

Automatic Load Shedding Scheme for Electrical Systems Serving Oil Extraction Facilities

Esquema Automático de Alivio de Carga para Sistemas Eléctricos que sirven a Plataformas Petroleras

 V.N. Jacome¹

 N.V. Granda²

¹Departamento de Energía Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador
E-mail: vinicio.jacome@epn.edu.ec; nelson.granda@epn.edu.ec

Abstract

This document presents a methodology for the design of an Automatic Load Shedding scheme (ALS) for electrical systems that serve oil extraction facilities. The oil field, throughout its operation life, has experienced problems in its electrical generation system, which has caused its total collapse due to low frequency. The electrical system is modeled in ETAP simulation software, including the dynamics of the generators and their control systems (automatic voltage regulators and speed regulators) considering typical parameters, the models are validated through measurements obtained from the SCADA system. Through time domain simulations, the evolution of the frequency in the face of generation loss is obtained for various operating scenarios; these scenarios are classified based on the rate of change of frequency (ROCOF). A list of load priorities for disconnection is generated. Finally, an adaptive EAC and EAC based on fixed frequency and ROCOF are proposed, whose performance is compared through dynamic simulations.

Index terms— Underfrequency Load Shedding, Frequency Stability, Rate of Change of Frequency, ETAP.

Resumen

Este documento presenta una metodología para el diseño de un Esquema de Alivio de Carga (EAC) para sistemas eléctricos que sirven a facilidades de extracción de petróleo. El campo petrolero, a lo largo de su operación, ha experimentado problemas en su sistema de generación eléctrica, lo cual ha ocasionado colapsos totales por baja frecuencia. El sistema eléctrico del campo es modelado en software de simulación ETAP, incluyendo la dinámica de los generadores y sus sistemas de control (reguladores automáticos de voltaje y reguladores de velocidad) considerando valores típicos y validando los modelos en base a mediciones obtenidas del sistema SCADA. A través de simulaciones en el dominio del tiempo, se obtiene la evolución de la frecuencia ante la pérdida de generación para varios escenarios operativos; estos escenarios son clasificados en base a la tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF). Se genera una lista de prioridad cargas para su desconexión. Finalmente, se proponen un EAC adaptativo y EAC de frecuencia fija y ROCOF, cuyo desempeño es comparado a través de simulaciones dinámicas.

Palabras clave— Esquema de Alivio de Carga, Estabilidad de Frecuencia, Tasa de Cambio de la Frecuencia, ETAP.

Recibido: 11-11-2022, Aprobado tras revisión: 13-01-2023

Forma sugerida de citación: Jácome, V.; Granda, N. (2023). "Esquema Automático de Alivio de Carga para Sistemas Eléctricos que sirven a Plataformas Petroleras", Revista Técnica "energía". No. 19, Issue II, Pp. 58-68

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.557>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

El estudio de la estabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia (*SEP*) es de gran importancia en la operación de dichos sistemas, la mayoría de los apagones son originados por problemas de inestabilidad. A medida que los sistemas eléctricos han crecido, también se han incrementado las interconexiones y el uso de nuevas tecnologías de generación y control, razón por la cual han surgido diferentes formas de inestabilidad del SEP, como: estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia, estabilidad de ángulo de rotor, estabilidad de resonancia y estabilidad impulsada por convertidores [1].

La estabilidad de frecuencia es la capacidad del SEP para mantener la frecuencia estable, dentro de valores operativos frente a una perturbación, ya sea esta por el incremento o salida de carga o generación. Los SEP pequeños y aislados son más sensibles a los desequilibrios de potencia activa, lo que produce grandes variaciones en la frecuencia; una herramienta para proteger al sistema eléctrico frente perturbaciones severas, como la pérdida de generación, es el Esquemas de Alivio de carga por Baja Frecuencia (*EACBF*), el cual evita que el sistema colapse por baja frecuencia. Estos esquemas miden de manera permanente el valor de la frecuencia o la tasa de cambio de la frecuencia (*ROCOF* – Rate of Change of Frequency) por medio del relé 81, que envía una señal de apertura a los interruptores, produciendo la desconexión de una determinada cantidad de carga en caso que la frecuencia caiga por debajo de un límite establecido [2].

Los EACBF son diseñados para responder de forma muy rápida, ya que una contingencia por salida de generación ocurre en fracciones de segundos, que para el operador humano es imperceptible. En la actualidad, los EAC inteligentes forman parte de los sistemas de control de las llamadas Redes Eléctricas Inteligentes, que entre sus características se encuentran el adaptar automáticamente los sistemas de protección a las nuevas topologías de la red o condiciones operativas [3].

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Equilibrio Generación - Carga

El equilibrio generación – carga es análogo a la ley de conservación de la energía, es decir, en un SEP la potencia generada (P_G) debe ser igual a la potencia consumida por la carga (P_L) más las pérdidas de potencia (P_{Loss}), según muestra la ecuación (1) [4].

$$P_G = P_L + P_{Loss} \quad (1)$$

Este equilibrio se ilustra en la Fig. 1, ante una perturbación ocurre una pérdida significativa de generación ocurre un desequilibrio generación - carga, teniendo como resultado una caída del valor de la frecuencia como se muestra en la Fig. 2.

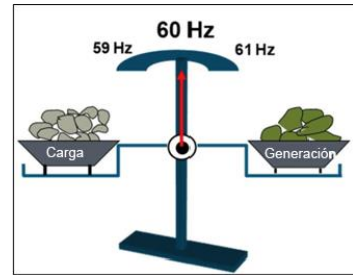


Figura 1: Estabilidad de frecuencia y equilibrio entre generación – carga

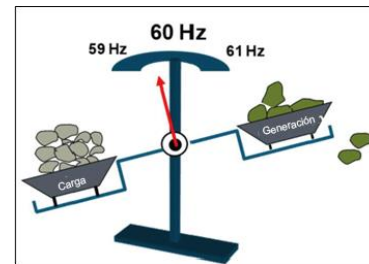


Figura 2: Inestabilidad de frecuencia y pérdida de generación

En síntesis, cuando se considera la frecuencia, el estado del SEP puede ser: en equilibrio, sobre frecuencia y baja frecuencia, según se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1: Frecuencia del SEP y Balance Generación – Carga

Estado	Resultado
Carga > Generación	Baja frecuencia
Carga = Generación	Frecuencia en equilibrio
Carga < Generación	Sobre frecuencia

2.2. Regulación Primaria, Secundaria y Terciaria de Frecuencia

La regulación primaria de frecuencia (*RPF*) es la respuesta combinada de la generación y carga frente a un desequilibrio de potencia activa, que en primera instancia se realiza a través de la inercia de las masas rotantes (Fig. 3 segmento A-B), y posteriormente, mediante la actuación de los sistemas de control de velocidad de los generadores (Fig. 3 segmento B-C), con el objetivo de evitar que la frecuencia aumente o disminuya de manera descontrolada [4].

