, permitiendo evaluar el ingreso de nuevos proyectos en la fase del Estudio de Pre-Operatividad y confirmar estos resultados en el Estudio de Operatividad. Esta metodología permitirá establecer la cantidad de generación que se puede conectaren cada una de las principales barras del SEIN e identificar las barras más sensibles al ingreso de proyectos de generación convencional.

Finalmente, se presenta los resultados de la aplicación de la metodología a un proyecto de generación convencional en el SEIN.

ABSTRACT

This Thesis develops a methodology that includes simulations and calculations to verify if a conventional generation project is susceptible to experience short term angular stability problems (transient stability) or to cause them in existing generation plants in its area of influence, and thus be able to limit its entrance to the Peruvian National Interconnected Electric System (SEIN) with the purpose of avoiding eventual negative impacts on the system stability.

The proposed methodology will be used to perform a short-, medium- and long-term analysis, allowing to evaluate the entrance of new projects in the Pre-Operational Study phase and confirm these results in the Operational Study. This methodology will allow to establish the amount of generation that can be connected in each of the main busbars of the SEIN and identify the busbars more sensitive to the entrance of conventional generation projects.

Finally, the results from applying the methodology to a conventional generation project in the SEIN are presented.

ÍNDICE

	Pág.
PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
1 INTRODUCCIÓN	3
1.1 Generalidades	3
1.2 Problemática para el Ingreso de Centrales de Generación Convencional	4
1.3 Objetivos	7
1.4 Hipótesis	7
CAPÍTULO II	
2 MARCO TEÓRICO	8
2.1 Estabilidad Transitoria	8
2.2 Análisis Eléctrico	8
2.3 Desempeño de la Protección.....	16
2.4 Métodos para mejorar la estabilidad transitoria	17
CAPÍTULO III	
3 CRITERIOS DE PROTECCIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	19
3.1 Protecciones en líneas de transmisión	19
3.2 Protección de Transformadores.....	21
3.3 Protección Diferencial de Barras	22
CAPÍTULO IV	
4 CRITERIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA PARA EL INGRESO DE NUEVOS PROYECTOS AL SEIN	24
4.1 Análisis del Ingreso del Proyecto de Generación según el Procedimiento Técnico PR-20	24
4.2 Análisis del Ingreso de proyectos de generación según normativa internacional. .	25
CAPÍTULO V	
5 METODOLOGÍA PARA EVALUAR LA ESTABILIDAD TRANSITORIA DE NUEVOS PROYECTOS DE GENERACIÓN CONVENCIONAL	29
5.1 Metodología Propuesta	29

CAPÍTULO VI

6 SIMULACIONES Y VERIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA CON PROYECTOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONAL	50
6.1 Centrales Hidroeléctricas Ángel I, II y III	50
6.2 Aplicación de la Metodología propuesta considerando una constante de inercia de 2 segundos	54
7 CONCLUSIONES.....	69
ANEXO A	71
LISTA DE SÍMBOLOS	71
ANEXO B	73
MATRIZ DE CONSISTENCIA.....	73
ANEXO C	76
GRÁFICOS DEL TIEMPO CRITICO VS IMPEDANCIA THEVENIN PARA DIVERSOS VALORES DE REACTANCIA TRANSITORIA	76
ANEXO D	81
MARGEN DE GENERACIÓN DISPONIBLE EN LAS PRINCIPALES BARRAS DEL SEIN..	81
ANEXO E	87
ZONAS CON BAJOS NIVELES DE POTENCIA DE CORTOCIRCUITO Y GRAN EXPORTACIÓN DE POTENCIA ACTIVA	87
BIBLIOGRAFÍA.....	92

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA N° 3.1 Clasificación de las Líneas de Transmisión de acuerdo con el SIR.....	19
TABLA N° 3.2 Funciones de protección de acuerdo con el SIR y Nivel de tensión	20
TABLA N° 3.3 Funciones de protección de transformadores de acuerdo con su potencia	21
TABLA N° 4.1 Tiempo crítico de despeje de falla según Norma de Brasil [Fuente: ONS]	26
TABLA N° 4.2 Tiempo crítico de despeje de falla según la Normativa del Reino Unido [Fuente: NGET].....	27
TABLA N° 5.1 Constante de inercia para diversos tipos de unidades de generación	41
TABLA N° 5.2 Impedancia Thévenin de acuerdo con la constante de inercia	41
TABLA N° 5.3 Potencia de CGC que pueden conectarse dependiendo de la PCC.....	41
TABLA N° 6.1 Parámetros de las unidades de generación de las CC.HH. Ángel I, II y III [Fuente: Estudio de Operatividad].....	52
TABLA N° 6.2 Potencia de cortocircuito ante contingencias	58
TABLA N° 6.3 Potencia de las Centrales de Generación en la Zona 1	60
TABLA N° 6.4 Comparación de los tiempos críticos con y sin proyecto	64
TABLA N° 6.5 Esquemas de protección actuales en Líneas de Transmisión en la zona de influencia	65
TABLA N° 6.6 Esquemas de protección actuales en Barras en la zona de influencia	65
TABLA N° 6.7 Tiempo total de despeje de falla	66
TABLA N° 6.8 Instalaciones donde el tiempo crítico es mayor que el tiempo de despeje de falla	67

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1 Potencia de Cortocircuito en barras representativas del SEIN – Av. Máx 2019....	3
Fig. 1.2 Ángulo de generadores luego de una falla en el SEIN – Estable.....	5
Fig. 1.3 Constante de Inercia de las últimas Centrales Hidroeléctricas del SEIN	6
Fig. 2.1 Sistema Eléctrico Representativo.....	9
Fig. 2.2 Esquema Eléctrico Equivalente.....	9
Fig. 2.3 Relación Potencia Activa vs Ángulo – Sistema Pre-falla	10
Fig. 2.4 Relación Potencia Activa vs Ángulo – Sistema Postfalla.....	10
Fig. 2.5 Oscilación de la potencia activa del generador	11
Fig. 2.6 Criterio de Igualdad de Áreas.....	12
Fig. 2.7 Sistema estable luego de una falla.....	14
Fig. 2.8 Sistema inestable (Pérdida de sincronismo) luego de una falla.....	15
Fig. 3.1 Tiempos de despeje de falla 500kV y 220kV.....	23
Fig. 3.2 Tiempos de despeje de falla 138kV y 60kV.....	23
Fig. 4.1 Tiempo crítico de despeje de falla mayor a 100ms (Ángulo del rotor)	24
Fig. 5.1 Envío de potencia de una zona del SEIN hacia otra.....	31
Fig. 5.2 Metodología propuesta para la evaluación de la Estabilidad Transitoria	32
Fig. 5.3 Diagrama del criterio de Igualdad de áreas.....	33
Fig. 5.4 Ángulo de reserva vs el ángulo inicial de operación.....	36
Fig. 5.5 Tiempo crítico vs Impedancia Thévenin para diversos valores de inercia.....	38
Fig. 5.6 Barras donde el COES controla la tensión [Fuente: COES]	43
Fig. 5.7 Tiempo crítico vs Impedancia Thévenin para una constante de inercia $H=3$	44
Fig. 5.8 Intercambio de Potencia entre los Sistemas 1 y 2.....	46
Fig. 5.9 Incremento del intercambio de Potencia entre los Sistemas 1 y 2 debido al ingreso de centrales de generación en el Sistema 2	46
Fig. 5.10 Representación del sistema 2 mediante un generador.....	47
Fig. 5.11 Obtención de la reactancia entre ambos sistemas 1 y 2.....	48
Fig. 6.1 Diagrama Unifilar CC.HH. Ángel I, II y III.....	51
Fig. 6.2 C.H. Ángel I inestable para un tiempo crítico de 80 ms	53
Fig. 6.3 C.H. Ángel I estable para un tiempo crítico de 79 ms.....	53
Fig. 6.4 Esquema Eléctrico en DIgSILENT CC.HH. Ángel I, II y III.....	55
Fig. 6.5 Pérdida de sincronismo de las CC.HH. Ángel I, II y III.....	56
Fig. 6.6 Sistema Eléctrico de la C.H. Ángel III, con las CC.HH. Ángel I y II f/s	56
Fig. 6.7 CC.HH. Ángel I, II y III estables para un tiempo crítico de 62 ms	58
Fig. 6.8 CC.HH. Ángel I, II y III inestables para un tiempo crítico de 63 ms.....	59
Fig. 6.9 Intercambio de Potencia entre 2 zonas del SEIN	60
Fig. 6.10 Cálculo de las reactancias de ambas zonas.....	62
Fig. 6.11 CC.HH. Ángel I, II y III y C.H. San Gabán II inestables tiempo crítico de 1 ms ..	63
Fig. 6.12 Instalaciones donde se analiza el tiempo crítico antes y después del proyecto ..	64

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Central de Generación Convencional: Son aquellas centrales que utilizan un generador síncrono para la generación de energía.

Comité de Operación Económica del Sistema (COES): El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo

Constante de Inercia: Representa las inercias tanto del generador como de la turbina que se encuentra acoplada al mismo e indican la fortaleza de este sistema generador-turbina a cambios.

DlgSILENT: Es una herramienta computarizada avanzada de diseño asistido en ingeniería para el análisis de sistemas eléctricos de potencia comerciales, industriales y a gran escala.

Esquemas Especiales de Protección: Son esquemas de protección que son instalados ante determinadas condiciones particulares, para que un proyecto no afecte al SEIN.

Estudio de Operatividad: Es el estudio realizado por el Titular del Proyecto para obtener la conformidad técnica del COES, considera los análisis eléctricos del año de ingreso del proyecto.

Estudio de Pre-Operatividad: Es el estudio realizado por el Titular del Proyecto para obtener la conformidad técnica del COES, considera los análisis eléctricos a largo plazo (cinco años luego del ingreso del proyecto).

FACTs: Distintas tecnologías que mejoran la seguridad, capacidad y seguridad de las redes existentes de transporte, a la vez que mantienen o mejoran los márgenes operativos necesarios para la estabilidad de la red.

HVDC: Es un sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión utilizado en largas distancias mediante el uso de corriente continua.

Impedancia Thévenin: Es la impedancia equivalente de un sistema de potencia reflejado a un determinado punto del sistema eléctrico.

Nodo energético: Proyectos cuyo objetivo, es diseñar un esquema que promueva la participación de inversionistas privados que se comprometan a diseñar, construir, operar, mantener y financiar plantas de generación termoeléctricas, cumpliendo determinados requisitos técnicos, financieros y legales que serán establecidos en el contrato (capacidad, plazo, entre otros).

Perdida de Sincronismo: Ocurre cuando un generador es separado eléctricamente del sistema eléctrico, pero esta físicamente conectado, presentando una frecuencia eléctrica diferente al del sistema eléctrico.

Potencia de Cortocircuito: La potencia de cortocircuito es la potencia máxima que soporta una instalación ante una falla trifásica.

Procedimiento Técnico PR-20 del COES “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN” (PR-20): Es un procedimiento técnico del COES que contiene los requisitos técnicos para que una nueva instalación ingrese al SEIN no afecte de manera negativa.

Punto de Operación Estable: Es un punto de operación en el cual puede operar continuamente una instalación.

Regulador de Tensión (AVR): Es un equipo eléctrico, cuya función es controlar los niveles de tensión en los bornes del generador, de acuerdo con su sistema de control y parámetros definidos.

Sistema de Protección: Es el conjunto de instalaciones que permite despejar una falla eléctrica en el menor tiempo posible para afectar lo menos posible al sistema eléctrico de potencia.

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN): Sistema eléctrico de potencia peruano, conformado por generadores, líneas de transmisión, subestaciones y cargas eléctricas.

Teleprotección: Son esquemas de protección de líneas de transmisión que utilizan canales de telecomunicación para disminuir los tiempos de operación de la protección e identificar con mayor seguridad el equipo fallado.

Tiempo crítico de despeje de falla: Es el tiempo máximo que puede demorar la protección en actuar con la finalidad de no afectar la estabilidad del sistema.

PRÓLOGO

En el presente trabajo de Tesis, titulada “Determinación de los limitantes por estabilidad transitoria para el ingreso de proyectos de generación convencional en el SEIN”, se estudia y analiza una metodología para calcular los límites de potencia a inyectar en una determinada barra del SEIN por una nueva central de generación convencional, con la finalidad de evitar su pérdida de sincronismo o la pérdida del sincronismo de grupos de generación cercanos ante fallas que normalmente ocurren en las instalaciones aledañas. Se utiliza como centro de la propuesta el tiempo crítico de despeje de falla reformulado, que considera los criterios de la normativa vigente y la desconexión del equipo fallado por las protecciones eléctricas típicas de los elementos del sistema de potencia. Asimismo, se brindan recomendaciones para tener en cuenta para el ingreso de nuevos proyectos.

La Tesis está dividida en 7 capítulos. En el Capítulo 1 se presenta una introducción y un planteamiento de los problemas que genera el ingreso de proyectos de generación convencional al SEIN. Luego en el Capítulo 2 se detalla el marco teórico y los aspectos generales del fenómeno de estabilidad transitoria.

En el Capítulo 3, se muestran los equipamientos típicos de protección de las instalaciones de transmisión, determinando así los tiempos que toma su desconexión ante una falla, estos valores serán utilizados luego para verificar si el tiempo crítico de despeje de falla es el adecuado.

En el Capítulo 4, se evalúa y se identifica los inconvenientes de la normativa vigente en diversos países sobre los requisitos de estabilidad transitoria que deben cumplir los nuevos proyectos de generación convencional.

En el Capítulo 5, una vez identificados los problemas de la normativa vigente en el Perú, se establece y se analiza la metodología propuesta, el cual propone una secuencia de pasos para evaluar la estabilidad transitoria de los nuevos proyectos de generación convencional considerando la desconexión del equipo con falla y su impacto en la estabilidad. Asimismo, en este capítulo, mediante el uso de la metodología se determina la potencia eléctrica de centrales de generación convencional que puede conectarse a las diferentes barras del SEIN.

En el Capítulo 6 se aplica la metodología propuesta al ingreso de un proyecto de generación convencional que se conecta al SEIN, denominado CC.HH. Ángel I, II y III. Esta central al tener una capacidad de 60MW y conectarse en una zona del SEIN con baja potencia de cortocircuito, esta predispuesto a tener problemas de estabilidad transitoria, por lo cual la aplicación de la metodología nos permitirá evaluar el comportamiento de dicha central.

En el Capítulo 7, a partir de los resultados obtenidos se plantean las conclusiones, las cuales serán utilizadas para evaluar el mejor punto de conexión al SEIN de los proyectos de centrales de generación convencional. De modo similar permitirá a los entes supervisores y operadores del sistema, identificar los posibles proyectos de generación convencional que puedan generar problemas de estabilidad transitoria en el SEIN.

En la parte final se resume las referencias bibliográficas utilizadas, y en el anexo adjunto se muestra la lista de símbolos, la matriz de consistencia elaborado con las hipótesis y objetivos de la tesis e información complementaria.

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

1.1 Generalidades

En estos últimos años el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, SEIN, viene experimentando importantes cambios como son la construcción de subestaciones y líneas de transmisión de Muy Alta Tensión (500 kV) de gran longitud, así como la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas para aprovechar los recursos hídricos locales. También se está construyendo centrales no convencionales (eólicas y solares), y también se han puesto en servicio Centrales Térmicas de gran potencia las cuales han sido denominadas “Nodos Energéticos”. En ese sentido, para mejorar la flexibilidad del transporte de energía eléctrica, se ha utilizado algunos equipos FACTS. De otro lado, en un futuro cercano se darán las interconexiones entre países con lo cual el uso de la tecnología HVDC será una realidad en el sistema peruano.

Sin embargo, aún con el desarrollo eléctrico y energético que ha logrado el Perú existen zonas con bajos niveles de potencia de cortocircuito tal como se observa en la Fig. 1.1.

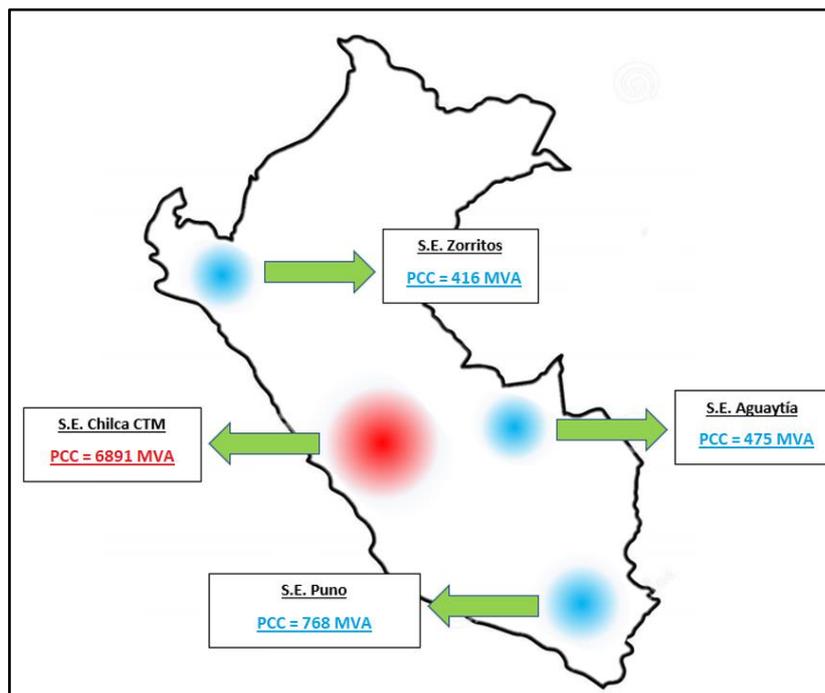


Fig. 1.1 Potencia de Cortocircuito en barras representativas del SEIN – Av. Máx 2019

Estos bajos niveles de cortocircuito del sistema eléctrico pueden limitar el ingreso al SEIN de proyectos de generación eléctrica y proyectos de demanda. Por lo anterior es recomendable analizar con mucho detalle el punto de conexión para los futuros proyectos de generación convencional.

1.2 Problemática para el Ingreso de Centrales de Generación Convencional

Dentro de los factores limitantes al ingreso de proyectos de generación en zonas con bajos niveles de potencia de cortocircuito se encuentran los referidos a la estabilidad transitoria, fenómeno propio de las maquinas síncronas y que se pone en evidencia cuando un nuevo generador pierde el sincronismo ante fallas de cierta duración, que se presentan en el sistema de transmisión cercano.

No existe ninguna limitante cuando el tiempo de duración de la falla, con la cual un generador pierde el sincronismo, es mayor al tiempo de despeje de la falla por actuación de la protección. Sin embargo, en los casos que el tiempo de despeje de la falla resulta mayor, el generador pierde el sincronismo antes de que la falla sea despejada, lo cual afecta a las instalaciones cercanas y disminuye su vida útil.

Para analizar lo anterior existen indicadores que se pueden utilizar para evaluar la estabilidad transitoria, como por ejemplo el tiempo crítico de despeje de la falla; el cual da cierta indicación si el sistema eléctrico de potencia podrá volver a un punto de operación estable luego de presentarse un gran evento o falla, tal como se muestra en la Fig. 1.2.

En la Fig. 1.2. se muestra la evolución en el tiempo del comportamiento del ángulo de los rotores de las unidades de la C.H. San Gabán II y CC.HH. Ángel I, II y III. Se aprecia un comportamiento oscilatorio y los rotores alcanzan un máximo ángulo de oscilación, luego amortiguarse y alcanzar un nuevo punto de operación estable.

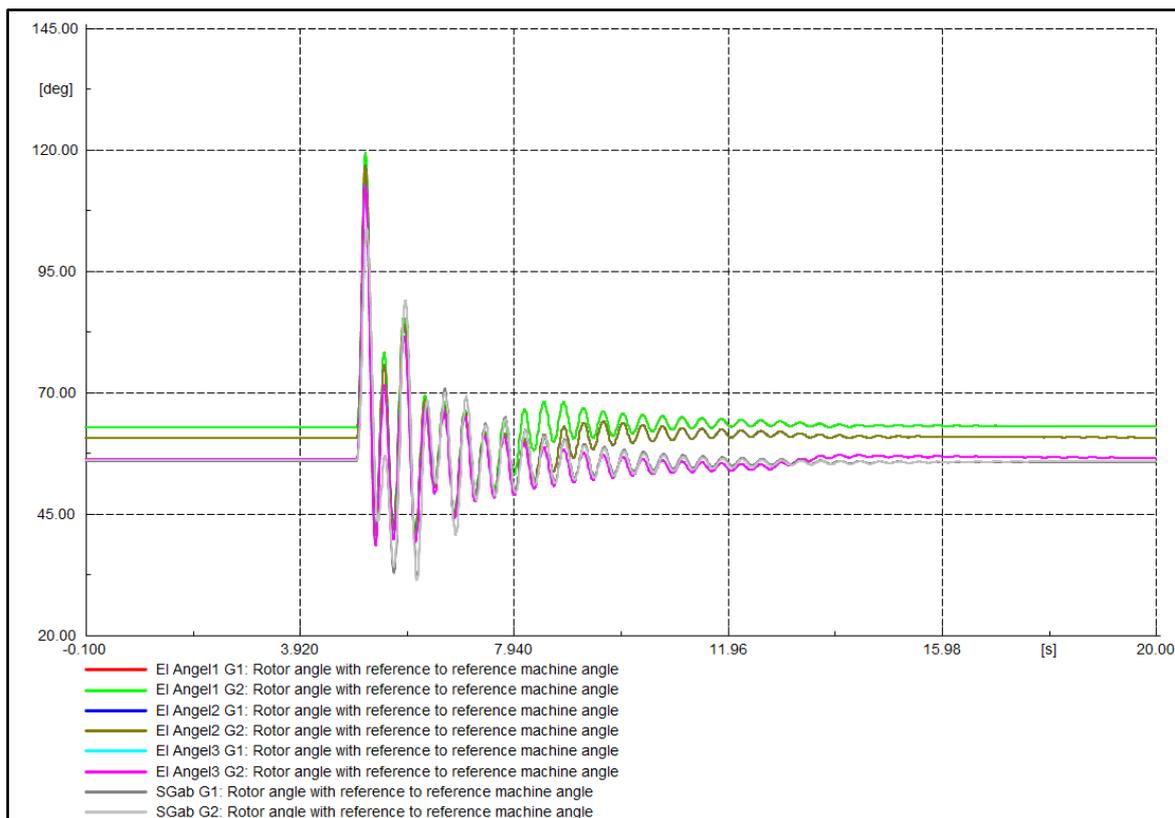


Fig. 1.2 Ángulo de generadores luego de una falla en el SEIN – Estable

De otro lado es necesario mencionar que los fenómenos de estabilidad transitoria en un nuevo generador síncrono también están estrechamente relacionados con la magnitud de su constante de inercia; parámetro mecánico que depende de la cantidad y distribución de la masa giratoria utilizada en el sistema mecánico del grupo turbina-generador. Al respecto, se debe indicar que normalmente los fabricantes tratan de reducir al máximo sus costos, por lo cual tratan de utilizar la menor cantidad posible de materiales, ocasionando que los generadores tengan un menor valor de constante de inercia, siendo así susceptibles a ser afectados por eventos y fallas en un sistema con bajos niveles de cortocircuito. En la Fig. 1.3 se muestran los valores de constante de inercia de las últimas centrales hidroeléctricas que han ingresado al SEIN.

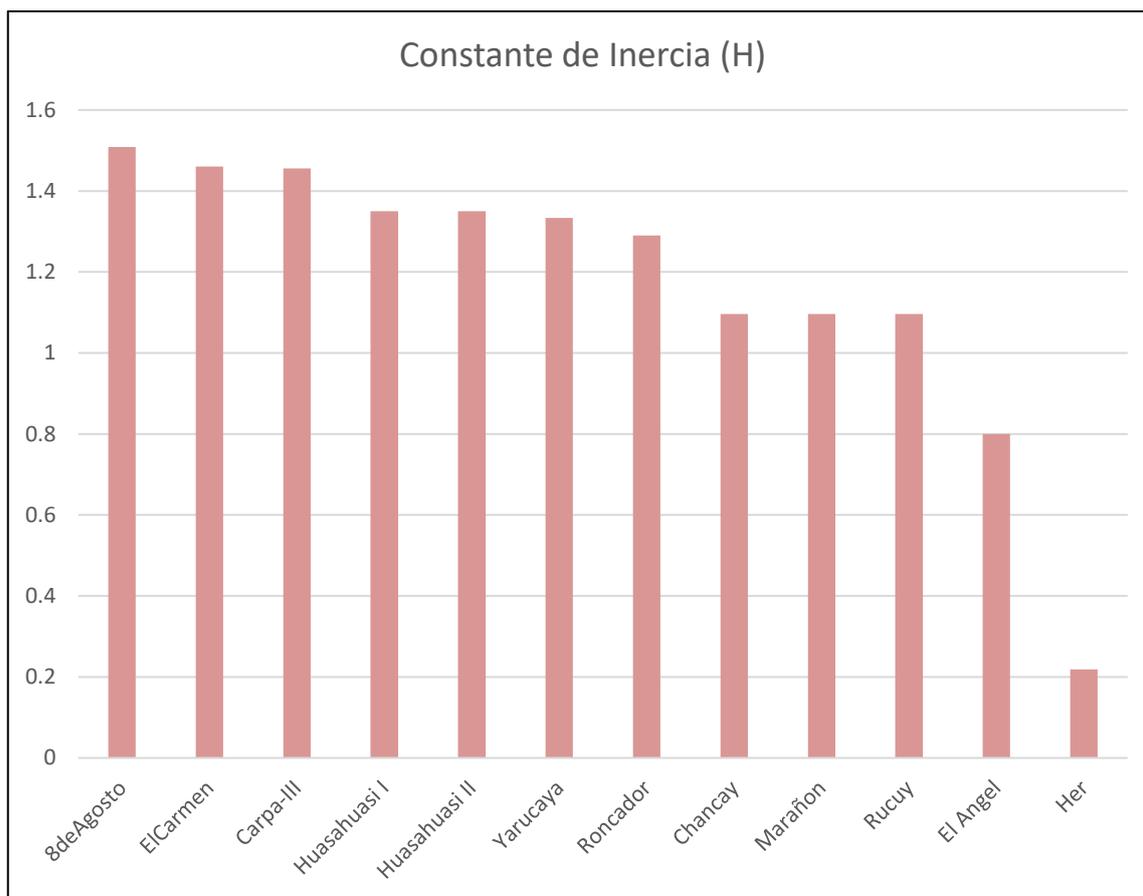


Fig. 1.3 Constante de Inercia de las últimas Centrales Hidroeléctricas del SEIN

Los eventos de estabilidad transitoria ocurrían con frecuencia en el Perú cuando el SEIN era un sistema con bajas potencias de cortocircuito. Actualmente, el SEIN ha crecido, se han instalado nuevas centrales de generación de gran potencia y el sistema de transmisión se ha reforzado; sin embargo, debido a que la potencia de cortocircuito no se ha elevado uniformemente en todas las zonas del SEIN y porque adicionalmente los nuevos generadores de pequeña y mediana potencia que han ingresado al SEIN tienen muy bajas constantes de inercia, se han producido condiciones propicias para que este fenómeno sea muy importante al momento de analizar el ingreso de un proyecto de generación convencional.

En algunos proyectos de centrales que ya están en operación y que el factor limitante motivo de la tesis afecta a algún generador, es necesario la implementación de Esquemas Especiales de Protección para evitar que existan restricciones de generación, logrando que no se afecte económicamente al proyecto de generación con muy baja inercia que se conecta en una zona de bajo nivel de cortocircuito y que no se ponga en riesgo al sistema eléctrico.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

- Determinar cómo los limitantes por estabilidad transitoria influyen en el ingreso de nuevos proyectos de generación convencional en el SEIN.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Determinar cómo las limitantes por estabilidad transitoria influyen en la potencia que ingresa a una subestación.
- Determinar en qué medida las limitantes por estabilidad transitoria influyen en la magnitud de la reactancia transitoria del generador.
- Determinar en qué medida las limitantes por estabilidad transitoria influyen en el valor de la constante de inercia del generador.

1.4 Hipótesis

1.4.1 Hipótesis general

- Los limitantes por estabilidad transitoria influyen positivamente en el ingreso de nuevos proyectos de generación convencional en el SEIN.

1.4.2 Hipótesis específicas

- Las limitantes por estabilidad transitoria influyen positivamente en la potencia que ingresa a una subestación.
- Las limitantes por estabilidad transitoria influyen incrementando la magnitud de la reactancia transitoria del generador.
- Las limitantes por estabilidad transitoria influyen incrementando el valor de la constante de inercia del generador.

En el Anexo B se muestra la matriz de consistencia, en la cual se resume los problemas, objetivos, hipótesis, variables, dimensiones, indicadores y metodología que se abordan en la presente tesis. Esta matriz es de gran utilidad y permite evaluar el grado de coherencia y conexión lógica desarrollado a lo largo de todos los capítulos.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1 Estabilidad Transitoria

La estabilidad transitoria es la habilidad de un sistema de potencia para mantenerse en sincronismo cuando ocurre un severo disturbio en el sistema, como puede ser una falla en las líneas de transmisión, la perdida de generación o la perdida de grandes bloques de carga. El sistema responde a estos eventos experimentando grandes oscilaciones del ángulo del rotor, cambios en los flujos de potencia y otros cambios adicionales en el sistema eléctrico. Si el resultado de la separación angular entre los generadores se mantiene entre ciertos límites, el sistema mantiene el sincronismo. La pérdida de sincronismo por estabilidad transitoria ocurre normalmente durante los 2 o 3 segundos de producido el disturbio inicial.

En este capítulo se muestra la naturaleza de los problemas de estabilidad transitoria, identificando los factores que los producen y las técnicas aplicables para su análisis y mitigación.

2.2 Análisis Eléctrico

Considerando el sistema mostrado en la Fig. 2.1 (Generador – Sistema de Transmisión – SEIN), se presenta los fundamentos y los principios de la estabilidad transitoria analizando la respuesta del sistema a grandes disturbios, usando modelos simples. Para ello, se desprecian todas las resistencias y el efecto de los controladores. Asimismo, se utiliza un modelo clásico para representar al generador. Entonces, el sistema mostrado en la Fig. 2.1 puede representarse por un equivalente eléctrico el cual es mostrado en la Fig. 2.2.

