

DESCONEXIÓN DE CARGA - EVALUACIÓN DE LA REACELERACIÓN DE MOTORES DE UNA PLANTA INDUSTRIAL

Germán Emiliano RUBBO
IITREE-LAT-FI-UNLP
Instituto de Investigaciones
Tecnológicas para Redes y Equipos
Eléctricos - Facultad de Ingeniería -
Universidad Nacional de La Plata
La Plata - Argentina
email: grubbo@iitree-unlp.org.ar

Maria Beatriz BARBIERI
IITREE-LAT-FI-UNLP
Instituto de Investigaciones
Tecnológicas para Redes y Equipos
Eléctricos - Facultad de Ingeniería -
Universidad Nacional de La Plata
La Plata - Argentina
email: bbarbieri@iitree-unlp.org.ar

V. Fabián CORASANITI
IITREE-LAT-FI-UNLP
Instituto de Investigaciones
Tecnológicas para Redes y Equipos
Eléctricos - Facultad de Ingeniería -
Universidad Nacional de La Plata
La Plata - Argentina
email: fcorasaniti@iitree-unlp.org.ar

Resumen - En este artículo se describe la metodología para analizar el comportamiento de los motores de inducción instalados en una planta industrial ante fallas en la barra principal de la misma.

El estudio consiste en representar el modelo eléctrico de la planta considerando como elemento fundamental los motores de inducción junto con sus cargas mecánicas. Se valida el modelo a partir de comparar la simulación con una falla ocurrida en la barra principal que provocó el colapso del sistema.

Se analiza la evolución temporal del sistema considerando el comportamiento de los motores, la actuación de las protecciones de tensión y corriente de la planta.

Se plantea un sistema de desconexión de carga ante huecos de tensión de duración y profundidad determinados para evitar el colapso de la planta.

Palabras - Clave: Planta industrial, Maquinas de inducción, Cargas mecánicas, Arranque de motores, Protecciones de sobre y sub tensión.

I. INTRODUCCIÓN

El presente estudio se realizó con el objetivo de comprender el funcionamiento de una planta industrial ante fallas que provoquen huecos de tensión[1], con el objeto de establecer la desconexión de carga de motores para lograr la re-aceleración exitosa luego de despejar la falla[2].

Se tomó como referencia los estados de carga y falla ocurrida en el nivel de tensión de 6,6 kV de una planta, correspondientes a los registros obtenidos de un evento.

A continuación, en la Fig. 1, se muestra el esquema unifilar de alimentación de la planta.

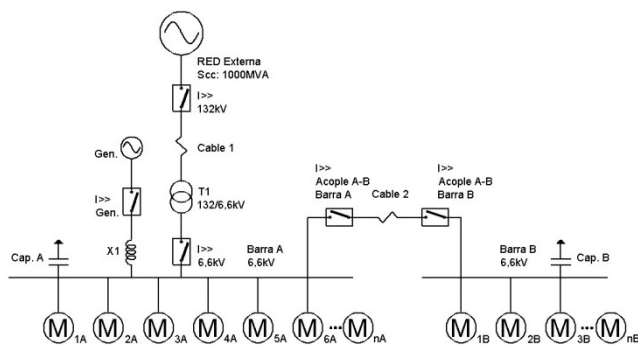


Fig. 1. Diagrama Unifilar - Alimentación de la planta.

Se realizó el modelado eléctrico de los motores de inducción de Media Tensión (MT)[3][3] de manera de

reproducir las características de torque, inercia, potencia, factor de potencia y corriente de arranque de acuerdo a los datos disponibles.

Se analizó el comportamiento de la planta, observando la tensión en la barra principal de 6,6 kV, la corriente por el acople de barras que une las barras A y B, y la corriente a la entrada de la planta por la rama del transformador principal de 132 kV a 6,6 kV. Para ello además del modelado eléctrico de los motores también se modelaron las protecciones de tensión en la barra de 6,6 kV y las protecciones de sobrecorriente en la entrada de la planta y por el acople de barra A y B.

El estudio se realiza con el módulo de Estabilidad Transitoria de un programa comercial apto para este estudio[9].

II. DATOS, DESCRIPCIÓN Y MODELOS

A. Características de las instalaciones

Tal como se muestra en la Fig. 1, el sistema eléctrico primario de la planta se encuentra en el nivel de tensión de 6,6 kV. Se abastece eléctricamente desde el sistema de la transportista troncal en el nivel de 132 kV por medio de un transformador de 132/6,6 kV (T1). Dicho transformador alimenta la barra principal de 6,6 kV, barra A.

A su vez, la planta dispone de un sistema de cogeneración térmica (Gen.) de 14,45MVA, que se conecta en el nivel de 6,6 kV.

La barra A y el Gen. se conectan entre sí por un tendido de cables subterráneo y una reactancia limitadora de cortocircuito (X1). Existen bancos de compensación de reactivo en la barra A y la barra B de 5,2 MVar cada uno.

Las barras A y B también se conectan entre sí por un cable subterráneo en 6,6 kV.

Los motores en estudio se conectan directamente en la barra de 6,6 kV. Dichos motores corresponden a compresores, bombas y ventiladores. Para realizar el estudio se tiene en cuenta el tipo de carga para representar el modelo eléctrico más adecuado.

Los motores de Baja Tensión (BT) se tienen en cuenta como motores equivalentes conectadas a la barra de 6,6 kV por medio de transformadores equivalentes de 6,6/0,38 kV.

B. Datos y modelo de motores y sus cargas

Se dispone de información correspondiente al estado de carga de la planta al momento del evento y el ajuste de las protecciones y su actuación.

La totalidad de carga de la planta prácticamente es de motores de inducción. Se indican los datos de los motores que se encontraban en servicio como la potencia nominal y potencia consumida previo a la falla, corriente nominal, factor de potencia, eficiencia y cupla eléctrica en función de la velocidad. Además, se cuenta con información referente a las cargas mecánicas, acoples, inercia (tiempos de arranque) y cupla mecánica.

El modelo utilizado para el circuito equivalente del motor es un modelo de librería del programa, el cual se puede observar en la Fig. 2.[10]. Este representa el circuito de la rama magnetizante, el estator y el rotor. El rotor se modela con el efecto de barra profunda, variando la resistencia y la reactancia del rotor con la velocidad de la máquina.