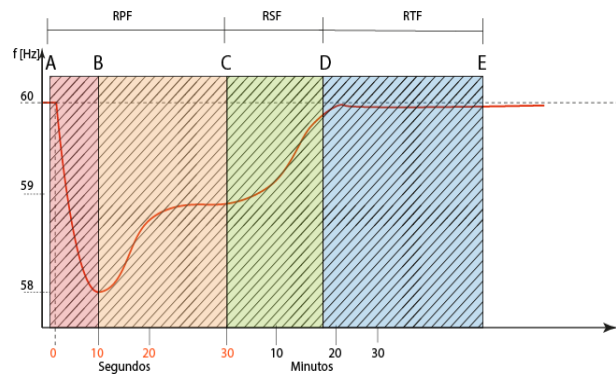


Figura 3: Etapas de regulación de frecuencia

La regulación secundaria de frecuencia (*RSF*), tiene como objetivo restablecer la frecuencia a su valor de referencia (Fig. 3 segmento C-D) mediante la acción del denominado Control Automático de Generación (*AGC*). Finalmente, la regulación terciaria de frecuencia (*RTF*) es una regulación complementaria, que restablece las reserva rodante de potencia usada en la regulación primaria y secundaria, mediante redespacho de generación (Fig. 3 segmento D-E) [5].

2.3. Esquemas de Alivio de Carga (EAC)

Por lo general, los esquemas de alivio de carga protegen al SEP contra la variación excesiva de la frecuencia o el voltaje, al intentar equilibrar la oferta (generación) y la demanda (carga) de potencia activa y reactiva. Los EAC más comunes son: Esquemas de Alivio de Carga por Baja Frecuencia (EACBF) y los Esquemas de Alivio de Carga por Bajo Voltaje (EACBV) [6].

2.3.1 Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia (EACBF)

Los EACBF son diseñados para evitar el colapso del SEP ante desequilibrios generación – carga, actúan cuando la reserva rodante de potencia disponible es insuficiente para recuperar la frecuencia a su valor nominal o dentro de una banda operativa predefinida. Por esta razón, después de perturbaciones severas, los EACBF se emplean para evitar el disparo de unidades generadoras debido a la acción de los relés de protección de baja frecuencia. Un EACBF efectivo debe desconectar la mínima cantidad de carga y proporcionar una transición rápida, suave y segura desde una situación de emergencia a un estado de equilibrio normal. Generalmente, el EACBF se compone de varias etapas, cada una caracterizada por: el umbral de frecuencia, la cantidad de carga a desconectar y el retardo de tiempo. El parámetro de umbral de frecuencia puede ser reemplazado por la tasa de cambio de la frecuencia - ROCOF.

2.3.2 Esquema de Alivio de Carga por Bajo Voltaje (EACBV)

Los EACBV se aplican, generalmente, como una medida de "seguridad" en situaciones en las que se anticipa un colapso de voltaje. En otras palabras, los EACBV operan después de que se han agotado todas las acciones operativas enfocadas en detener una condición de colapso de voltaje [7]. La estabilidad de voltaje se la suele caracterizar mediante tres franjas de tiempo. El primer período de tiempo se refiere a la ventana de tiempo desde el inicio de una perturbación en el SEP hasta antes del primer movimiento del cambiador de tomas bajo carga (*LTC*) y se denomina período de estabilidad de voltaje de corto plazo. La segunda franja de tiempo cubre el período desde la primera operación del LTC hasta antes de la activación de los limitadores de

excitación de los generadores sincrónicos, y se le denomina período de estabilidad a medio plazo [8]. La franja final de tiempo cubre el periodo desde la activación de los limitadores de excitación hasta el momento en que el sistema alcanza un punto de funcionamiento estable, y se le denomina período de estabilidad a largo plazo. El colapso de voltaje puede ocurrir dentro de cualquiera de estas franjas de tiempo, dependiendo de la naturaleza de la perturbación y del tipo de carga. Si en estos tres periodos de tiempo el voltaje no se estabiliza, deben operar el EACBV para evitar el colapso por bajo voltaje [9].

3. METODOLOGÍA

En esta sección, se presenta una propuesta metodológica para el diseño del EACBF compuesta por dos etapas principales: i) Análisis de la respuesta de la frecuencia del sistema y ii) Diseño del EACBF, descritos a continuación.

3.1. Análisis de la Respuesta de la Frecuencia del Sistema

En esta etapa se busca obtener un modelo dinámico del SEP que permita realizar el análisis de la respuesta de la frecuencia, y consta de cuatro subprocesos.

3.1.1 Recopilación de Información

Se requiere recolectar información operativa real del SEP a través de sistemas de medición como: SCADA, WAMS, registradores de perturbaciones, sistemas de medición comercial que permitan obtener el desempeño de las variables eléctricas en el tiempo (voltajes, potencias, corrientes, etc.). Las bitácoras operativas y registros de mantenimiento son importantes para determinar la disponibilidad de los equipos y poder realizar un análisis de confiabilidad. Finalmente, planos eléctricos, manuales de usuario, literatura técnica especializada permiten obtener la topología del sistema e información relevante para la modelación.

3.1.2 Validación del Modelo

Empleando herramientas computacionales de análisis de SEP se realizan estudios de flujo de potencia, para determinar perfiles de voltajes, corrientes, nivel de carga de los elementos de transmisión. Mediante simulaciones en el dominio del tiempo se determina el comportamiento dinámico del sistema. Los resultados de dichos estudios deben ser contrastados con las mediciones reales; de ser necesario deben realizarse ajustes al modelo de manera que represente fielmente la operación real del sistema. Las herramientas de identificación de parámetros son de gran ayuda en esta etapa [10], [11].

3.1.3 Análisis Estadístico y Escenarios de Operación

En base a la información operativa del sistema de generación se realiza un análisis estadístico de las horas



de operación, mantenimiento y fuera de servicio de cada generador; se analiza el comportamiento del parque generador y se determinan los generadores más propensos a salir de operación. En base a esta información, se definen los escenarios operativos a ser simulados, la lista de contingencias más críticas y las más probables.

3.1.4 Simulación de Escenarios y Respuesta de la Frecuencia

Los escenarios operativos definidos en la etapa anterior junto con la lista de contingencias deben ser simuladas empleado el modelo validado. Es propósito es obtener el comportamiento dinámico de la frecuencia en cada escenario. El proceso propuesto se muestra en la Fig. 4.