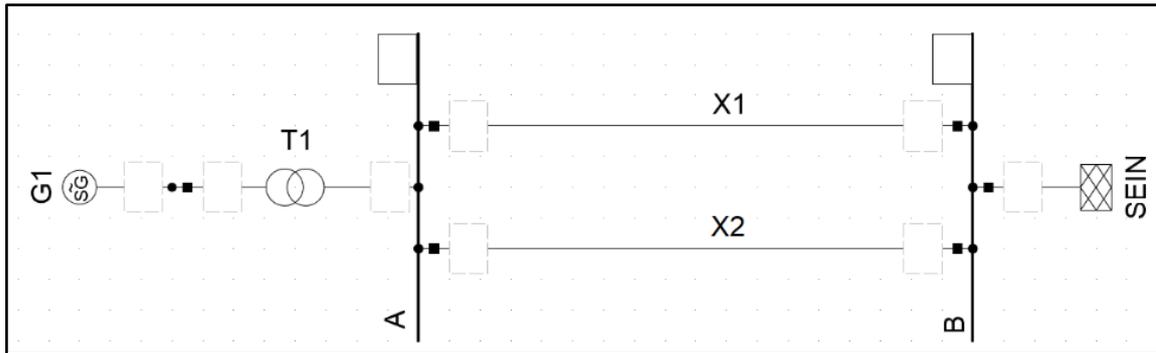


Fig. 2.1 Sistema Eléctrico Representativo

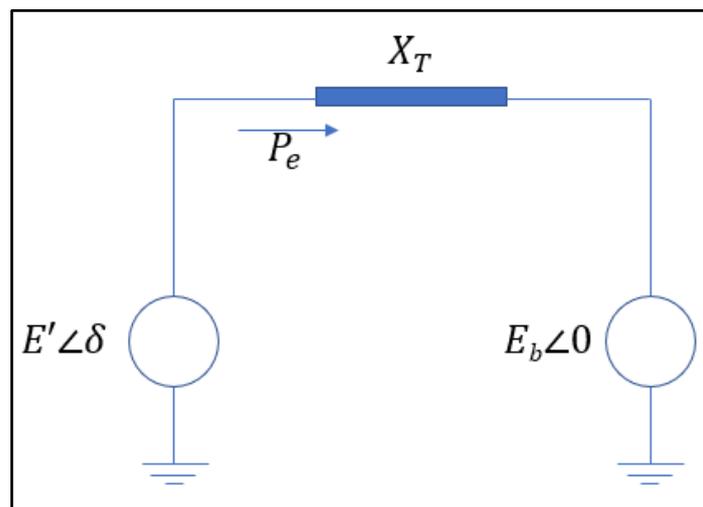


Fig. 2.2 Esquema Eléctrico Equivalente

Donde:

$$X_T = X'_d + X_{T1} + \frac{X_1 + X_2}{2} \quad (2.1)$$

Cuando el sistema es perturbado, por las características del modelo clásico del generador, el módulo de E' se mantiene constante pero el ángulo (δ) y la velocidad (w) se desvían de sus valores iniciales.

Entonces, la ecuación básica de la potencia eléctrica en el sistema de potencia de la Fig. 2.2 es:

$$P_e = \frac{E' \times E_b}{X_T} \sin \delta = P_{max} \sin \delta \quad (2.2)$$

Graficando de la ecuación anterior, la potencia eléctrica en función del ángulo, se obtiene la característica mostrada en la Fig. 2.3.

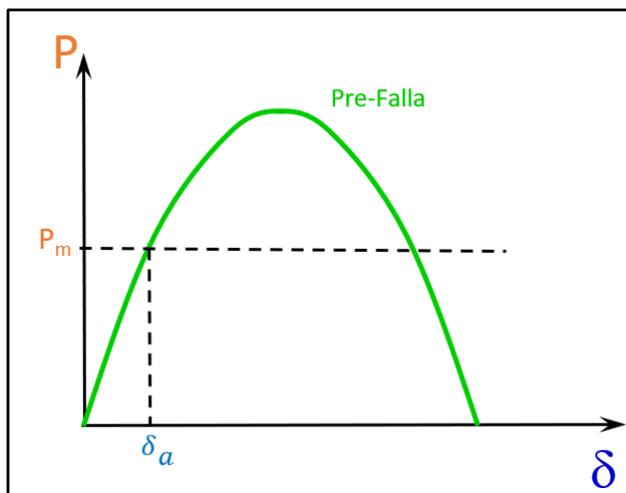


Fig. 2.3 Relación Potencia Activa vs Ángulo – Sistema Pre-falla

Se muestra que en estado estacionario la potencia mecánica (P_m) que aplica la turbina por el eje al generador, será igual a la potencia eléctrica (P_e) que entrega el generador, definiéndose un ángulo de operación del generador (δ_a). Ahora si el mismo sistema se analiza, pero con una de las líneas fuera de servicio, el valor de X_T mostrado en la ecuación (2.1) se incrementa, disminuyendo el valor máximo de la característica de la ecuación. Con ello se provoca un incremento en el ángulo del generador, tal como se muestra en la Fig. 2.4 .

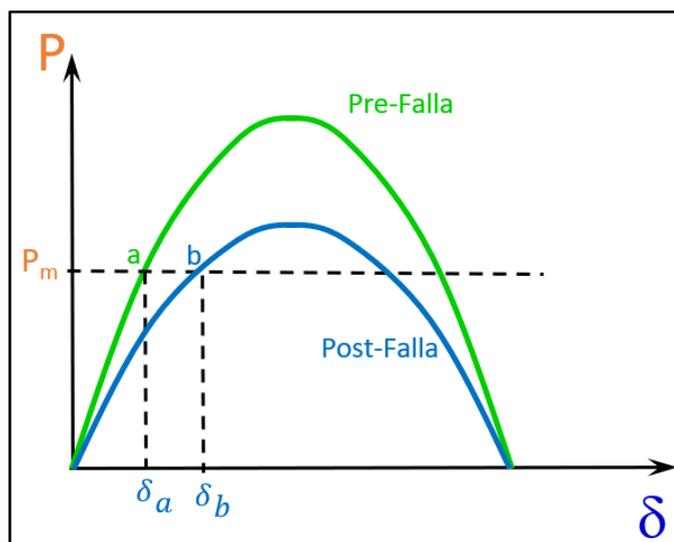


Fig. 2.4 Relación Potencia Activa vs Ángulo – Sistema Postfalla

Se observa que el ángulo luego de la desconexión de la línea (δ_b) es mayor que el ángulo inicial (δ_a), el punto (b) sería el nuevo punto de operación del sistema. Al momento

en que el sistema se traslada desde el punto “a” al punto “b”, ocurren variaciones transitorias en el ángulo y en la velocidad del generador; sin embargo, las variaciones en la velocidad son mínimas y pueden ser despreciadas. La oscilación de la potencia eléctrica mostrada en la Fig. 2.5 es gobernada por la siguiente ecuación.

$$\frac{2H}{w_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_{max} \sin \delta \quad (2.3)$$

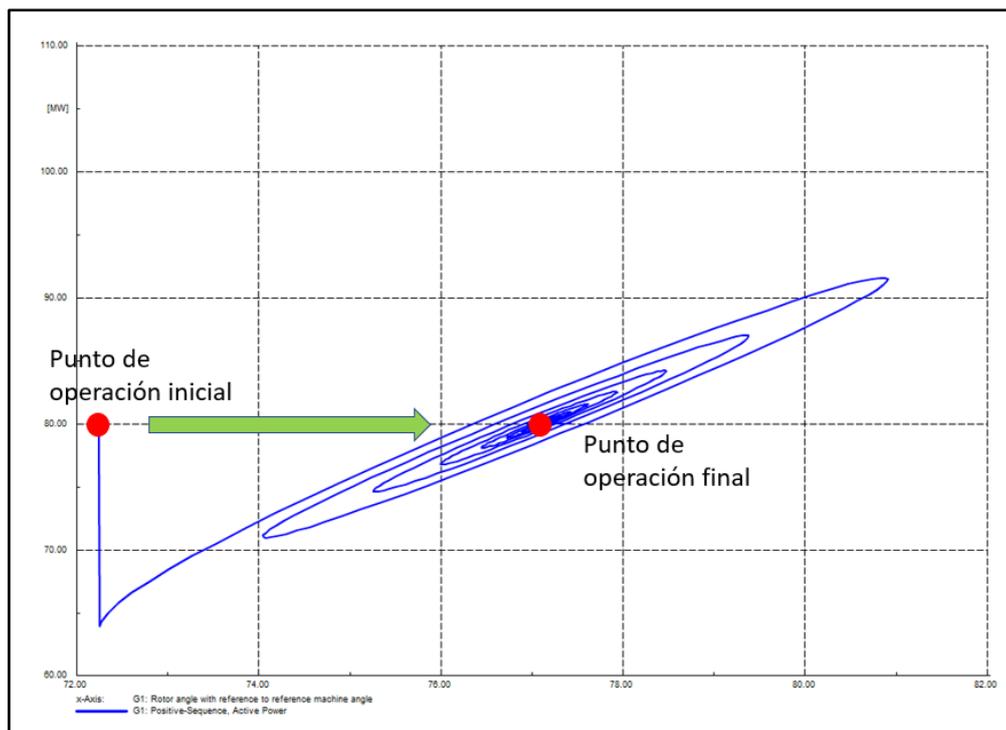


Fig. 2.5 Oscilación de la potencia activa del generador

Cuando las variaciones transitorias no permiten que el sistema pueda llegar a un nuevo punto de operación estable, se habla de un problema de estabilidad transitoria.

2.2.1 Criterio de igualdad de áreas

Este método permite tener un enfoque filosófico de los factores principales que influyen en la estabilidad transitoria de un sistema. De la ecuación (2.3), se despeja la siguiente relación entre el ángulo del rotor y la potencia acelerante $\Delta P = (P_m - P_e)$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{w_0}{2H} (P_m - P_e) \quad (2.4)$$

Donde P_e es una función no lineal de δ , por ello la ecuación (2.4) no puede ser resuelta directamente. Si se multiplica ambos lados por $2d\delta/dt$ se obtiene lo siguiente.

$$2 \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{w_0}{H} (P_m - P_e) \frac{d\delta}{dt} \quad (2.5)$$

$$\frac{d}{dt} \left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \frac{w_0}{H} (P_m - P_e) \frac{d\delta}{dt} \quad (2.6)$$

Integrando se obtiene

$$\left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int \frac{w_0}{H} (P_m - P_e) d\delta \quad (2.7)$$

La variación de la velocidad ($d\delta/dt$) en el estado estacionario inicial es 0 y la variación de velocidad ($d\delta/dt$) en el estado estacionario final también es 0. Por ello de la ecuación (2.7), como un criterio de estabilidad se puede establecer lo siguiente.

$$\int_{\delta_0}^{\delta_x} \frac{w_0}{H} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (2.8)$$

Donde δ_0 es el ángulo inicial del rotor y δ_x es el máximo ángulo que logra alcanzar el rotor.

Entonces se puede entender que el área de la función $P_m - P_e$ graficada en función del ángulo debe ser 0 para que el sistema pueda ser estable. Es decir, cuando en la Fig. 2.6 el área A1 es igual al área A2.

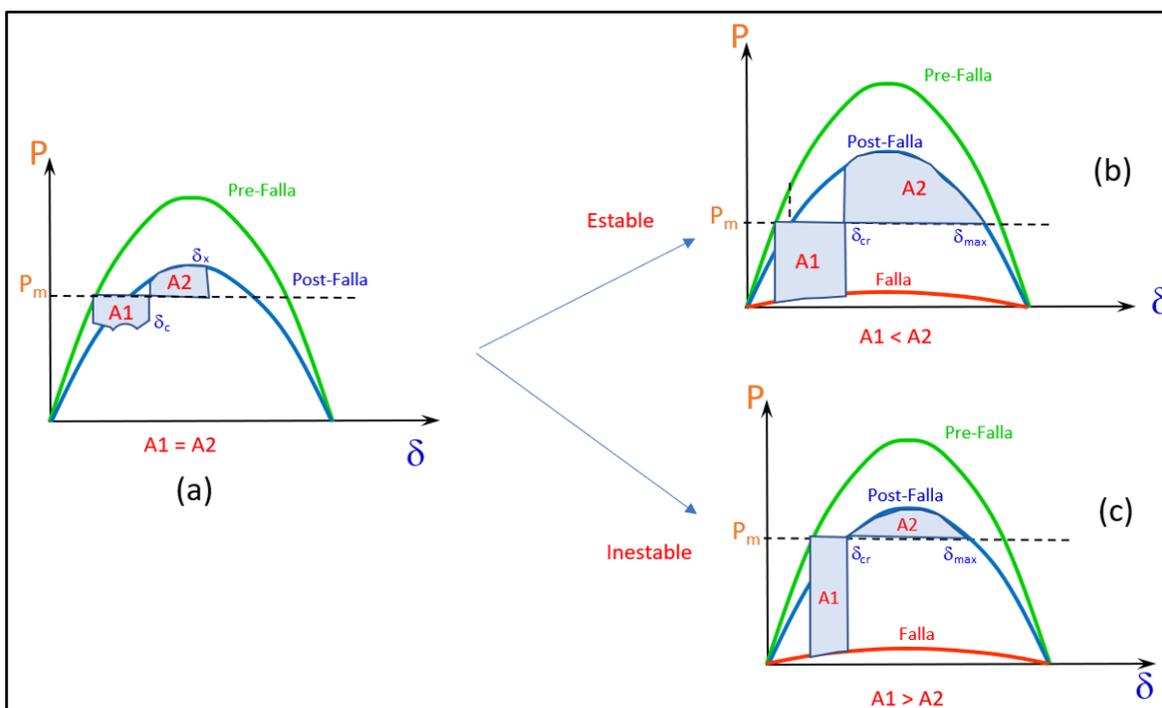


Fig. 2.6 Criterio de Igualdad de Áreas

Del gráfico anterior se puede entender que cuando ocurre un disturbio, la potencia eléctrica disminuye, generando así un desbalance $P_m - P_e$ positivo el cual crea el área A1, y genera la aceleración del ángulo rotórico. Luego de eliminado el disturbio, el sistema intenta recuperar estabilidad incrementando el ángulo rotórico y generando así un desbalance $P_m - P_e$ negativo el cual crea el área A2 y genera la desaceleración del ángulo rotórico, el cual se detendrá en un valor máximo δ_x , y como tendrá aun aceleración negativa el ángulo disminuirá generando una oscilación como la mostrada en la Fig. 2.5, hasta llegar al nuevo punto de equilibrio.

Al ocurrir una falla existen tres condiciones o periodos, pre-falla, falla y post-falla, en cada uno de estos periodos hay una reactancia equivalente del sistema de diferente valor. La menor reactancia es la que se tiene en la condición pre falla, mientras que en la condición postfalla, ya que se desconecta el equipo fallado es muy probable que la impedancia equivalente del sistema se incremente. Sin embargo, la mayor impedancia de todas es la impedancia en falla; ya que al ocurrir un cortocircuito la potencia eléctrica que puede transmitirse al sistema es muy pequeña incluso podría ser 0 MW (Fig. 2.6–b).

Se aprecia en la Fig. 2.6–a, que aun cuando el sistema pudo haberse desplazado hasta el ángulo δ_{max} , sin embargo, no fue necesario, es decir aún tiene área de reserva para recuperar estabilidad. Por lo anterior se puede concluir que si el área disponible de reserva (A2) es mayor que el área de falla (A1) el sistema recobrará estabilidad, caso contrario el sistema sería inestable para el disturbio que genera el área A1 (Fig. 2.6– b y c).

2.2.2 Simulaciones en el dominio del tiempo

Si bien el método anterior permite fortalecer el entendimiento del fenómeno, no es posible su uso para el análisis de grandes sistemas debido su complejidad y a las ecuaciones no lineales que los gobiernan. Por este motivo es necesario el uso de un determinado software, ya que permite modelar un sistema de potencia complejo y resuelve de manera rápida las ecuaciones diferenciales no lineales con un grado de exactitud suficiente para la operación en tiempo real.

Para simular y obtener las respuestas aproximadas de un sistema de potencia en el dominio del tiempo es necesario un software que pueda modelar con precisión los siguientes equipos del sistema eléctrico:

- Generadores síncronos, con sus sistemas de excitación y turbinas.

- Sistema de transmisión.
- Equipos de tecnología FACTS (SVC y otros), sistemas de transmisión HVDC.
- Motores síncronos y de inducción.

Con los resultados de las simulaciones en el dominio del tiempo se puede observar gráficamente cuando un evento o falla genera inestabilidades en el sistema, ya que los resultados son como los mostrados en la Fig. 2.7 y Fig. 2.8 .

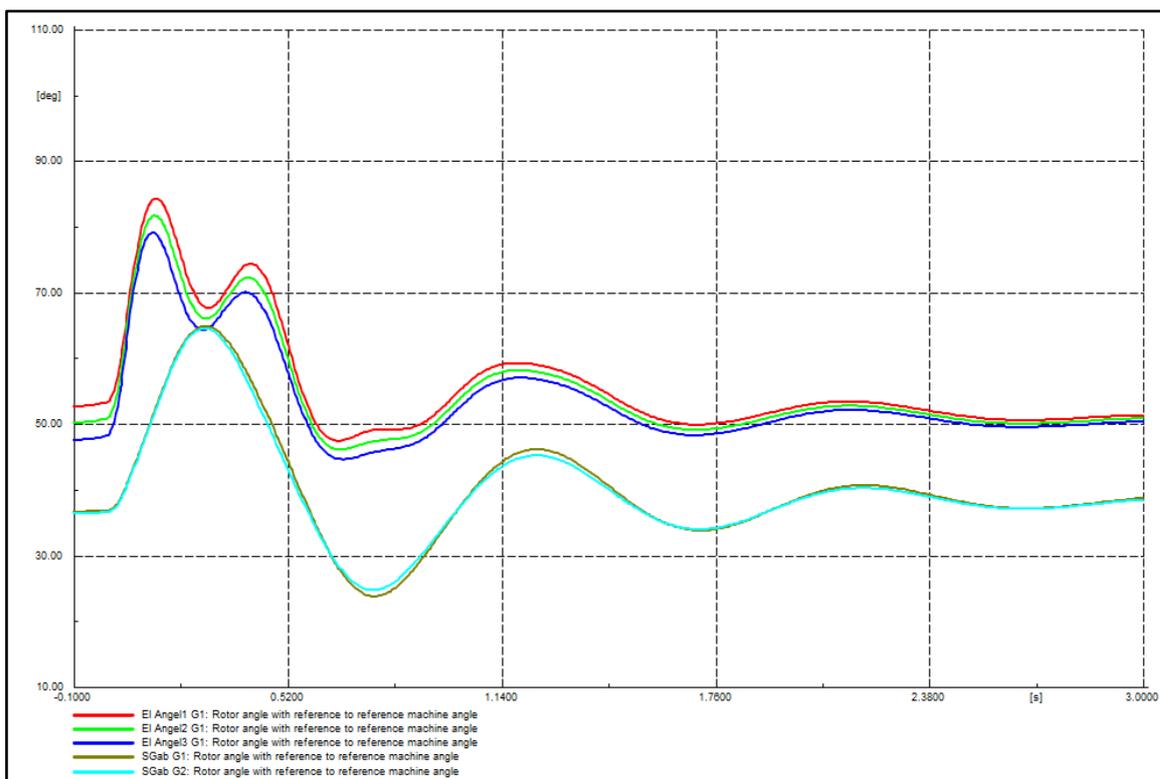


Fig. 2.7 Sistema estable luego de una falla

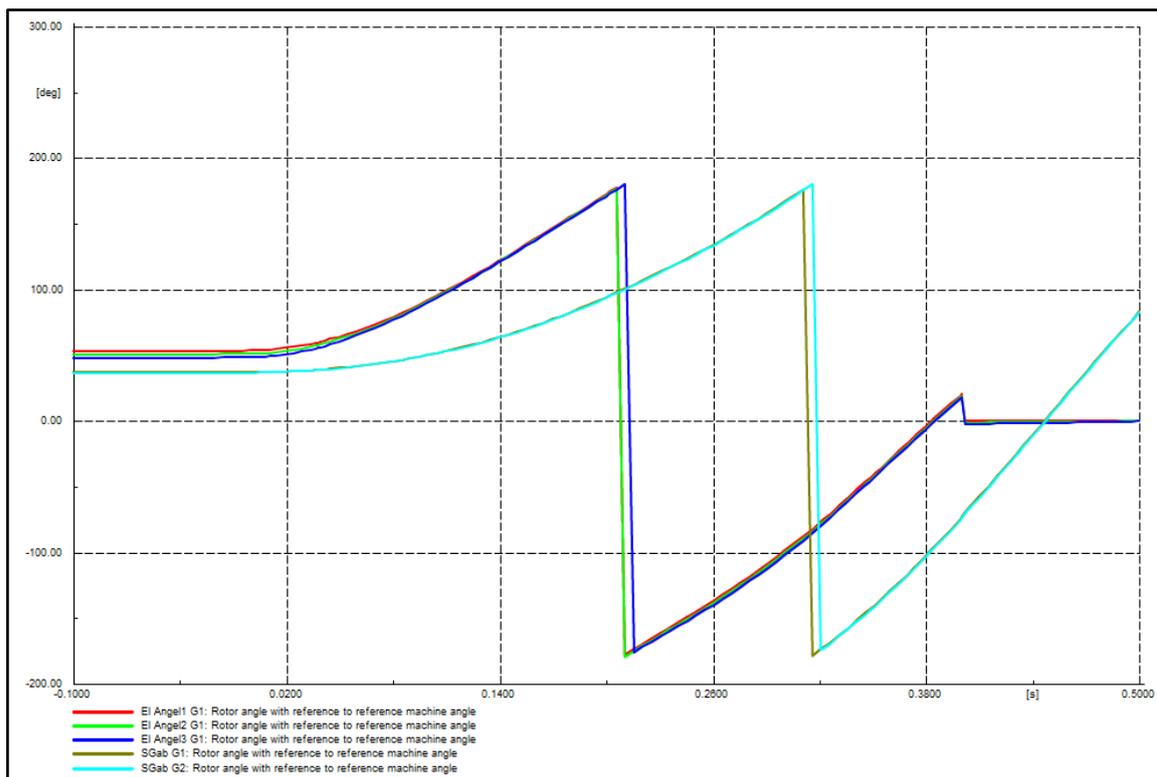


Fig. 2.8 Sistema inestable (Perdida de sincronismo) luego de una falla

2.2.3 Factores que afectan la estabilidad transitoria

De lo analizado en los subcapítulos anteriores, se puede concluir que la estabilidad transitoria de un generador depende de muchos factores, entre ellos se puede señalar los siguientes:

- El tipo de falla ocurrida.
- El tiempo de despeje de falla.
- La reactancia del sistema eléctrico luego de la falla.
- La potencia eléctrica entregada por el generador.
- La inercia del generador y del sistema eléctrico.
- La tensión de excitación y la tensión del sistema.

También se debe tener en cuenta que los reguladores de tensión (AVR) podrían en algunos casos influir en la estabilidad transitoria del generador debido a sus altas

ganancias y velocidad de respuesta, sin embargo, no serán abordados en la presente Tesis.

2.3 Desempeño de la Protección

Los relés de protección detectan la aparición de condiciones anormales de operación en la red, asimismo, determinan cuáles serán los interruptores que abrirán. Con la finalidad de realizar sus funciones los relés deben satisfacer tres requerimientos básicos: selectividad, velocidad y confiabilidad.

Un sistema de potencia tiene la habilidad de mantener sincronismo luego de un severo disturbio, una correcta actuación de los sistemas de protección asegurará la estabilidad transitoria del sistema. Los sistemas de protección deben ser capaces de distinguir todos los tipos de falla, las oscilaciones de potencia y las condiciones de pérdida de sincronismo. Durante una falla el sistema de protección debe garantizar que los únicos interruptores que operen sean los necesarios para desconectar el equipo con falla, ya que desconectar elementos no fallados podría llevar al sistema a la inestabilidad.

2.3.1 Nuevos retos y avances para la protección

Los nuevos sistemas de protección, control y operación deben tomar en cuenta la menor predictibilidad de la generación, ya que actualmente la generación se está volviendo más y más distribuida, estas fuentes pueden aparecer en cualquier sitio de manera intermitente y no siempre ser despachada. Asimismo, los nuevos modelos de gobernadores, excitatrices, inversores y controladores disminuyen la confiabilidad en el modelamiento de los cortos circuitos, estabilidad de tensión y estabilidad complicando los esquemas de protección convencionales.

Un sistema de potencia robusto debe estar preparado para separarse en sistemas aislados, rechazar carga o desconectar generación si fuese necesario mediante sistemas de protección que detecten estas condiciones. Estos esquemas de protección se han vuelto cada vez más complejos generando la necesidad de una protección rápida, requerimientos de comunicación y encriptación, por este motivo aparecieron los sincrofasores, los cuales proporcionan mediciones en tiempo real de las magnitudes eléctricas de todo un sistema de potencia mediante el uso de relojes GPS sincronizados vía satélite. Sus aplicaciones incluyen el control de área amplia, la validación del modelo eléctrico del sistema, la determinación de márgenes de estabilidad, el manejo de carga para mantener estable el sistema, la detección de la operación en sistema aislado y la visualización de la respuesta dinámica del sistema.

Los relés modernos basados en microprocesadores, comparados con los antiguos relés, son simples y de bajo costo, los cuales permiten un rápido despeje de falla; asimismo actualmente existen disponibles varios medios de comunicación que permiten que los esquemas de protección se realicen con mayor facilidad.

Normalmente los relés utilizaban fasores para la identificación de las fallas, sin embargo, ahora, con el desarrollo de la tecnología existen relés que utilizan magnitudes instantáneas en vez de fasores, con lo cual se ha disminuido el tiempo de identificación de la falla. Asimismo, en los últimos años se han desarrollado esquemas de protección en base al concepto de onda viajera, el cual utiliza el transitorio generado por la falla para su detección.

2.4 Métodos para mejorar la estabilidad transitoria

Existen métodos que permiten mejorar la estabilidad transitoria, pero se debe tener en cuenta que, para un sistema eléctrico de terminado no se puede aplicar cualquier método para mejorar la estabilidad transitoria. El mejor enfoque probablemente sea utilizar una combinación de varios métodos, teniendo en cuenta las características particulares del sistema en análisis. Al momento de aplicar estas mejoras se debe analizar el comportamiento de todo el sistema de potencia, ya que soluciones a problemas de estabilidad transitoria no deben tener efectos secundarios en otros fenómenos eléctricos.

2.4.1 Despeje veloz de falla

La energía cinética que el generador gana durante una falla depende del tiempo que dure la falla, si la falla es despejada rápidamente entonces el disturbio será menor.

Cada milisegundo cuenta, por ello el uso de interruptores rápidos ($< a 2$ ciclos) y relés de alta velocidad de actuación permiten mejorar la estabilidad transitoria.

2.4.2 Reducción de la reactancia de la red

Como se aprecia en la ecuación 3.2, la reactancia de la red tiene un papel determinante en la estabilidad transitoria y establece sus límites. La reducción de la reactancia de los equipos de transmisión mejorará la estabilidad transitoria, la mejor manera de conseguir puede ser creando circuitos paralelos, circuitos en niveles de tensión superior, utilizar transformadores con bajas impedancias de cortocircuito o instalar capacitores serie en las líneas de transmisión (su dimensionamiento debe ser cuidadosamente realizado ya que pueden provocar otros fenómenos, como el de resonancia subsíncrona).

2.4.3 Compensación en paralelo (*shunt*)

La compensación reactiva permite mantener los niveles de tensión en niveles óptimos, asimismo algunos de estos equipos pueden contribuir con potencia sincronizante.

Estos equipos también incrementan la máxima capacidad de transferencia de potencia en una línea de transmisión, lo cual mejora claramente la estabilidad transitoria.

2.4.4 Frenado Dinámico

El frenado dinámico consiste en conectar una carga imaginaria durante un evento transitorio con la finalidad de incrementar la cantidad de potencia eléctrica entregada por los generadores y por lo tanto reduce el desbalance de potencias.

Este método por ejemplo consiste en conectar una resistencia *shunt* por 500 milisegundos después de ocurrida la falla y así reducir la potencia acelerante. Actualmente esta solución solo es aplicable en centrales hidráulicas que poseen baja inercia, si se aplicara en centrales con altas inercias, como las térmicas, se podría provocar fatiga en sus ejes mecánicos.

Otra manera de utilizar estas resistencias es colocarlas permanentemente en el neutro del transformador elevador de la central, esto ayuda ante fallas a tierra. En condiciones normales no circulará corriente, pero en fallas a tierra, la corriente circulará por la resistencia y las pérdidas joule provocadas, que tienen un efecto amortiguante, actúan como un estabilizador.

2.4.5 Disparo de Generadores

Durante muchos años se ha utilizado la desconexión selectiva de unidades de generación como un método de mejorar la estabilidad del sistema. La desconexión de generación en una adecuada ubicación reduce la potencia transmitida sobre el sistema de transmisión crítico. Debido a que los generadores pueden desconectarse de manera rápida, su desconexión es una medida efectiva para mejorar la estabilidad transitoria.

El esquema utilizado para la identificar las condiciones del sistema que necesiten la desconexión de generación generalmente es una extensión en los circuitos de disparo de varios equipos de protección de las líneas de transmisión en subestaciones remotas y locales. Si la línea fallada entra en servicio rápidamente, las unidades desconectadas podrán volver a conectarse rápidamente.

CAPÍTULO III

CRITERIOS DE PROTECCIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

El sistema de protección de las instalaciones de un sistema eléctrico de potencia tiene como objetivos:

- Detectar la falla para poder aislar la instalación fallada lo más rápido posible.
- Detectar y alertar sobre las condiciones de operación del sistema que puedan dañar una determinada instalación, y de ser necesario desconectarla para evitar que se dañe.

En este sentido, se detalla los esquemas de protección de las líneas de transmisión, subestaciones y alimentadores para poder determinar los tiempos de operación de los sistemas de protección y compararlos con el tiempo crítico de despeje de falla.

3.1 Protecciones en líneas de transmisión

En el SEIN, los sistemas de protección de las líneas de transmisión se clasifican de acuerdo con el nivel de tensión y con el cálculo del Source Impedance Rate (SIR) de la línea de con los Requisitos Mínimos de Protección [1].

El SIR de una línea es el resultado de dividir la impedancia de la línea con respecto a la impedancia del sistema y permite mostrar en qué nivel se reduce la tensión en el punto de medición en el momento de la falla, dependiendo del valor obtenido se clasifica en una de las categorías mostradas en la TABLA N° 3.1.

TABLA N° 3.1 Clasificación de las Líneas de Transmisión de acuerdo con el SIR

Líneas de Transmisión			
	Cortas	Medianas	Largas
SIR	Mayor que 4	Entre 0.5 y 4	Menor que 0.5

Considerando estas 2 clasificaciones en su conjunto en el PR-20 [2] se definen los esquemas de protección. Las funciones de protección de cada clasificación se muestran en la TABLA N° 3.2.

