

Análisis de contingencias simples (n-1)

Jimmy Stiven Bueno Colmenares
 Andrés Felipe Cardona
 Tecnología Eléctrica
 Universidad Tecnológica de Pereira
 jimmystivenbueno@utp.edu.co
 andresfelipe9601@gmail.com

Resumen- En este trabajo se muestra el impacto de la demanda en la determinación de la severidad de eventos asociados a estudios de contingencias simples en un sistema de potencia.

Palabras claves- contingencias simples, sistema de potencia, demanda, análisis de tensión.

Abstract- This paper shows the impact of demand in determining the severity of events associated with studies of simple contingencies in a power system.

Key word- contingencies, power system, demand, voltage analysis.

1. INTRODUCCION

Cuando se diseñan sistemas eléctricos de potencia debe cumplirse siempre con la exigencia de contingencias simples, esto quiere decir que el sistema debe seguir operando en estado normal a pesar de la pérdida de un elemento del sistema. La salida de un elemento puede ocurrir por causas planeadas o por causas no planeadas. Los efectos se analizan normalmente sobre las tensiones nodales, la cargabilidad de los elementos que quedan en operación, los niveles de cortocircuito y la inyección de potencia reactiva, entre otros. Lo que estos estudios pretenden es determinar cuáles eventos llevan al sistema a condiciones más inseguras con el propósito de tomar acciones correctivas anticipadamente.

2. CONTINGENCIAS SIMPLES DE TENSION (N-1)

Una contingencia simple es un evento en el cual se presenta la salida de un elemento del sistema (criterio N-1) [1]. Un elemento es una línea de transmisión, una carga, un transformador o un generador. Los estudios de contingencias permiten evaluar el grado de seguridad de un sistema eléctrico. Para esto se utiliza un índice escalar que mide el efecto global de la salida de cualquier elemento. Las salidas planeadas normalmente están asociadas a operaciones de mantenimiento y las no planeadas a fallas o cortocircuitos.

SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA:

Un sistema eléctrico de potencia [2] es un conjunto de elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible. Un sistema eléctrico de potencia consta de plantas generadoras que producen la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas a los puntos de consumo, así como el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia requeridas.

FLUJO DE CARGA

El flujo de carga [3], es una herramienta importante que involucra análisis numérico aplicado a un sistema de potencia. En el estudio del flujo de potencia usualmente se usa una notación simplificada tal como el diagrama unifilar y el sistema por unidad. Los estudios de flujo de carga determinan las tensiones nodales del sistema y los flujos de potencia activa y reactiva a través de las líneas y transformadores.

NODO ELÉCTRICO

Es un punto de convergencia eléctrica donde se conectan elementos del sistema.

NODO SLACK

Es llamado nodo oscilante y establece el balance global del sistema.

NODO PV

Es un nodo en el que se realiza control de tensión y desde el que se inyecta una potencia activa especificada al sistema de potencia.

NODO PQ

Representa normalmente un nodo de consumo en el que se conoce la potencia activa y reactiva demandada.

POTENCIA ACTIVA

Es la parte de la potencia eléctrica que representa un consumo efectivo. Se mide en MW.

3. MARCO TEORICO

El propósito de este trabajo es analizar el impacto de la demanda en los estudios de contingencias simples, específicamente en el sistema eléctrico de Pereira. Se analizan 11 de las 24 horas de un día típico, para observar la severidad de los eventos en distintas horas del día. Las horas analizadas son la 1:00 a.m., 3:00 a.m., 6:00 a.m., 8:00 a.m., 10:00 a.m., 12 p.m., 2:00 p.m., 3:00 p.m., 6:00 p.m., las 8:00 p.m., y 11:00 p.m.

Se inicia ajustando el caso base para la primera hora (1:00 a.m.), y se utiliza el programa de simulación de flujos de carga Neplan para simular la salida de los diferentes elementos. Posteriormente se repite el proceso de ajuste de caso base para las demás horas modificando la demanda de las cargas según la hora. Los datos de las demandas y del sistema están disponibles con los autores.

