

UNIVERSIDAD TÉCNICA NACIONAL

Sede Pacífico Central

Ingeniería Eléctrica

DETERMINACIÓN DE EQUIVALENTES INERCIALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO
INTERCONECTADO AL NORTE Y SUR
DE COSTA RICA PARA EL SISTEMA SCADA/OTS (OPERATOR TRAINING
SIMULATOR) DEL CENCE, PERIODO 2021-2022

Trabajo final de graduación para optar por el grado académico de
LICENCIATURA EN INGENIERIA ELÉCTRICA

Ing. Luis Diego Pérez Villarreal

Puntarenas, Costa Rica

Enero, 2023

ACTA DE APROBACIÓN

En la ciudad de Puntarenas, a los 13 días del mes de enero del año 2023 al ser las 14 horas con 30 minutos, estando presentes en el Campus Juan Rafael Mora Porras de la Sede del Pacífico de la Universidad Técnica Nacional, las siguientes personas:

Profesor Tutor: Rolando Sancho Chaves
Profesor Lector Interno: Christian Rojas Rodríguez
Presidente del Tribunal Examinador: Carlos Ruiz Rodríguez

En su condición de miembros del Tribunal Evaluador, para evaluar el Proyecto de Graduación para optar por el grado de Licenciatura en Ingeniería Eléctrica, de la persona estudiante, Luis Diego Pérez Villarreal.

Reunido el Tribunal Evaluador los aspirantes procedieron a presentar y defender su Tesis de Graduación titulado "Determinación de equivalentes Inerciales del sistema eléctrico Interconectado al norte y sur de Costa Rica para el sistema SCADA/OTS (Operator Training Simulator) del CENCE, para el periodo 2021-2022".

Concluida la presentación y defensa de la Tesis de Graduación, el Tribunal Evaluador consideró que, de conformidad con la normativa en la materia, la persona estudiante obtuvo una calificación de 9.5, cumpliendo con la exigencia requerida para la aprobación de la Tesis y le es conferido el grado de Licenciado en Ingeniería Eléctrica.

No () Si () mención honorífica


Rolando Sancho Chaves
Profesor Tutor


Christian Rojas Rodríguez
Lector Interno


Carlos Ruiz Rodríguez
Presidente del Tribunal Examinador


Luis Diego Pérez Villarreal

San José, 2 de enero de 2023

Señores
Escuela de Ingeniería Eléctrica
Universidad Técnica Nacional

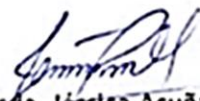
Estimados señores:

De la manera más atenta, les comunico que leí el proyecto de graduación denominado "Determinación de equivalentes inerciales del sistema eléctrico interconectado al norte y sur de Costa Rica para el sistema SCADA/OTS (Operator Training Simulator) del CENCE" elaborado por el sustentante Luis Diego Pérez Villarreal, para optar por el grado académico de "Licenciatura en Sistemas de Potencia".

Revisé el texto en lo relativo a ortografía y puntuación, riqueza, propiedad y precisión léxicas, adecuación morfosintáctica, construcción de párrafos, uso de conectores y cohesión; además, se hicieron señalamientos y sugerencias en cuanto a referencia de citas, fuentes y bibliografía de acuerdo con las normas APA (7ma. edición).

En ese sentido, una vez incorporadas las recomendaciones efectuadas al escrito, el documento se encuentra listo para su presentación ante las autoridades pertinentes.

De ustedes, cordialmente,


Licda. Jéssica Acuña Mata
Cédula N.°109170478
Carné Colypro N.°76709

C. A.P.

DEDICATORIA

Dedico este informe de proyecto profesional a mis hijos, María Paula, Alessandro, Lentejita y mi compañera de vida Rita, quienes han servido de mucha motivación y apoyo para salir avante con mis metas académicas donándome lo más preciado en la vida, su tiempo.

A mis padres, tíos y suegros que siempre me tendieron la mano cuando lo ocupé y sin su ayuda hubiese sido imposible llegar a este punto.

En general, dedico este proyecto, a todas las personas que de una u otra forma ayudaron en la culminación de una etapa académica importante para mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Agradecerles a mis familiares, pareja y mis hijos que fueron el soporte fundamental durante el proceso. Al personal del Centro Nacional de Control de Energía, en especial al Ing. Oscar Sánchez e Ing. Rolando Sancho por el compromiso y ayuda brindada a lo largo del desarrollo del proyecto. De igual forma un profundo agradecimiento al Ing. Andy Arias por facilitar el código fuente para el ordenamiento de las bases de datos dinámicas y de flujos de potencia del software

TABLA DE CONTENIDOS GENERAL

1. CAPÍTULO I: DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	18
1.1 Introducción	19
1.2 Antecedentes	21
1.3 Área de estudio	22
1.4 Planteamiento del problema.....	22
1.5 Delimitación del problema.....	25
1.5.1 Temporal	25
1.5.2 Espacial.....	25
1.5.3 Académica.....	25
1.6 Justificación	25
1.7 Estado del arte.....	29
1.8 Objetivos.....	34
Objetivo General.....	34
Objetivos específicos	34
1.9 Alcance	34
1.10 Limitaciones.....	35
1.11 Viabilidad.....	36
1.12 Cronograma de ejecución	37
2. CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	38
2.1 Sistema Eléctrico Nacional	39
2.2 Línea de tiempo, Sistema Eléctrico Nacional de Costa Rica.....	39
2.3 Matriz energética del Sistema Eléctrico Nacional	43
2.4 Sistema Eléctrico Regional (SER).....	45

2.5	Control de frecuencia como área de control	47
2.6	Generalidades del control de frecuencia del SEN.....	51
2.7	Balance de potencia ante variación de la carga en un SEP.....	52
2.8	Estatismo de la generación.....	52
2.9	Respuesta eléctrica de un SEP	53
2.10	Respuesta inercial: generador síncrono	54
2.11	Tasa de cambio de frecuencia (RoCoF).....	61
2.12	Respuesta de regulación primaria: generador síncrono	62
2.13	Fundamentos del control de velocidad	66
2.14	Respuesta de la carga ante desviación de la frecuencia.....	69
2.15	Características de regulación compuesta de los sistemas de potencia.....	72
2.16	Respuesta de regulación secundaria.....	74
2.16.1	<i>Reservas de regulación</i>	77
2.17	Control automático de Generación, AGC.....	80
2.18	Respuesta terciaria	82
2.19	Software de simulación y bases de datos DYP/SAV-PSS/E.....	84
2.19.1	<i>PSS/E 34.2.0 de SIEMENS</i>	84
2.19.2	<i>JavaScrib</i>	85
2.19.3	<i>HTML</i>	85
2.19.4	<i>Bases de datos de flujos de carga PSS/E, extensión .DYP y .SAV</i>	85
3.	CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO	87
3.1	Tipo de investigación.....	88
3.2	Diseño de investigación	89
3.2.1	<i>Técnicas de recolección de datos</i>	90
3.2.2	<i>Instrumentos para recolección de datos</i>	91

3.2.3	<i>Procedimiento general para el desarrollo del proyecto</i>	91
3.3	Alcance de la investigación	95
3.4	Fuentes de información.....	96
3.4.1	<i>Fuentes primarias:</i>	96
3.4.2	<i>Fuentes secundarias:</i>	97
3.5	Sujeto de información	97
3.6	Cuadro de variables conceptual, operacional e instrumental.....	98
4.	CAPÍTULO IV: PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	99
5.1	Investigación para el desarrollo de una metodología de cálculo de equivalentes inerciales síncronos al norte y sur de Costa Rica.....	100
5.2	Selección del modelo de cálculo fuera de línea para obtención de equivalentes inerciales síncronos del sistema	102
5.3	Desarrollo de metodología de cálculo con un enfoque de perturbación significativa	105
5.4	Simulaciones y análisis de eventos de frecuencia en un ambiente controlado PSS/E	115
5.4.1	<i>Disparo de interconexión México-Guatemala Línea de Transmisión 400 kV Los Brillantes-Tapachula, resultados teóricos y experimentales</i>	115
5.4.2	<i>Disparo de cinco unidades de generación en planta hidroeléctrica Reventazón</i>	124
5.5	Discusión de resultados generales. Disparo de línea de interconexión México-Guatemala con un trasiego de potencia de +241MW hacia el SER	132
5.6	Discusión de resultados generales. Disparo de línea de interconexión México-Guatemala con un trasiego de potencia de +241MW hacia el SER posterior al disparo de generación en planta hidroeléctrica Reventazón con -232MW.	138
5.	CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	144

Conclusiones	145
Recomendaciones	149
6. BIBLIOGRAFÍA.....	151
7. ANEXOS.....	157
Anexo 1, enlace a programa HTLM	158
Anexo 2, código fuente para programa para estructuras bases de datos para PSS/E en formato CSV.....	159
Anexo 3, bases de datos dinámicas y de flujos de potencia del SER para PSS/E	174
Anexo 4, macro para PSS/E de simulación descrita en el apartado 4.4.1.....	175
Anexo 5, macro para PSS/E de simulación descrita en el apartado 4.4.2.....	177
Anexo 6, flujos negativos de la carga según las bases de datos para PSS/E.	179
Anexo 7, generación que no aporta inercia al sistema ante un desbalance carga-generación según bases de datos para PSS/E.	180
Anexo 8, carta de autorización para uso y manejo de los trabajos finales de graduación Universidad Técnica Nacional.....	185

Índice de figuras

Figura 1. Elementos de gran impacto en sistemas de energía eléctrica.....	29
Figura 2. Estados de operación del sistema de potencia.....	35
Figura 3. Cronograma general de ejecución.	37
Figura 4. Línea de tiempo para sucesos de relevancia histórica en el ICE.....	41
Figura 5. Representación gráfica de un sistema de potencia eléctrica.....	42
Figura 6. Diagrama unifilar del SEN y sus interconexiones Norte y Sur.....	42
Figura 7. Capacidad instalada en placa para el SEN de Costa Rica.	44
Figura 8. Comparativa de la demanda para los días 01, 02 y 03 de abril, 2019, 2020, y 2021.	45
Figura 9. Sistema Eléctrico Regional.	47
Figura 10. Características ideales de estado estacionario de un gobernador con caída de velocidad.....	53
Figura 11. Gráfica de respuesta eléctrica en el dominio del tiempo ante un evento en el sistema.....	54
Figura 12. Estructura física del control del generador síncrono.	55
Figura 13. a) Línea temporal hasta la respuesta inercial, b) Gráfica de la diferencia angular (grados) para diferentes máquinas según la inercia propia de los generadores mostrados, ante un evento respecto al tiempo (s).....	60
Figura 14. Gráfica para un RoCoF filtrado y sin filtrar.	62
Figura 15. Respuesta típica de recuperación de frecuencia que involucra la regulación primaria y secundaria.....	64
Figura 16. Línea temporal hasta respuesta de regulación primaria.	65

Figura 17. Diagrama de bloques de un control de velocidad básico para una unidad generadora de electricidad aislada.	66
Figura 18. Función de transferencia de la relación de torque o par resultante y velocidad...67	
Figura 19. Función de transferencia de la relación de potencia y velocidad.	68
Figura 20. Relación entre la magnitud de la carga y la frecuencia.	71
Figura 21. Diagrama de bloques representando la respuesta conjunta de carga y generadores ante variaciones en la frecuencia.	72
Figura 22. Sistema equivalente para análisis del control potencia-frecuencia.	73
Figura 23. Respuesta de frecuencia compuesta de la acción de gobernadores y sensibilidad de la carga a las desviaciones de frecuencia.....	74
Figura 24. Representación gráfica del error de estado estable presente en una pérdida de generación equivalente al 10% de la demanda.	75
Figura 25. Diagrama de bloques básico del control proporcional e integral de un gobernador para una unidad generadora donde se ve presente tanto el error de potencia, como el error de velocidad, para un comenzado de apertura de álabes de turbina hidroeléctrica.	76
Figura 26. Línea temporal hasta respuesta de regulación secundaria.	77
Figura 27. Ejemplo de ajuste en reservas de regulación para subir y bajar generación en el SEN.	79
Figura 28. Diagrama funcional de un control AGC típico.	82
Figura 29. Línea temporal hasta respuesta de regulación terciaria.	83
Figura 30. Etapas de una investigación cuantitativa.	89
Figura 31. Diagrama general del marco metodológico.....	90
Figura 32. Diagrama de áreas de división del SER utilizada, junto a su análisis de flujos de intercambios desde una perspectiva de la tasa de cambio en la frecuencia para simulación del disparo de México con un trasiego de 241MW hacia el SER.....	109

Figura 33. Diagrama de áreas de división del SER utilizada, junto a su análisis de flujos de intercambios desde una perspectiva de la tasa de cambio en la frecuencia para simulación del disparo de planta hidroeléctrica Reventazón.	110
Figura 34. Topología utilizada para equivalentes de los sistemas eléctricos del SER por áreas.	113
Figura 35. Interconexión de frontera norte de Costa Rico con el equivalente topológico del SER en estudio.	114
Figura 36. Matriz de flujos de intercambio por área del SER, archivos de demanda máxima.	115
Figura 37. Gráfico de flujos de potencia en las interconexiones norte y sur de Costa Rica.	117
Figura 38. Gráfico de frecuencia eléctrica en subestación La Caja 230 kV.	118
Figura 39. Potencia (MW) en las interconexiones al norte y sur de Costa Rica. Disparo de México con el SER.	122
Figura 40. Flujos de potencia en frontera norte y sur de Costa Rica nate el disparo de planta hidroeléctrica Reventazón.	125
Figura 41. Frecuencia eléctrica en subestación La Caja 230 kV ante el disparo de planta hidroeléctrica Reventazón.	126
Figura 42. Potencia (MW) en las interconexiones al norte y sur de Costa Rica. Disparo de proyecto hidroeléctrico Reventazón y desconexión México con el SER.	130
Figura 43. Comparación de la respuesta inercial del SER medida en el flujo neto las interconexiones con Nicaragua, cuando se dispara la interconexión México – Guatemala con un flujo hacia Guatemala de 240MW.	135
Figura 44. Comparación de la respuesta inercial del SER medida en las interconexiones con Nicaragua (Cañas – Ticuantepe y Liberia – Amayo), cuando se dispara la interconexión México – Guatemala con un flujo hacia Guatemala de 240MW.	135

Figura 45. Respuesta de frecuencia ante el disparo de la interconexión México-Guatemala del sistema eléctrico regional y el sistema equivalente propuesto.....	137
Figura 46. Comparación de la respuesta inercial del SER medida en el flujo neto las interconexiones con Nicaragua, cuando se dispara la interconexión México-Guatemala con un flujo hacia Guatemala de 240MW.	140
Figura 47. Comparación de la respuesta inercial del SER medida en las interconexiones con Nicaragua(Cañas – Ticuantepe y Liberia – Amayo), cuando se dispara la interconexión México – Guatemala con un flujo hacia Guatemala de 240MW.....	140
Figura 48. Gráfica comparativa de la respuesta de frecuencia del sistema eléctrico regional y el sistema eléctrico equivalente propuesto.....	142
Figura 49. Página web HTML del programa de ordenamiento y conversión de bases de datos dinámicas y de flujos de potencia PSS/E.....	158
Figura 50. Base de datos dinámica de Costa Rica para PSS/E.....	174
Figura 51. Flujos de potencia negativos asociados a generación eléctrica conectada a las líneas de distribución de cada país.	179

Índice de tablas

Tabla 1. Sujetos de información, CENCE.	97
Tabla 2. Cuadro de variables conceptuales, operacionales e instrumentales.....	98
Tabla 3. Equivalente inercial del SER en línea sin México interconectado al SER (H teórica). Disparo de México.....	119
Tabla 4. Valores teóricos de H [MWs] por país de las unidades en línea para la base de datos del 09 de junio, 2021. Disparo de México.....	119
Tabla 5. Intervalo de tiempo para cálculo de RoCoF.	120
Tabla 6. Valores de tiempo, potencias, pendientes y tasa de cambio en la frecuencia, RoCoF, al norte y sur de Costa Rica. Disparo de México.....	122
Tabla 7. Valores experimentales de H [s] y energía de respuesta inercial para Costa Rica, bloque Sur (Panamá) y bloque Norte (sin México conectado al SER).....	123
Tabla 8. Comparación de los resultados de la inercia teórica del sistema con la calculada experimentalmente para las unidades en línea según las bases de datos dinámicas y de flujos de potencia para el 9 de julio, del 2021. Disparo de México.....	123
Tabla 9. Equivalente inercial del SER en línea (H teórica). Evento disparo de planta Reventazón y desconexión de México.....	127
Tabla 10. Valores teóricos de H [s] por país de las unidades en línea para la base de datos del 09 de junio, 2021. Evento disparo de planta Reventazón y desconexión de México....	127
Tabla 11. Intervalo de tiempo para cálculo de RoCoF. Evento disparo de planta Reventazón y desconexión de México.....	128
Tabla 12. Flujo neto de P en frontera Norte y Sur de Costa Rica en T1 (inicial o instante de la perturbación) y un T2 para cálculo de RoCoF. Evento disparo de planta Reventazón y desconexión de México.....	130

Tabla 13. Valores experimentales de H [s] y energía de respuesta inercial para Costa Rica, bloque Sur (Panamá) y bloque Norte (sin México). Evento disparo de planta Reventazón y desconexión de México.....	131
Tabla 14. Comparación de los resultados de la inercia teórica del sistema con la calculada experimentalmente para las unidades en línea según las bases de datos dinámicas y de flujos de potencia para el 9 de julio, del 2021. Evento disparo de planta Reventazón y desconexión de México.....	132
Tabla 15. Comparación de resultados del flujo de potencia inercial en las interconexiones Nicaragua – Costa Rica.....	137
Tabla 16. Comparación de resultados del flujo de potencia inercial en las interconexiones Nicaragua – Costa Rica.....	142
Tabla 17. Generación que no aporta inercia al sistema eléctrico. Modelos que no se encuentran en la base de datos dinámicas, pero sí en la base de datos de flujos de potencia para PSS/E.	180

Resumen

En el presente documento se detalla una metodología de cálculo para determinar los equivalentes inerciales del Sistema Eléctrico Regional (SER) dividido en tres bloques correspondientes a: Guatemala, El Salvador Honduras y Nicaragua como la zona norte, Costa Rica como el equivalente central y Panamá como como área sur.

Mediante una investigación literaria a nivel centroamericano e internacional se discriminó una metodología de cálculo que permitió obtener los equivalentes inerciales al norte y sur de Costa Rica.

La Red Europea de Operadores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSOE), muestra una guía de cálculo para ingenieros del sistema en su documento (Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020) donde se orienta sobre los principales factores y herramientas necesarias para el desarrollo del cálculo.

Las simulaciones se efectuaron bajo un ambiente controlado en el software Power System Simulator of Energy (PSS/E) de SIEMENS mediante el uso las bases de datos dinámicas y de flujos de potencia proporcionadas por el Ente Operador Regional (EOR).

Por medio de simulaciones con perturbaciones significativas que estimulen transitorios de frecuencia en el sistema (pérdida de generación, disparo de carga) se obtuvieron los datos necesarios para el cálculo de un equivalente inercial del conjunto de generadores síncronos en el SER, correspondientes al bloque norte, bloque sur y Costa Rica, al aprovechar la relación lineal que posee la respuesta inercial de un sistema de potencia, con la desviación de potencia integrada, el desplazamiento de la frecuencia según su la tasa de cambio y la variación de potencia a través del límite de área.

Palabras clave: Sistema Eléctrico Regional (SER), Ente Operador Regional (EOR), Sistema Eléctrico Nacional (SEN), Sistema Eléctrico Mexicano (SEM), Sala de Entrenamiento de Operadores (OTS), Tasa de Cambio de Frecuencia Eléctrica (RoCoF).

CAPÍTULO I: DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.1 Introducción

Costa Rica se ha caracterizado, a nivel internacional, por un sistema energético con una sostenibilidad ambiental prominente, destacando mayormente, su generación con fuentes renovables. Según el Índice de Sostenibilidad Energética 2013 del World Energy Council, el país ocupa la segunda posición entre 129 países, donde se evalúa un puntaje por equilibrio del sistema, su seguridad, equidad energética y sostenibilidad medioambiental, además de ello, lidera el grupo III del rango de estructura económica, basado en recursos, objetivos políticos y desafíos por países, (WEC, 2013).

Así bien, el país aspira a satisfacer su demanda con una mayor generación eléctrica a partir de fuentes renovables, según el Plan Nacional de Energía 2015-2030, (MINAE, 2015). En este contexto, la generación eólica y de plantas hidroeléctricas de filo de agua surge como una alternativa prometedora, sin embargo, a su vez, la penetración de dichos tipos de generación presenta retos importantes en el impacto de regulación de frecuencia del SEN para horarios de baja demanda.

Costa Rica cuenta con una particularidad en las fuentes de energía disponibles a nivel país, manteniéndose los caudales, disponibilidad de autonomía en embalses de regulación o de seguridad y recursos hídricos para época de invierno, necesarios para suplir la demanda. En época de verano, los vientos en la zona norte del país se incrementan y se mantienen estables durante el periodo, lo cual hace que la matriz energética nacional se complemente para los diferentes periodos climatológicos del año. Por razones tecnológicas, de infraestructura y estructura las fuentes de energía renovables no regulables, no participan en la regulación de frecuencia, (CENCE, 2022).

La generación eléctrica de cooperativas, generación privada y bajo contratos BOT, referenciado así por sus siglas en inglés debido a que construye, opera y transfiere el proyecto (Build, Operate and transfer) rondó los 643,04 MW para el 2013 y para septiembre del 2020

se incrementó a 1148,29MW (otras empresas, ley 7200 Capítulo I, ley 7200 Capítulo II). El incremento en la generación eólica nacional ha sido significativo, aumentando su capacidad instalada de 42,50 MW en el año 2000, a 410,91 MW para noviembre de 2020, representando el 11,46% de la capacidad de generación instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (CENCE, 2022).

En un sistema eléctrico de potencia interconectado, la constante de inercia se ha vuelto un parámetro que va tomando relevancia conforme las energías renovables no convencionales acaparan camino en esta carrera de energías verdes a nivel mundial. Estimaciones de constantes de inercia por zona en una red eléctrica interconectada con múltiples áreas, brinda herramientas primordiales en la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), proveyendo información crítica a los operadores del sistema en temas de respuesta de la red eléctrica ante posibles contingencias, para con ello afrontar los retos de mantener un sistema eléctrico nacional estable y cumplir con la normativa vigente.

La inercia síncrona del sistema eléctrico se define como una medida de la resistencia del rotor a la aceleración, por ende, el cambio de movimiento es proporcional a la fuerza del motivo impreso y tiene lugar a lo largo de la línea recta por la que se imprime esa fuerza (Newton, 1686). En un sistema eléctrico interconectado se puede estimar la inercia por medio de la frecuencia del SEN y la relación de amortiguación de la potencia activa observada en las interconexiones ante oscilaciones electromecánicas, según indica la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) en el reporte “La inercia de Sistemas Futuros, 2020” (Future System Inertia 2, 2020) y “Inercia y la Tasa de Cambio en la Frecuencia, 2020” (Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020).

La inercia síncrona del Sistema Eléctrico Regional, se puede calcular por medio de un análisis en tiempo real (llamado cálculo en línea u on-line por su acrónimo en inglés) el cual utiliza los datos y variables disponibles del sistema eléctrico por medio del sistema de

Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) o fuera de línea (llamado off-line por su acrónimo en inglés) basando su metodología en mediciones almacenadas en el historiador del sistema SCADA, toma de datos de las Unidades de Medición Fasorial (PMU por sus siglas en inglés) o como se muestra en el presente documento, por medio de simulaciones utilizando las bases de datos dinámicas y de flujos de potencia mediante herramienta de simulación y análisis de sistemas de potencia para operaciones y planificación de transmisión de energía Power System Simulator for Engineering (PSS/E) de SIEMENS. Mediante un análisis meticuloso de la ecuación de oscilación clásica, se determina matemáticamente la relación entre la inercia y los parámetros resultantes de oscilaciones electromecánicas producto de contingencias en el SEN.

Con un sistema eléctrico interconectado a nivel centroamericano, contar con parámetros de respuesta inercial síncrona provee de datos muy importantes para la toma de decisiones a nivel de sala de control en el CENCE, al brindar un estado de salud del sistema en determinado instante de tiempo mientras se implementan políticas que incluyan tecnologías presentes para la mitigación de desbalances en sistemas con una alta penetración de generación no convencional que utilice la electrónica de potencia para su conexión a la red eléctrica.

1.2 Antecedentes

La inercia en los sistemas eléctricos de potencia para áreas interconectadas ha sido concepto de estudio en la última década. Esto se debe a la transición que ha sufrido la generación clásica por medio de turbogeneradores, a la incursión de fuentes renovables no convencionales que utilizan electrónica de potencia para su conexión a la red eléctrica.

Países del primer mundo han realizado estudios de respuesta inercial en sectores donde se tenga una penetración alta de fuentes renovables no convencionales, como los parques eólicos y solares. Estos estudios demuestran la dinámica y estabilidad de los sistemas eléctricos de

potencia ante desbalances carga generación cuando se posee una matriz energética de alta inercia y baja inercia en la red.

Sin embargo, en la actualidad se encuentran disponibles estudios e investigaciones que incorporan tecnología de punta que compensa la respuesta inercial en sistemas de generación que por su naturaleza no poseen energía rotacional. Parques eólicos con respuesta de frecuencia sintética y el uso de acumuladores energéticos para respuesta de frecuencia rápida son algunas de las soluciones contemporáneas.

A nivel centroamericano aún no se cuenta con un estudio formal de respuesta inercial del Sistema Eléctrico Regional (SER) que comprende un área desde la interconexión con México-Guatemala y los países aguas abajo, como El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

1.3 Área de estudio

El área de estudio es sobre la inercia en sistemas eléctricos de potencia interconectados de alta tensión. El proyecto abarca la etapa de estabilidad transitoria en la primera oscilación ante un desbalance carga-generación producto de una perturbación significativa en la red eléctrica regional centroamericana.

1.4 Planteamiento del problema

Con el incremento y penetración en los sistemas de potencia de fuentes renovables no convencionales, la inercia síncrona del Sistema Eléctrico Regional y por ende de cada país que lo conforma, se ve disminuida en proporción al ingreso de recursos basados en inversores siempre y cuando estos no incorporen medidas de mitigación presentes en la actualidad como la respuesta de frecuencia rápida, conocida por sus siglas en inglés como FFR y la compensación por medio de sistemas con respuesta de Inercia Sintética.

El SER actualmente posee dos escenarios en temas de respuesta para la regulación de la frecuencia eléctrica. Se puede definir una respuesta inercial del conjunto de generadores síncronos con México interconectado, y sin él. Sin embargo, el SER puede quedar con varias áreas del sistema unidas de forma parcial, según la operación de los sistemas de protección de cada interconexión y la violación de sus parámetros producto de una falla.

Ahora bien, con México interconectado al SER, las variaciones en la frecuencia son imperceptibles en estado estable, siendo el sistema eléctrico mexicano quien controle la frecuencia de todo el sistema interconectado latinoamericano perteneciente al Mercado Eléctrico Regional (MER). México, al poseer una potencia instalada de 80,000 MW y una demanda máxima de 50,000 MW, es quien aporta mayor inercia ante contingencias de SER.

La frecuencia depende del balance carga-generación a través de la dinámica de los intercambios de potencia del SER y de los flujos de potencia de cada sistema o área. Para mantener la frecuencia de un sistema eléctrico cerca de su valor nominal, se utilizan esencialmente dos tipos de control: un control local en cada generador denominado control primario, y un control de carácter remoto localizado en el centro de control, denominado secundario, que permite ajustar de forma fina la frecuencia, una vez que los gobernadores ejecutaron su acción primaria de control.

El desempeño adecuado en regulación primaria de frecuencia (RPF) y regulación secundaria de potencia-frecuencia (RSPF) de un sistema eléctrico, es fundamental para garantizar, en todo momento, un suministro de energía eléctrica a la población cumpliendo con criterios de calidad y desempeño. Las áreas de control tienen la responsabilidad de asegurar que los intercambios de energía se lleven a cabo sin comprometer la operación confiable del sistema, según los lineamientos estipulados para el Mercado Eléctrico Regional.

La variación de la frecuencia del sistema depende de la inercia de los generadores (una medida de la resistencia del rotor a la aceleración) y distancia eléctrica con respecto al punto

de la falla. Dicho desbalance de potencia se compensa con la energía cinética del generador. El desbalance carga-generación se distribuye de acuerdo con la inercia de cada generador que interviene. La energía inercial depende de la masa, el diámetro y la velocidad de rotación del generador, si se hablase en términos de inercia síncrona del sistema donde predomine generación con unidades sincrónicas, como lo es en este caso el Sistema Eléctrico Regional, según las bases de datos de flujos de potencia y dinámicas para el software de simulación de sistemas de potencia PSS/E (Power System Simulator of Energy, por sus siglas en inglés), de la marca SIEMENS, avaladas por el Ente Operador Regional (EOR).

Así mismo, en países desarrollados se están implementando una serie de medidas que resuelvan el problema de la respuesta inercial en redes donde la penetración de recursos provenientes de fuentes renovables no convencionales, que utilicen electrónica de potencia como medio de conexión a los sistemas eléctricos, sea alta. Hablando de sistemas con predominancia de generación síncrona en su sistema eléctrico, mantener la frecuencia constante en un sistema de potencia depende del tamaño del generador, donde este, asume las variaciones pequeñas de la carga del sistema. Cuando la variación de carga es considerable, los generadores tendrán temporalmente una velocidad de rotación menor (de tratarse de un aumento de carga), hasta que los controles operen y restablezcan la velocidad nominal.

La respuesta de un sistema ante oscilaciones electromecánicas provocadas por contingencias o perturbaciones se ve afectada directamente conforme la penetración de fuentes de energía renovable no convencional vaya en aumento, por lo que para evitarlo es necesario adoptar tecnologías para compensar esto. En este proyecto las tecnologías con servicios adicionales no se contemplan debido a que el objetivo lleva un enfoque basado en la inercia del conjunto de generadores síncronos del sistema eléctrico regional en una etapa inicial, no obstante, se considera importante mencionarlas, algunas de ellas son: la utilización de condensadores síncronos, inversores con tecnología Grid Forming, instalaciones de

almacenamiento de energía con SMA Grid Forming o cargas inteligentes y repuesta con inercia sintética.

Así bien, se puede deducir que los elementos rotatorios de un generador almacenan energía inercial y como esta depende de la masa, el diámetro y su velocidad de rotación, el uso de electrónica de potencia en dichas fuentes limita la respuesta inercial de los sistemas de potencia, por ende, ante un estado de emergencia por contingencias, los eventos provocan una pendiente en la frecuencia eléctrica más pronunciada que en sistemas que posean una inercia alta o en su defecto un sistema de respuesta como los mencionados anteriormente.

1.5 Delimitación del problema

1.5.1 Temporal

El proyecto de estudio se plantea en el año 2021, se ejecuta una base metodológica en el año 2022 y se sustenta en el año 2023 y 2024.

1.5.2 Espacial

El proyecto de investigación se efectuará para la sala de entrenamiento de operadores del sistema en el Centro Nacional de Control de Energía del Instituto Costarricense de Electricidad; considerado para beneficio de la empresa en cuestión.

1.5.3 Académica

La delimitación académica obedece a la obtención del título de Licenciatura en Ingeniería Eléctrica.

1.6 Justificación

Costa Rica se caracteriza a nivel mundial por ser un país el cual obtiene su generación eléctrica de fuentes renovables en un 99%, según el Centro Nacional de Control de Energía. Esto, sumado a una imagen del cuidado de los recursos naturales, le brinda a la nación un gran

atractivo en temas energéticos, políticos, ambientales y turísticos, colocándolo en la vanguardia de países a nivel mundial en temas de energías limpias.

Con el Plan Nacional de Energía 2015-2030 “ (MINAE, 2015)” el país apuesta con la descarbonización nacional para el 2030, lo cual resulta un plan ambicioso donde se fomente la toma de acciones frente al cambio climático, supliendo la demanda mediante una matriz energética que asegure el suministro óptimo y continuo de electricidad, promoviendo el uso eficiente de energía para mantener y mejorar la competitividad del país.

Por otra parte, operar sistemas energéticos con fuentes renovables convencionales y no convencionales, se vuelve un reto cada vez más complejo, en donde intervienen diferentes variables que impactan directamente la meta de garantizar un suministro óptimo y continuo, dentro de los parámetros permitidos por normativas nacionales y de la región centroamericana.

Desde hace unos últimos años hasta el presente, se ha realizado una transición de la generación de energía clásica, por medio de los turbogeneradores o hidroeléctricos a sistemas que incorporan fuentes renovables no convencionales, como lo son los parques eólicos y fotovoltaicos que se conectan a la red por medio de electrónica de potencia y además de ello, que no incorporen sistemas tecnológicos presentes en la actualidad para mantener la estabilidad del sistema en respuesta inercial, “ (Sánchez Salazar y otros, 2015)”.

La generación eléctrica por medio de grupos de máquinas rodantes en los sistemas de potencia provee al sistema de una alta inercia, lo cual mitiga las posibles oscilaciones ante una pérdida de generación, por ejemplo, retrasando la caída de la frecuencia producto del aporte inercial de las masas giratorias.

Como las fuentes renovables no convencionales (eólicas y solares) se conectan a los sistemas por medio de interfaces de electrónica de potencia y en principio no aportan inercia al sistema, lo cual aumenta la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF) resultante, haciendo que la respuesta de reserva activa y la protección de disparo por esquema de baja frecuencia no

estabilice el sistema lo suficientemente rápido, cuando no se posean controles complementarios de respuesta inercial como los establecidos por medio de acumuladores energéticos e inversores Grid Forming, un tipo de compensación de inercia sintética utilizada en muchos parques eólicos de países desarrollados, y respuesta de frecuencia rápida.

Existe un mosaico de factores que dan como resultante una serie de efectos que desestabilizan los sistemas de potencia; y debilitan su respuesta y robustez, para mayor detalle ir a Figura 1.

En el informe *Inertia and Rate of Change Frequency (2020)*, se identifican cuatro elementos que generan un gran impacto en los sistemas de energía eléctrica: la extensión de las redes, los fenómenos meteorológicos, (cada vez más violentos), los flujos de energía producto de las transferencias entre áreas y el comportamiento de la carga con el aumento en el uso de electrónica de potencia sin compensación inercial.

Con la incorporación de nuevas fuentes que no aportan inercia al sistema, se observan dos efectos; en primer lugar, la disminución de la inercia del sistema y, en segundo lugar, la reducción de la potencia de corto circuito, lo cual afecta de manera directa la estabilidad del sistema al influir en la impedancia que ven los generadores; esto afecta el funcionamiento de los equipos de protección (*Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020*).

Un sistema con una alta penetración de las nuevas fuentes de generación y carga se ve debilitado por fenómenos de potencia reactiva y experimenta transitorios de potencia activa, esto producto de la disminución de potencia de cortocircuito lo cual hace que la impedancia de los generadores sea mayor y, en consecuencia, los huecos de tensión son más profundos y el perímetro de su influencia es más amplio (*Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020*).

Es por lo tanto indispensable calcular los niveles de inercia síncrona del Sistema Eléctrico Regional brinda al Centro de Control de Energía un panorama más amplio en cuanto al estado de salud desde el punto de vista de la estabilidad de la frecuencia del sistema y sobre todo en

caso de no implementarse medidas que mitiguen a futuro la seguridad y estabilidad del SEN y del SER por medio de tecnología de vanguardia en respuesta inercial.

Por otra parte, preparar al operador del sistema a simulaciones de entrenamiento bajo un ambiente apegado a la realidad, crea un patrón de respuesta entrenado que, en determinado caso de emergencia, disminuye el porcentaje de error humano presente en contingencias severas del sistema bajo un ambiente de estrés alto. De forma inicial se plantea la necesidad de determinar un equivalente inercial síncrono para el bloque norte de Costa Rica perteneciente al SER, un equivalente para Costa Rica y uno para Panamá como bloque sur, para con ello recrear situaciones y contingencias severas que estresen el sistema donde se necesite una respuesta del operador óptima, eficiente y rápida.

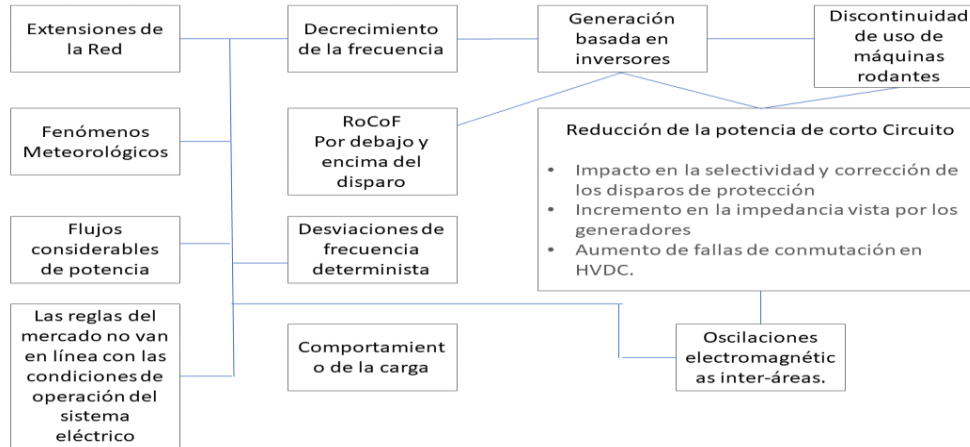
Este equivalente inercial síncrono se ingresaría futuramente al modelo de generación equivalente de la sala de entrenamiento de operadores del CENCE (sala OTS, por sus siglas en inglés) según su necesidad de estudio, por ello se hace necesario establecer parámetros de inercia síncrona que simulen una respuesta lo más apegada posible al comportamiento del SER ante oscilaciones en su sistema.

El presente estudio determina un equivalente inercial síncrono utilizando las bases de datos de flujos de potencia y dinámicas de PSS/E avaladas por el Ente Operador Regional, mediante un ambiente controlado el cual depende de la confiabilidad de las bases de datos de flujos de potencia y dinámicas para PSS/E empleadas.

Actualmente, el Centro Nacional de Control de Energía y, en términos generales, a nivel centroamericano no se cuenta con un estudio de respuesta inercial síncrona de la red eléctrica que conforma el SER, por lo que el presente proyecto adquiere un carácter de punta de lanza en el tema.

Figura 1.

Elementos de gran impacto en sistemas de energía eléctrica.



Fuente: *(Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020).*

1.7 Estado del arte

El sector eléctrico se desenvuelve en mundo cambiante y dinámico, por lo que cada día, los sistemas de potencia buscan la incorporación de energías renovables en su matriz; en ese sentido es indispensable conocer el comportamiento ante perturbaciones del sistema a nivel nacional y dentro la región centroamericana (SER).