TABLA N° 3.2 Funciones de protección de acuerdo con el SIR y Nivel de tensión

	SIR > 4	0.5 ≤ SIR ≤ 4	SIR < 0.5
Tensión < 138 kV	87 25 51/67 50BF 21/21N (Opcional) 68 (Opcional) 79 (Opcional)	25 51/67 67N 50BF 21/21N 68 79 (Opcional) POTT 67NCD	25 51/67 67N 50BF 21/21N 68 79 (Opcional) PUTT 67NCD
Tensión = 138 kV	87 25 50BF 21/21N 68 79	87 25 67N 50BF 21/21N 68 79 POTT 67NCD	25 67N 50BF 21/21N 68 79 PUTT 67NCD 59
Tensión = 220 kV	87 25 50BF 21/21N 68 79 78 (Opcional)	87L 59 25 67N 50BF 21/21N 68 79 POTT 67NCD 78 (Opcional) PMU	59 25 67N 50BF 21/21N 68 79 PUTT 67NCD 78 (Opcional) PMU
Tensión > 245 kV	87L 25 50BF 21/21N 68 79 78	87L 59 25 67N 50BF 21/21N 68 79 POTT 67NCD 78 PMU	87L 59 25 67N 50BF 21/21N 68 79 PUTT 67NCD 78 PMU

De esta clasificación se puede observar que la mayoría de las líneas están protegidas por la protección diferencial, seguido de la tele protección por onda portadora por lo cual

se ha considerado que el tiempo de despeje de falla de la protección será 55 ms para las líneas con un nivel de tensión mayor o igual a 138 kV.

En el caso de líneas de transmisión de 60 kV, si bien las nuevas líneas ingresan con teleprotección, la mayoría de estas líneas existentes no poseen teleprotección por lo cual se considera un tiempo de despeje de falla de la protección de distancia de zona 2, la cual como mínimo será 250 ms.

A estos tiempos se le debe sumar el tiempo de operación del relé, el tiempo de medición, y el tiempo de operación del interruptor, se ha considerado un adicional de 40 ms.

3.2 Protección de Transformadores

En el SEIN, los sistemas de protección de los transformadores y autotransformadores, de acuerdo con el PR-20, se clasifican de acuerdo con la potencia de estos equipos.

TABLA N° 3.3 Funciones de protección de transformadores de acuerdo con su potencia

1 MVA ≤ S < 5 MVA	5 MVA ≤ S < 50 MVA	50 MVA ≤ S
87T	87T	87T
50/51	50/51	50/51
27/59	27/59	27/59
46	46	46
49	49	49
63	63	63
71	71	71
67/67N (Opcional)	67/67N (Opcional)	67/67N (Opcional)
	59N	59N

Se puede ver en la TABLA N° 3.3, que estos equipos tienen como protección principal la función diferencial, garantizando disparos rápidos ante fallas dentro del equipo. En caso de fallas fuera de la zona de protección del diferencial, estas son despejadas por la función de sobre corriente de fase, pero en tiempos elevados para permitir la coordinación con las instalaciones aledañas. Generalmente se manejan los siguientes tiempos:

- a. Para fallas en bornes de AT del transformador, la protección del lado de AT del transformador deberá actuar en un tiempo máximo de 100 ms.
- b. Para fallas en bornes de BT del transformador, la protección del lado AT del transformador (51) verá como una falla en barras de BT y debe actuar en un tiempo máximo de 750 ms. Este tiempo es mayor que 500 ms porque se requiere coordinación con la protección del lado de BT del transformador.

- c. Para fallas en barras de MT del transformador, las protecciones del lado de BT de los transformadores (51) verán la falla y deben actuar en un tiempo máximo de 500 ms.
- d. Para fallas en las líneas de salida de BT, las protecciones de las líneas de salidas de BT deberán proteger los circuitos con elementos instantáneos (50) y temporizados (51), debiendo eliminar las fallas cercanas a la subestación en un tiempo máximo de 100 ms.

A estos tiempos se le debe sumar el tiempo de operación del relé, el tiempo de medición y el tiempo de operación del interruptor, se ha considerado un tiempo adicional de 50 ms.

3.3 Protección Diferencial de Barras

La protección diferencial de barras detecta fallas internas en las barras de la subestación de acuerdo con los transformadores de corriente seleccionados. Esta protección crea zonas limitadas por los transformadores de corriente y ante algún disturbio desconecta rápidamente la barra fallada, permitiendo así que la barra sin falla siga en operación. Esta protección generalmente es instalada en las subestaciones con tensiones mayores o iguales a 138 kV, debido al costo de la implementación. Debido a que esta protección actúa rápidamente, se considera que el tiempo de despeje de falla de la protección será 50 ms.

A estos tiempos se le debe sumar el tiempo de operación del relé, el tiempo de medición y el tiempo de operación del interruptor, lo cual representa un tiempo adicional de 50ms.

Estos tiempos podrían ser menores teniendo en cuenta el avance de la tecnología y los nuevos desarrollos de relés como por ejemplo los que utilizan onda viajera o cantidades incrementales.

Entonces de lo indicado en este capítulo se puede considerar los tiempos de despeje de falla en las instalaciones de transmisión que se muestran en la Fig. 3.1 y Fig. 3.2.

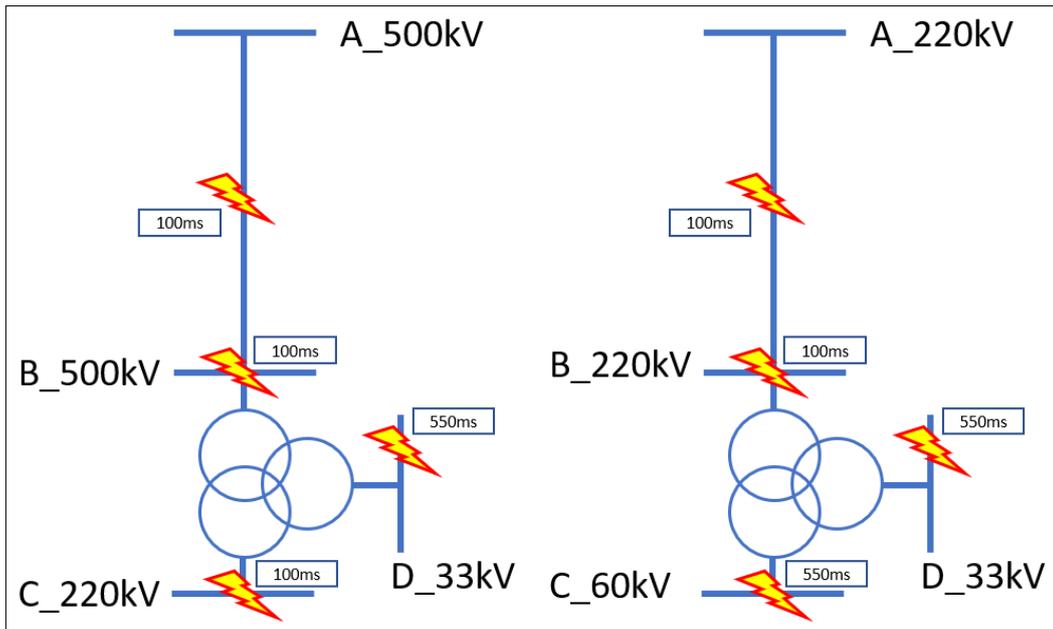


Fig. 3.1 Tiempos de despeje de falla 500kV y 220kV

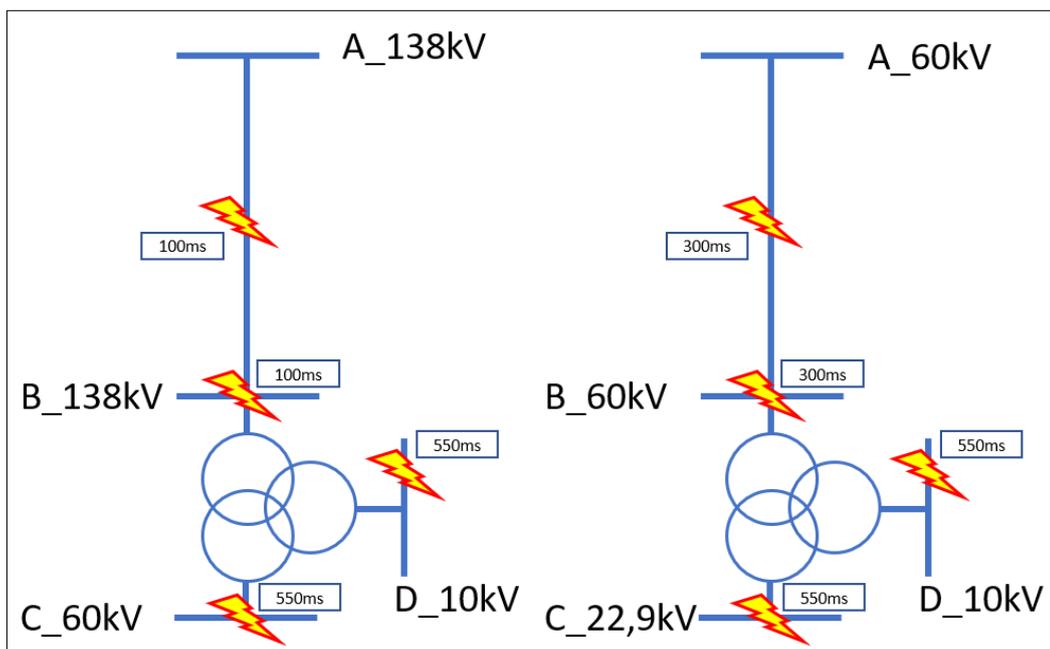


Fig. 3.2 Tiempos de despeje de falla 138kV y 60kV

Estos serán los valores son los tiempos de despeje de falla que se comparan con el tiempo crítico de despeje de la falla en cada caso analizado.

CAPÍTULO IV CRITERIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA PARA EL INGRESO DE NUEVOS PROYECTOS AL SEIN

4.1 Análisis del Ingreso del Proyecto de Generación según el Procedimiento Técnico PR-20

Cuando un proyecto de generación convencional quiere conectarse al SEIN debe cumplir los requisitos establecidos en el Procedimiento Técnico PR-20 del COES “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN” (PR-20), entre las exigencias que establece este procedimiento solicita que se evalúe la estabilidad transitoria de primera oscilación, con los tiempos normales de operación de las protecciones, para encontrar el tiempo crítico de despeje de falla asociado a la constante de inercia prevista para la central. Para ello se realiza una falla en los bornes de alta tensión del transformador elevador de la central buscando que el tiempo crítico sea mayor o igual que 100 ms.

Si el tiempo critico resultará menor a 100 ms, se debe plantear medidas correctivas para llevarlo al menos a ese valor. Si se realiza el análisis del tiempo crítico de despeje de falla de un proyecto de generación convencional de acuerdo con lo indicado en el PR-20, se debería ver que el ángulo rotórico de la central respecto al sistema se estabilice luego de la perturbación como se muestra en la Fig. 4.1.

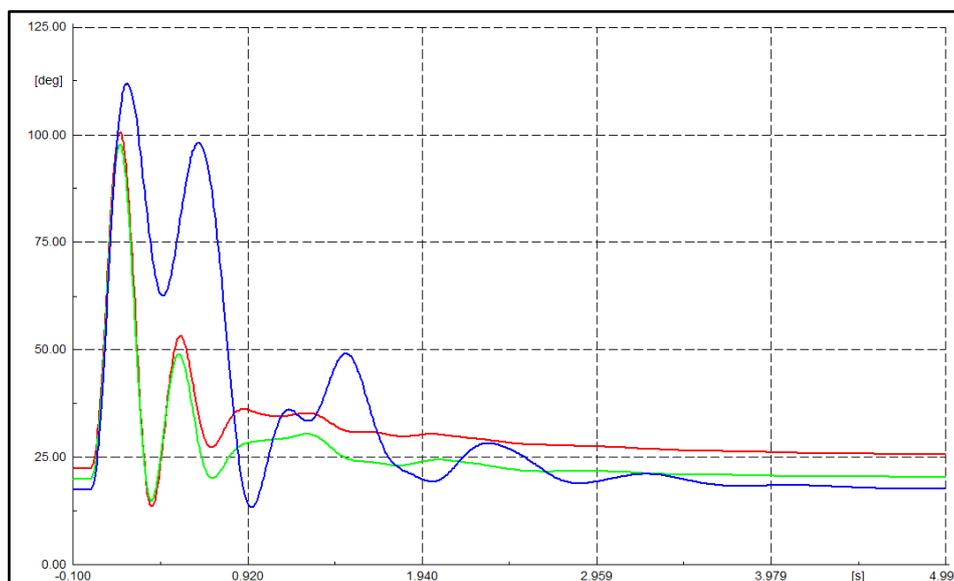


Fig. 4.1 Tiempo critico de despeje de falla mayor a 100ms (Ángulo del rotor)

En resumen, el PR-20 pide realizar una simulación en el dominio del tiempo con una falla 3Ø en $t=0$ s y asumir que la falla desaparece en 100 ms (sin desconexión de equipos) y finalmente verificar que la central no pierda sincronismo.

Este análisis puede dar una idea de la cantidad máxima de generación convencional que se puede inyectar en una determinada barra del SEIN, ya que, al inyectar mayor potencia, mayor sería el desbalance de energía en el momento de la falla y ya no se cumpliría con el tiempo crítico de despeje de falla.

Asimismo, este análisis permite limitar la reducción de la constante de inercia (H), es decir realizando esta simulación se calcula el menor valor permitido de constante de inercia para la nueva central.

Normalmente en el sistema eléctrico peruano este criterio era suficiente para garantizar que las centrales ingresen con una adecuada constante de inercia y no causen problemas de estabilidad transitoria al SEIN, esto debido a que la mayoría de las centrales de generación convencional que han ingresado en los últimos años son de una potencia considerable y se han conectado en barras que poseen altas potencias de cortocircuito, asimismo poseían un valor alto de constante de inercia.

En el caso de proyectos de centrales de generación de menor potencia que se conectan en barras con bajos niveles de potencia de cortocircuito y poseen valores bajos de constante de inercia, este criterio no es suficiente para garantizar que no se ocasionen problemas de estabilidad transitoria, debido a que en la realidad el despeje de una falla involucra la operación de las protecciones y la desconexión del equipo fallado. Con esta desconexión se incrementa la impedancia postfalla y con ello se reduce la reserva de estabilidad que se esperaba tener utilizando el criterio del PR-20.

Asimismo, de acuerdo con el capítulo anterior dependiendo del lugar de la falla el tiempo de actuación de la protección es diferente, y debe ser tomado en consideración para realizar cambios en los sistemas de protección existentes.

4.2 Análisis del Ingreso de proyectos de generación según normativa internacional.

Veremos a continuación los principales requisitos de estabilidad transitoria que son solicitados en algunos sistemas eléctricos internacionales, para garantizar que el ingreso de nuevas centrales no afecte la estabilidad.

4.2.1 Sistema Eléctrico de Brasil

En cuanto a los requisitos establecidos en la normativa de Brasil [3] el operador solicita que utilizando los escenarios de máxima, media y mínima demanda realicen simulaciones de apertura intempestiva de elementos del sistema por falla y se respeten los tiempos críticos de despeje de falla mostrados en la TABLA N° 4.1.

TABLA N° 4.1 Tiempo crítico de despeje de falla según Norma de Brasil [Fuente: ONS]

Tensão nominal de operação ⁽¹⁾ (kV)	Tempo de eliminação (milissegundos) (operação dos relés + abertura do disjuntor)	
	Sem falha do disjuntor	Com falha do disjuntor
765	80	200
525 e 500	100	250
440	100	250
345	100	400
230	150	500
138	150	500
138 ⁽²⁾	450	750
88 ⁽²⁾	450	750
69 ⁽²⁾	800	1000

Se puede observar que no solo consideran la desconexión del equipo fallado, sino también consideran el tiempo mínimo requerido de la protección de respaldo ante la falla del interruptor.

4.2.2 Sistema Eléctrico de Chile

La normativa de Chile [4] indica que es necesario realizar contingencias, y que estas sean superadas sin la pérdida de sincronismo de las unidades generadoras del sistema. Para garantizar lo anterior consideran los siguientes tiempos críticos de despeje de falla:

- Un tiempo crítico menor a 120 ms en el caso de fallas en unidades generadoras conectadas directamente a las instalaciones del ST.

- Un tiempo crítico menor a 400 ms para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal inferior a 200 kV.
- Un tiempo crítico menor a 120 ms para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal igual o superior a 200 kV.

En conjunto con estas solicitudes, se debe verificar que la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación no supere los 120° eléctricos medidos respecto del eje inercial del SI.

4.2.3 Sistema Eléctrico de Reino Unido

La normativa del Reino Unido considera el cumplimiento de la TABLA N° 4.2 [5].

TABLA N° 4.2 Tiempo crítico de despeje de falla según la Normativa del Reino Unido

[Fuente: NGET]

Nominal Voltage(kV)	Target fault interruption time of main in-feeding circuit (ms)	Target total fault clearance time (all infeeds) (ms)	Target back-up clearance time (ms)
400	80	140	500 (1000*)
275	100	160	500 (1000*)
132	120	N/A	<1500
66	120	N/A	<1500
13 (tertiary)	75 (of which 35ms max' protection time)	N/A	N/A

En esta norma se observan los tiempos de despeje de falla que deben tener los equipos dependiendo del nivel de tensión, en este sentido ante fallas que duren un tiempo menor no debería generar la pérdida de sincronismo de unidades de generación del sistema.

4.2.4 Sistema Eléctrico de Alemania

La normativa en Alemania [6] considera que las fallas en el sistema de transmisión tienen un tiempo de despeje de falla hasta 150 ms, en este sentido, fallas trifásicas cercanas al generador no deben generar inestabilidad en todo el rango operativo del generador si es que la potencia de cortocircuito en el lado de la red cumple lo siguiente:

$$Sk'' > 6 \times P_n \quad (4.1)$$

En la ecuación (4.1), la potencia de cortocircuito es calculada luego de la falla, cuando la falla ha sido eliminada (Considerando la desconexión del elemento fallado).

En este sentido, en caso no se cumpla la inecuación mostrada se deberá realizar un análisis particular para la central.

Aun así, esta normativa no explica la relación entre esta inecuación y el ángulo de estabilidad transitoria.

De los casos mencionados de la normativa de Brasil, Chile, Reino Unido y Alemania, se puede concluir que la normativa en el sector eléctrico de varios países considera para el ingreso de centrales de generación convencional el análisis de estabilidad transitoria considerando la desconexión del equipo fallado, por lo cual es necesario que en los análisis eléctricos de estabilidad transitoria que se realicen en el sistema eléctrico peruano, consideren la desconexión del equipo con falla, lo cual permitirá obtener resultados más acordes a la realidad.

CAPÍTULO V

METODOLOGÍA PARA EVALUAR LA ESTABILIDAD TRANSITORIA DE NUEVOS PROYECTOS DE GENERACIÓN CONVENCIONAL

5.1 Metodología Propuesta

Una de las obligaciones de los operadores de un Sistema de Potencia es planificar el desarrollo del sistema eléctrico en varios horizontes de tiempo: Largo plazo (≥ 15 años), mediano plazo (≤ 5 años) y corto plazo (≤ 1 año). Con la finalidad de estudiar escenarios futuros, se realiza una proyección de la demanda y se preparan los escenarios de estudios para estos años posteriores. Estos escenarios cubren un incremento de la generación eléctrica de acuerdo con su ubicación y costos de operación. Luego para cada uno de estos escenarios se realizan análisis de la operación en estado estacionario, del comportamiento transitorio y las oscilaciones del sistema (flujo de carga, cortocircuito, confiabilidad, estabilidad transitoria, estabilidad de estado estacionario, oscilación de potencia, estabilidad de la tensión, estabilidad de la frecuencia y rechazo de carga).

En el caso peruano el encargado de realizar esta función es el COES, específicamente la Dirección de Planificación, la cual se subdivide en la Subdirección de Planificación y Nuevos Proyectos. La Subdirección de Planificación de la Transmisión realiza los estudios a largo plazo contemplados en el Plan de Transmisión, mientras que la Subdirección de Nuevos Proyectos analiza el mediano y corto plazo mediante la revisión de Estudios de Pre-Operatividad y de Operatividad.

Los análisis son realizados verificando la confiabilidad y la soportabilidad del sistema ante diferentes disturbios. La profundidad y el nivel de detalle de los análisis dependen del periodo de análisis. En caso de estudios de planificación de largo plazo, estos se centran en balancear el nivel de generación con la demanda evitando sobrecargas y costos operativos elevados. Generalmente hablando en el mediano y corto plazo los estudios son más detallados.

En la planificación de mediano y corto plazo de la mayoría de los sistemas eléctricos se realiza un análisis detallado de la dinámica del sistema. En el largo plazo la mayoría de los operadores no realiza un análisis de la dinámica, o en su defecto este estudio es muy limitado.

Pero debido al incremento de proyectos de generación en barras de muy poca potencia de cortocircuito es necesario que en los estudios de mediano y corto plazo se calculen los límites de potencia activa que puede ser inyectada en una determinada Barra del Sistema (SEIN) por una central de generación convencional, permitiendo así advertir de manera rápida a las empresas de los posibles problemas que podrían existir en su proyecto y las eventuales inversiones a realizar para cumplir con el ingreso sin deteriorar la estabilidad del sistema.

En ese sentido, la metodología propuesta permite evaluar de manera rápida y secuencial la estabilidad transitoria de nuevos proyectos de generación convencional.

Como primer paso se identifica la magnitud de potencia activa que puede ser inyectada en una determina barra, asegurando que pueda cumplir el requisito establecido en el PR-20 utilizando curvas de referencia y relaciones simples. Se considera el criterio del PR-20 ya que el cálculo de tiempo crítico mayor a 100 ms en el punto de conexión da una señal de las características de la inercia del generador y la fortaleza del punto de conexión. En caso no se cumpla los requerimientos del cálculo simple, se deberá realizar simulaciones en el dominio del tiempo para descartar el proyecto o considerarlo viable.

Si el proyecto cumple el paso anterior, se procede a ver si ante determinadas contingencias elegidas, la impedancia post falla se incrementa es decir si la potencia de cortocircuito disminuye luego de la contingencia. Este paso se realiza comparando la potencia de cortocircuito en el punto de conexión del generador antes y después de la falla. En el caso que la potencia de cortocircuito cambie considerablemente con la contingencia será necesario realizar simulaciones en dominio del tiempo para garantizar que, ante la desconexión del equipo fallado, el sistema siga siendo estable. Si la potencia de cortocircuito no varía considerablemente se considerará que el generador es estable ante dicha contingencia.

Como tercer paso, se analiza si debido al ingreso del proyecto se genera la pérdida del sincronismo de grupos de generación cercanos ante fallas en instalaciones adyacentes, para esto se debe identificar en la topología del SEIN sistemas que se interconectan mediante enlaces tal como se muestra en la Fig. 5.1.

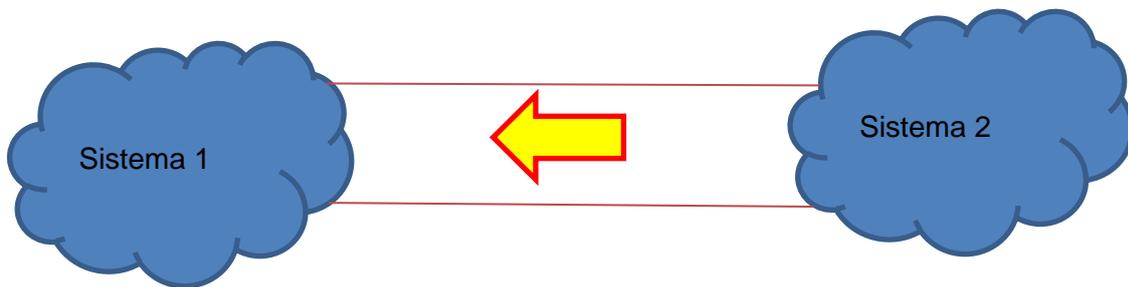


Fig. 5.1 Envío de potencia de una zona del SEIN hacia otra

En la Fig. 5.1 se observa por ejemplo que el ingreso de generación adicional en el Sistema 2, genera mayor transferencia de potencia desde el Sistema 2 al Sistema 1, entonces ante una falla en los enlaces y su posterior desconexión provocará que los sistemas se alejen eléctricamente, pudiendo alguno de los sistemas perder sincronismo, esto brinda una idea de la cantidad de potencia que puede incrementarse en el sistema 2 sin comprometer ambos sistemas.

Se debe tener en cuenta que este incremento de generación podría ser del tipo No Convencional (No-Síncrona); si este fuera el caso se perjudicaría de mayor manera a las centrales de generación convencional existentes, debido a que existirá una mayor separación angular asociada a una mayor transferencia de potencia, pero no se ha incrementado la inercia de los sistemas, por lo que ante la pérdida de uno de los enlaces se estaría más propenso a perder sincronismo.

Finalmente, de acuerdo con la metodología propuesta en la Fig. 5.2, una vez que se verifica la cantidad de potencia que se puede conectar en una determinada barra del SEIN, se verifica que se cumpla con los tiempos de despeje de falla en instalaciones adyacentes indicados en el capítulo 3 con la finalidad de proponer los cambios necesarios en los sistemas de protección en caso no se cumplan los tiempos críticos necesarios. Asimismo, se comparan los tiempos críticos antes y después del ingreso del proyecto.

En caso el proyecto no cumple lo establecido en los pasos anteriores, se debe exigir para el ingreso de alguna de las soluciones propuestas en el capítulo 2 para incrementar los tiempos críticos de despeje de falla.

Luego de haberse aplicado los pasos mencionados y si estos se cumplen de manera satisfactoria, se puede considerar que el proyecto está aprobado para conectarse en términos de estabilidad transitoria.

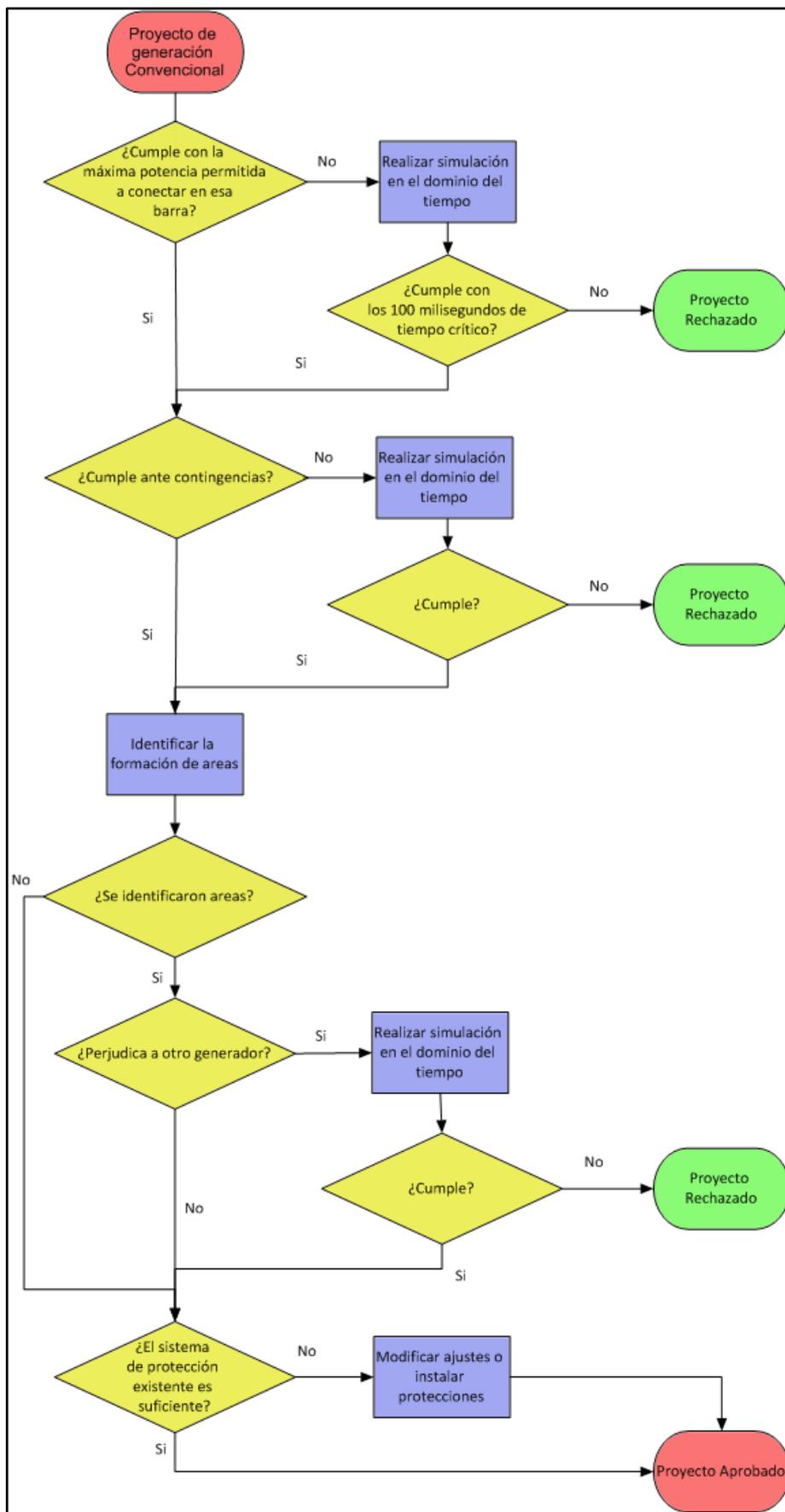


Fig. 5.2 Metodología propuesta para la evaluación de la Estabilidad Transitoria

Los detalles de cada uno de los pasos de la metodología son descritos a continuación.

5.1.1 Primer paso

La propuesta considera el uso del ángulo de estabilidad basado en el método de igualdad de áreas, aplicado a un modelo generador – barra infinita, combinado con un análisis en el dominio del tiempo como se muestra en la Fig. 5.3. [7]

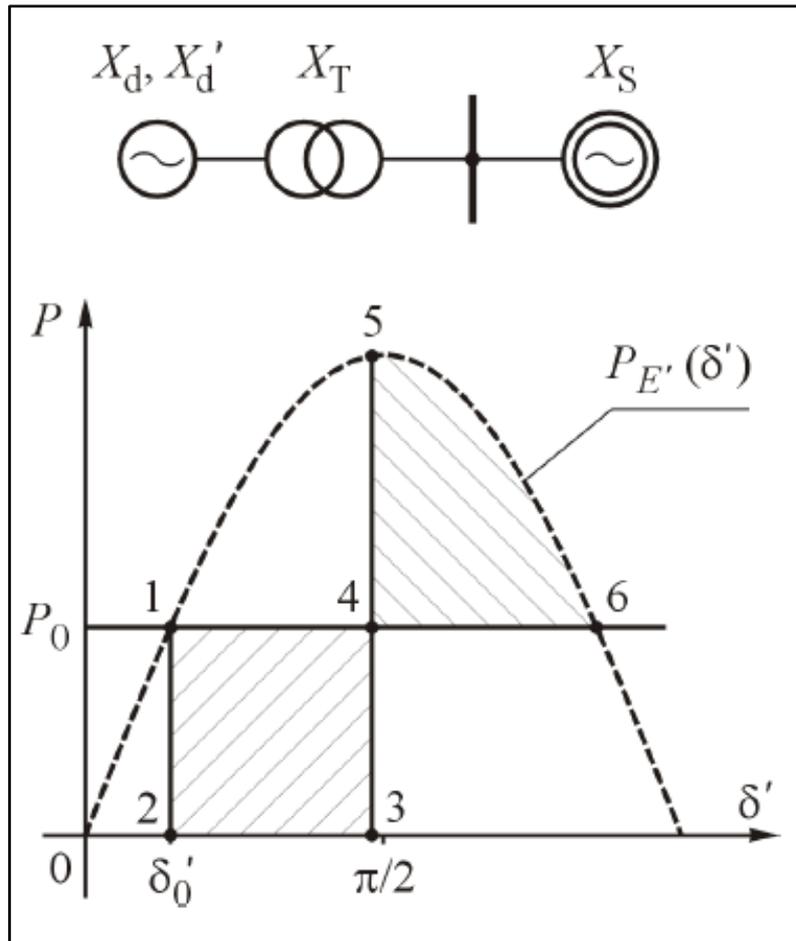


Fig. 5.3 Diagrama del criterio de igualdad de áreas

De acuerdo con las definiciones del Capítulo 2, la mayor duración de tiempo de cortocircuito para el cual el sistema se mantiene estable está referido al tiempo crítico de despeje de falla T_{CC} . Para el tiempo de despeje de falla T_{SHC} , el coeficiente de margen de estabilidad transitoria es expresado por Mahowski como se muestra en la ecuación (5.1).

$$K_t = \frac{T_{CC} - T_{SHC}}{T_{SCH}} \quad (5.1)$$

Este coeficiente muestra un valor en por unidad de la reserva de tiempo de despeje de falla que el sistema posee. Un mayor valor de K_t refleja una mayor reserva de estabilidad.