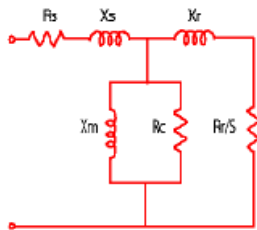


Fig. 2. Modelo equivalente eléctrico utilizado para los motores.

Los parámetros de cada motor se ajustan para cumplir con los datos disponibles, de modo que su desempeño sea similar al especificado por el fabricante o ensayos realizados tanto en el arranque como en funcionamiento.

Es fundamental que coincida la cupla acelerante (cupla eléctrica menos cupla mecánica) en función de la velocidad (Fig. 3), así como la inercia y el tiempo de arranque de cada motor de gran porte. **Los modelos para las cargas de los motores** se ajustan en este sentido.

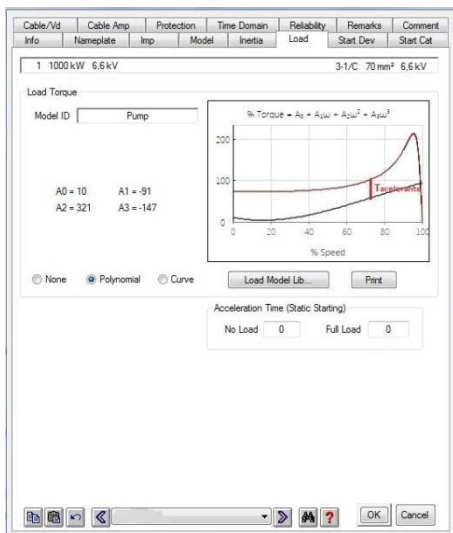


Fig. 3. Ajuste de la cupla de la carga vs velocidad.

La carga mecánica se modela como un polinomio de tercer orden (1) dependiente de la velocidad del motor [10]

$$T = A_0 + A_1 \cdot \omega + A_2 \cdot \omega^2 + A_3 \cdot \omega^3 \quad (1)$$

Donde los A_x son los coeficientes del polinomio y ω la velocidad sincrónica.

A continuación, se muestran las curvas representativas de torque-velocidad consideradas para realizar el estudio, las cuales responden a los 3 tipos de cargas involucradas, bombas (Fig. 4), compresores (Fig. 5) y ventiladores (Fig. 6).

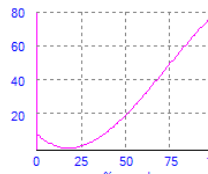


Fig. 4. Modelo de carga bomba.

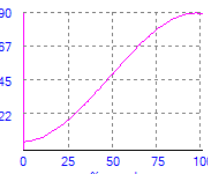


Fig. 5. Modelo de carga compresor.

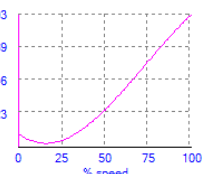


Fig. 6. Modelo de carga ventilador.

C. Datos y modelo de las protecciones

Se dispone además, de las protecciones de tensión en 6,6 kV para las barras A y B (Fig. 7). Este ajuste corresponde a valores de secundario de los transformadores de tensión. El transformador de tensión es de relación 6600 V/110 V por lo tanto el ajuste en por unidad de tensión resulta $80/110=0,72$, o sea 72%.

Regulación	
Un	110 Volts
U _{L-L} <	80 Volts
U _{L-N} <	46,19 Volts
tU	1,5 seg
Rel TV de Barra	6600/110 Volts

Fig. 7. Ajuste protección de tensión barras A y B.

El ajuste de las protecciones de sobrecorriente a la entrada de la planta se ve en la Fig. 8. En azul el ajuste de la protección en 132 kV del lado del primario del T1 y en rojo el ajuste de la protección de 6,6 kV del lado del secundario (Vista desde 132kV).

En la Fig. 9 se ve en azul el ajuste de sobrecorriente del acople de barras (A-B). Existe una protección del lado de la barra A y otro del lado de la barra B. Las dos protecciones tienen idéntico ajuste.

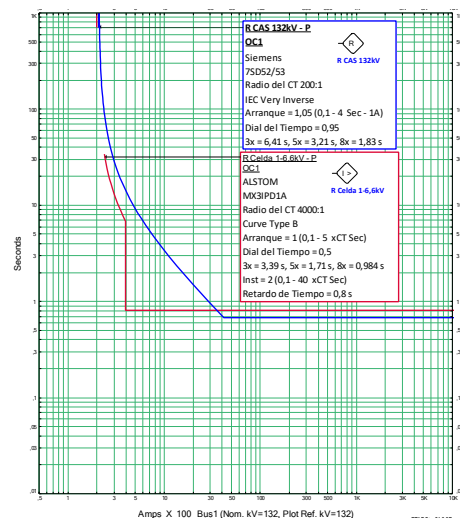


Fig. 8. Ajuste de protecciones de sobrecorriente de AT y MT del T1.

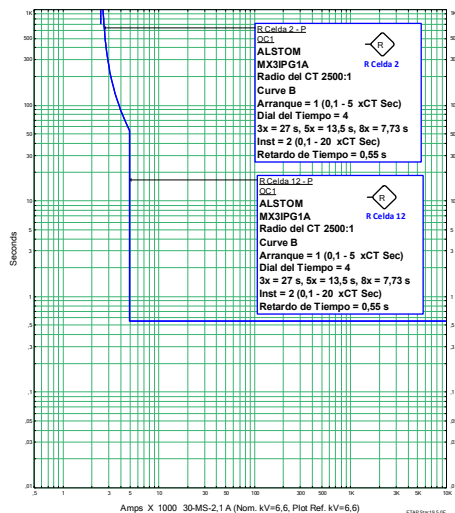


Fig. 9. Ajuste de sobrecorriente acople de barras A-B.

III. DESCRIPCIÓN DEL EVENTO REGISTRADO

La planta se encuentra consumiendo del sistema de 132 kV de la transportista una corriente de 117,9 A y generando 350,1 A desde el Gen en 6,6 kV. Se produce una falla trifásica en los reactores limitadores de corriente por la rama del Gen en 6,6 kV, X1 en la Fig. 1.

