

Propuesta de Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Tensión en el Sistema Moyobamba – Tarapoto en 138 Kv

Proposal of Load Rejection Scheme Due to Minimum voltage in the Moyobamba – Tarapoto System at 138 Kv

Renato Tirado Salazar^a, Saúl Andres Hernández Moreno^b
Juan Vives-Garnique^c

^a Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Universidad Señor de Sipán, tsalazarr@crece.uss.edu.pe

^b Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Universidad Señor de Sipán, hmorenosaulandr@uss.edu.pe

^c Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Universidad Señor de Sipán, jvives@uss.edu.pe

Resumen - La investigación se origina con el objetivo de atenuar interrupciones de suministro en el sistema de transmisión Cajamarca Norte – Caclic - Belaunde Terry - Moyobamba – Tarapoto - Juanji – Tochache – Aucayacu – Tingo María, mediante una propuesta de esquema automático de rechazo de carga basado en la detección de niveles mínimos de tensión, y a través de la desconexión selectiva de cargas específicas en el sistema. Para obtener la propuesta del esquema automático de rechazo de carga, inicialmente se realizó una exploración de los conceptos teóricos que involucran a nuestra investigación, para luego recolectar información requerida que ayudo a actualizar el sistema eléctrico analizado y validar nuestros resultados propuestos. Después de obtener los resultados de diversos escenarios, fue posible determinar el porcentaje óptimo para el rechazo automático de carga en el sistema estudiado. Lo cual permitió observar claramente el impacto de la reposición de los valores de tensión después de que se llevaran a cabo los rechazos automáticos de carga. Al concluir la investigación, se pudo determinar que las subestaciones Belaunde Terry, Moyobamba, Tarapoto y Bellavista son las más sensibles a las variaciones en la tensión eléctrica, lo que las hace más susceptibles a alcanzar el punto de colapso con niveles mínimos de tensión. Basándonos en esta observación, se sugiere incluir la participación de las cargas de estas subestaciones en el esquema de rechazo de carga cuando la tensión alcance niveles críticos.

Palabras clave: Mínima tensión, rechazo de carga, fallas imprevistas.

I. INTRODUCCION

Un sistema eléctrico de potencia se compone por empresas de generación que proveen energía, un sistema de transmisión encargado de trasladar dicha energía a las subestaciones de transformación, y los usuarios finales, que pueden ser una gran industria o un hogar. En el periodo de funcionamiento de los sistemas, es necesario mantener rangos de funcionamiento aceptables y monitorear continuamente variables eléctricas como la frecuencia y voltaje.

No obstante, si ocurre una desconexión repentina de las líneas de transmisión o una disminución de energía generada, el cual produciría un nuevo escenario de funcionamiento que podría acercarse a la situación de desequilibrio del sistema, lo que podría desencadenar un posible colapso.

La fase de desequilibrio de tensión ocurre cuando una perturbación, un incremento en la demanda o una alteración en el estado de funcionamiento o topología del sistema induce a una caída sin control del voltaje. El sistema Moyobamba – Tarapoto - Juanji – Tochache – Aucayacu – Tingo Maria en 138 kV funciona en condiciones normales dentro de los límites permitidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (+-5% de la tensión nominal), pero debido a eventos de fallas de la línea L-2192 (Cajamarca Norte - Caclic) o la línea L-2194 (Caclic - Belaunde Terry) provoca el aumento de transmisión de potencia en la línea L-1016 (Tocahce - Juanjui), esto significa que una desconexión de una de las líneas de transmisión puede acercar al sistema al punto de colapso por tensión y desconectar las subestaciones afectadas. Si se produce un colapso, las empresas involucradas en los eventos deberán compensar a los usuarios afectados. Además, el esquema de rechazo de carga por mínima tensión es una medida preventiva utilizada en muchos países para evitar apagones. Un umbral de voltaje y tiempo de acción se establece para que los equipos de protección desconecten las cargas. Actualmente, cada año el COES-SINAC elabora un esquema de rechazo de carga automático por mínima tensión para en sistema de Lima con la finalidad de evitar el colapso por tensión. Por lo tanto, este trabajo propone un esquema de rechazo automático de carga por mínima tensión en el sistema Moyobamba – Tarapoto - Juanji – Tochache – Aucayacu – Tingo Maria 138 kV para desconectar las cargas y permitir que el sistema opere adecuadamente después de la desconexión de una línea de transmisión en la zona de estudio. Esto garantizará la continuidad del servicio a las otras cargas y evitará el colapso del sistema.

Finalmente, el estudio nos permitirá explorar investigaciones actuales de variables estudiadas y contrastar con las distintas metodologías empleadas en otros países.

II. DESARROLLO DEL ARTICULO

A) NECESIDAD PRIMITIVA

Un sistema eléctrico debe operar dentro de rangos aceptables y monitorear variables como la frecuencia y la tensión en todo momento. Sin embargo, una desconexión repentina de las líneas de transmisión o la pérdida de generación pueden acercar el sistema al punto de inestabilidad, lo que puede resultar en un posible colapso. Por lo tanto, se deben de introducir nuevos esquemas de rechazo de carga para mitigar pérdidas en usuarios finales.

B) ANALISIS DE LA NECESIDAD PRIMITIVA

El estado de inestabilidad de tensión ocurre cuando una perturbación, un aumento en la carga o un cambio en la condición de operación o topología del sistema provoca una caída incontrolable en la tensión. El sistema anillado de Tarapoto - Moyobamba en 138 kV funciona en condiciones normales dentro de los límites permitidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (+-5% de la tensión nominal) [1], pero debido a eventos de desconexión de la línea L-2192 (Cajamarca Norte - Caclic) o la línea L-2194 (Caclic - Belaunde Terry) provoca el aumento de del flujo de potencia en la línea L-1016 (Tocahce - Juanjui), esto significa que una desconexión de una línea de transmisión puede acercar el sistema al punto de colapso por tensión y desconectar las subestaciones afectadas.

C) PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Un sistema eléctrico de potencia se compone por empresas de generación que proveen energía, un sistema de transmisión encargado de trasladar dicha energía a las subestaciones de transformación, y los usuarios finales, que pueden ser una gran industria o un hogar. En el periodo de funcionamiento de los sistemas, es necesario mantener rangos de funcionamiento aceptables y monitorear continuamente variables eléctricas como la frecuencia y voltaje.