Entonces se realiza un análisis simplificado de estabilidad transitoria utilizando el método de igualdad de áreas, utilizando características dinámicas $P_E(\delta)$ mostrada en la Fig. 5.3. El sistema será estable si el área {1, 2, 3, 4} es menor que el área de desaceleración {4, 5, 6}. El tiempo crítico de despeje de falla corresponde a la igualdad de las áreas.

Partiendo de la ecuación (2.8) y multiplicando la ecuación por (H/w_0) obtenemos:

$$\int_{\delta_o}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (5.2)$$

Entonces integrando la ecuación en dos etapas logramos obtener las siguientes expresiones:

$$\int_{\delta_o}^{\delta_c} (P_m - P_e) d\delta + \int_{\delta_c}^{\delta_x} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (5.3)$$

$$\int_{\delta_o}^{\delta_c} (P_m - P_e) d\delta = \int_{\delta_c}^{\delta_x} (P_e - P_m) d\delta \quad (5.4)$$

La integral de la izquierda se aplica al periodo de falla, mientras la de la derecha corresponde al periodo inmediato posterior a la falla hasta el punto de máxima oscilación (Ver Fig. 5.3), durante la falla la potencia eléctrica (P_e) disminuye a cero. El área sombreada A1 será creada por el lado izquierdo de la ecuación (5.4) y el área sombreada A2, está dada por el lado derecho. Así, las dos áreas A1 y A2 son iguales.

Como la energía se conserva, el criterio de áreas iguales establece la energía cinética añadida al rotor durante una falla, la cual debe eliminarse después del disturbio con la finalidad de restaurar la velocidad síncrona del generador.

El área sombreada A1 es dependiente del tiempo que se toma para despejar la falla. Si hay un retraso en despejar la falla, el ángulo δ_c se incrementa; de la misma manera, el área A1 se incrementa y el criterio de áreas iguales requiere que el área A2 también se incremente para restaurar la velocidad síncrona del rotor en un ángulo mayor de máxima oscilación, δ_x . Si el retraso en el despeje se prolonga de manera que el ángulo del rotor δ oscile más allá del ángulo crítico, entonces, la velocidad del rotor en ese punto sobre la curva potencia vs ángulo está por encima de la velocidad síncrona cuando se encuentra

nuevamente que la potencia de aceleración es positiva. Bajo la influencia de esta potencia de aceleración positiva, el ángulo δ se incrementará sin límite y resultará en un sistema inestable. Por lo tanto, hay un ángulo crítico para despejar la falla con el fin de satisfacer los requisitos del criterio de áreas iguales para la estabilidad. Este ángulo es denominado ángulo crítico de despeje de falla δ_{cr} . El tiempo crítico correspondiente para despejar la falla se denomina tiempo crítico de despeje de falla T_{CC} .

Volviendo a las ecuaciones, el área A1 será:

$$A1 = \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} (P_m - P_e) d\delta \quad (5.5)$$

Como la potencia eléctrica (P_e) es cero:

$$A1 = \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} (P_m) d\delta = P_m (\delta_{cr} - \delta_0) \quad (5.6)$$

Mientras que el área A2 es:

$$A2 = \int_{\delta_{max}}^{\delta_{cr}} (P_e - P_m) d\delta = \int_{\delta_{max}}^{\delta_{cr}} (P_{max} \sin(\delta) - P_m) d\delta \quad (5.7)$$

$$A2 = P_{max} (\cos(\delta_{cr}) - \cos(\delta_{max})) - P_m (\delta_{max} - \delta_{cr}) \quad (5.8)$$

Igualando las expresiones (5.7) y (5.8) de acuerdo con el criterio de áreas iguales resulta:

$$\cos(\delta_{cr}) = \left(\frac{P_m}{P_{max}} \right) (\delta_{max} - \delta_{cr}) + \cos(\delta_{max}) \quad (5.9)$$

De la ecuación de la onda sinusoidal:

$$\delta_{max} = \pi - \delta_0 \quad (5.10)$$

$$P_m = P_{max} \sin(\delta_0) \quad (5.11)$$

Reemplazando estos valores en la ecuación (5.9) se obtiene:

$$\delta_{cr} = \cos^{-1} \left((\pi - 2\delta_0) \sin(\delta_0) - \cos(\delta_0) \right) \quad (5.12)$$

Se define como ángulo de reserva el valor de $\delta_{cr} - \delta_0$, entonces si se grafica la ecuación (5.12) se obtiene la gráfica de la Fig. 5.4.

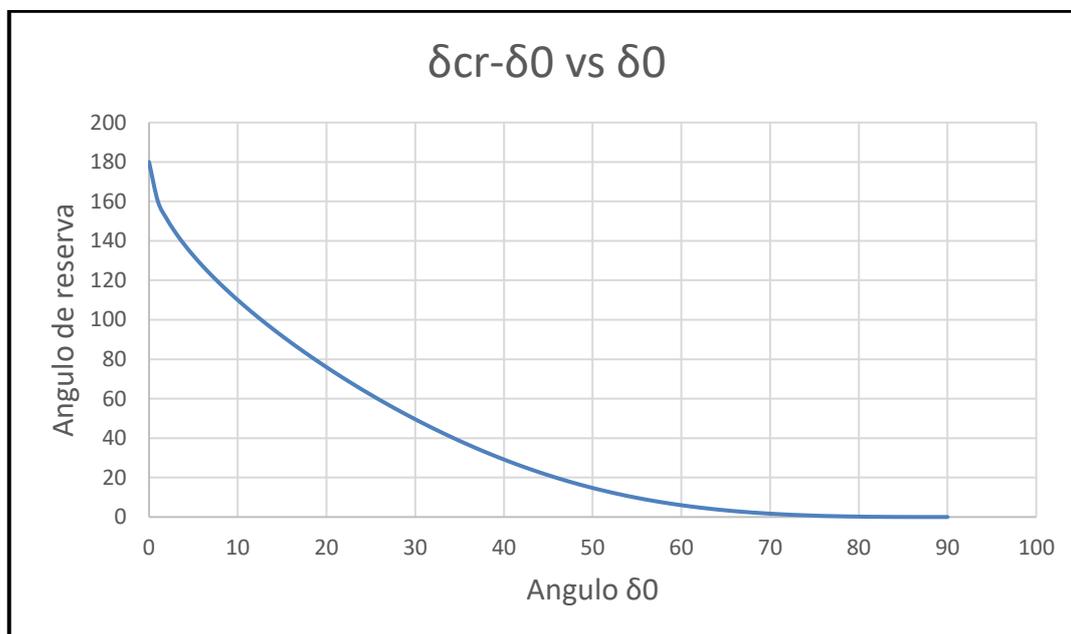


Fig. 5.4 Ángulo de reserva vs el ángulo inicial de operación

Podemos ver que si el ángulo del generador δ_0 es mayor, es decir si entrega mayor potencia o si el punto de conexión tiene bajos niveles de potencia de cortocircuito, el ángulo de reserva se reduce, lo cual permite visualizar que cuanto mayor es el ángulo δ_0 del generador mayor es la tendencia a la inestabilidad debido a que el área frenante es menor. Asimismo, a partir de los 70° ya no existe margen de estabilidad.

Si se considera que durante una falla la potencia eléctrica transmitida es 0, entonces se obtiene la siguiente relación:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{w_s}{2H} (P_m) \quad (5.13)$$

Integrando la ecuación (5.13) resulta:

$$\frac{d\delta}{dt} = \int_0^t \frac{w_s}{2H} (P_m) dt = \frac{w_s}{2H} (P_m) t \quad (5.14)$$

Integrando nuevamente a la ecuación (5.14) se obtiene:

$$\delta = \frac{w_s}{4H} (P_m) t^2 + \delta_0 \quad (5.15)$$

Particularizando la ecuación (5.15) para el tiempo crítico resulta:

$$\delta_{cr} = \frac{w_s}{4H} (P_m) t_{cc}^2 + \delta_0 \quad (5.16)$$

Utilizando la ecuación (2.2), considerando tensiones de 1 p.u. antes de la falla se obtiene:

$$P_m = P_e = \frac{E' \times E_b}{X_T} \sin \delta_0 \quad (5.17)$$

Entonces, despejando δ_0 en la ecuación (5.17), resulta:

$$\delta_0 = \sin^{-1} \left(\frac{P_m \times X_T}{E' \times E_b} \right) \quad (5.18)$$

Reemplazando (5.18) en (5.12), y luego (5.12) en (5.9), se obtiene:

$$\begin{aligned} \cos^{-1} \left(\left(\pi - 2 \left(\sin^{-1} \left(\frac{P_m \times X_T}{E' \times E_b} \right) \right) \right) \left(\frac{P_e \times X_T}{E' \times E_b} \right) - \cos \left(\sin^{-1} \left(\frac{P_e \times X_T}{E' \times E_b} \right) \right) \right) = \\ \frac{w_s}{4H} (P_e) t_{cc}^2 + \sin^{-1} \left(\frac{P_e \times X_T}{E' \times E_b} \right) \end{aligned} \quad (5.19)$$

Convirtiendo la ecuación a p.u., considerando que la tensión del SEIN se mantiene en 1 p.u. y que el generador entrega una potencia reactiva $Q=0$, entonces el valor de la tensión de excitación E' será:

$$E' = \sqrt{1 + (P \times X'_d)^2} \quad (5.20)$$

Reemplazando la velocidad de rotación w_s y la tensión de excitación E' se obtiene:

$$\begin{aligned} \cos^{-1} \left(\left(\left(\pi - 2 \left(\sin^{-1} \left(\frac{P_e \times X_T}{\sqrt{1 + (P \times X'_d)^2}} \right) \right) \right) \right) \left(\frac{P_e \times X_T}{\sqrt{1 + (P \times X'_d)^2}} \right) - \cos \left(\sin^{-1} \left(\frac{P_e \times X_T}{\sqrt{1 + (P \times X'_d)^2}} \right) \right) \right) = \\ \frac{377}{4H} (P_e) t_{cc}^2 + \\ \sin^{-1} \left(\frac{P_e \times X_T}{\sqrt{1 + (P \times X'_d)^2}} \right) \end{aligned} \quad (5.21)$$

En esta ecuación se considera que la potencia activa (P_e) entregada por la central en análisis, será la potencia nominal del generador (S) multiplicado por el factor de potencia, entonces la ecuación sería:

$$P_e = S \times fp \quad (5.22)$$

Al pasar esta relación a unidades relativas (p.u.):

$$P_e = fp \quad (5.23)$$

Con la finalidad de considerar una máxima de generación y hacer más conservativos los cálculos, se ha considerado un valor alto para el factor de potencia de un generador (0.95 inductivo) y un tiempo crítico objetivo de 150 ms, para evitar los errores debido al modelo simplificado utilizado, se tendría la siguiente grafica mostrada en la Figura 5.5. Es decir, utilizando la ecuación anterior se muestra la relación entre el tiempo crítico en función de la constante de inercia y la impedancia Thévenin resultante para un valor típico de la reactancia $X'd = 0.2$.

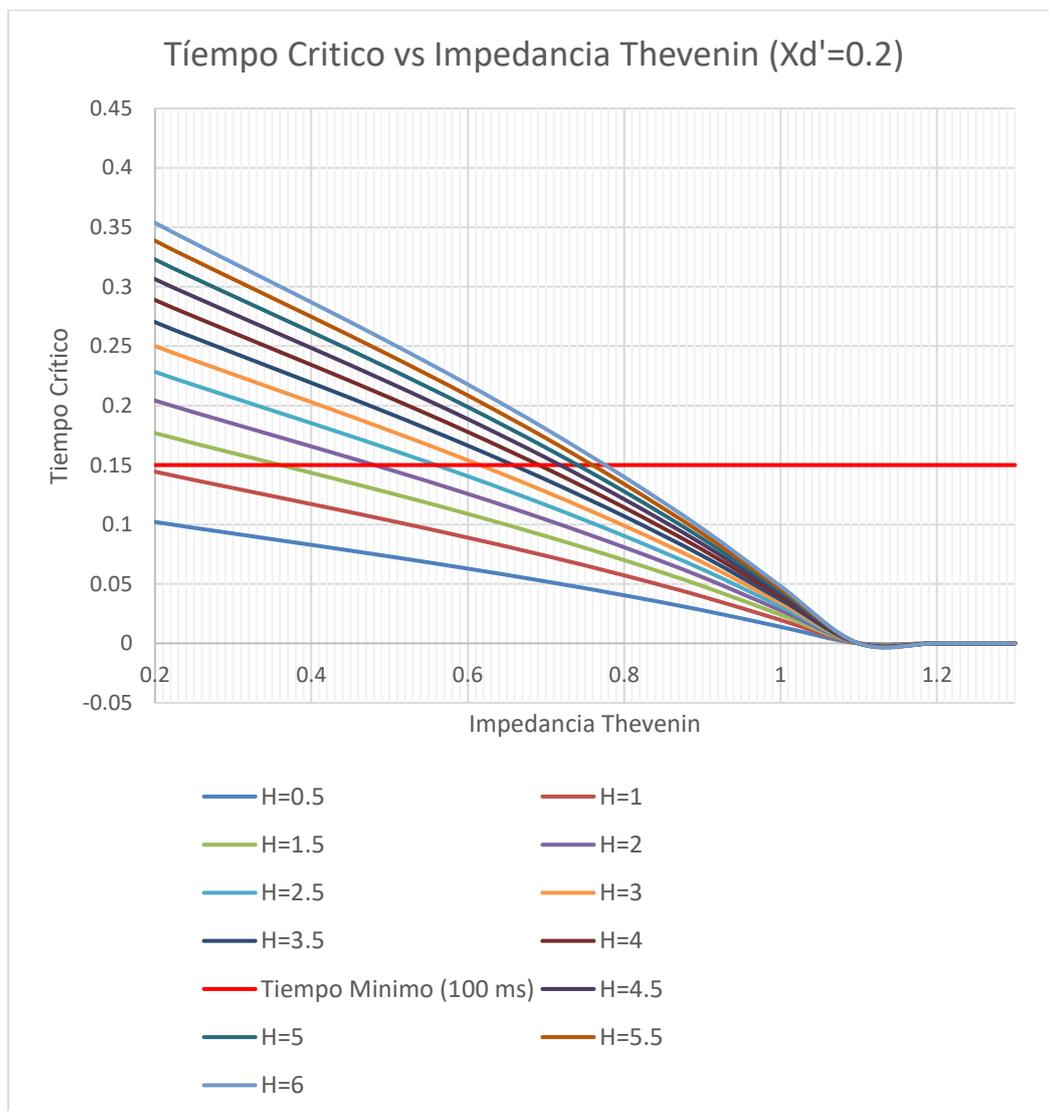


Fig. 5.5 Tiempo crítico vs Impedancia Thévenin para diversos valores de inercia

Los demás gráficos para valores de reactancia transitoria se muestran en el Anexo C.

Se observa en la Fig. 5.5 y en los gráficos del Anexo C, que el tiempo crítico dependerá de la impedancia Thévenin, de la constante de inercia y de la impedancia transitoria en el eje directo del generador, en este sentido se puede concluir que ante un mayor valor de $X'd$ incrementará la estabilidad transitoria para una misma impedancia equivalente Thévenin X_T y una misma constante de inercia H .

Asimismo, de la Fig. 5.5 y los gráficos del Anexo C se puede deducir que independientemente del valor de X_T que tenga el generador, la constante de inercia H debe ser mayor a 1 en todos los casos para poder tener posibilidades de cumplir con un tiempo crítico de despeje de falla mayor a 100ms.

Con respecto al valor de la impedancia Thévenin cuyo cálculo es:

$$X_T = X'_d + X_{T1} + X_{sein} \quad (5.24)$$

Se convierte este valor expresado en ohmios a valores relativos (p.u.) utilizando como base los datos de placa del generador:

$$S_{base} = S \text{ (Potencia del generador)}$$

$$V_{base} = V \text{ (Tensión del generador)}$$

$$Z_{base} = V^2/S$$

Considerando que, en el diseño, la potencia elegida para el transformador elevador tiene una capacidad de 1.1 veces la capacidad nominal del generador, con esta consideración se obtiene:

$$X_{T1(pu \text{ base generador})} = X_{T1(pu \text{ base propia})} \times \frac{1}{1.1} = 0.91 \times X_{T1(pu \text{ base propia})} \quad (5.25)$$

Con respecto al valor de $X'd$ se mantiene el valor del *Data Sheet* del fabricante del generador ya que esta expresado como porcentaje de los parámetros base del generador. Finalmente, el valor de la impedancia Thévenin del sistema X_{SEIN} reflejado en bornes del generador será:

$$X_{SEIN} = \frac{V_{base}^2}{P_{cc}} \quad (5.26)$$

Al pasar la ecuación (5.26) a p.u., se tiene:

$$X_{SEIN} = \frac{\frac{V_{base}^2}{P_{cc}}}{\frac{V_{base}^2}{S_{base}}} = \frac{S_{base}}{P_{cc}} \quad (5.27)$$

Reemplazando las ecuaciones (5.27) y (5.25) en la ecuación (5.24), se tiene:

$$X_T = X'_d + 0.91 \times X_{T1(pu \text{ base propia})} + \frac{S_{base}}{P_{cc}} \quad (5.28)$$

Con la finalidad de ser conservadores y verificar de manera rápida si una determinada capacidad de generación puede conectarse a una barra se considera parámetros típicos de la impedancia transitoria y de la impedancia del transformador:

$$X'_d = 0.2 \quad y \quad X_{T1(pu \text{ base propia})} = 0.2 \quad (5.29)$$

Con respecto al valor escogido para la reactancia transitoria se eligió un valor promedio de los parámetros existentes en los generadores del SEIN, asimismo se verificó que este dentro de los parámetros típicos mostrados en la referencia [8].

Para el parámetro del transformador se tomó el mayor valor de reactancia de cortocircuito permitida por el PR-20 para transformadores elevadores.

Para definir los valores de constante de inercia se ha utilizado valores típicos de acuerdo con el tipo de tecnología y su magnitud de potencia, como se muestra en la TABLA N° 5.1, cuyos valores toman como referencia las centrales de generación existentes en el SEIN y los rangos indicados por Prahba Kundur. Con respecto a los generadores de baja potencia, se debe mencionar que las ultimas centrales en ingresar poseen valores muy bajos (<1) de constante de inercia, pero se ha considerado un valor representativo promedio de H=2. Se debe indicar que, si se considera constantes de inercia de menor valor, podría ser que en muchas barras del SEIN no sea posible conectar ningún valor de potencia.

TABLA N° 5.1 Constante de inercia para diversos tipos de unidades de generación

Clase de generador	Constante de Inercia H
Generador Baja Potencia	2
Generador Hidráulico	3
Generador Térmico	5

En caso de conocer las características definitivas se podría cambiar estos valores por los datos de placa de los equipos para análisis específicos.

Con estos parámetros elegidos, considerando la Fig. 5.5 ($X'd=0.2$) y reemplazando los valores de la ecuación (5.29) se obtiene la ecuación modificada:

$$X_T = 0.382 + \frac{S_{base}}{P_{cc}} \quad (5.30)$$

Entonces de acuerdo con la ecuación (5.30), la magnitud de potencia activa que se puede ser inyectada en una determinada barra del SEIN con la finalidad de tener el tiempo crítico buscado (150 ms) dependerá principalmente de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión y de su relación con la Fig. 5.5 para una reactancia transitoria del generador $X'd$ de 0.2 p.u. Los valores obtenidos de impedancia Thévenin son mostrados en la TABLA N° 5.2 .

TABLA N° 5.2 Impedancia Thévenin de acuerdo con la constante de inercia

Clase de generador	Constante de Inercia H	Impedancia Thévenin Máxima
Generador Baja Potencia	2	0.47
Generador Hidráulico	3	0.61
Generador Térmico	5	0.74

Con las ecuaciones (5.30) y (5.23), y los valores de la impedancia Thévenin mostrados en la TABLA N° 5.2 se puede estimar el porcentaje de generación convencional que puede conectarse en función de la potencia de cortocircuito (PCC) en la barra de conexión al sistema. Los resultados se muestran en la TABLA N° 5.3.

TABLA N° 5.3 Potencia de CGC que pueden conectarse dependiendo de la PCC

Clase de generador	Constante de Inercia H	Generación a conectar (MW) % de la PCC
Generador Baja Potencia	2	8.36%
Generador Hidráulico	3	21.66%
Generador Térmico	5	34.01%

Se puede concluir que, al reducir la constante de inercia, la capacidad de generación que puede conectarse disminuye en gran medida, en este sentido para inercias menores a 1.5 no lograrán cumplir el procedimiento propuesto y será necesario realizar simulaciones de estabilidad transitoria para verificar el cumplimiento. Esto guarda relación o explican el hecho de que las últimas centrales con baja inercia que han ingresado al SEIN no cumplen los 100 ms de tiempo crítico de despeje de falla.

En caso el proyecto elegido o en análisis no cumpla los cálculos propuestos, se deberá realizar la simulación de estabilidad transitoria respectiva para verificar el cumplimiento del tiempo crítico. En el caso que con la simulación dinámica no se logre cumplir el tiempo crítico especificado, el proyecto deberá ser rechazado o buscar alguna medida para mitigar este problema.

5.1.1.1 Potencia que se puede conectar en las principales barras del SEIN

Con los porcentajes mostrados en la TABLA N° 5.3, en el Anexo D se muestran los valores de potencia que se pueden conectar en las principales barras del SEIN, para ello se tomó como referencia las barras principales del SEIN donde el COES controla la tensión que se muestran en la Fig. 5.6 y se consideró el menor valor de potencia de cortocircuito resultante de los escenarios en Avenida Mínima demanda y Estiaje Mínima demanda.

ANEXO

Tensiones de Operación en las Principales Barras del SEIN (*)

Área Norte		Área Centro	
Subestación	Tensión de Operación (kV)	Subestación	Tensión de Operación (kV)
Zorritos	219	Huancavelica	230
Talara	225	Pomacocha	227
Piura Oeste	225	Huayucachi	231
Chiclayo Oeste	226	Cajamarquilla	215
Guadalupe	226	Huacho	224
Trujillo Norte	224	Zapallal	220
	141	Chavarría	216
Chimbote 1	223	Santa Rosa	216
	141	San Juan	214
Paramonga Nueva	226	Cantera	219
	137	Desierto	220
Área Sur		Independencia	221
Subestación	Tensión de Operación (kV)	Ica	220
Socabaya	222	Marcona	221
	138	Oroya Nueva	228
Cerro Verde	138	Carhuamayo Nueva	228
Moquegua	224		128
	142	Paragsha 2	228
Ilo 1	139		125
Mollendo	138	Vizcarra	225
Puno	233	Belaunde Terry	142
	141	Tingo María	221
Los Héroes	225		139
Juliaca	140	Pachachaca	226
Azángaro	141	Carabayllo	221
San Rafael	141	Huánuco	128 (**)
Ayaviri	140		133 (***)
Tintaya	138		
Callalli	135		
Santuario	138		
Quencoro	136		
Repartición	140		
Combapata	138		
Dolorespata	136		
Cotaruse	225		
Cachimayo	136		

(*) No se han considerado las barras de generación para no limitar la capacidad de potencia reactiva disponible en las centrales. Tampoco se ha considerado barras sin carga conectada, ni aquellas que se encuentren dentro de instalaciones de Usuarios Libres o de Distribuidores.

(**) L-1142 desconectada en S.E. Piedra Blanca.

(***) L-1142 conectada en ambos extremos.

Fig. 5.6 Barras donde el COES controla la tensión [Fuente: COES]

5.1.2 Segundo Paso

Como segundo paso se realiza el análisis ante contingencias verificando en cuanto varía la potencia de cortocircuito en la barra considerada como Punto de Conexión candidato. En el caso que la variación de la potencia de cortocircuito ante las contingencias elegidas sea mínima, se debe considerar que el proyecto no es afectado por la desconexión del equipo fallado.

Para identificar cuanto sería la variación permisible de la potencia de cortocircuito sin afectar la estabilidad transitoria de la central, se utiliza una porción de la Fig. 5.5, considerando solo la inercia de $H=3$ por ser un valor intermedio y representativo, se obtiene la Fig. 5.7.

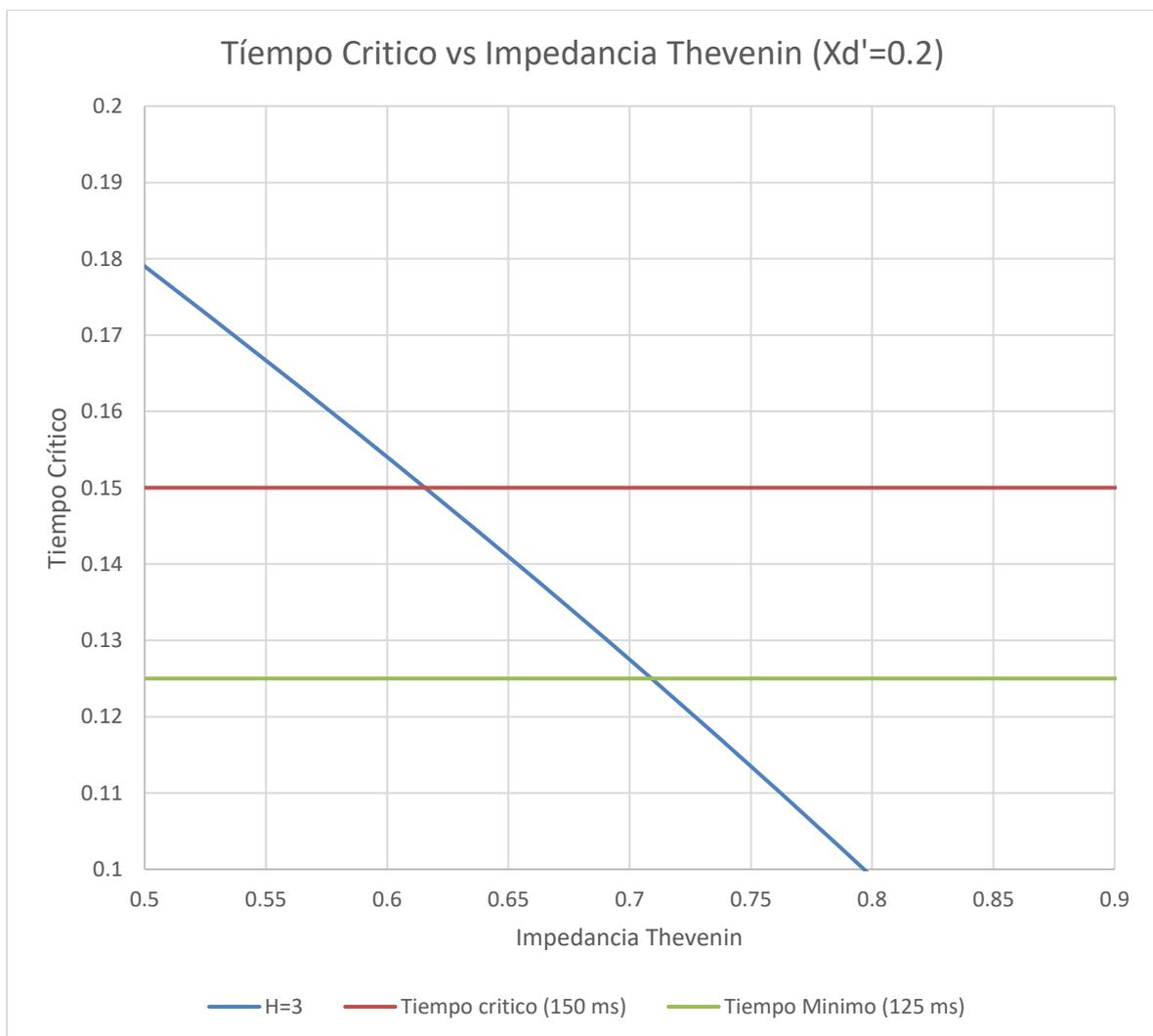


Fig. 5.7 Tiempo crítico vs Impedancia Thévenin para una constante de inercia $H=3$

En este sentido, de la Fig. 5.7 se considera que de 0.6 a 0.7 (Delta de 0.1) es un nivel adecuado de cambio de la impedancia de Thévenin, con esto vemos que el tiempo crítico se reduce a 125ms, manteniendo un margen de 25ms de reserva, lo cual puede considerarse adecuado teniendo en cuenta que la falla no se realiza en bornes, lo cual permite que el generador entregue energía al sistema, permitiendo que sea más estable.

Con esta consideración las nuevas impedancias Thévenin, antes y después de la falla, resultan:

$$X_{T(Prefalla)} = 0.382 + \frac{S_{base}}{PCC_{prefalla}} \quad (5.31)$$

$$X_{T(Postfalla)} = 0.382 + \frac{S_{base}}{PCC_{postfalla}} \quad (5.32)$$

Restando las ecuaciones (5.32) y (5.31) y comparando el resultado con 0.1 se tiene:

$$0.1 > \Delta X_T = \frac{S_{base}}{PCC_{postfalla}} - \frac{S_{base}}{PCC_{prefalla}} \quad (5.33)$$

Simplificando la ecuación (5.33) y despejando la potencia de cortocircuito postfalla obtenemos:

$$PCC_{postfalla} > PCC_{minimo} = \frac{PCC_{prefalla} \times S_{base}}{S_{base} + 0.1 \times PCC_{prefalla}} \quad (5.34)$$

Esta potencia mínima se calcula tomando como dato de entrada la potencia de la central y la potencia de cortocircuito pre falla. Después se debe seleccionar las contingencias específicas del proyecto a analizar y se verifica que los niveles de potencia de cortocircuito se encuentren por encima del valor calculado.