A nivel mundial, se observa una tendencia a descentralizar la dependencia de generación eléctrica a partir de hidrocarburos y demás fuentes contaminantes. La incorporación de energías limpias en las matrices eléctricas de los sistemas de potencia, implican grandes retos a la hora de operar los sistemas eléctricos.

Actualmente, por razones tecnológicas, de infraestructura, económicas y contractuales, fuentes renovables como la eólica, fotovoltaica (solar), hidroeléctrica (filo de agua), no participan en la regulación de frecuencia, esto a pesar de contar con diferentes estudios sobre la incorporación de inercia sintética en los sistemas de control de parques eólicos y fotovoltaicos.

Así bien, se destaca un auge en temas de generación distribuida por fuentes de energía limpia no convencional; de los cuales se desprende que dicha energía provoque una disminución en la inercia síncrona del sistema eléctrico.

En el presente, el sistema eléctrico nacional es controlado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) y este no cuenta con un estudio sobre cálculos de equivalentes inerciales síncronos del sistema al norte y sur de Costa Rica. Por este motivo, determinar el nivel de inercia síncrona del sistema eléctrico es de suma importancia para garantizar la seguridad y estabilidad de la red eléctrica por parte del Centro de Control de Energía. Esto les permitiría a los operadores del sistema, anticipar y planear maniobras operativas que aseguren un estado estable en condiciones de emergencia, así como; los riesgosos los que se enfrentan al operar un sistema con baja inercia síncrona. Por otra parte, en el ámbito internacional se cuenta con diferentes artículos referentes al tema.

En el 2013 el Nordic Analysis Group (NAG) inició un proyecto llamado, Future System Inertia junto a una segunda versión del documento aprobado por el grupo Regional Group Nordic (RGN). El alcance del proyecto se centró en establecer un proceso sistemático con el fin de estudiar las perturbaciones de frecuencia y la inercia; este proyecto a su vez logró implementar el cálculo para la estimación de la inercia en tiempo real y un estudio sobre el impacto de los cambios futuros en la producción y el consumo en la inercia.

De igual forma, NAG confeccionó para el 16 de diciembre del 2020, un informe “Inercia y la tasa de cambio en la frecuencia, (2020)” donde se proporciona una guía para ingenieros de sistemas de potencia sobre los principales factores y las principales herramientas con las cuales se puede describir de forma general, el funcionamiento del sistema de potencia con respecto a la inercia del sistema.

Para el año 2015, los ingenieros Oscar Sánchez Salazar, Jorge Retana Gutiérrez y Randall Murillo Gonzales del Centro Nacional de Control de Energía, realizaron un análisis sobre el

impacto de la generación renovable en la regulación de frecuencia: análisis de la problemática y propuesta de soluciones.

El objetivo del estudio de Sánchez, Retana y Murillo (2015) consistió en evidenciar la problemática de violaciones en los límites de reserva de regulación de frecuencia del SEN por parte de la energía renovable que no participa en dicho proceso cuando hay abundancias de este recurso.

Además, Sánchez, Retana y Murillo (2015) propusieron una modificación al límite de reservas acorde a la variabilidad estadística de este recurso basado en el porcentaje dinámico de la demanda nacional, evidenciando el impacto de la estrategia de despacho por parte de empresas públicas y privadas en verano. Finalmente, proponen una nueva estrategia de despacho para los generadores privados que minimice el impacto de las variaciones pronunciadas de generación de las empresas públicas en verano, (Sánchez Salazar y otros, 2015).

Por otra parte, los ingenieros Jin Tan (Laboratorio Nacional de Energía Renovable NREL, Golden, Colorado, USA), Yingchen Zhan (Laboratorio Nacional de Energía Renovable NREL, Golden, Colorado, USA), Shutang usted (Departamento de Ingeniería Eléctrica y Ciencias de la Computación, Universidad de Tennessee, Knoxville, TN, EE.UU), Yong Liu (Departamento de Ingeniería Eléctrica y Ciencias de la Computación, Universidad de Tennessee, Knoxville, TN, EE.UU) y Yilu Liu (Laboratorio Nacional Oak Ridge, TN, EE.UU), brindaron una conferencia para IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM) en el año 2018, la cual denominaron como “Estudio de respuesta de frecuencia de la interconexión occidental de EE.UU bajo penetraciones de generación fotovoltaica extra alta”. En dicha conferencia, se tocaron temas como la reducción de inercia de la tecnología basadas en inversores, lo que ha llamado la atención de la industria eléctrica y la academia en EE. UU.

Este trabajo se realizó un estudio integral de la respuesta de frecuencia de la interconexión occidental bajo altos niveles de penetración Fotovoltaica, las cuales llegan hasta un 80% a nivel de interconexión y un 100% a nivel regional, (Tan y otros, 2018).

En cuanto a estudios con respecto a estimación de inercia de sistemas de potencia Cai, Wang, Yang, Sun y Wang presentaron un artículo ante el IEEE para estimar la inercia de sistemas de potencia basado en la observación de la respuesta de oscilaciones electromecánicas ante perturbaciones, “(*Inertia Estimation Based on Observed Electromechanical Oscillation Response for Power Systems*)”.

Este artículo se ajusta muy bien para establecer una metodología en el cálculo de equivalentes inerciales del sistema interconectado centroamericano, debido a que se basa en la respuesta de oscilaciones electromecánicas medidas con unidades de medición fasorial (PMU); además, el SEN cuenta con diferentes equipos de este tipo en todo el territorio nacional y posee una carpeta compartida del EOR donde los países que conforman el SER suben la información de los diferentes eventos ocurridos.

Rossetto (2019), en su trabajo doctoral, realza la importancia de obtener equivalentes inerciales en sistemas de potencia interconectados, utilizando los valores en tiempo real obtenidos por PMU del sistema. La metodología abordó algunos de los múltiples desafíos al que un operador de sistemas eléctricos de potencia puede enfrentarse según los eventos de la red, trasiegos de potencia e integración de fuentes de energía renovables, además de obtener parámetros de inercia bajo variaciones normales de la carga.

Por otra parte, para probar la metodología de cálculo utilizada, Rossetto (2019) se realizó cinco experimentos con cinco sistemas de prueba diferente y diferentes niveles de complejidad. Los experimentos se dividieron en trece estudios diferentes por medio de simulaciones en la plataforma de programación y cálculo numérico Matlab y el software de análisis de sistemas

de potencia Power Factory para adquirir los datos equivalentes proporcionadas por las Unidades de Medición Fasorial.

Por otra parte, Lima Rodríguez e Iewdiukow (2019) presentaron una investigación denominada “Modelo uninodal para el análisis de la respuesta de la frecuencia en sistemas eléctricos de potencia”, en la cual se desarrolló el comportamiento de la frecuencia de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de forma teórica postulando un modelo de un único nodo con generación y demanda agrupada en un número mínimo de elementos, cuya respuesta de la frecuencia ante desequilibrios de carga generación sea equivalente al SEP que se modela.

Según Lima Rodríguez e Iewdiukow (2019) la transferencia (lineal) es una función de cuatro parámetros en la que, la inercia (H), constante de amortiguamiento total del sistema (D), el estatismo (R) y la constante de tiempo de regulación primaria equivalente (Tg). En su estudio, construyeron una herramienta que, a partir de la respuesta de frecuencia, identifique los parámetros equivalentes, construyendo un equivalente uninodal en formato PSS/E cuya respuesta se aproxima al SEP en estudio.

Posteriormente, con el fin de mejorar dicha aproximación se emplearon algoritmos evolutivos para obtener un modelo equivalente del sistema original en las etapas de respuesta inercial y de regulación primaria.

Lima Rodríguez e Iewdiukow (2019) concluyeron el trabajo realizando pruebas sobre el modelo del sistema interconectado de Uruguay y Argentina donde se validó el modelo producido por la herramienta, como el equivalente dinámico durante los primeros segundos de la respuesta de la frecuencia.

Allella, Chiodo, Giannuzzi, Lauria y Mottola elaboran artículo ante IEEE llamado “*On-Line Estimation Assessment of Power Systems Inertia with High Penetration of Renewable Generation*” en donde, con el objetivo de predecir condiciones críticas de los sistemas de potencia eléctrica, analizan los datos reales de la red de transmisión italiana. En el artículo, se

propone un modelo auto regresivo que es capaz de describir la evolución dinámica de la inercia del SEP, modelando la inercia como la suma de un componente periódico y un proceso estocástico de ruido distribuidos según un modelo no Gaussiano.

1.8 Objetivos

Objetivo General

- Determinar los equivalentes inerciales síncronos del sistema eléctrico interconectado al norte y sur de Costa Rica, para su implementación en el modelo de frecuencia del simulador OTS del CENCE por medio de simulaciones dinámicas en el software PSS/E de SIEMENS y una metodología de cálculo.

Objetivos específicos

- Realizar una investigación para el desarrollo de una metodología de cálculo de equivalentes inerciales al norte y sur de Costa Rica incorporando las mejores prácticas, artículos y literatura internacional.
- Establecer el modelo de cálculo off-line para la obtención de equivalentes inerciales al norte y sur de Costa Rica según las mejores prácticas, artículos y literatura internacional.
- Desarrollar una metodología de cálculo para equivalentes inerciales síncronos off-line en consonancia con las mejores prácticas, artículos y literatura internacional.
- Simular eventos de frecuencia controlados (off-line) en del software PSS/E utilizando la base de datos del SER, para análisis y establecimiento de constantes de inercia síncrona.

1.9 Alcance

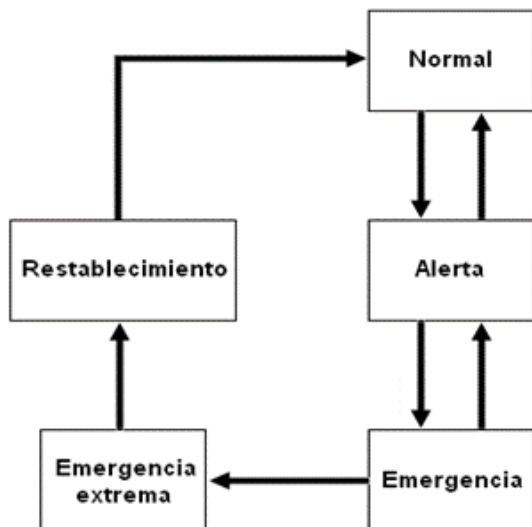
El proyecto pretende calcular los equivalentes inerciales de las unidades síncronas al norte y sur de Costa Rica para el sistema eléctrico regional, propiamente estableciendo un estudio base que sirva como punta de lanza para una continuación del estudio en cuestión con un

alcance mayor en el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), el cual, pretende abordar los estados operativos a los que puede ser sometido el sistema eléctrico ante un desbalance carga-generación.

Estos estados operativos se pueden generalizar en tres completamente correlacionados, los cuales requieren de personal altamente especializado en la operación del sistema eléctrico para obtener un desempeño adecuado que garantice la seguridad y calidad del control de voltaje y el control de frecuencia. Estos tres estados operativos fundamentales y la correlación entre ellos son: operación normal, operación de emergencia y estado de restablecimiento. En la Figura 2 se aprecian los tres estados descritos y su correlación.

Figura 2.

Estados de operación del sistema de potencia.



Fuente: Fuente: (Sancho, 2019)

1.10 Limitaciones

Ante las limitaciones identificadas para la elaboración del proyecto se valora la restricción de obtener información de variables eléctricas necesarias almacenadas en las unidades de medición fasorial presentes en el SER.

Además, no se incorpora al estudio el aporte de la generación renovable no convencional que no aporta inercia por su naturaleza, ni las diferentes tecnologías de vanguardia que compensan dicha problemática.

1.11 Viabilidad

Existe una viabilidad alta para este proyecto, en esta primera fase, el estudio funciona como base metodológica para un estudio posterior en el ICE, con el fin de demostrar la efectividad de la metodología utilizada para el cálculo de equivalentes inerciales y con ello hacer una solicitud formal de los datos de las unidades de medición fasorial del SER ante el EOR, además de información crítica de cada país que lo conforma.

1.12 Cronograma de ejecución

Figura 3.

Cronograma general de ejecución.

Proyecto Final de Graduación: DETERMINACIÓN DE EQUIVALENTES INERCIALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO AL NORTE Y SUR DE COSTA RICA PARA EL SISTEMA SCADA/OTS (OPERATOR TRAINING SIMULATOR) DEL CENCE, PERIODO 2021-2022					
Fecha de inicio: 10/05/2021					
Días planeados de trabajo= 613días					
Fecha de Fin: 13/01/2023					
N°	Descripción de la etapa	Comienzo	Finalización	Responsable	Observaciones
1	Reunión inicial	10/5/2021	-	Luis Diego PV	
	Revisión y validación de los objetivos del proyecto	-	-	Luis Diego PV	
	Distribución de actividades	-	-	Luis Diego PV	
	Cuestionamientos de la investigación	-	10/6/2021	Luis Diego PV	Se cumple con plan establecido
	Primer contacto con profesor tutor	10/6/2021	10/6/2021	Luis Diego PV	
	Investigación literaria	11/7/2021	-	Luis Diego PV	
	Investigación sobre inercia en Sistemas de potencia eléctrica	-	-	Luis Diego PV	
	Investigación sobre estudios de equivalentes inerciales en centroamerica	-	-	Luis Diego PV	
	Investigación sobre estudios de equivalentes inerciales a nivel internacional	-	1/4/2022	Luis Diego PV	Se cumple con plan establecido
2	Recolección de información	2/4/2022		Luis Diego PV	
	Reunión con personal de la empresa y departamento de capacitación CENCE			Luis Diego PV	
	Recomendaciones por parte de personal ICE en terminos de ruta de recopilación de datos		2/5/2022	Luis Diego PV	Se cumple con plan establecido
	Solicitud de licencia PSS/E SIEMENS versión 34.0	5/5/2022	5/5/2022	Luis Diego PV	
	Solicitud de base de datos dinámicos y de flujos de potencia para PSS/E SIEMENS	5/5/2022	5/5/2022	Luis Diego PV	
	Exposición de limitaciones y problemáticas	5/6/2022		Luis Diego PV	
	Reunión con el tutor		5/6/2022	Luis Diego PV	Se cumple con plan establecido
3	Creación de programa JavaScript y estructura HTML			Luis Diego PV	
	Primer reunión con el ingeniero en sistemas Andy Arias, facilitador del código	30/6/2022		Luis Diego PV	
	Definición de necesidades			Luis Diego PV	
	Definición de estructura de datos deseados para las bases de datos			Luis Diego PV	
	Segunda reunión con ingeniero en sistemas			Luis Diego PV	
	Definición de discriminantes del código			Luis Diego PV	
	Revisión documental de librería de PSS/E versión 34.0			Luis Diego PV	
	Definición de búsqueda por discriminates de generación según librería SIEMENS para PSS/E versión 34.0			Luis Diego PV	
	Definición de patrones de bases de datos de flujos de potencia y dinámicas para PSS/E versión 34.0			Luis Diego PV	
	Reunión con tutor			Luis Diego PV	
	Reunión con ingeniero en sistemas para versión beta del programa en diseño para ordenamiento de bases de datos dinámicas y de flujos de potencia en PSS/E.		30/7/2022	Luis Diego PV	Se cumple con plan establecido
4	Validación de la información			Luis Diego PV	
	Reunión final con ingeniero en sistemas	31/7/2022	31/7/2021	Luis Diego PV	Se cumple con plan establecido
	Reunión con tutor	1/8/2022	01/08/2022	Luis Diego PV	Se cumple con plan establecido
	Demostración y ejecución de programa en JavaScript y estructura HTML para bases de datos dinámicas y de flujos de potencia para PSS/E versión 34	1/8/2022	1/8/2022	Luis Diego PV	Se cumple con plan establecido
5	Discriminación y selección de las metodologías de cálculos de equivalentes inerciales investigadas	15/8/2022	20/8/2022	Luis Diego PV	Se cumple con plan establecido
	Reunión con tutor	22/8/2022	22/8/2022	Luis Diego PV	Se cumple con plan establecido
	Ajuste de metodología	23/8/2022	30/8/2022	Luis Diego PV	Se cumple con plan establecido
6	Desarrollo de programa de cálculo para equivalentes inerciales en Microsoft Excel	1/9/2022	1/10/2022	Luis Diego PV	Se cumple con plan establecido
	Se definen reuniones semanales con tutor apartir de esta etapa	2/10/2022		Luis Diego PV	
7	Simulaciones y extracción de datos			Luis Diego PV	
	Reuniones semanales de trabajo			Luis Diego PV	
8	Elaboración de documento final			Luis Diego PV	
9	Elaboración de presentación y correcciones de documento final		31/11/2022	Luis Diego PV	Se cumple con plan establecido
10	Entrega de documento final	3/1/2023	3/1/2023	Luis Diego PV	Se cumple con plan establecido
11	Preparación defensa de proyecto	3/1/2023	13/1/2023	Luis Diego PV	Se cumple con plan establecido
12	Defesa de proyecto profesional	13/1/2023	13/1/2023	Luis Diego PV	Se cumple con plan establecido

Fuente: creación propia.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

En el presente apartado aparece la información teórico-práctica que sustenta el estudio realizado. Se describen conceptos relevantes que permiten comprender de manera más clara la propuesta y detalles de la investigación, los cuales se indican a continuación.

2.1 Sistema Eléctrico Nacional

Costa Rica cuenta con una matriz energética conforme a un modelo sostenible privilegiado a nivel mundial proveniente de recursos hídricos, geotérmicos, eólicos, solares y de biomasa, junto a un porcentaje mínimo de generación térmica, que funciona como respaldo o seguro energético instalado, con el que se compensa energía en épocas de recursos limitados como en estación de verano, según el Centro Nacional de Control de Energía en su informe anual de la operación del sistema eléctrico nacional para el 2021.

En ese sentido, el país posee una matriz energética diversificada la cual se complementa estacionalmente tomando como base la generación hidroeléctrica y eólica. En época seca, los caudales de los ríos se reducen por debajo del promedio, mientras en época lluviosa sucede lo contrario. Por otro lado, el recurso eólico aumenta en época seca mientras que, en invierno su aporte disminuye.

Para agosto del 2019, el índice de cobertura eléctrica de Costa Rica fue del 99,4%, según el informe “Índice de cobertura eléctrica 2019” del Instituto Costarricense de Electricidad y el Departamento de Planificación y Desarrollo Eléctrico.

2.2 Línea de tiempo, Sistema Eléctrico Nacional de Costa Rica

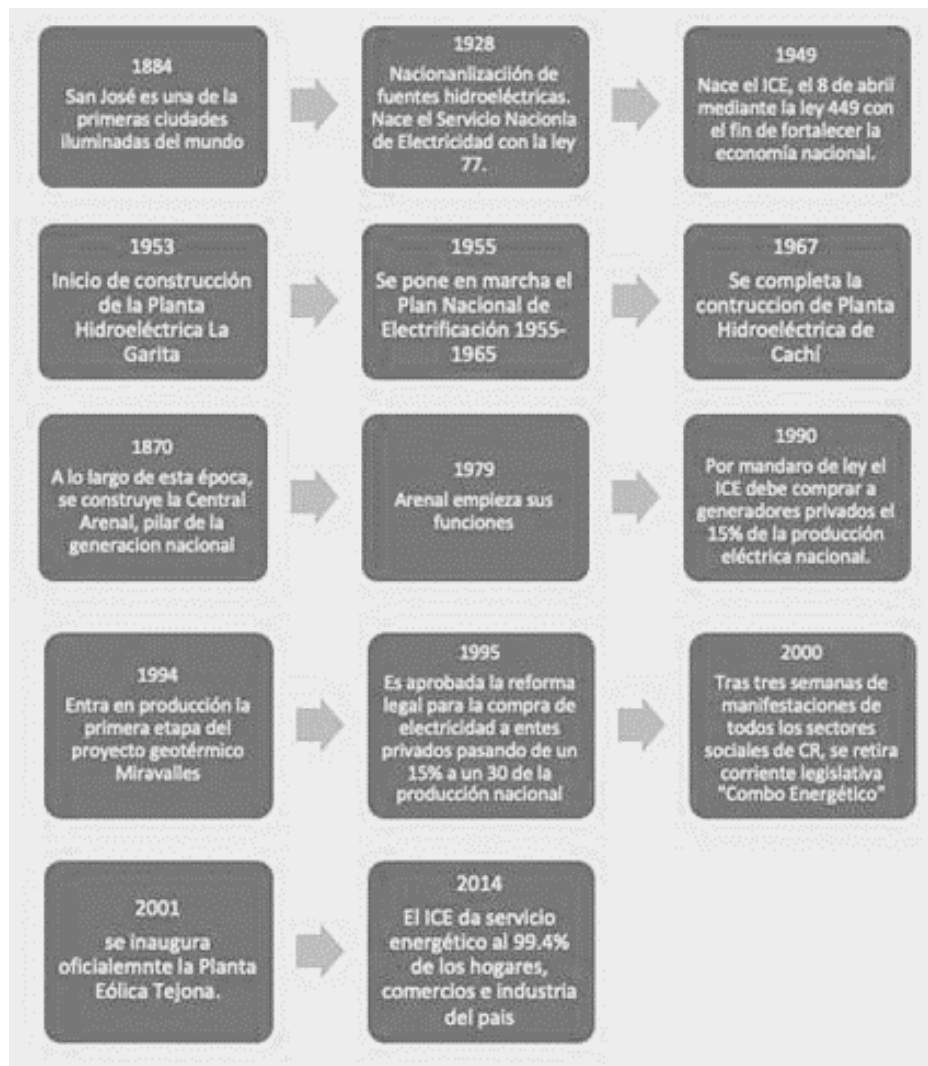
En la Figura 4 se muestra una línea de tiempo en donde se resaltan principales hechos históricos que sentaron las bases para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) actual.

Así bien, el SEN se subdivide en las siguientes cuatro categorías: la generación, el transporte de energía, la distribución de energía y la comercialización.

Como se observa en la Figura 6, se muestra el sistema de potencia costarricense. Este sistema se subdivide en centrales eléctricas, plantas generadoras y sus respectivos transformadores elevadores, el sistema de transmisión y subtransmisión el cual se conforma de líneas de 500, 330, 220 o 132 kV, donde se conectan usuarios grandes de alta tensión. Al sistema de transmisión se le suman transformadores reductores con el fin de llegar a usuarios de media tensión, distribución, industriales, comerciales y residenciales por medio de transformadores reductores, según lo indica el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE).

Figura 4.

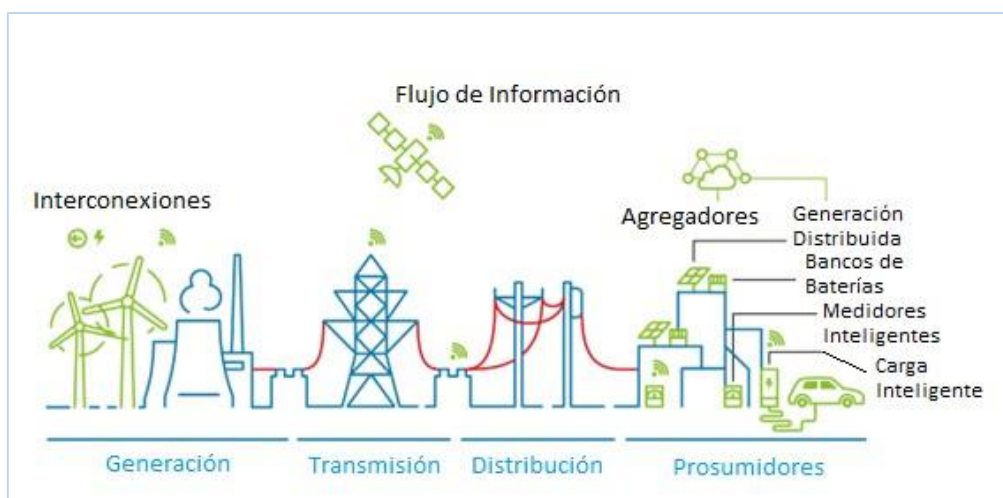
Línea de tiempo para sucesos de relevancia histórica en el ICE.



Fuente: creación propia con datos del ICE, 2021.

Figura 5.

Representación gráfica de un sistema de potencia eléctrica.

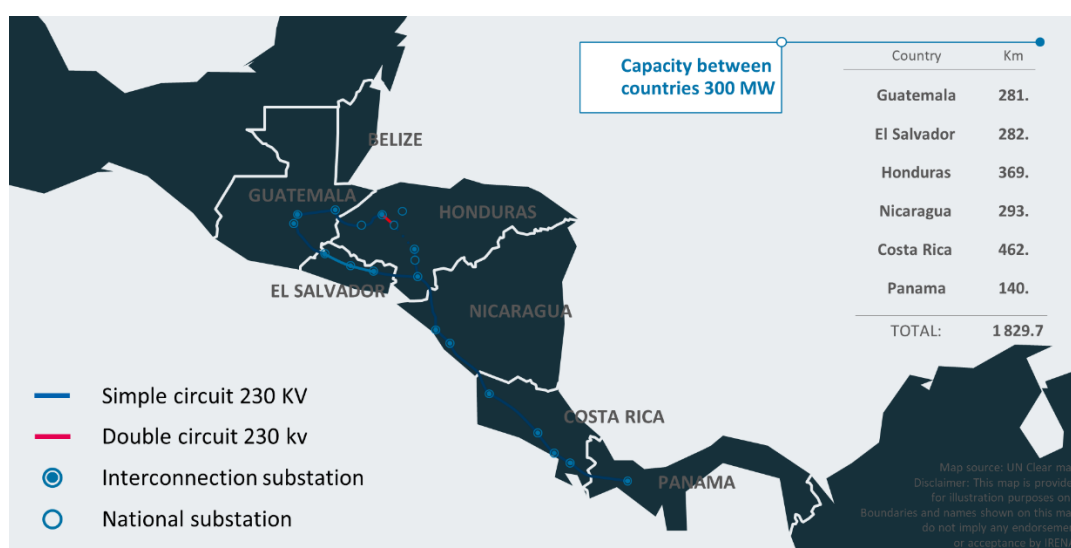


Fuente: (IRENA, International Renewable Energy Agency, 2022).

El SEN cuenta con un sistema longitudinal de alta generación en zona norte, un centro de carga localizado en valle central, el cual, se conecta en zona norte con Nicaragua y al sur con Panamá.

Figura 6.

Diagrama unifilar del SEN y sus interconexiones Norte y Sur.



Fuente: (IRENA, International Renewable Energy Agency, 2022).

2.3 Matriz energética del Sistema Eléctrico Nacional

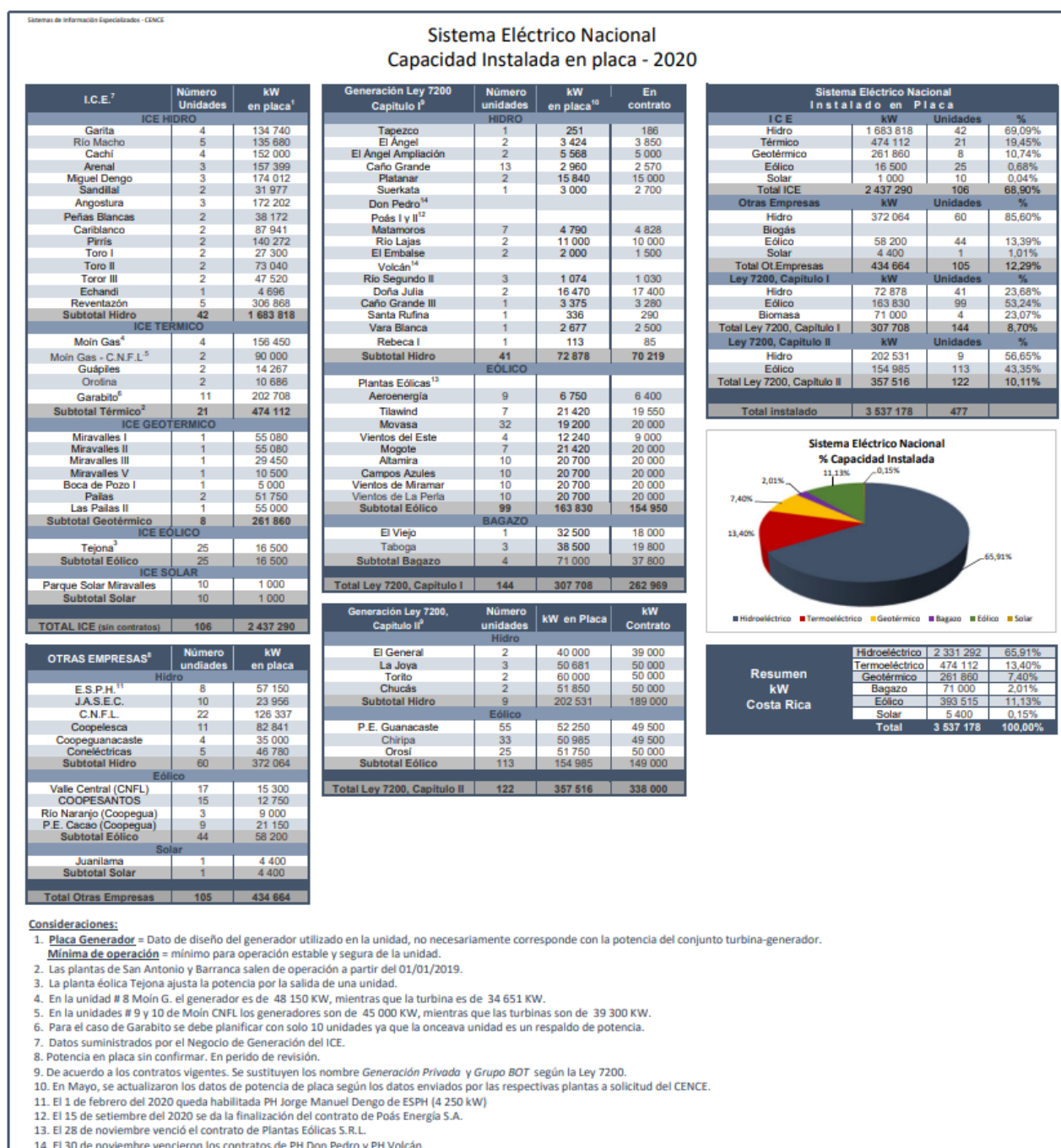
Según el Informe Anual de Operación del Sistema Eléctrico Nacional (2021)” la capacidad instalada en placa del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), Costa Rica cuenta con un 65.8% de generación hidroeléctrica, un 13.22% Termoeléctrica, 7.30% Geotérmica, un 1,98% de Biomasa (Bagazo), un 11.46% eólico y un 0.15% generación solar.

Como se consigna en la Figura 7, la generación del sistema eléctrico nacional cuenta con plantas ICE, otras empresas (ESPH, JASEC, Coopelesca, entre otras), generadores privados y los que pertenecen a la Ley 7200 Capítulo I (1995).

La demanda a nivel nacional ha tendido a la baja respecto al 2019 y 2020, influenciada directamente por la pandemia producto del del Covid-19. En la Figura 8 se muestra la comparativa gráfica de la demanda para los días 01, 02 y 03 de abril del 2019, 2020 y 2021, donde evidentemente se aprecia una importante reducción.

Figura 7.

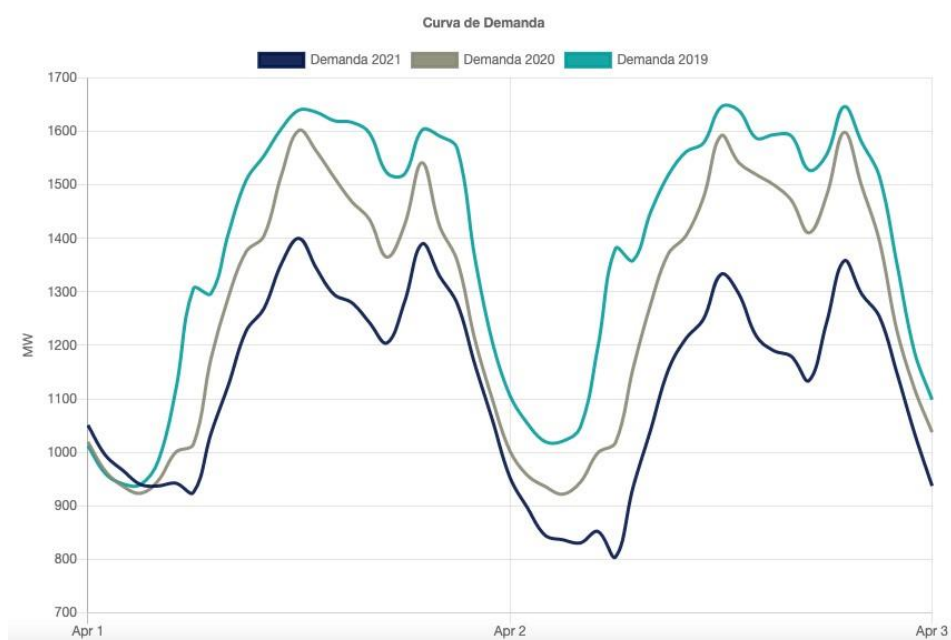
Capacidad instalada en placa para el SEN de Costa Rica.



Fuente: informe anual de la operación del sistema eléctrico nacional, (CENCE, 2022).

Figura 8.

Comparativa de la demanda para los días 01, 02 y 03 de abril, 2019, 2020, y 2021.



Fuente: (CENCE, 2022).

2.4 Sistema Eléctrico Regional (SER)

Con el fin de lograr el desarrollo y bienestar de la población del istmo y mediante el proceso de integración centroamericana, los presidentes de Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá impulsaron el proyecto llamado “Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)”. En diciembre de 1996, se suscribe el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, ratificado por los poderes legislativos de los seis países.

El Mercado Eléctrico Regional (MER) trae consigo la creación de una institucionalidad sobre la cual trabajará el proyecto SIEPAC:

- Unidad Ejecutora del Proyecto SIEPAC: su misión ha sido la ejecución de las cooperaciones técnicas para la ejecución del proyecto.

- Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE): responsable de regular las relaciones comerciales entre las instituciones públicas y privadas que se conectan al sistema y de fijar las tarifas. La CRIE tiene su sede en Ciudad de Guatemala.
- Empresa Propietaria de la Red (EPR): entidad público-privada responsable de la ejecución del proyecto y de la operación del sistema, integrada por las empresas eléctricas de los países miembros y asociados. La EPR tiene su sede en San José, Costa Rica.
- Ente Operador Regional (EOR): responsable del despacho e intercambios de energía entre países, en su calidad de administrador del mercado. El EOR tiene su sede en San Salvador, El Salvador.
- Consejo director del MER (CD MER): es la instancia que tiene por objetivo desarrollar el Mercado Eléctrico Regional (MER) y facilitar el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Segundo Protocolo al Tratado Marco del MER, así como coordinar la interrelación con el resto de los organismos regionales: la CRIE y el EOR.

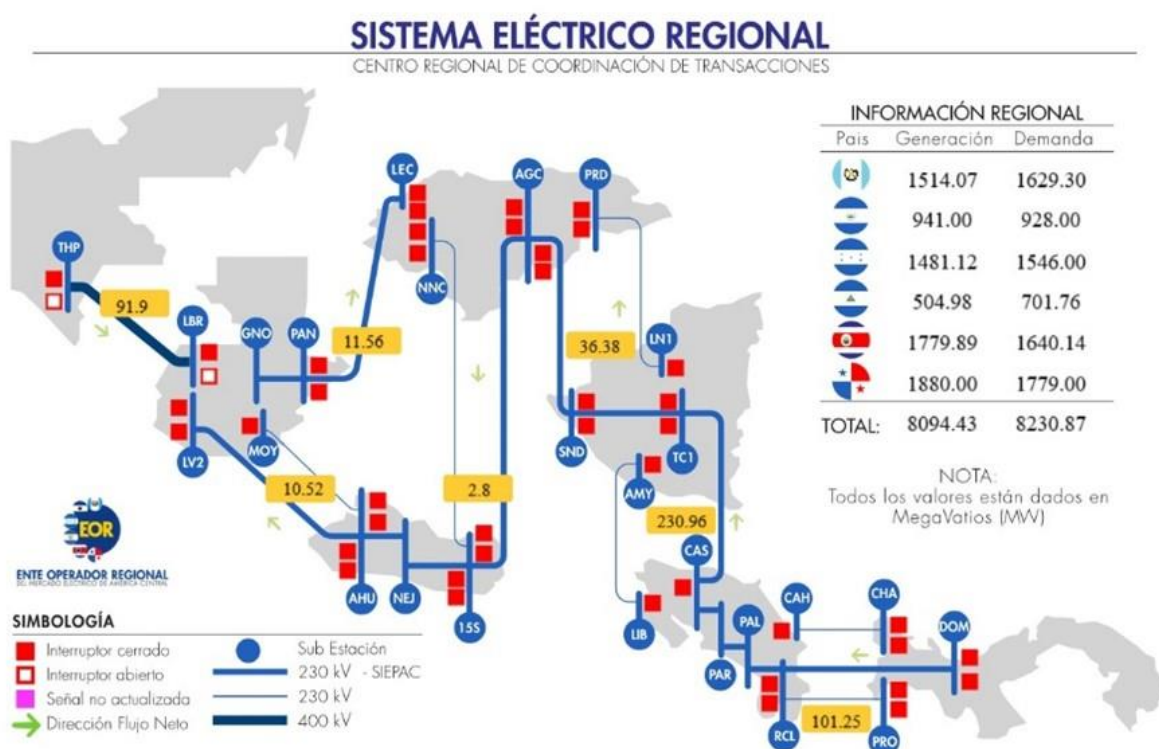
La Empresa Propietaria de la Red (EPR) fue la responsable de la infraestructura de SIEPAC a nivel de diseño, ingeniería y construcción. Este sistema de interconexión consta de aproximadamente 1793 km de líneas de transmisión de 230 kV con previsión en torres para un segundo circuito en el que se conectan 15 subestaciones de los países de la región, mediante 28 bahías de acceso, incluyendo equipos de compensación reactiva, según la EPR 2022.

En las etapas iniciales del mercado, se originó a una figura encargada de estructurar la plataforma técnica, comercial y tecnológica del MER, para lo cual se convocó a los países del istmo a licitación; en este caso, Guatemala y El Salvador fueron los únicos presentes. Se le otorgó a El Salvador el pre transitorio y se dio origen al operador del Mercado Centroamericano (OMCA) quien se encargó de administrar el MER de noviembre del 2002 a mayo del 2006. A partir de junio del 2006, la responsabilidad y administración del Servicio de Administración Comercial del MER fue asumida en su totalidad por el Ente Operador Regional.

Para una mayor apreciación, la Figura 9 se muestra la distribución del SER y una línea de tiempo de las interconexiones existentes y SIEPAC en el año 2021.

