

**Comité de Estudio CE – C2: Operación y Control del Sistema**

**AUTOMATISMO PARA EL CONTROL DE LA REDUCCIÓN Y DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN**

**M. MARRAZZO**  
GECaP – UTN – FRC  
Argentina

**N. MANERA**  
GECaP – UTN – FRC  
Argentina

**G. OTTA**  
GECaP – UTN – FRC  
Argentina

**J. VASCHETTI\***  
GECaP – UTN – FRC  
Argentina

***Resumen** – El siguiente trabajo presenta el diseño de un automatismo, el cual resulta en un Control Jerárquico Distribuido. Se pretende gestionar la Desconexión - Reducción Automática de Generación (D-RAG) de una manera tal que la lógica del control dependa lo menos posible de la topología de la red y que a su vez requiera el mínimo posible de simulaciones para su implementación. A partir de la definición de una serie de factores referidos a las líneas y a los generadores, se formulan un conjunto de reglas de operación que determinan el comportamiento del automatismo propuesto. En primera instancia el control se aplicó a un sistema de biblioteca (IEEE 39 barras) para luego ser ensayado en un caso real, la vinculación Chocón Oeste - Choele Choel del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Los resultados obtenidos son verificados mediante simulación utilizando un paquete comercial de amplia difusión. En ambos casos la lógica de control fue la misma, solo debieron actualizarse las tablas de datos, esto demuestra la flexibilidad de la solución propuesta.*

**Palabras clave:** Sistema Experto, Control, DAG, Contingencias, Sistema Eléctrico de Potencia.

## **1 INTRODUCCIÓN**

Las acciones que se ejecutan hoy en día en el SADI ante los eventos de interés, dependen fuertemente de la topología y del punto de operación de la red. Actualmente estas acciones se encuentran comprendidas en lo que se conoce como automatismos DAG (Desconexión Automática de Generación), éstos son utilizados para desconectar generación en forma automática, ya sea por pérdida de un vínculo o desconexión imprevista de carga. Se produce así un desbalance de energía. La falta de flexibilidad que presenta el desarrollo de estos automatismos en cuanto a la topología de la red y sus condiciones operativas, exigen una serie de innumerables estudios eléctricos para determinar acciones fijas ante eventos definidos según un determinado escenario [1].

Es posible encontrar en la bibliografía esfuerzos tendientes a resolver este problema, en [2] se diseña un sistema de reglas basado en la utilización de factores de sensibilidad, el artículo [3] propone una solución mediante lógica difusa combinando distintos factores de sensibilidad, la publicación [4] incluye un índice que contempla el estado de vulnerabilidad de la unidad generadora, en [5] se propone mejorar la estabilidad transitoria efectuando el seguimiento del ángulo rotor y la potencia eléctrica que suministra en ese momento el generador desconectándolo si es necesario.

El análisis detallado de los trabajos citados revela que en general las acciones son no preventivas, evaluando la matriz de sensibilidad durante la contingencia, para ello utilizan el método de la perturbación, el cual implica la solución de un flujo de potencia para cada generador del área, otros no actúan en forma simultánea

---

\* Universidad Tecnológica Nacional, Fac. Reg. Córdoba, 5000 Córdoba, Argentina – jvaschetti@frc.utn.edu.ar

sobre la totalidad de los generadores disponibles y dejan el equilibrio oferta – demanda a cargo de la barra de intercambio y de un posterior redespacho.

En el presente trabajo se plantea resolver el problema que surge luego de que sale de servicio un elemento serie del sistema de potencia, orientando las acciones correctivas al alivio de sobrecarga. Por lo tanto, se trata de un análisis del sistema en régimen permanente. Se generan un conjunto de reglas, adaptables a cualquier Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), el objetivo final es mantener las líneas que quedan en operación, sin violar sus límites máximos de transmisión.

El diseño del automatismo resulta en un Control Jerárquico Distribuido Experto el cual está basado en el criterio de área coherente, esto permite escalar el problema. Las reglas se derivan del empleo de los Factores de Sensibilidad, Sobrecarga y Participación, la estructura de datos proviene de la topología del SEP y de las variables necesarias para el cálculo de los mencionados factores [6]. Se plantea la solución en dos pasos, el primero resuelve la emergencia y el segundo optimiza la solución, el primer paso puede resultar en una Reducción Controlada de la Generación (RCG) o en una Desconexión en bloque (DAG), el segundo paso se denomina Control Automático de Generación (CAG) y es el encargado del redespacho que equilibra la oferta con la demanda. Se arriba de esta manera a un control flexible, factible de ser aplicado a diferentes SEP sin cambiar su lógica y sin requerir estudios intensivos.