La potencia de cortocircuito (S_{cc}) de la red en 132 kV se estima en 1000 MVA, de acuerdo a la corriente de falla registrada en 132 kV (Fig. 10), para la falla en la barra de 6,6 kV. A partir de la tensión y corriente registradas en el nivel de 132 kV se construye la tensión en 6,6kV (Fig. 11) ya que no se dispone de registro de la misma. Para su construcción se considera la inductancia del transformador y la relación de transformación de acuerdo con la ecuación (2).

$$u_{6,6(t)} = u_{132(t)} x \frac{n_2}{n_1} + L x \frac{(i_{(t+dt)} - i_{(t)})}{\Delta t} \quad (2)$$

donde:

$u_{6,6(t)}$: es la tensión de la barra de 6,6kV.

$u_{132(t)}$: es la tensión registrada en la barra de 132kV.

n_2/n_1 : es la relación de transformación del T1.

L : es la inductancia de dispersión del T1, vista desde 6,6kV

$i(t)$: es la corriente registrada en 132 kV.

$i_{(t+dt)}$: es la corriente registrada en 132 kV en el siguiente instante.

Δt : es el intervalo de muestreo.

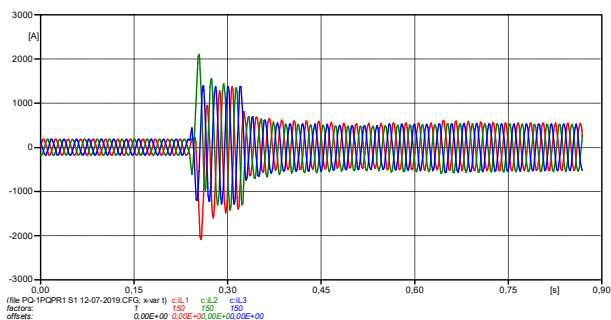


Fig. 10. Registro de corriente en 132 kV[A].

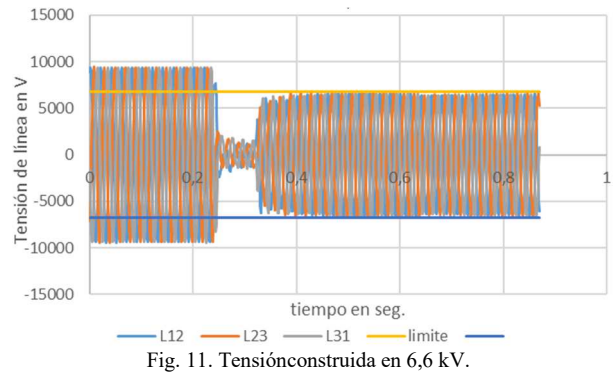


Fig. 11. Tensión construida en 6,6 kV.

La protección de sobrecorriente asociada a la rama en falla saca de servicio al Gen a los 0,1seg, quedando la planta solo energizada desde la red externa. Reaceleran los motores con una recuperación relativamente lenta de la tensión (Fig.11), lo que produce la apertura de la protección de subtensión de los relés en 6,6 kV a los 1,5 seg. de comenzada la falla trifásica.

A partir de este evento se validó el modelo. Luego se consideran las simulaciones de otras situaciones que podrían llevar al colapso la planta. En este trabajo se presentan los resultados de dos eventos adicionales al original.

Una de las situaciones posibles es que, en lugar de ocurrir una falla en la barra principal, la falla se originara en el punto de conexión de la planta con la red externa en 132kV.

La otra situación considerada es, que se dé la falla trifásica en un banco de capacitores, en 6,6kV. Resultan fuera de servicio el banco de capacitores en falla y el generador. En este caso se considera que la potencia de cortocircuito de la red sea del orden de 1500 MVA.

IV. SIMULACIÓN

A. Evento original.

A continuación, se presenta la simulación del evento de falla descrito en el punto III.

Se provoca una falla trifásica en barras de 6,6 kV a 1 seg. de comenzada la simulación. A 1,1 seg. se despeja la falla y se desconecta el Gen. En la Fig. 12 se observa el comportamiento de la tensión en la barra principal. Se aprecia que, debido al consumo de corriente por la reaceleración de los motores, la tensión no logra recuperarse. A los 2,5 seg. del inicio de la simulación (1,5 seg desde iniciada la falla) actúan las protecciones de subtensión dado que el valor de tensión se mantiene por debajo del 72% de " U_N " por un tiempo de 1,5 seg, valor ajustado de la protección. Estas protecciones dan señal de apertura al interruptor del transformador principal en 6,6 kV.

Al despejar la falla sale de servicio el Gen, la planta solo queda con suministro eléctrico desde la Transportista. El sistema no se vuelve a recuperar y se produce la actuación de la protección de subtensión, lo que hace salir de servicio a toda la planta.

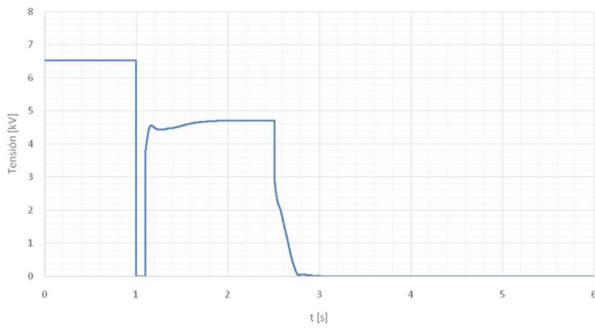


Fig. 12. Tensión eficaz, barra principal de la planta.

En la Fig. 13 observamos el comportamiento de la corriente por la rama del transformador a la entrada de la planta vista desde el lado de 132 kV. Observamos el cortocircuito y una sobrecorriente producto de la reacceleración de los motores.

Con esta simulación se valida el modelo de la planta, ya que la evolución de la tensión y la corriente coincide con los valores registrados.

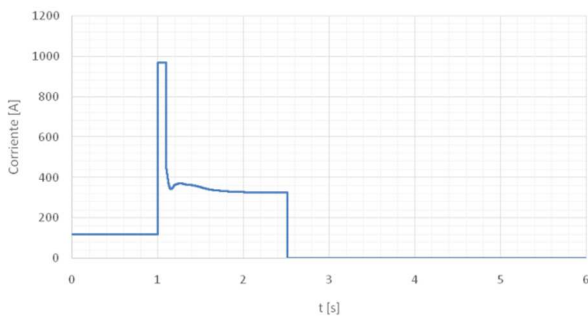


Fig. 13. Corriente eficaz, rama del transformador de 132/6,6 kV.