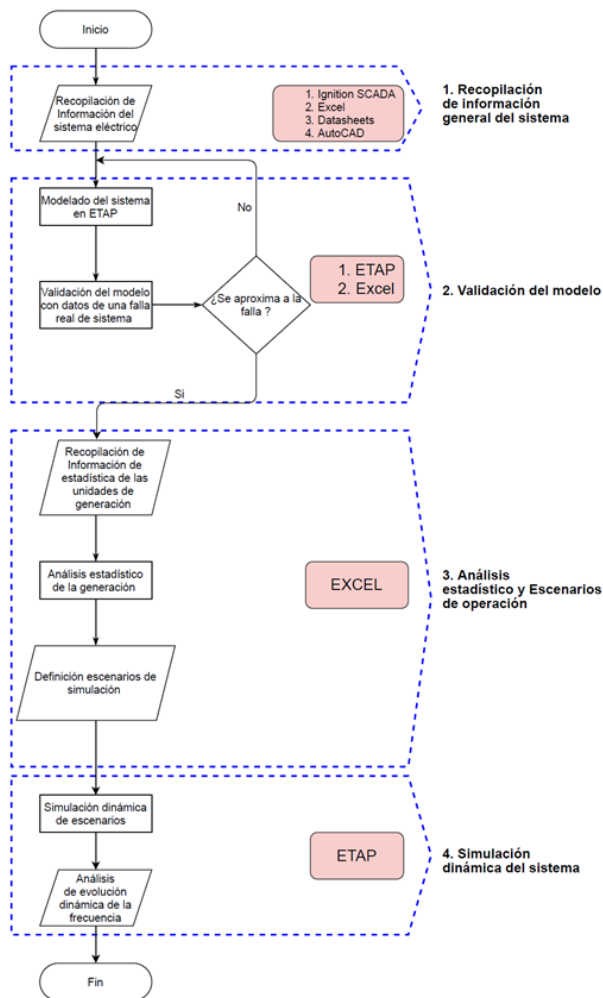


Figura 4: Análisis de la respuesta de la frecuencia

3.2. Diseño del Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia

Para establecer el EACBF deben considerarse las características operativas específicas y las necesidades prioritarias. En los campos petroleros la primera prioridad es la extracción continua de petróleo,

relacionada principalmente con las bombas electrosomergibles y los sistemas de bombeo. En ciertos campos petroleros no se dispone de tanques de almacenamiento de agua o fluido, y los sistemas de reinyección de agua se consideran cargas esenciales.

3.2.1 Selección y Priorización de Cargas

Deben definirse las cargas esenciales y no esenciales, en base a una prioridad operativa. En este punto, son necesarias reuniones multidisciplinarias que consideren áreas eléctrica, mecánica, petrolera. Se elabora una lista de cargas no esenciales que contiene: el nombre de la carga, potencia y disyuntor asociado, para cada escenario de operación.

3.2.2 Simulación y Pruebas del EACBF

Mediante software de simulación, se definen eventos de salida de generación y se configuran los parámetros del relé 81, tales como: frecuencia de activación o ROCOF, disyuntor asociado a la carga a deslastrar y tiempos de retardo. Se realizan simulaciones en el dominio del tiempo para obtener el comportamiento dinámico de las variables eléctricas.

3.2.3 Selección y Definición del EACBF

Se realiza un análisis de las variables eléctricas, en cada escenario, asegurándose que la frecuencia se encuentre dentro de sus límites operativos. El uso de herramientas de análisis de datos como: algoritmos de agrupamiento, reducción de dimensionalidad y machine learning son de gran ayuda. Como resultado se determina la configuración del EACBF seleccionado. El proceso de diseño propuesto se ilustra en la Fig. 5.

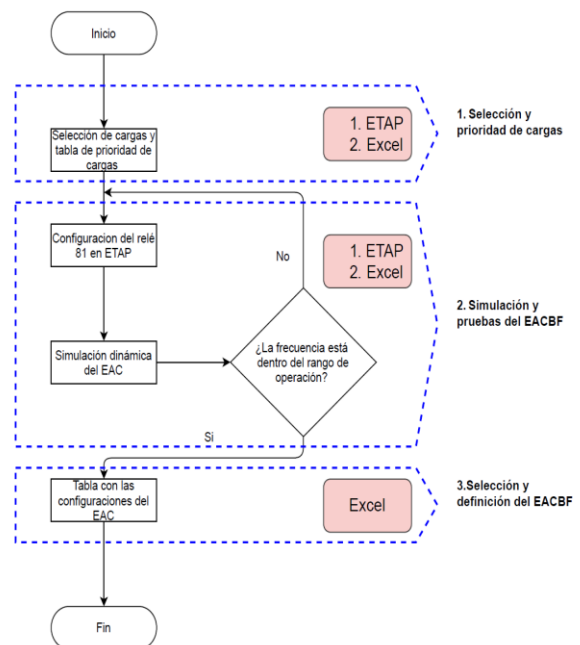


Figura 5: Diseño del EACBF

4. APLICACIÓN Y RESULTADOS

4.1. Descripción del Sistema Eléctrico

El sistema eléctrico en estudio se muestra en la Fig. 6, y está conformado por 6 unidades principales de generación, 2 unidades generadoras de respaldo, 10 transformadores y 3 líneas de transmisión, que sirven a una demanda aproximada de 27,5 MW.

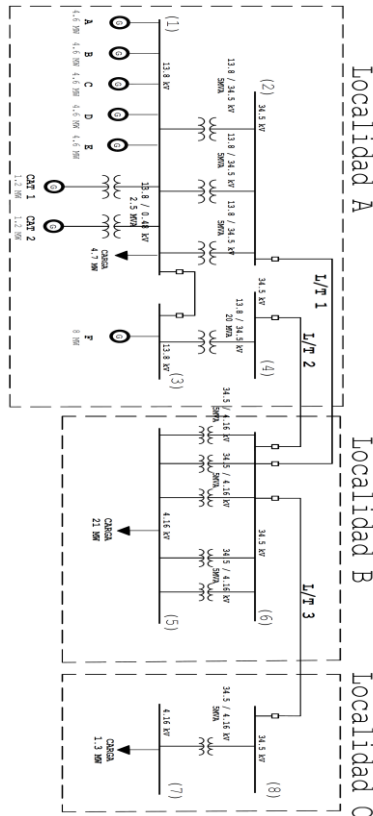


Figura 6: Unifilar de sistema eléctrico de campo petrolero

La generación es netamente térmica con motores de combustión interna. Las 5 unidades de generación Wärtsilä son de iguales características y entregan una potencia máxima de 4,6 MW, una unidad de 8 MW y dos unidades Caterpillar de respaldo de 1,2 MW. La transmisión se realiza a 34,5 kV, a través de tres líneas de transmisión subterráneas conectadas en forma radial. La localidad A es la central de procesamiento, donde se transporta, almacena y separa el fluido (petróleo, agua, gas, tierra).

