

## METODOLOGÍA PARA LOS ESTUDIOS DE REACELERACIÓN Y REARRANQUE DE MOTORES DE INDUCCIÓN CORRESPONDIENTE A UNA PLANTA INDUSTRIAL

**Autores:** Barbero, Santiago; Barbieri, María. B.; Beroqui, Mario. C.; Biteznik, Carlos E.

**Lugar de Trabajo:** Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos IITREE-LAT FI-UNLP [iitree@iitree-unlp.org.ar](mailto:iitree@iitree-unlp.org.ar) Calle 48 esq.116 (B1900AMF)

**Palabras clave:** Huecos tensión – Rearranque – Reaceleración – Industria

### 1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad, las industrias dependen fuertemente de la alimentación eléctrica para sus procesos. Las eventuales interrupciones en el servicio eléctrico implican consecuencias no deseadas vinculadas a pérdidas económicas importantes o inclusive consecuencias ambientales. Es por eso que resulta de gran interés, conocer el comportamiento y la respuesta de las instalaciones ante eventuales interrupciones en su alimentación eléctrica. En el caso de plantas industriales con gran cantidad de motores, ante la aparición huecos de tensión, los motores involucrados perderán cupla acelerante (se frenarán) y como consecuencia absorberán mayor corriente, generando una mayor caída de tensión. Este fenómeno puede llevar al colapso de tensión y en consecuencia a la parada de la planta. En el caso que el motor recupere la velocidad nominal sin desconectarse, al fenómeno se lo conoce como reaceleración. Si en cambio, el motor es desconectado y luego es reconectado, bajo ciertas condiciones, se denomina rearranque.

El objeto de este trabajo es presentar los aspectos claves a tener en cuenta al momento de desarrollar un sistema de reaceleración de una planta industrial, de forma que se minimicen las consecuencias negativas y se asegure la continuidad de los procesos críticos de la misma. Para ello es necesario identificar las perturbaciones más comunes y su efecto en la carga, al igual que poseer modelos dinámicos que resulten adecuados para la simulación. Se debe establecer, además un criterio para determinar si el escenario de reaceleración simulado es aceptable o no.

Se utilizará un programa de simulación que permita analizar los fenómenos electromecánicos que se producen durante la perturbación y la posterior reaceleración del parque motor.

### 2 PERTURBACIONES

Las perturbaciones a las que puede estar sometida una planta son principalmente cortocircuitos, sean estos internos o bien originados en la red de alimentación externa. Este tipo de falla se ve reflejada en barras de la carga como variaciones de tensión, generalmente denominados huecos de tensión. La amplitud del hueco de tensión queda definida por la diferencia entre la tensión nominal previa al hueco y la tensión durante el hueco. Como se mencionó anteriormente, la causa de su generación, puede ser debido a cortocircuitos producidos en la red o por sobrecargas (arranque de motores de potencia elevada, conexión de grandes cargas, conexión de transformadores o sobrecarga en general de la red) que provocan una caída de tensión excesiva [1].

La profundidad del hueco depende de la potencia de la red y de la proximidad de la falla (o del punto donde se origina la sobrecarga) al punto donde se está observando el hueco de tensión. Los huecos más severos son los producidos por los cortocircuitos trifásicos. Este tipo de perturbaciones resultan apreciables sólo en la componente directa, siendo nulas las secuencias inversa y homopolar.

## 2.1 Efectos de los huecos de tensión en los motores.

La conexión de motores en las barras, modifica la forma de los huecos de tensión. Cuando se genera un hueco, la tensión en los terminales del motor disminuye en módulo. Esto genera que el flujo magnético en el entrehierro tienda a reducirse, decreciendo con una constante de tiempo del orden de algunos ciclos. Durante esta caída, el motor aporta corriente a la falla que causa el hueco de tensión. Este aporte reduce la profundidad del hueco en bornes de la máquina en los primeros instantes del mismo.

La disminución de la tensión genera una caída en la cupla eléctrica, la cual es proporcional al cuadrado de la tensión (en valor eficaz). Mientras tanto la cupla de la carga, permanece constante. Como consecuencia el motor disminuye su velocidad. Mientras el motor se desacelera, se tendrá una mayor corriente y un factor de potencia menor, lo cual podría disminuir aun más la tensión. En el caso que el hueco no sea muy profundo, es posible que el motor alcance un nuevo estado de funcionamiento a una menor velocidad. En cambio, si los huecos son profundos, el motor continuará desacelerándose hasta que finalmente se detenga o que la tensión se restituya. Usualmente, las constantes de tiempo mecánicas de los motores eléctricos, suelen ser del orden del segundo o más. En caso que los huecos se deban a cortocircuitos, dichas fallas son liberadas en tiempos pequeños en comparación a estas constantes de tiempo, con lo cual la tensión se recuperara antes de que el motor se detenga por completo.