B. Evento con falla en 132 kV.

Considerando el estado previo de la planta idéntico al del punto III, se simuló una falla trifásica en 132 kV en el punto de conexión con la transportista, a 1 seg de comenzada la simulación y de duración 100 msec. Junto con esta falla se desconecta el Gen.

La tensión en la barra principal de 6,6 kV se recupera rápidamente (Fig. 14). En aproximadamente 1 seg. la tensión alcanza a llegar a los 6,2 kV, superando rápidamente el ajuste de las protecciones de tensión de las barras A y B. Pasando los 6 seg. de simulación se ve que la tensión alcanza nuevamente el valor nominal.

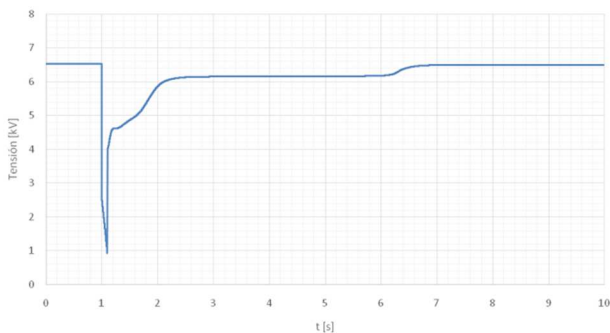


Fig. 14. Tensión eficaz, barra principal para una falla trifásica en 132kV.

La corriente por el T1 (Fig. 15), no alcanza los 450A durante la reacceleración de los motores, el ajuste de la protección es 400 A (equivalentes del lado de 132 kV). Esta protección no actúa pues la corriente no se mantiene por

arriba de 400 A más de 0,8 seg, tiempo de ajuste de la misma.

La sobrecorriente de alrededor de 350 A producto de la reacceleración de los motores, tendría que mantenerse en ese valor por un tiempo mayor a 9 seg para que la protección en 6,6 kV actué (Fig. 8)

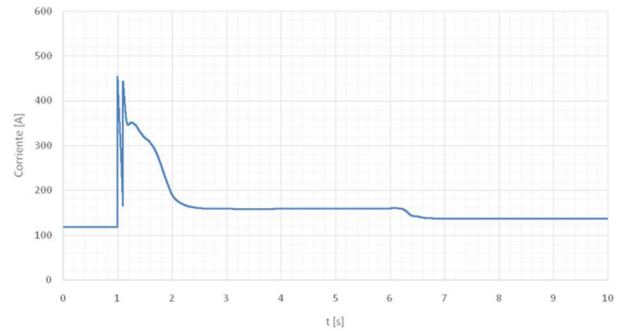


Fig. 15. Corriente eficaz en 132kV por T1 para falla trifásica en 132kV.

En la corriente por el acople de barras A-B (Fig. 16), la corriente tiene un pico que no llega a los 4000 A, de una duración mucho menor que el ajuste de tiempo de la protección que es 0,55 seg (Fig.9).

Por otro lado, producto de la reacceleración de los motores se ve una sobrecorriente de 3000A que dura 1seg. Este valor está muy por debajo del tiempo de ajuste de la protección para esta corriente que es 200 seg (Fig. 9).

Luego se ve una sobrecorriente de menor valor, de unos 1600 A, debido a que algunos motores de la barra B aún no logran reaccelerar. Está sobrecorriente se mantiene por 4 seg. La corriente de arranque de la protección es 2500 A, por lo tanto, nunca actuaría.

Finalmente, luego de los 6 seg. de simulación se ve que la corriente por el acople vuelve al valor de régimen.

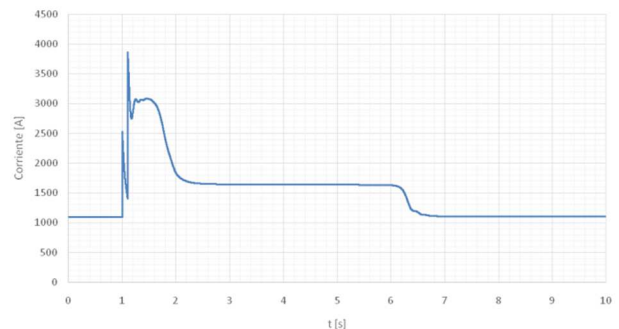


Fig. 16. Corriente eficaz en 6,6kV, acople de barras A-B, para falla trifásica en 132 kV.

C. Evento falla en 6,6 kV y salida banco de capacitores.

Este caso considera que la planta se encuentra conectada a un sistema con Scc mayor al caso anterior, este valor es de 1500 MVA. La corriente previa a la falla que entra a la planta desde la transportista es de 142.5 A en 132kV y el Gen aporta 354.9 A en 6.6 kV. Se provoca una falla trifásica en 6,6 kV a 1seg. de iniciada la simulación. A 1,1 seg se despeja la falla y sale de servicio el Gen junto con un banco de capacitores (banco A) de 5.2 Mvar(Fig. 1).

Una vez despejada la falla, vemos en la Fig. 17 que debido a la reacceleración de los motores el sistema no se recupera. A los 2,5 seg. del inicio del evento actuaría la

protección de subtensión, ya que la tensión nunca supera el 72%.

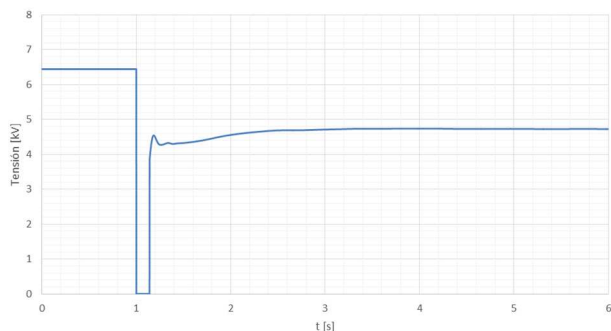


Fig. 17. Tensión eficaz, barra principal – Falla 6.6 kV y Cap A F/S.