4.2. Modelación del Sistema Eléctrico

Se emplea el software ETAP [12] para la modelación del sistema, empleando la mejor información disponible y partiendo de las siguientes consideraciones:

- El modelo de AVR se define en base al estándar IEEE 421.5 anexo 1 y referencias cruzadas del fabricante.
- Los reguladores de velocidad serán modelados como turbinas de gas, considerando el modelo GTF (Gas-

Turbine including Fuel System) de ETAP; este modelo es seleccionado debido a que los generadores utilizan crudo o diésel, como combustible y el modelo GTF representa una turbina de vapor y un sistema de control de velocidad con la inclusión del sistema de combustible.

Según los manuales de usuario, los generadores de 5,33 MW tienen AVR Basler DECS 125-15 B2C y el generador de 8,73 MW tiene incorporado un AVR UNITROL 1000-15, que en el estándar IEEE 421.5 se recomienda usar el tipo AC8C y ST1C, en ETAP se emplean los modelos por defecto AC8B y ST1A. En la Tabla 2 se resumen los modelos empleados.

Tabla 2: AVR y reguladores de velocidad empleados

Generador	AVR	Referencia IEEE 421.5	Modelo ETAP	Regulador de velocidad ETAP
Unidad A	Baster DECS 125-15 B2C	AC8C	AC8B	GTF
Unidad B	Baster DECS 125-15 B2C	AC8C	AC8B	GTF
Unidad C	Baster DECS 125-15 B2C	AC8C	AC8B	GTF
Unidad D	Baster DECS 125-15 B2C	AC8C	AC8B	GTF
Unidad E	Baster DECS 125-15 B2C	AC8C	AC8B	GTF
Unidad F	UNITROL 1000-15	ST1C	ST1	GTF

A continuación, se ilustra un ejemplo del modelado de un generador Wärtsilä de 8,73 MW que tiene la información mostrada en la Fig. 7.

Generator data:			
Generator:	DIG 167 k/10	Poles:	10
Rated power:	10913 kVA	8730 kW _e	8936 kW _m
Power factor:	0.80		
Power at pf 1.0:	8766 kVA	8766 kW _e	8936 kW _m
Rated voltage:	13.8 kV		
Speed:	720 1/min		
Frequency:	60 Hz	Voltage range:	
Rated current:	456.6 A	Zone A according	IEC 60034-1 (+/- 5%)
Winding pitch:	ca. 5/6		
Insulation class:	Stator: Class F	Rotor: Class F	Temperature rise: B
Ambient temperature:	50 °C	Environment:	Standard environment
Site altitude:	1019 m		
Enclosure:	IP23	Filter:	Stainless steel filter at air inlet
Cooling:	IC 01 - Open-circuit ventilation	Temperature	50 °C
Coolant:	Ambient Air	Temperature Air inlet generator:	50 °C
		Cooling air vol.:	5.5 m³/s
		Cooling water quantity:	n/a
Moment of inertia (I _J):	3830 kgm²	Weight:	40600 kg
		Losses (environment):	206 kW
		Losses (cooling):	n/a

Figura 7: Datos básicos del generador Wärtsilä de 8,73 MW

Los valores de reactancias, mostrados en la Fig. 8, se ingresan en la pestaña de Imp / Model de edición de datos del generador, mostrado en la Fig. 9.

Reactances and time constants									
	unsaturated	saturated	unsaturated	saturated					
X _d	1.22	1.10 p.u.	X _{d'}	0.61	0.60 p.u.	T _{dP}	3.2 s	T _{dP'}	0.02786 s
X ₂	0.241	0.241 p.u.	X _{2'}	0.61	0.60 p.u.	T _{d'}	0.63 s	T _{d'}	0.4 s
X _r	0.190	0.173 p.u.	X _{r'}	0.191	0.191 p.u.	T _{r'}	0.02 s	T _{r'}	0.12775 s
X _l	0.200	0.182 p.u.	X _{l'}	0.057	0.052 p.u.	T _s	0.11 s	T _{l'}	0.4 s
X _{is}	n.a.	0.104 p.u.						T _{r'}	0.04 s
Short circuit ratio saturated:	0.91		Z _s	17.451 Ohm					

Figura 8: Datos de reactancias transitorias, subtransitorias y constantes de tiempo



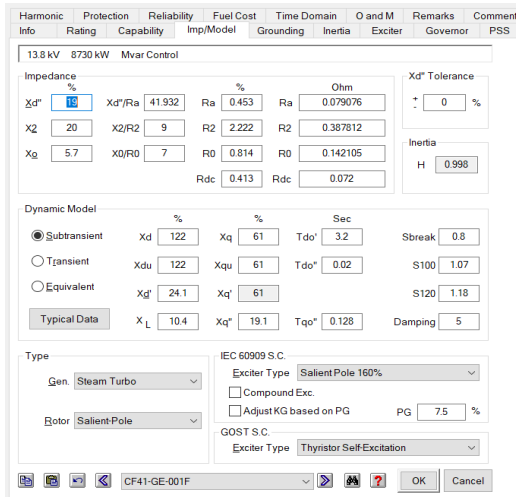


Figura 9: Ingreso / edición de impedancias y constantes de tiempo

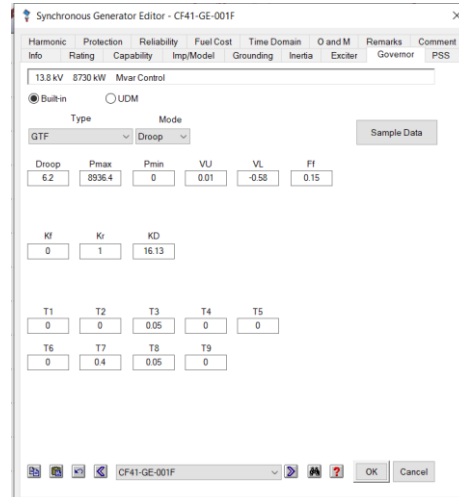


Figura 11: Pestaña de ingreso del regulador de velocidad

Con los modelos considerados en la Tabla 2 para el generador de 8,73 MW, se implementa el modelo ST1 de ETAP, para obtener la configuración mostrada en la Fig. 10.

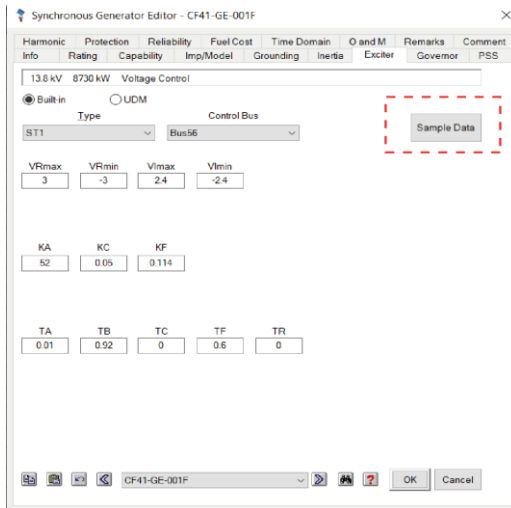


Figura 10: Pestaña de ingreso del regulador de voltaje AVR.