Figura 9.

Sistema Eléctrico Regional.



Fuente: (EOR, Ente Operador Regional, 2021).

2.5 Control de frecuencia como área de control

En la actualidad, en Centroamérica la mayoría de las compañías generadoras de electricidad cuentan con líneas de interconexión entre ellas, compartiendo mayormente áreas por países.

En los sistemas eléctricos interconectados es necesario delimitar fronteras, para poder subdividir su control y autonomía por áreas. Como lo indica “ (Stevenson & Grainger, 1996)”. Con esta delimitación se puede deducir que, si un área de control mantiene los flujos de

potencia eléctrica en un valor programado entre áreas (interconexiones), el área de control es capaz de asumir de forma primaria sus desbalances de generación y carga.

Uno de los beneficios de contar con sistemas eléctricos interconectados por áreas es el de aportar al equilibrio del sistema total, además, poseer la capacidad de respuesta primaria por zona para que con ello se comparta la responsabilidad de mantener la frecuencia del sistema interconectado en valores óptimos de calidad y desempeño.

Así bien, contar con un flujo continuo de potencia no programada entre las áreas de control, permite amortiguar los desbalances de carga-generación producidos en cada área. Estos desajustes en el cumplimiento de las obligaciones internas de cada área de control, junto con los aportes pequeños derivados del factor de frecuencia BIAS, el cual distribuye de forma equitativa el error de control de área (ACE por sus siglas en inglés, Area Control Error), según “(Kundur, *Power System Stability and Control*, 1994)”. El ACE se detalla posteriormente.

El BIAS de frecuencia representa el error de la frecuencia del sistema ante una desviación de potencia en las inter-áreas conectadas. Dicho esto, el BIAS expresa la relación entre el inverso matemático del estatismo equivalente, se detalla posteriormente, y el amortiguamiento de la carga sensible a la frecuencia. Un sistema de potencia con un BIAS pequeño inyecta una menor potencia ante una variación de frecuencia del sistema, caso contrario si el BIAS es grande. Diferentes estudios dinámicos de sistemas eléctricos han arrojados resultados que muestran un control óptimo cuando el BIAS se ajusta lo más cercano a la característica de regulación compuesta del sistema. Las unidades de medición del BIAS se expresan en función de MW/0.1HZ o %[P]/0.1HZ.

$$\beta = \frac{1}{R_{eq}} + D$$

Ecuación 1, BIAS del sistema eléctrico. Fuente: (*Kundur, Power System Stability and Control, 1994*).

Donde:

β = BIAS del sistema eléctrico.

R_{eq} = estatismo equivalente

D = constante de amortiguamiento de la carga

Para que cada área cumpla con su responsabilidad de respuesta ante contingencias que provoquen desequilibrios de generación de potencia real y la demanda de las cargas, sumándole las pérdidas, es necesario monitorear la frecuencia eléctrica del sistema y los flujos de las líneas interconectadas. Este control se realiza por medio de un centro de control de la energía el cual velará por mantener los parámetros de operación en cumplimiento con la normativa estipulada en el tratado del MER centroamericano.

Para hacer cumplir la responsabilidad de respuesta ante oscilaciones electromagnéticas producto de fallas en el sistema eléctrico, el ACE mide la diferencia de frecuencia deseada, con la real del sistema y la diferencia del intercambio neto programado. El error de control de área (ACE) debe permanecer cercano a cero en condiciones de estado estable de la red eléctrica, caso contrario, de ocurrir alguna falla.

$$ACE = \Delta P + B * \Delta f$$

Ecuación 2, error de control de área. Fuente: (*Kundur, Power System Stability and Control, 1994*).

Donde:

ΔP = Error de intercambio en el sistema eléctrico de potencia [MW].

Δf = Desviación o error en la frecuencia eléctrica [Hz].

B = BIAS de frecuencia del sistema [MW/Hz].

De acuerdo con lo anterior, hay dos entradas al proceso de control de cada área que conforma el sistema interconectado:

- El error de intercambio: corresponde a la comparación del intercambio de potencia neto real de un área de control con respecto al valor de intercambio neto programado.
- BIAS de Frecuencia: el cual representa la obligación o responsabilidad de un área de control de proveer o absorber energía para colaborar con la estabilización de la frecuencia. En otras palabras, si la frecuencia cae por debajo de su valor nominal, cada área de control debe aportar una pequeña cantidad de energía extra en proporción al BIAS de frecuencia de su sistema, según (Kundur, Power System Stability and Control, 1994).

Cada centro de control cuenta con un control automático de generación, llamado CAG o AGC (por siglas en el idioma inglés). Este controlador automático constantemente envía cambios en las consignas de los generadores para que varíen la potencia entregada y restauren los valores de intercambios de potencia y valores deseados de la frecuencia, lo cual mantiene el Error de Control de Área (ECA) en valores cercanos a cero, permitiéndose únicamente los valores de violación establecidos en tratado.

Ahora bien ¿qué hace que el control de frecuencia sea tan importante? Existen varios motivos por los cuales resulta indispensable mantener el control de frecuencia dentro de los parámetros permitidos, no solo por cumplimiento de normativas. El creciente auge de sistemas autómatas, uso de relojes y contadores requiere de una calidad de la energía bastante buena en temas de la frecuencia eléctrica. Variaciones importantes en la frecuencia de un sistema de potencia se traduce en altas corrientes de magnetización de motores de inducción y transformadores y por ende problemas en su funcionamiento, afectando directamente la eficiencia de los equipos y elementos, según (Sánchez Salazar y otros, 2015).

Los desbalances internos de cada área de control pueden ser originados por diversos motivos, entre los cuales según (Sancho, 2019) se cita:

1. Cambios en la demanda de electricidad.
2. Variaciones horarias de los intercambios programados.

3. Variaciones en la potencia despachada de plantas con recursos de generación renovable variable (cogeneradores, distribuidoras, plantas privadas).
4. Eventos que involucren pérdida de carga o de generación.

2.6 Generalidades del control de frecuencia del SEN

El Sistema Eléctrico Nacional cuenta con cinco etapas de respuesta en el dominio del tiempo ante diferentes eventos que puedan ocurrir en la red, ya sea por pérdida de generación o carga. Las repuestas son:

1. Respuesta Eléctrica.
2. Respuesta Inercial.
3. Respuesta de Regulación Primaria.
4. Respuesta de Regulación Secundaria.
5. Respuesta terciaria. (Sancho, 2019).

Actualmente los sistemas eléctricos de potencia interconectados gozan de beneficios económicos en la operación de cada área, además de fortalecer la seguridad con la confiabilidad que ofrece un sistema eléctrico robusto. Los beneficios económicos dependen directamente de la armonización que se tenga entre áreas y los mecanismos de amortiguamiento ante oscilaciones en el sistema que posea cada país.

Por lo anterior, resulta necesario que un sistema interconectado con dos o más áreas de control independientes, además del control de frecuencia, la generación dentro de cada área deba ser controlada para mantener el intercambio de potencia entre sistemas vecinos en sus valores programados. El desempeño de la regulación primaria y secundaria de frecuencia permite a nivel económico una participación exitosa en el mercado eléctrico regional (MER), con lo anterior se disminuyen los costes, al sustituir generación de alto costo con la compra de energía a un costo menor, es decir, en el caso de vender energía, se procura ofertar energía a un costo menor de generación para el comprador potencial.

2.7 Balance de potencia ante variación de la carga en un SEP

El balance de potencia debido a una variación en la carga de un sistema de potencia se expresa como:

$$\Delta P_g = \Delta P_d + D\Delta f$$

Ecuación 3, balance de potencia a una variación de la carga en un SEP. Fuente: (Kundur, *Power System Stability and Control*, 1994).

Donde:

ΔP_g = Variación de potencia activa que entregan las estaciones generadoras.

ΔP_d = Variación de la carga del sistema a 60Hz. Este fenómeno provoca la variación en la frecuencia.

$D\Delta f$ = Efecto que tiene la variación de frecuencia sobre la carga demandada.

D = Coeficiente de amortiguamiento de la carga.

Δf = Variación de la frecuencia dentro del intervalo de la regulación primaria.

Como se aprecia en la Ecuación 3, una variable de relevancia es el factor de amortiguamiento D , además, a nivel nacional se calcula con aproximaciones realizadas en simulaciones. Este factor se expresa como un cambio en el porcentaje de la carga, respecto a 1% en el cambio de la frecuencia, según (Sancho, 2019).

2.8 Estatismo de la generación

El estatismo de la generación se puede definir como la pendiente del comportamiento de la frecuencia respecto a la potencia de salida, según “ (Kundur, *Power System Stability and Control*, 1994)”, página 590, como se demuestra en la siguiente ecuación:

$$R(\%) = \frac{\text{porcentaje de variación en la frecuencia}}{\text{porcentaje de variación en la potencia}} * 100 = \left(\frac{\omega_{NL} - \omega_{FL}}{\omega_0} \right) * 100$$

Ecuación 4, estatismo, Fuente (Kundur, *Power System Stability and Control*, 1994)

Donde: w_{NL} = Velocidad de estado estable sin carga

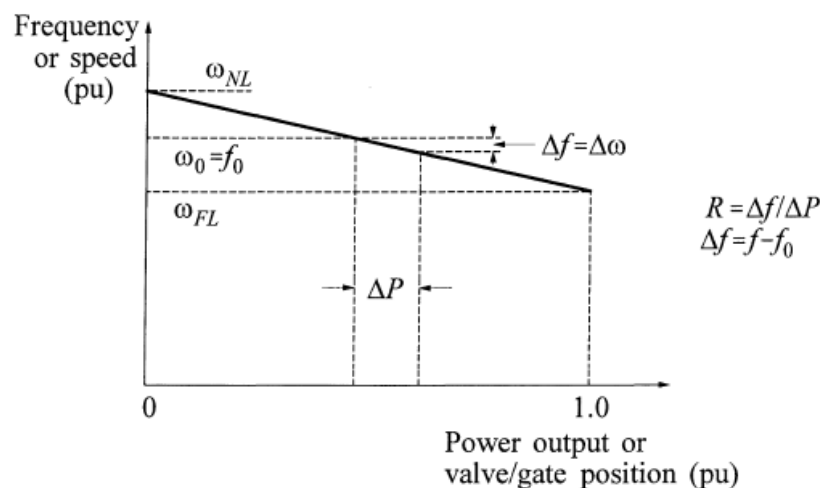
w_{FL} = Velocidad de estado estable con carga total

w_0 = Velocidad nominal

Según (Kundur, Power System Stability and Control, 1994), página 590, se puede definir el estatismo R como la relación entre la desviación de frecuencia y el cambio en la posición de la válvula/compuerta (apertura de álabes) o la potencia de salida. La curva de estatismo R se puede analizar gráficamente en la Figura 10:

Figura 10.

Características ideales de estado estacionario de un gobernador con caída de velocidad.



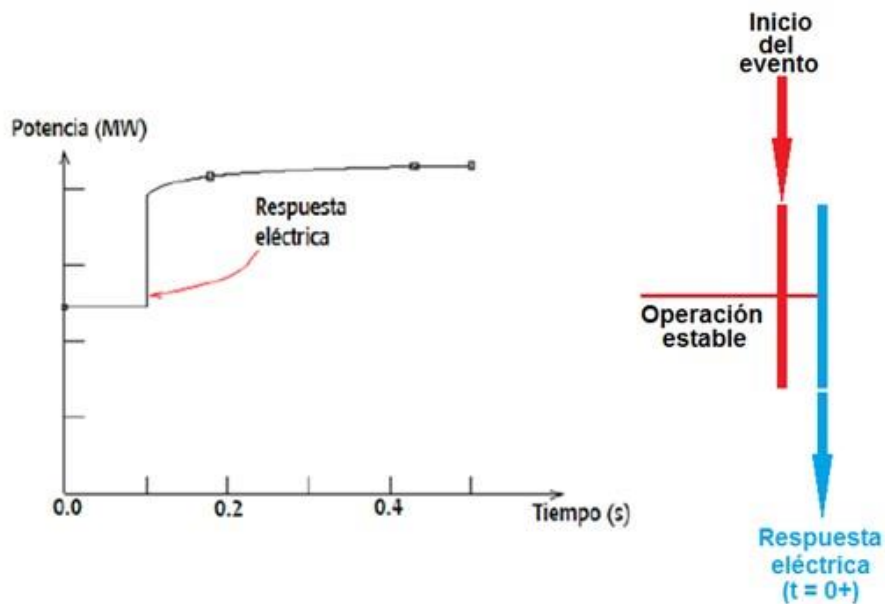
Fuente: (Kundur, Power System Stability and Control, 1994).

2.9 Respuesta eléctrica de un SEP

En esta respuesta no actúa ningún control debido a que el tiempo en que ocurre es muy corto. En esta etapa, se establecen los equilibrios de potencia por parte de la contribución de potencia de los generadores, la cual depende de las características eléctricas de estos y la distancia de la falla, como con los cambios en los flujos de potencia de las líneas, según (Sancho, 2019). El tiempo donde actúa esta respuesta va desde el inicio del evento como se muestra en la siguiente Figura 11 y línea de sucesión de respuestas.

Figura 11.

Gráfica de respuesta eléctrica en el dominio del tiempo ante un evento en el sistema.



Fuente: (Sancho, 2019).

2.10 Respuesta inercial: generador síncrono

El siguiente desarrollo abarca el caso de un conjunto de generadores síncronos en el sistema, por ello, se hace necesario aclarar, que de tratarse de un grupo de generadores que pueda funcionar como condensadores síncronos, el análisis es el mismo.

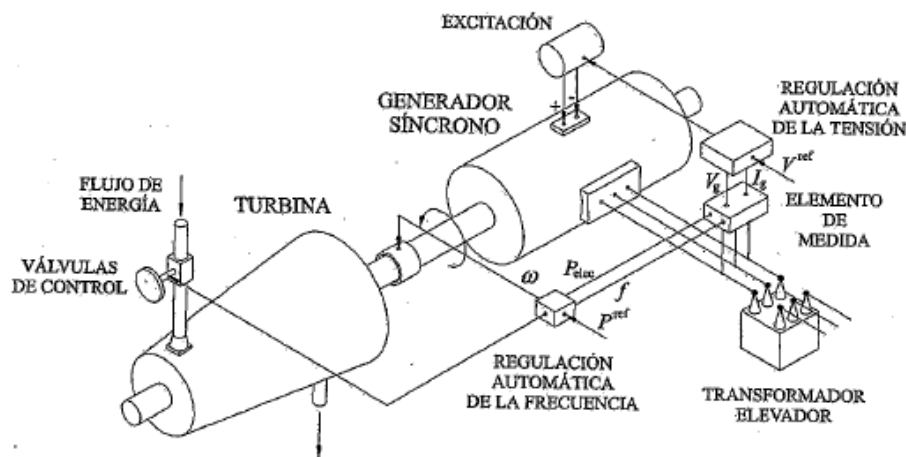
Como se ha mencionado en apartados anteriores, este documento no hace énfasis en las nuevas tecnologías que compensan inercialmente desbalances de potencia por medio de inercia sintética de generadores eólicos, inversores Grid Forming, Respuesta Rápida de Frecuencia, entre otros.

Dicho esto, en un generador síncrono, la potencia activa P que se genera es igual a la potencia electromagnética que se transmite del rotor al estator. En régimen permanente o estado estable, la potencia eléctrica es igual a la potencia mecánica y se considera, de forma ideal, que no existen pérdidas mecánicas ni eléctricas. Como se detalla en el desarrollo posterior, tanto la

potencia eléctrica $P_{eléc}$ como la potencia mecánica P_{mec} se relacionan por medio de la velocidad angular ω , que a su vez es proporcional a la frecuencia eléctrica f , y los pares eléctricos y mecánicos (T_e y T_m) correspondientes. Como resultado de una corriente I_e que circula por el inductor y la velocidad de giro de la unidad generadoras, se induce una fuerza electromotriz E_0 que equivale a la tensión en los bornes de esta, al vacío o sin carga según (Gómez Expósito, 2002), en las páginas de la 220 a la 222.

Figura 12.

Estructura física del control del generador síncrono.



Fuente: (Gómez Expósito, 2002), página 221.

La respuesta inercial ocurre en un intervalo de $t=0.5s$ a $t=2s$ ante un desbalance Carga Generación. La variación de la frecuencia del sistema depende de la inercia de los generadores (una medida de la resistencia del rotor a la aceleración) y distancia eléctrica con respecto al punto de la falla. El desbalance de potencia se compensa por energía cinética del generador y la potencia mecánica del mismo no varía. La definición de inercia deriva de la segunda ley de Newton, donde se indica que el cambio de movimiento es proporcional a la fuerza del motivo impreso y tiene lugar a lo largo de la línea recta por la que se imprime esa fuerza, (Newton, 1686), .

$$F = m * a = m * \frac{dv}{dt}$$

Ecuación 5, segunda ley de Newton. Fuente: (*Newton, 1686*), página 12.

Donde:

F = Fuerza resultante [N]

m = masa [kg]

a = aceleración [m/s²]

Se puede analizar la Ecuación 5, segunda ley de Newton. Fuente: desde una perspectiva eléctrica, por medio de una analogía refiriéndose a una masa mecánica cilíndrica que gira a una velocidad angular media ω [rad/s], la cual se puede expresar por medio de:

$$T_{mec}(t) - T_{el\acute{e}ct}(t) = J * \frac{d\omega}{dt}$$

Ecuación 6, representación del par resultante para determinación del momento de inercia.

Fuente: (*Kundur, Power System Stability and Control, 1994*), página 128.

Donde:

$T_{mec}(t)$ = Torque mecánico [N*m].

$T_{el\acute{e}ct}(t)$ Torque electromagnético [N*m].

J = momento de inercia de un conjunto generador/turbina [kg*m²].

T = tiempo [s].

En un generador, $T_{mec}(t) - T_{el\acute{e}ct}(t)$, representa el equilibrio entre el par mecánico ejercido por un primotor sobre la masa giratoria y el par eléctrico que depende directamente de la potencia de intercambio en el sistema. Si $T_{mec}(t) - T_{el\acute{e}ct}(t)$ presentan una igualdad, no se ejerce desviación en la velocidad angular, por el contrario, si difiere de cero, se presentará una aceleración o desaceleración en el generador sincrónico, según (*Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020*), página 6.

De la Ecuación 6, se puede despejar el momento de inercia J ($\text{kg}\cdot\text{m}^2$), lo cual se reduce a que J es proporcional al desequilibrio entre el $T_{\text{mec}}(t)$ y el $T_{\text{eléct}}(t)$ e inversamente proporcional al gradiente de velocidad $d\omega/dt$, como se observa en la siguiente expresión:

$$J = \frac{T_{\text{mec}} - T_{\text{eléct}}}{\frac{d\omega}{dt}}$$

Ecuación 7, momento de inercia [$\text{kg}\cdot\text{m}^2$]. Fuente (*RoCoF, 2020*).

De igual forma, el momento de inercia se puede derivar desde la perspectiva de la energía cinética de masas en rotación, como se expresa:

$$E_{\text{kin}} = \frac{1}{2} * J * \omega^2$$

Ecuación 8, energía cinética rotacional [Julio]. Fuente: (*RoCoF, 2020*).

Donde:

E_{kin} = Energía cinética [J].

J = momento de inercia de un conjunto generador/turbina [$\text{kg}\cdot\text{m}^2$].

ω = velocidad angular [rad/s].

La E_{kin} varía si se presenta una variación en la potencia del sistema o se presentase un desequilibrio. Por ende, se puede igualar el desequilibrio de la potencia mecánica y la potencia activa del sistema, con la desviación en la velocidad respecto al tiempo,

$$P_{\text{mec}}(t) - P_{\text{eléct}}(t) = \frac{dE_{\text{kin}}}{dt}$$

Ecuación 9, relación del desequilibrio de la P_{mec} y $P_{\text{eléct}}$ respecto a la velocidad angular w .

Fuente: (*RoCoF, 2020*).

$$P_{mec}(t) - P_{eléct}(t) = J * \omega * \frac{d\omega}{dt}$$

Ecuación 10, relación del desequilibrio de la P_{mec} y $P_{eléct}$ respecto a la velocidad angular w .

Fuente: (RoCoF, 2020).

Según el desarrollo anterior, se puede definir una constante de inercia H (s), como la energía cinética (E_{kin}) en watts-segundos a velocidad nominal dividida entre los VA_{base} , tal como se muestra en la Ecuación 11 y de acuerdo con (Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020) página 6.

$$H = \frac{E_{kin}}{S_{base}} = \frac{J * \omega_0^2}{2 * S_{base}}$$

Ecuación 11, relación de la energía cinética con la potencia base del sistema. Fuente: (*Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020*), página 6.

Donde:

H = constante de inercia [s]

J = Momento de inercia de un conjunto generador/turbina [$kg \cdot m^2$].

ω_0 = Velocidad angular [$rad_{mecánicas}/s$].

S_{base} = Voltamperios base [VA].

En este caso, la inercia se convierte en una constante de tiempo H (s), para poder realizar un análisis del sistema de potencia adecuadamente, por lo cual se define H , como la energía cinética de las masas giratorias del sistema y la potencia nominal S (MVA) de las unidades de generación sincrónicas. Para gestionar las cantidades, se muestra la relación en p.u para la Ecuación 11.

$$P_{mec}(t) - P_{eléct}(t) = 2 * H * \frac{d\omega}{dt}$$

Ecuación 12, constante de inercia en valores por unidad (pu). Fuente: (*Kundur, 1994*).

Cuando un generador síncrono se encuentra fuera de línea, en reposo, requiere de un tiempo de arranque mecánico que acelere el rotor hasta la velocidad nominal. Para ello se puede utilizar la

$$T_M = 2 * H [s]$$

Ecuación 13, tiempo de arranque mecánico (s). Fuente: (*Kundur, 1994*).

Donde:

T_M = tiempo de arranque mecánico [s].

H = constante de inercia [s].

Cuando se tiene una cantidad N de máquinas rotativas en un sistema de potencia eléctrica, siguiendo el análisis descrito con anterioridad para su equivalente de generador síncrono unitario, la H_{sync} se puede definir como el producto de la $\sum_i^N H_i$ por $S_{G,i}$ entre $\sum_i^N G_{G,i}$:

$$H_{sync} = \frac{\sum_i^N H_i * S_{G,i}}{\sum_i^N S_{G,i}}$$

Ecuación 14, constante de inercia (s) para N cantidad de generadores síncronos. Fuente: (*RoCoF, 2020*).

Los elementos rotatorios de un generador almacenan energía inercial y se puede definir la inercia de un generador como la resistencia que el mismo ejerce a cambios en su velocidad de rotación. La energía inercial depende de la masa, el diámetro y la velocidad de rotación del generador. Por este motivo, turbinas/generadores de gran tamaño poseen una alta inercia, lo que ayuda a mantener la frecuencia del sistema en un valor constante. Por ejemplo, en el SER, con México interconectado la frecuencia se mantiene constante, inclusive con variaciones pequeñas en la carga de los países y esto se debe a la alta inercia que aporta el sistema eléctrico mexicano.

Para este intervalo de tiempo (repuesta inercial), han actuado las protecciones eléctricas, los reguladores de tensión de los generadores (AVR), además de que las cargas varían en función de los cambios de tensión de la red eléctrica.

En las condiciones operativas de esta repuesta el sistema no se encuentra en un estado estable aún, existen posibilidades de elementos del sistema en estado de sobrecarga, la reserva de potencia reactiva puede quedar fuera del ámbito de la regulación, puede haber violaciones de tensión y en esta etapa de respuesta el sistema eléctrico no soporta otra contingencia o desbalance Carga-Generación, al menos el SEN.

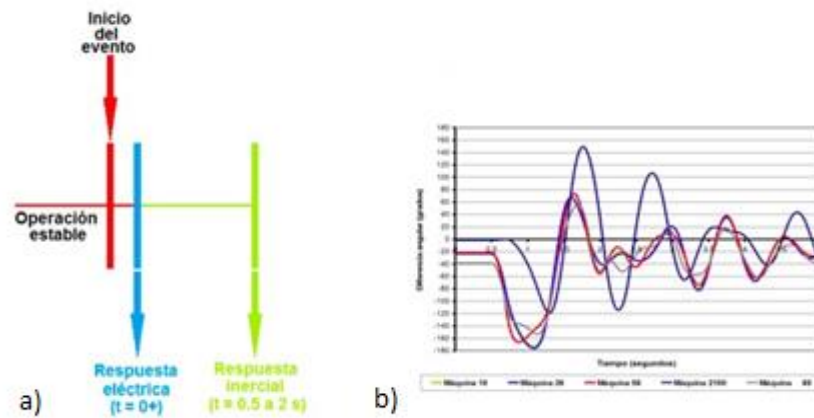
Los controles automáticos (conexión de bancos de condensadores, cambiadores de derivaciones de transformadores, disparos de carga, etc.), limitadores de máxima excitación, gobernadores de máquinas, control AGC y los controles manuales o ajustes por operadores no han actuado (Sancho, 2019).

Como se observa en la siguiente Figura 13 (a), la línea de tiempo de respuesta de un SEP, se le ha sumado la repuesta inercial. En Figura 13 (b) se logra apreciar la diferencia angular (grados) respecto al tiempo (segundos) para diferentes unidades de generación, con su respectiva constante de inercia.

Figura 13.

a) Línea temporal hasta la respuesta inercial, b) Gráfica de la diferencia angular (grados)

para diferentes máquinas según la inercia propia de los generadores mostrados, ante un evento respecto al tiempo (s).



Fuente: (Sancho, 2019).

2.11 Tasa de cambio de frecuencia (RoCoF)

La tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) es la derivada temporal de la frecuencia del sistema eléctrico (df/dt): es una cantidad importante que califica la robustez de una red eléctrica, según (Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020), página 8.

El valor inicial del df/dt es el RoCoF instantáneo justo después de un desequilibrio de potencia en el sistema de energía eléctrica (es decir, la desconexión de un generador/el disparo de la carga), antes de la acción de cualquier control. El RoCoF se calcula como sigue:

$$|RoCoF|_{t=0^+} = \frac{\Delta P_{\text{imbalance}}}{P_{\text{LOAD}}} * \frac{f_0}{2H}$$

Ecuación 15, tasa de cambio de frecuencia. Fuente: (Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020), página 8.

Donde 0^+ es el momento justo después de la desconexión de la carga/generación.

Dado que el RoCoF es una magnitud derivada del tiempo, es importante definir la manera de calcularlo tanto en estudios de simulación fuera de línea, como a partir de medidas reales

del sistema eléctrico. Un enfoque erróneo en calcular el RoCoF puede dar lugar a evaluaciones erróneas; en la Figura 14 se tiene un ejemplo del efecto de la selección de filtros en la evaluación del RoCoF: para el "evaluador 1" el RoCoF en color marrón alcanza picos en torno a ± 2 Hz/s; para el "evaluador 2" las mismas grabaciones muestran un RoCoF que no supera los $\pm 0,2$ Hz/s, según indica (Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020), en su página 8.

Figura 14.

Gráfica para un RoCoF filtrado y sin filtrar.



Fuente: (Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020), página 9.

2.12 Respuesta de regulación primaria: generador síncrono

El generador síncrono es un elemento de los SEP que puede variar la producción de potencia activa P y reactiva Q de forma continua y controlada. Esto se lleva a cabo mediante el control de la admisión del caudal que alimenta a la turbina por medio de una válvula sea esta

de vapor, gas o agua y la modificación de la intensidad de excitación que varía la fuerza electromotriz interna de la máquina, según (Gómez Expósito, 2002).

La respuesta primaria ocurre dentro de los primeros segundos posteriores a una perturbación en la red donde se produzca un desbalance entre la carga y la generación. Esta respuesta permite estabilizar parcialmente la frecuencia en un nuevo punto de operación. La respuesta de frecuencia es brindada por la acción de los reguladores de velocidad (gobernadores, controladores automáticos de regulación de velocidad) y la carga, donde se establece un esquema de disparo por baja frecuencia, producto de la operación automática de relés de baja frecuencia, lo cuales, se ajustan para que actúen cuando la frecuencia eléctrica llega a un valor predeterminado. Estos relés interrumpen una carga predefinida en fracciones de segundos esto contribuye a estabilizar la frecuencia después de una perturbación, según (Sancho, 2019).

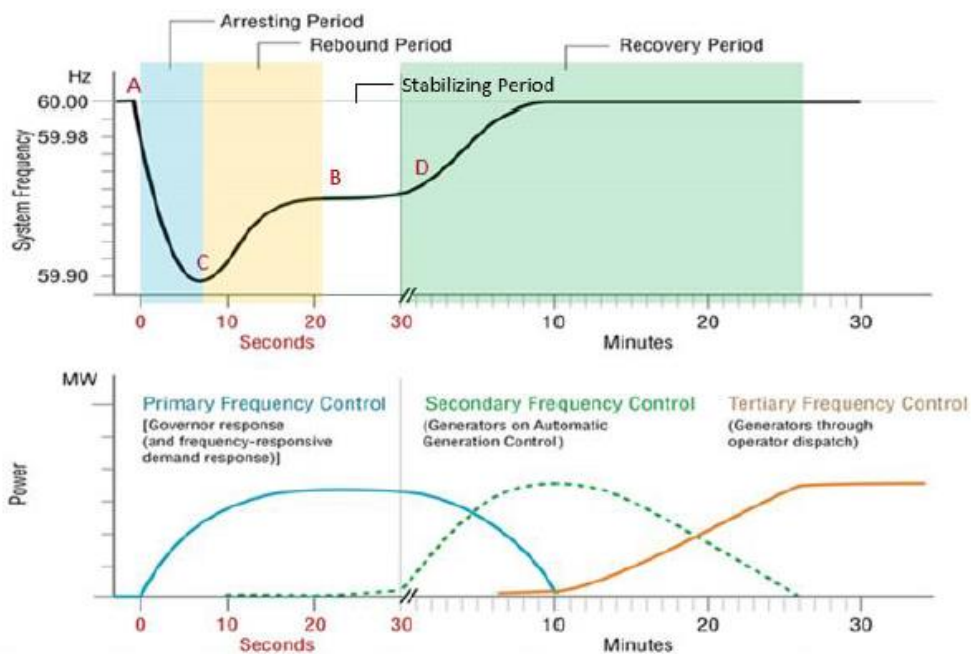
En la Figura 15 se muestra una respuesta típica de la regulación primaria de frecuencia luego de que se ha presentado un evento donde la frecuencia cae por debajo de su valor nominal. La respuesta de regulación primaria ocurre durante los primeros 30s de haberse provocado la perturbación y subdividiéndose en los periodos de detención, periodo de rebote y periodo de parcial estabilidad de la frecuencia.

El punto A representa el valor de frecuencia antes del evento, el cual generalmente está cercano a 60 Hz. El punto C es el punto de máxima excursión de la frecuencia y que alcanza un límite producto de la acción combinada de los gobernadores y la porción de carga, la cual es sensible a la frecuencia como los motores. El punto B es el valor de estabilización de la frecuencia una vez que la respuesta de regulación primaria de los gobernadores actuó. Se puede ver que la regulación primaria no restablece la frecuencia a su valor nominal, lo cual se debe al error de estado estable que provoca el lazo de control de los gobernadores. Esta acción la ejecutará el AGC por medio de la regulación secundaria de potencia-frecuencia.

El punto D representa el inicio de la acción de control del AGC sobre las unidades generadoras con reserva para recuperar la frecuencia a su valor nominal.

Figura 15.

Respuesta típica de recuperación de frecuencia que involucra la regulación primaria y secundaria.



Fuente: (NERC, 2015).

Para este rango de tiempo, en el SEP han actuado solamente los siguientes equipos:

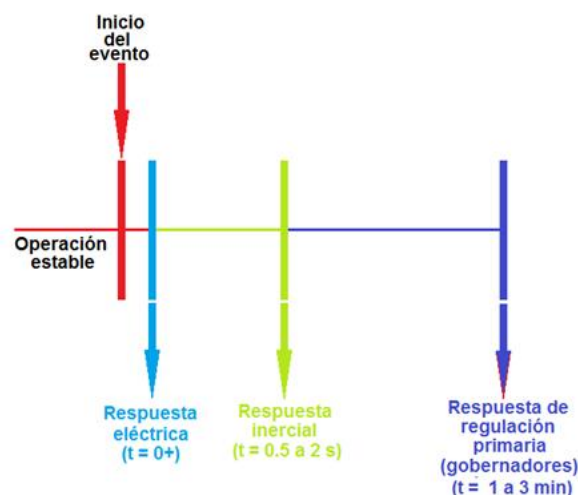
- Protecciones eléctricas.
- Reguladores automáticos de velocidad (AVR).
- Limitadores de máxima excitación.
- Gobernadores.
- Controles automáticos como la conexión de bancos de condensadores, cambios de derivación de transformadores, disparos de carga, entre otros, según (Sancho, 2019).

Con respecto a las condiciones operativas del estado del sistema, este se encuentra estable, pero con una desviación permanente en la frecuencia eléctrica producto de un desbalance carga-generación, (en caso de presentarse). En este nuevo punto de operación no ha actuado el control automático de generación (AGC por siglas en inglés) ni los controles manuales o ajuste del operador del centro de control de energía.

La regulación primaria es realizada por los reguladores de velocidad de los gobernadores. La efectividad de dicha regulación depende de la suma de la capacidad libre de los generadores que se encuentran en línea y con un regulador de velocidad operativo y ajustado, llamada reserva rodante, que según en RMER debe ser mayor a un 5% de la demanda. Debido a que la repuesta primaria depende de los reguladores de velocidad, se requiere de un periódico mantenimiento y ajuste, para con ello, asegurar una respuesta exitosa y evitar oscilaciones inadecuadas en las máquinas.

Figura 16.

Línea temporal hasta respuesta de regulación primaria.



Fuente: (Sancho, 2019).

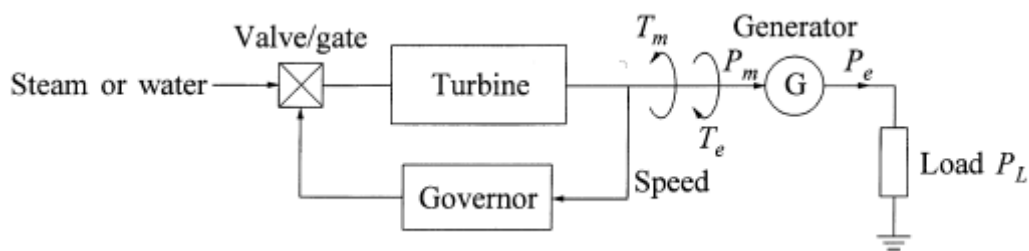
2.13 Fundamentos del control de velocidad

En un generador hidráulico, el regulador de velocidad es un dispositivo de control electrónico que envía una señal de control a un servomotor, el cual a su vez se encarga de abrir o cerrar los álabes de la turbina.

En la Figura 17 se muestra el concepto básico del control de velocidad para una unidad generadora eléctrica aislada, con una carga local según, (Kundur, 1994), página 582.

Figura 17.

Diagrama de bloques de un control de velocidad básico para una unidad generadora de electricidad aislada.



Fuente: (Kundur, 1994), página 582.

Donde:

T_m = Torque o par mecánico.

P_m = Potencia mecánica.

T_e = Torque o par eléctrico.

P_e = Potencia eléctrica.

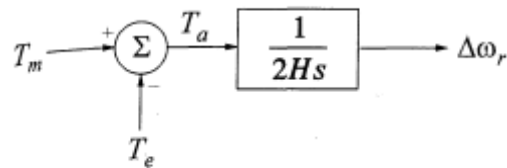
P_L = Potencia de la carga.

Ante una variación en P_L , en él T_e refleja instantáneamente una variación. Como lo demuestra la ecuación de oscilación (ver Ecuación 6), si ocurre un desequilibrio entre el T_m y el T_e , se presenta una variación en la velocidad angular del rotor del generador.

Así bien, con base en (Kundur, Power System Stability and Control, 1994), se muestra la relación que existe entre la velocidad del rotor del generador en función de T_m y T_e , según la función de transferencia mostrada en la Figura 18.

Figura 18.

Función de transferencia de la relación de torque o par resultante y velocidad.



Fuente: (Kundur, 1994).

Donde:

s = Operador de Laplace.

T_m = Torque o par mecánico [pu].

T_e = Torque o par eléctrico [pu].

T_a = Torque o par de aceleración [pu].

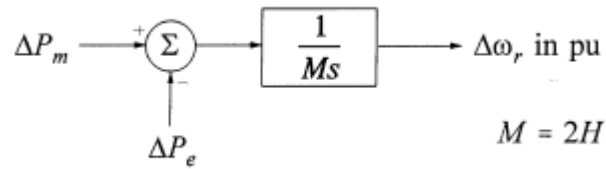
H = Constante de inercia [MW-Sec/MVA].

$\Delta\omega_r$ = desviación de la velocidad del rotor [pu].

Esta misma función de transferencia se puede expresar en términos de ΔP_m y ΔP_e como se presenta a continuación:

Figura 19.

Función de transferencia de la relación de potencia y velocidad.



Fuente: (Kundur, 1994).

Esta expresión se logra por medio de la relación entre potencia y torque, la cual se consignó en la Ecuación 16 , y, además, considera, valores iniciales (0) y de estado estable en el sistema de estudio.

$$P = \omega_r T$$

Ecuación 16, relación de P y T. Fuente: (Kundur, 1994).

Donde:

P = Potencia.

ω_r = Velocidad angular del rotor.

$$P = P_0 + \Delta P$$

$$T = T_0 + \Delta T$$

$$\omega_r = \omega_0 + \Delta\omega_r$$

Ecuación 17, equivalencias para potencia, torque y velocidad angular del rotor desde el estado inicial hasta una pequeña perturbación. Fuente: (Kundur, 1994).

Sustituyendo la Ecuación 17 en la Ecuación 12, se obtiene:

$$P_0 + \Delta P = (\omega_0 + \Delta\omega_r)(T_0 + \Delta T)$$

$$\Delta P = (\omega_0 \Delta T + T_0 \Delta \omega_r)$$

Ecuación 18, relación de potencia torque. Fuente: (*Kundur, 1994*).

Por lo tanto, se puede decir que el diferencial entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica es igual al producto de la velocidad angular inicial ω_0 por el diferencial del torque mecánico y el torque eléctrico, más el producto del resultante de la velocidad angular del rotor por el diferencial del par en estado inicial. Como en un estado inicial, o estado estable, el par mecánico y el par eléctrico son iguales, de modo que ambos se cancelan, dejando como resultado la igualdad entre el diferencial de potencias y torques a una velocidad angular ω_0 de 1 pu, tal como se aprecia en la Ecuación 19.

$$\begin{aligned} \Delta P_m - \Delta P_e &= \omega_0 (\Delta T_m - \Delta T_e) + (\Delta T_{m0} - \Delta T_{e0}) \Delta \omega_r \\ \Delta P_m - \Delta P_e &= \Delta T_m - \Delta T_e \end{aligned}$$

Ecuación 19, relación de potencia eléctrica y torque. Fuente: (*Kundur, Power System Stability and Control, 1994*)

2.14 Respuesta de la carga ante desviación de la frecuencia

En los sistemas eléctricos de potencia existen diferentes tipos de cargas. Estas cargas se pueden subdividir en: resistivas, capacitivas e inductivas. Las cargas resistivas se caracterizan por no poseer un ángulo de desviación entre el voltaje y la corriente, además mantienen un factor de potencia de 1.