Dado que el sistema no se recupera y que los motores no reaceleran, la corriente en la rama de entrada a la planta (Fig. 18) por el T1, se mantiene alta. Alrededor de 350 A. Si no actuase la protección de subtensión, actuaría la protección de sobrecorriente a la entrada de la planta, aproximadamente en 8 seg.

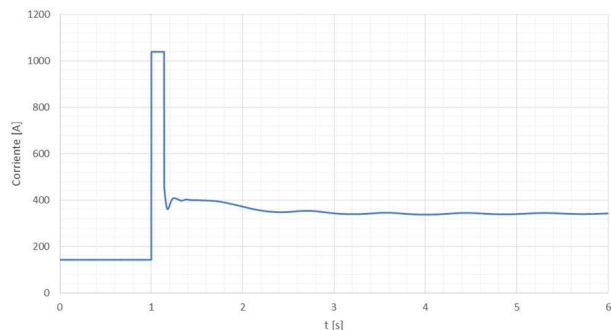


Fig. 18. Corriente eficaz por T1 – Falla 6.6 kV y Cap A F/S.

Al igual que a la entrada de la planta, por el acople de barras A-B se produce una sobrecorriente (Fig. 19) luego de despejada la falla. La corriente resulta de unos 3800 A, con lo cual la protección no actuaría hasta que transcurran 100 seg.

En este caso el sistema colapsa, los motores no logran reacelerar.

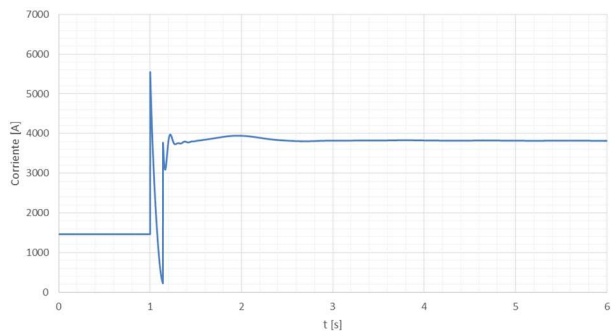


Fig. 19. Corriente eficaz, acople de barras A-B – Falla 6.6 kV y Cap A F/S.

V. DESCONEXIÓN CONTROLADA DE CARGA

Luego de las simulaciones en distintas condiciones, se analizan opciones de desconexión de carga. Se consideran las cargas que no son prioritarias y que pueden reconectarse inmediatamente. La clave para la desconexión se basa en observar la secuencia positiva de la tensión de 6,6 kV y si permanece por debajo de un cierto valor se desconecta una cantidad determinada de carga.

La primera opción analizada (opción 1) de desconexión propone desconectar 6490 kW de potencia nominal de motores, los cuales no son prioritarios. En esta opción no se tiene cuenta el comportamiento de las cuplas acelerantes. Esta carga se desconecta si la tensión de secuencia positiva de 6,6 kV permanece por debajo de 0,7 pu. durante un determinado tiempo (“ t_1 ”).

La segunda opción (opción 2) propone desconectar 10180 kW de potencia nominal de motores con el mismo criterio que la primera opción. El valor de tensión de secuencia positiva elegido para la desconexión es 0,7 p.u. durante un determinado tiempo (“ t_2 ”).

En las simulaciones se considera que al despejar la falla el Gen queda fuera de servicio y por lo tanto la planta queda únicamente abastecida por la red externa. Ante esta situación se debe evitar que la corriente, producto de la reaceleración de los motores, alcance el ajuste de la protección a la entrada de la planta, lo cual ocasiona la pérdida de la alimentación del sistema. También es determinante que no actué la protección de sobrecorriente del acople de ambas barras A-B para conservar ambas barras con tensión.

A. Opción 1

1) Evento original.

Para este caso se tomó $t_1=0.4$ seg.

En la Fig. 20 se ve la evolución temporal de la tensión a lo largo de la simulación en la barra de 6,6 kV. Comprobando que finalmente el sistema se recupera.

Analizamos la corriente por el transformador (Fig. 21) que conecta la planta con la red externa y observamos que no existe riesgo que actué la protección a la entrada de la planta.

La corriente por el acople de barras (Fig. 22) tampoco resulta en un valor que produzca la actuación de las protecciones de sobrecorriente.

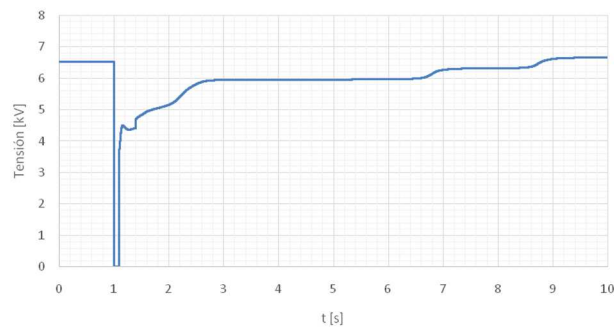


Fig. 20. Tensión eficaz, barra principal – Evento Orig.- Opción 1.

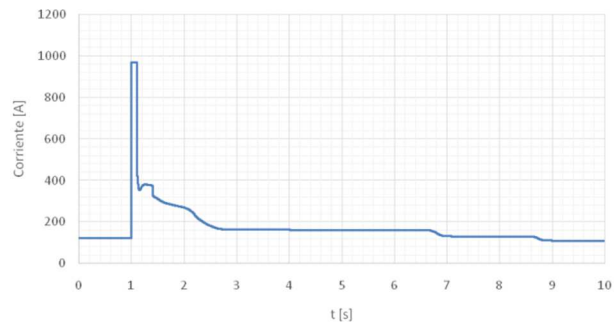


Fig. 21. Corriente eficaz por T1– Evento Orig. - Opción 1.

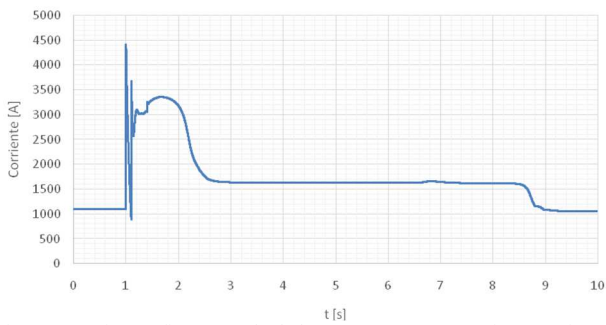


Fig. 22. Corriente eficaz, acople de barras A-B-Evento Orig. - Opción 1.