No obstante, si ocurre una desconexión repentina de las líneas de transmisión o una disminución de energía generada, el cual produciría un nuevo escenario de funcionamiento que podría acercarse a la situación de desequilibrio del sistema, lo que podría desencadenar un posible colapso.

La fase de desequilibrio de tensión ocurre cuando una perturbación, un incremento en la demanda o una alteración en el estado de funcionamiento o topología del sistema induce a una caída sin control del voltaje. El sistema Moyobamba –

Tarapoto - Juanji – Tochache – Aucayacu – Tingo Maria en 138 kV funciona en condiciones normales dentro de los límites permitidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (+5% de la tensión nominal), pero debido a eventos de fallas de la línea L-2192 (Cajamarca Norte - Cacic) o la línea L-2194 (Cacic - Belaunde Terry) provoca el aumento de transmisión de potencia en la línea L-1016 (Tochache - Juanji), esto significa que una desconexión de una de las líneas de transmisión puede acercarse al sistema al punto de colapso por tensión y desconectar las subestaciones afectadas. Si se produce un colapso, las empresas involucradas en los eventos deberán compensar a los usuarios afectados. Además, el esquema de rechazo de carga por mínima tensión es una medida preventiva utilizada en muchos países para evitar apagones. Un umbral de voltaje y tiempo de acción se establece para que los equipos de protección desconecten las cargas. Actualmente, cada año el COES-SINAC elabora un esquema de rechazo de carga automático por mínima tensión para el sistema de Lima con la finalidad de evitar el colapso por tensión [2]. Por lo tanto, este trabajo propone un esquema de rechazo automático de carga por mínima tensión en el sistema Moyobamba – Tarapoto - Juanji – Tochache – Aucayacu – Tingo Maria 138 kV para desconectar las cargas y permitir que el sistema opere adecuadamente después de la desconexión de una línea de transmisión en la zona de estudio. Esto garantizará la continuidad del servicio a las otras cargas y evitará el colapso del sistema.

Finalmente, el estudio nos permitirá explorar investigaciones actuales de variables estudiadas y contrastar con las distintas metodologías empleadas en otros países.

D) REVISION DE SOLUCIONES EN EL PASADO

Al norte de Chile en el año 2008 se diseñó e implementó un esquema especial de protección. Debido a las condiciones de contingencia en el sistema eléctrico chileno la entidad encargada de operar se vio en la obligación de aliviarlas, considerando que la región norte en escenarios regulares de operación depende del volumen de transmisión de las líneas actuales entre los centros de transformación D-E y F-H, presentando también complicaciones de generación local que perturban la productividad y operación de las máquinas de generación [3].

Implementación del proyecto de rechazo de carga por mínima frecuencia (ERCMF). El programa de protección tiene una antigüedad de más de 22 años en Perú, con el propósito de salvaguardar la operación de los sistemas eléctricos aislados, considerando que por estos años el sistema interconectado se dividía en dos, centro Norte (SICN) y sur (SIS). Solo se

usaban relevadores de umbral de frecuencia como protección por mínima frecuencia y los ajustes se determinaban empleando un modelo Uninodal [4].

Implementación de un esquema de rechazo de carga como medio de mitigación a las perturbaciones que generaron interrupciones en la parte oeste de los Estados Unidos en 1996, el consejo de coordinación de sistema del oeste (WECC) elige utilizar disposiciones que impidan escenarios similares, entre ellos, se contemplan algunos regímenes especiales de protección [5].

Un simulador de dinámica de sistemas interactivo que considera la desconexión automática de carga (DAC) y la desconexión automática de generador (DAG) como medidas correctivas para restaurar las variables de voltaje y frecuencia cuando ocurren perturbaciones en el sistema [6].

Esquema UVLS (Descarga por mínima tensión), que describe de manera amplia los manuales de operación que rigen el bosquejo del correspondiente esquema de protección, desarrollado según las medidas de un método cuantitativo de tipo esencialmente no empírico, manejando una matriz de investigación [7].

Establecimiento de un programa anual de deslastre instantáneo de carga para evitar el desequilibrio eléctrico del sistema peruano [2].

El diseño del regulador lógico UVLS (desconexión de carga bajo voltaje) para manejar de manera efectiva situaciones de emergencia sin comprometer las restricciones del Sistema eléctrico de potencia, se realizó labor de supervisión en campo de un sistema de prueba a 9 bar de presión y 3 generadores usando matriz de observación [8].

Algoritmo de deslastre de carga exponencial simple computado usando un algoritmo ponderado y genético donde ningún procedimiento de transferencia de corriente puede encontrar condiciones de peligro. Se llevó a cabo un trabajo de campo en el sistema IEEE 30 barras y el sistema 69 Tamil Nadu en India [9].

E) RESULTADOS

Iniciaremos el análisis eléctrico considerando las siguientes premisas:

- El rango de tolerancia establecido por la Norma Técnica de calidad de los Servicios Eléctricos “NTCSE” es de $\pm 5\%$ de la tensión nominal [1].
- El racionamiento y/o desconexión de cargas se efectuará privilegiando el abastecimiento del suministro eléctrico para el servicio público de electricidad, según lo establecido por la Norma

Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados [10].

- Ante la desconexión imprevista de las líneas de transmisión L-2192 o L-2194, las subestaciones y líneas de transmisión que conforman el sistema eléctrico en estudio deben permanecer conectadas sin problemas de mínima tensión y/o sobre carga.

Además, consideraremos los siguientes criterios de desempeño:

Fase de Operación Normal:

- No se admiten sobre carga en las líneas de transmisión y transformadores de potencia.
- Los equipos instalados en las subestaciones deben operar con tensiones que se encuentren dentro del rango $\pm 5\%$ de la tensión nominal de diseño de barras.
- Para las barras del sistema de transmisión, las tensiones en condiciones normales deben mantenerse dentro del rango $\pm 2.5\%$ en comparación con las tensiones de operación.