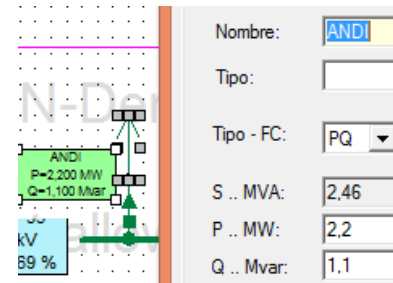


Figura N°1 – cambio de potencia en las cargas

Se asume un consumo de potencia reactiva igual a la mitad del consumo de potencia activa [4]. Una vez cambiada la potencia en cada carga, el paso que continua es modificar, la potencia reactiva en el generador de Cartago que se encuentra conectado a un nodo de 115 kV, y que es conocido como el nodo PV.

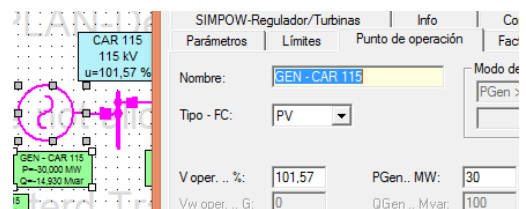


Figura N°2 – modificación de la tensión y potencia reactiva en el generador de Cartago

La potencia activa, para todas las horas es de 30 MW. Esto es cerca del 30% de la demanda de todo el sistema. El resto de la potencia es entregada por el nodo slack (nodo de la Rosa) y los generadores de Belmonte y Libaré.

Una vez ajustada la potencia reactiva del nodo de Cartago se adecuan las posiciones de los taps de cada uno de los transformadores, de tal forma, que la

tensión en los nodos se encuentre entre el 95% y el 105% de la tensión nominal [5]. Si existen tensiones fuera de rango que no logran ser adecuadas usando los taps, se recurre a inyectar potencia reactiva usando bancos de compensación en algunos nodos. Se ubicaron bancos de compensación en los nodos: Dosquebradas 13.2 kV, Cuba 13.2 kV, y Ventorrillo 13.2 kV.

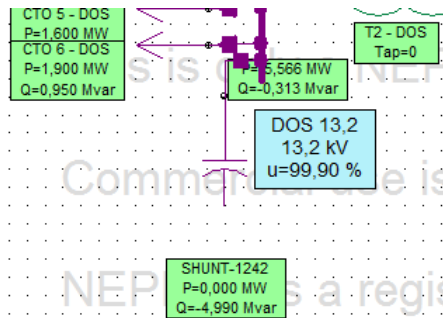


Figura N°3 – Uso de bancos de compensación, para aumentar la tensión en los nodos.

Se hacen todas las modificaciones posibles para cada hora, y se obtienen los respectivos *casos base*.

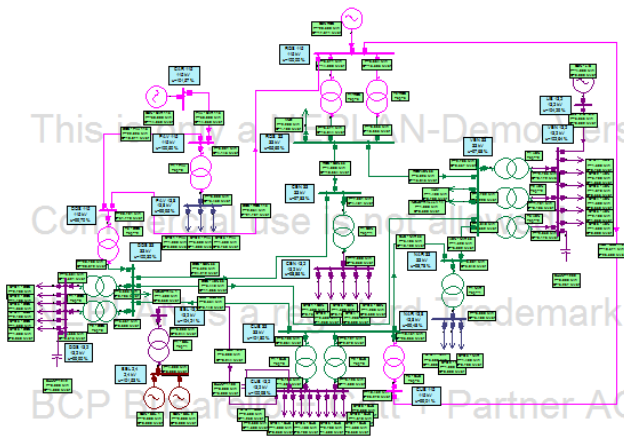


Figura N°4 – Caso base (software Neplan)

Se construye luego un libro en EXCEL con las tablas asociadas a las tensiones de los casos base y de las tensiones resultantes después de retirar uno a uno todos los elementos del sistema.

	ID	Nombre	V	u	V áng
			kV	%	°
1	796	BEL 13,2	13,755	104,21	-0,8
2	822	BEL 2,4	2,437	101,53	1,8
3	1133	CAR 115	116,805	101,57	1,1
4	325	CEN 13,2	13,05	98,86	-3
5	283	CEN 33	32,285	97,83	-1,4
6	605	CUB 115	113,856	99,01	-0,1
7	650	CUB 13,2	13,329	100,98	-3,5
8	580	CUB 33	33,593	101,8	-2
9	1054	DOS 115	114,65	99,7	0,1
10	868	DOS 13,2	13,187	99,9	-4,2
11	986	DOS 33	33,101	100,3	-1,7
12	572	LIB 13,2	13,766	104,29	-1,8
13	539	NAR 13,8	13,729	99,49	-4,2
14	514	NAR 33	32,598	98,78	-2,3
15	1119	PAV 115	115,577	100,5	0,5
16	1090	PAV 13,8	13,793	99,95	0
17	15	ROS 33	31,578	95,69	-0,7
18	9	ROS 115	115	100	0
19	365	VEN 13,2	13,548	102,64	-3
20	18	VEN 33	32,235	97,68	-1,9

Tabla N°1 – Datos del software Neplan

A partir de estos datos se calcula el índice de contingencia para cada caso, el cual considera un nivel de importancia, peso o ponderación para cada nodo del sistema.