En el caso de una carga capacitiva la corriente se adelanta a la componente de tensión, lo que resulta en un factor de potencia (FP) mayor a 1, caso contrario cuando se posee una carga inductiva. Para este escenario, la corriente se atrasa respecto a la componente de tensión a causa de la potencia reactiva necesaria por la carga.

En el país, la industria presenta una mayor carga inductiva producto de la gran cantidad de motores eléctricos presentes en los procesos.

Algunos dispositivos son sensibles a cambios en la frecuencia eléctrica y otros no. Para cargas resistivas la potencia eléctrica es independiente de la frecuencia. Por el contrario, en las cargas inductivas como motores, ventiladores y bombas eléctricas la potencia eléctrica varía con la frecuencia producto de la variación en la velocidad del motor.

En América la frecuencia fundamental se estipuló con un valor de 60 [HZ] y, por ende, tanto las redes eléctricas como sus cargas están diseñadas para dicha constante. Si se toma el caso de las cargas inductivas, mayormente motores eléctricos, las variaciones en la frecuencia afectan directamente su funcionamiento. El flujo nominal de corriente entre el rotor y el estator depende de la tensión y la frecuencia a la que es alimentado.

Ahora bien, si se observa dicha dependencia, inclusive en condiciones donde se mantenga un voltaje constante pero la frecuencia varíe, en caso de que la frecuencia disminuya, el flujo aumenta, lo que provoca saturación en el bobinado del motor, incrementando en las pérdidas al disminuir las reactancias y como consecuencia un eventual aumento en las corrientes del rotor y estator. Según (EPRI, 2009) existen dos tipos de cargas:

- Cargas no rodantes: son las cargas donde el consumo de potencia es más dependiente del voltaje.
- Cargas rodantes: son las cargas donde la frecuencia afecta en mayor proporción a la potencia, a pesar de que el voltaje también lo hace. Por ejemplo, si la frecuencia eléctrica disminuye un 1%, la carga de los motores disminuye un 3%, según (Sánchez Salazar y otros, 2015).

La siguiente ecuación muestra la relación en la dependencia de la frecuencia respecto a una carga compuesta dependiente de la frecuencia y no dependiente de la misma:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega_r$$

Ecuación 20, dependencia de la frecuencia para una carga compuesta. Fuente: (Kundur, 1994).

Donde:

ΔP_L = Cambio en la potencia de la carga no sensible a la frecuencia.

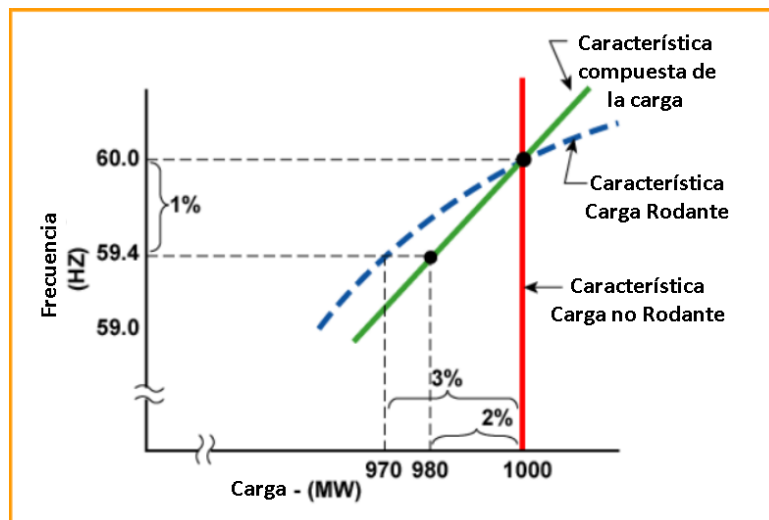
$D\Delta\omega_r$ = Cambio en la potencia de la carga sensible a la frecuencia.

D = constante de amortiguamiento de la carga.

Esta constante de amortiguamiento de la carga D, establece la relación entre el porcentaje del cambio en la carga por cada porcentaje de cambio en la frecuencia. Según (Kundur, 1994), los valores típicos de D son entre 1 y 2 por ciento. Como se muestra en la Figura 20, un valor de D=2 significa que para cambio de un 1% en el valor de la frecuencia, esta causa un cambio del 2% en la carga, (Kundur, 1994).

Figura 20.

Relación entre la magnitud de la carga y la frecuencia.

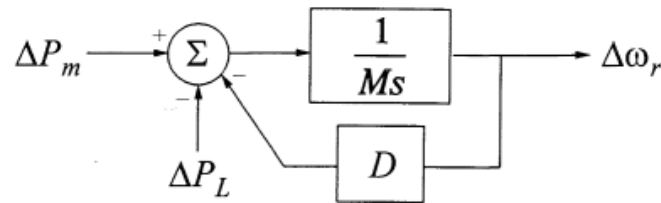


Fuente: (EPRI, 2009).

El diagrama de bloques de la Figura 21 muestra la respuesta conjunta de carga y generadores. La constante M es igual a M=2H.

Figura 21.

Diagrama de bloques representando la respuesta conjunta de carga y generadores ante variaciones en la frecuencia.



Fuente: (Kundur, 1994).

Como se logra apreciar el diagrama de bloques de la Figura 21, en ausencia de un controlador de velocidad, la respuesta de un sistema ante una variación de la carga depende de la constante de inercia y la constante de amortiguamiento. Para (Kundur, 1994), la desviación de la velocidad en régimen permanente es tal, que el cambio de carga se compensa exactamente con la variación de la carga debido a la sensibilidad ante la frecuencia.

2.15 Características de regulación compuesta de los sistemas de potencia

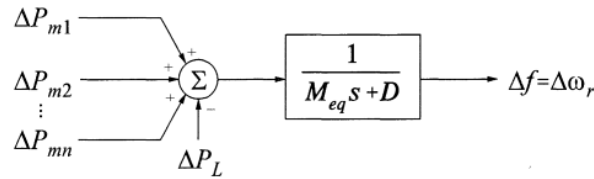
El desempeño colectivo de los generadores de un sistema eléctrico es un tema de importancia en la operación de sistemas eléctricos de potencia. En cuanto al nivel de control potencia-frecuencia, se puede asumir que existe una respuesta coherente y conjunta de todos los generadores del sistema ante variaciones en la frecuencia, por ende, se puede modelar un solo generador equivalente que simule la respuesta de un grupo de unidades generadoras. En el siguiente desarrollo las oscilaciones que pueden ocurrir entre generadores y el rendimiento del sistema de transmisión no se consideran para efectos de esta investigación.

Según (Kundur, 1994), se puede obtener una constante de inercia equivalente M_{eq} que corresponde a la suma de las constantes de inercia de todas las unidades generadoras. Como se observa en la Figura 22, este generador equivalente es alimentado por la salida de potencias

mecánicas de las turbinas individuales. Así bien, en el apartado 2.14, se explicó que la carga juega un papel importante en la respuesta del sistema ante variaciones en la frecuencia y este efecto de las cargas es agrupado en una única constante de amortiguamiento D .

Figura 22.

Sistema equivalente para análisis del control potencia-frecuencia.



Fuente: (Kundur, 1994), página 595.

En un sistema de potencia, el efecto combinado de los estatismos de los gobernadores (ver 2.15) y la respuesta de frecuencia de las cargas (ver 2.14) del sistema, generan la característica compuesta de potencia-frecuencia de la red. En un sistema con n generadores y una constante de amortiguamiento de la carga total D , la desviación de frecuencia en estado estacionario está dada por la Ecuación 21:

$$\Delta f_{ss} = \frac{-\Delta P_L}{(1/R_1 + 1/R_2 + \dots + 1/R_n) + D}$$

$$\Delta f_{ss} = \frac{-\Delta P_L}{(1/R_{eq}) + D}$$

Ecuación 21, desviación de la frecuencia en estado estacionario. Fuente: (Kundur, 1994).

Donde:

Δf_{ss} = Desviación de la frecuencia en estado estacionario [Hz].

ΔP_L = Desviación o cambio de la potencia de la carga [MW].

$1/R_{eq}$ = Estatismo equivalente del conjunto de generadores [%].

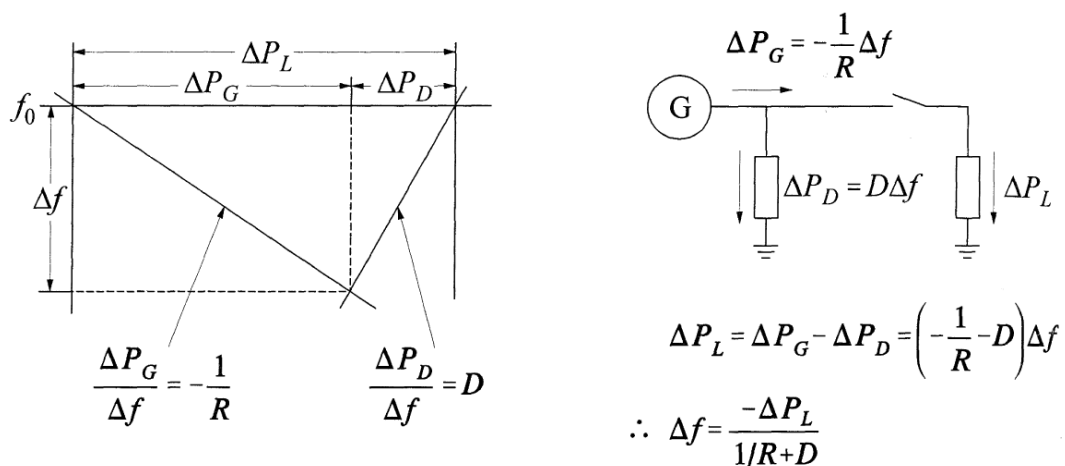
D = Constante de amortiguamiento total de la carga [%]. (Kundur, Power System Stability and Control, 1994), página 595.

La rigidez del sistema normalmente se expresa en MW/dHz, representada por el símbolo β , comúnmente llamado “BIAS” del sistema. Según la Ecuación 21, ante un incremento en la carga del sistema ΔP_L se presenta un incremento en la generación neta ΔP_G , producto de la acción de los gobernadores y la reducción de la carga del sistema ΔP_D producto de su característica sensibilidad a la frecuencia eléctrica.

En la Figura 23 se presenta el efecto de los estatismos de los generadores y la sensibilidad a la frecuencia de la carga ante variaciones en la frecuencia de todo el sistema, (Kundur, 1994).

Figura 23.

Respuesta de frecuencia compuesta de la acción de gobernadores y sensibilidad de la carga a las desviaciones de frecuencia



Fuente: (Kundur, 1994), página 596.

2.16 Respuesta de regulación secundaria

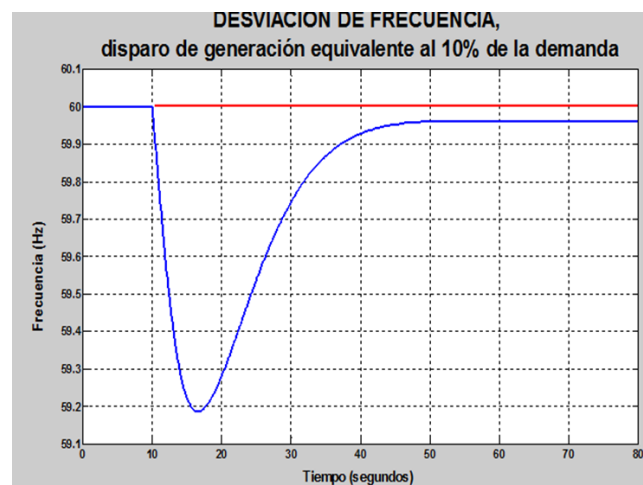
Como se mencionó en el apartado 2.5, la diferencia algebraica entre la generación del área y la carga del área, más las pérdidas, corresponde al intercambio neto de potencia. Este intercambio neto permite el monitoreo en cada área, para que con ello se cumpla la responsabilidad de absorber de manera primaria sus propios cambios de carga, por medio de una programación entre aéreas vecinas para tales flujos en las líneas de interconexión.

La variación en la frecuencia ocurre de manera aleatoria durante el día, conforme la demanda varía respecto a la carga del sistema. El desbalance carga-generación durante el ciclo diario de carga, causa que la energía cinética de rotación se tome de las unidades generadoras en operación, por ende, la frecuencia del sistema interconectado varía, (Gómez Expósito, 2002).

Ante una perturbación en el sistema eléctrico, la respuesta primaria por medio de sus controladores primarios se encarga de modificar la generación para con ello, establecer un nuevo punto de estabilidad. En este nuevo punto, la frecuencia difiere de su valor nominal, presentando un error de estado estable producto del lazo de control de los gobernadores.

Figura 24.

Representación gráfica del error de estado estable presente en una pérdida de generación equivalente al 10% de la demanda.



Fuente: (Sancho, 2019).

Como se observa en la Figura 24, la recuperación de la frecuencia no llega a su valor nominal, manteniéndose un error de estado estable que obedece a la Ecuación 22, producto del lazo de control (ver Figura 25).

$$\Delta f = -R\Delta P$$

Ecuación 22, error de velocidad. Fuente: (Sancho, 2019).

Donde:

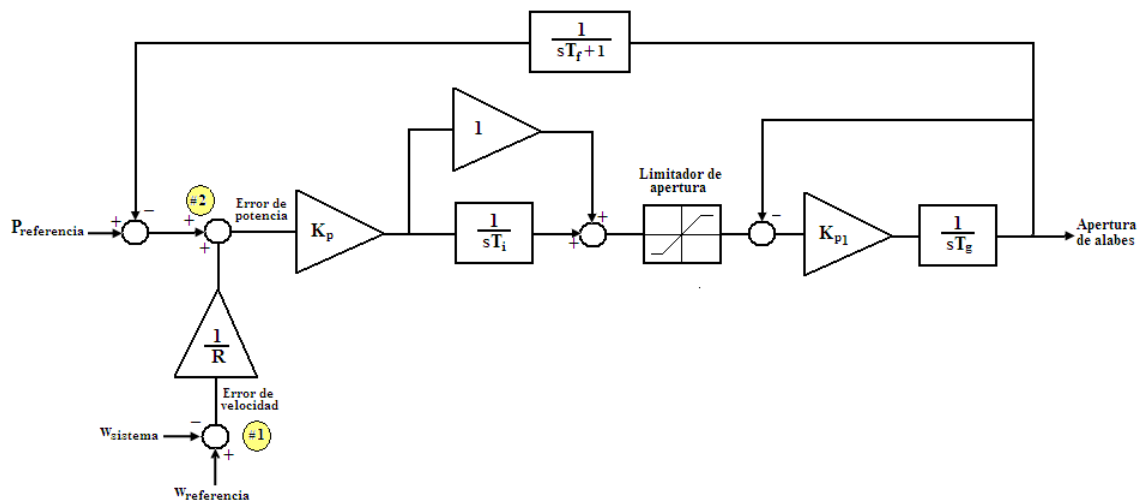
Δf = diferencia de frecuencia [Hz].

R = estatismo [%] (ver sección 2.8).

P = potencia [MW].

Figura 25

.Diagrama de bloques básico del control proporcional e integral de un gobernador para una unidad generadora donde se ve presente tanto el error de potencia, como el error de velocidad, para un comenzado de apertura de álabes de turbina hidroeléctrica.



Fuente: (Sancho, 2019).

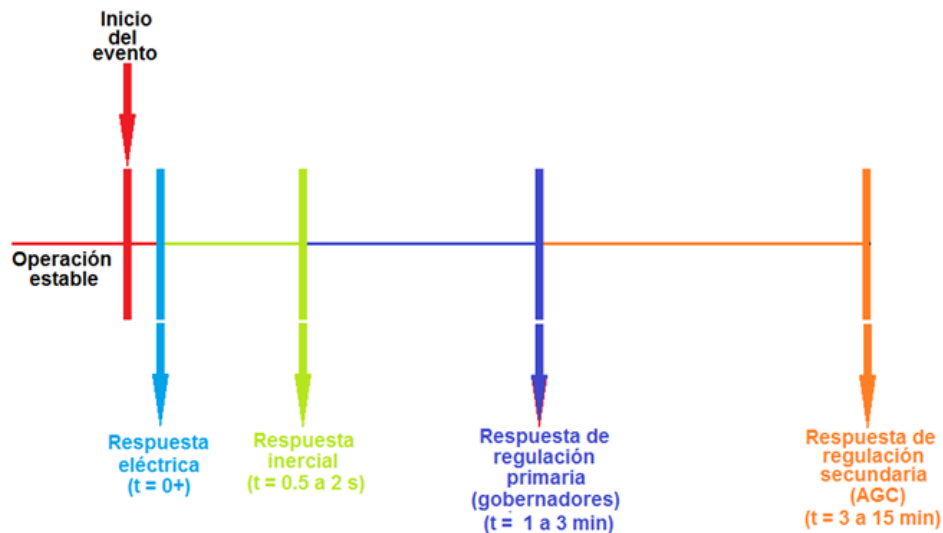
Actualmente existen varios tipos de gobernadores, entre ellos están: los acelerométricos, los Proporcionales Integrales y Derivativos (PID por sus siglas en inglés) y los dobles PID, entre otros. Para restablecer la frecuencia a valores nominales es necesario un control suplementario que ajuste en la consigna de los generadores en operación según el punto de referencia de la carga. Esto se logra por medio de un control automático de generación (AGC por sus siglas en inglés) el cual regula la frecuencia a un valor nominal específico, además se mantienen los intercambios de potencia programados entre las áreas de control, ajustando la salida de potencia de los generadores involucrados.

La respuesta secundaria consta de un tiempo de respuesta que ronda los 3 a 15 minutos, durante este rango de tiempo han actuado los siguientes elementos en la red:

- Protecciones eléctricas.
- Reguladores automáticos de velocidad (AVR).
- Limitadores de máxima excitación.
- Gobernadores.
- Controles automáticos (conexión de bancos de condensadores, cambios de derivación de transformadores, disparos de carga, entre otros).
- Control de Generación automático, o por sus siglas en inglés, AGC. (Sancho, 2019).

Figura 26.

Línea temporal hasta respuesta de regulación secundaria.



Fuente: (Sancho, 2019).

2.16.1 Reservas de regulación

Para ajustar los balances de carga-generación es necesario que las plantas de generación que intervienen en la regulación de frecuencia cuenten con reservas de regulación que les

permitan subir o bajar potencia eléctrica de acuerdo con la variación en la carga, desbalances por contingencias del SEN o SER, además de las variaciones propias del programa de intercambios establecido.

Las reservas de regulación para bajar y subir generación requieren de un mínimo de 30MW, según el último estudio realizado en el área centroamericana. En un estado estable, la variación dinámica de la carga, el incremento de la demanda horaria y el programa de intercambios requiere que las unidades de generación que intervienen en la regulación de frecuencia consten de márgenes que le permitan al AGC y al operador del sistema; además, mantener los parámetros de frecuencia en valores nominales, minimizando y corriendo los errores de control de área. El AGC, toma de las unidades que se encuentran en modo automático (software WS500 del SCADA/EMS) y varía la consigna de potencia de forma automática y dinámica de acuerdo con la necesidad del SEN. El software calcula dichas reservas de acuerdo con las unidades de generación que se encuentren en línea e intervengan en la regulación de frecuencia del SEN según el control auto selectivo estipulado en el AGC.

Las reservas de regulación para subir y bajar van a depender de la potencia mínima y máxima que entrega cada unidad de generación y estas a su vez dependen de las turbinas que se posea en la planta para cada generador.

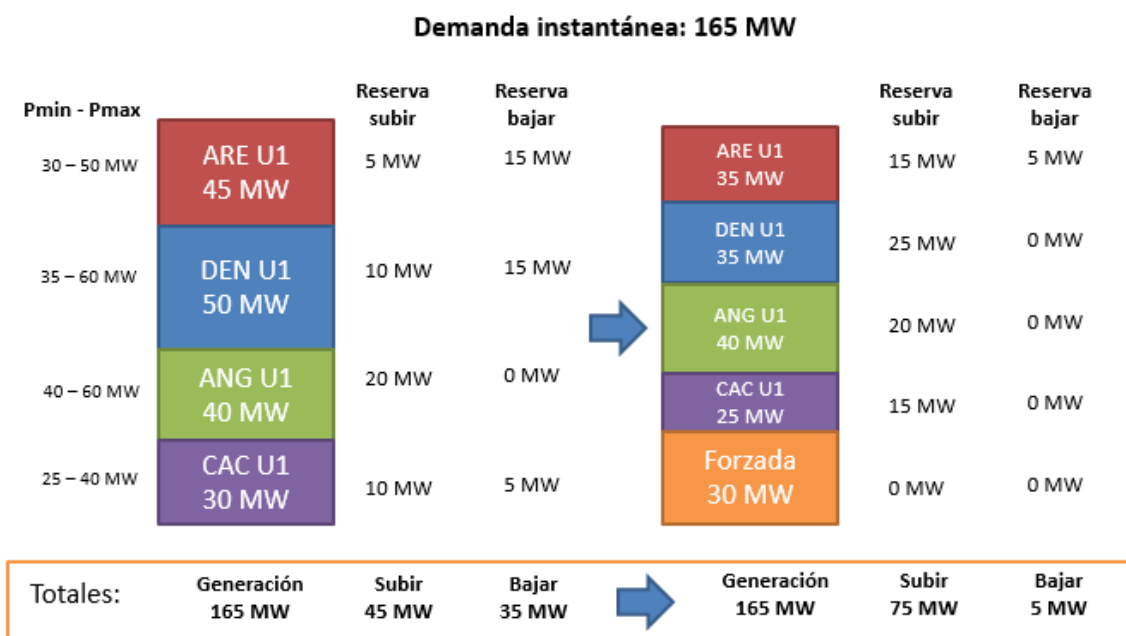
Por ejemplo, el proyecto hidroeléctrico Pirrís posee turbinas Pelton en sus unidades de generación, debido a las características demográficas de su ubicación con importantes saltos hidráulicos y caudales pequeños. Los rangos de regulación de dichos generadores hidráulicos poseen un rango de potencia eléctrica de salida mayores a los 6MW (límite de regulación bajo) y menores a los 70MW (límite de regulación alto); contrariamente el proyecto hidroeléctrico Reventazón que posee turbinas Francis en sus unidades, normalmente utilizadas en lugares con una altura de caída considerable de recurso hídrico.

Con este tipo de turbina miento los márgenes de regulación se reducen, donde, para el caso de PH Reventazón ronda los 40MW (límite de regulación bajo) y los 73MW (límite de regulación alto). Es importante mencionar que dichos márgenes de regulación dependen de la potencia entregada por las unidades de generación que se encuentren en modo automático.

La Figura 27, muestra un ejemplo del ajuste de las reservas de regulación según la potencia entregada por los generadores en un momento dado.

Figura 27.

Ejemplo de ajuste en reservas de regulación para subir y bajar generación en el SEN.



Fuente: (Sancho, 2019).

Como se observa en la Figura 27, las reservas de regulación permiten bajar o subir la potencia en las unidades de generación por medio del AGC y su control auto selectivo. Esta acción permite de forma automática, mantener lo más próximo a cero, el error de control de área.

Tomando el ejemplo de la unidad de PH Arenal de la Figura 27, esta se encuentra en un punto de operación de 45MW; sus límites de regulación se encuentran dentro de los rangos de

30MW y 50MW. Dicha unidad de generación al encontrarse con una consigna de 45MW, permite al AGC incrementar la generación en 5MW como máximo y reducir su potencia en 15MW.

Por otro lado, con consignas de 35MW, produciría que se disponga de 15MW para incrementar generación y 5MW para disminuirla. Esta acción es necesaria para que el software disponga de reservas de regulación y se logre una correcta corrección de los errores de control de área y la frecuencia del sistema se mantenga dentro de los parámetros permitidos.

En tiempo real, los operadores deben realizar el ajuste de las reservas de regulación para cumplir en todo momento con los valores mínimos establecidos en la normativa o recuperar las reservas luego de eventos.

El ajuste de reservas se encuentra sujeto a múltiples restricciones y condiciones de la operación en tiempo real:

- Reglas de seguimiento del predespacho y atención de desviaciones
- Niveles de embalses de baja capacidad
- Restricciones de uso de embalses estacionales y plurianual en época seca
- Mantenimientos de unidades generadoras
- Magnitud de la generación forzada y sus variaciones
- Cumplimiento de criterios de calidad, seguridad y desempeño
- Restricciones especiales: suministro de agua SENARA y CATUSA
- Plantas en cascada: PH Torito, PH La Joya
- Reserva para bajar afecta reserva para subir potencia de AGC y viceversa

2.17 Control automático de Generación, AGC

La función principal del control automática de generación es la regulación en la salida de las unidades de generación eléctrica con el objetivo de mantener la frecuencia del sistema (error

de frecuencia cero, idealmente) y los valores de intercambio neto de área de control (intercambios de potencia eléctrica nulos, idealmente) en sus valores programados. El AGC se encarga de enviar las consignas de potencia a las unidades que participan en el control secundario, para con ello, realizar un ajuste fino en la frecuencia de la red, manteniéndola lo más cercano posible al valor nominal, establecido por normativa ARESEP.

El AGC establece la participación de todas las centrales de generación del sistema eléctrico con base en los incrementos que se den en la demanda, criterios económicos y peso de la central generadora cumpliendo con las restricciones de rampa. Los factores de participación de los generadores del sistema se establecen una vez que se conocen los costes de los generadores acoplados, de poseer un despacho económico. Estos factores varían con el cambio en la demanda del sistema eléctrico y por lo general son recalculados cada 5 a 15 minutos.

Existe diferentes estrategias de participación, las cuales se basan meramente en una nueva estructura de mercados competitivos del sector eléctrico, donde la regulación de frecuencia es un servicio que ofertan los generadores del sistema. Otra de las estrategias sería dejar solo las unidades o centrales de generación que posean una respuesta más rápida en la regulación de la frecuencia.

Para (Gómez Expósito, 2002) en sistemas interconectados, el control de generación debe de considerar dos factores fundamentales:

1. Las características eléctricas del sistema, relacionado a la rigidez eléctrica y la dinámica del sistema, estableciendo áreas según la estructura geográfica.
2. La naturaleza de las transacciones que se van a realizar, condicionada a la estructura del control y determinación de los errores de área necesarios para el control secundario.

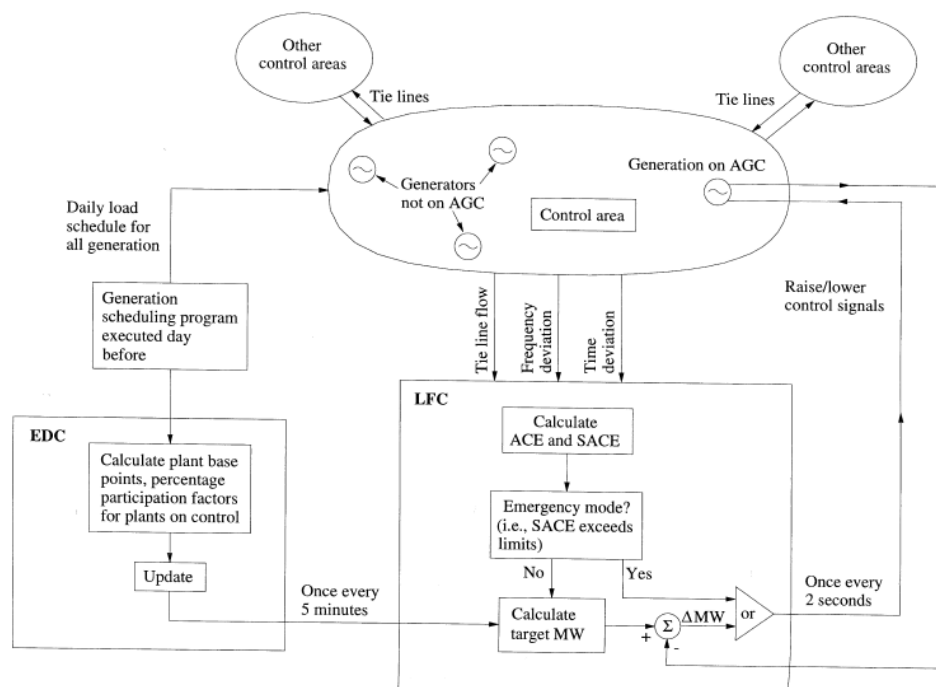
Las estrategias de control de un sistema completo multi-área, obedecen al mantenimiento de la frecuencia en valores nominales por cada área, contribuyendo en la regulación y al respeto de los intercambios de forma que en cada área cubra su demanda y compromisos de

intercambios de potencia pactados en contratos de importación y exportación de energía del MER.

El CENCE cuenta con un software proporcionado por la compañía ABB para la supervisión, control y adquisición de datos, mediante un manejo de la energía del sistema eléctrico, SCADA/EMS, por medio del software WS500 en su versión NM10.

Figura 28.

Diagrama funcional de un control AGC típico.



Fuente: (Kundur, 1994).

2.18 Respuesta terciaria

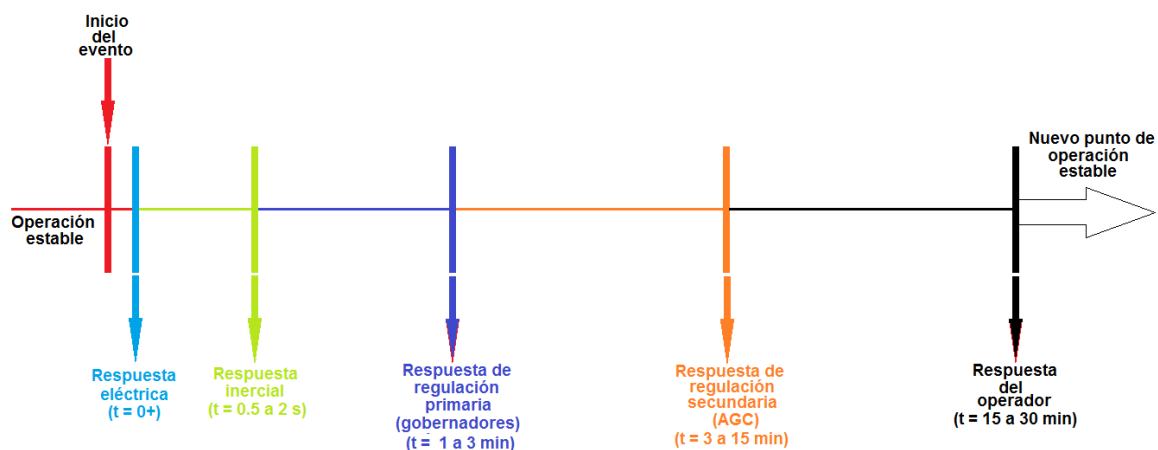
La respuesta terciaria es un control conjunto de la frecuencia y de las tensiones el cual se encarga de realizar un reparto óptimo de las cargas que considera principalmente la economía y la seguridad del sistema. Se trata de un control no automático donde se determinan las acciones y las consignas enviadas a las unidades de generación por medio del operador del centro de control.

En muchos sistemas de control, el despacho económico efectúa parcialmente el control terciario, o por lo menos, limita o condiciona al operador del sistema, de los recursos, optimizándolo de acuerdo con el coste de generación, las pérdidas globales y desviaciones de los módulos de las tensiones con respecto a los valores determinados, según (Gómez Expósito, 2002).

Cuando ocurre un desbalance carga-generación inicia la respuesta transitoria eléctrica, la inercial, la regulación primaria y secundaria. En la Figura 29, se observa la línea de tiempo de las respuestas de regulación mencionadas.

Figura 29.

Línea temporal hasta respuesta de regulación terciaria.



Fuente: (Sancho, 2019).

La Figura 15, muestra el comportamiento de la frecuencia respecto al tiempo al ocurrir una contingencia y su respectiva recuperación del balance carga-generación. La respuesta terciaria recupera a valores nominales la frecuencia del sistema por medio del operador del sistema quien se encarga de solicitar la entrada o salida de recursos de generación con base en un análisis detallado.

En este punto el sistema se encuentra en un estado estable, sin una desviación permanente en casos de desbalance carga-generación, además, no debe haber sobrecargas ni violaciones a

los criterios de voltajes, las reservas de reactivo deben de ser superiores a las mínimas establecidas. Se permiten desviaciones de potencia con respecto al programa de intercambios estipulado y el sistema soporta ora contingencia, según (Sancho, 2019).

En resumen, el control terciario establece la consigna de producción de potencia activa de los generadores, (Gómez Expósito, 2002).

2.19 Software de simulación y bases de datos DYR/SAV-PSS/E.

En el presente apartado, se mencionan algunos de los softwares necesarios para el desarrollo del estudio en cuestión, además de una breve reseña sobre bases de datos dinámicas y flujos de carga que utiliza el software de simulación PSS/E.

2.19.1 PSS/E 34.2.0 de SIEMENS

Es un software de análisis y planificación de transmisión de alto rendimiento. Este software se utiliza en más de 140 países, ofreciendo la ventaja de ser el líder a nivel nacional y regional como herramienta de simulación para el análisis de transmisión de potencia. Este software permite una gran variedad de estudios, tales como: los flujos de potencia, análisis dinámicos, cortocircuito, análisis de contingencia, flujo de potencia óptimo, estabilidad transitoria, entre otros.

El software ofrece una gran ventaja al encontrarse un formato estándar de datos y modelos, de acuerdo con su adopción generalizada por la industria. También brinda datos fiables, acceso a una multitud de recursos, interoperabilidad con otros estándares de la industria, además de que permite una personalización y automatización a través de sus Interfaz de Programación de Aplicaciones (API, por sus siglas en inglés) basándose en tecnología abierta de Python, según (SIEMENS, 2022).

2.19.2 JavaScript

Es un software de programación o de secuencias de comandos cuya fundación fue registrada por Oracle Corporation. Este software permite el uso de licencias de los productos de Netscape Communicatio y permite implementar funciones en páginas web con actualizaciones dinámicas. El software permite el control de imágenes, multimedia, y demás funciones deseadas, según (Gauchat, 2012).

2.19.3 HTML

HTML es un lenguaje de programación de marcado hipertexto (HTML) que se utiliza para estructurar una página web tanto para humanos como para máquinas por medio del uso de etiquetas que sirven para ordenar el sitio web, además de que permiten que los motores de búsqueda encuentren el sitio, según (Gauchat, 2012)..

2.19.4 Bases de datos de flujos de carga PSS/E, extensión .DYN y .SAV

Estas bases de datos modelan matemáticamente los elementos del sistema y además permiten simular la dinámica completa de un sistema de potencia eléctrica desde el estado estacionario, el estado transitorio y el nuevo estado estable. Con la base de datos dinámica se representa el modelo en variables de estado del elemento del sistema de potencia y sus controles. Por ejemplo, en el elemento del sistema de potencia: generador se modelan las ecuaciones diferenciales que representan su dinámica, además de los correspondientes controles de voltaje (AVR) y frecuencia (gobernador).

Con la base de datos de flujos de carga se modelan los elementos en forma simplificada, sin dinámica, únicamente para representar el comportamiento del estado estacionario (un punto de operación). Con la combinación de ambas bases de datos se logra realizar una simulación completa (estado estable – estado transitorio – nuevo estado estable).

Con los resultados de la simulación de flujos de carga se inicializan las ecuaciones diferenciales (variables de estado) para comenzar la simulación en estado estacionario; así mismo, se puede aplicar una perturbación o contingencia, observar la respuesta dinámica (estado transitorio) y finalmente alcanzar un nuevo estado estacionario si este existe.

Es importante mencionar que el presente estudio depende directamente de la fiabilidad de los modelos matemáticos que se hayan ingresado a las bases de datos, por lo cual, los resultados obtenidos obedecen estrictamente al comportamiento que las mismas impriman en el software de simulación PSS/E.

Posteriormente en el apartado de recomendaciones se hace hincapié y depurar, actualizar y formalizar las bases de datos de flujos de potencia y dinámicas disponibles para simulaciones dinámicas en PSS/E.

Capítulo III: MARCO METODOLÓGICO

En el siguiente apartado se muestra una guía de la estructura que permite completar el proyecto bajo un enfoque teórico-práctico aprovechando los diferentes métodos investigativos utilizados que permitan analizar y desarrollar los objetivos planteados.

3.1 Tipo de investigación

A lo largo de la historia de la ciencia han surgido diversas corrientes de pensamiento que han abierto diferentes rutas en la búsqueda del conocimiento. Sin embargo, y debido a las diferentes premisas que las sustentan, desde el siglo pasado tales corrientes se polarizaron en dos aproximaciones principales de la investigación: el enfoque cuantitativo y el enfoque cualitativo.

En términos generales, estos métodos utilizan cinco estrategias similares y relacionadas entre sí, como menciona (Hernández Sampieri y otros, 2014).

1. Llevan a cabo la observación y evaluación de fenómenos.
2. Establecen suposiciones o ideas como consecuencia de la observación y evaluación realizadas.
3. Demuestran el grado en que las suposiciones o ideas tienen fundamento.
4. Revisan tales suposiciones o ideas sobre la base de las pruebas o del análisis.
5. Proponen nuevas observaciones y evaluaciones para esclarecer, modificar y fundamentar las suposiciones e ideas o incluso para generar otras.

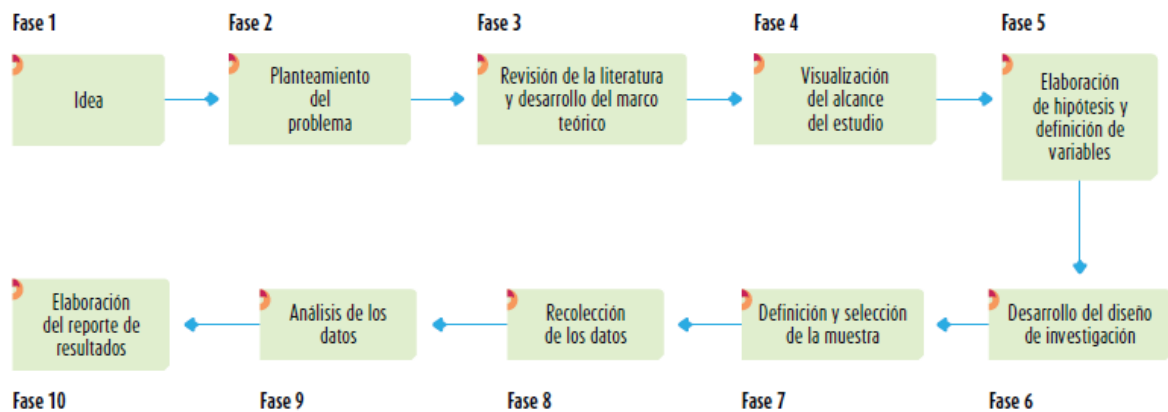
El tipo de investigación utilizada en el presente documento obedece a un carácter cuantitativo. Esto se debe a que la exploración del tema en cuestión, inercia en sistemas de potencia eléctricos, busca acotar intencionalmente el desarrollo de la metodología de cálculo para equivalentes inerciales del SER, con el fin de cumplir los objetivos del proyecto.