En el caso que la potencia de cortocircuito postfalla sea menor que la potencia de cortocircuito calculada, se deberá realizar la simulación transitoria de la contingencia para obtener la evolución en el tiempo y verificar el comportamiento.

Si el resultado de la simulación de estabilidad transitoria es inestable, se deberá rechazar el proyecto.

5.1.3 Tercer Paso

Luego de verificar que las contingencias seleccionadas no afectan a la central se debe identificar visualizando la topología del SEIN si existen sistemas que se interconecten mediante enlaces tal como se muestra en la Fig. 5.8.

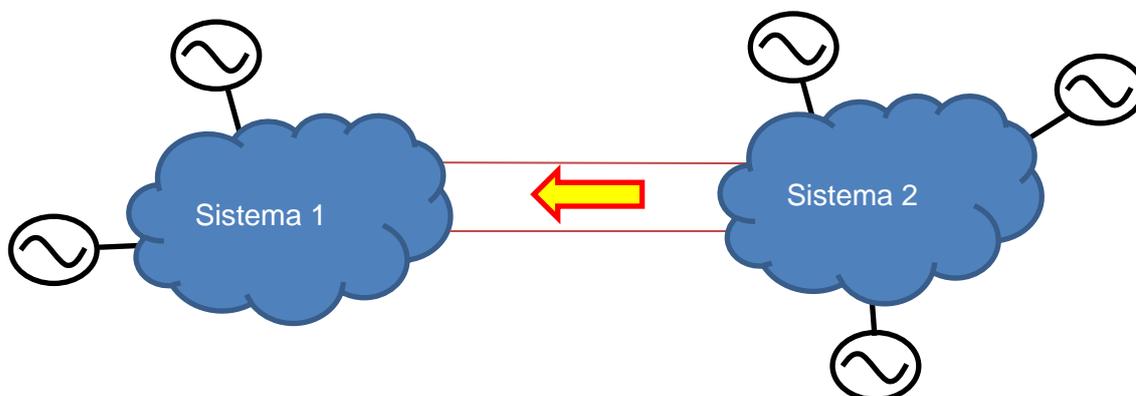


Fig. 5.8 Intercambio de Potencia entre los Sistemas 1 y 2

En la Fig. 5.8 se observan 2 sistemas: “Sistema 1” y “Sistema 2” entre los cuales existe un intercambio de potencia, es decir debido al exceso de generación en el Sistema 2, esta es transmitida al Sistema 1.

El ingreso de generación adicional en el sistema 2, generará mayor transferencia de potencia entre el sistema 2 y el sistema 1 como se muestra en la Fig. 5.9

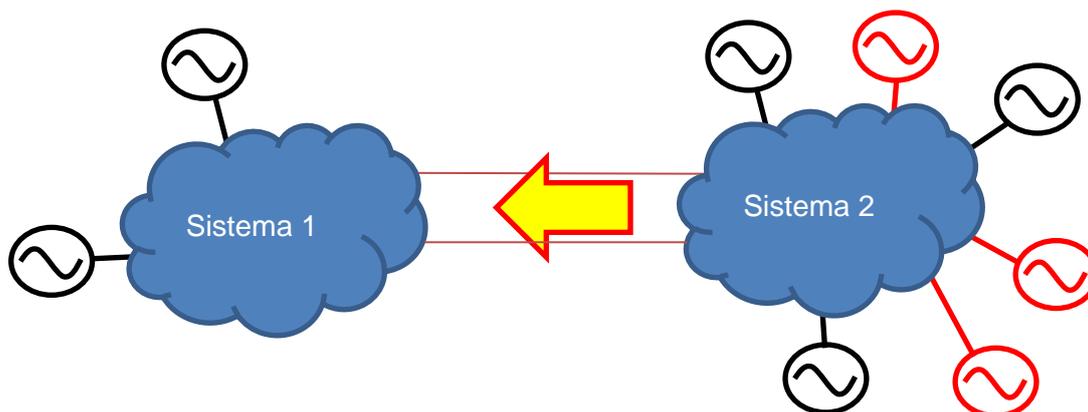


Fig. 5.9 Incremento del intercambio de Potencia entre los Sistemas 1 y 2 debido al ingreso de centrales de generación en el Sistema 2

Entonces ante una falla en los enlaces y su posterior desconexión los sistemas se alejarán eléctricamente, pudiendo alguno de los sistemas perder sincronismo, esto nos brindará una idea de la cantidad de potencia que puede incrementarse en el sistema 2 sin comprometer la estabilidad de ambos sistemas.

Para verificar de manera simple la cantidad de potencia que puede transmitirse, se considera el agrupamiento de toda la potencia neta (generación menos demanda) del sistema 2 en 1 una barra de enlace y la potencia de cortocircuito con el enlace fallado fuera de servicio como se muestra en la Fig. 5.10. Con ello se obtiene un estimado de la potencia que puede transmitirse y se ve si el ingreso de la nueva central afecta este límite.

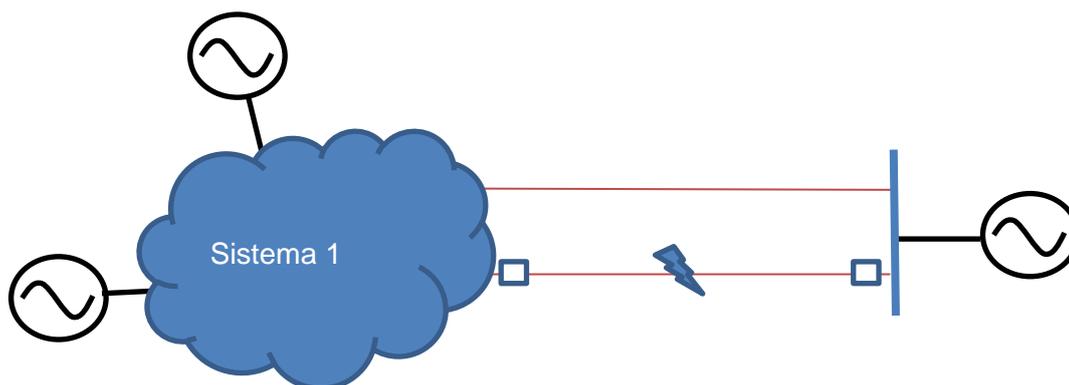


Fig. 5.10 Representación del sistema 2 mediante un generador

La inercia equivalente de todos los generadores del sistema 2 se calcula mediante la siguiente ecuación (5.35):

$$H_{eq} = \frac{H_1 \times S_1 + H_2 \times S_2 + H_3 \times S_3 + \dots}{S_1 + S_2 + S_3 + \dots} \quad (5.35)$$

Luego esta inercia equivalente se convierte a una nueva potencia base S , que será calculada con base a la potencia transmitida por el enlace como se muestra en las ecuaciones (5.36) y (5.37).

$$S_{NEW} = \frac{P_{Transmisión}}{0.95} \quad (5.36)$$

$$H_{eqNEW} = \frac{(S_1 + S_2 + S_3 + \dots) \times H_{eq}}{S_{NEW}} \quad (5.37)$$

Ahora se necesita obtener la reactancia a considerar, para lo cual en la barra de enlace se realiza un cortocircuito trifásico y se obtiene la reactancia de los sistemas 1 y 2, como se muestra en la Fig. 5.11 .

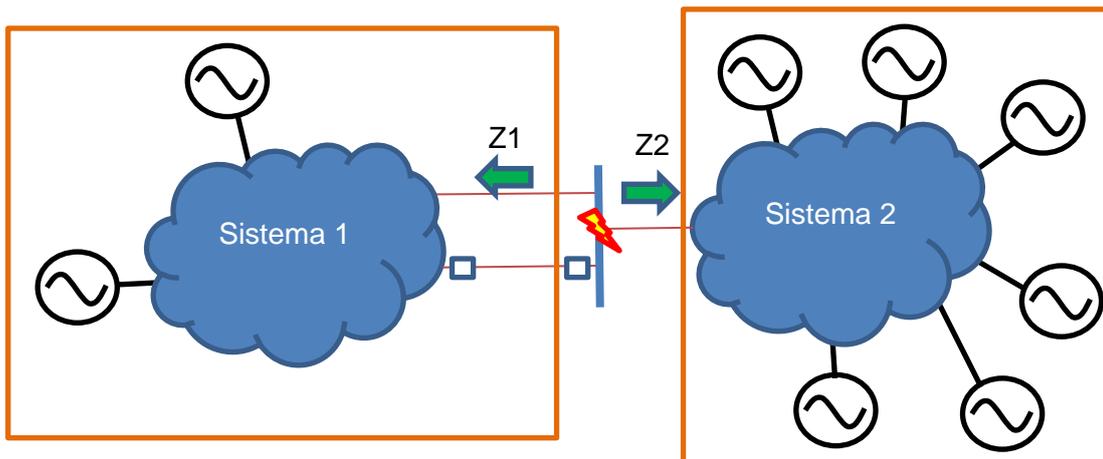


Fig. 5.11 Obtención de la reactancia entre ambos sistemas 1 y 2

Con las impedancias calculadas, luego de pasarlas a p.u., considerando la potencia base S_{NEW} y como tensión base la tensión de la barra colectora, se obtiene la relación mostrada en la ecuación (5.38).

$$X_T = X_1 \times \frac{S_{base}}{V_{base}^2} + X_2 \times \frac{S_{base}}{V_{base}^2} = (X_1 + X_2) \times \frac{S_{base}}{V_{base}^2} \quad (5.38)$$

Con la reactancia obtenida en la ecuación (5.38) y utilizando la Fig. 5.5, se determina si el conjunto de unidades es estable.

En el caso que existan más de 2 enlaces de conexión, 3 o 4, se considera para cada 1 de dichos casos, la nueva impedancia X_1 formada luego de la contingencia y se compara con la Fig. 5.5.

En el caso que no cumpla con los cálculos realizados, se deberá realizar la simulación en el dominio del tiempo.

Si bien en muchos proyectos de generación en el SEIN no se formarán zonas como se muestra en el paso 3, existen zonas en las cuales se pueden notar claramente la formación de estas zonas, las cuales se dan normalmente en zonas con bajos niveles de potencia de cortocircuito o con gran exportación de potencia, en el Anexo E se muestran zonas características del SEIN sin carga en las cuales ocurre elevada exportación de potencia activa.

5.1.4 Cuarto Paso

Una vez que se ha verificado que se cumplen los requisitos anteriores, mediante simulaciones en el dominio del tiempo, se puede verificar si los sistemas existentes de

protección cuyos tiempos de despeje de falla son mayores a 100 ms son suficientes para despejar las fallas antes que la central pierda el sincronismo, en caso contrario se propondrán mejoras en los sistemas de protección. Para esto se utilizan los tiempos mostrados en el capítulo 3.

CAPÍTULO VI SIMULACIONES Y VERIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA CON PROYECTOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONAL

6.1 Centrales Hidroeléctricas Ángel I, II y III

En este capítulo se analiza el ingreso de las CC.HH. Ángel I, II y III al SEIN, las cuales fueron puestas en servicio en el año 2017.

De acuerdo con su Estudio de Operatividad [9], las CC.HH. Ángel I, II y III, tienen una capacidad total de 60 MW (6 nuevas turbinas hidroeléctricas operando), comprende la implementación de tres centrales hidroeléctricas, las cuales están interconectadas mediante líneas en 33 kV, y una subestación Ángel en 138/33/10 kV (138 kV en GIS).

Dicha subestación se enlaza al SEIN mediante seccionamiento de la línea existente L-1013 que une la S.E. San Gabán 138 kV con la S.E. San Rafael 138 kV. Este seccionamiento se realiza a unos 0.61 km de la S.E. San Gabán 138 kV, desde este punto se tiene una línea de doble circuito hasta la S.E. Ángel de 2.76 km, configurándose así, la línea L-1013 San Gabán – Ángel de 3.37 km y la Línea L-1051 Ángel – San Rafael de 78.63 km.

Como se puede ver en la Fig. 6.1, muy cerca a este proyecto se encuentra la C.H. San Gabán II, por lo cual, el ingreso de este proyecto impactará en el comportamiento de esta central ante fenómenos de estabilidad transitoria, asimismo como se puede ver en la Fig. 1.1, la zona de Puno tiene una potencia de cortocircuito baja, es decir las CC.HH. Ángel I, II y III están predispuestas a sufrir problemas por estabilidad transitoria independiente de las características constructivas de la central.

Asimismo, en la Fig. 6.1 se muestra que los enlaces de interconexión al SEIN desde estas centrales son líneas de transmisión de 138kV de larga longitud, esto incrementa la impedancia del sistema, perjudicando la estabilidad transitoria de estas centrales.

6.1.1 Diagrama unifilar de las CC.HH. ÁNGEL I, II y III

En la Fig. 6.1 se muestra el esquema del proyecto descrito en el Numeral 6.1.

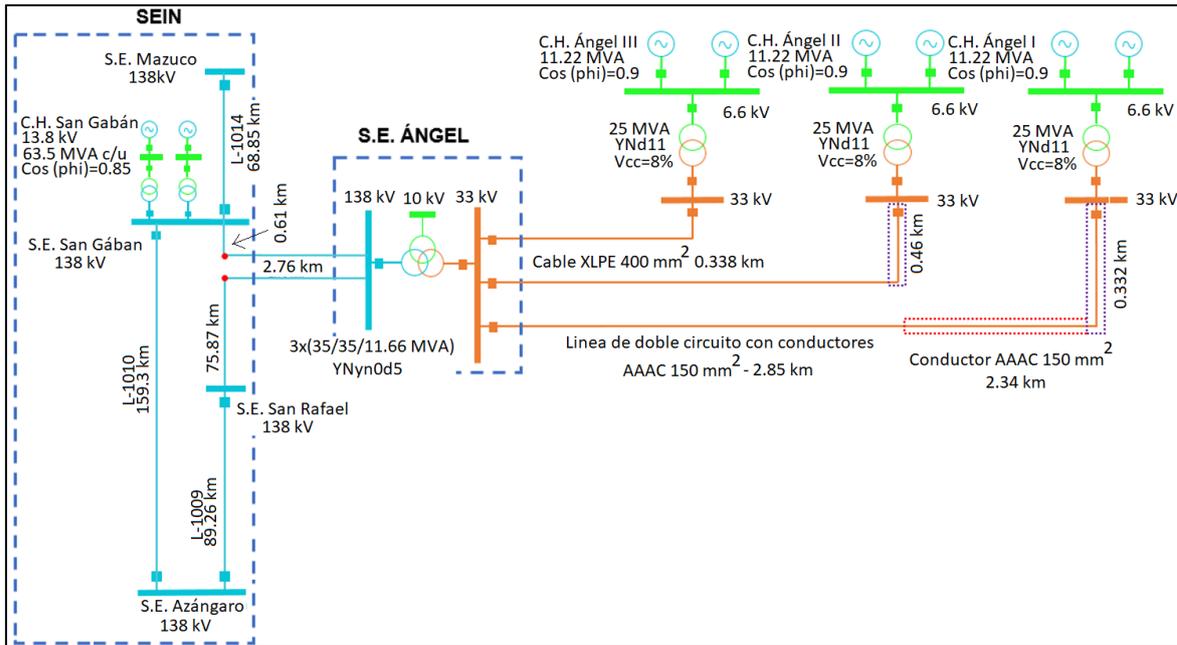


Fig. 6.1 Diagrama Unifilar CC.HH. Ángel I, II y III

6.1.2 Características Técnicas de los Generadores

Las unidades de generación de las C.C.H.H. Ángel I, II y III que están en operación tienen una potencia nominal de 11.22 MVA, su tensión nominal es de 6.6kV, por lo que para su interconexión al SEIN primero elevan la tensión a 33kV y luego a 138KV.

Asimismo, como se muestra en la TABLA N° 6.1 , cada unidad tiene una constante de inercia de 0.8 segundos.

Por lo que para poder analizar los pasos propuestos consideraremos una inercia de 2 s, tal como se muestra en la TABLA N° 6.1 , ya que si consideramos un valor de 0.8 al realizar las simulaciones dinámicas o utilizando la metodología propuesta el proyecto sería descartado en la primera etapa como lo muestran los resultados mostrados en el Numeral 6.1.3.

Asimismo, consideraremos el escenario de Avenida Mínima demanda con la finalidad de obtener la mayor cantidad de potencia enviada al sistema, es decir la peor condición para el análisis de estabilidad transitoria.

TABLA N° 6.1 Parámetros de las unidades de generación de las CC.HH. Ángel I, II y III
[Fuente: Estudio de Operatividad]

Ítem	Descripción	Unidad	Valor
1	Características generales		
1.1	Tensión Nominal	kV	6.6
1.2	Potencia nominal	MVA	11.22
1.3	Frecuencia nominal	Hz	60
1.4	Factor de potencia		0.9
1.5	Conexión		YN
2	Inercia		
2.1	Constante de tiempo inercial	s	2
3	Características eléctricas no saturadas		
3.1	Reactancia síncrona		
	Eje directo(xd)	p.u.	1.59400
	Eje en cuadratura (xq)	p.u.	1.57200
3.2	Reactancia transitoria		
	Eje directo (xd')	p.u.	0.28500
	Eje en cuadratura (xq')	p.u.	-
3.3	Reactancia subtransitoria		
	Eje directo (xd'')	p.u.	0.19900
	Eje en cuadratura (xq'')	p.u.	0.25300
3.4	Constante de tiempo transitoria		
	Eje directo (Td')	s	0.32000
	Eje en cuadratura (Tq')	s	-
3.5	Constante de tiempo subtransitoria		
	Eje directo (Td'')	s	0.02000
	Eje en cuadratura (Tq'')	s	0.03000
3.6	Impedancia de secuencia cero		
	Reactancia (x0)	p.u.	0.11600
	Resistencia (r0)	p.u.	-
3.7	Impedancia de secuencia negativa		
	Reactancia (x2)	p.u.	0.22300
	Resistencia (r2)	p.u.	-
3.8	Resistencias del estator/ Reactancia de dispersión		
	Resistencia del estator (rstr)	p.u.	0.00292
	Reactancia de dispersión (xl)	p.u.	0.10000

6.1.3 Aplicación de la metodología con una Inercia 0.8 segundos

En la TABLA N° 6.1 se observa una reactancia transitoria de 0.285 p.u., por lo cual será necesario utilizar la Fig. AC.1 del Anexo C para una reactancia de un valor próximo, en este caso se considera una reactancia transitoria de 0.3 p.u.

En este sentido se observa que, para inercias menores a 1 segundo, no se logra cumplir el criterio del paso 1 de la metodología, por lo cual se debe realizar simulaciones de estabilidad transitoria.

Realizando las simulaciones en el dominio del tiempo, se obtiene que el tiempo crítico de despeje de falla es de 79 ms como se muestra en la Fig. 6.2 y Fig. 6.3.

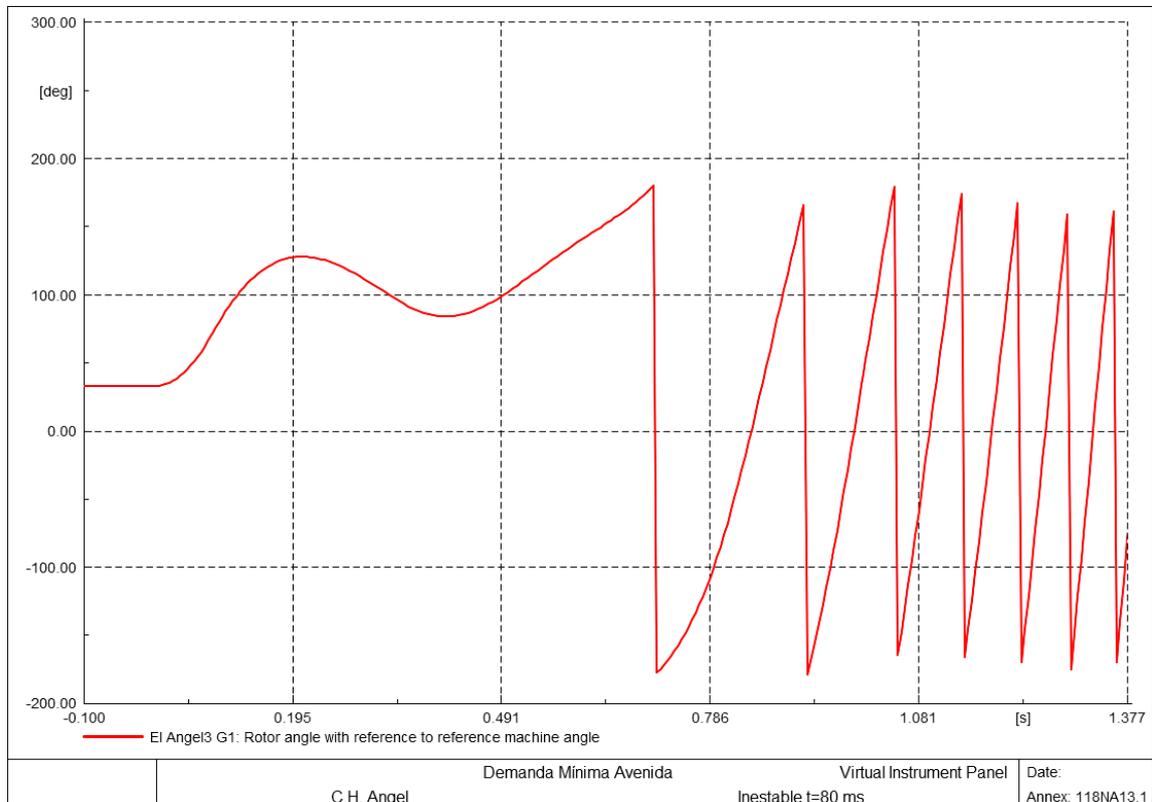


Fig. 6.2 C.H. Ángel I inestable para un tiempo crítico de 80 ms

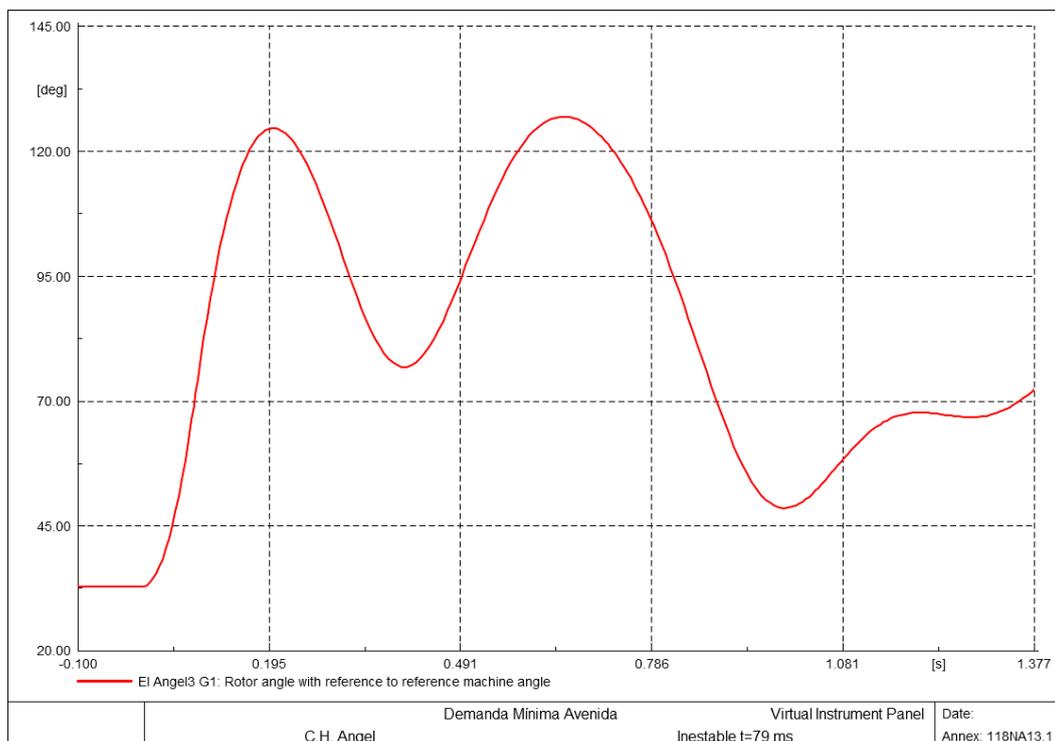


Fig. 6.3 C.H. Ángel I estable para un tiempo crítico de 79 ms

Por lo cual el proyecto debería ser rechazado, se observa también que ninguno de los 2 criterios se cumple.

6.2 Aplicación de la Metodología propuesta considerando una constante de inercia de 2 segundos

6.2.1 Paso 1

Teniendo en cuenta que la reactancia transitoria de las unidades de las centrales es de 0.285 p.u., se utiliza la Fig. AC.1 del Anexo C elaborado para un $X'd$ de 0.3 p.u.

Con el gráfico se obtiene que la impedancia máxima que permite cumplir con el tiempo teórico de 150 ms sería 0.49 pu. Asimismo, como la impedancia Thévenin máxima está dada por la ecuación (5.28), y de los datos obtenidos del modelamiento en el software DlgSILENT de acuerdo con su manual [10], donde la reactancia del transformador elevador es 8%, se obtiene la relación mostrada en (6.1).

$$0.48 = 0.3 + 0.91 \times 0.08 + \frac{S_{base}}{P_{cc}} \quad (6.1)$$

Se puede deducir de (6.1) que el valor requerido de P_{cc} es:

$$P_{cc} = 9.32 \times S_{base} \quad (6.2)$$

Teniendo en cuenta la ecuación (6.2), se calcula la potencia de cortocircuito en la barra Ángel 33 kV para las 3 centrales (Ángel I, II y III), las cuales resulta 515.8 MVA, 328 MVA y 251 MVA, respectivamente, por lo que el valor máximo permitido conectar en cada caso sería:

$$S_{base} \text{ "I"} = 26.93 \text{ MVA}$$

$$S_{base} \text{ "II"} = 35.19 \text{ MVA}$$

$$S_{base} \text{ "III"} = 55.34 \text{ MVA}$$

Entonces como para la elaboración del grafico se había considerado un factor de potencia de 0.95 de acuerdo con la ecuación (5.22), la potencia activa máxima que se podría conectar para cada caso es de:

$$P \text{ "I"} = 25.58 \text{ MW}$$

$$P \text{ "II"} = 33.43 \text{ MW}$$

$$P \text{ "III"} = 52.57 \text{ MW}$$

Se observa entonces que las 3 centrales cumplirían con el paso 1, por lo cual no sería necesario realizar simulaciones en el dominio del tiempo.

Aun así, con la finalidad de verificar el cumplimiento de la metodología se realizó la simulación de estabilidad transitoria, obteniéndose los siguientes tiempos críticos:

$$T_c \text{ "I"} = 146 \text{ ms}$$

$$T_c \text{ "II"} = 146 \text{ ms}$$

$$T_c \text{ "III"} = 105 \text{ ms}$$

Se observa que todos los casos cumplieron, algo que resaltar de los resultados obtenidos en las simulaciones de estabilidad transitoria, es que no necesariamente la central más alejada tendrá un menor tiempo crítico. Esto se puede comprender analizando la topología particular de la red de las CC.HH. Ángel I, II y III.

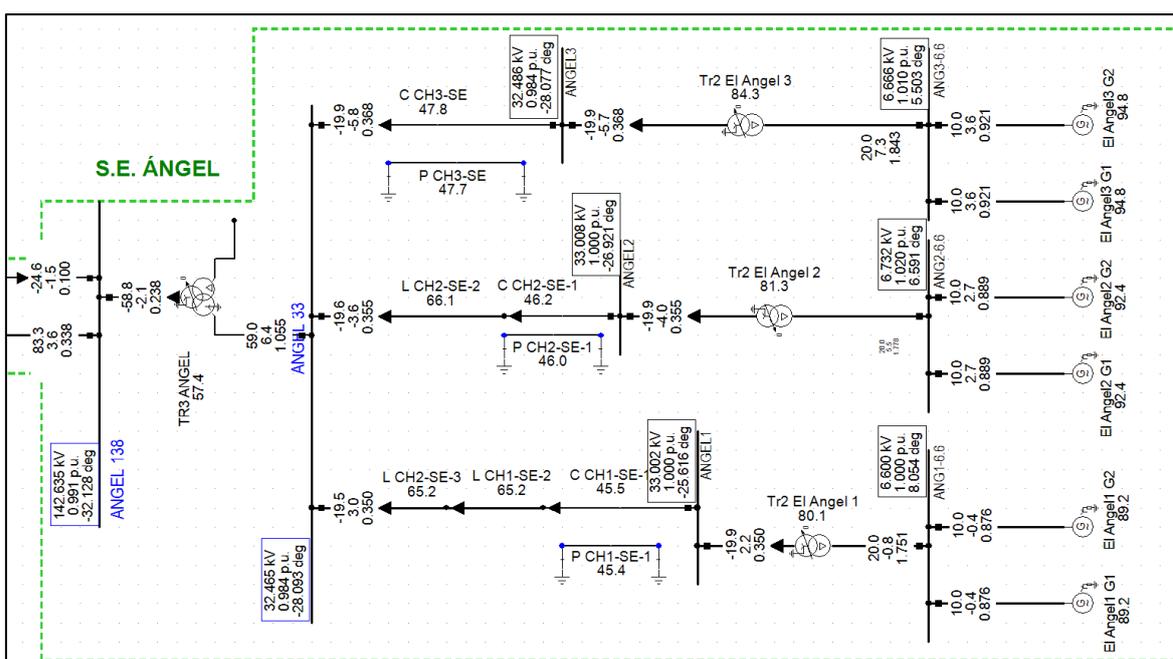


Fig. 6.4 Esquema Eléctrico en DigSILENT CC.HH. Ángel I, II y III

Se puede ver en la Fig. 6.4 que la C.H. Ángel 3, se encuentra más cercana eléctricamente al SEIN, pero tiene menor tiempo crítico que las otras. Esto se debe a que al realizar el corto circuito en la Barra Ángel 33 kV de la C.H. Ángel 3, las otras centrales son afectadas ya que no pueden entregar su energía al SEIN perdiendo su estabilidad las 3 centrales en conjunto y son estas las que llevan a disminuir el tiempo crítico de despeje de falla de la central Ángel 3 como se ve en la Fig. 6.5.