Fase de contingencia:

- La tolerancia máxima de sobre carga para las líneas de transmisión y transformadores es de 120 % de su potencia nominal.
- Para las barras con tensiones nominales entre 220 kV a 500 kV, la tensión de operación debe variar entre 0.97 y 1.02 p.u.
- Para las barras con tensiones nominales menores o iguales que 138 kV, la tensión de operación debe variar entre 0.95 y 1.05 p.u.

i) Estudio de flujo de potencia

Iniciamos el análisis de flujo de potencia actualizando la demanda para mostrar las condiciones normales de operación en el sistema estudiado. El objetivo principal es evaluar los niveles de tensión en las barras y determinar el porcentaje de Cargabilidad de las líneas de transmisión del sistema de estudio.

Los resultados del flujo de potencia en estado estacionario se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 1: Cargabilidad de las líneas en condiciones de máxima demanda

	Nivel de Cargabilidad
	(%)
L-1016	47.58
L-1017	31.44
L-1018	41.36
L-1019	38.95
L-1122	69.55
L-1124	64.68
L-6091	39.27
L-6090	5.39

Tabla 2: Cargabilidad de las líneas en condiciones de mínima demanda

	Nivel de Cargabilidad
	(%)
L-1016	34.51
L-1017	26.50
L-1018	30.13
L-1019	38.95
L-1122	51.13
L-1124	47.12
L-6091	39.27
L-6090	5.39

De tablas 1 y 2, obtuvimos como resultado que en estado estacionario no se presentan sobrecargas en líneas de transmisión en ningún escenario analizado (máxima y mínima demanda).

Tabla 3: Valores de tensiones en estado estacionario a máxima demanda

	Nivel de Tensión	
	Máxima Demanda	
	[kV]	[p.u]
BELAUNDE TERRY 138	138.98	1.01
MOYOBAMBA 138	138.68	1.00
TARAPOTO 138	135.47	0.98
BELLAVISTA 138	137.61	1.00
JUANJUI 138	138.25	1.00
TOCHACHE 138	140.59	1.02
AUCAYACU 138	141.46	1.03
TINGO MARIA 138	141.54	1.03

Tabla N°4: Valores de tensiones en estado estacionario a mínima demanda

	Nivel de Tensión	
	Mínima Demanda	
	[kV]	[p.u.]
BELAUNDE TERRY 138	137.01	0.99
MOYOBAMBA 138	138.68	0.99
TARAPOTO 138	137.50	1.00
BELLAVISTA 138	139.24	1.00
JUANJUI 138	139.65	1.00
TOCHACHE 138	141.27	1.02
AUCAYACU 138	140.62	1.03
TINGO MARIA 138	139.79	1.03

De tablas 3 y 4 tenemos como resultado que las tensiones de barra se encuentran dentro de las tolerancias establecido por la NTCSE (0.95 y 1.05 p.u.) en cada escenario.

Como consecuencia de la desconexión de las líneas que conforman el sistema transmisión, Moyobamba – Tarapoto - Juanji – Tochache – Aucayacu – Tingo Maria, se produce niveles de tensión por debajo de las tolerancias exigidas por la NTCSE, siendo las contingencias más graves las siguientes:

- Contingencia 1: fuera de servicio L-2194 (Cajamarca Norte - Caclic).
- Contingencia 2: Fuera de servicio L-2192 (Caclic – Bellaunde Terry).
- Contingencia 3: Fuera de servicio L-1018 (Belaunde Terry - Tarapoto).

ii) Estudio de la fase de contingencia

Tabla 5: Valores de tensión en contingencia a demanda máxima

	Niveles de Tensión (p.u)							
	Belaunde Terry	Moyobamba	Tarapoto	Bellavista	Juanjui	Tochache	Aucayacu	Tingomaria
F/SL-2192	0.69	0.69	0.71	0.77	0.87	0.87	0.95	0.98
F/SL-2194	0.76	0.76	0.77	0.81	0.89	0.89	0.96	0.99
F/SL-1018	1.03	1.03	0.83	0.87	0.93	0.93	0.98	1