En el momento en que la tensión vuelve a sus valores normales, se genera el fenómeno opuesto al anterior. El flujo en el entrehierro aumenta nuevamente, generando una gran corriente. Luego, el motor se reacelera hasta llegar a las condiciones de funcionamiento previas a la falla. Durante la reaceleración, el motor consume una corriente mayor a la nominal con un factor de potencia menor, lo cual genera una disminución de tensión post falla que puede durar varios segundos.

## 3 MODELIZACION

Resulta esencial poseer modelos de simulación que representen de la forma más correcta el comportamiento de las máquinas para los distintos estudios. Para ello se adopta como modelo eléctrico del motor de inducción el esquema de doble jaula. Además, se determinan ciertas pautas complementarias a tener en cuenta al momento de desarrollar los modelos:

### a) Priorizar a aquellos motores cuyo funcionamiento resulta crítico para diversos procesos de la planta:

En el caso que no se logre la reaceleración de la planta en su totalidad, puede requerirse que parte de la carga sea desconectada para no perder todos los motores. En ese caso, se requiere realizar una clasificación de los motores, señalando distintas prioridades. Es posible desconectar aquellos motores menos prioritarios en orden de garantizar que los considerados esenciales para los procesos sigan en funcionamiento y evitar así graves consecuencias de tipo medioambiental o económicas en la planta. Esta priorización, establece también el orden del re arranque de aquellos motores que fuesen desconectados. Se propone adoptar distintas prioridades como las que se detallan a continuación.

- Prioridad A: se consideran a aquellos motores cuyo funcionamiento resulta vital para la planta. Se pretende que permanezcan conectados, pero en caso de ser necesario son los últimos motores en desconectarse y serán los primeros en re arranque.
- Prioridad B: son menos importantes y por tal motivo puede ser retrasado su re arranque (entre los 5 y 30 segundos). De ser necesario, es posible sub categorizar a los motores en grupos más pequeños. De esta forma, el re arranque se puede hacer en escalones de tiempo y se reduce el impacto en la red debido a las corrientes de arranque. Se proponen tres subdivisiones:
  - B<sub>1</sub>: re arranque en un primer escalón entre los 5 y 10 segundos.
  - B<sub>2</sub>: re arranque en un segundo escalón entre los 12 y 20 segundos.
  - B<sub>3</sub>: re arranque en un tercer escalón entre los 22 y 30 segundos.

- Prioridad D: son los motores individuales que como no tienen funciones críticas, se consideran como deslastre de carga. Es decir, que son los primeros en ser desconectados y no se contempla su rearranque inmediato.
- Prioridad SP: Son los motores resultantes del agrupamiento de carga que no resultan esenciales, pero debido a que son conformados por varios motores de baja potencia, su lógica de desconexión resultaría prácticamente imposible de implementar y por lo tanto no se considera posible su desconexión controlada.

*b) Considerar en forma independiente o agrupada a los motores de la planta:*

Una representación individual de todo el parque motor de la planta implicaría un trabajo engorroso que no aportaría mejores resultados que si se considerasen a aquellas máquinas de pequeña potencia como si fuesen un motor equivalente. Se debe establecer entonces, un criterio que sea apto para el agrupamiento de los motores.

Para ello, se ordena a los motores por su potencia y su prioridad según lo estipulado anteriormente. Aquellos motores que no resulten críticos y que además tengan una potencia pequeña en relación a la demanda total de la planta, se los agrupa formando motores equivalentes. Se asume entonces, que los motores de potencia menor o igual a los 50kW vinculados a una misma barra, son motores agrupables. El motor equivalente resultará de la suma de las potencias de los motores que lo componen y su tensión será la nominal de la barra asociada. Con esta simplificación no se debe modificar la morfología de la planta, por lo tanto existirán varios motores equivalentes dependiendo de la barra donde estén conectados. Además, se debe tener en cuenta que las prioridades de los motores a agrupar coincidan.

*c) Caracterizar a los motores según el tipo (compresores, bombas, ventiladores, etc.).*

Las curvas de cupla/velocidad de las distintas cargas varían según su función, por lo tanto es conveniente caracterizar cada carga de forma que el modelo a usar se adecúe a las características reales de la máquina. A su vez, se debe considerar una curva genérica que represente los motores agrupados mencionados anteriormente ya que pueden estar compuestos por diversos tipos de motores. En forma general, se definen cinco tipos de cargas dentro de la planta: compresores, ventiladores, bombas, motores equivalentes agrupados y cargas no rotantes [2]. Dentro de esta última categoría se consideran a las cargas estáticas propiamente dichas y a aquellos motores que tengan variadores de velocidad. A los efectos de los estudios a realizar, el comportamiento de las cargas estáticas y los variadores es equivalente.