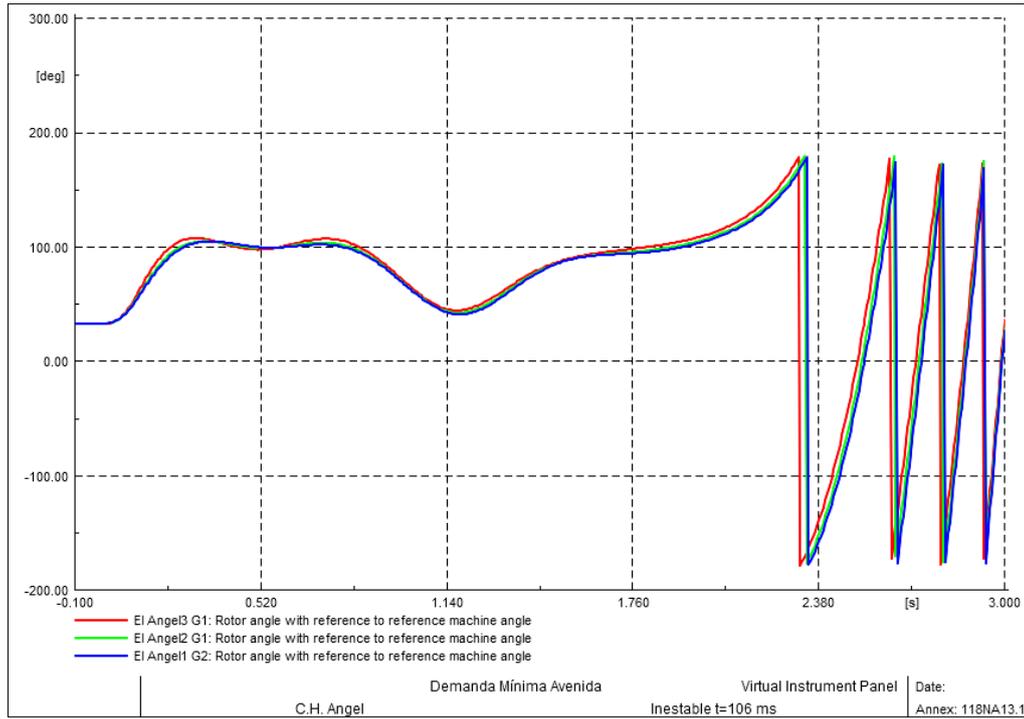


Fig. 6.5 Perdida de sincronismo de las CC.HH. Ángel I, II y III

Para comprobar la influencia de esta relación entre las CC.HH. Ángel I, II y III se desconectaron las CC.HH. Ángel I y II y se ve cómo cambia el tiempo crítico de despeje de falla en el sistema como se muestra en la Fig. 6.6.

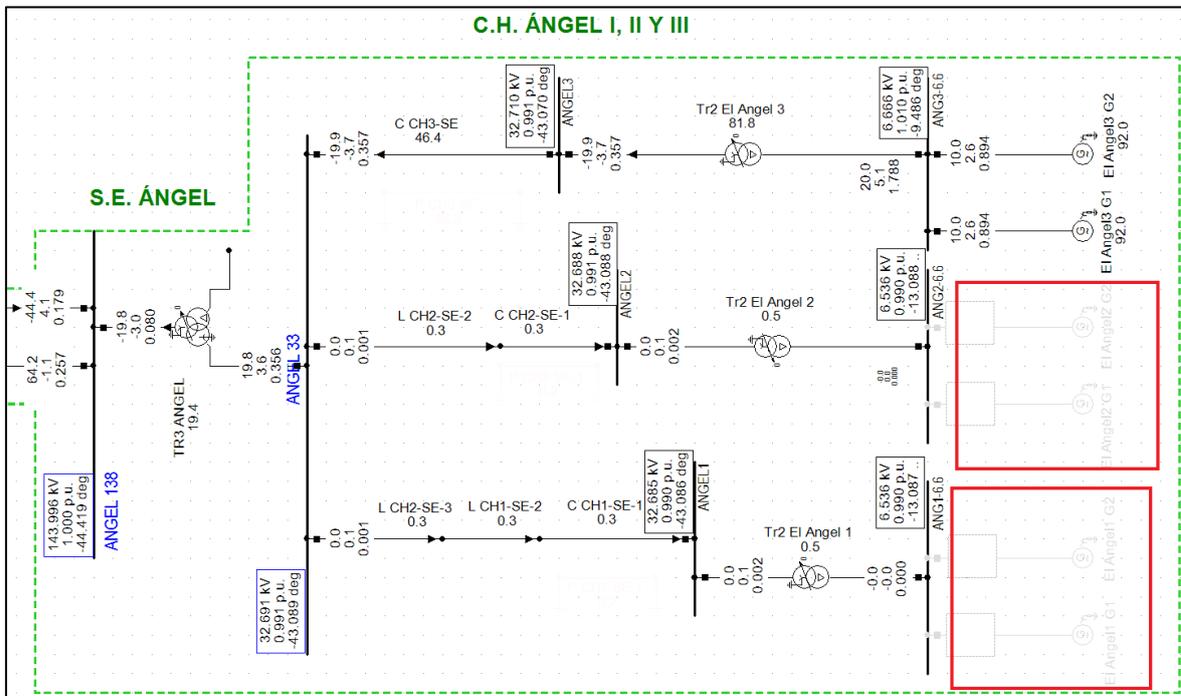


Fig. 6.6 Sistema Eléctrico de la C.H. Ángel III, con las CC.HH. Ángel I y II f/s

Teniendo en cuenta la ecuación (6.2), se calcula la potencia de cortocircuito en la barra de Ángel 33 kV para la C.H. Ángel III conectada, la cual resulta 359.7 MVA, por lo que el valor máximo permitido a conectar sería:

$$S_{base} "III" = 31.66 \text{ MVA}$$

Entonces como para la elaboración del gráfico se había considerado un factor de potencia de 0.95 de acuerdo con la ecuación (5.22), la potencia activa máxima que se podría conectar es:

$$P "III" = 30.08 \text{ MW}$$

Realizando la simulación dinámica se obtiene el siguiente tiempo crítico:

$$T_c "III" = 153 \text{ ms}$$

Lo cual confirma que las unidades de generación cercanas a un proyecto influyen de manera importante en la estabilidad de un generador.

6.2.2 Paso 2

Como segundo paso se realiza el análisis ante contingencias verificando en cuanto varía la potencia de cortocircuito en la barra en análisis luego de la desconexión del equipo fallado. En el caso que el nivel de cortocircuito no baje del nivel establecido de acuerdo con la metodología, se constata que el tiempo crítico no se ve afectado.

La expresión para considerar será la ecuación (5.34), entonces como se tiene los datos de P_{cc} prefalla y S_{base} , se puede obtener el valor mínimo de la potencia de cortocircuito postfalla requerida. Reemplazando se obtiene:

$$PCC \text{ minimo III} = \frac{515.8 \times 55.34}{55.34 + 0.1 \times 515.8} = 266.96 \text{ MVA}$$

$$PCC \text{ minimo II} = \frac{328 \times 35.19}{35.19 + 0.1 \times 328} = 169.76 \text{ MVA}$$

$$PCC \text{ minimo I} = \frac{251 \times 26.93}{26.93 + 0.1 \times 251} = 129.91$$

Entonces, se tiene que verificar que, ante las contingencias seleccionadas, la potencia de cortocircuito no disminuya por debajo de los niveles calculados. Las contingencias seleccionadas y las nuevas potencias de cortocircuito obtenidas son las mostradas en la TABLA N° 6.2:

TABLA N° 6.2 Potencia de cortocircuito ante contingencias

Contingencia	PPC I (MVA)	PCC II (MVA)	PCC III (MVA)
C.H. San Gabán II (G1 y G2)	210.4	257.4	351.9
L-1051	239.6	310.1	478.1
L-1013	181.6	217.7	285.6
LT hacia Ángel III	230.8	291.9	-
S.E. San Gabán 138 kV	185.4	221.6	288.9

Se observa que ninguna de las contingencias seleccionadas, disminuye la potencia de cortocircuito por debajo del valor mínimo de potencia de cortocircuito, en este sentido se puede concluir que la estabilidad del proyecto no está comprometida por la desconexión del equipo fallado.

Aun así, con la finalidad de verificar el cumplimiento de la metodología se realizó la simulación en el dominio del tiempo del caso con mayor disminución de la potencia de cortocircuito (L-1013), obteniéndose el comportamiento mostrado en la Fig. 6.7 y Fig. 6.8 mostrando un tiempo crítico de 62 ms.

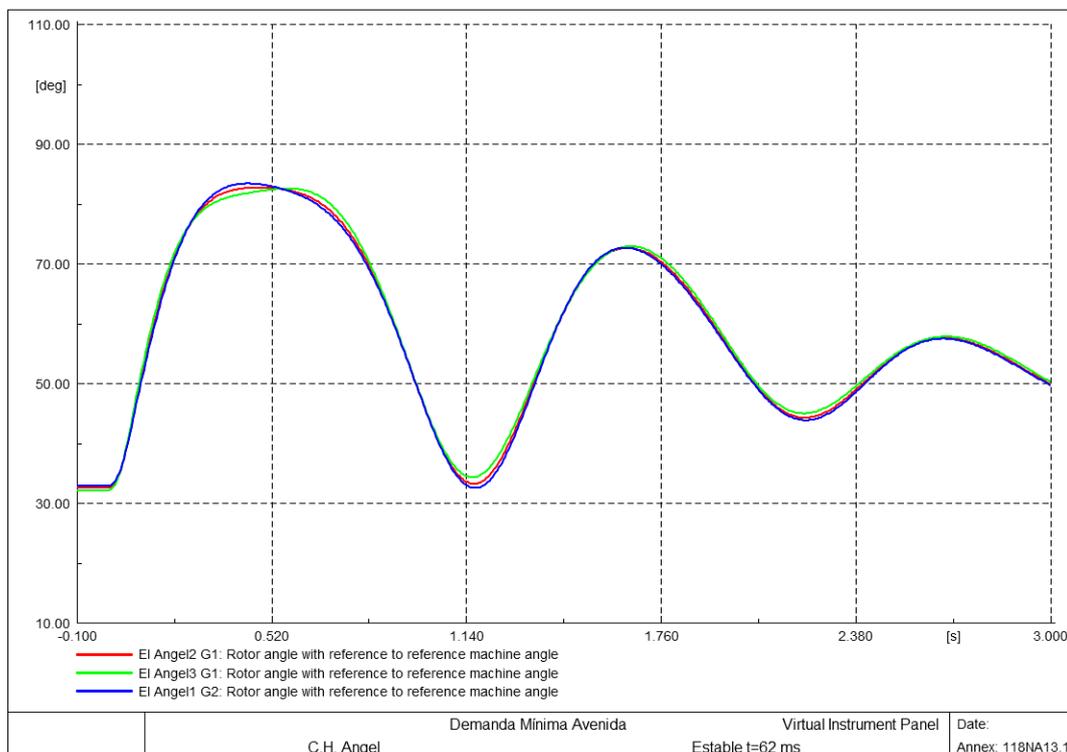


Fig. 6.7 CC.HH. Ángel I, II y III estables para un tiempo crítico de 62 ms

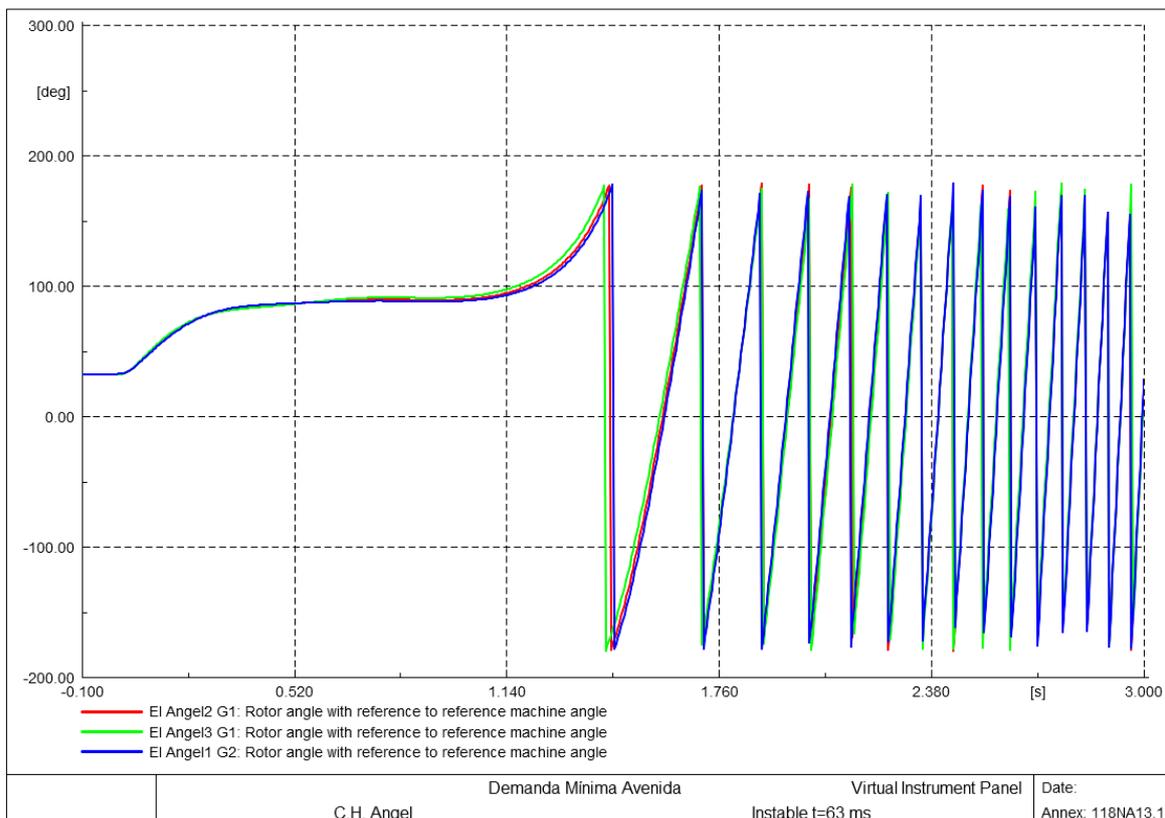


Fig. 6.8 CC.HH. Ángel I, II y III inestables para un tiempo crítico de 63 ms

En este sentido, se vio que cumplió la metodología propuesta, pero no cumplió los resultados en la simulación en el dominio del tiempo. Esto se debe a que ante una falla en la línea L-1013, no solo se ve afectada las CC.HH. Ángel I, II y III individualmente, sino también se ve el efecto en conjunto, asimismo debido a que la C.H. San Gabán II se encuentra cercana eléctricamente también influye. Este efecto conjunto de todas las centrales en el área del proyecto se verá en el siguiente paso.

6.2.3 Paso 3

Como se mencionó en el paso 2, se puede observar que, con el ingreso del proyecto, se forman 2 sistemas de intercambio de potencia como se muestra en la Fig. 6.9 .

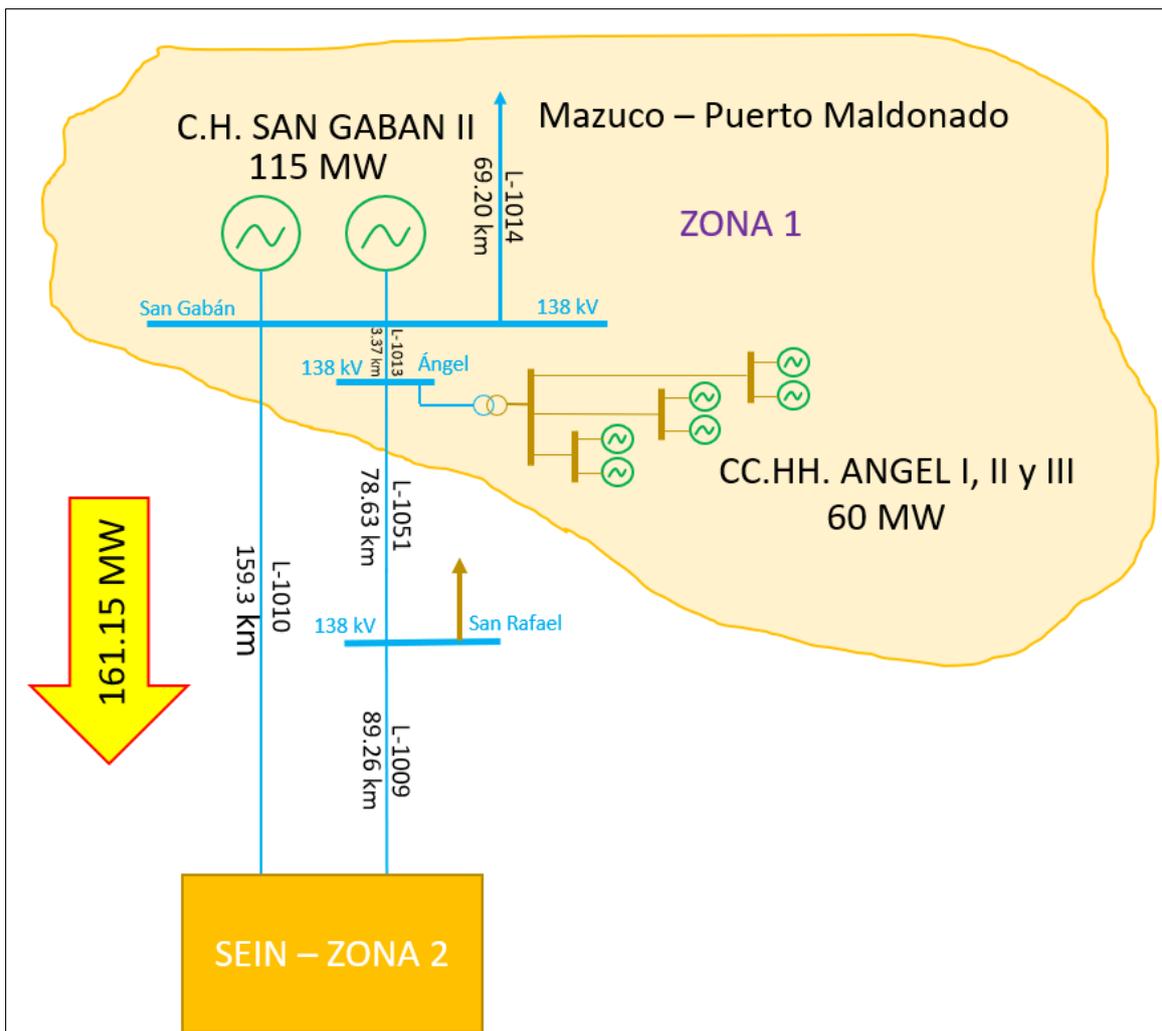


Fig. 6.9 Intercambio de Potencia entre 2 zonas del SEIN

Luego de realizar un flujo de potencia, se observa en la Fig. 6.9 que la potencia que se está enviando de la Zona 1 a la Zona 2 es de 161.15 MW.

Entonces, se procede a calcular la inercia equivalente de las unidades de generación que están presentes en la Zona 1, las cuales se muestran en la TABLA N° 6.3 .

TABLA N° 6.3 Potencia de las Centrales de Generación en la Zona 1

Unidad de Generación	Potencia de la unidad (MW)	Constante de Inercia (H)
Ángel I – G1	11.22	2
Ángel I – G2	11.22	2
Ángel II – G1	11.22	2
Ángel II – G2	11.22	2
Ángel III – G1	11.22	2
Ángel III – G2	11.22	2
San Gaban II – G1	63.5	2.857
San Gaban II – G2	63.5	2.857

Con los valores mostrados en la TABLA N° 6.3 y utilizando la ecuación (5.35), se calcula la inercia equivalente:

$$H_{eq} = \frac{6 \times 2 \times 11.22 + 2 \times 2.857 \times 63.5}{6 \times 11.22 + 2 \times 63.5}$$

$$H_{eq} = 2.57 \text{ s}$$

Luego esta inercia equivalente se convierte a una nueva potencia base S, que será la que se obtiene luego de realizar un flujo de carga como se indica en la ecuación (5.36), se observa un envío total al SEIN de 161.15 MW.

Entonces, la nueva potencia base sería:

$$S_{NEW} = \frac{P_{Transmisión}}{0.95} = \frac{161.15}{0.95} = 169.63 \text{ MVA}$$

Entonces, se calcula la constante de inercia de acuerdo con la ecuación (5.37), referida a esta nueva base:

$$H_{eqNEW} = \frac{(11.22 \times 6 + 63.5 \times 2) \times 2.57}{169.63} = 2.94$$

Ahora se calcula las reactancias de ambos sistemas (Zona 1 y Zona 2), para ello se realiza el siguiente artificio en el sistema eléctrico de la zona. Al respecto el software de simulación DIGSILENT, permite calcular dichas impedancias al realizar una falla trifásica como se muestra en la Fig. 6.10.

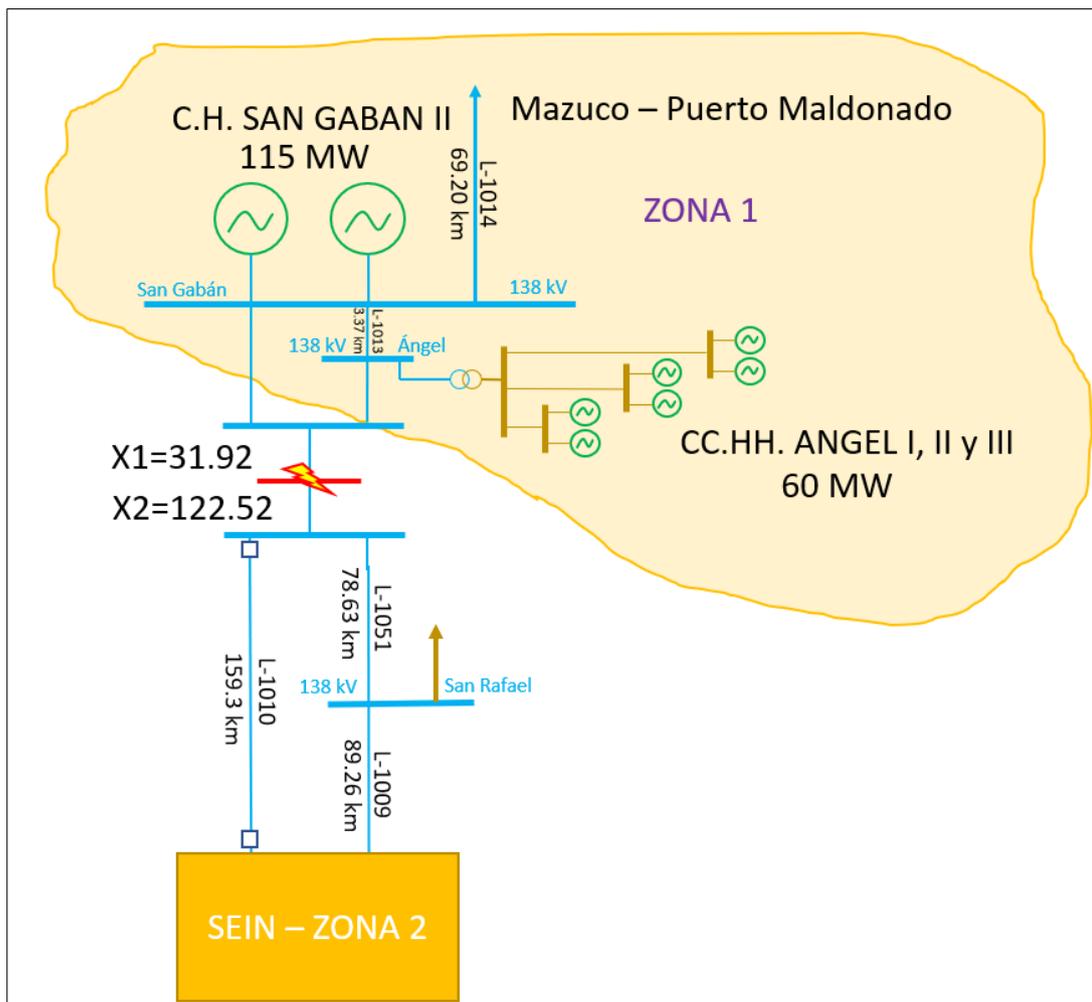


Fig. 6.10 Cálculo de las reactancias de ambas zonas

Se obtienen los siguientes valores de reactancias:

$$X_1 = 122.52$$

$$X_2 = 31.92$$

Estos valores se reemplazan en la ecuación (5.38) para obtener el valor de la impedancia equivalente:

$$X_T = (X_1 + X_2) \times \frac{S_{base}}{V_{base}^2}$$

$$X_T = 154.44 \times \frac{169.63}{138^2} = 1.3756 \text{ pu}$$

Considerando este valor de impedancia y la constante de inercia equivalente calculada e interceptándola con la Fig. AC.1 del Anexo C, se ve que como máximo se obtiene un

tiempo crítico de 0 ms, no cumpliendo los requerimientos de estabilidad transitoria ante fallas con desconexión del equipo fallado.

En este sentido siguiendo la metodología propuesta, se procederá a realizar la simulación en el dominio del tiempo, para verificar el tiempo crítico.

Se puede observar en la Fig. 6.11 que el tiempo critico es de 0 ms ante la falla de uno de los enlaces (L-1010, L-1051 ó L-1009).

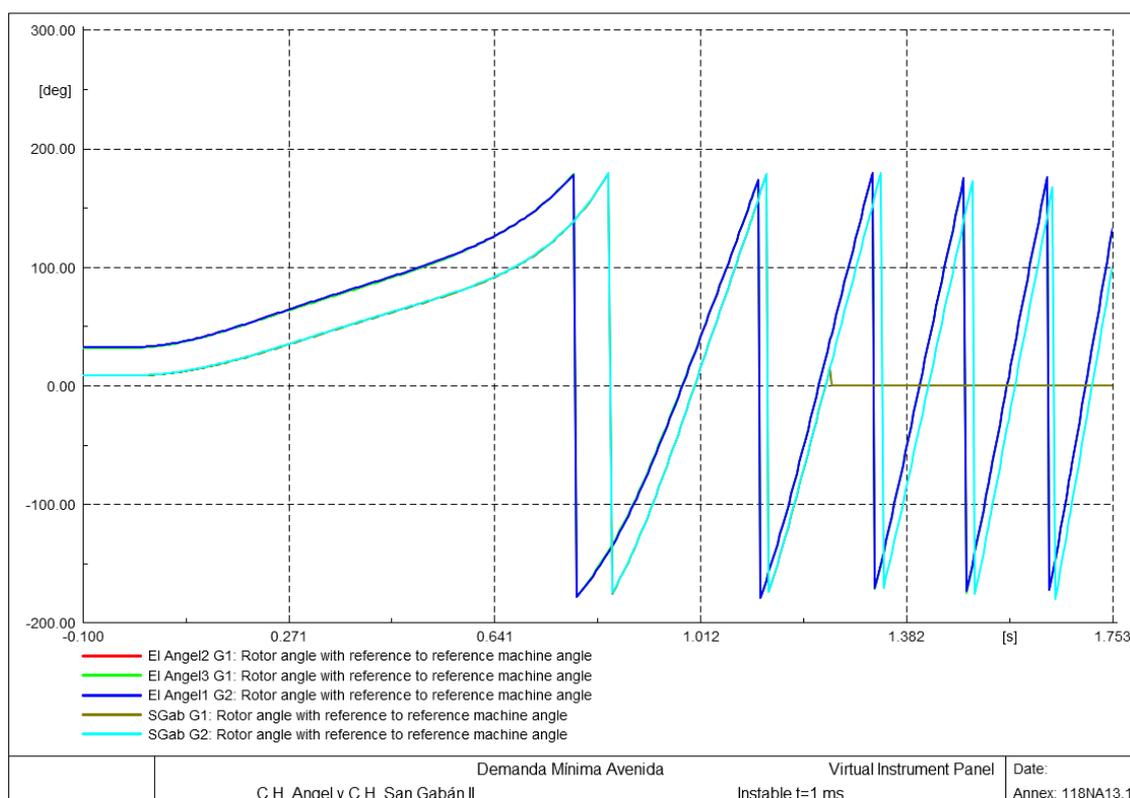


Fig. 6.11 CC.HH. Ángel I, II y III y C.H. San Gabán II inestables tiempo crítico de 1 ms

Por lo tanto, el proyecto debe ser rechazado, o en su defecto se debe implementar algunas de las mejoras presentadas en el capítulo 2, así como esquemas especiales de protección.

Es importante mencionar, como se ha demostrado, que el ingreso de una central puede afectar a las centrales de generación existentes, por lo cual no es suficiente analizar a las centrales de generación individualmente, en este sentido se puede verificar que si se calcula mediante simulaciones de estabilidad transitoria el tiempo critico de despeje de falla considerando la desconexión del equipo fallado, es decir como realmente ocurre, para fallas en los niveles de tensión 220 kV, 138 kV, 60 kV, 33 kV, 13,8 kV y 10 kV en las instalaciones que se muestran en la Fig. 6.12.

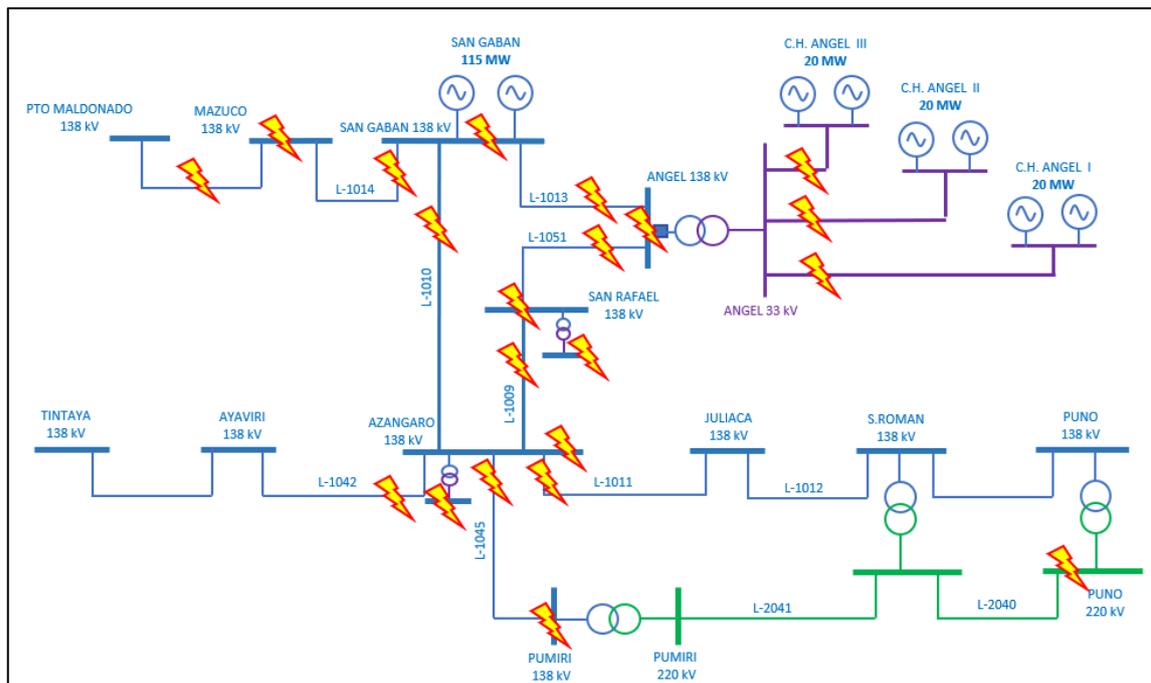


Fig. 6.12 Instalaciones donde se analiza el tiempo crítico antes y después del proyecto

Luego si comparamos el tiempo crítico antes y después del ingreso del proyecto, obtenemos los resultados mostrados en la TABLA N° 6.4.