El enfoque cuantitativo es secuencial y probatorio donde cada etapa precede a la siguiente. El orden es riguroso, aunque se puede redefinir alguna fase. Parte de una idea que va acotándose y, una vez delimitada, se derivan objetivos y preguntas de investigación, se revisa la literatura

y se construye un marco o una perspectiva teórica. En la Figura 30 se aprecia con más detalle las fases seguidas en el proceso.

Figura 30.

Etapas de una investigación cuantitativa.



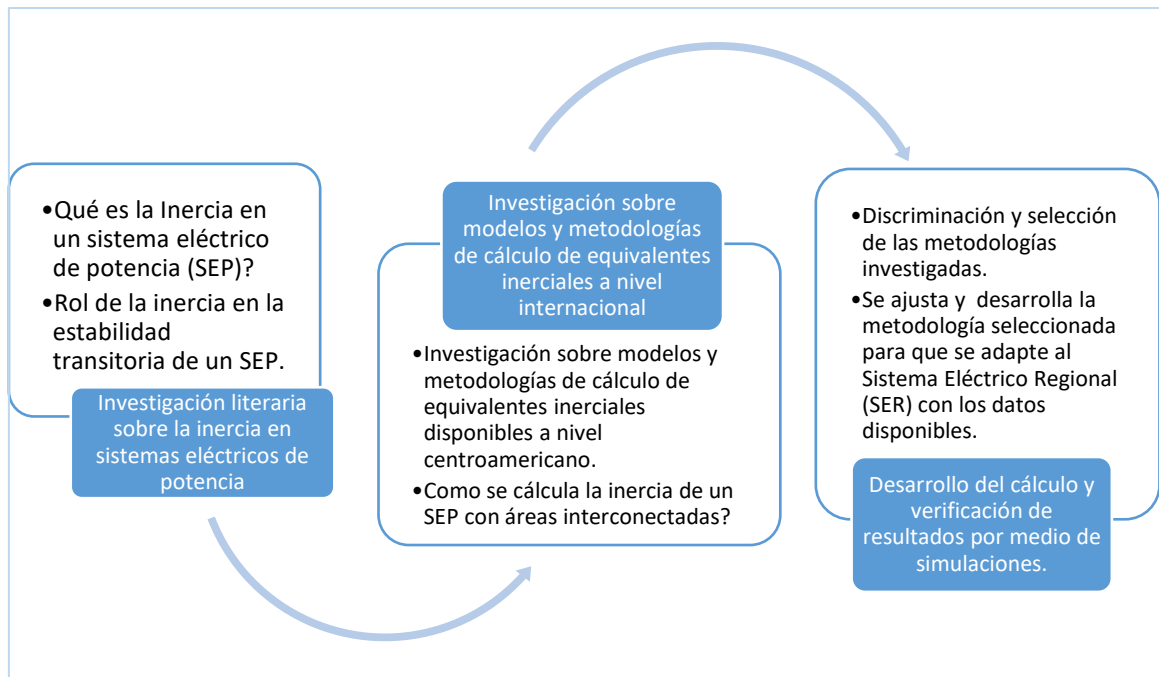
Fuente: (Hernández Sampieri y otros, 2014), páginas de la 4 a la 21.

3.2 Diseño de investigación

La Figura 31 muestra un diagrama donde se visualiza, en términos generales, el desarrollo establecido y ejecutado para la determinación de la constante de inercia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el bloque Norte (México, Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua) y el bloque sur (Panamá).

Figura 31.

Diagrama general del marco metodológico.



Fuente: creación propia.

3.2.1 Técnicas de recolección de datos

Estas técnicas permiten organizar y priorizar las actividades con el fin de establecer un esquema de trabajo que permita una eficiencia óptima para aprovechamiento del tiempo.

Mediante la revisión literaria de estudios inerciales en sistemas de potencia, se logró recopilar la información necesaria para desarrollar una metodología de cálculo que llevase a una culminación exitosa de las metas propuestas en el presente proyecto profesional.

Por medio de observación gráfica y tabular de las diferentes variables eléctricas extraídas de las simulaciones realizadas se logró determinar características del comportamiento dinámico del SER ante contingencias que provocasen perturbaciones significativas en el balance carga-generación. Esto permitió una mejor comprensión del estudio para establecer las fases necesarias en el desarrollo del proyecto en cuestión.

3.2.2 Instrumentos para recolección de datos

Con el fin de lograr cumplir con los objetivos propuestos se hizo necesario contar con un recurso instrumental que permitiese extraer, analizar y guardar información necesaria para alcanzar el propósito de la investigación. Estos instrumentos fueron principalmente, los siguientes:

- Computadora con Microsoft Office 365.
- Manuales y librerías PSS/E versión 34.0.
- Software de programación JavaScript y HTML de código abierto.
- Software PSS/E versión 34.0.
- Bases de datos dinámicas y de flujos de potencia para PSS/E versión 34.0.
- Licencia de software PSS/E de SIEMENS, en su versión 34.0 proporcionadas por el departamento de Coordinación de la Operación en el Centro Nacional de Control de Energía.

3.2.3 Procedimiento general para el desarrollo del proyecto

Tomando como premisa que el objetivo del proyecto es determinar equivalentes inerciales para tres bloques del sistema eléctrico regional, se consideró oportuno desarrollar un conjunto de actividades que facilitaron el logro de los objetivos planteados. Como panorama general, los apartados del 3.2.3.1 al 3.2.3.6 muestran dicho cometido a continuación.

3.2.3.1 Investigación literaria sobre la inercia en sistemas de potencia eléctrica

Comprender la inercia, el teorema del cual deriva su análisis y el papel que interpreta en la estabilidad transitoria de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) forman la base del proyecto y la línea de investigación a seguir.

Así bien, se realiza una investigación literaria con el fin de comprender la inercia en sistemas de potencia desde una perspectiva teórica, para posteriormente concebir las metodologías disponibles a nivel internacional.

3.2.3.2 Investigación sobre modelos y metodologías de cálculo de equivalentes inerciales disponibles a nivel centroamericano.

Se efectúa una investigación sobre estudios de inercia del SER a nivel centroamericano y como resultado, no se encuentra ningún estudio, cálculo o metodología que se haya aplicado a nivel centroamericano por parte de áreas de control pertenecientes al SER.

Actualmente, el CENCE no cuenta con ningún estudio formal en temas de respuesta inercial de generadores síncronos para el SEN o el SER, según (CENCE, 2022).

3.2.3.3 Investigación sobre modelos y metodologías de cálculo de equivalentes inerciales a nivel internacional

Así mismo, se procede con una investigación sobre diferentes estudios a nivel internacional (se vislumbra con mayor detalle, en el apartado 1.7). Esta indagación literaria ofrece una lista de metodologías, estudios y guías de cálculos de equivalentes inerciales para sistemas de potencia eléctrica que sirven de base para la selección del modelo de cálculo a utilizar en el SEN y el SER.

3.2.3.4 Discriminación y selección de las metodologías investigadas.

Las metodologías de cálculos y estudios sobre equivalentes inerciales de sistemas de potencia interconectados, que existen en la actualidad a nivel internacional, utilizan datos de variables eléctricas almacenadas en las unidades de medición fasorial (PMU por sus siglas en inglés).

Para poder solicitar datos de eventos almacenados en los PMU del SER al Ente Operador Regional (EOR), se hace necesario el desarrollo de una metodología que demostrase inicialmente, ser efectiva para el cálculo de equivalentes inerciales del SER.

Como se vislumbró en el apartado 1.7, de los estudios y metodologías descritas, el modelo que mejor se adapta para calcular equivalentes inerciales en el SER es el detallado en (Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020). Este informe brinda una guía para los ingenieros de sistemas de potencia, sobre los principales factores y herramientas necesarios que permiten una visión general de la operación del sistema de potencia con respecto a la inercia del sistema, según su página 2.

Así bien, se desarrolla y ajusta la metodología descrita en (Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020) al pasar de utilizar los datos requeridos por los PMU, como lo indica el documento, a los resultantes de simulaciones efectuadas mediante el software PSS/E de SIEMENS donde se obtuvieron gráficas de los flujos de potencia y desviación de la frecuencia en las interconexiones de la frontera norte del país.

3.2.3.5 Ajuste de metodología seleccionada

Las Unidades de Medición Fasorial (PMU) de las interconexiones del SER almacenan datos críticos y delicados del comportamiento dinámico de la red. Por este motivo, para el presente proyecto no se contó con los permisos para utilizar los datos almacenados en los PMU de la región centroamericana.

Así bien, se ajusta el modelo de cálculo descrito en (Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020) a una metodología donde las variaciones de frecuencia y flujos de potencia de las interconexiones del SER se obtengan por otro medio que no sea mediante los PMU.

El software PSS/E de SIEMENS brinda la posibilidad de obtener las variables requeridas para el cálculo de la inercia del sistema, según se indica en (Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020), por medio de simulaciones dinámicas aplicadas al SER.

Este software, utiliza las bases de datos dinámicas y de flujos de potencia del SER, avaladas por el EOR, y permite simular contingencias en la red centroamericana. Producto de simulaciones que perturben significativamente la estabilidad sistema regional, se obtienen las desviaciones de frecuencia y flujos de potencia en las interconexiones norte y sur de Costa Rica.

3.2.3.6 Planteamiento del desarrollo del cálculo y verificación de resultados por medio de simulaciones.

Para el desarrollo se procede a realizar los cálculos pertinentes siguiendo el procedimiento descrito en (Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020) mediante una plantilla automática habilitada para macros de Microsoft Excel y los datos resultantes de las simulaciones realizadas en el software PSS/E.

La plantilla de Excel utiliza las bases de datos de flujos de potencia y dinámicas para PSS/E. Estas bases de datos son previamente ordenadas y transformadas de una extensión sin formato txt a un formato de tabla estructurada CSV por medio del programa en JavaScript y estructura HTML (ver Anexo1, <https://ser-csv.web.app/>).

El comportamiento de los flujos de potencia en las interconexiones y la variación de frecuencia eléctrica del sistema, producto de las simulaciones de PSS/E con perturbaciones significativas en la red eléctrica, se utilizan para determinar los gráficos de flujos de potencia en las interconexiones del SER. Posteriormente se detalla el desarrollo del cálculo de la inercia en el apartado 5.3.

Las constantes de inercia del sistema a calcular son tres: la primera representa al bloque de la frontera norte de Costa Rica (Guatemala, EL Salvador, Honduras y Nicaragua), seguidamente obtiene la inercia para el Sistema Eléctrico Nacional y, por último, la inercia del bloque sur (Panamá). Estos resultados se toman como los experimentales y posteriormente serán abordados con mayor detalle en el apartado 5.4.1.5. y 5.4.2.5

Los resultados teóricos de la inercia del sistema se calculan mediante la sumatoria del producto de las constantes de inercia de todos los modelos de generadores y la potencia aparente de cada generador, entre la sumatoria de la potencia aparente de los generadores síncronos, como se consigna en la Ecuación 14.

Por medio de los datos teóricos y experimentales de inercia del sistema, se determina el error que arroja la metodología de cálculo ajustada (ver apartado 3.2.3.4). La veracidad de los resultados está sujeta a la fiabilidad de las bases de datos y de flujos de potencia para PSS/E del 9 de julio, del 2021.

Con el fin de que las constantes de inercia resultantes se utilicen futuramente en la sala para entrenamiento de operadores del sistema (sala OTS por sus siglas en inglés) en el CENCE, se confecciona un equivalente topológico que simule dos generadores equivalentes que representen el bloque norte (ver Figura 35), repartiendo la inercia experimental del sistema equitativamente.

Se establecen dos contingencias como objeto de estudio. La primera corresponde al disparo de la interconexión de México y el SER con un trasiego de potencia hacia el sistema centroamericano de +241MW. Esta contingencia es la de mayor recurrencia en el SER, según (CENCE, 2022) y permite calcular la respuesta inercial del bloque norte, Costa Rica y Panamá, sin México interconectado. En la segunda falla se provoca el disparo de las cinco unidades del proyecto hidroeléctrico Reventazón, siendo la mayor pérdida de Generación en el SEN.

Cada simulación, descrita en el párrafo anterior, se realiza en PSS/E para el SER según la base de datos dinámica y de flujos de potencia para el 9 de julio, del 2021, como para la red Centroamericana utilizando el arreglo topológico mostrado en la Figura 35.

3.3 Alcance de la investigación

Investigaciones sobre la inercia en sistemas de potencia interconectados involucran una amplia gama de ramificaciones y enfoques deterministas que tienen como fin, exponer la

dinámica de redes donde la inercia sea alta pero a su vez, la problemática de una baja inercia y los retos futuros que enfrentan los operadores e ingenieros del sistema ante fuentes que reducen la respuesta inercial de los sistemas al incorporar fuentes energéticas que involucren electrónica de potencia para la conexión a la matriz energética.

Esta investigación se centra en el análisis de respuesta inercial por parte del conjunto unidades síncronas del sistema eléctrico regional para la primera oscilación dentro de un tiempo no mayor a 1 segundo y un análisis dentro de un intervalo de tiempo de 400 milisegundos para la tasa de cambio en la frecuencia producto de la contingencia simulada.

3.4 Fuentes de información

Se refiere a los centros de información, materiales y sujetos de los cuales se obtiene la información requerida para el proyecto en cuestión. De estas fuentes de información se extraen los datos y elementos necesarios para analizar y desarrollar una solución para el problema planteado.

Para el presente proyecto se determinan dos fuentes de información: primarias y secundarias.

3.4.1 Fuentes primarias:

Son producto de una investigación o de una actividad inminentemente creativa, publicada por primera vez, además de presentar una lata dificultad de recopilación, según indica (Hernández Sampieri y otros, 2014).

Para la presente investigación se consultaron fuentes de datos como manuales de usuario PSS/E de SIEMENS versión 34, procedimientos internos CENCE para simulaciones dinámicas en PSS/E, entrevistas con el personal de capacitación de sala de entrenamiento de operadores CENCE y Coordinación de la Operación en el CENCE, bases de datos dinámicas y de flujos de potencia, licencias ICE/CENCE para PSS/E avaladas y suministradas por el departamento

de Coordinación de la Operación en el CENCE, entrevistas con personal del departamento de Planeamiento Operativo, fichas técnicas del Simulador de Entrenamiento para Operadores del Sistema (Sala OTS del CENCE, por sus siglas en inglés). Además, estudios internos a nivel CENCE, presentaciones didácticas de regulación de frecuencia por parte del área de capacitación.

3.4.2 Fuentes secundarias:

Estas fuentes son aquellos registros donde los datos e información se encuentra publicada en un área de conocimiento en particular según (Hernández Sampieri y otros, 2014).

En este estudio, las fuentes secundarias fueron, libro de metodología de investigación literatura de análisis sistemas de potencia, artículos científicos de IEEE sobre metodología de cálculos de equivalentes inerciales de libre uso, manuales de lenguaje JavaScript y estructura HTML.

3.5 Sujeto de información

Esta investigación contó con la participación de los servidores nombrados en la figura

Tabla 1.

Sujetos de información, CENCE.

Nombre	Cargo	Papel en la investigación
Ing. Rolando Sancho	Coordinación de la Operación del CENCE	Facilitador de licencias, insumos necesarios para PSS/E y charlas de simulaciones dinámicas en PSS/E, además de diferentes charlas sobre la operación de sistemas de potencia y sesiones de trabajo, representando al departamento de Coordinación de la Operación del SEN.
Ing. Oscar Sánchez	Analista del sistema eléctrico nacional y encargado del área de capacitación CENCE.	Entrevistas y charlas sobre análisis de sistemas de potencia, su operación. Su papel fue fundamental para establecer u desarrollar la metodología propuesta.
Ing. Edwin Abarca R.	Encargado del área de Coordinación de gestión de eventos en el CENCE.	Facilitador de manuales y librerías de PSS/E.
Ing. Christian Rojas R.	Coordinador del departamento de Análisis	Facilitador del esquema de protecciones del SER para su uso exclusivo en el estudio en cuestión.

	del Sistema Eléctrico Nacional en el CENCE.	
Ing. Gonzalo Mora	Analista en el departamento de Planeamiento Operativo, CENCE.	Charla sobre interrogación y análisis de contingencias por medio de Python (Spider) para PSS/E.

Fuente: elaboración propia.

3.6 Cuadro de variables conceptual, operacional e instrumental

A continuación, se muestra un cuadro con las principales variables utilizadas:

Tabla 2.

Cuadro de variables conceptuales, operacionales e instrumentales.

Cuadro de variables conceptuales, operacionales e instrumentales			
Nombre	Siglas	Unidad/Variable	Definición
Constante de Inercia	H	s	Valor escalar que indica qué tan difícil es cambiar la velocidad de rotación del objeto alrededor de un eje de rotación determinado.
Tasa de cambio en la frecuencia	RoCoF	Hz/s	Derivada temporal de la frecuencia del sistema eléctrico.
BIAS	BIAS	MW/0.1HZ	Relación entre el inverso matemático del estatismo equivalente y el amortiguamiento de la carga sensible a la frecuencia.
Error de Control de Área	ACE	MW	Diferencia de frecuencia deseada, con la real del sistema y la diferencia del intercambio neto programado.
Constante de amortiguamiento de la carga	D	%	Pendiente del comportamiento de la frecuencia respecto a la potencia de salida.
Estatismo Equivalente	Req	%	Pendiente del comportamiento de la frecuencia respecto a la potencia de salida.

Fuente: creación propia.

**CAPÍTULO IV: PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS
RESULTADOS**

En la presente sección, se presentan los resultados de la investigación, la selección del modelo de cálculo de inercia y su desarrollo, sumado a los resultados de las simulaciones realizadas y un análisis de los resultados obtenidos.

5.1 Investigación para el desarrollo de una metodología de cálculo de equivalentes inerciales síncronos al norte y sur de Costa Rica

En el apartado 1.7 se muestran diferentes modelos matemáticos para determinar equivalentes inerciales en sistemas de potencia con áreas interconectadas a nivel internacional. La investigación sirve como punto de partida para plantear una metodología que permita calcular la respuesta inercial del SEN, además de la inercia del bloque norte y sur centroamericano.

Algunas de las consideraciones más importantes en la escogencia de dicho modelo, obedecen a las siguientes interrogantes:

1. ¿Qué información se necesita para el desarrollo de metodología a escoger?
2. ¿Qué información de la necesaria, se puede obtener por medio del CENCE, del EOR o de cada país que conforma el SER de forma rápida y eficiente?
3. ¿Es información crítica o confidencial para la empresa, ente o país?
4. ¿Cuál modelo se acopla a una matriz energética renovable y dinámica ante los recursos naturales presentes en el SER?

A partir de dichos cuestionamientos, se analiza, discrimina y eligen aquellos métodos expuestos según la investigación del estado del arte. Los métodos disponibles son:

- Inercia del Sistema Futuro 2, 2020.
- Inercia y Tasa de Cambio de Frecuencia, 2020.
- Impacto de la generación renovable en la regulación de frecuencia: análisis de la problemática y propuesta de soluciones.

- Estudio de respuesta de frecuencia de la interconexión occidental de EE. UU bajo penetraciones de generación fotovoltaica extra alta.
- Estimación de la inercia basada en la respuesta de oscilación electromecánica observada para sistemas de potencia.
- Monitoreo de la inercia del sistema de potencia basado en PMU en tiempo real considerando equivalentes dinámicos.
- Modelo uninodal para el análisis de la respuesta de la frecuencia en sistemas eléctricos de potencia.
- Evaluación de la Estimación en Línea de la Inercia de Sistemas de Potencia con Alta Penetración de Generación Renovable.

Costa Rica posee una matriz energética diversificada, eficiente y renovable, donde el recurso térmico sirve como un seguro energético ante escenarios de verano, época en la que el recurso hídrico se vea comprometido, al ser este, el de mayor inherencia en temas energéticos. Por este motivo es que la operación del sistema eléctrico nacional resulta una tarea compleja para los operadores del Centro Nacional de Control de Energía, deben considerar una gran cantidad de variables que intervienen en la administración de recursos energéticos.

El modelo energético nacional se ve influenciado por las dos estaciones meteorológicas que se posee en el país (invierno y verano).

Así bien, como se mencionó en el apartado 2.3, en época de invierno, embalses como los de PH Arenal, PH Cachí, PH Reventazón y PH Pirrís (llamados embalses estacionales o de regulación) comienzan a almacenar el recurso hídrico a lo largo de todo el invierno, temporada idónea para aprovechar las precipitaciones propias de la época, mientras que, en verano, estas reservas hídricas sirven como energía potencial almacenada para afrontar la época seca.

Por otra parte, para la época seca se estiman tres escenarios diferentes. El primero es, la hidrología húmeda (lluvias abundantes, verano no tan seco), seguido de la hidrología media

(precipitaciones medias y verano con sequia media) y en tercer lugar la hidrología seca (invierno seco y verano fuerte en temas de sequía).

Estos escenarios son proporcionados por el departamento de predespacho nacional del CENCE y con dichas proyecciones se establece un plan de aprovechamiento de los recursos energéticos, el cual se debe de seguir por parte de los operadores del sistema, según (CENCE, Predespacho Técnico Nacional, 2022).

Un aspecto fundamental por considerar en la selección del modelo a utilizar es el panorama de alta inercia y baja inercia que se encuentra en el SER. Un estado de alta inercia del SER se define contando con México interconectado al sistema. En este caso, el sistema eléctrico mexicano es quien controla la frecuencia del SER, ya que posee una capacidad de generación instalada y demanda mucho más alta que el de la sumatoria de los países aguas abajo pertenecientes al SER.

Así mismo, un escenario de baja inercia ocurre cuando México no se encuentra conectado al SER, ya sea por un mantenimiento o por una desconexión producto de algún evento. Con México desconectado del SER, la frecuencia del sistema se comporta de una forma más dinámica y no tan estable, como usualmente se nota con México en línea, lo cual, enriquece el estudio presentado en el presente proyecto.

5.2 Selección del modelo de cálculo fuera de línea para obtención de equivalentes inerciales síncronos del sistema

El informe (Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020) ofrece la posibilidad de generar una descripción del funcionamiento del sistema eléctrico de potencia con respecto a la inercia del sistema por medio de enfoques prácticos para su evaluación y obtención de resultados y según los cálculos de los modelos dinámicos obtenidos. En el documento mencionado, en su apartado 5.2 se indican ciertas metodologías disponibles para la medición de la inercia, a continuación, se describen dos de ellas:

1. Control en línea con un enfoque de perturbación significativa: producto de disparos, maniobras de generación o el comportamiento en la carga de las líneas del sistema eléctrico se provocan transitorios de frecuencia. Como se mencionó en el apartado 2.10, estos transitorios están influidos por la inercia del sistema al momento del evento, por ende, es posible calcular la inercia por medio de técnicas clásicas de función de transferencia o aplicando algoritmos un poco más sofisticados según (*Inertia and Rate of Change of Frequency*, 2020). El método utiliza los parámetros almacenados en los PMU de las interconexiones, integrando las desviaciones de potencia entre el tiempo de la perturbación y un tiempo t . Durante el periodo de respuesta inercial (ver apartado 2) la desviación de potencia integrada y el desplazamiento de la frecuencia están relacionados linealmente. Los parámetros relevantes por calcular son la tasa de cambio de frecuencia o pendiente RoCoF y la variación de potencia en las interconexiones con su respectivo tiempo de la perturbación y el definido como tiempo t . Así bien, el método utilizado en el presente proyecto involucra la metodología descrita pero no utiliza datos de los PMU, sino, los arrojados en las simulaciones de PSS/E. Las ecuaciones Ecuación 23 y la Ecuación 24 derivan de la Ecuación 14,

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P_{imbalance}}{P_{LOAD}} * \frac{f_0}{2H}$$

Ecuación 23, relación entre RoCoF y la variación de potencia del límite de área. Fuente: (*Inertia and Rate of Change of Frequency*, 2020).

$$\Delta f = \frac{1}{H * P_{LOAD}} * \frac{f_0}{2} * \int_{t_0}^t \Delta P_{imbalance} * dt$$

Ecuación 24, integración a ambos lados de la relación entre RoCoF y la variación de potencia del límite de área. Fuente: (*Inertia and Rate of Change of Frequency*, 2020).

Donde,

t_0 = momento de la perturbación [s].

Δf = cambio infinitesimal de frecuencia [Hz].

ΔP_e = cambio infinitesimal de potencia [MW].

f_0 = frecuencia en t_0 [Hz].

H = inercia [s].

P_{LOAD} = potencia de la carga o demanda del sistema [MW].

$\Delta I_{mbalance}$ = diferencial de potencia en t y el intervalo de tiempo escogido para el análisis a requerir “ t ” [MW].

2. Control y previsión de la inercia fuera de línea: esta metodología involucra la combinación de generación del sistema y su hipótesis básica sobre la constante de inercia y el factor de carga de cada tecnología de generación. De esta manera, se pretende realizar un análisis inercia/energía cinética tomando en consideración el estado actual del sistema, así como los planes de desarrollo de la red.

El modelo de cálculo seleccionado para este proyecto involucra el control mediante un enfoque de perturbación significativa, pero con un análisis fuera de línea por medio de las bases de datos dinámicas y de flujos de potencia en PSS/E. De este modo, cada agente del sistema ingresa los modelos matemáticos de los elementos de la red (sistemas de protección, generación y transporte), con lo que es posible aplicar un modelo de cálculo similar al descrito en el punto 2, con la salvedad de que las simulaciones se desarrollan en un ambiente controlado de laboratorio digital por medio del software PSS/E.

Esta selección permite contar con datos considerados sensibles sin la necesidad de solicitarlos a cada país que conforma el SER, respetando la seguridad de la información.

En vista de que en Centroamérica no se posee un estudio formal de respuesta inercial del SER y de cada país que lo conforma, se hace necesario establecer un camino que brinde valores

conservadores de equivalentes inerciales en las interconexiones; estos a su vez, se pueden tomar como punto de partida para complementar un estudio completo sobre el tema.

Por medio de simulaciones realizadas en PSS/E que abarque todo el sistema eléctrico regional, se toman las bases de datos dinámicas y de flujos de carga de demanda máxima suministradas por el EOR y se simulan eventos que provoquen perturbaciones considerables en el SER, siendo la desconexión del sistema eléctrico mexicano, la perturbación más utilizada, obedeciendo a la contingencia más común que se presenta en el SER.

Con estas simulaciones es posible obtener las desviaciones de frecuencia y los desbalances en los flujos de potencia en las interconexiones norte y sur de Costa Rica en un determinado t_0 .

La discriminación utilizada para la selección de la metodología de cálculo de equivalentes inerciales en sistemas de energía se complementa con lo mencionado en el apartado 3.2.3.4.

5.3 Desarrollo de metodología de cálculo con un enfoque de perturbación significativa

El sistema eléctrico centroamericano posee dos escenarios en temas de respuesta inercial, uno con México interconectado al SER y el otro sin México. El sistema eléctrico mexicano supera en alrededor de cuatro veces todo el sistema eléctrico regional desde Guatemala hasta Panamá.

En la actualidad, la capacidad de generación instalada del sistema mexicano ronda los 80,000 MW, con una demanda de 50,000 MW, lo cual ce de este, un sistema robusto en comparación con el resto de Centroamérica. Esta diferencia produce que la frecuencia del SER sea controlada por el sistema eléctrico mexicano.

Con México interconectado al sistema, perturbaciones que no activen las protecciones de las interconexiones con Guatemala y aíslen el sistema eléctrico, serían de poco interés para el desarrollo de una metodología de cálculo enfocado propiamente en las perturbaciones del sistema, debido a que la pendiente RoCoF no tendría la amplitud necesaria para este tipo de análisis, de modo que dificultaría y daría resultados con un margen de error alto, ya que no

se contaría con cierto grado de linealidad en la depresión de la frecuencia producto de la contingencia.

El desarrollo de la metodología de cálculo se enfoca en perturbaciones significativas en la red que provoquen el disparo de la interconexión con México, al igual que el disparo directo de la interconexión México-SER, puesto en el laboratorio PSS/E se cuentan con este tipo de simulaciones del SER.

Se establece una metodología basada en el siguiente desarrollo:

1. Se solicita al departamento de operación del sistema, CENCE una base de datos actualizada para simulaciones dinámicas y de flujos de potencia. El CENCE proporciona la base de datos del evento del 09 de junio del 2021, y estos son estudiados por el EOR.
2. De acuerdo con el desarrollo establecido por ENTSOE para determinar la inercia por medio de perturbaciones significativas, se confecciona un borrador o plantilla de cálculo preliminar por medio de Microsoft Excel.
3. Se confecciona un programa en Java y HTLM para el ordenamiento de la base de datos dinámica (DYR) según la librería de modelos PSS/E 34.2.0 de SIEMENS, específicamente para modelos matemáticos de unidades de generación. El programa “Base_SER Formato CSV” (<https://ser-csv.web.app/>) ordena la base de datos según el modelo del generador y lo exporta de una extensión txt a un archivo CSV, siguiendo patrones recurrentes en la base de datos. El programa ordena la base de datos en un archivo CSV para un posterior análisis de variables y cálculos mediante la herramienta Microsoft Excel.
4. Se calculan equivalentes inerciales síncronos por país, equivalente inercial total síncrono del SER con base en las unidades en línea y potencia de la carga para el 09 de junio 2022, además de un valor de inercia total síncrono del SER donde se incluyen todas las unidades fuera de línea con su respectiva demanda por país. Dichos equivalentes se calculan por

medio de la Ecuación 13 y se toman dichos valores calculados como la base teórica de inercia, siguiendo metodología establecida en (Kundur, 1994).

5. Se realizan simulaciones en PSS/E utilizando las bases de datos para evento ocurrido el 09 de junio del 2021 y se extraen datos de la carga, buses, unidades de generación, diferenciales de frecuencia en subestación La Caja y Sandino 230kV, flujos de potencia en las líneas de transmisión 230kV Cañas-Ticuanetepe, Liberia-Amayo, Cahuita-Changuinola, LT 230kV Río Claro-Dominical y LT 230kV Río Claro-Progreso en archivos Microsoft Excel.
6. Se confecciona una plantilla en Microsoft Excel habilitada para macros, con el fin de calcular por medio de esta, los equivalentes inerciales de las simulaciones realizadas, lo cual permite el uso de los archivos exportados de PSS/E a Microsoft Excel y realizando de forma automática los cálculos requeridos.
7. Se confeccionan equivalentes topológicos que simulen 3 bloques o áreas, con lo que se deja a Panamá, Costa Rica y el bloque norte (sin México interconectado) con un generador equivalente cada uno, como se aprecia en la Figura 34 y Figura 35 las ecuaciones utilizadas para cada bloque, derivan de la Ecuación 23 y Ecuación 24.
8. Se procede a realizar equivalentes por área deseada a nivel de PSS/E, tal como se ilustra en la Figura 34 y Figura 35 dejando a Costa Rica con dos generadores equivalentes en la frontera norte, simulando los bloques del sistema eléctrico de Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua, propiamente en las líneas de transmisión 230kV Liberia-Amayo y Cañas-Ticuanetepe. Estas dos barras están unidas por medio de un lazo en ST Masaya como se muestra en la Figura 35.
9. Se realiza un análisis de las respuestas inerciales síncronas del sistema eléctrico validando resultados de constantes de inercia síncrona calculadas en la plantilla de Microsoft Excel, con el comportamiento propio del sistema eléctrico según las simulaciones dinámicas

realizadas laboratorio PSS/E por medio de los flujos de potencia en las interconexiones se determinan márgenes de errores entre las simulaciones aplicadas según los arreglos topológicos confeccionados en PSS/E (ver Figura 34 y Figura 35).

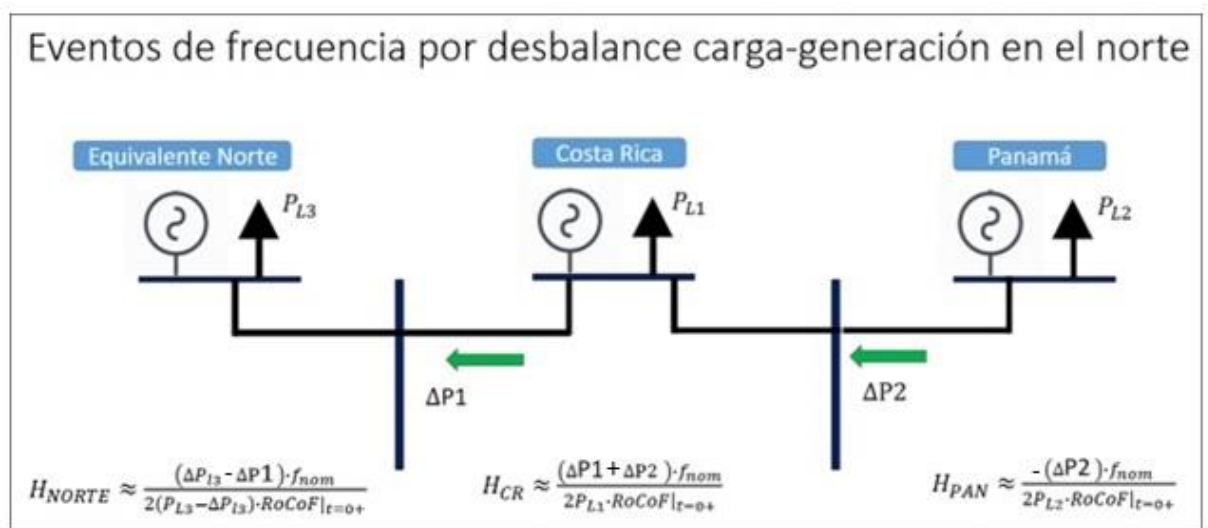
10. Para realizar el análisis (ver Figura 36) se debe conocer el estado estable del SER antes de realizar las simulaciones de disparos en la interconexión con México y para ello se debe extraer del PSS/E la matriz de flujos de potencia en las interconexiones. El flujo de potencia de intercambio entre frontera México-Guatemala es alrededor de 241MW hacia el SER. En la Figura 36, se muestra un encabezado con el número de área respectivo para cada país (PSS/E) y su respectivo importe y exporte de energía de acuerdo con el punto de donde se tome el intercambio.
11. Una vez ejecutado el análisis, se ingresan los parámetros descritos en la sección 5.2 punto 1 en la plantilla de Excel y se obtienen los resultados de equivalentes inerciales tomados como teóricos o nominales para cada país, para el SER completo (todas las unidades en línea) con México y sin él conectado al SER, además se realiza una discriminación tomando como base las unidades en línea según la base de flujos de potencia y dinámica utilizada.
12. Para obtener los resultados experimentales (laboratorio PSS/E) de la inercia equivalente deseada, se efectúan simulaciones con las unidades en línea y así obtener flujos de potencia en un tiempo [s] $t_{t=0+}$ inicial y un tiempo t para un intervalo definido de 400 ms desde el momento de la contingencia simulada. Esto permite calcular la tasa de cambio en la frecuencia (RoCoF) en los primeros instantes del evento, donde la linealidad de pendiente en la frecuencia se relaciona directamente con la inercia que interviene en el momento de la respuesta del SER (ver Ecuación 24).
13. Corroborados los resultados anteriores a nivel del laboratorio PSS/E, se procede a ingresar los equivalentes inerciales calculados por medio de la plantilla de Excel en el simulador PSS/E y se recrean las perturbaciones, a sabiendas de que desde el punto de vista topológico

se deja dos generadores síncronos equivalentes en frontera Norte con Nicaragua, con barras unidas entre sí e impedancias en las líneas de transmisión iguales para cada uno (ver Figura 34 y Figura 35). Con ello se puede controlar y repartir inercias iguales a cada equivalente, partiendo del hecho de que también se utilice la mitad de la potencia de la $\sum_i^N S_{G,i}$ de los generadores síncronos en línea de cada país. Dicho valor de potencia lo calcula automáticamente la plantilla de Excel, por medio de los valores de las bases de datos proporcionada por CENCE.

14. Se realiza un análisis y estudio gráfico de las respuestas inerciales obtenidas mediante la comprobación en PSS/E, con lo cual se validan los resultados obtenidos.

Figura 32.

Diagrama de áreas de división del SER utilizada, junto a su análisis de flujos de intercambios desde una perspectiva de la tasa de cambio en la frecuencia para simulación del disparo de México con un trasiego de 241MW hacia el SER.



Fuente: creación propia.

$$H_{Norte} = \frac{(\Delta P_{l3} - \Delta P_1) * f_{nominal}}{2(P_{L3} - \Delta P_{l3}) * RoCoF_{t=0}}$$

Ecuación 25, equivalente inercial del bloque norte que comprende a Guatemala, Honduras, El Salvador y Nicaragua. Disparo de México.

Fuente: creación propia.

$$H_{Costa Rica} = \frac{(\Delta P_1 + \Delta P_2) * f_{nominal}}{2 * P_{L1} * RoCoF_{t=0}}$$

Ecuación 26, equivalente inercial de Costa Rica. Disparo de México.