NODOS	TENSION	Wi (Pesos)
BEL 13,2	104,21	100
BEL 2,4	101,53	50
CAR 115	101,57	450
CEN 13,2	98,86	120
CEN 33	97,83	260
CUB 115	99,01	380
CUB 13,2	100,98	150
CUB 33	101,8	270
DOS 115	99,7	390
DOS 13,2	99,9	130
DOS 33	100,3	290
LIB 13,2	104,29	110
NAR 13,8	99,49	200
NAR 33	98,78	250
PAV 115	100,5	400
PAV 13,8	99,95	210
ROS 33	95,69	280
ROS 115	100	500
VEN 13,2	102,64	140
VEN 33	97,68	300

Tabla N°2 – Datos obtenidos de Neplan, y pesos dado por el criterio establecido

Los pesos de los nodos se obtuvieron aplicando los siguientes criterios:

- Tensión del nodo.
- Ubicación.
- Cantidad de elementos conectados a este nodo.
- Cantidad de cargas conectadas.

Para poder determinar, y establecer un orden, en la asignación de pesos se creó una tabla, que se podrá observar a continuación:

Tension	Nodo	lineas	cargas	trafos	generadores	PESO
2,4 kV	BEL 2,4	0	0	1	2	50
	BEL 13,2	1	0	1	0	100
13,2 kV	CEN 13,2	0	5	1	0	120
	CUB 13,2	1	8	2	0	150
	DOS 13,2	0	6	2	0	130
	LIB 13,2	1	0	0	1	110
	VEN 13,2	1	6	3	0	140
13,8 kV	NAR 13,8	0	3	1	0	200
	PAV 13,8	0	3	1	0	210
33 kV	CEN 33	2	0	1	0	260
	CUB 33	2	0	3	0	270
	DOS 33	3	1	3	0	290
	NAR 33	2	0	1	0	250
	ROS 33	2	1	2	0	280
	VEN 33	3	2	3	0	300
115 kV	CAR 115	1	0	0	1	450
	CUB 115	1	0	1	0	380
	DOS 115	2	0	1	0	390
	PAV 115	2	0	1	0	400
	ROS 115	2	0	2	1	500

Tabla N°3 – Clasificación de los pesos, dependiendo de los criterios

Finalmente se asigna un valor al índice m , el cual va en cálculo de la severidad de cada elemento, para de este modo determinar qué elementos presentan mayor afectación al sistema ante su salida. El índice m , debe ajustarse durante el proceso de cálculo para eliminar problemas de mal ordenamiento de la lista ordenada de contingencias que resulta al final del estudio, y en la cual, la contingencia más severa debe aparecer de primera en la lista y la menos severa de última. Se inicia con un valor de m igual a 2. El valor de m debe ser par y positivo, y se incrementa gradualmente hasta que desaparezca cualquier problema de mal ordenamiento.

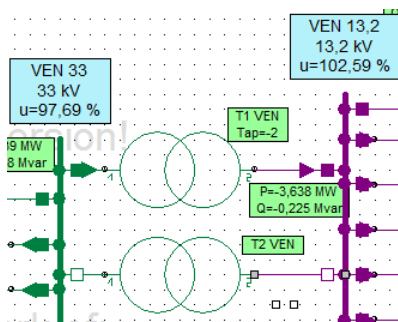


Figura N°5 – Desconexión de un elemento, del sistema eléctrico de potencia

Los datos de cada uno de los elementos desconectados, fueron anexados en unas tablas, donde se colocaba el nombre del nodo, la tensión de operación en porcentaje y el valor del índice escalar de contingencia IP . El cálculo solo incluye nodos, que presenten violaciones de tensión, aquellos elementos que están dentro del rango, son eliminados de la tabla, para de este modo, analizar los casos solamente los casos críticos.