El trabajo se encuentra estructurado de la siguiente manera: Primero se presentan las definiciones en las que se basa el automatismo. Segundo se dan los fundamentos, limitaciones y reglas que rigen el control propuesto. Tercero se presenta una simulación comparativa entre el actual automatismo y el propuesto para un región determinada del SADI. Cuarto se obtienen conclusiones las cuales son derivadas de la comparación que resulta de la simulación propuesta.

## 2 FACTORES DE SENSIBILIDAD, SOBRECARGA Y PARTICIPACIÓN

En esta primera etapa del desarrollo, la función principal que cumple el automatismo es la de controlar la estabilidad térmica, es decir está orientado a solucionar problemas de sobrecargas ante diversas contingencias. El mismo no evalúa problemas de estabilidad transitoria, ni de tensión; lo cual constituye una limitación con respecto a los actuales automatismos del SADI. El objetivo principal es la sistematización de la lógica de control para lo cual hace uso de una serie de conceptos definidos en los SEP.

### 2.1 Factor de Sensibilidad

El factor de sensibilidad de la línea con respecto a la potencia neta inyectada en un nodo (GSF Generator Shift Factor) se define de la siguiente manera [7]:

$$S_{(i,j)k} = \frac{dP_{i,j}}{dP_k} \quad (1)$$

$S_{(i,j)k}$  Factor de sensibilidad de la línea de interconexión entre las barras  $i$  y  $j$  respecto de la inyección de potencia en la barra  $k$ .

$P_{i,j}$  Potencia activa circulante a través de la línea de interconexión entre las barras  $i$  y  $j$ .

$P_k$  Potencia activa neta inyectada en la barra  $k$ .

Es posible efectuar el cálculo de la Ec. (1) haciendo uso del método de la perturbación, lo cual implica la resolución de un flujo de potencia para cada nodo de generación. Debido a que el automatismo necesita predecir en forma periódica la potencia circulante por una línea para diferentes estados, se utiliza la Ec. (2) que se deriva del cálculo de flujo de potencia desacoplado [7].

$$S_{(i,j)k} = \frac{X_{i,k} - X_{j,k}}{x_{i,j}} \quad (2)$$

$X_{i,k}$  Reactancia de transmisión entre las barras  $i$  y  $k$ .

$X_{j,k}$  Reactancia de transmisión entre las barras  $j$  y  $k$ .

$x_{i,j}$  Reactancia serie de la interconexión entre las barras  $i$  y  $j$ .

### 2.2 Calculo predictivo de la potencia circulante por una línea

Debido a que los factores de sensibilidad otorgan una proporción de la influencia de la potencia activa que circula por una línea en función de la potencia activa neta que se inyecta en una barra, será posible calcular el

valor de potencia activa que circulará por una línea sumando los aportes que realiza cada barra en relación a su respectivo factor de sensibilidad [8].

$$PT_l = \sum_{k=1}^n P_k \cdot S_{lk} \quad (3)$$

$PT_l$  Potencia activa transmitida por la línea  $l$  determinada por el cálculo predictivo.

$P_k$  Potencia activa neta inyectada en la barra  $k$ .

$S_{lk}$  Factor de sensibilidad de la línea  $l$  con respecto al nodo  $k$ .

### 2.3 Factor de Sobrecarga

El factor de sobrecarga en una interconexión se define como la relación entre el flujo de potencia activa que circula por la misma y su potencia activa de transmisión límite o máximo en servicio continuo.

$$FS_l = \frac{PT_l}{P_{LIM}} \quad (4)$$

$FS_l$  Factor de sobrecarga de la línea  $l$ .

$P_{LIM}$  Potencia activa de transmisión límite o máximo en servicio continuo.

Donde:

$$P_{LIM} = \sqrt{S_{LIM}^2 - Q_l^2} \quad (5)$$

$S_{LIM}$  Potencia aparente de transmisión límite o máximo en servicio continuo.

$Q_l$  Potencia reactiva circulante por la línea  $l$ .

Siendo el límite de transmisión de potencia aparente un dato y el flujo reactivo circulante obtenido de las mediciones, supuesto constante en el cálculo predictivo [7].