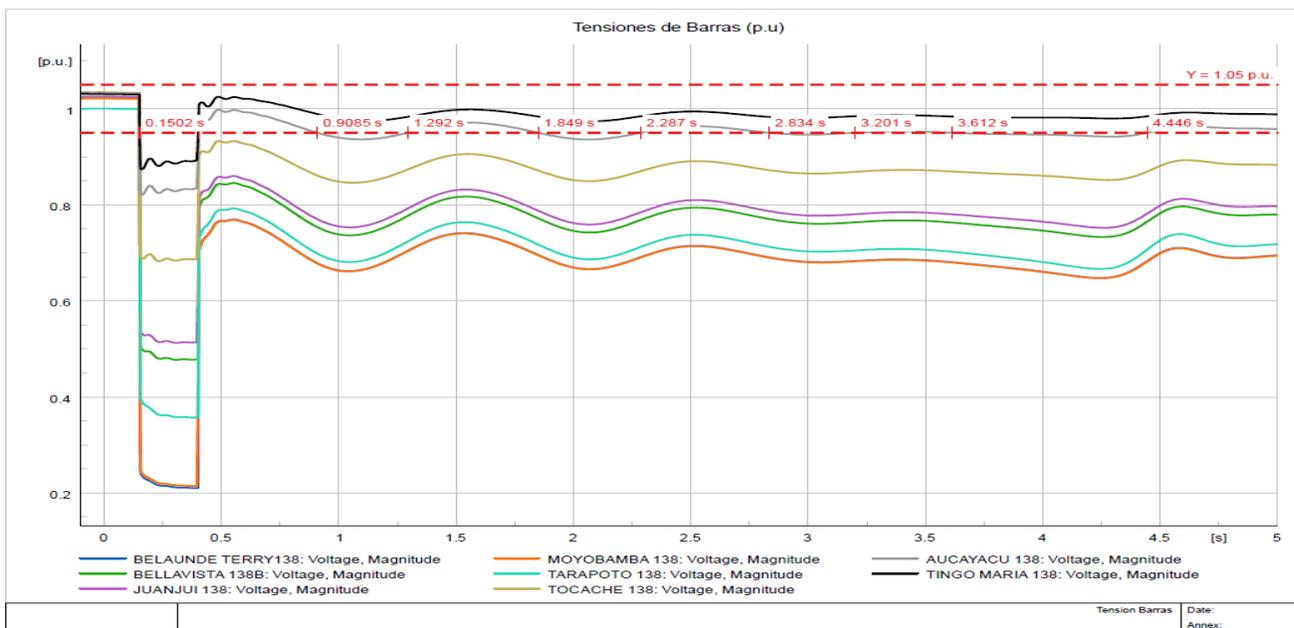


Figura 1: Valores de tensión en contingencia 1 a demanda máxima

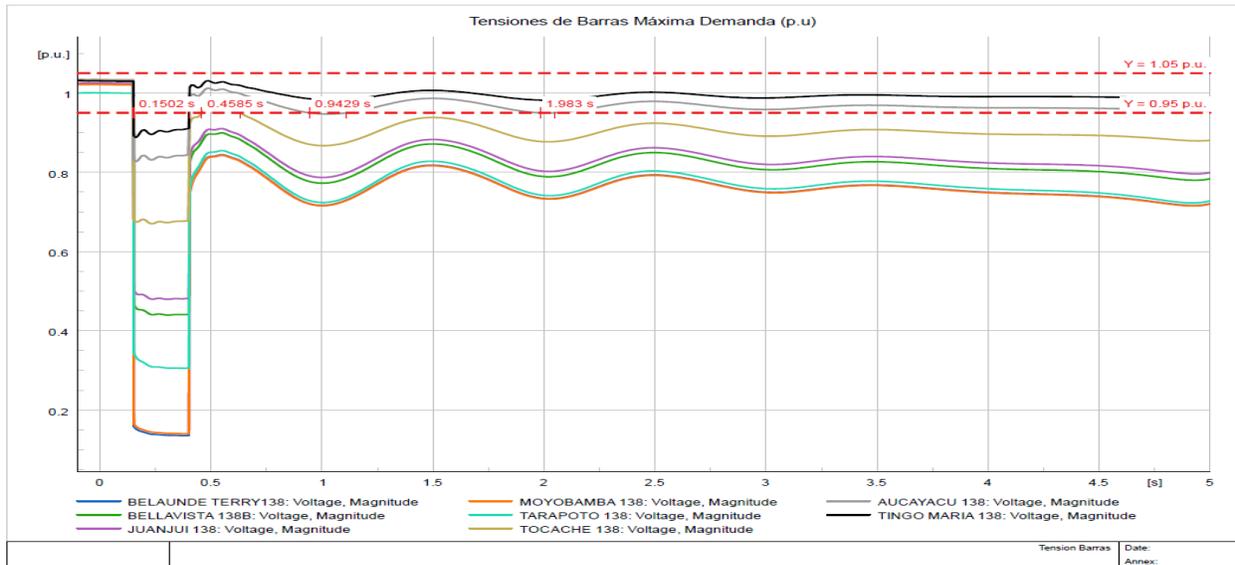


Figura 2: Valores de tensión en contingencia 2 a demanda máxima

Tabla 6: Valores de tensión en contingencia a demanda mínima

	Niveles de Tensión (p.u)							
	Belaunde Terry	Moyobamba	Tarapoto	Bellavista	Juanjui	Tochache	Aucayacu	Tingomaria
F/SL-2192	0.68	0.68	0.74	0.79	0.81	0.89	0.95	0.97
F/SL-2194	0.76	0.76	0.77	0.81	0.82	0.89	0.96	0.99
F/SL-1018	1.03	1.03	0.83	0.87	0.88	0.93	0.98	1