Fuente: creación propia.

$$H_{Sur} = \frac{-\Delta P_2 * f_{nominal}}{2 * P_{L2} * RoCoF_{t=0}}$$

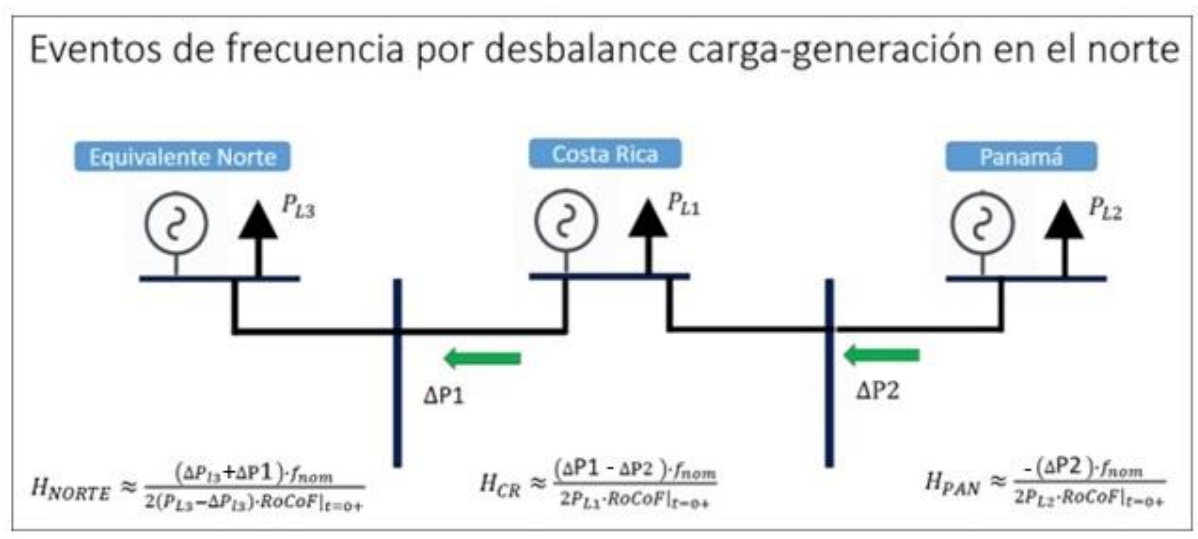
Ecuación 27, equivalente inercial de Panamá. Disparo de México.

Fuente: creación propia.

Figura 33.

Diagrama de áreas de división del SER utilizada, junto a su análisis de flujos de

intercambios desde una perspectiva de la tasa de cambio en la frecuencia para simulación del disparo de planta hidroeléctrica Reventazón.



Fuente: creación propia.

$$H_{Norte} = \frac{(\Delta P_{L3} + \Delta P1) * f_{nominal}}{2(P_{L3} - \Delta P_{L3}) * RoCoF_{t=0}}$$

Ecuación 28, equivalente inercial del bloque norte que comprende a Guatemala, Honduras, El Salvador y Nicaragua. Simulación de Planta hidroeléctrica Reventazón.

Fuente: creación propia.

$$H_{Costa Rica} = \frac{(\Delta P1 - \Delta P2) * f_{nominal}}{2 * P_{L1} * RoCoF_{t=0}}$$

Ecuación 29, equivalente inercial de Costa Rica. Simulación de Planta hidroeléctrica Reventazón.

Fuente: creación propia.

$$H_{Sur} = \frac{-\Delta P_2 * f_{nominal}}{2 * P_{L2} * RoCoF_{t=0}}$$

Ecuación 30, equivalente inercial de Panamá. Simulación de Planta hidroeléctrica Reventazón.

Fuente: creación propia.

Figura 36.

Matriz de flujos de intercambio por área del SER, archivos de demanda máxima.