2) *Evento con falla en 132 kV.*

En esta situación el sistema se recuperaba, con lo cual no es necesario un análisis de deslastre de carga.

3) *Evento, falla en 6,6kV y salida banco de capacitores.*

En este caso de desconexión de carga se tomó $t_1=0.3$ seg. La desconexión se realiza más rápido que en el evento original y aun así el sistema no se recupera. Este caso es más crítico porque sale el banco de capacitores que aporta reactivo a la reacceleración. Hay motores que no logran reaccelerar. Producto de esto, la tensión en la barra principal (Fig. 23) no alcanza a recuperarse. La corriente a la entrada de la planta (Fig. 24) luego de unos segundos llega a los 200 A y se mantiene en este valor.

Por el acople de barras se presenta una sobrecorriente (Fig. 25). Primero se mantiene durante 1 seg. en 4000 A y luego disminuye hasta que se estabiliza en alrededor de 2600A. Para que la protección del acople actué deben pasar más de 500 seg en esta condición. Está sobrecorriente se da porque algunos de los motores que no reacceleran se encuentran conectados en la barra B.

Si bien no se alcanza el ajuste de las protecciones para su actuación, este caso no resulta satisfactorio ya que cuatro motores no reacceleran. La planta sigue funcionando, pero los motores que no reacceleraron terminaran saliendo de servicio por actuación de sus propias protecciones.

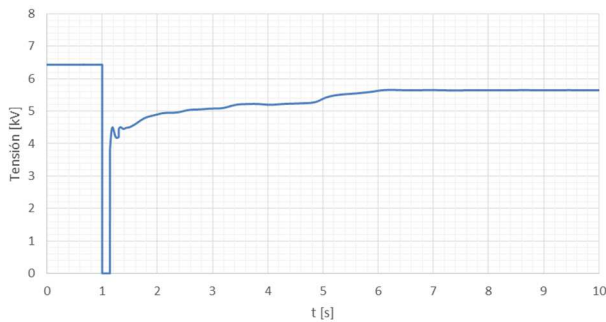


Fig. 23. Tensión eficaz, barra principal - Falla 6.6kV y Cap A F/S - Opción 1.

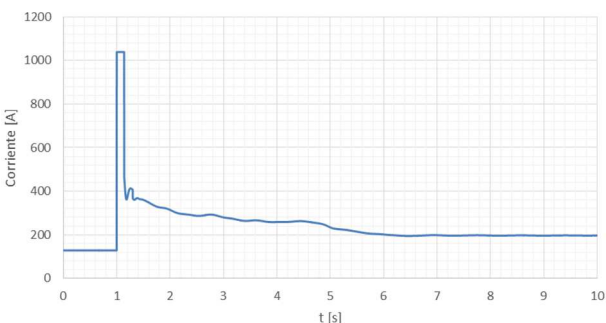


Fig. 24. Corriente eficaz por T1- Falla 6.6 kV y Cap A F/S - Opción 1.

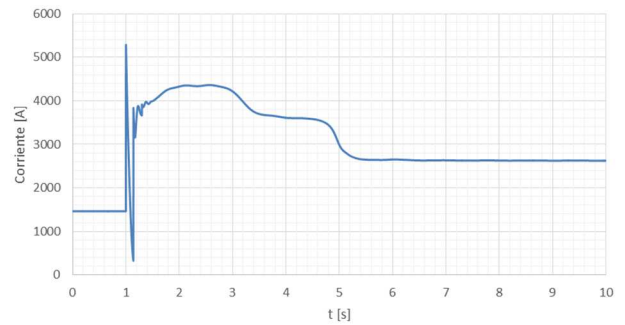


Fig. 25. Corriente eficaz, acople barras A-B- Falla 6.6 kV y Cap A F/S - Opción 1.

B. *Opción 2*

1) *Evento original.*

Para el evento original y la opción 2 de desconexión de carga se tomó $t_2=0.5$ seg.

En la Fig. 26, se ve cómo evoluciona la tensión en 6,6 kV. En la Fig. 27, se observa que la corriente a la entrada de la planta no alcanza el ajuste de la protección y en la Fig. 28 se ve que la corriente por el acople de barras tampoco alcanza el ajuste de las protecciones.

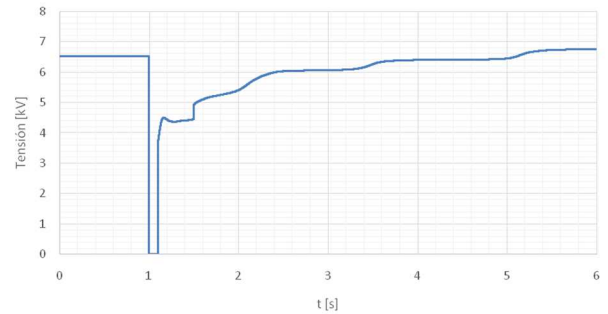


Fig. 26. Tensión eficaz, barra principal - Falla Orig. - Opción 2.

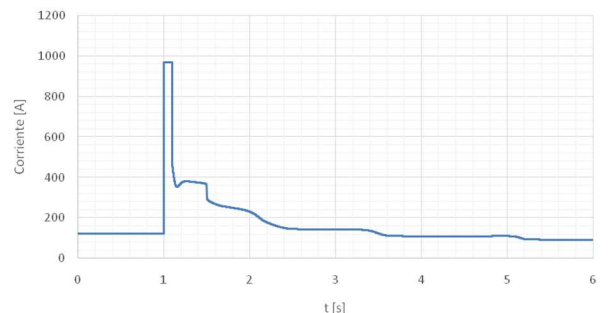


Fig. 27. Corriente eficaz por T1- Falla Orig. - Opción 2.

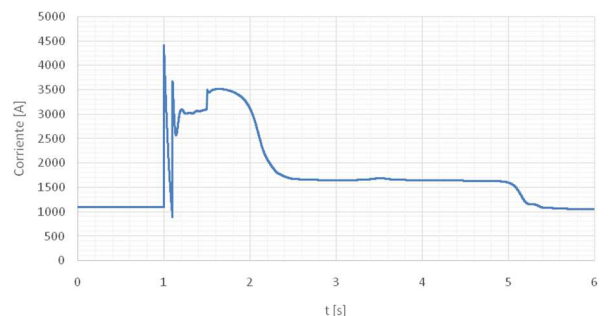


Fig. 28. Corriente eficaz, acople barras A-B - Falla Orig.- Opción 2.