TABLA N° 6.4 Comparación de los tiempos críticos con y sin proyecto

	Tiempo Crítico sin proyecto (ms)	Tiempo Crítico con proyecto (ms)
L-1013	>100	50
L-1010	>100	0
L-1009	>100	40
L-1051	-	0
L-1014	>100	70
L-1015	>100	250
L-1042	>100	70
L-1011	>100	100
L-1045	>100	100
S.E. San Gabán 138 kV	>100	>100
S.E. San Gabán 13.8 kV	410	200
S.E. San Rafael 138 kV	>100	40
S.E. San Rafael 10 kV	>1000	360
S.E. Mazuco 138 kV	440	250
S.E. Ángel 138 kV	>100	100
S.E. Ángel 33 kV	260	260
S.E. Pumiri 138 kV	>100	100
S.E. Azángaro 138 kV	>100	0
S.E. Azángaro 60 kV	>700	290
S.E. Azángaro 23 kV	>900	>900
S.E. Puno 220kV	>100	80
S.E. San Román 220kV	>100	>100
Líneas de 33 kV	260	210

Se puede observar que el tiempo crítico de despeje de falla ha disminuido en muchos equipos de la zona.

6.2.4 Paso 4

Con la finalidad de visualizar los pasos completos, se ha considerado que el proyecto no fue rechazado, por lo cual se verifica si los sistemas de protección son suficientes para cumplir con los nuevos tiempos críticos.

Actualmente las protecciones de las líneas en esta área contemplan relés de distancia con Teleprotección (solo pocas líneas poseen protección diferencial) y algunas subestaciones poseen protección diferencial de barras, esto se muestra en la TABLA N° 6.5 y TABLA N° 6.6.

TABLA N° 6.5 Esquemas de protección actuales en Líneas de Transmisión en la zona de influencia

Líneas	Teleprotección 87L	Teleprotección 21	Teleprotección 67N
L-1015	NO	SI	SI
L-1014	NO	SI	SI
L-1010	NO	SI	SI
L-1013	SI	SI	SI
L-1009	NO	SI	SI
L-1042	NO	SI	SI
L-1011	NO	SI	SI
L-1045	SI	SI	SI
L-1046	SI	SI	SI
L-1012	SI	SI	SI
L-1006	NO	SI	SI
L-2041	SI	SI	SI
L-2040	SI	SI	SI
L-1051	NO	SI	SI

TABLA N° 6.6 Esquemas de protección actuales en Barras en la zona de influencia

Barras	Diferencial de barra
Puerto Maldonado 138 kV	NO
Mazuco 138 kV	NO
San Gabán 138 kV	SI
Azángaro 138 kV	SI
San Rafael 138 kV	SI
Juliaca 138 kV	SI
Ayaviri 138 kV	SI
Tintaya 138 kV	SI
Puno 138 kV/220 kV	SI
San Román 138 kV/220 kV	SI
Pumiri 138 kV/220 kV	SI
San Gabán 13,8 kV	NO
El Ángel 138 kV	SI
El Ángel 13,8 kV	SI
Azángaro 60 kV	NO
Azángaro 22,9 kV	NO
San Rafael 10 kV	NO

De acuerdo con los esquemas de protección de cada equipo mostrados en la TABLA N° 6.5 y TABLA N° 6.6, y con los ajustes de sobrecorriente de los transformadores existentes se puede obtener los tiempos de demora actuales de las protecciones.

Para lo cual se consideran los tiempos estándar de la operación de la Teleprotección por onda portadora (40 ms), protección diferencial (15 ms) y tiempo de apertura del interruptor de 40 ms, obteniendo los tiempos mostrados en la TABLA N° 6.7.

TABLA N° 6.7 Tiempo total de despeje de falla

Equipos	Tiempo de apertura del Interruptor (ms)	Tiempo de operación de la protección (ms)	Tiempo Total (ms)
L-1013	40	15	55
L-1010	40	40	80
L-1009	40	40	80
L-1051	40	40	80
L-1014	40	40	80
L-1015	40	40	80
L-1042	40	40	80
L-1011	40	40	80
L-1045	40	15	55
S.E. San Gabán 138 kV	40	15	55
S.E. San Gabán 13.8 kV	40	15	55
S.E. San Rafael 138 kV	40	15	55
S.E. San Rafael 10 kV	40	700	740
S.E. Mazuco 138 kV	40	400	440
S.E. Ángel 138 kV	40	15	55
S.E. Ángel 33 kV	40	300	340
S.E. Pumiri 138 kV	40	15	55
S.E. Azángaro 138 kV	40	15	55
S.E. Azángaro 60 kV	40	495	535
S.E. Azángaro 23 kV	40	597	637
S.E. Puno 220kV	40	15	55
S.E. San Román 220kV	40	15	55
Líneas de 33 kV	40	100	140

Los resultados de la TABLA N° 6.7, se comparan con el tiempo crítico de despeje de falla luego del ingreso del proyecto mostrado en la TABLA N° 6.4, así se detecta en qué equipos es necesario modificar ajustes o si es necesario implementar nuevos equipos de protección o Teleprotección. Realizando la comparación, los equipos que necesitan ser evaluados son los mostrados en la TABLA N° 6.8.

Como se observa en la TABLA N° 6.8, estos equipos tienen un tiempo de operación mayor que el tiempo crítico de despeje de falla, por lo cual es necesario reducir los tiempos de operación o plantear esquemas automáticos de desconexión de generación para evitar la salida intempestiva de toda la generación localizada en esta zona (175 MW).

TABLA N° 6.8 Instalaciones donde el tiempo crítico es mayor que el tiempo de despeje de falla

Equipos	Tiempo Total de operación de la protección (ms)	Tiempo Crítico con proyecto (ms)
L-1013	55	50
L-1010	80	0
L-1009	80	40
L-1051	80	0
L-1014	80	70
L-1042	80	70
S.E. San Rafael 138 kV	55	40
S.E. San Rafael 10 kV	740	360
S.E. Mazuco 138 kV	440	250
S.E. Ángel 33 kV	340	260
S.E. Azángaro 60 kV	535	290

Cada propuesta de solución debe ser analizada técnica y económicamente, ya que modificar e implementar esquemas de protección generan costos adicionales.

En el caso de falla en las líneas L-1013, L-1010, L-1009, L-1051 o en la S.E. San Rafael 138 kV no existe equipo de protección que pueda solucionar este problema por lo cual la única solución posible es implementar un esquema automático de desconexión de generación en caso ocurra falla en alguna de estas instalaciones. Asimismo, complementariamente en estas líneas se deberá implementar protección diferencial o de onda viajera e interruptores de operación rápida con la finalidad de reducir al máximo los tiempos de operación y así desconectar la menor cantidad de generación.

En el caso de la línea L -1014, se analizó la falla al 1% de la S.E. San Gabán, es decir no será necesario esperar que actúe la Teleprotección, ya que la zona 1 operaría, por lo tanto, el tiempo total de operación estará alrededor de 55 ms, no siendo necesario modificar los ajustes. De manera similar ocurre en la línea L-1042 la zona 1 de la protección de distancia actuará de manera instantánea, sin necesidad de la Teleprotección. En caso se quiera hacer más confiable los tiempos de operación se recomienda instalar protección diferencial en estas líneas.

Para fallas en la barra de 138 kV de la S.E. Mazuco recomienda evaluar 2 soluciones, la más confiable es instalar protección diferencial de barras, pero tiene un costo elevado. Con esto el tiempo de operación estaría alrededor de 48 ms, logrando así un gran margen de seguridad respecto al tiempo crítico de despeje de falla. La segunda solución sería reducir el tiempo de operación de la zona 2 a 150 ms, así se tendría un tiempo de operación

para fallas en barra de 190 ms, menor al tiempo crítico. Si bien la segunda opción no es la más confiable, sin embargo, no genera gasto.

Para fallas en la barra de 33 kV de la S.E. El Ángel se propone 3 soluciones. Para la primera opción se puede reducir a instantáneo (forward) la protección de las líneas de 33 kV y modificar el ajuste de sobrecorriente para que detecte las fallas en 150 ms, así se tendría un tiempo de operación de 190 ms, menor al tiempo crítico. La segunda opción es instalar protección diferencial de barras y finalmente la tercera opción consiste en usar los relés existentes y crear una lógica de direcciones de las corrientes para detectar fallas en la barra y desconectarla lo más rápido posible (entre 80 y 90 ms).

Para fallas en la barra de 10 kV de la S.E. San Rafael, se propone reducir el tiempo de actuación del relé de sobrecorriente, modificando el dial y verificando que coordine correctamente con los equipos de protección de los alimentadores. En caso no sea posible reducir el dial, se deberá instalar protección diferencial.

Finalmente, para la S.E. Azángaro 60 kV se recomienda revisar si las líneas en 60 kV de esa subestación poseen una etapa instantánea de sobrecorriente de fases, si fuera así entonces se puede reducir el dial y utilizar curvas “*very inverse*” para tener un tiempo de operación de 240 ms; en caso no sea posible modificar los ajustes se deberá instalar protección diferencial de barras.

CONCLUSIONES

1. La metodología propuesta permite establecer un orden para la evaluación de los fenómenos de estabilidad transitoria generados por el ingreso de una nueva central de generación.
2. Los requerimientos del Procedimiento Técnico PR-20 del COES en cuanto a la verificación de la estabilidad transitoria deben ser modificados con la finalidad de adaptarse al punto de conexión del proyecto y a situaciones de fallas reales.
3. No es suficiente para la evaluación de los fenómenos de estabilidad transitoria evaluar solamente a la central del proyecto, ya que su comportamiento y efectos está relacionado a la cantidad de centrales de generación ubicadas en la zona de influencia de la nueva central.
4. Se ha verificar que aquellas centrales con constantes de inercia menores a 1, generarán problemas de inestabilidad transitoria y no cumplirán lo indicado en el PR-20, por lo cual no se debe aprobar el estudio correspondiente o plantear alguna medida de mitigación del impacto negativo sobre la estabilidad de la zona.
5. Se obtuvo que el valor de potencia que puede conectarse en una determinada barra del SEIN depende de la potencia de cortocircuito y la constante de inercia de la central a conectar, tal como se muestra en la TABLA N° 5.2 .
6. Con el ingreso de proyectos de generación eléctrica (convencional o no convencional) es necesario verificar que los tiempos de operación de la protección no superen a los tiempos críticos de despeje de falla.
7. En los casos donde los tiempos críticos de despeje de falla sean muy bajos, será necesario la implementación de esquemas de desconexión de generación para no perjudicar en mayor medida al SEIN.
8. Se debe evaluar cuidadosamente el punto de conexión de los proyectos que desean participar en las licitaciones del gobierno sobre proyectos de generación eléctrica, ya que la implementación de esquemas protección y/o desconexión, para mitigar el

impacto de una baja inercia, puede tener costos elevados que no fueron contemplados en el proyecto.

9. Las soluciones planteadas al caso en análisis permiten un correcto desempeño de las instalaciones, sin poner en riesgo al Sistema Eléctrico.
10. En el largo plazo se recomienda reforzar los enlaces con las zonas con baja potencia de cortocircuito para no limitar el ingreso de proyectos de generación o demanda que son necesarios para el crecimiento del país.

ANEXO A
LISTA DE SÍMBOLOS

X_T	: Impedancia Thévenin del sistema eléctrico
$X'd$: Impedancia transitoria del generador.
E'	: Tensión inducida en el generador.
E_b	: Tensión equivalente en el punto de análisis.
P_e	: Potencia eléctrica del generador.
δ	: Ángulo de potencia entre el generador y la referencia.
P_m	: Potencia mecánica del generador.
H	: Constante de Inercia del sistema generador – turbina.
ω_0	: Velocidad de rotación del generador.
ΔP	: Diferencia entre la potencia mecánica y eléctrica.
87L	: Protección diferencial de línea.
87T	: Protección diferencia de transformador.
87B	: Protección diferencial de barra.
T_{cc}	: Tiempo critico de despeje de falla.
T_{shc}	: Tiempo de despeje de falla por la protección.
δ_{cr}	: Ángulo crítico del generador.
δ_{max}	: Ángulo máximo de oscilación del generador.
δ_0	: Ángulo inicial de operación del generador.
ω_s	: Velocidad nominal de rotación del generador.
t	: Tiempo
f_o	: Factor de potencia.
S	: Potencia aparente
P_{cc}	: Potencia de cortocircuito.
S_{base}	: Potencia base del sistema p.u.
H_{eq}	: Constante de inercia equivalente.
V_{base}	: Tensión base del sistema p.u.

ANEXO B
MATRIZ DE CONSISTENCIA

TABLA N° AB.1 Matriz de Consistencia

DETERMINACIÓN DE LOS LIMITANTES POR ESTABILIDAD TRANSITORIA PARA EL INGRESO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN CONVENCIONAL EN EL SEIN

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES – DIMENSIONES – INDICADORES			METODOLOGÍA
			VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADORES	
<p>Problema General</p> <p>¿En qué medida las limitantes por estabilidad transitoria influyen en el ingreso de nuevos proyectos de generación convencional en el SEIN?</p>	<p>Objetivo General</p> <p>Determinar cómo los limitantes por estabilidad transitoria influyen en el ingreso de nuevos proyectos de generación convencional en el SEIN.</p>	<p>Hipótesis General</p> <p>Los limitantes por estabilidad transitoria influyen positivamente en el ingreso de nuevos proyectos de generación convencional en el SEIN.</p>	<p>Variable 1</p> <p>Limitantes por estabilidad transitoria.</p>	<p>a) Pérdida de sincronismo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo crítico de despeje de falla calculado de la central (s). • Tiempo crítico de despeje de falla calculado de las áreas (s). • Tiempo crítico de despeje de falla calculado de la central cercana (s). 	<p>a) Tipo, nivel y diseño.</p> <p>Investigación aplicada.</p> <p>b) Método</p> <p>El método es deductivo.</p> <p>c) Población y muestra</p>
<p>Problema Específico</p> <p>a) ¿Cómo influye las limitantes por estabilidad transitoria en la potencia que ingresa a una subestación?</p> <p>b) ¿Cómo influye las limitantes por estabilidad transitoria en la magnitud de la reactancia transitoria del generador?</p> <p>c) ¿Cómo influyen las limitantes por estabilidad transitoria en el valor de la</p>	<p>Objetivos Específicos</p> <p>a) Determinar cómo las limitantes por estabilidad transitoria influyen en la potencia que ingresa a una subestación.</p> <p>b) Determinar en qué medida las limitantes por estabilidad transitoria influyen en la magnitud de la reactancia transitoria del generador.</p> <p>c) Determinar en qué medida las limitantes por estabilidad transitoria influyen en</p>	<p>Hipótesis Específicos</p> <p>a) Las limitantes por estabilidad transitoria influyen positivamente en la potencia que ingresa a una subestación.</p> <p>b) Las limitantes por estabilidad transitoria influyen incrementando la magnitud de la reactancia transitoria del generador.</p> <p>c) Las limitantes por estabilidad transitoria influyen incrementando el</p>	<p>Variable 2</p> <p>Ingreso de nuevos proyectos de generación convencional en el SEIN.</p>	<p>a) Potencia que ingresa a una subestación.</p> <p>b) Magnitud de la reactancia transitoria del generador.</p> <p>c) Valor de la constante de inercia del generador.</p>	<p>a) Número de MW.</p> <p>b) Reactancia en p.u.</p> <p>b) Segundos</p>	<p>La población considera un proyecto de generación convencional denominado CC.HH. Ángel I, II y III.</p> <p>d) Técnicas</p> <p>Se realiza cálculos numéricos y simulaciones dinámicas en el dominio de la frecuencia mediante el software DlgSILENT.</p>

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES – DIMENSIONES – INDICADORES			METODOLOGÍA
			VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADORES	
constante de inercia del generador?	el valor de la constante de inercia del generador.	valor de la constante de inercia del generador.				<p>e) Instrumentos</p> <p>Programas de simulación se sistemas de potencia (DigSILENT).</p> <p>Gráficos elaborados en Excel con base a ecuaciones de sistemas de potencia.</p>

ANEXO C
GRÁFICOS DEL TIEMPO CRÍTICO VS IMPEDANCIA THÉVENIN PARA DIVERSOS
VALORES DE REACTANCIA TRANSITORIA

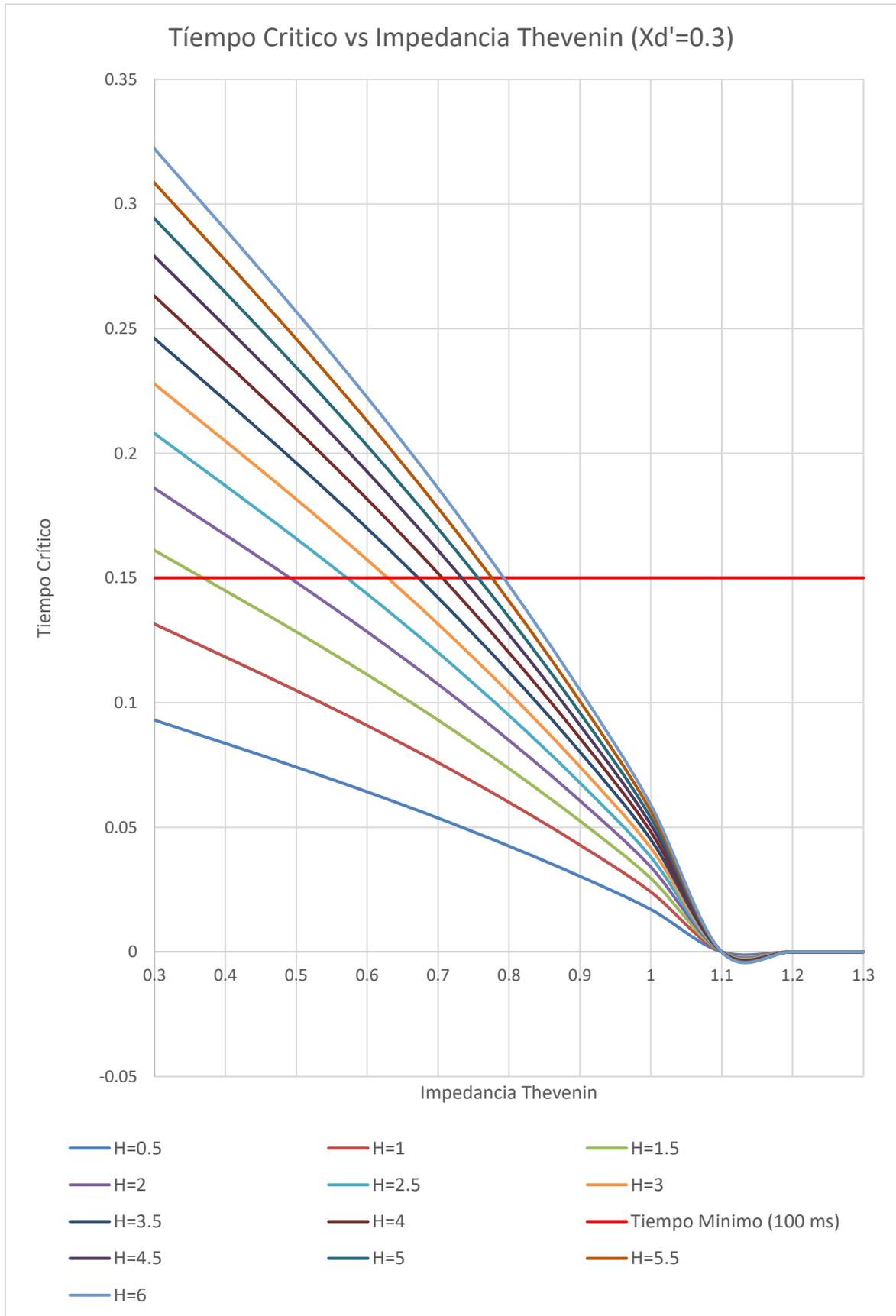


Fig. AC.1 Tiempo crítico vs Impedancia Thévenin para diversos valores de constante de inercia

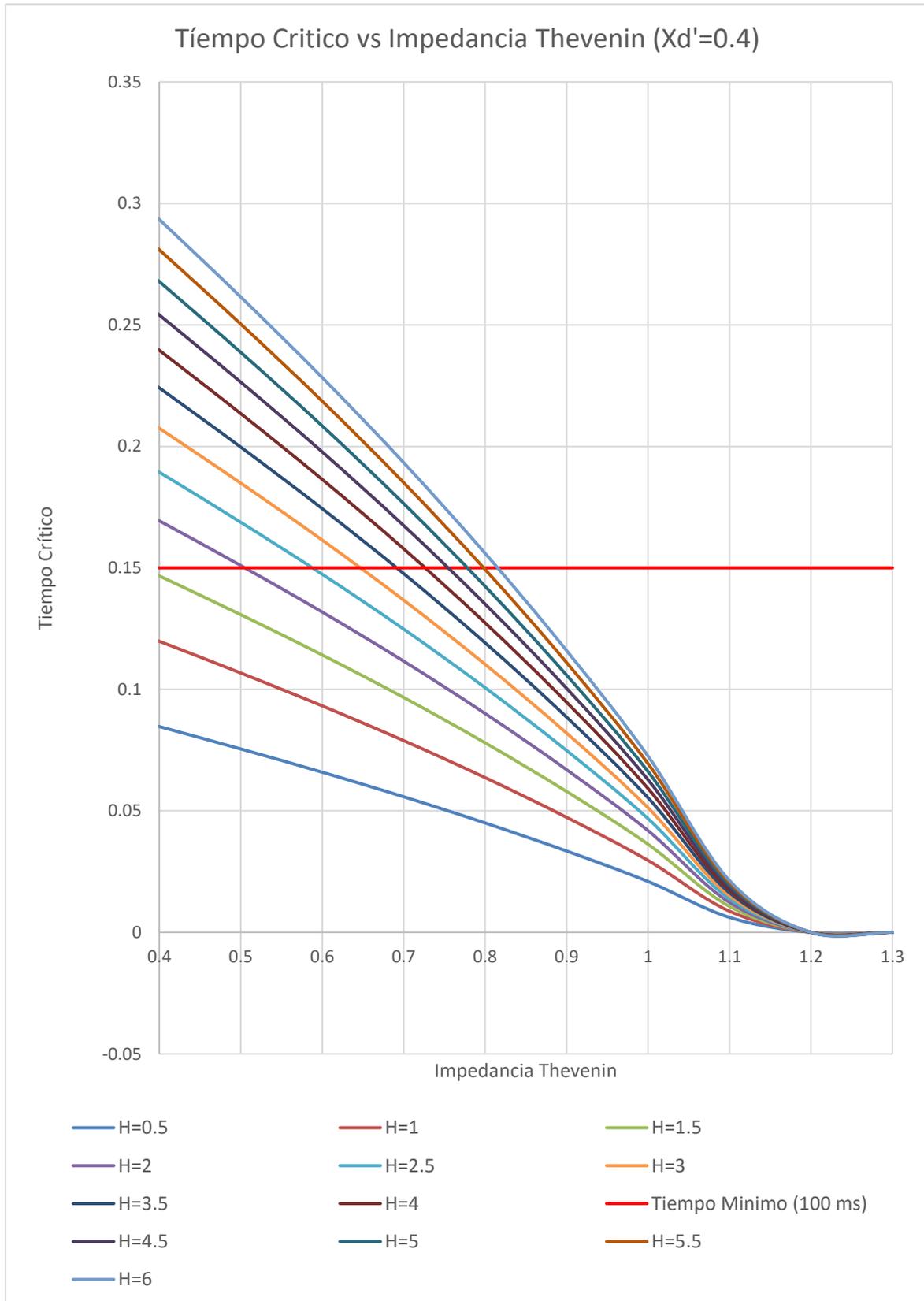


Fig. AC.2 Tiempo crítico vs Impedancia Thévenin para diversos valores de constante de inercia

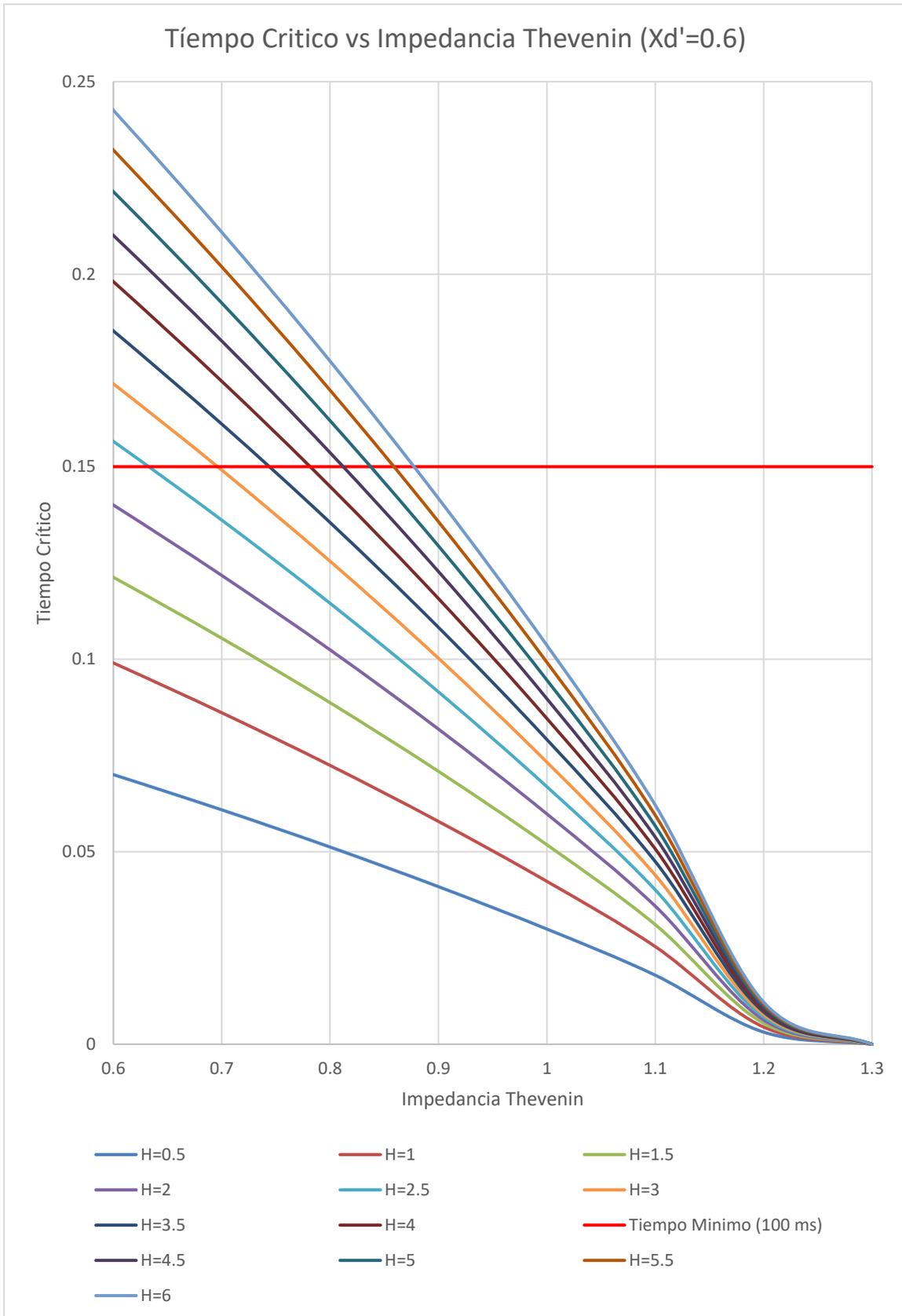


Fig. AC.3 Tiempo crítico vs Impedancia Thévenin para diversos valores de constante de inercia

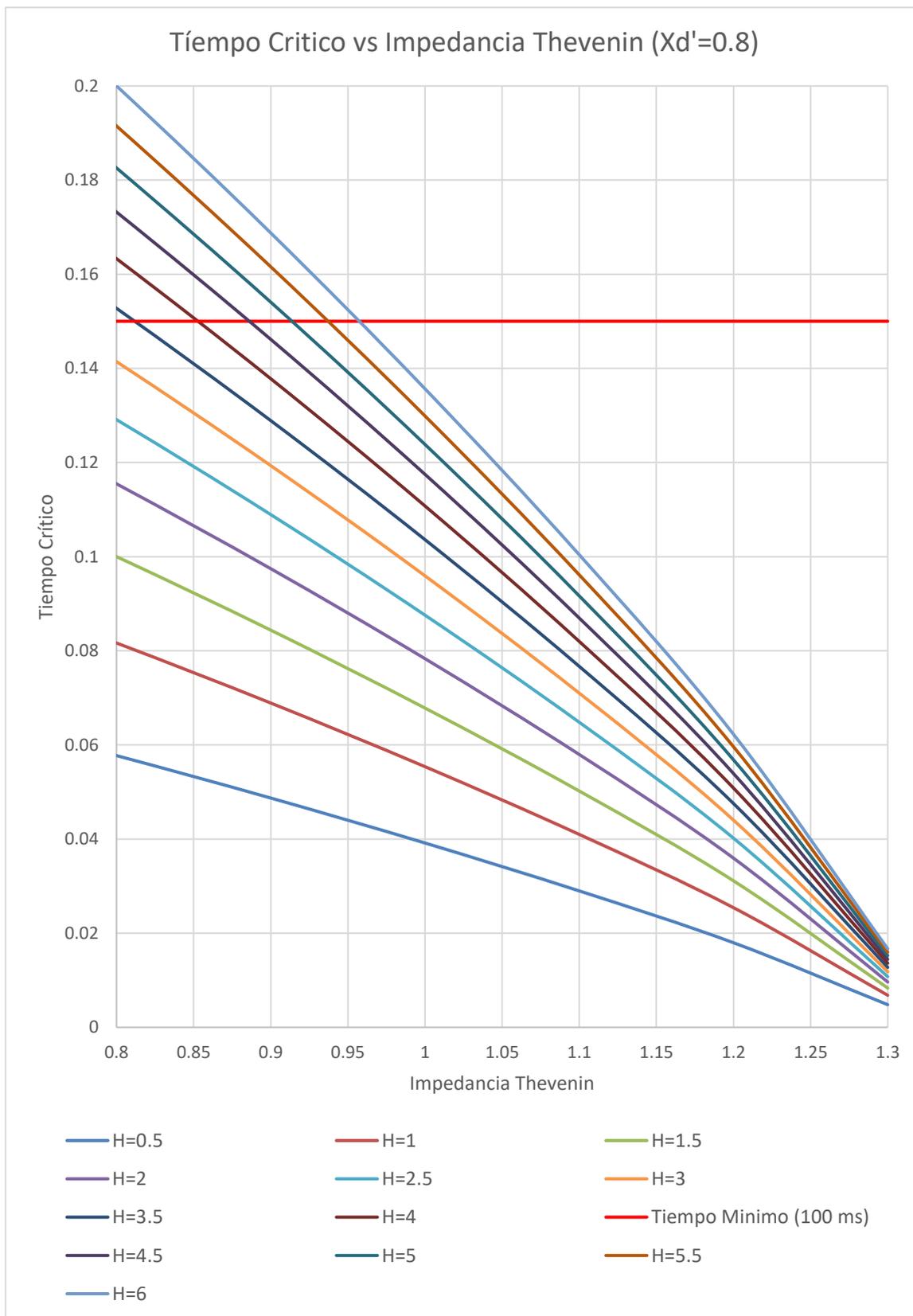


Fig. AC.3 Tiempo crítico vs Impedancia Thévenin para diversos valores de constante de inercia