*d) Red de Suministro*

Se debe contar con un modelo que represente la red externa del área donde se encuentra la planta para poder considerar el efecto de los transitorios en la misma. Para los generadores del área (internos o externos a la planta) se debe contar con modelos completos de los mismos y sus sistemas de control y protección.

#### **4 CRITERIOS PARA LA SIMULACION**

En adición a las consideraciones complementarias que se detallaron anteriormente, es necesario establecer un criterio que permita determinar como aceptable o no la reaceleración de la instalación en estudio.

Cuando se estudia la reaceleración de los motores, es necesario determinar el nivel de tensión al que deben llegar las barras y en cuánto tiempo. Como se mencionó previamente, si los motores no logran recuperarse, podrían generar un colapso de tensión en la planta.

Además, se debe garantizar que las protecciones de sobrecorrientes pertenecientes a la instalación, no actúen. En caso que se desconozcan los valores de las protecciones, según las normas de IEC y ANSI, los transformadores deben soportar la corriente de cortocircuito durante al menos 2 segundos. Lo cual implica que admiten una corriente equivalente a la potencia aparente nominal dividida la reactancia de cortocircuito (en por unidad) durante 2

segundos. Con esto se define un valor de  $I^2t$  que no debe ser superado durante el transitorio de reacceleración.

Para considerar la reacceleración aceptable, se adopta como criterio que las tensiones en las barras de la instalación alcancen valores superiores a los indicados en la Tabla I al cabo de 2 segundos y que no actúe ninguna protección de sobrecorriente.

Tabla I. Tensiones mínimas admitidas a partir de los 2 segundos.

Unominal [kV]	PU. mínima
132	0,95
33	0,85
13,8	0,80
Motor	0,70

## 5 CASO DE APLICACIÓN

Se analizó la reacceleración de una planta industrial, donde se aplicó la metodología mencionada anteriormente. La red modelada consiste en 51 subestaciones (SE) en distintos niveles de tensión 33kV, 13,8 kV, 6,6 kV, 2,3 kV y 0,38 kV. Cada SE dispone de varios transformadores y al menos dos niveles de tensión. La carga de la planta está constituida por más de 2500 motores que se representaron por 353 motores entre individuales y equivalentes. El consumo de la totalidad de la planta es aproximadamente 50 MW. La misma se alimenta a través de una subestación 132/33 kV localizada en el mismo predio industrial. El sistema de alta tensión, además de abastecer a las cargas industriales del polo petroquímico, comparte el suministro con las subestaciones pertenecientes a la distribución residencial del área.

A la SE de 132 kV también se conecta a través de su transformador de máquina un cogenerador que además de electricidad produce vapor para la planta industrial. El transformador es de 155 MVA - 132/11,5 kV, y el generador es de valores nominales 155 MVA, 11,5 kV y factor de potencia 0.85. La máxima potencia activa que puede erogar la Central es del orden de 130 MW.

Las fallas en el sistema externo más severas, con duraciones mayores a los 200 ms y tensiones menores a 0,4 pu en 132 kV, producen la salida del generador conectado en el nodo de 132 kV (por inestabilidad o actuación de sus protecciones [3]). Para evitar esta situación se dispone de un sistema de formación de Isla eléctrica de la planta y el generador [4]. Ante esta situación se debe recurrir al corte de carga de la planta para evitar el colapso de tensión del sistema dado el alto consumo de corriente de los motores durante la reacceleración de los mismos. El sistema de deslastre de carga debe ser tal que permita mantener la carga prioritaria en servicio ante el pasaje a Isla y desconectar la carga no esencial. De este modo, se reduce el consumo de corriente requerida y se evita el colapso.

El sistema de Pasaje a Isla está ajustado con los siguientes escalones de tensión

- Si la tensión de secuencia directa de 132 kV se encuentra en valores inferiores a 0,4 pu durante 0,2 seg, da señal de formación de isla.
- Si la tensión de secuencia directa de 132 kV se encuentra en valores inferiores a 0,8 pu y durante 0,6 seg da señal de formación de isla.