Para el regulador de velocidad, considerado que en la Tabla 2 (Unidad F) se implementa el modelo GTF de ETAP, los parámetros ingresados son los valores típicos proporcionados por ETAP según se muestra en la Fig. 11.

Estos datos son los más relevantes para el modelado de un generador en ETAP, con el fin de realizar las simulaciones en el dominio del tiempo. Este procedimiento se realiza para cada elemento del sistema eléctrico, tales como: líneas de transmisión, transformadores, cargas. Cabe indicar que no se incluyó la modelación del controlador encargado de la repartición de carga entre generadores para realizar la RSF, además la carga motórica ha sido modelada como cargas PQ, lo cual representa una oportunidad de mejora al presente estudio.

4.3. Validación del Modelo

Empleando el sistema SCADA Ignition que dispone el campo petrolero, y que se muestra en la Fig. 12, se recopila la información operativa del sistema.

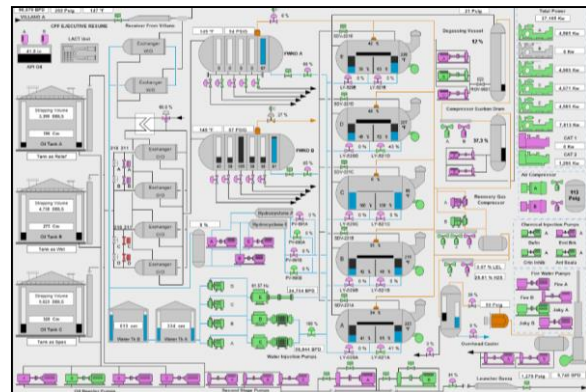


Figura 12: SCADA de Generación y cargas en la Localidad A

Como ejemplo, se presentan las mediciones obtenidas de una falla monofásica a tierra en la L/T 2 cercana a la barra 4, ocurrida el 13 de octubre del 2019. El reporte de operación indica que, inicialmente se desconectaron varios bloques de carga (1,4 MW, 2,9 MW, 2,9 MW, 1,1 MW, 2 MW, 1,9 MW) que fueron reconectados de manera secuencial, posteriormente, se abrió la L/T 2, para llegar finalmente al apagón total del campo. Estos eventos se simulan en ETAP para comparar la evolución de la potencia activa generada y el flujo de potencia por las líneas de transmisión, según la información del SCADA y el reporte operativo. Como criterio de validación se calculó el error total acumulado, considerando como referencia los valores medidos y se verificó que sea menor al 10%. Los resultados se muestran en las siguientes gráficas.

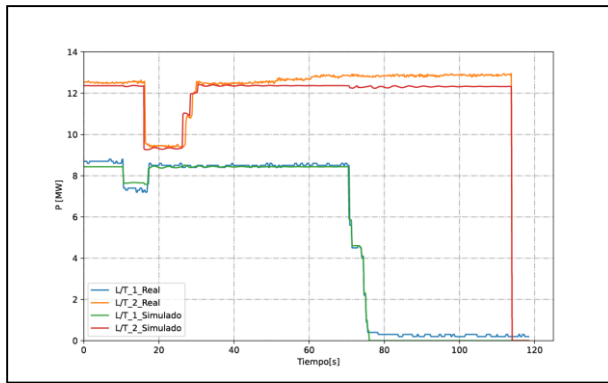


Figura 13: Potencia activa a través de L/T 1 y L/T 2

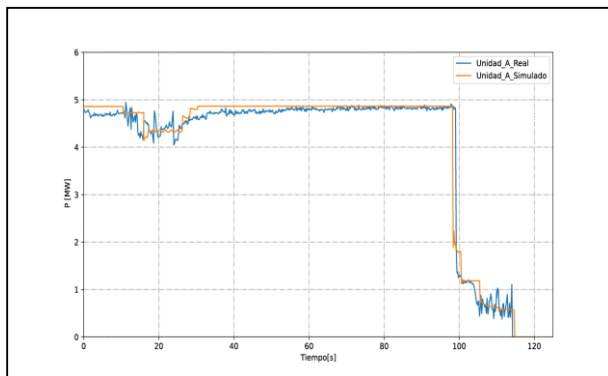


Figura 14: Potencia activa simulada y real de la Unidad A

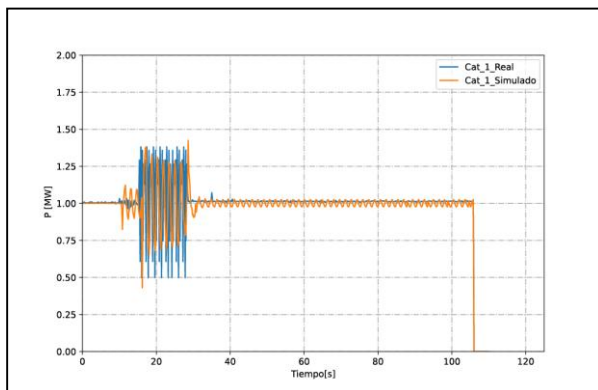


Figura 15: Potencia activa simulada y real del Cat 1

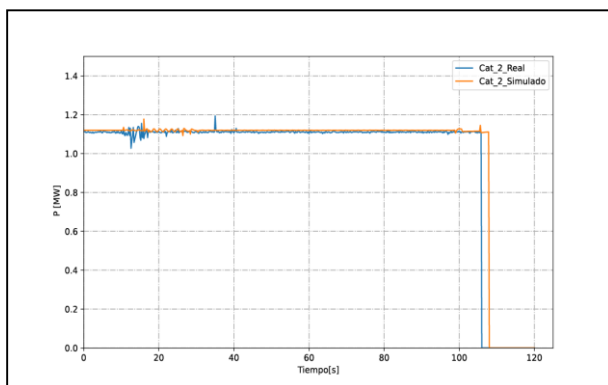


Figura 16: Potencia activa simulada y real del Cat 2

4.4. Análisis Estadístico de Fallas de Generación

Con la información operativa de las unidades de generación, se tabulan los datos de horas de mantenimiento, horas fuera de servicio por fallas, horas de servicio, año de puesta en servicio y número de fallas. Posteriormente, se calcula la Tasa de Interrupción Forzada (*FOR*) de cada generador, según la ecuación (2), obteniéndose la Tabla 3.

$$FOR = \frac{FOH}{FOH + SH} * 100 \quad (2)$$

Donde: *FOH* es el número de horas en el periodo en que la unidad se encuentra en salida forzada y *SH* son las horas de operación en el periodo [13].