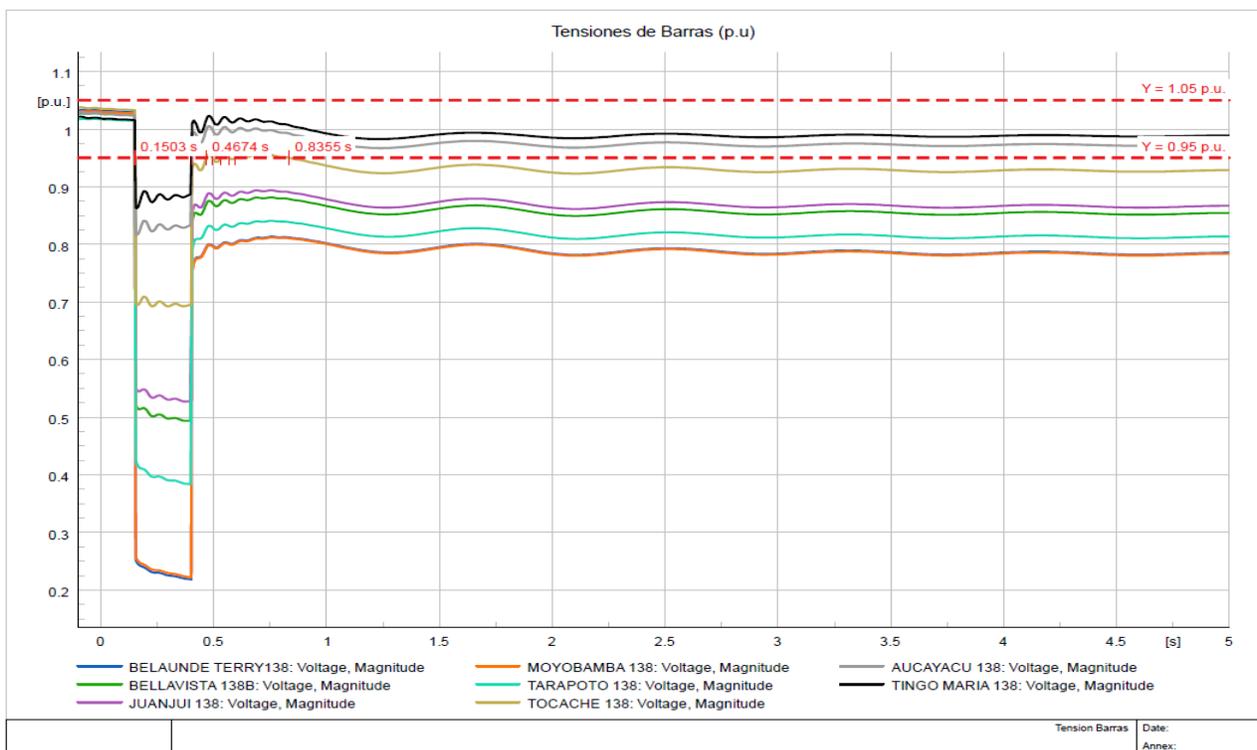


Figura 3: Valores de tensión en contingencia 1 a demanda mínima

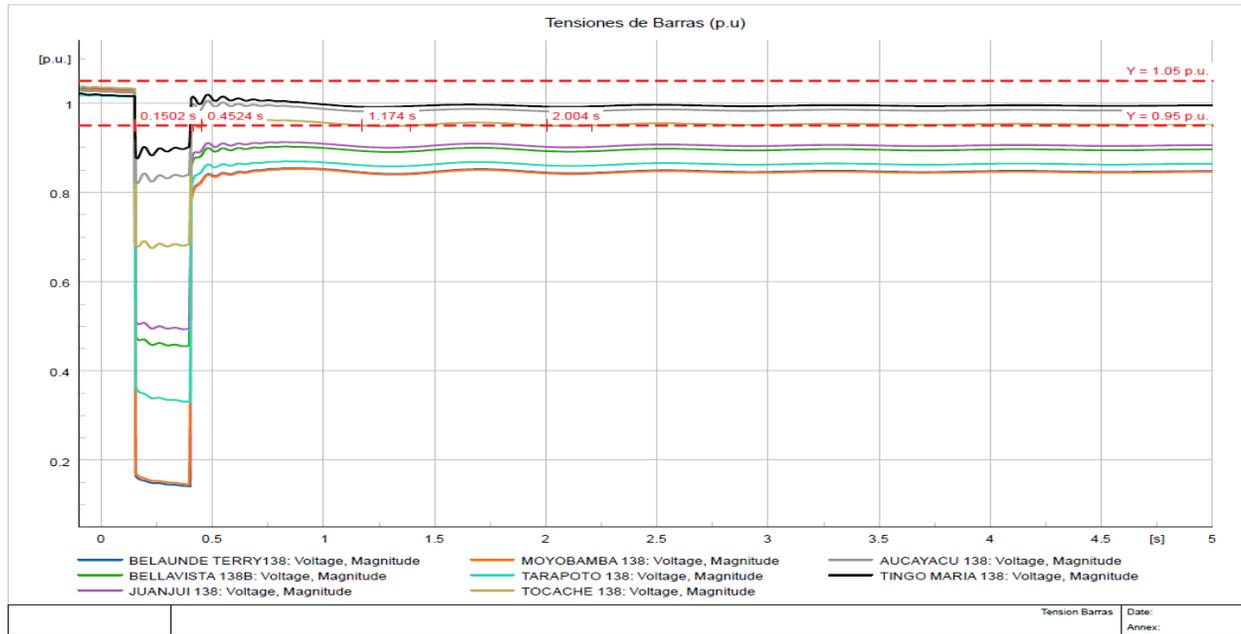


Figura 4: Valores de tensión en contingencia 2 a demanda mínima

De tablas 5 y 6, obtuvimos como resultado que en las subestaciones Belaunde Terry, Moyobamba, Tarapoto, Bellavista y Juanjui presentan valores de tensión se por debajo de 0.8 p.u.

iii) Determinación de ajuste de mínima tensión

Se establecerán una propuesta de ajustes mínimos de tensión para el sistema Moyobamba – Tarapoto - Juanji – Tochache – Aucayacu – Tingo Maria en 138 kV, asimismo, la responsabilidad de seleccionar e implementar la propuesta de cargas a rechazar recae en la empresa de distribución la cual tiene la concesión de la zona donde se está desarrollando la investigación.

La metodología que usaremos para obtener el porcentaje de carga necesaria a rechazar es la siguiente:

- Desconectar las cargas de clientes libres, considerando la premisa de preservar el

abastecimiento de servicio público (clientes regulados).

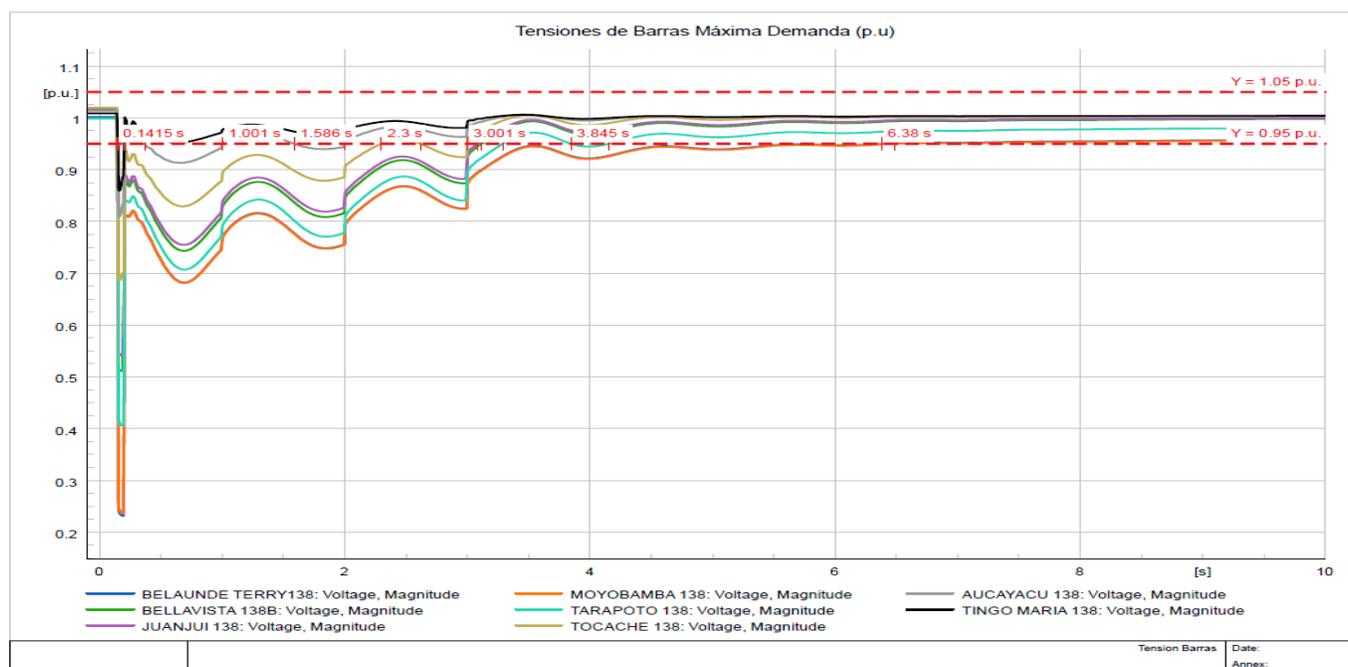
- Desconectar cargas en subestaciones en las que la tensión este por debajo de los 0.95 p.u.
- Simularemos en el dominio del tiempo la desconexión gradual de las cargas verificando los niveles de tensión y sobrecarga de las líneas.