ANEXO D
MARGEN DE GENERACIÓN DISPONIBLE EN LAS PRINCIPALES BARRAS DEL SEIN

TABLA N° AD.1 Margen de generación Zona Norte H=2

Generador Baja Potencia (H=2)			
Subestación	PCC (MVA)	Xth	Margen de Generación Disponible (MVA)
Zorritos 220 kV	474,874	0,47	41,8
Talara 220 kV	1235,544	0,47	108,7
Piura Oeste 220 kV	1477,777	0,47	130,0
Chiclayo Oeste 220 kV	1707,004	0,47	150,2
Guadalupe 220 kV	1649,882	0,47	145,2
Trujillo Norte 220 kV	2488,242	0,47	219,0
Trujillo Norte 138 kV	1628,208	0,47	143,3
Chimbote 1 220 kV	2944,475	0,47	259,1
Chimbote 1 138 kV	1841,138	0,47	162,0
Paramonga Nueva 220 kV	2841,062	0,47	250,0
Paramonga Nueva 138 kV	746,3614	0,47	65,7

TABLA N° AD.2 Margen de generación Zona Norte H=3

Generador Hidráulico (H=3)			
Subestación	PCC (MVA)	Xth	Margen de Generación Disponible (MVA)
Zorritos 220 kV	474,874	0,61	108,3
Talara 220 kV	1235,544	0,61	281,7
Piura Oeste 220 kV	1477,777	0,61	336,9
Chiclayo Oeste 220 kV	1707,004	0,61	389,2
Guadalupe 220 kV	1649,882	0,61	376,2
Trujillo Norte 220 kV	2488,242	0,61	567,3
Trujillo Norte 138 kV	1628,208	0,61	371,2
Chimbote 1 220 kV	2944,475	0,61	671,3
Chimbote 1 138 kV	1841,138	0,61	419,8
Paramonga Nueva 220 kV	2841,062	0,61	647,8
Paramonga Nueva 138 kV	746,3614	0,61	170,2

TABLA N° AD.3 Margen de generación Zona Norte H=5

Generador Térmico (H=5)			
Subestación	PCC (MVA)	Xth	Margen de Generación Disponible (MVA)
Zorritos 220 kV	474,874	0,74	170,0
Talara 220 kV	1235,544	0,74	442,3
Piura Oeste 220 kV	1477,777	0,74	529,0
Chiclayo Oeste 220 kV	1707,004	0,74	611,1
Guadalupe 220 kV	1649,882	0,74	590,7
Trujillo Norte 220 kV	2488,242	0,74	890,8
Trujillo Norte 138 kV	1628,208	0,74	582,9
Chimbote 1 220 kV	2944,475	0,74	1054,1
Chimbote 1 138 kV	1841,138	0,74	659,1
Paramonga Nueva 220 kV	2841,062	0,74	1017,1
Paramonga Nueva 138 kV	746,3614	0,74	267,2

TABLA N° AD.4 Margen de generación Zona Centro H=2

Generador Baja Potencia (H=2)			
Subestación	PCC (MVA)	Xth	Margen de Generación Disponible (MVA)
Huancavelica 220 kV	2921,079	0,47	257,1
Pomacocha 220 kV	5131,906	0,47	451,6
Huayucachi 220 kV	1616,845	0,47	142,3
Cajamarquilla 220 kV	8719,186	0,47	767,3
Huacho 220 kV	3208,183	0,47	282,3
Zapallal 220 kV	9403,806	0,47	827,5
Chavarría 220 kV	10561,65	0,47	929,4
Santa Rosa 220 kV	10242,75	0,47	901,4
San Juan 220 kV	8020,458	0,47	705,8
Cantera 220 kV	1787,468	0,47	157,3
Desierto 220 kV	1704,979	0,47	150,0
Independencia 220 kV	2338,595	0,47	205,8
Ica 220 kV	1775,643	0,47	156,3
Marcona 220 kV	2147,312	0,47	189,0
Oroya Nueva 220 kV	3449,77	0,47	303,6
Carhuamayo Nueva 220 kV	3627,251	0,47	319,2
Carhuamayo Nueva 138 kV	1541,297	0,47	135,6
Paragsha II 220 kV	3380,733	0,47	297,5
Paragsha II 138 kV	1335,581	0,47	117,5
Vizcarra 220 kV	1940,101	0,47	170,7
Belaunde Terry 220 kV	459,9699	0,47	40,5
Tingo María 220 kV	687,4954	0,47	60,5

Generador Baja Potencia (H=2)			
Subestación	PCC (MVA)	Xth	Margen de Generación Disponible (MVA)
Tingo María 138 kV	639,0814	0,47	56,2
Pachachaca 220 kV	5501,091	0,47	484,1
Carabayllo 220 kV	9664,17	0,47	850,4
Huánuco 138 kV	505,784	0,47	44,5

TABLA N° AD.5 Margen de generación Zona Centro H=3

Generador Hidráulico (H=3)			
Subestación	PCC (MVA)	Xth	Margen de Generación Disponible (MVA)
Huancavelica 220 kV	2921,079	0,61	666,0
Pomacocha 220 kV	5131,906	0,61	1170,1
Huayucachi 220 kV	1616,845	0,61	368,6
Cajamarquilla 220 kV	8719,186	0,61	1988,0
Huacho 220 kV	3208,183	0,61	731,5
Zapallal 220 kV	9403,806	0,61	2144,1
Chavarría 220 kV	10561,65	0,61	2408,1
Santa Rosa 220 kV	10242,75	0,61	2335,3
San Juan 220 kV	8020,458	0,61	1828,7
Cantera 220 kV	1787,468	0,61	407,5
Desierto 220 kV	1704,979	0,61	388,7
Independencia 220 kV	2338,595	0,61	533,2
Ica 220 kV	1775,643	0,61	404,8
Marcona 220 kV	2147,312	0,61	489,6
Oroya Nueva 220 kV	3449,77	0,61	786,5
Carhuamayo Nueva 220 kV	3627,251	0,61	827,0
Carhuamayo Nueva 138 kV	1541,297	0,61	351,4
Paragsha II 220 kV	3380,733	0,61	770,8
Paragsha II 138 kV	1335,581	0,61	304,5
Vizcarra 220 kV	1940,101	0,61	442,3
Belaunde Terry 220 kV	459,9699	0,61	104,9
Tingo María 220 kV	687,4954	0,61	156,7
Tingo María 138 kV	639,0814	0,61	145,7
Pachachaca 220 kV	5501,091	0,61	1254,2
Carabayllo 220 kV	9664,17	0,61	2203,4
Huánuco 138 kV	505,784	0,61	115,3

TABLA N° AD.6 Margen de generación Zona Centro H=5

Generador Térmico (H=5)			
Subestación	PCC (MVA)	Xth	Margen de Generación Disponible (MVA)
Huancavelica 220 kV	2921,079	0,74	1045,7
Pomacocha 220 kV	5131,906	0,74	1837,2
Huayucachi 220 kV	1616,845	0,74	578,8
Cajamarquilla 220 kV	8719,186	0,74	3121,5
Huacho 220 kV	3208,183	0,74	1148,5
Zapallal 220 kV	9403,806	0,74	3366,6
Chavarría 220 kV	10561,65	0,74	3781,1
Santa Rosa 220 kV	10242,75	0,74	3666,9
San Juan 220 kV	8020,458	0,74	2871,3
Cantera 220 kV	1787,468	0,74	639,9
Desierto 220 kV	1704,979	0,74	610,4
Independencia 220 kV	2338,595	0,74	837,2
Ica 220 kV	1775,643	0,74	635,7
Marcona 220 kV	2147,312	0,74	768,7
Oroya Nueva 220 kV	3449,77	0,74	1235,0
Carhuamayo Nueva 220 kV	3627,251	0,74	1298,6
Carhuamayo Nueva 138 kV	1541,297	0,74	551,8
Paragsha II 220 kV	3380,733	0,74	1210,3
Paragsha II 138 kV	1335,581	0,74	478,1
Vizcarra 220 kV	1940,101	0,74	694,6
Belaunde Terry 220 kV	459,9699	0,74	164,7
Tingo María 220 kV	687,4954	0,74	246,1
Tingo María 138 kV	639,0814	0,74	228,8
Pachachaca 220 kV	5501,091	0,74	1969,4
Carabayllo 220 kV	9664,17	0,74	3459,8
Huánuco 138 kV	505,784	0,74	181,1

TABLA N° AD.7 Margen de generación Zona Sur H=2

Generador Baja Potencia (H=2)			
Subestación	PCC (MVA)	Xth	Margen de Generación Disponible (MVA)
Socabaya 220 kV	3360,472	0,47	295,7
Socabaya 138 kV	2202,597	0,47	193,8
Puno 220 kV	759,3649	0,47	66,8
Puno 138 kV	574,9443	0,47	50,6
Moquegua 220 kV	2616,74	0,47	230,3
Moquegua 138 kV	1829,136	0,47	161,0

Generador Baja Potencia (H=2)			
Subestación	PCC (MVA)	Xth	Margen de Generación Disponible (MVA)
Los Héroes 220 kV	1051,993	0,47	92,6
Cotaruse 220 kV	2756,053	0,47	242,5
Santuario 138 kV	1726,535	0,47	151,9
Callalli 138 kV	640,7188	0,47	56,4
Tintaya 138 kV	1068,712	0,47	94,0
Ayaviri 138 kV	662,0771	0,47	58,3
Azángaro 138 kV	806,0472	0,47	70,9
San Rafael 138 kV	537,1803	0,47	47,3
Juliaca 138 kV	601,9628	0,47	53,0
Ilo 1 138 kV	873,0822	0,47	76,8
Cerro Verde 138 kV	1702,149	0,47	149,8
Mollendo 138 kV	355,4032	0,47	31,3
Repartición 138 kV	876,1876	0,47	77,1
Combapata 138 kV	535,8271	0,47	47,2
Dolorespata 138 kV	801,5162	0,47	70,5
Quencoro 138 kV	799,8919	0,47	70,4
Cachimayo 138 kV	838,3955	0,47	73,8

TABLA N° AD.8 Margen de generación Zona Sur H=3

Generador Hidráulico (H=3)			
Subestación	PCC (MVA)	Xth	Margen de Generación Disponible (MVA)
Socabaya 220 kV	3360,472	0,61	766,2
Socabaya 138 kV	2202,597	0,61	502,2
Puno 220 kV	759,3649	0,61	173,1
Puno 138 kV	574,9443	0,61	131,1
Moquegua 220 kV	2616,74	0,61	596,6
Moquegua 138 kV	1829,136	0,61	417,0
Los Héroes 220 kV	1051,993	0,61	239,9
Cotaruse 220 kV	2756,053	0,61	628,4
Santuario 138 kV	1726,535	0,61	393,6
Callalli 138 kV	640,7188	0,61	146,1
Tintaya 138 kV	1068,712	0,61	243,7
Ayaviri 138 kV	662,0771	0,61	151,0
Azángaro 138 kV	806,0472	0,61	183,8
San Rafael 138 kV	537,1803	0,61	122,5
Juliaca 138 kV	601,9628	0,61	137,2
Ilo 1 138 kV	873,0822	0,61	199,1
Cerro Verde 138 kV	1702,149	0,61	388,1

Generador Hidráulico (H=3)			
Subestación	PCC (MVA)	Xth	Margen de Generación Disponible (MVA)
Mollendo 138 kV	355,4032	0,61	81,0
Repartición 138 kV	876,1876	0,61	199,8
Combapata 138 kV	535,8271	0,61	122,2
Dolorespata 138 kV	801,5162	0,61	182,7
Quencoro 138 kV	799,8919	0,61	182,4
Cachimayo 138 kV	838,3955	0,61	191,2

TABLA N° AD.9 Margen de generación Zona Sur H=5

Generador Térmico (H=5)			
Subestación	PCC (MVA)	Xth	Margen de Generación Disponible (MVA)
Socabaya 220 kV	3360,472	0,74	1203,0
Socabaya 138 kV	2202,597	0,74	788,5
Puno 220 kV	759,3649	0,74	271,9
Puno 138 kV	574,9443	0,74	205,8
Moquegua 220 kV	2616,74	0,74	936,8
Moquegua 138 kV	1829,136	0,74	654,8
Los Héroes 220 kV	1051,993	0,74	376,6
Cotaruse 220 kV	2756,053	0,74	986,7
Santuario 138 kV	1726,535	0,74	618,1
Callalli 138 kV	640,7188	0,74	229,4
Tintaya 138 kV	1068,712	0,74	382,6
Ayaviri 138 kV	662,0771	0,74	237,0
Azángaro 138 kV	806,0472	0,74	288,6
San Rafael 138 kV	537,1803	0,74	192,3
Juliaca 138 kV	601,9628	0,74	215,5
Ilo 1 138 kV	873,0822	0,74	312,6
Cerro Verde 138 kV	1702,149	0,74	609,4
Mollendo 138 kV	355,4032	0,74	127,2
Repartición 138 kV	876,1876	0,74	313,7
Combapata 138 kV	535,8271	0,74	191,8
Dolorespata 138 kV	801,5162	0,74	286,9
Quencoro 138 kV	799,8919	0,74	286,4
Cachimayo 138 kV	838,3955	0,74	300,1

ANEXO E
ZONAS CON BAJOS NIVELES DE POTENCIA DE CORTOCIRCUITO Y GRAN
EXPORTACIÓN DE POTENCIA ACTIVA

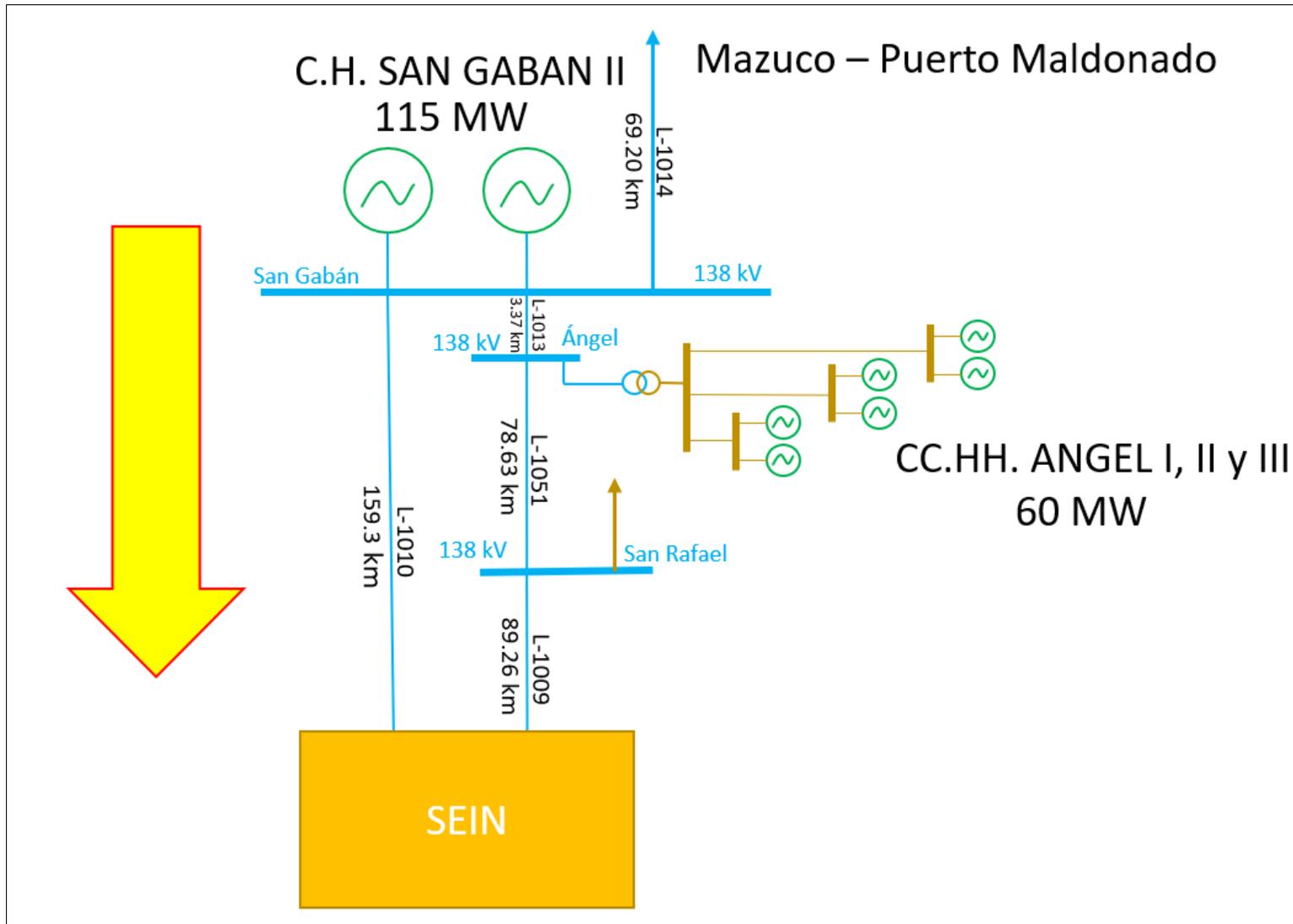


Fig. AE.1 Zona Sur Este – San Gabán

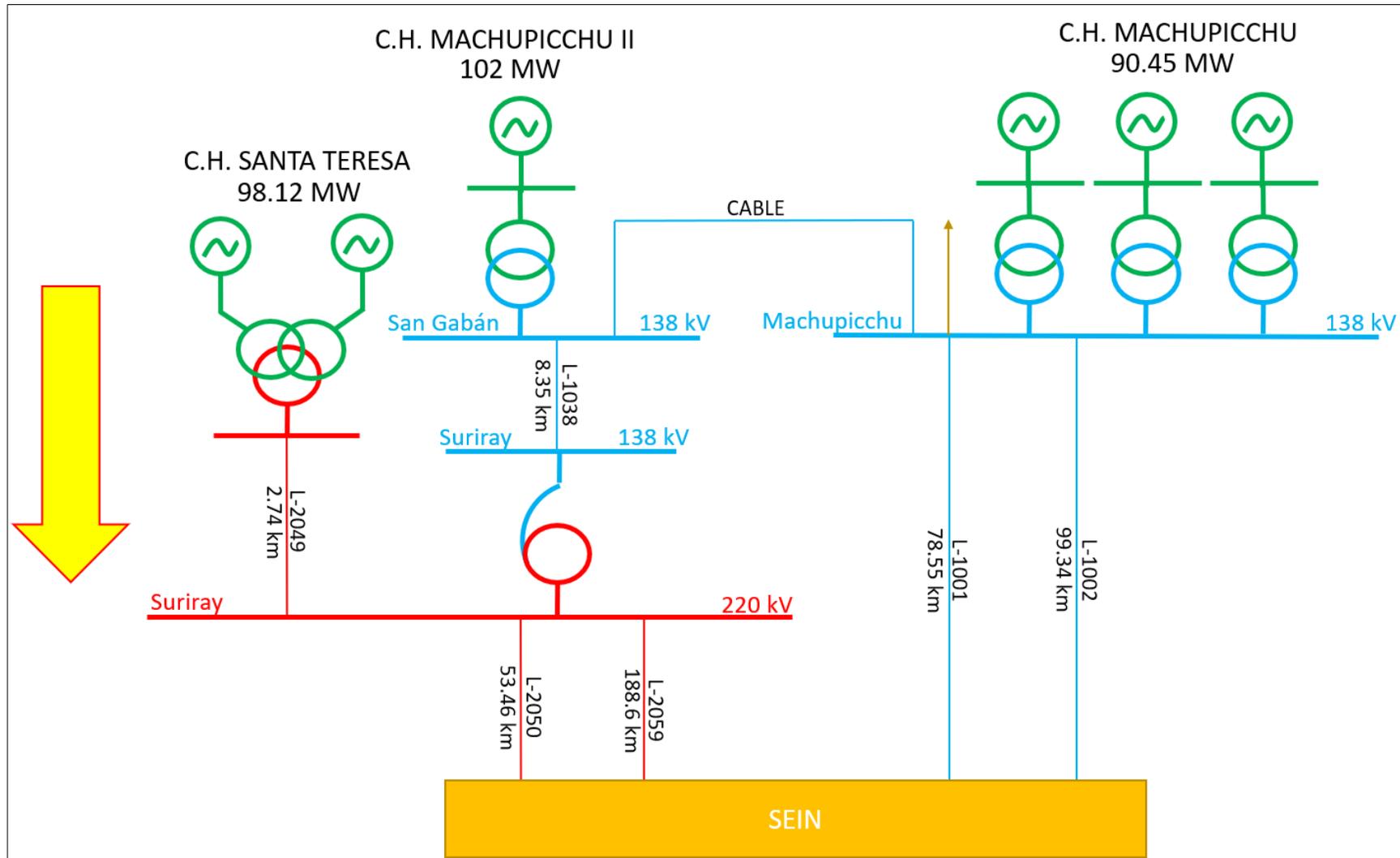


Fig. AE.2 Zona Sur Este – Machupicchu

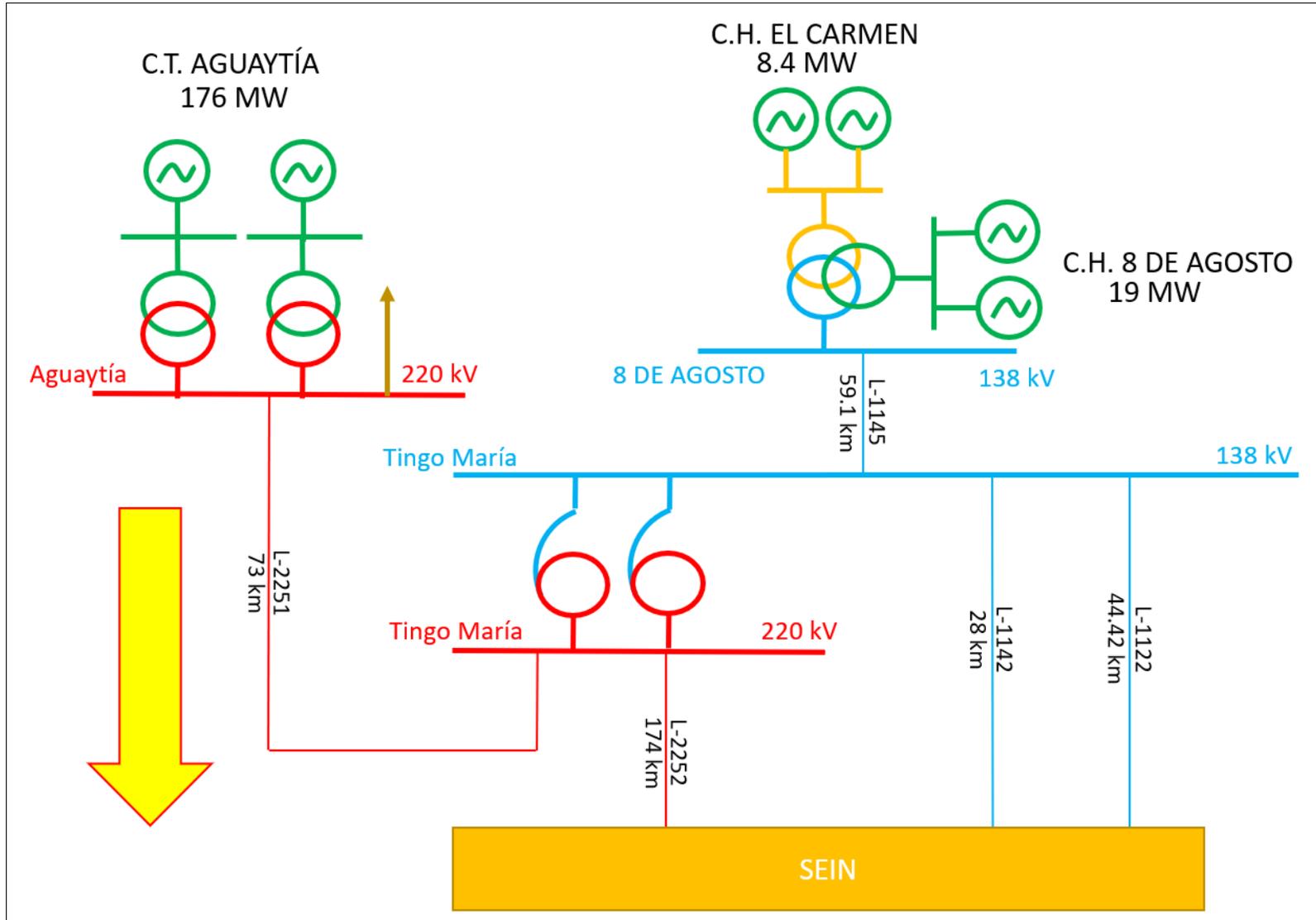


Fig. AE.3 Zona Centro Este – Aguaytía

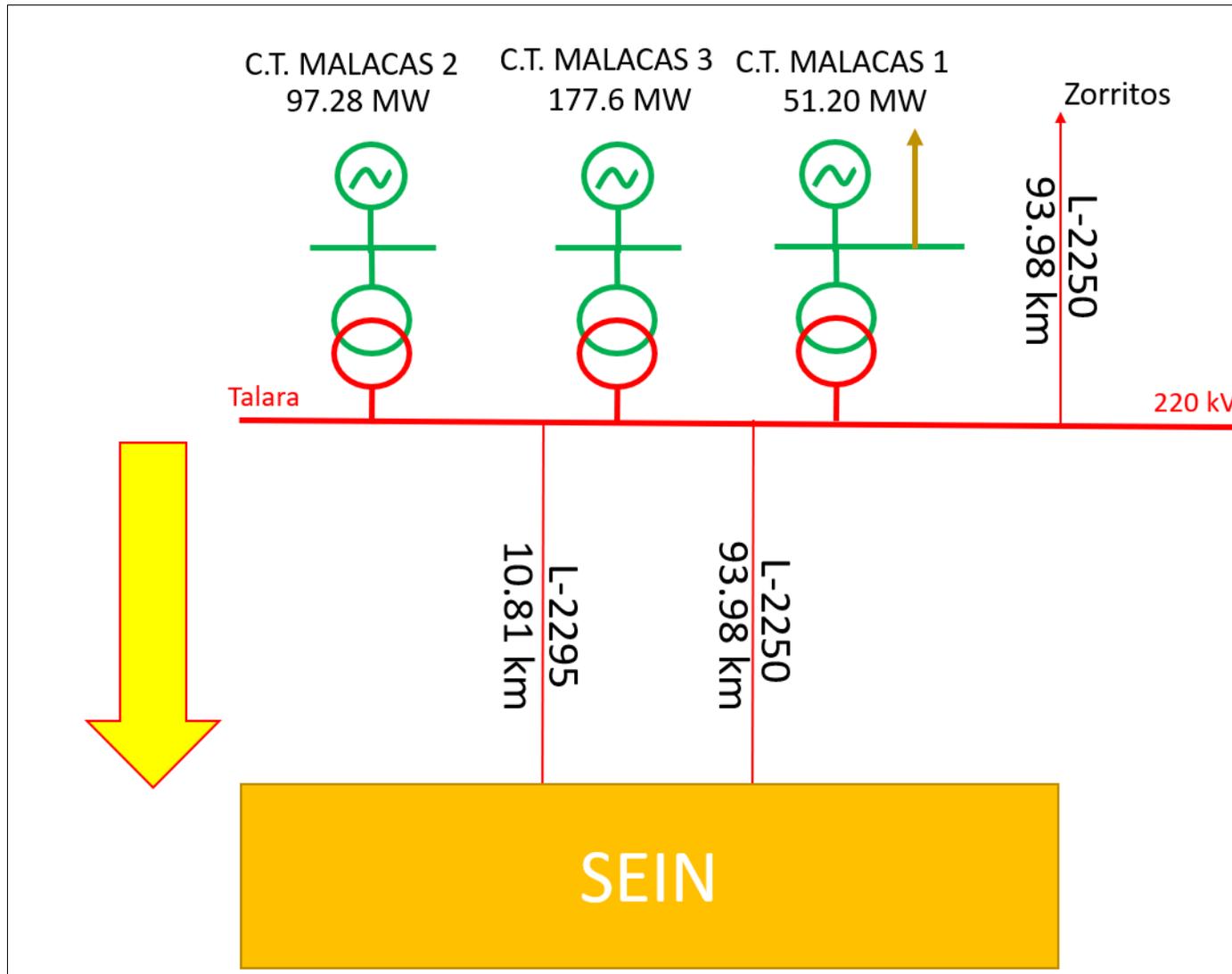


Fig. AE.4 Zona Norte - Talara

BIBLIOGRAFÍA

- [1] COES, “*Requisitos Mínimos para Sistemas de Protección del SEIN*”, Julio 2018.
- [2] COES, Procedimiento Técnico PR-20, “*Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN*”, Lima, marzo 2013.
- [3] ONS, Submódulo 23.3, “*Diretrizes e critérios para estudos elétricos*”, 2018
- [4] Comisión Nacional de Energía, “*Norma Técnica de seguridad y calidad de servicio*”, 2015
- [5] National Grid Technical Specification, “*Ratings and General Requirements for Plant, Equipment and Apparatus Directly Connected to the National Grid System*”, 2018.
- [6] VDN, “*TransmissionCode 2007 – Network and System Rules of the German Transmission System Operators*”
- [7] Jan Mahowski, Sylwester Robak, Piotr Kacejko, Piotr Miller, Marek Wancerz “*Short-circuit power as important reliability factor for power system planning*”
- [8] Prahba Kundur, “*Power System Stability and Control*”, 1993.
- [9] *Estudio de Operatividad del proyecto C.C.H.H. Ángel I, II y III.*
- [10] *DlgSILENT PowerFactory 2017, User Manual.*
- [11] M.V. Gonzales Sábado, “*Sistemas de protección en Grandes Redes eléctricas de Potencia*”, Buenos Aires, 2009.
- [12] COES, Procedimiento Técnico PR-08, “*Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN*”, Lima, enero 2018.