Tabla 3: Tasa de Interrupción Forzada de generadores

Generador	FOR [%]	P _{MAX} [MW]
Unidad B	5,06	4,6
Unidad C	2,52	4,6
Unidad D	2,09	4,6
Unidad F	2,03	8
Unidad A	1,90	4,6
Unidad E	1,13	4,6
Cat 1	0,64	1,2
Cat 2	0	1,2

4.5. Escenarios Operativos. Definición y Simulación

A diferencia de los que ocurre en los SEP convencionales, la demanda en los campos petroleros es prácticamente constante, por tanto, en los diferentes escenarios operativos varía el despacho de generación solamente. Se definen los escenarios mostrados en la Tabla 4.

Tabla 4: Escenarios de operación del sistema

Generador	P _{MAX} [MW]	Operación:			
		Opera: X	No opera: O		
Unidad A	4,6	X	X	X	X
Unidad B	4,6	X	O	X	X
Unidad C	4,6	X	X	X	X
Unidad D	4,6	X	X	O	X
Unidad E	4,6	X	X	O	X
Unidad F	8	X	X	X	O
Cat 1	1,2	O	X	X	X
Cat 2	1,2	O	O	X	X
Demanda [MW]		27,5	27,5	25	25
Escenario de Generación		OP_G1	OP_G2	OP_G3	OP_G4

En la Tabla 3 se observa que la Unidad B tiene el mayor valor de *FOR*, por tanto, se considerará como contingencia de generación en todos los escenarios operativos. Al existir varias unidades generadoras de igual capacidad y fabricante, al simular la salida de una de ellas se estará considerando similar situación para el resto de los generadores. Posteriormente, para definir las contingencias a simular, se realiza una combinación de estos generadores. Por ejemplo, para el escenario *OP_G1*, con una demanda de 27,5 MW, operan las unidades A, B, C, D, E y F; los posibles eventos de salida de generación son (B, C), B y F. Este análisis se realiza

para el resto de los escenarios obteniéndose 4 escenarios operativos y 14 contingencias a simular, mostrados en la Tabla 5.

Tabla 5: Escenarios operativos y contingencias a simular

Escenario	Generador	$P_{GEN\ perdida}$ [MW]
OP_G1	B	4,6
	B, C	9,2
	F	8
OP_G2	C	4,6
	C, D	9,2
	F	8
	Cat 1	1,2
OP_G3	B	4,6
	B, C	9,2
	Cat 1, Cat 2	2,4
	F	8
OP_G4	B	4,6
	B, C	9,2
	Cat 1, Cat 2	2,4

4.6. Simulación de Eventos y Respuesta de la Frecuencia

Los eventos de salida de generación de la Tabla 6 se simulan en el dominio del tiempo utilizando software ETAP. El tiempo total de simulación es de 40 s y se considera que la salida de la generación ocurre a los 5 s. Para fines de la simulación se etiquetará cada evento de salida de generación de la siguiente forma: para el escenario OP_G1 y salida de la Unidad B se llamará OP_G1_Out_B. Los resultados se resumen en la Fig. 17, que muestra la evolución dinámica de la frecuencia, donde se puede apreciar que para los eventos OP_G3_Out_B, OP_G2_Out_C, OP_G3_Cat_1_2, OP_G1_Out_B y OP_G2_Out_Cat_1 la frecuencia logra recuperarse, mientras que para el resto de los eventos el sistema colapsa por baja frecuencia.

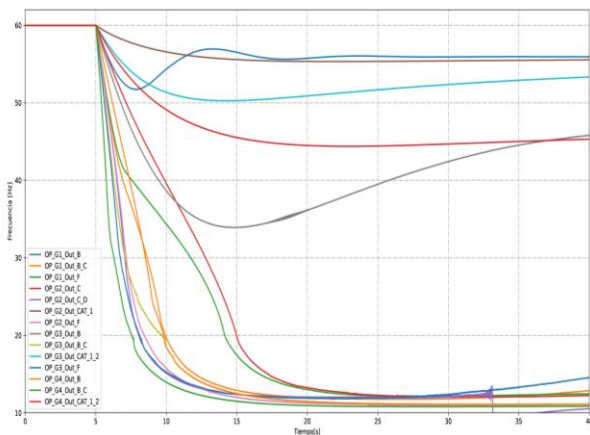


Figura 17: Evolución de la frecuencia del sistema

Considerando los primeros 10 ciclos de la frecuencia después del evento, mediante regresión lineal, se calcula el ROCOF como el valor de la pendiente (m) con que cae la frecuencia. El ROCOF permite ordenar y clasificar los eventos según su severidad o afectación a la frecuencia del sistema. Los resultados se tabulan y ordenan según se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6: Escenarios y eventos ordenados según el ROCOF

Evento	ROCOF [Hz/s]
OP_G4_Out_B_C	-23,78
OP_G3_Out_F	-15,81
OP_G3_Out_B_C	-13,97
OP_G2_Out_F	-12,97
OP_G2_Out_C_D	-12,41
OP_G1_Out_F	-12,31
OP_G1_Out_B_C	-12,07
OP_G4_Out_B	-8,59
OP_G3_Out_B	-5,98
OP_G2_Out_C	-5,17
OP_G1_Out_B	-5,09
OP_G4_Out_CAT_1_2	-3,68
OP_G3_Out_CAT_1_2	-3,13
OP_G2_Out_CAT_1	-1,32

En la Tabla 6 se observa que los resultados forman dos grupos definidos: aquellos con valor absoluto del ROCOF mayor a 12,07 Hz/s, que se los denominará de alto riesgo operativo, y, aquellos con valor de ROCOF menor a 8,59 Hz/s, que se los denominará de riesgo medio o bajo. Este criterio de agrupamiento es definido en función de los resultados y no representa una regla general aplicable a otros sistemas aislados. En base a este agrupamiento, se diseñará un EAC que actúe en base al valor del ROCOF. En SEP de gran tamaño, con muchos generadores y eventos de salida de generación, el análisis se puede realizar utilizando algoritmos de agrupamiento o técnicas de machine learning.

4.7. Diseño del EAC y Resultados

4.7.1 EAC Híbrido

Al realizar una comparativa de la Tabla 9 con la potencia de generación perdida y demanda total, para cada escenario, se observa que al tener menor demanda y una pérdida mayor al 30% de la generación, el valor del ROCOF está por encima de los 12 Hz/s; por lo cual estos escenarios son severos o de alto peligro para el sistema.