Luego de analizar las contingencias tenemos como resultado que las subestaciones Belaunde terry, Moyobamba y Tochache, evidencian problemas de tensión, como se muestran en las tablas 5 y 6, por consiguientemente, en estas subestaciones propondremos el rechazo automático de carga.

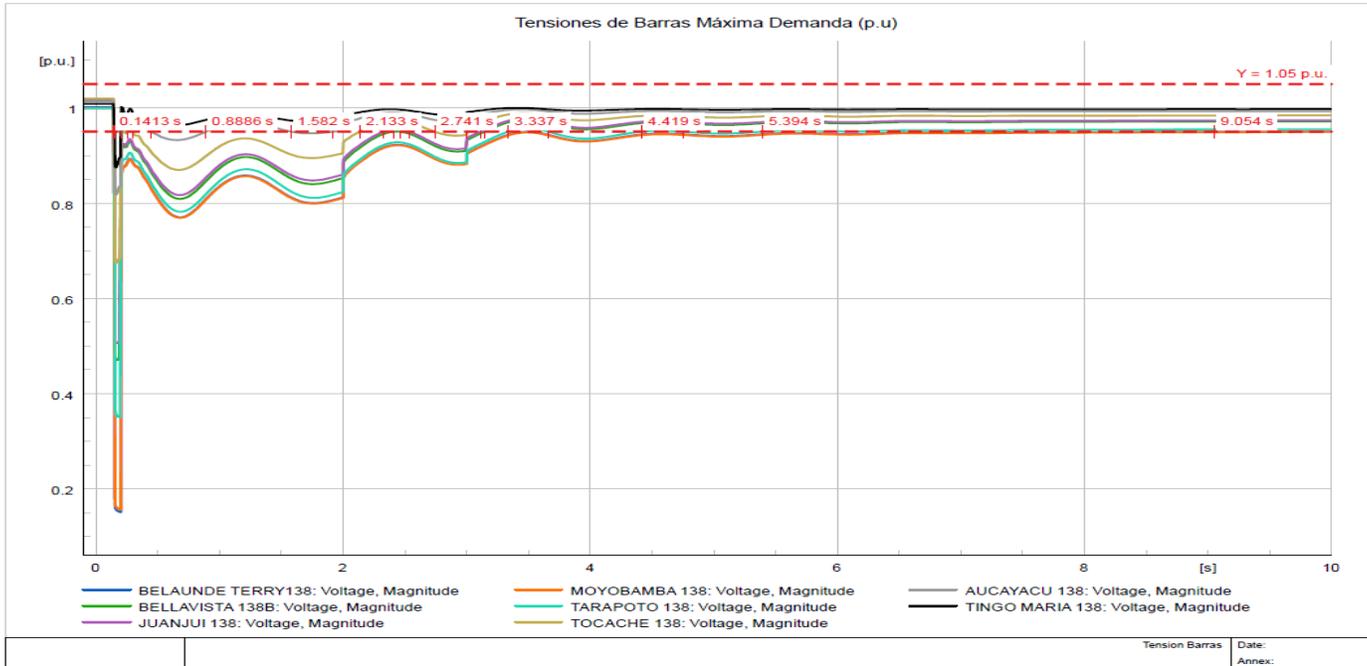
F) PROPUESTA DE ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMATICO DE CARGA

Tabla 7: Valores de tensión ante desconexión de porcentajes de rechazo de carga en escenario a máxima demanda

LINEA	SUBESTACIÓN	RC	NIVELES DE TENSION (p.u)							
			BELAUNDE TERRY	MOYOBAMBA	TARAPOTO	BELLAVISTA	JUANJUI	TOCHACHE	AUCAYACU	TINGO MARIA
F/S L-2192	BELAUNDE TERRY	9%	0.75	0.75	0.78	0.82	0.83	0.89	0.94	0.97
	BELAUNDE TERRY	22%	0.84	0.84	0.86	0.89	0.90	0.94	0.97	0.98
	MOYOBAMBA									
	BELAUNDE TERRY	37%	0.95	0.95	0.98	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00
	MOYOBAMBA									
	TARAPOTO									
BELLAVISTA										
F/S L-2194	MOYOBAMBA	13%	0.90	0.90	0.90	0.93	0.93	0.95	0.97	0.99
	MOYOBAMBA	20%	0.95	0.95	0.96	0.97	0.97	0.98	0.99	0.99
	TARAPOTO									



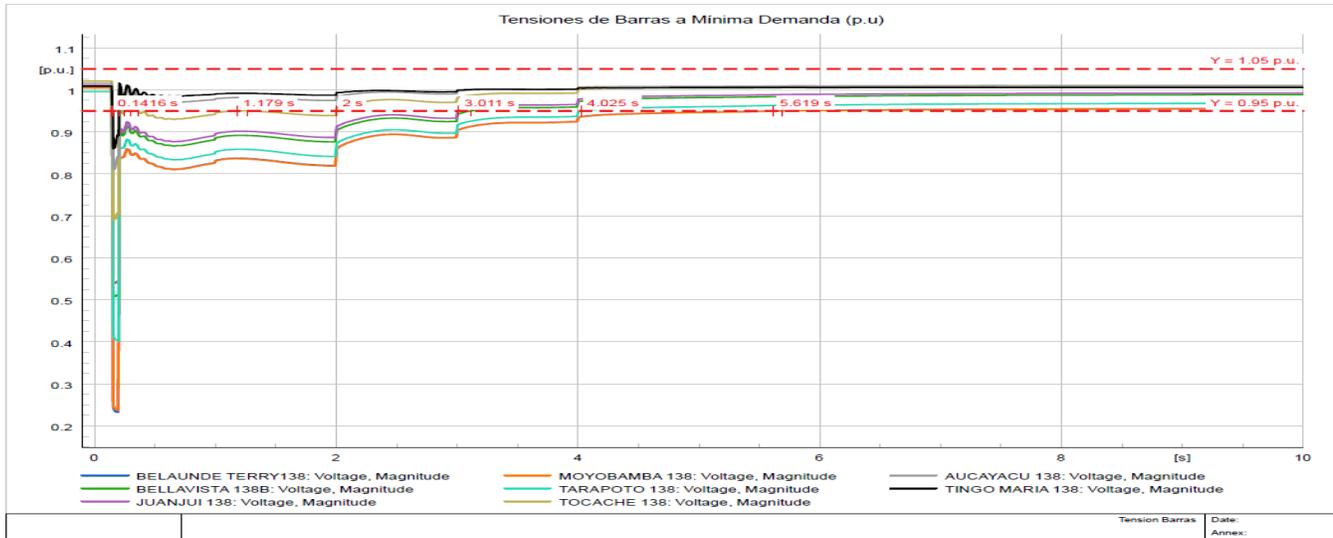
Gráfica 5: Valores de tensión en contingencia 1 aplicando propuesta de porcentajes de rechazo automático de carga en escenario a máxima demanda.