Aunque esta opción de desconexión de carga se realiza 0.1 seg más tarde que la opción 1, el sistema se recupera más rápido, aproximadamente antes de los 6 seg, mientras que en

la opción anterior aproximadamente a los 9seg. Esto se debe a la mayor desconexión de carga, 3690 kW más.

2) *Evento con falla en 132kV.*

Como ya lo mencionamos en esta situación el sistema se recupera, con lo cual no es necesario un análisis de deslastre de carga.

3) *Evento, falla en 6,6kV y salida banco de capacitores.*

Al igual que para la opción 1 de desconexión de carga en este caso se tomó $t_2=0.3$ seg.

La carga a desconectar en esta opción es mayor que la que se desconectó en la opción 1. Pero aun así no es suficiente y el sistema no se recupera.

Nuevamente hay motores que no reaceleran, estos provocan que la tensión en la barra principal (Fig. 29) se mantenga en 5.7 kV equivalente a 0.87 p.u. Supera rápidamente el ajuste de la protección de subtensión, pero no alcanza a 1 p.u.

La corriente por el T1 (Fig. 30) es mayor a la corriente de funcionamiento normal de la planta. Debido a los motores que no reaceleran, la corriente por esta rama es de unos 175 A. No alcanza al ajuste de la protección de sobrecorriente. No actuaría la protección, con lo cual la planta seguiría funcionando.

En el acople de barras también se da una sobrecorriente (Fig. 31). Al igual que en la opción 1 esto se debe a que motores de la barra B no logran reacelerar. La corriente se establece en 2600 A. Los relés del acople van a detectar esta corriente luego de varios segundos.

Esta situación de funcionamiento tampoco es aceptable.

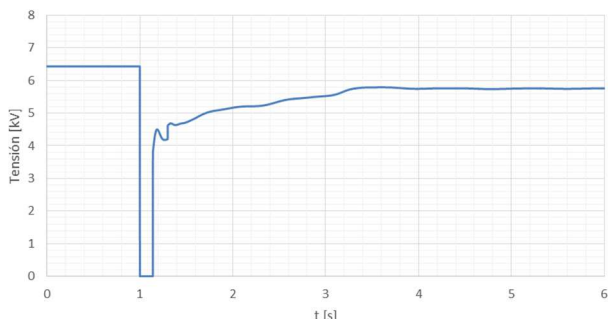


Fig. 29. Tensión eficaz, barra principal – Falta 6,6 kV y Cap A F/S - Opción 2.

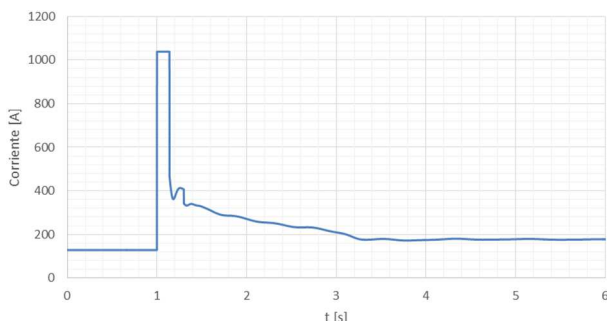


Fig. 30. Corriente eficaz por T1– Falta 6.6 kV y Cap A F/S - Opción 2.

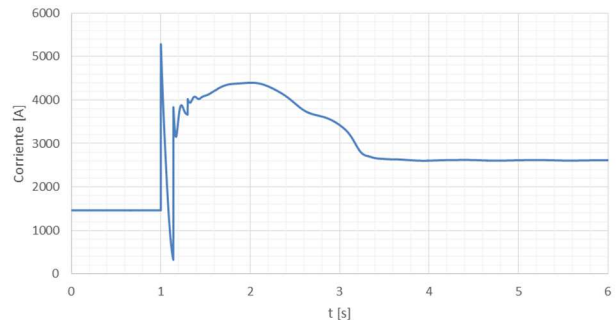


Fig. 31. Corriente eficaz, acople barras A-B– Falta 6.6 kV y Cap A F/S - Opción 2.

C. *Opción 3.*

Dado que con la desconexión de carga de la opción 1 no es suficiente para que la planta se recupere para el evento de una falla trifásica en la barra principal con la salida de servicio del Gen y el capacitor de barra A, se propone una variante adicional de desconexión de carga a la opción 1.

En esta variante además de desconectar la carga de la opción 1, se desconecta uno de los motores de carga pesada (cupla acelerante pequeña) que no reaceleraban en la barra B. En total se desconectan 9325 kW.

Se repite el caso de falla en 6,6kV y salida banco de capacitores.

Se desconecta carga en $t_1=0.3$ seg y no es suficiente, el sistema aun no logra recuperarse. La tensión se estabiliza en 0.9 p.u. (Fig. 32). En este caso siguen dos motores sin reacelerar, uno en la barra A y otro en la barra B.

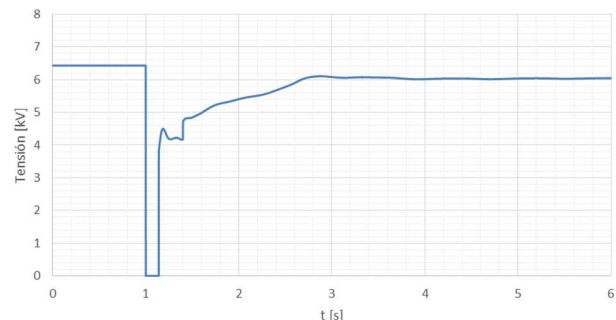


Fig. 32. Tensión, barra principal – Falta 6.6 kV y Cap A F/S - Opción 3.

D. *Opción 4*

Con esta opción se repite el caso que no fue satisfactorio en las opciones anteriores *Evento, falla en 6,6kV y salida banco de capacitores.*

Esta opción es la opción 2 desconectando uno de los motores de carga pesada de la barra B

En esta opción adicional de desconexión de carga se desconectan en total 13015 kW en $t_2:0.3$ seg.