Nodos	Tension	IP
BEL 13,2	105,03	50,602
LIB 13,2	105,89	76,323
ROS 33	94,99	140,561
	Total	267,48498

Tabla N°4 – Análisis del IP

Clasificar las contingencias por el nivel de severidad es un tema que no está bien definido aún, con el propósito de clasificar las contingencias por orden de severidad, se usa una propuesta que intenta calcular el índice de contingencia escalar denominado IP usando la siguiente expresión:

$$IP = \sum_{i=1}^n \left\{ \left(\frac{Wi}{2m} \right) \left(\frac{100\% - Vi(\%)}{5\%} \right)^{2m} \right\}; m = 1,2,3 \dots$$

Ecuación N°1 – Determinación del IP

n : Número de nodos analizados.

Wi : Peso de los nodos.

Finalmente se ordenan los IP resultantes para cada hora de análisis por orden de severidad, una vez que se han eliminado los problemas de mal ordenamiento.

Elemento	IP
T1 - Pav	42000
T1 - Nar	40000
T1 - Cen	24000
L. Ros - Cub	1375,79102
L. Dos - CEN	517,44036
T3 - Dos	605,65318
T3 - Cuba	392,29616
L. Ros - Ven	267,48498
L. Ros - Cen	154,35
L. Cub - DOS	62,9442
L. Cub - Nar	56,6048
L. Dos - Ros	28,4258

Tabla N°5 – índice IP de la hora 1 para $m=2$

En la tabla N°5 se puede observar el orden de mayor a menor del IP con $m = 2$. La tabla 6 muestra como cambia el orden de severidad cuando cambia el valor de m .

Tabla N°6 – Tabla de variación de resultado

ELEMENTO	m=2	m=4	m=6	m=8	m=10	m=12	ELEMENTO
T1 - Pav							T1 - Pav
T1 - Nar							T1 - Nar
T1 - Cen							T1 - Cen
L. Ros - Cub							L. Ros - Cub
T3 - Dos							L. Dos - CEN
L. Dos - CEN							T3 - Dos
T3 - Cuba							T3 - Cuba
L. Ros - Ven							L. Ros - Ven
L. Ros - Cen							L. Ros - Cen
L. Cub - DOS							L. Cub - DOS
L. Cub - Nar							L. Cub - Nar
L. Dos - Ros							L. Dos - Ros

del IP, hasta la estabilización en la hora 1 a.m.

ELEMENTO	m=2	m=4	m=6	m=8	ELEMENTO
T1 - Pav					T1 - Pav
T1 - Nar					T1 - Nar
T1 - Cen					T1 - Cen
L. Ros - Cub					L. Ros - Cub
T3 - Cuba					T3 - Cuba

Tabla N°7 - -- Tabla de variación de resultado del IP, hasta la estabilización en la hora 3 a.m.

Ahora procedemos a analizar como quedaron los resultados de los casos severos de cada una de las horas.

Hora = 01	Hora = 03	Hora = 06	Hora = 08	Hora = 10	Hora = 12	Hora = 14	Hora = 15	Hora = 18	Hora = 20	Hora = 23
T1 - Pav	T1 - Pav	T1 - Pav	T1 - Pav	T1 - Pav	T1 - Pav	T1 - Pav	T1 - Pav	T1 - Pav	T1 - Pav	T1 - Pav
T1 - Nar	T1 - Nar	T1 - Nar	T1 - Nar	T1 - Nar	T1 - Nar	T1 - Nar	T1 - Nar	T1 - Nar	T1 - Nar	T1 - Nar
T1 - Cen	T1 - Cen	T1 - Cen	T1 - Cen	T1 - Cen	T1 - Cen	T1 - Cen	T1 - Cen	T1 - Cen	T1 - Cen	T1 - Cen
L. Ros - Cub	L. Ros - Cub	L. Ros - Cub	L. Ros - Cub	L. Ros - Cub	L. Ros - Cub	L. Ros - Cub	L. Ros - Cub	L. Ros - Cub	L. Ros - Cub	L. Ros - Cub
L. Dos - Cen	T3 - Cub									
T3 - Dos			T3 - Dos		L. Cub - Nar	T3 - Dos			L. Cub - Nar	
T3 - Cub			L. Dos - Cen		T3 - Dos	L. Dos - Cen			T3 - Dos	
L. Ros - Ven			L. Cub - Nar		L. Dos - Cen	L. Cub - Nar			L. Ros - Ven	
L. Ros - Cen			L. Dos - Ven						T1 - Cub	
L. Cub - Dos			L. Ros - Cen						T2 - Cub	
L. Cub - Nar			L. Ros - Ven						L. Ros - Ven	
L. Dos - Ros			L. Dos - Ros						L. Dos - Cen	
									L. Dos - Ros	

Tabla N°6 – Resultados de cada una de las horas analizadas.