Gráfica 6: Valores de tensión en contingencia 2 aplicando propuesta de porcentajes de rechazo automático de carga en escenario a máxima demanda.

Tabla 8: Valores de tensión ante desconexión de porcentajes de rechazo de carga y en escenario a mínima demanda

LINEA	SUBESTACIÓN	RC	NIVELES DE TENSION (p.u)							
			BELAUNDE TERRY	MOYOBAMBA	TARAPOTO	BELLAVISTA	JUANJUI	TOCHACHE	AUCAYACU	TINGO MARIA
F/S L-2192	BELAUNDE TERRY	7%	0.81	0.81	0.83	0.87	0.88	0.93	0.97	0.98
	BELAUNDE TERRY	29%	0.89	0.89	0.90	0.93	0.94	0.97	0.99	0.99
	MOYOBAMBA									
	BELAUNDE TERRY	50%	0.95	0.95	0.96	0.98	0.99	1.01	1.01	1.00
	MOYOBAMBA									
	TARAPOTO									
BELLAVISTA										
F/S L-2194	MOYOBAMBA	11%	0.91	0.91	0.92	0.94	0.94	0.97	0.99	0.99
	MOYOBAMBA	27%	0.98	0.98	0.97	0.99	0.99	1.01	1.01	1.00
	TARAPOTO									



Gráfica 6: Valores de tensión en contingencia 1 aplicando propuesta de porcentajes de rechazo automático de carga en escenario a mínima demanda.

I. PROPUESTA FINAL

Ante un evento de desconexión de la línea L-2192 (Cajamarca Norte - Caclic) en un escenario de máxima demanda del sistema, se propone 3 etapas en las cuales se debe rechazar un 37% de las cargas que se encuentran conectadas de las subestaciones Belaunde Terry (9%), Moyobamba (13%), Tarapoto (14%) y Bellavista (1%), con lo cual obtendremos valores de tensión operando dentro de las tolerancias establecidas por la Norma Técnica de Calidad de los servicios Eléctricos ($\pm 5\%$ de la tensión nominal).

Ante un evento de desconexión de la línea L-2192 (Cajamarca Norte - Caclic) en un escenario de mínima demanda del sistema, sería necesario rechazar en tres etapas un 50 % de las cargas que se encuentran conectadas de las subestaciones Belaunde Terry (7%), Moyobamba (22%), Tarapoto (15%) y Bellavista (6%), con lo cual obtendremos valores de tensión operando dentro de las tolerancias establecidas por la Norma Técnica de Calidad de los servicios Eléctricos ($\pm 5\%$ de la tensión nominal).

- Ante un evento de desconexión de la Línea L-2194 (Caclic – Belaunde Terry) en un escenario de máxima demanda del sistema, sería necesario rechazar en dos etapas un 20% de las cargas que se encuentran conectadas de las subestaciones Moyobamba (13%) y Tarapoto (6%), con lo cual obtendremos valores de tensión operando dentro de las tolerancias establecidas por la Norma Técnica de Calidad de los servicios Eléctricos ($\pm 5\%$ de la tensión nominal).

- Ante un evento de desconexión de la Línea L-2194 (Caclic – Belaunde Terry) en un escenario de mínima demanda

del sistema, sería necesario rechazar en dos etapas un 27% de las cargas que se encuentran conectadas de las subestaciones Moyobamba (22%) y Tarapoto (5%), con lo cual obtendremos valores de tensión operando dentro de las tolerancias establecidas por la Norma Técnica de Calidad de los servicios Eléctricos ($\pm 5\%$ de la tensión nominal).

- En lo que respecta los tiempos de rechazo de cargas en cada una de las etapas se propone un tiempo de actuación de 1 segundo entre cada etapa, con la finalidad de poder evitar problemas de sobre tensión y mantener la estabilidad del sistema.

- Los reactores de las barras de Belaunde Terry 220 kV, Tarapoto 138 kV, Moyobamba 10 kV, Bellavista 10 kV y Juanjui 10 kV deben estar fuera de servicio, ya que la finalidad de estos equipos es absorber potencia reactiva y evitar problemas de sobretensión.

- Los bancos de condensadores de las barras de Tarapoto 10 kV y Bellavista 10 kV deben estar en servicio ante algún evento de desconexión de las contingencias estudiadas, ya que la finalidad de estos equipos es inyectar compensación reactiva para evitar problemas de caída de tensión.

- En las siguientes tablas se muestra una comparación de los valores de tensión para cada una de las contingencias con esquema de rechazo de carga y sin esquema de rechazo de carga.