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      WED, SEP 14 2022 10:33
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR              AREA
DEMANDA MAXIMA                                       INTERCHANGE

```

TO AREA:	1	2	3	4	5	6	7	8
FROM AREA	*							
1	*							-241
GUATEMALA	*	112	51					13
	*	14	-15					
2	*	-112	73					
EL SALVADOR	*	-14	-17					
	*							
3	*	-51	-73	124				
HONDURAS	*	15	17	-32				
	*							
4	*		-124		-0			
NICARAGU	*		32		15			
	*							
5	*			0		-0		
COSTA RI	*			-15		-11		
	*							
6	*				0		47	
PANAMA	*				11		-11	
	*							
7	*					-47		
ACANAL	*					11		
	*							
8	*	241						
MEXICO	*	-13						

Fuente: Software PSS/E versión 34.

5.4 Simulaciones y análisis de eventos de frecuencia en un ambiente controlado PSS/E

Por medio del procedimiento descrito en el punto 5.3 se procede a ejecutar simulaciones en PSS/E con el fin de obtener los equivalentes inerciales del bloque norte (sin México interconectado), Costa Rica y el bloque sur (Panamá) y seguidamente validar la información.

5.4.1 *Disparo de interconexión México-Guatemala Línea de Transmisión 400 kV Los Brillantes-Tapachula, resultados teóricos y experimentales*

El evento se basa en el disparo de la interconexión México-Guatemala y comprende los flujos de potencia en las interconexiones de los países mostrados en la Figura 36, correspondientes a un programa normal de transacciones de energía. El programa de

transacciones energéticas lo confecciona el EOR según los compromisos contractuales de compra, venta, oferta y demanda de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER).

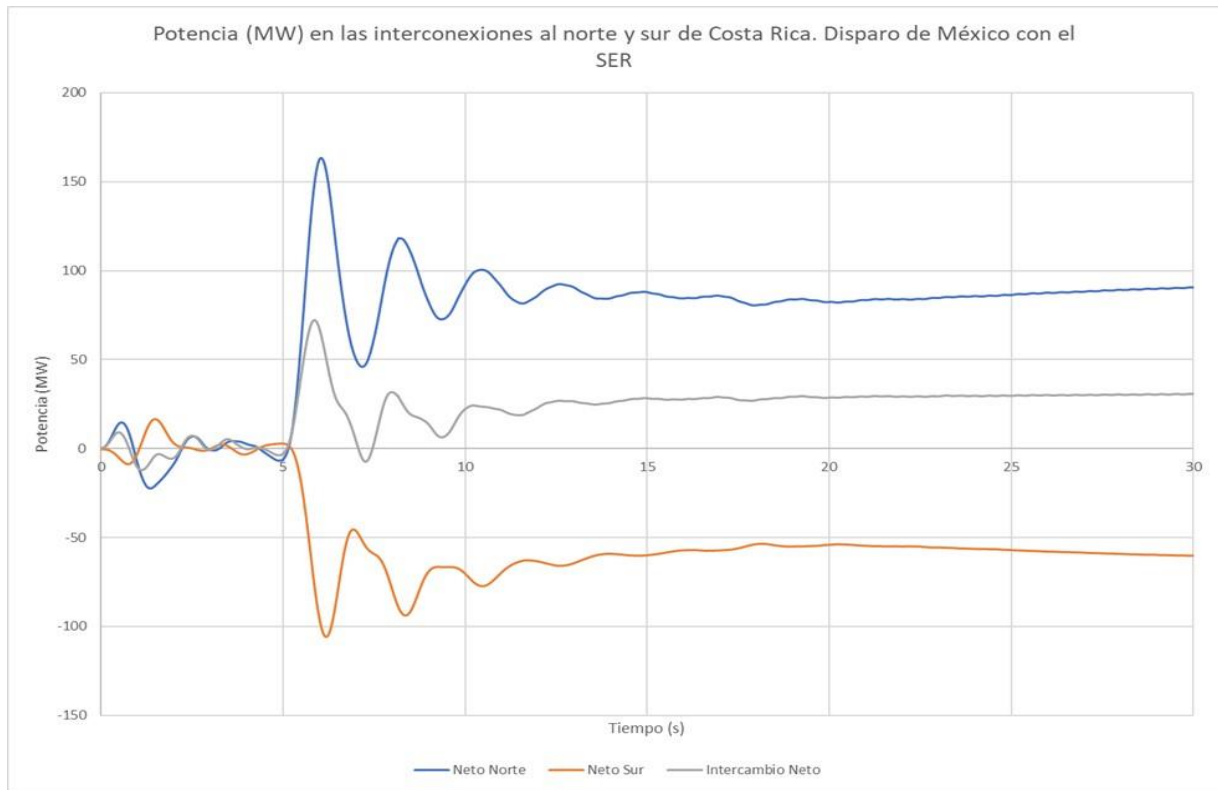
En el momento de realizar el disparo de la interconexión México-Guatemala, el trasiego de potencia es de +241MW desde México hacia el SER. Esto hace que, producto de la contingencia simulada, se obtenga un déficit de generación de -241[MW] en el SER, por lo que se requiere complementar con la respuesta de cada país para estabilizar la frecuencia del sistema. Es necesario señalar que la simulación en PSS/E se realizó con un disparo directo en la protección de la LT 230[MW] Los Brillantes-Tapachula.

Durante el intervalo de tiempo en estudio, 400 [ms], las respuestas eléctrica e inercial actúan en compensación de dicho faltante de generación, donde cada país va a aportar en la recuperación de la frecuencia del sistema en proporción al equivalente inercial propio de cada región. La Figura 32 muestra las ecuaciones correspondientes para el cálculo de los equivalentes inerciales experimentales para el bloque norte, Costa Rica y bloque sur.

La Figura 38 y Figura 39 corresponden al comportamiento de la frecuencia y flujos de potencia neta de las interconexiones norte y sur del país ante el disparo del sistema eléctrico mexicano. A continuación, se muestra una lista con los resultados:

Figura 37.

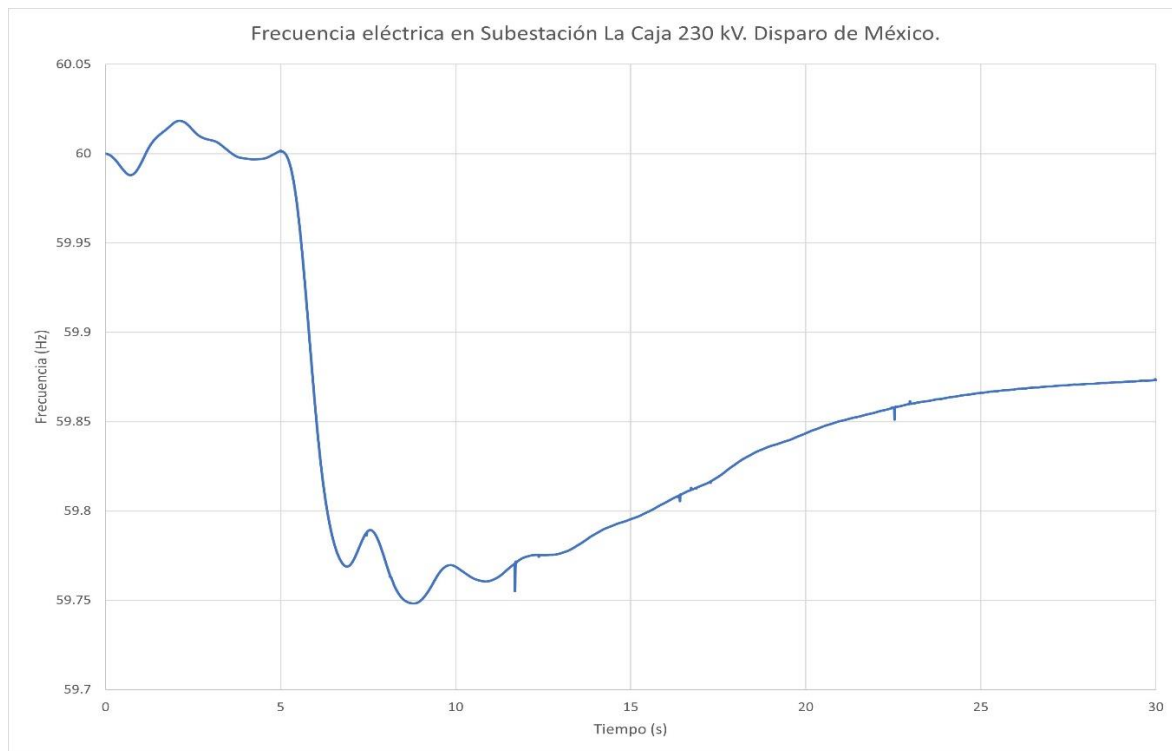
Gráfico de flujos de potencia en las interconexiones norte y sur de Costa Rica.



Fuente: elaboración propia.

Figura 38.

Gráfico de frecuencia eléctrica en subestación La Caja 230 kV.



Fuente: elaboración propia.

5.4.1.1 Inercia teórica aportada por los generadores síncronos del SER de las unidades en línea según la base de datos PSS/E proporcionada por el CENCE, sin México interconectado:

En la Tabla 3, se exponen los resultados obtenidos de la sumatoria del producto de las constantes de inercia de todos los modelos de generadores ingresados a la base de datos PSS/E del SER y la sumatoria de potencia aparente [S] cada unidad síncrona desde Guatemala hasta Panamá. Estos valores corresponden a la constante de inercia en [MWs] para las unidades en línea de la base de datos PSS/E suministrada por el CENCE para el evento del 9 de junio de, 2021.

Tabla 3.

Equivalente inercial del SER en línea sin México interconectado al SER (H teórica). Disparo de México.

Sistema Centroamericano en línea sin MÉX	Resultados
$\sum H_i * S_{G,i}$ [MW*s]	31138.442
$\sum S_{G,i}$ [MVA]	10065.700

Fuente: elaboración propia.

5.4.1.2 Inercia teórica por país de las unidades síncronas en línea según la base de datos PSS/E proporcionada por el CENCE:

En la Tabla 4 se proporciona los resultados obtenidos para la H [MWs] por país del SER para las unidades en línea según la base de datos PSS/E proporcionada por CENCE. El cálculo se realiza por medio del producto de la sumatoria de la constante de inercia de cada generador, por la potencia aparente, ver Ecuación 14 para más detalles.

Tabla 4.

Valores teóricos de H [MWs] por país de las unidades en línea para la base de datos del 09 de junio, 2021. Disparo de México.

Inercia (H) por país en operación	
País	Inercia H (MWs)
COSTA RICA	7185.481
EL SALVADOR	3899.369
GUATEMALA	6437.561
HONDURAS	3912.875
MEXICO (desconectado del SER, $H_{Teórica}=4,48$ [s])	43111.760

NICARAGUA	2703.191
PANAMA	6945.442

Fuente: elaboración propia.

5.4.1.3 *Intervalo de tiempo [s] en estudio para los primeros instantes de realizada la perturbación simulada en PSS (T_1 , T_2 , P_1 y P_2) y las respectivas variables necesarias para el cálculo de RoCoF Δ Tiempo y Δ de Potencia [MW]:*

En la Tabla 5 se observa el intervalo de tiempo utilizado para la tasa de cambio en la frecuencia, abarcando el intervalo de tiempo T1 (instante inicial de la contingencia) y un T2, 400 [ms] posterior a la simulación del evento en estudio. La Tabla 6 presentan los valores empleados para el cálculo de RoCoF, Δ Tiempo [s] y Δ de Potencia [MW] necesarios para el desarrollo de resultados experimentales.

Tabla 5.

Intervalo de tiempo para cálculo de RoCoF.

Intervalo de tiempo RoCoF (ms)
0.4

Fuente: elaboración propia.

5.4.1.4 *Selección de punto inicial para el cálculo de los equivalentes inerciales según el flujo neto de potencia (MW) en frontera Norte y Sur de Costa Rica*

La selección del punto inicial de análisis para el cálculo de los equivalentes inerciales al norte y sur de Costa Rica es fundamental para minimizar el porcentaje de error entre los valores considerados como teóricos y los experimentales obtenidos por medio de la metodología en estudio.

En el caso de la simulación del disparo del sistema eléctrico mexicano con el SER y un trasiego de 241MW de potencia, los generadores del SER van a actuar en diferentes instantes de tiempo con una respuesta ante las oscilaciones producto de la contingencia. Esto ocurre a razón de la distancia del punto de la falla respecto a cada unidad generadora. Para el presente proyecto no se tomó en cuenta un centro de inercia que permite calcular la respuesta conjunta de generadores síncronos ante el evento, sino, que de manera gráfica se utilizaron valores de flujos de potencia y de frecuencia 300 [ms] posterior al inicio exacto de la falla simulada que es donde se empieza a tener el sincronismo de respuesta por parte del conjunto de generadores del SER.

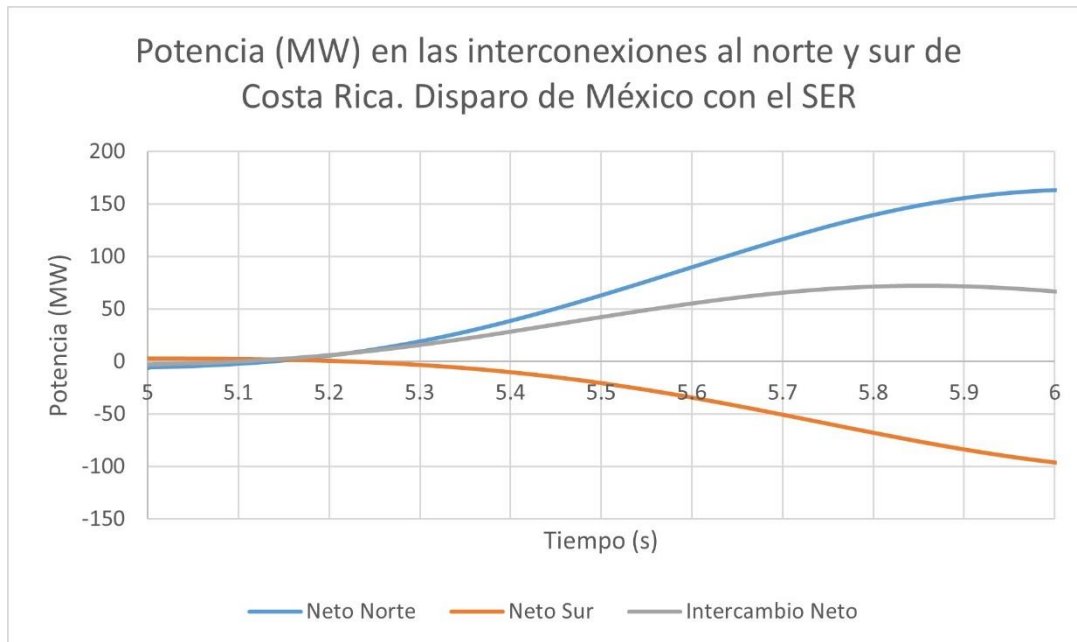
Como se observa en la Figura 39, los flujos de potencia de las interconexiones al norte y sur de Costa Rica presentaron variaciones aproximadamente a los 300 [ms] de aplicada la perturbación. Posteriormente se observa un comportamiento de sincronismo en la respuesta inercial del conjunto de generadores del SER, lo que permite establecer el instante inicial para el desarrollo del cálculo de equivalentes inerciales.

El informe Adaptive Online Disturbance Location Considering Anisotropy of Frequency Propagation Speeds de (Zhang y otros, 2016) indica que, ante perturbaciones en el sistema de potencia, la frecuencia tiene una dinámica de propagación característica que varía en tiempo y espacio.

Existe un intervalo de tiempo en donde los generadores no actúan en consecuencia del desbalance, como se aprecia en los primeros 100 [ms] de ocurrido el evento. De tomarse los valores de flujos de potencia y cambio en la frecuencia en el instante cero del evento, las diferencias de potencia y frecuencia en un intervalo de 400 [ms] no serían considerables y, por consiguiente, un análisis bajo un enfoque de perturbación significativa no sería efectivo para obtener buenos resultados.

Figura 39.

Potencia (MW) en las interconexiones al norte y sur de Costa Rica. Disparo de México con el SER



Fuente: elaboración propia.

Tabla 6.

Valores de tiempo, potencias, pendientes y tasa de cambio en la frecuencia, RoCoF, al norte y sur de Costa Rica. Disparo de México.

EQUI	T ₁ (s)	T ₂ (s)	DELTA TIEMPO (s)	P ₁ (MW)	P ₂ (MW)	DELTA POTENCIA (MW)	Pendiente (MW/s)	RoCo F
NORTE	5.3008	5.7008	0.4000	19.0796	116.4356	97.3562	243.3905	0.207
SUR	5.3008	5.7008	0.4000	-3.2181	-50.8208	-47.60277777	-119.0067	

Fuente: elaboración propia.

5.4.1.5 *Resultados experimentales de inercia H [s] síncrona, energía de respuesta inercial de los primeros 400 [ms]:*

Para estos resultados se utiliza la metodología planteada para determinar la inercia bajo el método de perturbación significativa, ver apartado 5.3.

Tabla 7.

Valores experimentales de H [s] y energía de respuesta inercial para Costa Rica, bloque Sur (Panamá) y bloque Norte (sin México conectado al SER).

Costa Rica Inercia (MWs)	Costa Rica Demanda (MW)	Costa Rica Inercia (s)	Panamá Inercia (MWs)	Panamá Demanda (MW)	Panamá Inercia (s)	Equivalente Norte Inercia (MWs)	Equivalente Norte Demanda (MW)	Equivalente Norte Inercia (s)
7177.15	1535.65	4.674	6866.88	1578.42	4.350	20721.21	4792.26	4.324

Fuente: elaboración propia.

Tabla 8.

Comparación de los resultados de la inercia teórica del sistema con la calculada experimentalmente para las unidades en línea según las bases de datos dinámicas y de flujos de potencia para el 9 de julio, del 2021. Disparo de México

Área del SER	H teórica (MWs)	H experimental (MWs)	Porcentaje de error
Bloque Norte (Guatemala, Honduras, El Salvador y Nicaragua)	16952.998	20721	22.2%
Costa Rica	7185.481	7177.151	0.1%
Bloque Sur (Panamá)	6945.441	6866.887	1.3%

Fuente: elaboración propia.

5.4.2 *Disparo de cinco unidades de generación en planta hidroeléctrica Reventazón*

Este evento se enfoca en simular la apertura de la interconexión México-Guatemala, producto del disparo por válvula de admisión de planta hidroeléctrica Reventazón en Costa Rica.

Planta hidroeléctrica Reventazón cuenta con cuatro unidades de 73[MW] cada una, sumado a una unidad de 13.5[MW] conocida como la unidad de compensación ecológica.

La simulación en PSS/E consta de cinco segundos de estado estable del sistema donde, a partir de ese instante, se provoca el disparo de las cinco unidades de generación en planta Reventazón. En esta primera etapa de la contingencia, la frecuencia del SER no se ve abatido significativamente producto de la gran inercia que aporta el sistema eléctrico mexicano (SEM); sin embargo, se asemeja a lo que se esperaría ocurriese en tiempo real.

Para que la depresión en la frecuencia del SER se vea afectada significativamente, se hace necesario simular el disparo de la interconexión México-Guatemala, producto de la contingencia en mención, y para ello, se utiliza el esquema de disparo por oscilaciones de potencia inter-área (GUA-ECS-27). Esta protección activa el interruptor 230 [kV] de los transformadores 400/230 [kV] de los Brillantes por oscilaciones de potencia en los rangos de 0.1-0.3 [Hz] donde la constante de amortiguamiento sea menor o igual a cero sostenida por 50[s], o por la detección de una oscilación creciente, con coeficiente de amortiguamiento menor o igual a cero y con su respectiva actuación a los 21 [s] (ESIM004_OSC).

Así bien, se realiza el disparo de la interconexión México-Guatemala a los 26[s] de simulación, separando al SEM del SER. A partir de este punto de la contingencia, la frecuencia del SER empieza a decrecer significativamente.

El evento se programa para una duración de 100 [s] en su totalidad, sin embargo, para obtener los equivalentes inerciales mediante el método descrito (ver apartado 5.3), se hace necesario encontrar un instante de tiempo dentro del primer segundo de ocurrido el evento,

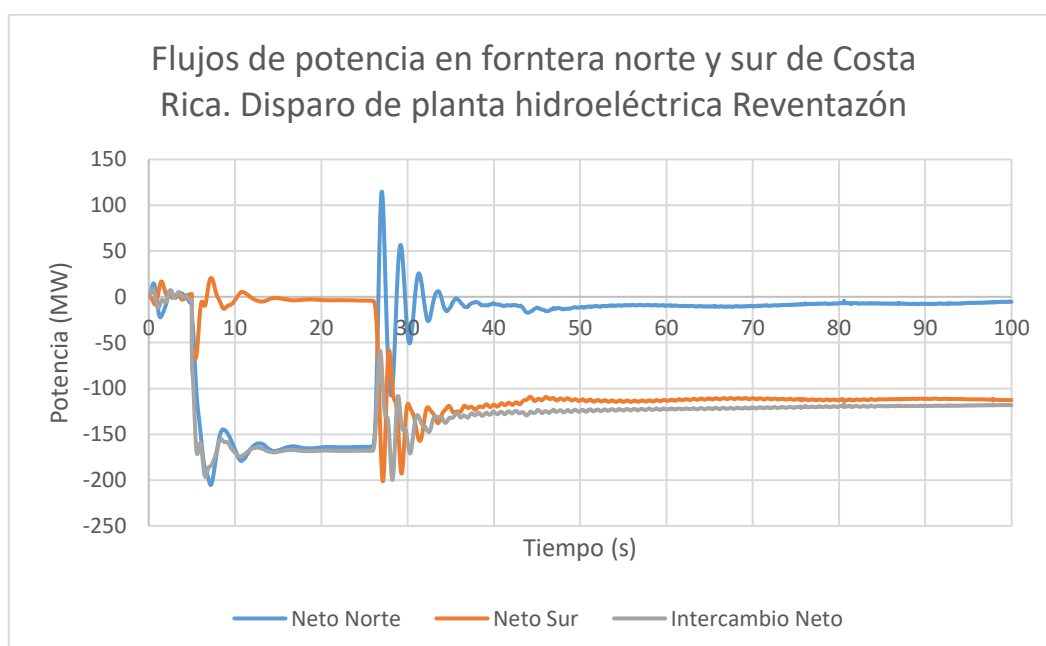
donde la pendiente de la frecuencia sea lo más lineal posible, disminuyendo la concavidad presente.

Esta linealidad en la pendiente de frecuencia del SER se toma alrededor de 380 [ms] posterior al disparo de México que es donde se observa una tendencia conjunta en los flujos de potencia; a partir de ese momento, se procede al desarrollo de cálculo de respuesta inercial del SER en Costa Rica y Panamá (sin México).

La Figura 40 y la Figura 41, muestran la dinámica de los flujos de potencia en las interconexiones norte y sur de Costa Rica y el abatimiento de la frecuencia, provocados por el disparo de planta Reventazón y posteriormente el del sistema eléctrico mexicano. Como se aprecia, el disparo de -232MW (solamente se incluye la potencia de las unidades en línea según la base de datos de flujos de potencia y dinámicas para PSS/E) de generación en planta Reventazón no genera un impacto significativo en la frecuencia del SER. Caso contrario, a los 26 [s], con el disparo de México, la frecuencia se ve abatida de forma significativa.

Figura 40.

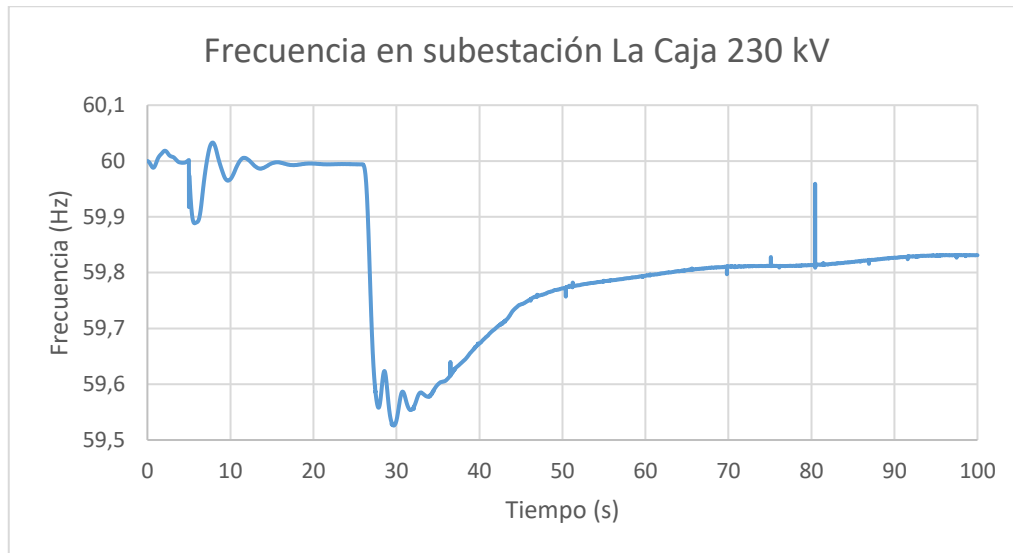
Flujos de potencia en frontera norte y sur de Costa Rica nate el disparo de planta hidroeléctrica Reventazón.



Fuente: elaboración propia.

Figura 41.

Frecuencia eléctrica en subestación La Caja 230 kV ante el disparo de planta hidroeléctrica Reventazón.



Fuente: creación propia.

A continuación, se muestra una lista con los resultados:

5.4.2.1 Inercia teórica aportada por los generadores síncronos del SER de las unidades en línea según la base de datos PSS/E proporcionada por el CENCE. Evento disparo de planta Reventazón y desconexión de México:

En la Tabla 9 se muestran los resultados obtenidos de la sumatoria del producto de las constantes de inercia de todos los modelos de generadores ingresados a la base de datos PSS/E del SER por la potencia aparente de cada uno para las unidades en línea según las bases de datos.. También se calcula la sumatoria de la potencia aparente de todos los generadores del SER. Con estos dos valores se obtiene una constante de inercia que corresponde a la inercia de las unidades en línea de la base de datos PSS/E suministrada por el CENCE para el evento del 9 de junio, 2021.

Tabla 9.

Equivalente inercial del SER en línea (H teórica). Evento disparo de planta Reventazón y desconexión de México.

Sistema Centroamericano en línea sin MÉX	Resultados
$\sum H_i * S_{G,i}$	29715.227
$\sum S_{G,i}$	9791.200

Fuente: elaboración propia.

5.4.2.2 *Inercia teórica total por país como la de las unidades síncronas en línea según la base de datos PSS/E proporcionada por el CENCE, Evento disparo de planta Reventazón y desconexión de México:*

En la Tabla 10 se muestran los resultados obtenidos para la H [s] por país de las unidades en línea según la base de datos PSS/E proporcionada por CENCE. Este cálculo se realizó por medio del producto de la sumatoria de la constante de inercia de cada generador, por la potencia aparente, ver Ecuación 14 para más detalles.

Tabla 10.

Valores teóricos de H [s] por país de las unidades en línea para la base de datos del 09 de junio, 2021. Evento disparo de planta Reventazón y desconexión de México.

Inercia (H) por país en operación	
País	Inercia H (MWs)
COSTA RICA (Sin planta Reventazón)	5762.266
EL SALVADOR	3899.370
GUATEMALA	6437.561
HONDURAS	3912.876

MÉXICO (desconectado del SER, $H_{Teórica}=4,48$ [s])	193140.685
NICARAGU	2709.191
PANAMÁ	6945.441

Fuente: elaboración propia.

5.4.2.3 *Intervalo de tiempo [s] en estudio para los primeros instantes de realizada la perturbación en estudio simulada en PSS (T_1 , T_2 , P_1 y P_2) y las respectivas variables necesarias para el cálculo de RoCoF Δ Tiempo y Δ de Potencia [MW], Evento disparo de planta Reventazón y desconexión de México:*

La Tabla 11 representa el intervalo de tiempo utilizado para la tasa de cambio en la frecuencia y flujos de P en frontera Norte y Sur de Costa Rica respectivamente para un T_1 (instante inicial de la contingencia) y un T_2 , 400 [ms] posterior a la simulación del evento en estudio. La Tabla 12 evidencia los valores empleados para el cálculo de RoCoF, Δ Tiempo [s] y Δ de Potencia [MW] necesarios para el desarrollo de resultados experimentales.

Tabla 11.

Intervalo de tiempo para cálculo de RoCoF. Evento disparo de planta Reventazón y desconexión de México.

Intervalo de tiempo RoCoF (ms)
0.4

Fuente: elaboración propia.

5.4.2.4 *Selección de punto inicial para el cálculo de los equivalentes inerciales según el flujo neto de potencia (MW) en frontera Norte y Sur de Costa Rica*

La selección del punto inicial de análisis para el cálculo de los equivalentes inerciales al norte y sur de Costa Rica es fundamental para minimizar el porcentaje de error entre los valores considerados como teóricos y los experimentales obtenidos por medio de la metodología en estudio.

En el caso de la simulación del disparo de planta hidroeléctrica Reventazón y posteriormente la desconexión de México con un trasiego de potencia hacia el SER de +241MW de potencia, los generadores del SER van a actuar en diferentes instantes de tiempo con una respuesta ante las oscilaciones producto de la contingencia. Esto ocurre a razón de la distancia del punto de la falla respecto a cada unidad generadora. Como se menciona en apartados anteriores, para el presente proyecto no se tomó en cuenta un centro de inercia que permite calcular la respuesta conjunta de generadores síncronos ante el evento, sino, que de manera gráfica se utilizaron valores de flujos de potencia y de frecuencia 380 [ms] posterior al inicio exacto de la falla simulada que es donde se empieza a tener el sincronismo de respuesta por parte del conjunto de generadores del SER.

Como se observa en la Figura 36 se aprecia gráficamente los flujos de potencia de las interconexiones al norte y sur de Costa Rica presentaron variaciones aproximadamente a los 380 [ms] de aplicada la perturbación. Posteriormente se observa un comportamiento de sincronismo (ver Figura 42) en la respuesta inercial del conjunto de generadores del SER, lo que permite establecer el instante inicial para el desarrollo del cálculo de equivalentes inerciales.

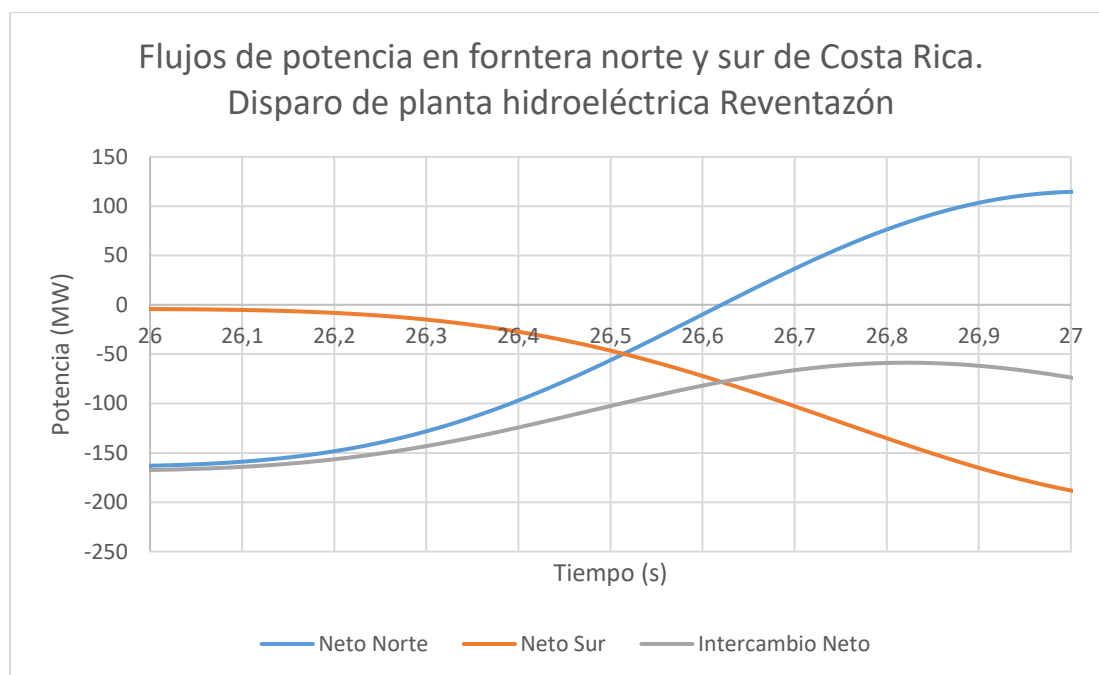
El informe Adaptive Online Disturbance Location Considering Anisotropy of Frequency Propagation Speeds de (Zhang y otros, 2016) indica que, ante perturbaciones en el sistema de

potencia, la frecuencia tiene una dinámica de propagación característica que varía en tiempo y espacio.

Existe un intervalo de tiempo en donde los generadores no actúan en consecuencia del desbalance, como se aprecia en los primeros 200 [ms] de ocurrido el evento, ver en la Figura 42. De tomarse los valores de flujos de potencia y cambio en la frecuencia en el instante cero del evento, las diferencias de potencia y frecuencia en un intervalo de 400 [ms] no serían considerables y, por consiguiente, un análisis bajo un enfoque de perturbación significativa no sería efectivo para obtener buenos resultados.

Figura 42.

Potencia (MW) en las interconexiones al norte y sur de Costa Rica. Disparo de proyecto hidroeléctrico Reventazón y desconexión México con el SER.



Fuente: creación propia.

Tabla 12.

Flujo neto de P en frontera Norte y Sur de Costa Rica en T1 (inicial o instante de la

perturbación) y un T2 para cálculo de RoCoF. Evento disparo de planta Reventazón y desconexión de México.

EQUI	T ₁ (s)	T ₂ (s)	DELTA TIEMPO (s)	P ₁ (MW)	P ₂ (MW)	DELTA POTENCIA (MW)	Pendiente (MW/s)	RoCo F
NORT	26.380	26.780	0.400	-104.024	69.133	-34.890	-87.226	0.372
SUR	26.380	26.780	0.400	-24.353	-128.725	-104.372	-260.931	

Fuente: elaboración propia.

5.4.2.5 Resultados experimentales de H [s], energía de respuesta inercial de los primeros 400 [ms] y demanda y demanda donde se discrimina la generación distribuida a nivel de las líneas de distribución por país:

Para estos resultados se emplea la metodología planteada para determinar la inercia bajo el método de perturbación significativa, ver apartado 5.3.

Tabla 13.

Valores experimentales de H [s] y energía de respuesta inercial para Costa Rica, bloque Sur (Panamá) y bloque Norte (sin México). Evento disparo de planta Reventazón y desconexión de México.

Costa Rica Inercia (MWs)	Costa Rica Demanda (MW)	Costa Rica Inercia (s)	Panamá Inercia (MWs)	Panamá Demanda (MW)	Panamá Inercia (s)	Equivalente Norte Inercia (MWs)	Equivalente Norte Demanda (MW)	Equivalente Norte Inercia (s)
5602.30	1535.65	3.648	8415.53	1578.42	5.332	16618.53	4792.26	3.468

Fuente: elaboración propia.

Tabla 14.

Comparación de los resultados de la inercia teórica del sistema con la calculada experimentalmente para las unidades en línea según las bases de datos dinámicas y de flujos de potencia para el 9 de julio, del 2021. Evento disparo de planta Reventazón y desconexión de México.

Área del SER	H teórica (MWs)	H experimental (MWs)	Porcentaje de error
Bloque Norte (Guatemala, Honduras, El Salvador y Nicaragua)	16952.998	16618.535	2.0%
Costa Rica	5762.266	5602.304	3.0%
Bloque Sur (Panamá)	6945.442	8415.531	20.0%

Fuente: elaboración propia.

5.5 Discusión de resultados generales. Disparo de línea de interconexión México-Guatemala con un trasiego de potencia de +241MW hacia el SER

Según el equivalente topológico confeccionado para el desarrollo de la metodología en estudio (ver equivalentes Figura 34 y Figura 35) se realiza una simulación del disparo de la interconexión México y Guatemala, con un trasiego de +240 [MW] hacia el SER. Dicha simulación genera un flujo de potencia neta +162[MW] en frontera norte de Costa Rica como se logra apreciar en la línea azul de la gráfica, Figura 43. Posteriormente, se toma el valor experimental de H [s] para el equivalente Norte, calculado por medio de la metodología aplicada (ver Tabla 7), y se distribuye de forma equitativa para los dos generadores equivalentes (ver Figura 35 para vislumbrar los equivalentes) según topología utilizada, asumiendo impedancias equivalentes para las dos líneas de transmisión en frontera norte y un ajuste en la constante de amortiguamiento de cada unidad de $D=0.5$.

Seguidamente, los valores de inercia (H) se ingresan a la base de datos dinámica PSS/E del 09 de junio, 2021 y se simula el mismo evento. Al sustituir los valores de las constantes de

inercia de los generadores equivalentes del bloque norte, se obtiene una tendencia gráfica como la que se visualiza por la línea sólida color rojo de la Figura 43, donde el comportamiento presenta una diferencia de hasta el 43% en sus máximos de amplitud de la perturbación.

La Figura 44 muestra el análisis descrito anteriormente, pero visto desde las dos interconexiones en frontera norte de Costa Rica. Además, se logran apreciar los flujos de potencia que trasiegan las líneas de transmisión, 230 [kV] Cañas-Ticuantepe y Liberia-Amayo, tanto para el SER completo como para la simulación donde se incluya el equivalente inercial.

Como se aprecia en la Tabla 8, la inercia teórica y la experimental del SER reflejan un porcentaje de error del 22% en el resultado de la inercia del bloque norte, en Costa Rica se obtuvo un 0.1% de diferencia y en Panamá un 1.3%.

En la Tabla 15, se consigna en forma numérica el porcentaje de error de los flujos de potencia entre Nicaragua y Costa Rica simulado el SER completo y la simulación con Costa Rica conectado al equivalente inercial de la parte Norte del SER (ver equivalentes de Figura 34 y Figura 35).

Se realiza un análisis gráfico de las señales resultantes para flujos de potencia y tendencia en la frecuencia, durante la primer oscilación de ocurrido el evento y se observa que la diferencia entre los picos máximos de flujos de potencia netos de las interconexiones norte y los trasegados a través de las líneas de transmisión Amayo-Liberia 230kV, Ticuantepe-Cañas230kV, promediaron valores de un 42% (ver Tabla 15), siendo el sistema equivalente propuesto quien osciló con una mayor amplitud, producto de una baja inercia propuesta por medio del cálculo.

Esto ocurre porque la metodología calcula un único valor de inercia equivalente y posteriormente por prueba error se separa en dos equivalentes repartiendo la inercia con un porcentaje modelado en una máquina equivalente en Ticuantepe y otra en Amayo. Por lo tanto,

es posible reducir los porcentajes de error realizando un ajuste fino de la repartición de inercia en cada una de las máquinas equivalentes.

Los resultados del aporte inercial en MWs (ver Tabla 8) para cada área del SER ofrecen porcentajes de error, no superiores al 22% en el bloque norte, un 0% para Costa Rica y un 1% para Panamá.

Algunos factores que intervienen en el porcentaje de error para el bloque norte son:

- La distancia de la falla respecto al área.
- La frecuencia utilizada en el análisis para el cálculo de equivalentes inerciales fue de subestación La Caja 230 kV, con el fin de mantener confidencialidad en los datos de los países que intervienen .
- No se toma en consideración la generación conectada al sistema por medio de líneas de distribución de media tensión, al no poder determinar por medio de las bases de datos de flujos de potencia y dinámicas para PSS/E, los flujos asociados. A nivel de PSS/E en sistemas de distribución, la generación conectada se modela como una carga negativa. Para el caso de Costa Rica, dicha discriminación de generación se filtró de manera exitosa, mientras que para el resto de los países que conforman el bloque norte y sur, no se contó con datos que arrojaran valores asociados a generación distribuida.

En el anexo 6, Tabla 17 se detalla la generación que no posee respuesta inercial a nivel de base de datos dinámica y de flujos de potencia para PSS/E. Esta generación se excluye de los cálculos para la metodología propuesta.

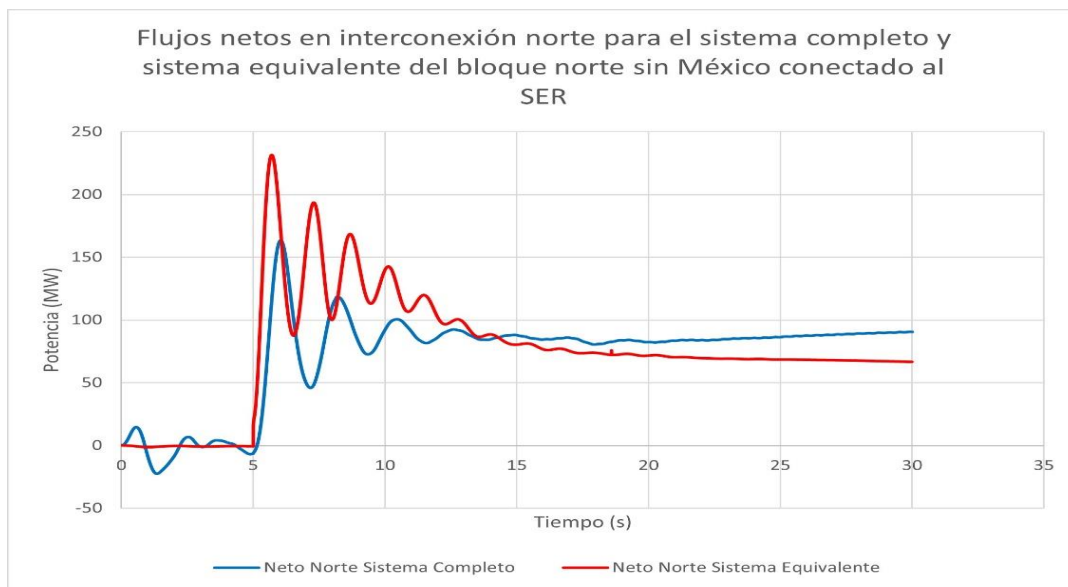
No se cuenta con una actualización reciente a las bases de datos de flujos de carga y dinámicas para PSS/E del sistema eléctrico regional.

En la Figura 43 y Figura 44 se puede apreciar los datos de flujos de potencia netos de frontera norte de Costa Rica y los trasegados por cada interconexión.

En la Figura 45 se aprecia el comportamiento de la frecuencia del sistema eléctrico regional y la respuesta del equivalente topológico e inercial propuesto. Los resultados arrojan un sistema equivalente con menos inercia que el sistema completo. Un ajuste en el modelado es posible mediante un análisis estadístico del comportamiento de la frecuencia al variar la constante de amortiguamiento de la carga (D) y la repartición inercial en los equivalentes, a razón de los parámetros de cada línea de interconexión norte de Costa Rica.

Figura 43.

Comparación de la respuesta inercial del SER medida en el flujo neto las interconexiones con Nicaragua, cuando se dispara la interconexión México – Guatemala con un flujo hacia Guatemala de 240MW.

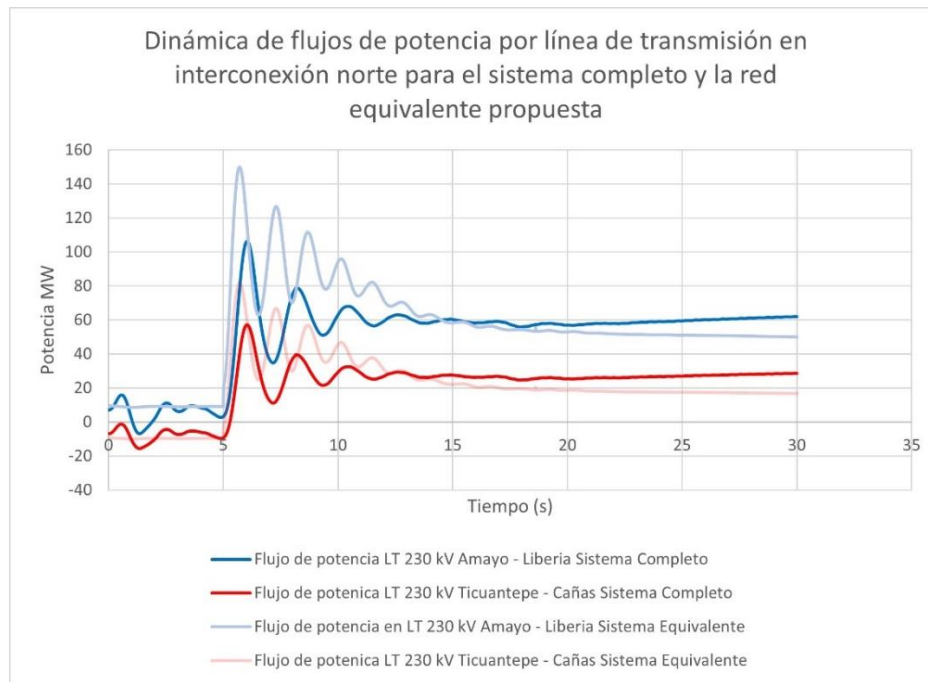


Fuente: elaboración propia.

Figura 44.

Comparación de la respuesta inercial del SER medida en las interconexiones con Nicaragua

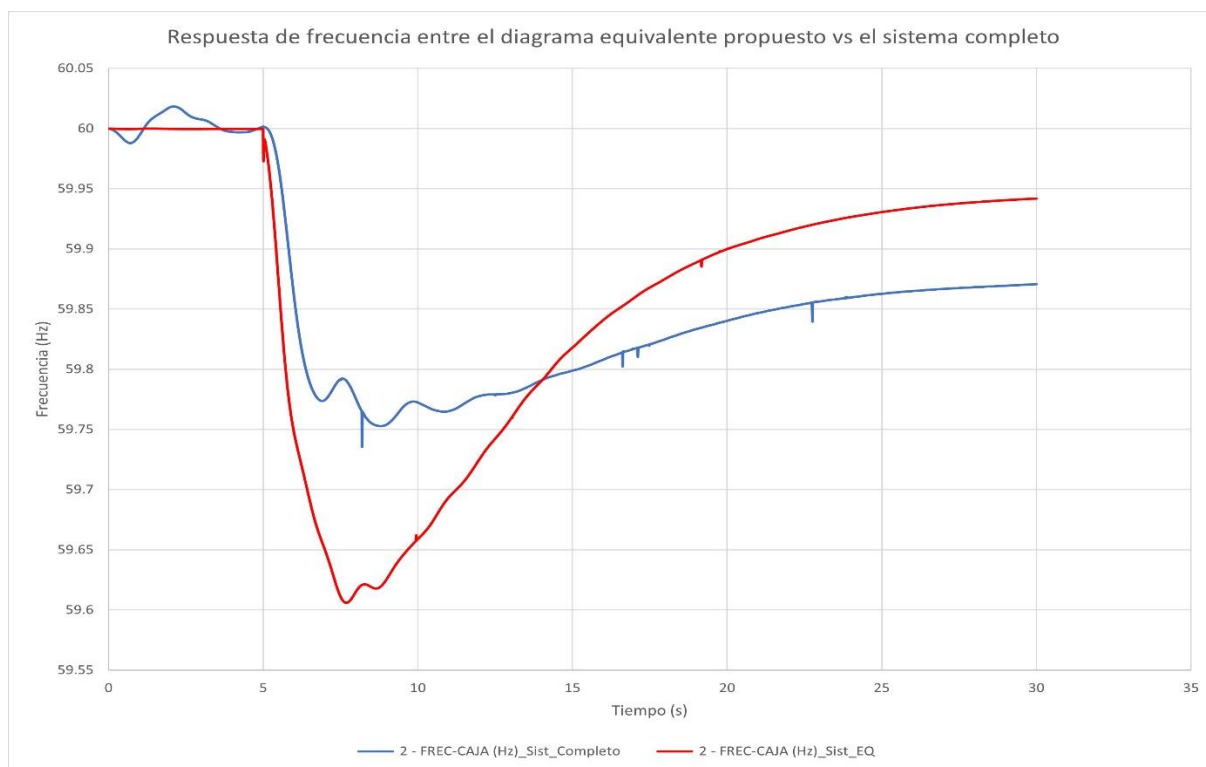
(Cañas – Ticuantepe y Liberia – Amayo), cuando se dispara la interconexión México – Guatemala con un flujo hacia Guatemala de 240MW.



Fuente: elaboración propia.

Figura 45.

Respuesta de frecuencia ante el disparo de la interconexión México-Guatemala del sistema eléctrico regional y el sistema equivalente propuesto.



Fuente: elaboración propia.

Tabla 15.

Comparación de resultados del flujo de potencia inercial en las interconexiones Nicaragua – Costa Rica.

Intercambio de Potencia de Nicaragua hacia Costa Rica	Sistema completo	Sistema equivalente	Porcentaje de error (%)
	Potencia (MW)	Potencia (MW)	
Flujo neto (Nicaragua – Costa Rica)	161.995	231.397	43
Flujo de potencia Ticuantepe - Cañas	56.426	79.402	41

Flujo de potencia Amayo - Liberia	106.085	149.593	41
-----------------------------------	---------	---------	----

Fuente: elaboración propia.

5.6 Discusión de resultados generales. Disparo de línea de interconexión México-Guatemala con un trasiego de potencia de +241MW hacia el SER posterior al disparo de generación en planta hidroeléctrica Reventazón con -232MW.

Según el equivalente topológico confeccionado para el desarrollo de la metodología en estudio (ver equivalentes representados en la Figura 34 y Figura 35), se realiza una simulación del disparo de la interconexión México y Guatemala posterior a una pérdida de generación de -232.5 [MW] en planta hidroeléctrica Reventazón.

Subsiguientemente, se toma el dato experimental de H [s] para el equivalente Norte, calculado por medio de la metodología aplicada (ver apartado 5.3), y se distribuye de forma equitativa para los dos generadores equivalentes (ver Figura 35) según topología utilizada, asumiendo impedancias equivalentes equitativas para las dos líneas de transmisión en frontera norte y un ajuste en la constante de amortiguamiento de cada unidad de $D=0.5$.

Los valores (H) se ingresan a la base de datos dinámica PSS/E del 09 de junio, 2021 y se simula el mismo evento. Al sustituir los valores de las constantes de inercia de los generadores equivalentes del bloque norte, se obtiene una tendencia gráfica como la que se visualiza por la línea sólida color rojo de la Figura 46, donde el comportamiento, a pesar de presentar una diferencia, se ajusta muy bien a la respuesta inercial real del sistema en estudio.

En la

Figura 47, se muestra el mismo análisis descrito anteriormente, no obstante, este es visto desde las dos interconexiones en frontera norte de Costa Rica. Se aprecian los flujos de potencia que trasiegan las líneas de transmisión, 230 [kV] Cañas-Ticuantepé y Liberia-Amayo, tanto para el SER completo como para la simulación que incluye el equivalente inercial.

Como se aprecia en la Tabla 14, la inercia teórica y la experimental del SER reflejan un porcentaje de error del 20% en el resultado de la inercia del bloque sur (Panamá), mientras que el caso de Costa Rica fue de un 3% y el bloque norte 2%, según el evento descrito en el apartado 5.4.2.

Se realiza un análisis gráfico de las señales resultantes para flujos de potencia y tendencia en la frecuencia, durante la primer oscilación de ocurrido el evento y se observa que la diferencia entre los picos máximos de flujos de potencia netos de las interconexiones norte y los trasegados a través de las líneas de transmisión Amayo-Liberia 230kV, Ticuantepe-Cañas230kV, promediaron valores de un 20% (ver Tabla 16), siendo el sistema eléctrico regional quien osciló con una mayor amplitud respecto al sistema equivalente propuesto.

Para esta simulación, el sistema equivalente propuesto, posee una mejor respuesta inercial, recuperando la frecuencia en un tiempo menor que el sistema eléctrico regional, además, de que los flujos netos hacia el norte tuvieron una menor amplitud respecto al SER en línea.

Los porcentajes de error son resultado de que la metodología calcula un único valor de inercia equivalente y posteriormente por prueba error se separa en dos equivalentes repartiendo la inercia con un porcentaje modelado en una máquina equivalente en Ticuantepe y otra en Amayo. Por lo tanto, es posible reducir los porcentajes de error realizando un ajuste fino de la repartición de inercia en cada una de las máquinas equivalentes.

En la Figura 46 y

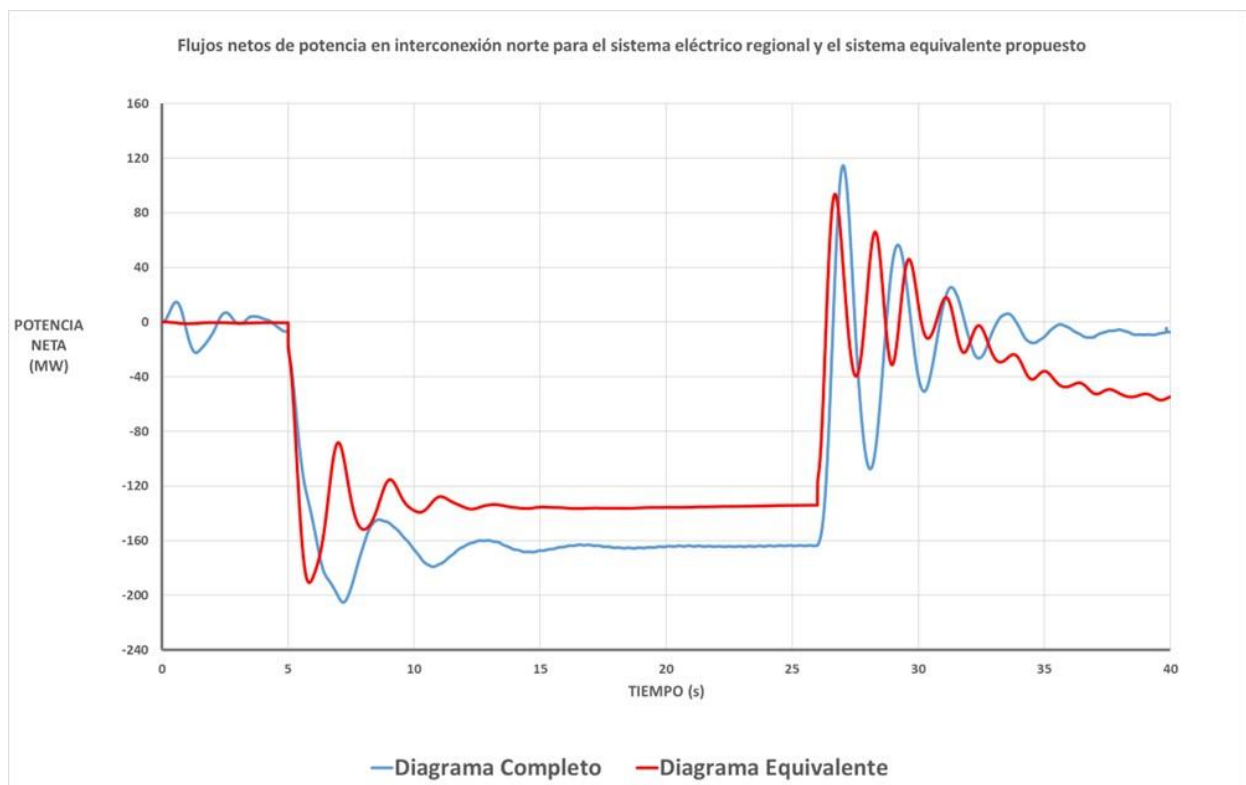
Figura 47 se puede apreciar los datos de flujos de potencia netos de frontera norte de Costa Rica y los trasegados por cada interconexión.

En la Figura 48 se aprecia el comportamiento de la frecuencia del sistema eléctrico regional y la respuesta del equivalente topológico e inercial propuesto. Los resultados arrojan un sistema equivalente con menos inercia que el sistema completo. Un ajuste en el modelado es posible mediante un análisis estadístico del comportamiento de la frecuencia al variar la constante de

amortiguamiento de la carga (D) y la repartición inercial en los equivalentes, a razón de los parámetros de cada línea de interconexión norte de Costa Rica.

Figura 46.

Comparación de la respuesta inercial del SER medida en el flujo neto las interconexiones con Nicaragua, cuando se dispara la interconexión México-Guatemala con un flujo hacia Guatemala de 240MW.

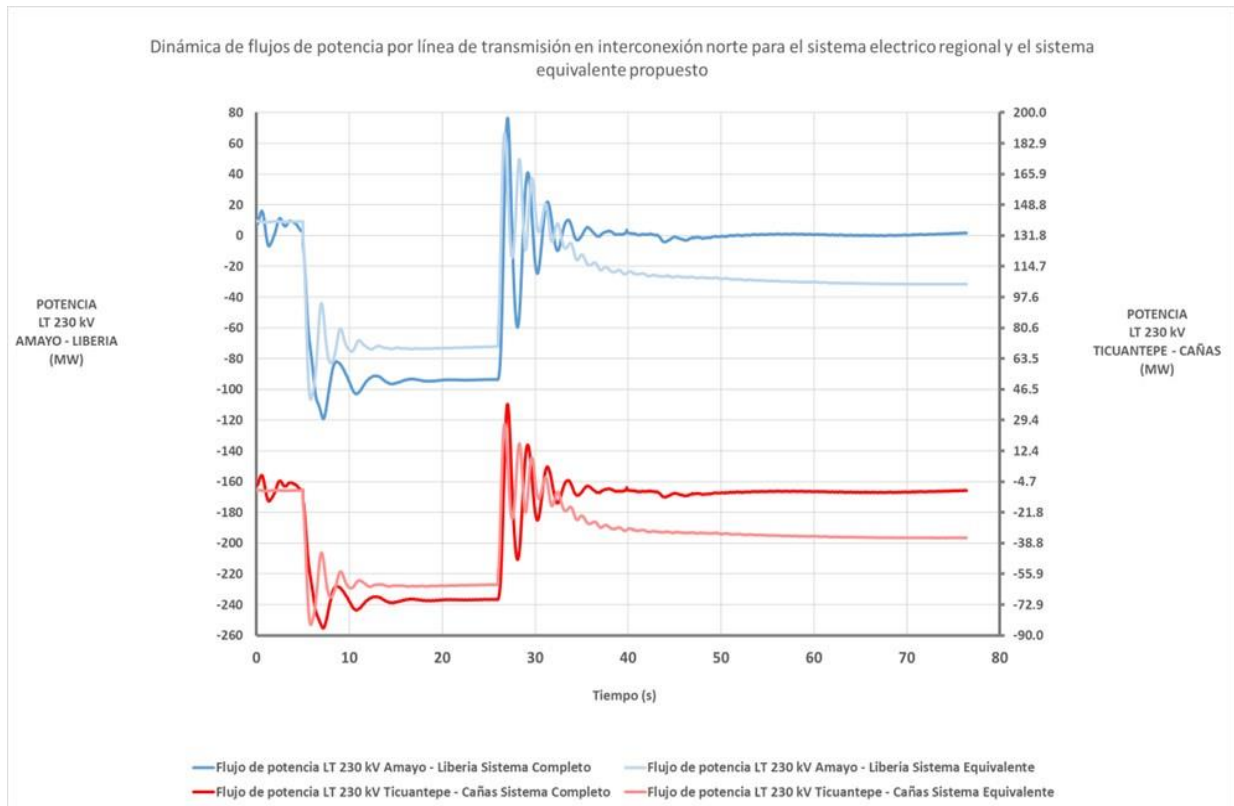


Fuente: elaboración propia.

Figura 47.

Comparación de la respuesta inercial del SER medida en las interconexiones con

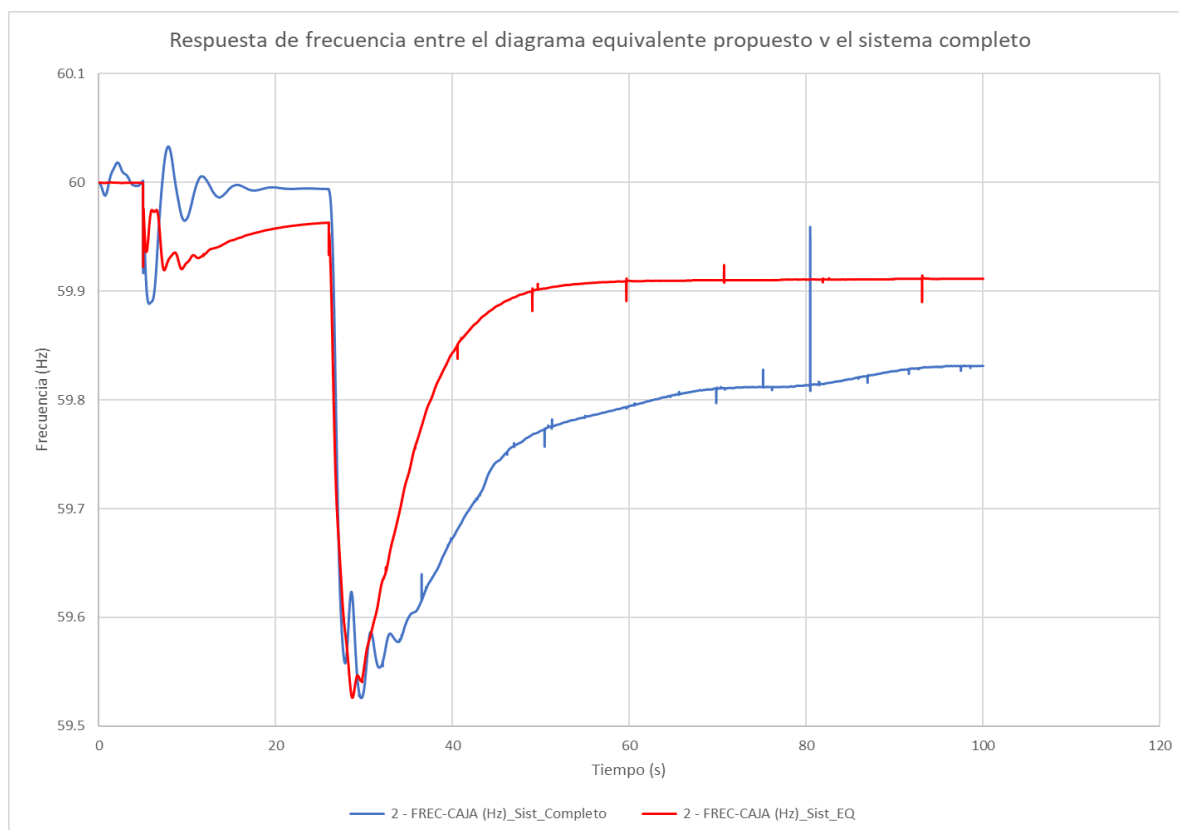
Nicaragua(Cañás – Ticuantepe y Liberia – Amayo), cuando se dispara la interconexión México – Guatemala con un flujo hacia Guatemala de 240MW.



Fuente: elaboración propia.

Figura 48.

Gráfica comparativa de la respuesta de frecuencia del sistema eléctrico regional y el sistema eléctrico equivalente propuesto



Fuente: elaboración propia.

Tabla 16.

Comparación de resultados del flujo de potencia inercial en las interconexiones Nicaragua – Costa Rica.

Intercambio de Potencia de Nicaragua hacia Costa Rica	Sistema completo	Sistema equivalente	Porcentaje de error (%)
	Potencia (MW)	Potencia (MW)	
Flujo neto (Nicaragua – Costa Rica)	114.167	93.539	18

Flujo de potencia Ticuantepe - Cañas	37.983	26.474	30%
Flujo de potencia Amayo - Liberia	76.433	66.511	13%

Fuente: elaboración propia.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Se realizó una investigación para el desarrollo de una metodología de cálculo de equivalentes inerciales al norte y sur de Costa Rica incorporando las mejores prácticas, artículos y literatura internacional como se muestra en el apartado 1.1. Esto consumó la selección y ajuste de un modelo de cálculo fuera de línea para la obtención de equivalentes inerciales de Costa Rica, bloque norte y sur de sus interconexiones con el SER.

Se construyó una plantilla en Microsoft Excel habilitada para macros que realiza los cálculos necesarios para la obtención de equivalentes inerciales utilizando como insumo la extracción de variables pertinentes de las simulaciones, las bases de datos dinámicas y de flujos de potencia para PSS/E. Por medio del programa de Excel se obtiene porcentajes de error entre la inercia teórica del bloque norte, Costa Rica, Panamá y la inercia experimental. Así bien, se concluye que la precisión de los resultados del procedimiento de cálculo es dependiente de la confiabilidad que ofrezcan las bases de datos utilizadas en PSS/E, además, del arreglo topológico del equivalente inercial, distribución de constantes de inercia experimentales en cada línea de transmisión del bloque norte y determinación de la constante de amortiguamiento de la carga a utilizar ($D=0.5$).

Se determinó la necesidad de confeccionar estructuras o topologías que faciliten el análisis de la metodología de cálculo por medio de generadores equivalentes en frontera norte de Costa Rica, (ver Figura 34 y Figura 35).

Se vislumbró la necesidad en la construcción de un software (<https://ser-csv.web.app/>) capaz de ordenar las bases de datos dinámicas y de flujos de potencia que permitan el análisis de datos para la metodología en cuestión (ver apartado 5.3). Este programa solventó la

necesidad del CENCE y del SER para estructurar y ordenar las bases de datos en mención, ofreciendo una forma versátil para el análisis de datos mediante un archivo CSV.

Se logró determinar un intervalo de tiempo para el cálculo de la tasa de cambio en la frecuencia del Sistema Eléctrico Regional. Por medio de una observación experta del gráfico de flujos de potencia en las interconexiones, el gráfico de frecuencia en subestación La Caja 230 kV e instante de tiempo del disparo del sistema eléctrico mexicano, para las simulaciones de los apartados 5.4.1 y 5.4.2, se establecen un inicio para el análisis por medio de la metodología propuesta en el documento a los 300 [ms] y 380 [ms] aproximadamente.

El desarrollo del proyecto establece una metodología que sirve como base de un estudio con un alcance mayor, el cual, podría llevar el análisis hasta la recuperación de la frecuencia a valores nominales posterior a la respuesta terciaria del sistema, utilizando datos de los PMU de las interconexiones del SER en un estudio futuro.

Con los resultados derivados, se puede concluir que, con la metodología mostrada en el documento, es factible obtener un equivalente inercial de los generadores síncronos que simulan el comportamiento dinámico del sistema eléctrico en Costa Rica, pero a nivel de bloque norte y sur de las interconexiones del país, se depende directamente de la actualización en los modelos matemáticos que se incluyen en las bases de datos dinámicas y de flujos de potencia para PSS/E. Con bases de datos de flujos de potencia actualizadas se pueden obtener resultados más precisos. Los porcentajes de error mostrados en la Tabla 8 y la Tabla 14, son producto del control que se tuvo en cuanto a bases de datos del SEN para el desarrollo del cálculo de equivalentes inerciales.

Realizar las simulaciones bajo un ambiente controlado de PSS/E permitió determinar los puntos de análisis iniciales, en donde la concavidad de la gráfica de depresión en la frecuencia del Sistema Eléctrico Regional no abarcase un área de considerable, respecto a la pendiente de la tasa de cambio en la frecuencia, lo que permitió obtener valores menores a un 22% en el cálculo numérico del equivalente inercial para el bloque norte, Costa Rica y Panamá, ver Tabla 8 y Tabla 14 las cuales refieren a porcentajes de error de inercia en MWs.

A pesar de obtener equivalentes inerciales que no superan el 22% respecto al valor teórico propuesto, el análisis gráfico mostró un porcentaje de error mayor en el evento del disparo de México (43%) respecto a los flujos de potencia netos al norte de Costa Rica y los flujos trasegados por cada interconexión (Ticuantepe-Cañas y Amayo-Liberia) del sistema equivalente y el sistema eléctrico regional (bloque norte sin México). Con variaciones en la constante de amortiguamiento de la carga, D , para cada generador del modelo equivalente propuesto, el porcentaje de error en mención se puede reducir.

En la desconexión de México-Guatemala posterior al disparo de planta hidroeléctrica Reventazón, los porcentajes de error en los flujos de potencia de frontera norte no superaron el 30%. Se puede decir que el equivalente inercial calculado provoca un desbalance mayor en los flujos de frontera norte en la línea de transmisión Ticuantepe-Cañas (30%), mientras que en Amayo-Liberia y el flujo neto norte, los valores no superaron el 18%. Con variaciones en la constante de amortiguamiento de la carga, D , para cada generador del modelo equivalente propuesto, el porcentaje de error en mención se puede reducir.

Se concluye que la metodología descrita ofrece resultados aceptables para representar los equivalentes inerciales del bloque norte (Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua) y

Panamá, a pesar de que en la repuesta inercial del sistema intervienen elementos de la red que no se están contemplando al enfocar el análisis únicamente a las unidades hidroeléctricas y térmicas de la región. Como en Costa Rica se tiene un control completo de las bases de datos dinámicas y de flujos de potencia para PSS/E, los resultados vislumbraron un porcentaje de error bajo entre la inercia tomada como teórica del SEN y la calculada experimentalmente mediante las simulaciones utilizando las gráficas de frecuencia y flujos de potencia activa en las interconexiones de la frontera norte del SEN.

Recomendaciones

Para obtener la respuesta deseada a nivel de simulación (respuesta inercial, repuesta de gobernadores y el nuevo estado estacionario) se recomienda continuar con la investigación analizando las diferentes dinámicas antes de llegar al estado estable del sistema, tal como se indica en la Figura 15. En este análisis también se debe incluir el equivalente eléctrico con el objetivo de obtener una respuesta representativa del voltaje en el punto de red donde se ubique el equivalente.

Realizar una actualización en las bases de datos de flujos de potencia y bases de datos dinámicas por cada país que conforma el SER, para contar con el modelado matemático más reciente. Dicha actualización se debe de hacer por medio de una solicitud al Ente Operador Regional. Con esto se podría validar análisis dinámicos de respuesta inercial por medio de PSS/E.

Es aconsejable continuar el estudio del proyecto enfocándose en variables de tiempo real obtenidas por las unidades de medición fasorial de las interconexiones del SER. Con ello se realizaría un análisis integral y espectral del comportamiento del sistema eléctrico.

Se sugiere realizar un análisis en la dinámica de las unidades del SER respecto a la distancia de la falla, con el fin de determinar un centro de inercia que represente la respuesta ante desbalances carga-generación del conjunto de generadores síncronos. Con esto se reduce el margen de error que presenta la metodología en cuando al punto inicial de análisis para la pendiente RoCoF.

Realizar un estudio estadístico de las contingencias con mayor índice de recurrencia, para tomarlas como base de datos del estudio en tiempo real deseado utilizando los datos de PMU almacenados en la carpeta compartida de eventos del SER.

BIBLIOGRAFÍA

- Allella, F., Chiodo, E., Giannuzzi, G. M., Lauria, D., & Mottola, F. (20 de Marzo de 2020). *IEEE Xplore*. On-line estimation assessment of power systems inertia with high penetration of renewable generation: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9049426>
- CENCE. (31 de 12 de 2021). *CENCE Web Grupo ICE*. Centro Nacional de Control de Energía: <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3008>
- CENCE. (09 de junio de 2022). *Centro Nacional de Control de Energía*. Sitio Oficial CENCE: <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/>
- CENCE. (01 de Diciembre de 2022). *Centro Nacional de Control de la Energía*. Centro Nacional de Control de la Energía: <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/paginas/PredespachoTecnicoNacional.html?fec ha=02/01/2023>
- CRIE. (05 de Abril de 2021). *Comisión Regional de Interconexión Eléctrica*. <https://crie.org.gt/>
- ENTSOE. (18 de Diciembre de 2013). *European Network of Transmission System Operators for Electricity*. Future System Inertia. European Network of Transmission System Operators for Electricity: <https://www.entsoe.eu/publications/systemoperations-reports/>
- ENTSOE. (18 de Diciembre de 2020). *European Network of Transmission System Operators for Electricity*. Future System Inertia 2, European Network of Transmission System Operators for Electricity: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/>
- EOR. (05 de Abril de 2021). *Ente Operador Regional*. <https://www.enteoperador.org/>

- EOR. (05 de Abril de 2021). *Ente Operador Regional*. Ente Operador Regional:
<https://www.enteoperador.org/>
- EPR. (10 de Diciembre de 2022). *Empresa Propietaria de la RED*.
<https://www.eprsiepac.com/contenido/descripcion-linea-siepac/>
- EPRI. (27 de Julio de 2009). *Instituto de Investigación de Energía Eléctrica*. Instituto de Investigación de Energía Eléctrica:
<https://www.epri.com/research/products/000000000001016042>
- Future System Inertia 2, 2. (2020). *European Network of Transmission System Operators for Electricity*. ENTSO-E: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/>
- Future System Inertia, R. (2013). *European Network of Transmission System Operators for Electricity*. entsoe: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/>
- Gauchat, J. D. (1 de Enero de 2012). *Google Scholar*.
<https://doi.org/https://books.google.co.cr/books?hl=es&lr=&id=szDMIRzwzuUC&oi=fnd&pg=PA1&dq=javascript&ots=0CsGY3uxRg&sig=Wnh9uTVIvgn-Bo0BK2fqT0CBQog#v=onepage&q=javascript&f=false>
- Gómez Expósito, A. (2002). Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica. En A. Abur, F. Alvarado L., C. Bel Álvares, C. Cañizares, J. Pidre Cidrás, A. J. Navarro Conejo, . . . J. García Usaola, *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica* (págs. 217-458). Madrid: McGrawHill.
- Guowei Cai, P. (01 de Mayo de 2019). *IEEE*. IEEE Xplore:
<https://ieeexplore.ieee.org/document/8703783>
- H., S. (2014). *Metodología de la Investigación*. México DF: Mc Graw Hill.
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, M. (2014). *Metodología de la Investigación* (Sexta ed.). McGrawHill.

- Inertia and Rate of Change of Frequency. (16 de diciembre de Abril de 2020). *Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad*. ENTSO-E: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/>
- IRENA, International Renewable Energy Agency. (2022). *Grid Codes for Renewable Powered Systems*. Abu Dhabi: IRENA Publications.
- Kundur, P. (1994). Power System Stability and Control. En P. Kundur, *Power System Stability and Control* (págs. 128-138). New York: McGrawHill.
- Kundur, P. (1994). Power System Stability and Control. En P. Kundur, *Power System Stability and Control* (págs. 581-626). New York: McGraw-Hill.
- Lima Rodríguez, J., & Nin Iewdiukow, I. (20 de Diciembre de 2019). *Universidad de la república de Uruguay*. (Colibri, Ed.) Retrieved 24 de Enero de 2021, from Conocimiento Libre Repositorio Institucional: <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/handle/20.500.12008/23188>
- Martín, J. R. (1987). *Diseño de Subestaciones Eléctricas*. México: Mc Graw Hill.
- MINAE. (2015). *Plan Nacional de Energía 2015-2030*. San José: Gobierno de La República, Costa Rica.
- NERC. (2015). *Reliability Guideline: Primary Frequency Control*. Atlanta & Washington: NERC.
- Newton, I. (1686). *Philosophiae Naturalis Principia Mathematica*. Londres: S. PEPYS, REG. SOC. PRAESES.
- RoCoF. (18 de Diciembre de 2020). *European Network of Transmission System Operators for Electricity*. Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF): <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/>
- Rossetto. (2019). *Google Académico*. Retrieved 20 de Enero de 2021, from Scholar Google: https://scholar.google.com/scholar?hl=es&as_sdt=0%2C5&q=REAL-TIME+PMU-

BASED+POWER+SYSTEM+INERTIA+MONITORING+CONSIDERING+DYNAMIC+EQUIVALENTS&btnG=

Sánchez Salazar , O., Retana Gonzáles , J., & Murillo Gonzáles , R. (2015). *Informe PCO-02-2015*. San José, Costa Rica: CENCE, Coordinación de la Operación.

Sancho, I. R. (2019). *Curso de Control de Frecuencia*. Heredia: CENCE.

SEP, M. u. (20 de Diciembre de 2019). *Google Académico*. Scholar Google: https://scholar.google.com/scholar?hl=es&as_sdt=0%2C5&q=Modelo+uninodal+para+el+an%C3%A1lisis+de+la+respuesta+de+la+frecuencia+en+sistemas+el%C3%A9ctricos+de+potencia&btnG=

SIEMENS. (10 de Diciembre de 2022). *PSS/E: software de análisis y planificación de transmisión de alto rendimiento*. https://new-siemens-com.translate.goog/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/pss-software/pss-e.html?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=sc

Stevenson, W. D., & Grainger, J. J. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia*. Naucalpan de Juárez, Edo. de México: McGRAW-HILL.

Tan, J., Zhan, Y., Usted, S., Liu, Y., & Liu, Y. (05 de Agosto de 2018). *IEEE Xplore*. Estudio de respuesta de frecuencia de la interconexión occidental de EE. UU. bajo penetraciones de generación fotovoltaica extra altas: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8586163/authors#authors>

WEC. (2013). *World Energy Council . World Energy Perspective: Cost of Energy Technologies*. Londres: World Energy Council (WEC): <https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-2013-time-to-get-real-a-the-case-for-sustainable-energy-investment>

Zhang, H., Shi, F., Liu, Y., & Terzija, V. (2016). *Adaptive Online Disturbance Location Considering Anisotropy of Frequency Propagation Speeds*. IEEE Transactions on Power System. IEEE.

Anexos

Anexo 1, enlace a programa HTLM

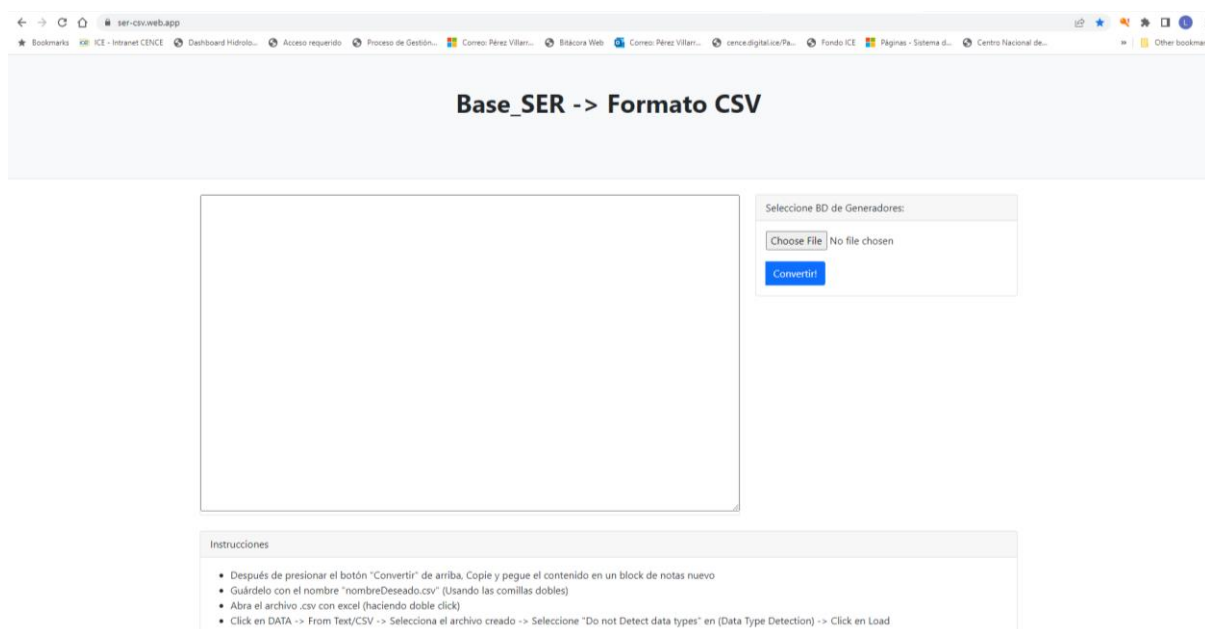
Enlace a programa HTLM para ordenamiento de las bases de datos dinámicas y de flujos de potencia dl software PSS/E

Se confeccionó una estructura en HTML para desarrollar un código Java el cual tiene como único fin el de ordenar en un formato CSV las bases de datos de flujos de potencia y dinámicas de la base de datos para PSS/E proporcionada por el Ente Operador Regional para al 09 de julio, 2021. En el Anexo 2, se indica con más detalle la lógica de programación en el código Java Script. En el siguiente enlace se puede ingresar a la página HTML donde se explica por medio de cajas de texto, los pasos y el uso del programa en cuestión:

<https://ser-csv.web.app/>

Figura 49.

Página web HTML del programa de ordenamiento y conversión de bases de datos dinámicas y de flujos de potencia PSS/E.



Fuente: elaboración propia.

Anexo 2, código fuente para programa para estructuras bases de datos para PSS/E en formato CSV

A continuación, se muestran los archivos fuentes JavaScript para el acceso, contenido y navegación del programa para el ordenamiento de base de datos dinámicas y de flujo de potencia en PSS/E.

Archivo JavaScript para acceso:

```
const Access = {
  template: `
    <div>
      <Navigation/>
      <h1>Base_SER -> Formato CSV </h1>

      <div class="error" v-if="validationErrors.length > 0" style = "color:red; margin-top: 2em;
margin-bottom: 1em;">
        {{ validationErrors }}
      </div>
      <div v-else style="margin-top: 2em; margin-bottom: 1em;">&nbsp;</div>

      <div class="field section" style="margin-top:3em">
        <div>
          <label for="input-file">Selecciones un Archivo:</label><br>
          <input type="file" name="file" id="file" />
        </div>
        <hr>
        <button type="button" id="convert">Convertir</button>
```

```
</div>
```

```
<div class="section">
```

```
  <textarea id="content-target" style="width: 81%; height: 50%;"></textarea>
```

```
</div>
```

```
<hr>
```

```
<div class="instructions">
```

```
  <h3 style="text-align:left">Instrucciones</h3>
```

```
  <ul style="text-align:left">
```

```
    <li>Después de presionar el botón "Convertir" de arriba, Copie y pegue el contenido
en un block de notas nuevo</li>
```

```
    <li>Guárdelo con el nombre "nombreDeseado.csv" (Usando las comillas dobles)</li>
```

```
    <li>Abra el archivo .csv con excel (haciendo doble click)</li>
```

```
    <li>Click en DATA -> From Text/CSV -> Selecciona el archivo creado -> Selecciona
"Do not Detect data types" en (Data Type Detection) -> Click en Load</li>
```

```
    <li></li>
```

```
  </ul>
```

```
</div>
```

```
</div>`,
```

```
data() {
```

```
  return {
```

```
    email: "",
```

```
    validationErrors: [],
```

```
  };
```

```

    },
    computed: {

    },
    methods: {

    },
  };

```

Archivo JavaScript para contenido:

```

/**
 * What is this?
 *   Complete definition of `content`.
 *
 * Usage:
 *   Value of `Content` is used to create a vue component in `index.html`
 *
 * Remarks:
 *   The content here is typically included as a distinct Vue component,
 *   but here it is a plain javascript object.
 *   Everything within this object is the actual definition of the Vue component.
 *
 * */

const Content = {
  template: `
    <div>

```

```
<Navigation/>
```

```
<h1>Content</h1>
```

```
<div class="error" v-if="validationErrors.length > 0" style = "color:red; margin-top: 2em;
margin-bottom: 1em;">
```

```
  {{ validationErrors }}
```

```
</div>
```

```
<div v-else style="margin-top: 2em; margin-bottom: 1em;">&nbsp;  </div>
```

```
<div class="field section" style="margin-top:3em">
```

```
  <label for="keywords" >Keywords:</label>
```

```
  <input type="text" name="keywords" v-model="keywords"/>
```

```
  <button style="margin-left: 1em" @click="">Search</button>
```

```
</div>
```

```
<div class="field section">
```

```
  <label for="posts"><b>Posts</b></label>
```

```
</div>
```

```
<div class="posts" style="margin-left:30%; text-align: left!important">
```

```
  <div v-for="(post,index) in posts" :key="index" >
```

```
    {{post.id}}. {{post.description}}
```

```
  </div>
```

```
  <i v-if="!posts || posts.length == 0">No content found.</i>
```

```
</div>
```

```
<div class="section" style="margin-top:1em">

</div>

</div>`,

data() {
  return {
    keywords: "",
    posts: [],
    validationErrors: [],
    currentPage: 0,
    totalPages: 0,
  };
},
computed: {
},
mounted() {
},

methods: {
},

};
```

Archivo JavaScript para navegación:

```
/**
```

```
* What is this?
```

```
* Complete definition of `content`.
```

```
*
```

```
* Usage:
```

```
* `Navigation` component is used in `Access` and `Content` components.
```

```
* This demonstrates how components play a role in the real world. They
```

```
* contain small pieces of reusable code that can be used in other components`
```

```
* or in pages/views (which assemble components to display the whole page
```

```
* on the app - technically also a component.)
```

```
*
```

```
* Remarks:
```

```
* The content here is typically included as a distinct Vue component,
```

```
* but here it is a plain javascript object.
```

```
* Everything within this object is the actual definition of the Vue component.
```

```
*
```

```
* */
```

```
const Navigation = {
```

```
  template: `
```

```
    <nav class="navbar navbar-expand-md" style="background-color: #ffffff;">
```

```
      <button
```

```
        class="navbar-toggler"
```

```
        type="button"
```

```

    data-toggle="collapse"
    data-target="#navbarSupportedContent"
  >
  <span class="navbar-toggler-icon"></span>
</button>
<div class="collapse navbar-collapse" id="navbarSupportedContent">

  </div>
</nav>
` ,
computed: {
  authstatus() {
    // used to show/hide `content` link
    return this.$root.authstatus;
  },
},
};

```

Código Fuente del HTML:

```

<html>

<head>

  <title>Base_SER -> Formato CSV</title>

  <script src="https://cdn.jsdelivr.net/npm/vue@2.6.0"></script>

  <script src="https://unpkg.com/vue-router@2.0.0"></script>

  <!-- currently bootstrap is only used for header - for demo purposes only -->

```

```
<link rel="stylesheet"
href="https://maxcdn.bootstrapcdn.com/bootstrap/4.0.0/css/bootstrap.min.css" />
<style>
  .section {
    margin-top: 2em;
  }
</style>
</head>

<body>
  <div class="wrapper">
    <div id="app" class="container" style="padding-top: 2em;">
      <div class="text-center">
        <router-view v-on:auth-verified="setAuthStatus"></router-view>
      </div>
    </div>
  </div>
  <footer style="
    background-color: rgb(236, 236, 236);
    position: fixed;
    width: 100%;
    font-size: 80%;
    margin-top: 5em;
    padding-top: 5px;
    padding-bottom: 5px;
```

```

    bottom: 0;

">

<div class="container">

  <i>© 2020.</i>

</div>

</footer>

</div>

```

```
<!--
```

All external js files exist as js files. This way we have eliminated the use of vue-http-loader. We could turn them to Vue components and use vue-http-loader to compile Vue files.

Or, better still - switch to a full Vue setup using CLI, Webpack, et al.

```

-->

<script src="./navigation.vue.js"></script>

<script src="./access.vue.js"></script>

<script src="./content.vue.js"></script>

<script src="https://unpkg.com/axios/dist/axios.min.js"></script>

<script>

  //Vue.component("Navigation", Navigation);

  //Vue.component("Content", Content);

  Vue.component("Access", Access);

  const routes = [

```

```
{
  path: "/",
  component: Access,
},
{
  path: "/content",
  component: Content,
},
];

const router = new VueRouter({
  routes: routes,
  mode: "history",
  base: "/",
});

var app = new Vue({
  el: "#app",
  router: router,
  data() {
    return {

    };
  },
  methods: {
```

```

setAuthStatus(val) {
    // login event from `access` component is caught by
    // router-link and sent here to update `authstatus`.
    // This is to demonstrate how variables must be updated ( we don't directly
    // .. update them even if we can in this case)
    console.log("Setting authstatus through event to: ", val);
    this.authstatus = val;
    console.log("New value: ", app.authstatus);
},
},
});
</script>
<script src="https://ajax.googleapis.com/ajax/libs/jquery/1.8.3/jquery.min.js"></script>
<script>
    // document.getElementById('file').onchange = function () {
    //     var file = this.files[0];
    //     var reader = new FileReader();
    //     var converted = "";
    //     reader.onload = function (progressEvent) {
    //         var fileContentArray = this.result.split(/\r\n|\n/);
    //         var stringConverted = ""
    //         for (var line = 0; line < fileContentArray.length - 1; line++) {
    //             console.log(line + " --> " + fileContentArray[line]);
    //             converted = converted+line + " --> " + fileContentArray[line]

```

```

//    }

//    };

//    reader.readAsText(file);

//    document.getElementById('content-target').value = converted;

//    };

$("#convert").click(function () {

    var newValue = "";

    var lines = $('#content-target').val().split('\n'); // lines is an array of strings

    var flagStartLine = false;

    var getNextLine = false

    var waitingForNextSlash = false

    lines.forEach(function (line, index) {

        //console.log('Line is ' + line)

        var tempLine = line.trim()

        tempLine = tempLine.replaceAll("    ", ",")

        tempLine = tempLine.replaceAll("    ", ",")

        tempLine = tempLine.replaceAll("    ", ",")

        tempLine = tempLine.replaceAll("    ", ",")

        tempLine = tempLine.replaceAll("    ", ",")

```

```

tempLine = tempLine.replaceAll("  ", ",")
tempLine = tempLine.replaceAll("   ", ",")
tempLine = tempLine.replaceAll("    ", ",")
tempLine = tempLine.replaceAll("   ", ",")
tempLine = tempLine.replaceAll("  ", ",")
//tempLine = tempLine.replaceAll("E-", ",E-")

if (!tempLine.includes("/**")) {
  if (tempLine === "") {
    // console.log("Fila ignorada, es vacía: " + index)
  } else {
    if (tempLine.includes("GENROE") || tempLine.includes("GENSAL") ||
tempLine.includes("GENROU") || tempLine.includes("GENSAE") ||
tempLine.includes("GENSAE") || tempLine.includes("GENCLS")) {
      newValue = newValue + tempLine.replaceAll("","") + "," // to add next in the same
line
      waitingForNextSlash = true
    } else if (waitingForNextSlash) {
      if (tempLine.charAt(tempLine.length - 1) === '/') {
        // console.log("Fin de slash")
        newValue = newValue + tempLine.replaceAll("/","") + "\n"
        waitingForNextSlash = false // add and stop
      } else {
        newValue = newValue + tempLine + "," // add and continew

```

```
    }  
  } else {  
    //newValue = newValue + tempLine + "\n" // To add next in the next line  
  }  
  
  }  
  
  } else {  
    // console.log("Fila ignorada, empieza con /**: " + index)  
  }  
  
  })  
  
  //console.log(newValue)  
  document.getElementById('content-target').value = newValue;  
});  
  
document.getElementById('file')  
  .addEventListener('change', getFile)  
  
function getFile(event) {  
  const input = event.target  
  if ('files' in input && input.files.length > 0) {  
    placeFileContent(  
      document.getElementById('content-target'),
```

```
        input.files[0])
    }
}

function placeFileContent(target, file) {
    readFileContent(file).then(content => {
        target.value = content
    }).catch(error => console.log(error))
}

function readFileContent(file) {
    const reader = new FileReader()
    return new Promise((resolve, reject) => {
        reader.onload = event => resolve(event.target.result)
        reader.onerror = error => reject(error)
        reader.readAsText(file)
    })
}

</script>
</body>

</html>
```

Anexo 3, bases de datos dinámicas y de fulos de potencia del SER para PSS/E

Bases de datos dinámicas y de fulos de potencia del SER para PSS/E. Estas bases de datos poseen información delicada del Sistema Eléctrico Regional (SER), por lo cual no se publican en el presente documento, más si se posee los permisos pertinentes para su uso en simulaciones dinámicas. Se ilustra un extracto de la base de datos dinámica para PSS/E correspondiente a Costa Rica, como se vislumbra en la Figura 50.

Figura 50.

Base de datos dinámica de Costa Rica para PSS/E.

```
//BASE DE DATOS DINAMICA DE COSTA RICA
50120 'GENSAL' 1 6.0000 0.24000E-01 0.10000E-01 3.2500
0.0000 1.0060 0.65000 0.32000 0.22900
0.11500 0.10000 0.40000 /
50120 'EXST1' 1 0.0000 3.0000 -3.0000 1.0000
1.0000 130.00 0.50000E-01 5.0000 -5.0000
0.0000 0.10000E-02 0.20000 /
50120 'HYGOV' 1 0.33600E-01 0.70000 12.000 0.80000E-01
0.30000 0.50000E-02 0.91 0.51 2.6300
1.1360 0.20000 0.12000 /
50121 'GENSAL' 1 6.0000 0.24000E-01 0.10000E-01 3.2500
0.0000 1.0060 0.65000 0.32000 0.22900
0.11500 0.10000 0.40000 /
50121 'EXST1' 1 0.0000 3.0000 -3.0000 1.0000
1.0000 130.00 0.50000E-01 5.0000 -5.0000
0.0000 0.10000E-02 0.20000 /
50121 'HYGOV' 1 0.33600E-01 0.70000 12.000 0.80000E-01
0.30000 0.50000E-02 0.91 0.5100 2.6300
1.1360 0.20000 0.12000 /
50122 'GENSAL' 1 6.0000 0.24000E-01 0.10000E-01 3.2500
0.0000 1.0060 0.65000 0.32000 0.22900
0.11500 0.10000 0.40000 /
50122 'EXST1' 1 0.0000 3.0000 -3.0000 1.0000
1.0000 130.00 0.50000E-01 5.0000 -5.0000
0.0000 0.10000E-02 0.20000 /
50122 'HYGOV' 1 0.33600E-01 0.70000 12.000 0.80000E-01
0.30000 0.50000E-02 0.91 0.51 2.6300
1.1360 0.20000 0.12000 /
50123 'GENSAL' 1 4.0500 0.40000E-01 0.10000E-01 2.9300
0.0000 0.95000 0.69000 0.29000 0.20000
0.10000 0.10000 0.40000 /
50123 'EXST1' 1 0.0000 3.0000 -3.0000 1.0000
1.0000 150.00 0.30000E-01 5.0000 -5.0000
0.0000 0.20000E-02 0.20000 /
50123 'GENSAL' 2 4.0500 0.40000E-01 0.10000E-01 2.9300
0.0000 0.95000 0.69000 0.29000 0.20000
0.10000 0.10000 0.40000 /
50123 'EXST1' 2 0.0000 3.0000 -3.0000 1.0000
1.0000 150.00 0.30000E-01 5.0000 -5.0000
0.0000 0.20000E-02 0.20000 /
50220 'GENSAL' 1 9.6000 0.23000E-01 0.10000E-01 3.1600
0.0000 1.0800 0.65000 0.30200 0.20700
0.10300 0.10000 0.40000 /
50220 'EXST1' 1 0.0000 2.0000 -2.0000 1.0000
1.0000 150.00 0.30000E-01 5.0000 -5.0000
0.0000 0.0000 0.40000 /
50220 'HYGOV' 1 0.33600E-01 0.50000 12.000 0.80000E-01
0.30000 0.50000E-02 0.87 0.48 2.4000
1.1360 0.20000 0.12000 /
50221 'GENSAL' 1 9.6000 0.23000E-01 0.10000E-01 3.1600
0.0000 1.0800 0.65000 0.30200 0.20700
0.10300 0.10000 0.40000 /
50221 'EXST1' 1 0.0000 2.0000 -2.0000 1.0000
1.0000 150.00 0.30000E-01 5.0000 -5.0000
0.0000 0.0000 0.40000 /
50221 'HYGOV' 1 0.33600E-01 0.50000 12.000 0.80000E-01
0.30000 0.50000E-02 0.87 0.48 2.4000
1.1360 0.20000 0.12000 /
50222 'GENSAL' 1 9.6000 0.23000E-01 0.10000E-01 3.1600
```

Fuente: Departamento de Coordinación de la Operación del Centro Nacional de Control de Energía.

Anexo 4, macro para PSS/E de simulación descrita en el apartado 4.4.1.

Macro para PSS/E de simulación descrita en el apartado 5.4.1.

@!

File:"C:\Users\kabal\Desktop\Tesis_Carpeta_Trabajo_Final\Archivos_Trabajo_Finales\Variables_Salida_PSSe\Salida1_Prueba_EE.idv", generated on SUN, MAR 20 2022 16:19,
PSS(R)E release 34.03.01

BAT_CONG,0

BAT_CONL,0,1,1,0,0, 100.0,0.0,0.0, 100.0

BAT_CONL,0,1,2,0,0, 100.0,0.0,0.0, 100.0

BAT_CONL,0,1,3,0,0, 100.0,0.0,0.0, 100.0

BAT_FACT,;

BAT_TYSL,0

BAT_DYRE_NEW,1,1,1,1,'C:\Users\kabal\Desktop\Tesis_Carpeta_Trabajo_Final\Archivos_Trabajo_Finales\Archivos_PSSe\Base_SER_Med_Evento_09juni21_1103_AJUSTADO_v1.dyr',,,,,;

BAT_ADDMODELLIBRARY,'C:\Users\kabal\Desktop\Tesis_Carpeta_Trabajo_Final\Archivos_Trabajo_Finales\Archivos_PSSe\SER_34.dll'

BAT_DYNAMICS_SOLUTION_PARAM_2,,,,,,,,, 0.001, 0.004,,,,,;

BAT_BUS_FREQUENCY_CHANNEL,1,14319,'Frec-Tic'

BAT_BUS_FREQUENCY_CHANNEL,2,53000,'Frec-Caja'

BAT_BUS_FREQUENCY_CHANNEL,3,4402,'Frec-SND'

BAT_BRANCH_P_CHANNEL,4,7608,4664,50004,4408,'1','PF_Lib-Amy'

BAT_BRANCH_P_CHANNEL,5,7609,4667,50053,4412,'10','PF_Cas-Tic'

BAT_BRANCH_P_CHANNEL,6,7610,4670,56050,6000,'1','PF_RCL-PROG'

BAT_BRANCH_P_CHANNEL,7,7611,4673,56052,6500,'1','PF_RCL-DOM'

BAT_BRANCH_P_CHANNEL,8,7612,4676,58350,6400,'1','PF_CAH-CHANG'

BAT_STRT_2,0,0,'Salida1_Prueba_EE.outx'

BAT_RUN,0,30.0,100,100,1

Anexo 5, macro para PSS/E de simulación descrita en el apartado 4.4.2

Macro para PSS/E de simulación descrita en el apartado 5.4.2

@!

File:"C:\Users\kabal\Desktop\Tesis_Carpeta_Trabajo_Final_V2\Archivos_Trabajo_Finales\
Archivos_PSSe_REV\Salida1_Prueba_EE.idv", generated on SUN, MAR 20 2022 16:19,

PSS(R)E release 34.03.01

BAT_CONG,0

BAT_CONL,0,1,1,0,0, 100.0,0.0,0.0, 100.0

BAT_CONL,0,1,2,0,0, 100.0,0.0,0.0, 100.0

BAT_CONL,0,1,3,0,0, 100.0,0.0,0.0, 100.0

BAT_FACT,;

BAT_TYSL,0

BAT_DYRE_NEW,1,1,1,1,'C:\Users\kabal\Desktop\Tesis_Carpeta_Trabajo_Final_V2\
Archivos_Trabajo_Finales\Archivos_PSSe_REV\Base_SER_Med_Evento_09juni21_1103_
AJUSTADO_v1.dyr',,,,,;

BAT_ADDMODELLIBRARY,'C:\Users\kabal\Desktop\Tesis_Carpeta_Trabajo_Final_
V2\Archivos_Trabajo_Finales\Archivos_PSSe_REV\SER_34.dll'

BAT_DYNAMICS_SOLUTION_PARAM_2,,,,,,,,, 0.001, 0.004,,,,;

BAT_BUS_FREQUENCY_CHANNEL,1,14319,'Frec-Tic'

BAT_BUS_FREQUENCY_CHANNEL,2,53000,'Frec-Caja'

BAT_BUS_FREQUENCY_CHANNEL,3,4402,'Frec-SND'

BAT_BRANCH_P_CHANNEL,4,7608,4664,50004,4408,'1','PF_Lib-Amy'

BAT_BRANCH_P_CHANNEL,5,7609,4667,50053,4412,'10','PF_Cas-Tic'

BAT_BRANCH_P_CHANNEL,6,7610,4670,56050,6000,'1','PF_RCL-PROG'

BAT_BRANCH_P_CHANNEL,7,7611,4673,56052,6500,'1','PF_RCL-DOM'
BAT_BRANCH_P_CHANNEL,8,7612,4676,58350,6400,'1','PF_CAH-CHANG'
BAT_STRT_2,0,0,'Disparo PH REV.outx'
BAT_RUN,0, 5.0,100,100,1
BAT_DIST_BUS_TRIP,58520
BAT_DIST_BUS_TRIP,58521
BAT_DIST_BUS_TRIP,58522
BAT_DIST_BUS_TRIP,58523
BAT_DIST_BUS_TRIP,58524
BAT_CHANGE_CHANNEL_OUT_FILE,'Disparo PH REV.outx'
BAT_RUN,0, 26,10,10,10
BAT_DIST_BRANCH_TRIP,1128,1110,'1'
BAT_DIST_BRANCH_TRIP,1128,14319,'1'
BAT_CHANGE_CHANNEL_OUT_FILE,'Disparo PH REV.outx'
BAT_RUN,0, 100,10,10,10
BAT_SETSELECTEDPAGE,1

Anexo 6, flujos negativos de la carga según las bases de datos para PSS/E.

Flujos negativos de la carga correspondientes a cada país según las bases de datos dinámicas y de flujos de potencia para el 9 de julio del 2021.

Figura 51.

Flujos de potencia negativos asociados a generación eléctrica conectada a las líneas de distribución de cada país.

Bus Number	QNeg (Mvar)	PZoro (MW)	QZoro (Mvar)	COSTA RICA	GUATEMALA	HONDURAS	NICARAGUA	PANAMA	EL SALVADOR	MEXICO					
907	54058	0	0	9.806	0	0	0	0	0	0					
908	54060	0	0	14.663	0	0	0	0	0	0					
909	54058	0	0	7.853	0	0	0	0	0	0					
910	58008	0	0	3.9	0	0	0	0	0	0					
911	58058	0	0	2.29	0	0	0	0	0	0					
912	58060	0	0	9.204	0	0	0	0	0	0					
913	58060	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
914	58308	0	0	2.32	0	0	0	0	0	0					
915	58358	0	0	30.558	0	0	0	0	0	0					
916	58360	0	0	20.967	0	0	0	0	0	0					
917	58208	0	0	24.974	0	0	0	0	0	0					
918	58230	0	0	13.159	0	0	0	0	0	0					
919	58230	0	0	0.001	0	0	0	0	0	0					
920	58234	0	0	0.291	0	0	0	0	0	0					
921	58308	0	0	9.962	0	0	0	0	0	0					
922	58310	0	0	16.793	0	0	0	0	0	0					
923	58312	0	0	0.884	0	0	0	0	0	0					
924	58358	0	0	8.479	0	0	0	0	0	0					
925	58008	0	0	8.880	0	0	0	0	0	0					
926	58630	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
927	58630	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
928	58631	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
929				1555.66	1957.847	0	1742.409	-16.52	648.748	0	1578.42	-0.111	843.2	0	34990

Fuente: creación propia.

Anexo 7, generación que no aporta inercia al sistema ante un desbalance carga-generación según bases de datos para PSS/E.

Generación que no aporta inercia al sistema ante un desbalance carga-generación. Estos datos se obtienen mediante un filtrado entre la generación presente en la base de datos de flujos de potencia y la generación modelada en la base de datos dinámica para PSS/E.

Tabla 17.

Generación que no aporta inercia al sistema eléctrico. Modelos que no se encuentran en la base de datos dinámicas, pero sí en la base de datos de flujos de potencia para PSS/E.

Bus Number	Bus_Name	In Service	MVA Base	Inertia H
1110	M			
1615	No en DYR	No en DYR	No en DYR	1.33
1624	LAG-V3 13.800	0	13.53	No DYR en SAV
1625	LAG-V4 13.800	0	13.53	No DYR en SAV
1626	LAG-G1 13.800	0	15.6	No DYR en SAV
1627	LAG-G2 13.800	0	33.7	No DYR en SAV
1628	LAG-G3 13.800	0	33.7	No DYR en SAV
1629	LAG-G4 13.800	0	35	No DYR en SAV
1656	REN-H1 6.9000	1	23.5	No DYR en SAV
1657	REN-H2 6.9000	0	23.5	No DYR en SAV
1658	REN-H3 6.9000	0	23.5	No DYR en SAV
1982	VBL-E 0.6500	0	24.5	No DYR en SAV
1986	MTI-B2 13.800	0	24.8	No DYR en SAV
3090	PAV B363 34.500	0	4.17	No DYR en SAV
3090	PAV B363 34.500	0	4.17	No DYR en SAV
3106	SLU B321 34.500	1	37	No DYR en SAV

3201	SOLAR NAC1 34.500	1	50	No DYR en SAV
3210	PSM TER9 0.7000	0	12.2	No DYR en SAV
3221	SOLAR PRD 34.500	1	11.84	No DYR en SAV
3221	SOLAR PRD 34.500	1	11.84	No DYR en SAV
3221	SOLAR PRD 34.500	1	11.84	No DYR en SAV
3221	SOLAR PRD 34.500	1	11.84	No DYR en SAV
3221	SOLAR PRD 34.500	1	11.84	No DYR en SAV
3221	SOLAR PRD 34.500	1	11.84	No DYR en SAV
3222	SOLAR NAC2 34.500	1	55	No DYR en SAV
3223	1SOLAR SLU 34.500	1	65	No DYR en SAV
3223	1SOLAR SLU 34.500	1	21.05	No DYR en SAV
3223	1SOLAR SLU 34.500	1	31.58	No DYR en SAV
3230	LAJAS Y MANZ34.500	0	22	No DYR en SAV
3230	LAJAS Y MANZ34.500	0	22	No DYR en SAV
3437	PLL 0.4000	0	11	No DYR en SAV
3438	PLL 1 0.4000	0	11	No DYR en SAV
3549	CDH 0.69KV 0.6900	0	120.1	No DYR en SAV
3556	PSM TER5 0.6900	1	16.8	No DYR en SAV
3557	PSM TER6 0.6900	0	16.8	No DYR en SAV
3558	PSM TER7 0.6900	0	10.5	No DYR en SAV
3559	PSM TER8 0.6900	0	8.4	No DYR en SAV
3581	SOP B350 34.500	1	55	No DYR en SAV
3582	CHS B349 34.500	1	55	No DYR en SAV
3590	ENERBASA 13.800	1	25	No DYR en SAV
3594	MCR PLANTA 0.3600	1	27	No DYR en SAV
3960	TER SLU 34.534.500	1	25	No DYR en SAV

4701	AMY-I	0.6000	1	43.32	No DYR en SAV
4702	AMY-II	0.6000	1	25	No DYR en SAV
4802	EOLO	0.6900	1	45.79	No DYR en SAV
4831	ABR	0.6900	1	39.6	No DYR en SAV
4960	PBP	0.7000	1	43	No DYR en SAV
4970	PSL-0.4	0.4000	1	13.91	No DYR en SAV
6202	SAR0.4	0.4000	1	11	No DYR en SAV
6434	EFS34	34.500	1	1	No DYR en SAV
6455	BSO	34.500	1	1	No DYR en SAV
6463	RDV2G2	6.9000	1	31.58	No DYR en SAV
6464	RDV1G1	6.9000	1	55.27	No DYR en SAV
6465	NCH1G1	66.9000	1	57	No DYR en SAV
6466	PORG1	6.9000	1	34.21	No DYR en SAV
6467	MARG1	66.9000	1	18.42	No DYR en SAV
6468	NCH2G1	6.9000	1	65.79	No DYR en SAV
6469	RDV2G1	6.9000	1	21.05	No DYR en SAV
6502	DIS0.4	0.4000	1	11	No DYR en SAV
6503	DOF34	34.000	1	11	No DYR en SAV
6504	SOC34	34.500	1	11	No DYR en SAV
6529	SPR13.8	13.800	0	12.4	No DYR en SAV
6554	SOP34	34.500	1	11	No DYR en SAV
6555	LAN34	34.000	1	11	No DYR en SAV
6556	COL34	34.000	1	11	No DYR en SAV
6570	SOD34	0.4000	0	7.5	No DYR en SAV
6571	SCAL34	34.500	1	4.8	No DYR en SAV

6581	SBUG34	0.4000	1	2.5	No DYR en SAV
6582	SPACII13	13.800	0	3	No DYR en SAV
6640	IKA0G1	0.6000	1	12.5	No DYR en SAV
6641	IKA1G1	0.6000	1	12.5	No DYR en SAV
6642	IKA2G1	0.6000	1	12.5	No DYR en SAV
6643	IKA3G1	0.6000	1	12.5	No DYR en SAV
6707	PAS34	34.500	1	12.5	No DYR en SAV
6734	ESO34	34.500	1	5.8	No DYR en SAV
6738	MSO34	34.500	1	10.53	No DYR en SAV
6739	VAL34	34.500	1	7.9	No DYR en SAV
6745	ZFR13.8	13.800	0	0.1	No DYR en SAV
6746	CS1G1	34.500	1	0.96	No DYR en SAV
6760	PEN0.6	0.6000	1	138.4	No DYR en SAV
6761	FAR34	34.500	1	3	No DYR en SAV
6903	SRE	34.500	1	10.53	No DYR en SAV
6904	EES	34.500	1	10	No DYR en SAV
6905	POCR34	34.500	1	20	No DYR en SAV
6937	PSS07	0.7000	1	5.8	No DYR en SAV
6975	ECS	34.500	1	11	No DYR en SAV
6984	ECS2	34.500	1	11	No DYR en SAV
16012	HRU-F	20.000	1	55	No DYR en SAV
16014	SNT-E	0.6900	0	56	No DYR en SAV
16015	HRU-F2	20.000	1	35	No DYR en SAV
20202	ANTA-FV1	0.4000	1	63.16	No DYR en SAV
20221	MARQ-FV1	0.4000	1	6.32	No DYR en SAV

20222	TRIN-FV1 0.4000	1	8.42	No DYR en SAV
20223	REME-FV1 0.6450	1	21.05	No DYR en SAV
20224	SSOL-FV1 0.6450	1	10.53	No DYR en SAV
20241	VENT-G1 0.8000	0	56.84	No DYR en SAV
20251	ECOS-FV 0.6000	1	10.78	No DYR en SAV
20401	ALBI-FV1 0.6000	1	50	No DYR en SAV
20402	ALBI-FV2 0.6000	1	50	No DYR en SAV
30003	SLU HE 34.500	1	30.2	No DYR en SAV

Fuente: creación propia.

Anexo 8, carta de autorización para uso y manejo de los trabajos finales de graduación

Universidad Técnica Nacional



Ingeniería Eléctrica
Sede del Pacífico



CARTA DE AUTORIZACIÓN PARA USO Y MANEJO DE LOS TRABAJOS FINALES DE GRADUACIÓN UNIVERSIDAD TÉCNICA NACIONAL

Ciudad, _____

Fecha, _____

Señores/as Vicerrectoría de Investigación. Sistema Integrado de Bibliotecas y Recursos Digitales

Estimados señores/as:

Yo Luis Diego Pérez Villarreal portador (a) de la cédula de identidad número 603680315.

En mi calidad de autor (a) del trabajo de graduación titulada: Determinación de equivalentes inerciales del Sistema Eléctrico interconectado al norte y sur de Costa Rica para el sistema SCAOAIOTS del CENEC, periodo 2021-2022.

El cual se presenta bajo la modalidad de, marque una opción:

Proyecto de Graduación

Tesis de Graduación

Presentado en la fecha 13 / 01 / 2023, autorizo a la Universidad Técnica Nacional, sede Pacífico central, para que mi trabajo pueda ser manejado de la siguiente manera:

Autorizo

Marque con una X o un ✓	
Conservación de ejemplares para préstamo y consulta física en biblioteca.	X
Inclusión en el catálogo digital del SIBIREDI (Cita calcográfica)	X
Comunicación y divulgación a través del Repositorio Institucional	X
Resumen (Describe en forma breve el contenido del documento)	X
Consulta electrónica con texto protegido	X
Descarga electrónica del documento en texto completo protegido	X
Inclusión en bases de datos y sitios web que se encuentren en convenio con la Universidad Técnica Nacional contando con las mismas condiciones y limitaciones aquí establecidas.	X
Divulgación del resumen en el Repositorio UTN, con una cantidad de 200 a 500 palabras	X



Ingeniería Eléctrica
Sede del Pacífico



Por otra parte, declaro que el trabajo que aquí presento es de plena autoría, es un esfuerzo realizado de forma personal, académica e intelectual con plenos elementos de originalidad y creatividad. Garantizo que no contiene citas, ni transcripciones de forma indebida que puedan devenir en plagio, pues se ha utilizado la normativa vigente de la American Psychological Association (APA). Las citas y transcripciones utilizadas se realizan en el marco de respeto a las obras de terceros. La responsabilidad directa en el diseño y presentación son de competencia exclusiva, por tanto, eximo de toda responsabilidad a la Universidad Técnica Nacional.

Consciente de que las autorizaciones no reprimen mis derechos patrimoniales como autor del trabajo. Confío en la que Universidad Técnica Nacional respete y haga respetar mis derechos de propiedad intelectual.

Firma del estudiante: _____

Cédula: 603680315

Día: 23 / 01 / 2023