Una vez analizadas todas las horas como se puede observar en las tablas que se encuentran en la parte superior, lo que sigue hacer es analizar los tres casos más severos, que en todas las tablas fueron causados por:

- Salida de transformador 1 de Pavas.
- Salida de transformador 1 de Naranjito.
- Salida de transformador 1 del Centro.

Para los tres casos severos, el problema es dado por lo que estamos desconectando un transformador, que es la única ruta de alimentación de sus respectivas cargas. Se puede plantear una solución común para los tres casos.

Primero analizaremos cuando desconectamos cada uno de los transformadores, como cae la tensión, en el nodo donde se encuentran las cargas.

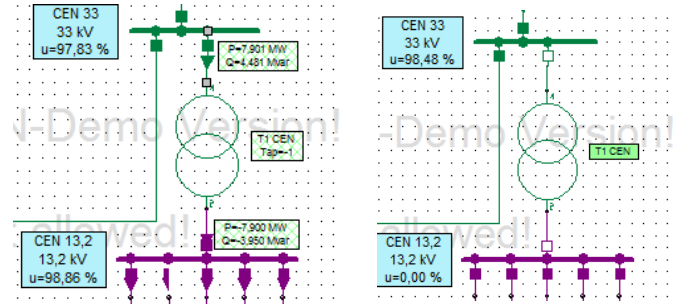


Figura N°7 – Transformador conectado al sistema, y desconexión para análisis de contingencia de una caso severo

Para estos casos donde la tensión cae a cero, lo que se hace es buscar una posible solución, de tal modo que la tensión quede dentro del rango permitido.

Ahora procedemos a observar la forma en la cual, la tensión hace que el IP crezca, cuando esta es igual a cero.

Nodo	Tension	IP
CEN 13,2	0	24000,000
Total		24000,000

Tabla N°8 – análisis del caso severo, desconexión del T1 del centro

Una vez analizado procedemos a colocar un transformador en paralelo, al elemento que causa la contingencia. Otra solución es conectar el nodo de la parte inferior del transformador a otro nodo. Esta segunda opción crea mallas a nivel de 13.2kV y se descarta.

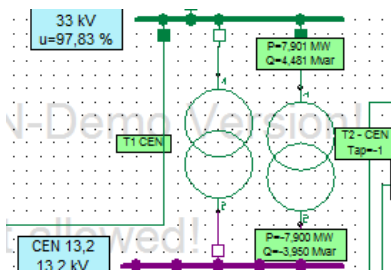


Figura N°8 – Conexión de un transformador, para la solución del caso severo

Como se puede observar en la imagen anterior, la tensión mejora y muestra un valor dentro del rango permitido. Al recalcular el IP se observa que se reduce su índice de severidad.

Nodo	Tension	IP
CEN 13,2	98,86	3,119
	Total	3,119

Tabla N°9 – Conexión de un transformador en paralelo

Para los otros dos casos, que corresponden a los otros dos transformadores, se sugiere una solución similar.

CONCLUSIONES

- Se puede observar mediante el proceso del trabajo que los pesos son muy importantes ya que a través de ellos, un elemento que puede no ser tan significativo, puede llegar a ser uno de los más importantes o severos en el sistema.
- Se puede observar que el sistema eléctrico de Pereira presenta un gran déficit en la parte de transformación, por lo que los casos más severos fueron causados por transformadores.
- El sistema eléctrico de Pereira es muy fuerte en la parte de líneas, ya que no se presentaron muchos casos severos en el sistema.
- El valor del índice de severidad, al igual que la cantidad de casos severos depende de la hora del día, es decir, de la demanda del sistema.

REFERENCIA

[1] <https://manautomata.files.wordpress.com/2012/10/stivenson3.pdf>

[2] https://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_el%C3%A9ctrico_de_potencia

[3] <https://catedras.facet.unt.edu.ar/sep/wp-content/uploads/sites/20/2015/03/Por-Una-Flujo-de-Carga.pdf>

[4] <https://gesternova.com/energia-reactiva-en-la-factura-de-la-luz-de-tu-empresa-algunos-consejos-y-como-calcularla/>

[5] http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos/II_OCSE_RFP.pdf