Tabla 9: Comparación de valores de tensión aplicando la propuesta de esquema automático de rechazo de carga a máxima demanda

LINEA	NIVELES DE TENSION A MÁXIMA DEMANDA (p.u)															
	BELAUNDE TERRY		MOYOBAMBA		TARAPOTO		BELLAVISTA		JUANJUI		TOCHACHE		AUCAYACU		TINGO MARIA	
	Sin Esquema	Con Esquema	Sin Esquema	Con Esquema	Sin Esquema	Con Esquema	Sin Esquema	Con Esquema	Sin Esquema	Con Esquema	Sin Esquema	Con Esquema	Sin Esquema	Con Esquema	Sin Esquema	Con Esquema
F/S L-2192	0.69	0.95	0.69	0.95	0.71	0.98	0.78	0.99	0.79	1.00	0.88	1.00	0.95	1.00	0.98	1.00
F/S L-2194	0.72	0.95	0.72	0.95	0.72	0.96	0.78	0.97	0.79	0.97	0.88	0.98	0.96	0.99	0.99	0.99

Tabla 10: Comparación de valores de tensión aplicando la propuesta de esquema automático de rechazo de carga a mínima demanda

LINEA	NIVELES DE TENSION A MÍNIMA DEMANDA (p.u)															
	BELAUNDE TERRY		MOYOBAMBA		TARAPOTO		BELLAVISTA		JUANJUI		TOCHACHE		AUCAYACU		TINGO MARIA	
	Sin Esquema	Con Esquema	Sin Esquema	Con Esquema	Sin Esquema	Con Esquema	Sin Esquema	Con Esquema	Sin Esquema	Con Esquema	Sin Esquema	Con Esquema	Sin Esquema	Con Esquema	Sin Esquema	Con Esquema
F/S L-2192	0.68	0.95	0.68	0.95	0.74	0.96	0.79	0.98	0.81	0.99	0.89	1.01	0.95	1.01	0.97	1.00
F/S L-2194	0.76	0.98	0.76	0.98	0.77	0.97	0.81	0.99	0.82	0.99	0.89	1.01	0.96	1.01	0.99	1

II. CONCLUSIONES

- En la presente investigación se utilizó una metodología que integra los métodos cuasi estacionarios para poder modelar los distintos escenarios de contingencias y obtener valores de tensión que operen dentro de las tolerancias establecidas por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

- Con los resultados obtenidos en los diferentes escenarios se ha llegado a establecer el porcentaje óptimo de rechazo automático de carga del sistema del sistema estudiado, en cual mostramos el efecto de la reposición de los valores de tensiones luego de producido los rechazos automáticos de carga en las subestaciones Belaunde Terry, Moyobamba, Tarapoto y Bellavista.

- En la investigación se identificó que las subestaciones Belaunde Terry, Moyobamba, Tarapoto y Bellavista son las que muestran una mayor sensibilidad a la tensión eléctrica, lo que significa que están más propensas al punto de colapso por tensión. Con base en esta observación, se propone incorporar la participación de las cargas de estas subestaciones en el esquema de rechazo de carga cuando la tensión alcanza niveles mínimos.

- El esquema se basa en rechazos de carga secuenciales con ajustes de tiempo de 1 a 2 segundos, con el objetivo de lograr selectividad y desconectar únicamente las cargas necesarias para controlar las condiciones de baja tensión.

III. REFERENCIAS

- [1] Osinergmin, norma técnica de calidad de los servicios eléctricos, lima: osinergmin, 2010.
- [2] Comité de operación económico del sistema eléctrico peruano, "glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los procedimientos técnicos del coes-sinac," *glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los procedimientos técnicos del coes-sinac*, p. 36, 2017.
- [3] J. S. And y. H. , "design and testing of selected system integrity protection schemes (sips)," *ieee psrc working group c15*, p. 69, 2012.
- [4] D. A. Rodriguez castillo, artist, *criterios, metodología y desarrollo de un esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia para el sistema eléctrico peruano*. [art]. Universidad nacional de ingeniería, 2003.
- [5] Underfrequency issues word group, "wsc coordinated off-nominal frequency load shedding and restoration plan," underfrequency issues word group, usa, 1997.
- [6] B. Vidrio lópez, artist, *simulador interactivo del comportamiento dinamico del sistema electrico de potencia [tesis pata obtener el grado de maestro en ciencias en ingeniería*

- eléctrica*. [art]. Instituto politécnico nacional, 1983.
- [7] R. Verayah, a. Mohamed, h. Shareef and i. Zainal abidin, "review of under-voltage load shedding schemes in power system operation," *university kebangsaan malaysia and university tenaga nasional*, p. 5, 2014.
- [8] L. Raja masood, m. Mohd wazir, q. Sajid hussain, m. Nayyar hussain , s. Shariq and b. Abdul rauf , "under voltage load shedding scheme to provide voltaje stability," *department of electrical engineering ned university of engineering and technology sindh, department of electrical engineering mehran uet szab campus khairpur mir's, department of electrical engineering mehran uet jamshor sindh and department of electrical*, p. 9, 2016.
- [9] R. Kanimozhi, k. Selvi and k. Balaji, "multi-objective approach for load shedding based on voltage stability index consideration," *department of electrical and electronics engineering, bit campus, anna university – tiruchirappalli, tamil nadu 620024, india; department of electrical and electronics engineering, thiagarajar college of engineering, madurai, tamil nadu, india*, p. 9, 2014.
- [10]Ministerio de energia y minas, "codigo nacional de suministro," *codigo nacional de suministro*, p. 328, 2011.
- [11]Osinergmin, "norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados," osinergmin, lima, 2005.
- a. Charles k. And s. Matthew n.o., *fundamentos de circuitos eléctricos*, mexico: mcgraw-hill/interamericana editores s.a., 2006.
- b.
- [12]E. Ighodalo okhueigbe and j. Ailenokhuoria ogbekhiulu, "utilization of under frequency load shedding (ufls) and under voltage load shedding (uvls) schemes in improving voltage level at injection substations," *department of electrical / electronic engineering, federal university of petroleum resources effurun*, p. 88, 2017.
- [13]P. Kundur, *power system stability and control*, united states of america: mcgraw-hill, 1994.
- [14]P. Ledesma, *regulación de frecuencia y potencia*, madrid: universidad carlos iii de madrid, 2008.
- [15]Operating committe, "remedial action scheme design guide," *remedial action scheme design guide*, p. 26, 2006.
- [16]E. Y. Pauccara hanco, artist, *minimizar el rechazo de carga por mínima frecuencia en la barra 220kv las bambas del sistema sur sein aplicando estabilizadores de sistemas de potencia (pss)*. [art]. Universidad nacional san agustin, 2017.