Se simularon diez casos de fallas en dos escenarios de la red interna, uno considerado completo o de funcionamiento normal (E1) y otro (E2) con varios elementos fuera de servicio (Transformadores y cables). Para cada caso, se determinó la carga de deslastre y la carga de rearranque necesaria para garantizar que los casos simulados resulten aceptables. La cantidad de carga a desconectar surge de analizar los criterios de aceptación mencionados en el apartado 4 de este trabajo. Es decir que los niveles de tensión al cabo de 2 segundos de comenzada la falla deben ser superiores a los indicados en la Tabla I y las protecciones de sobrecorriente de los transformadores no deben actuar. En este caso debido a la existencia de un generador y su posible operación en condición de isla, es necesario

verificar que además las protecciones asociadas a la formación de isla tampoco actúen. Se verifica además, que las caídas de tensión que provocan los re arranques de grupos de motores sean aceptables.

Para analizar estas condiciones en cada caso se generan distintos tipos de resultados:

- Flujos de potencia a los dos segundos de transcurrida la falla en cada SE. Este flujo representa la situación transitoria de reaceleración de los motores que han quedado conectados.
- Flujos de potencia post-falla al cabo de 40 segundos de simulación.
- Evolución temporal de las tensiones de 132kV, 33 kV, 13,8 kV y bornes secundarios de los transformadores de las distintas subestaciones para apreciar el transitorio de reaceleración y re arranque de los grupos de motores, verificando que no existan sobrecorrientes inaceptables en los mismos.
- Evolución temporal de las tensiones terminales de todos los motores (en p.u.) para apreciar la evolución de la tensión durante la reaceleración.
- Tablas con los niveles de tensión en motores y SE al cabo de 2 segundos.

A modo de ejemplo, se presenta la evolución de tensión en barras de la instalación para alguno de los casos analizados. En todos estos casos los motores de prioridad SP se consideran conectados, lo cual representa la situación más desfavorable.

### **Falla Trifásica en 132 kV con formación de Isla en 280 ms, en el escenario 1 (E1).**

En la Fig. 1 se detalla la evolución de tensión en los bornes del generador perteneciente a la planta. En orden de evitar que el generador salga de servicio, se debe garantizar que la tensión al segundo de ocurrida la falla sea superior a 0,8 pu (la protección de subtensión del generador se ubica en 0.8 pu, 1 seg.). Se simularon tres casos distintos. La curva celeste corresponde a la desconexión de motores de prioridad D, B<sub>1</sub>, B<sub>2</sub> y B<sub>3</sub> (22 MW). Se observa que al cabo de un segundo la tensión llega a 0,82 pu. Las curvas roja y verde corresponden a alternativas con menor desconexión de carga. Se desconecta los motores tipo D, B<sub>2</sub> y B<sub>3</sub> (19 MW) y otra alternativa se desconectan los D y los B<sub>3</sub> (16 MW). En estos dos últimos casos al cabo de un segundo de ocurrida la falla, la tensión en bornes del generador es menor a 0,8 pu., con lo cual en estas situaciones se produciría la actuación de la protección de subtensión del generador.

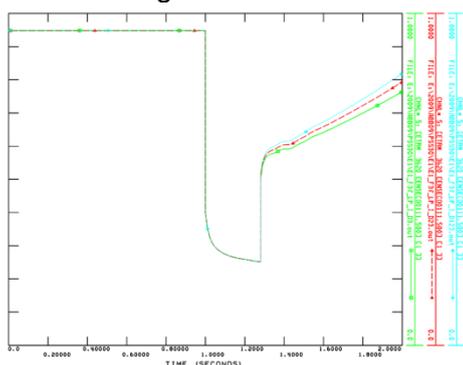


Fig. 1 - Evolución temporal de la tensión en bornes de la máquina generadora, al segundo de producida la falla

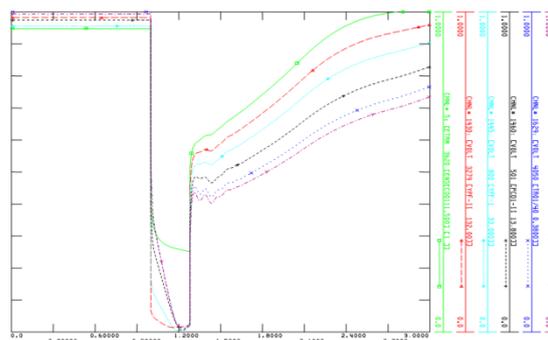


Fig. 2 - Evolución temporal del Perfil de tensiones en distintos niveles, durante los primeros segundos de reaceleración en el Escenario 1

En la Fig. 2 se presenta un gráfico con las tensiones durante los primeros dos segundos después de producida la falla para el caso de desconexión de motores de prioridad D, B<sub>1</sub>, B<sub>2</sub> y B<sub>3</sub>. En la misma se presentan los peores perfiles de tensión de los distintos niveles de la planta.