Tabla 7: Comparativa de potencia perdida para cada escenario

Evento	ROCOF [Hz/s]	$P_{GEN\ perdida}$ [MW]	Carga [MW]	Porcentaje $P_{GEN\ perdida}$ [%]
OP_G4_Out_B_C	-23,78	9,2	25	36,8
OP_G3_Out_F	-15,81	8	25	32,0
OP_G3_Out_B_C	-13,97	9,2	25	36,8
OP_G2_Out_F	-12,97	8	27,5	29,1
OP_G2_Out_C_D	-12,41	9,2	27,5	33,5
OP_G1_Out_F	-12,31	8	27,5	29,1
OP_G1_Out_B_C	-12,07	9,2	27,5	33,5
OP_G4_Out_B	-8,59	4,6	25	18,4
OP_G3_Out_B	-5,98	4,6	25	18,4
OP_G2_Out_C	-5,17	4,6	27,5	16,7
OP_G1_Out_B	-5,09	4,6	27,5	16,7
OP_G4_Out_CAT_1_2	-3,68	2,4	25	9,6
OP_G3_Out_CAT_1_2	-3,13	2,4	25	9,6
OP_G2_Out_CAT_1	-1,32	1,2	27,5	4,4



Para los escenarios de alto riesgo se propone una EAC basado en ROCOF, debido a la rapidez con que cae la frecuencia, y porcentajes de carga a deslastrar y tiempos de actuación *variables*, según el valor del ROCOF. Para escenarios de medio y bajo riesgo se aplica un EAC con umbrales escalonados de frecuencia fija, ya que la frecuencia cae lentamente, y porcentajes de carga a deslastrar y tiempos de actuación *variables*, según el valor del ROCOF.

Tabla 8: EAC propuesto para escenarios de riesgo ALTO

Evento	EAC con ROCOF		
	Delay*	ROCOF [Hz/s]	PL [%]
OP_G4_Out_B_C	4	23,78	36,3
OP_G3_Out_F	8	15,81	32,2
OP_G3_Out_B_C	13	13,97	36,3
OP_G2_Out_F	13	12,97	25,8
OP_G2_Out_C_D	13	12,41	30,2
OP_G1_Out_F	13	12,31	26,5
OP_G1_Out_B_C	13	12,07	30,9

*Retraso de tiempo en ciclos de onda a 60 Hz

Tabla 9: EAC propuesto para escenarios de riesgo medio y bajo

Evento	EAC con frecuencia fija						
	Delay	f ₁ [Hz]	PL [%]	f ₂ [Hz]	PL [%]	f ₃ [Hz]	PL [%]
OP_G4_Out_B	10	59,3	8,4	59,1	8	58,9	1,3
OP_G3_Out_B	13	59,3	8,4	59,1	8,2	58,9	0,4
OP_G2_Out_C	13	59,3	7,6	59,1	7,3	58,9	0,4
OP_G1_Out_B	13	59,3	5,4	59,1	4,5	58,9	5,8
OP_G4_Out_CA T_1_2	13	59,3	6,6	59,1	0,4		
OP_G3_Out_CA T_1_2	13	59,3	6,3	59,1	0,9		
OP_G2_Out_CA T_1	13	59,3	5,4	59,1	1,2		

* Retraso de tiempo en ciclos de onda a 60 Hz

Se implementan y simulan, en cada escenario, los EAC propuestos; los resultados se muestran en la Fig. 18.

4.7.2 EAC convencional

Para efectos de comparación se plantea el diseño de dos EAC convencionales, uno con umbrales de frecuencia fija y otro con ROCOF solamente, ambos con porcentajes fijos de carga, tal como se acostumbra en un SEP tradicional.

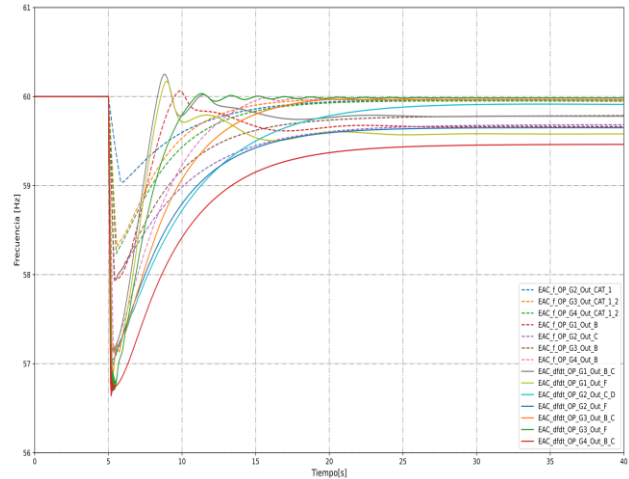


Figura 18: Evolución de la Frecuencia con EAC seleccionados

En la Tabla 10 se presenta el EAC convencional de frecuencia fija, donde los mismos parámetros se aplican a todas las contingencias. La evolución de la frecuencia para este esquema se presenta en la Fig. 19. Se observa que en los escenarios de bajo riesgo el EAC se comporta de manera adecuada, sin embargo, su desempeño es pobre para escenarios de medio y alto riesgo, ya que ocurre el colapso del sistema debido a los tiempos de actuación del esquema.

Tabla 10: EAC convencional con umbrales de frecuencia fija

Delay	f ₁ [Hz]	PL [%]	Delay	f ₂ [Hz]	PL [%]	Delay	f ₃ [Hz]	PL [%]
10	59,3	6,2	66	58,8	9,1	180	58,3	17,6

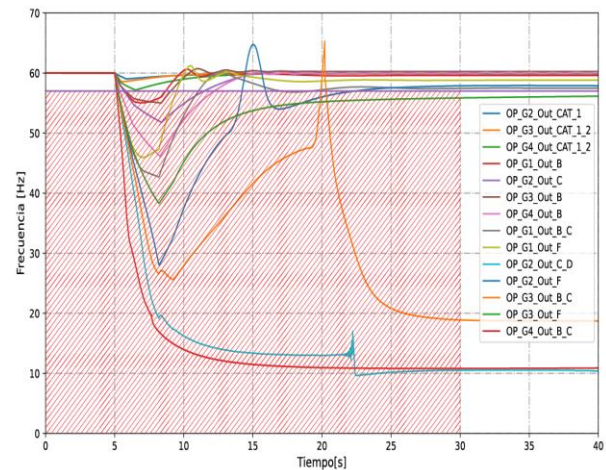


Figura 19: Evolución de la frecuencia con EAC convencional

De manera similar, se diseña un EAC tradicional con ROCOF que considera igual tiempo de retardo igual frente a los diferentes valores de df/dt y porcentaje fijo de desconexión de carga. Los parámetros del EAC se muestran en la Tabla 11 y la evolución de la frecuencia cuando se implementa este EAC se muestra en la Fig. 20.