En la Fig. 33 se observa que el sistema logra recuperarse satisfactoriamente. A los 1,5 seg de comenzada la falla, la tensión logra superar 0,9 pu, pero aún queda un motor sin reacelerar, este lo hace a los 9 seg.

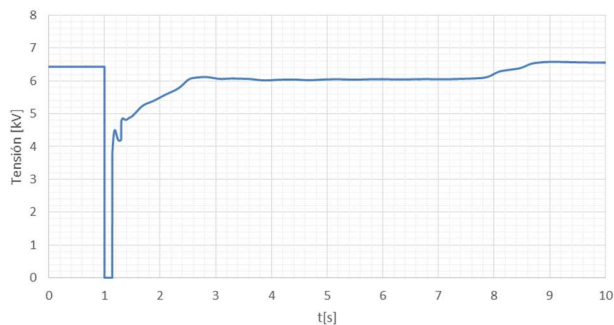


Fig. 33. Tensión eficaz, barra principal – Falla 6.6 kV y Cap A F/S– Opción 4.

VI. RESUMEN DE RESULTADOS

En la Tabla I se presenta un resumen de las simulaciones analizadas.

En la primera columna se identifican los distintos eventos analizados. El evento original de falla en 6,6 kV donde solo sale de servicio el sistema de cogeneración, luego la falla en 132 kV donde también sale de servicio el sistema de cogeneración; y por último el evento más desfavorable, la falla en 6,6 kV donde sale de servicio el sistema de cogeneración y el banco de capacitores de la barra A.

La segunda columna indica el consumo total de la planta, la tercera columna el consumo de la barra B y la cuarta columna la potencia aportada por el sistema de cogeneración.

Si comparamos la potencia total consumida por la planta con el aporte del sistema de cogeneración, obtenemos el valor de potencia suministrado por la transportista. Y si comparamos la potencia total consumida con la potencia consumida en la barra B, obtenemos el valor de potencia consumido en la barra A.

En la quinta columna se indica el valor de potencia de cortocircuito de la red externa para las simulaciones analizadas.

La sexta columna indica si sale de servicio el banco de capacitores luego de despejar la falla o no.

Por último, se indican las distintas opciones de desconexión controlada de carga. Para cada opción se indica el valor de potencia que se desconecta y el resultado final, si la planta reacelera o no.

TABLA I. RESUMEN DE RESULTADOS

Evento	P TOTAL [kW]	P Barra B [kW]	P Gen [kW]	Scc 132kV [MVA]	Cap.A F/S	Desconexión	
						Op.	[kW] Reacelera
Orig.	30392	11482	3960	1000	NO	1	6490 SI
						2	10180 SI
Falla 132kV						1	6490 SI
						2	10180 SI
Falla 6.6kV	30392	11482	3960	1500	SI	1	6490 NO
						2	10180 NO
						3	9325 NO
						4	13015 SI

Nota: en todos los casos, sale de servicio la cogeneración

VII. CONCLUSIONES

En las simulaciones resulta crítico representar adecuadamente la cupla acelerante de los motores de gran tamaño para reproducir adecuadamente la evolución de la tensión en la reaceleración, así como la inercia de los mismos.

La reaceleración es un fenómeno electromecánico donde las cuplas quedan determinadas por la secuencia positiva de las tensiones y corrientes, por eso se elige una protección de subtensión de secuencia positiva para el diseño del sistema de desconexión de la carga.

Se consideró un peor caso para determinar la desconexión de carga, que es suponer que el generador no participa en la reaceleración de carga.

Dentro de los motores elegidos para la desconexión es clave considerar aquellos que tienen una cupla acelerante (cupla eléctrica- cupla mecánica) sustancialmente menor que otros y por lo tanto necesitan más tiempo para reacelerar.

La desconexión del banco de capacitores es crítica en la reaceleración.

Aumentar la potencia de cortocircuito en 132 kV no mejora la reaceleración.

REFERENCIAS

- [1] M.B. Barbieri, C.E Biteznik, M.C Beroqui, P.L. Arnera, J. Albarrazin. "Evaluación de la Calidad del Suministro Eléctrico de Una Planta Industrial. Modelo y simulación dinámica ante fallas en la red de Alimentación". Publicado en Ingeniería Eléctrica, Revista Electrotécnica . Año 25. N° 272. Diciembre 2012. Pag 60 a 66 ISSN 16675169
- [2] S. Barbero, M.B Barbieri, M.C Beroqui, C. Biteznik, J. Albarrazin "Metodología Para Los Estudios de Reaceleración y Rearranque de Motores de Inducción correspondiente a una Planta Industrial". XIV ERIAC. CIGRE. Paraguay, Ciudad del este del 29/5 al 20/6 2011
- [3] H. Sekhavatmanesh, J. Rodrigues, C. L. Moreira, J. A. P. Lopes, R. Cherkaoui, "Optimal Load Restoration in Active Distribution Networks Complying With Starting Transients of Induction Motors", IEEE Transactions on Smart Grid, vol.11, no.5, pp.3957-3969, 2020.
- [4] Xiaoyu Wang, Jing Yong, Wilsun Xu, Waldir Freitas, "Practical Power Quality Charts for Motor Starting Assessment", IEEE Transactions on Power Delivery, vol.26, no.2, pp.799-808, 2011.
- [5] Mansour Ojaghi, Jawad Faiz, Hamid Shahrouzi, Sahar Alimohammadi, "Induction motors performance study under various voltage sags using simulation", 2011 International Conference on Electrical Machines and Systems, pp.1-6, 2011.
- [6] C. Gomez, M.M. Morcos, C.A. Reineri, G.N. Campetelli, "Behavior of induction motor due to voltage sags and short interruptions", IEEE Transactions on Power Delivery, vol.17, no.2, pp.434-440, 2002.
- [7] V. Popescu, L. Oprea, "Optimized reacceleration of the motor load in a large industrial power system", Proceedings of the 12th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference (IEEE Cat. No.04CH37521), vol.3, pp.947-950 Vol.3, 2004.
- [8] ETAP® 16.1 User Guide. March 2017. ETAP.
- [9] ETAP Help 21.0.0. ETAP.