En la gráfica se observan: la tensión terminal del generador (verde), la tensión en 132 kV (rojo), tensión en 33 kV (celeste), tensión en 13,8 kV (negro), tensión bornes de baja tensión de una SE (azul). La curva de color violeta representa los terminales del motor de prioridad A que está más comprometido en la reaceleración. Se observa que esta última se encuentra en torno a 0,73 pu a los 2 segundos de ocurrida la falla. Se aprecian las caídas de tensión

en los distintos niveles de transformación. La mayor caída se da entre los niveles de 33 kV y 13,8 kV, esto es una indicación de los puntos críticos a mejorar en la instalación.

### **Falla Trifásica en 132 kV de 200 ms de duración en el escenario 2 (E2) sin formación de Isla.**

Para este caso, se analizó la desconexión de carga necesaria, probándose las tres alternativas mencionadas en el caso anterior. En la Fig. 3 se vuelcan las tensiones resultantes de las tres alternativas analizadas en una barra de alimentación de 13,8 kV. En la misma, se observa para alternativa de desconexión D y B<sub>3</sub>, la actuación de la protección de sobrecorriente del transformador de 33/13,8 kV (curva verde) por lo cual no resulta aceptable. De las otras dos alternativas D, B<sub>1</sub>, B<sub>2</sub> y B<sub>3</sub> (curva celeste) y D, B<sub>2</sub> y B<sub>3</sub> (curva roja), se elige la de mínima desconexión de carga.

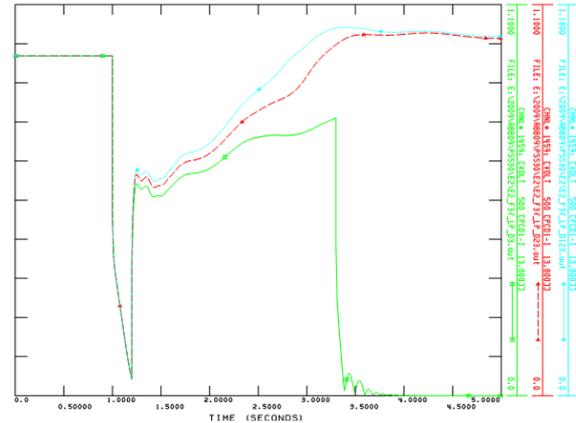


Fig. 3 Tensiones en barra de 13,8 kV para las alternativas analizadas.

## **6 COMENTARIOS FINALES**

- Se establece una metodología para la clasificación y modelización de la carga de una gran planta industrial a fin de analizar la reaceleración y/o re arranque.
- Se establecen criterios de desempeño del sistema en cuanto a la recuperación de las tensiones durante los transitorios originados por las fallas que provocan huecos de tensión a fin de decidir la cantidad mínima de desconexión de carga por deslastre.
- Se arma un modelo completo de una planta particular y de la red externa que la alimenta, particularmente del generador que puede quedar en isla con la planta.
- Se realizan simulaciones de distintas fallas (externas e internas) y se establece la carga mínima a desconectar en función de la profundidad y duración del hueco de tensión resultante.
- Con los resultados obtenidos siguiendo esta metodología se establecen las bases para la implementación del "Sistema de Reaceleración y Rearranque de una planta".

## **7 REFERENCIAS**

- [1] Math H. J. Bollen "The Influence of Motor Reacceleration on voltage sags" IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 31. N° 4, Julio/Agosto 1995.
- [2] M. Barbieri, P. Arnera, M. Beroqui, J. Vernieri; "Demandas industriales. Su representación en estudios dinámicos". Encuentro Regional Latinoamericano de la CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Electriques). Trabajo: 38-26. Puerto Iguazú, Argentina, 18-5 al 23-5-2003.
- [3] M. Barbieri, M. Beroqui, D. LLarens, J. Riubrugent, F. Balboni; "Modificación del sistema de excitación de un grupo de autogeneración de una industria petroquímica para evitar situaciones de inestabilidad observadas en la operación". Trabajo presentado en: 5o. Encuentro Regional Latinoamericano de la CIGRE. Ciudad del Este, Paraguay, Mayo 1993.
- [4] J.L. Agüero, M Beroqui, B. Barbieri; "Formación de islas eléctricas conformadas por un generador, parte de una distribuidora eléctrica y plantas industriales". Publicado en Actas del IX Encuentro Regional Latinoamericano de CIGRE (IX ERLAC), Foz do Iguazu (Brasil), Mayo 2001. Publicado anales del Congreso.