Tabla 11: EAC con ROCOF y retraso constante

Delay [Ciclos]	ROCOF [Hz/s]	P_L [%]
13	23,78	36,3
13	15,81	32,2
13	13,97	36,3
13	12,97	25,8
13	12,41	30,2
13	12,31	26,5
13	12,07	30,9
13	8,59	15,8
13	5,98	18,7
13	5,17	16,7
13	5,09	16,7
13	3,68	7,6
13	3,13	6,4
13	1,32	3

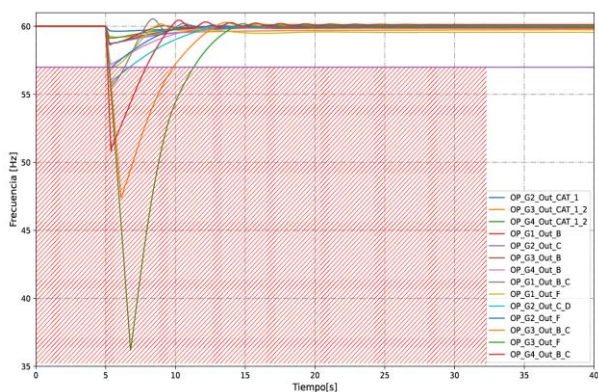


Figura 20: Evolución de la frecuencia con EAC convencional con ROCOF y retraso constante

Se observa que la frecuencia en los escenarios de alto riesgo ($12 \leq m \leq 25$) no consigue recuperarse dentro de márgenes operativos permitidos, esto se debe al tiempo de retardo de 13 ciclos, que es muy prolongado.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La aplicación de un EAC híbrido que emplea ROCOF para su activación, y porcentajes variables de carga a deslastrar junto con tiempos de retraso variables, es recomendable para sistemas aislados, que presentan escenarios de alto riesgo operativo, donde los tiempos de desconexión de carga pueden ser menores a los 4 ciclos. La aplicación de este tipo de esquemas a sistemas aislados que alimentan a campos petroleros es novedosa y en el presente artículo hace énfasis en las características únicas de los sistemas eléctricos petroleros como: priorización de cargas motóricas, disponibilidad limitada de interruptores, niveles de reserva en tanques de almacenamiento de fluido, generación eléctrica concentrada, etc.

Los EAC convencionales con frecuencia fija, como el mostrado en la Fig. 20, no tiene un buen desempeño para escenarios de alto y medio riesgo; en los casos más severos, el EAC no opera debido a los tiempos de retardo que posee. Por otro lado, los EAC convencionales con ROCOF y tiempo de retardo constante, como el mostrado en la Fig. 20, ocasiona que la frecuencia no se encuentre

dentro de rangos operativos. No obstante, se pueden realizar cambios en los tiempos de retardo con lo que se lograría que la frecuencia alcance valores dentro de márgenes operativos permitidos.

En cualquier caso, para un correcto diseño de EACBF es fundamental estimar la cantidad de generación perdida o el valor de la tasa de cambio de la frecuencia, en base a las cuales se determinarán la cantidad de carga a desconectar, según una lista de prioridad definida, y los tiempos de actuación del esquema.

Cabe indicar que el esquema propuesto no fue evaluado frente a otros fenómenos como cortocircuitos, sobrevoltajes, etc. Debe considerarse que, bajo ciertas condiciones, un cortocircuito puede conducir a una pérdida de generación o carga, y, de ser necesario debe ser parte del proceso de validación del esquema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] N. Hatziargyriou et al., “Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, July 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- [2] L. Sigrist, I. Egido, y L. Rouco, “A Method for the Design of UFLS Schemes of Small Isolated Power Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, núm. 2, pp. 951–958, 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2174448.
- [3] Y. Xu., Y. Zhang, Z. Yang Dong, R. Zhang, “Intelligent Systems for Stability Assessment and Control of Smart Power Grids”, Boca Raton FL, Taylor & Francis Group: CRC Press, 2021.
- [4] J. D. Glover, T. Overbye, y M. S. Sarma, Power System Analysis and Design. Cengage Learning, 2016. [En línea]. Disponible en: <https://books.google.com.ec/books?id=KH5cGgAAQBAJ>
- [5] Pablo Ledesma, “Regulación de frecuencia y potencia”. Universidad Carlos III de Madrid, sep. 21, 2008.
- [6] Hassan Bevrani, “Robust Power System Frequency Control”, Power Electronics and Power Systems series, Springer, 2009.
- [7] W. Sánchez, N. Granda, F. Quilumba, “Methodology for Assessment and Improvement of Long-Term Voltage Stability of Electric Power Systems”, 2019 IEEE Fourth Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM), 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/ETCM48019.2019.9014874
- [8] D. A. Aguas y J. W. Tamayo, “Esquema de alivio de carga óptimo por bajo voltaje para el Sistema Nacional Interconectado mediante Power Factory de Digsilent y programación En Matlab”, jul. 2014,



Consultado: sep. 20, 2020. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/7793>

- [9] S. S. Ladhani, W. Rosehart, “Under voltage load shedding for voltage stability overview of concepts and principles”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004., 2004, pp. 1597-1602 Vol.2. doi: 10.1109/PES.2004.1373142.
- [10] H. Seifi, H. Delkhosh, “Model Validation for Power System Frequency Analysis”, Springer Briefs in Energy, Springer, 2019.
- [11] Aqeel S. Jaber, “Hybrid Intelligent Methods for Parameter Identification and Load Frequency Control in Power System”, PhD Thesis, University Malaysia Pahang, Nov, 2014.
- [12] Etap Company, “ETAP 19 User Manual”. ene. 2020.
- [13] A. Pacheco, “Determinación de las Horas de Salida Forzada y Mantenimientos Programados en las Unidades de Generación del Sistema Eléctrico del Ecuador”, Revista Técnica “energía”, Vol. 8, No 1 (2012), Pp. 37-43.



Nelson V. Granda.- Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en el año 2006 y de Doctor en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan (Argentina), en el año 2015. Se ha desempeñado como Ingeniero Eléctrico en varias instituciones del sector eléctrico y petrolero como: el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), Petroamazonas EP y CELEC-EP TRANSELECTRIC.

Actualmente, se desempeña como parte del staff docente del Departamento de Energía Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de interés son análisis y control de sistemas eléctricos de potencia en tiempo real y aplicaciones de Sistemas de Medición de Área extendida (WAMS) basados en unidades de medición sincrofasorial (PMU).



Vinicio Noe Jácome.- Nació en Ambato, Ecuador. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2022. Sus actividades laborales las ha realizado en Pluspetrol Ecuador y Power Drone EC, relacionadas principalmente con diseño y

análisis de sistemas eléctricos que sirven al sector petrolero y aplicaciones de drones a los diferentes sectores productivos.