### 2.4 Factor de Participación para la desconexión-reducción de generación

Una de las tareas del algoritmo es determinar la variación de potencia en disminución que debe aplicar a cada generador con el objeto de reducir la sobrecarga de una línea y evitar así su disparo por protección. Este objetivo se logra a partir del factor de participación en desconexión-reducción del generador en la sobrecarga de la línea.

$$f_p = -\frac{\sum_{l=1}^n S_{lp} \cdot FS_l^2}{\sum_{p=1}^{k_1} \sum_{l=1}^n S_{lp} \cdot FS_l^2} \quad (6)$$

$f_p$  Factor de participación en la desconexión-reducción del generador  $k$ .

$S_{lp}$  Factor de sensibilidad de la línea  $l$  con respecto a la barra de generación  $p$ .

$FS_l$  Factor de sobrecarga de la línea  $l$ .

Determinados los factores de participación y conocidos los factores de sensibilidad se determina la desconexión-reducción de potencia a aplicar a cada generador que participa en la reducción de potencia mediante la siguiente expresión:

$$\Delta PG_p = \frac{-f_p}{\sum_{p=1}^p f_p \cdot S_{lp}} \cdot (PT_l - P_{LIMSC}) \quad (7)$$

$\Delta PG_p$  Variación de potencia activa propuesta por el automatismo para el generador  $p$ .

$P_{LIMSC}$  Potencia de transmisión límite fijada por las protecciones por sobrecarga.

### 3 EL ALGORITMO PROPUESTO, FUNDAMENTOS Y LIMITACIONES

El automatismo propuesto toma acciones ante eventos que produzcan aperturas de líneas, que no lleven a operar al área en isla, en este caso la isla queda bajo el control carga-frecuencia; consta de dos etapas, la primera alivia la sobrecarga de líneas críticas a punto de salir de servicio por su protección contra sobrecorriente, se denomina D/RAG. La segunda etapa denominada CAG, produce un redespacho con el objetivo de que todas las líneas operen debajo de su límite máximo, si se incluye el concepto de Factor de Pérdidas se puede operar en este sentido en forma óptima.

#### 3.1 Características operativas del automatismo

A continuación se listan las principales características del automatismo en cuanto a requerimientos y forma de operar del mismo:

- Requiere como datos de entrada, la impedancia serie de las líneas del sistema y la impedancia equivalente de los transformadores.
- Toma mediciones en tiempo real de la inyección de potencia activa neta en cada barra y del flujo de potencia reactiva en cada línea, también releva las señales discretas en tiempo real de los interruptores. El flujo de potencia reactiva se supone constante para el cálculo e igual al de prefalla [7].
- Calcula continuamente, con el estado de carga dado por las mediciones, los flujos de potencia activa que circularían por las líneas del área ante una condición N-1. Calcula N configuraciones posibles para el área y para ese estado de carga particular, para ello utiliza el cálculo predictivo definido por la Ec. (3).
- Determina las acciones a tomar para cada condición N-1 posible y para el estado de carga particular y las almacena en una tabla.
- Ante un evento ejecuta las órdenes guardadas en la tabla y que se corresponde con la interconexión fuera de servicio.

#### 3.2 Desconexión-Reducción Automática de Generación (D/RAG )

El automatismo opera bajo las siguientes reglas:

**R1 - Si** se dispone de las mediciones *entonces* se calculan para un evento dado los N-1 factores de sensibilidad, Ec. (2) y los N-1 flujos de potencia predictivos, Ec. (3) y se determinan los factores de sobrecarga para cada una de las N-1 líneas, Ec. (4).

**R2 – Si** para el evento bajo análisis existen líneas con sobrecarga por protección y si su mayor factor de sensibilidad, Ec. (2) es con respecto a la barra de importación fuerte *entonces* no se toma acción con respecto a los generadores y se almacena la orden de desconectar el nodo de importación fuerte aislando el área.

**R3 – Si** existen líneas con sobrecarga por protección y si su mayor factor de sensibilidad, Ec. (2) no es con respecto a la barra de importación fuerte *entonces* se calculan los factores de participación de cada generador para el evento bajo consideración, Ec. (6) y se determina el volumen de desconexión – reducción de potencia a aplicar a cada generador utilizando la Ec. (7).

**R4 – Si** se aplica el volumen de desconexión – reducción calculado en R3 y existen líneas con sobrecarga por protección *entonces* se aplica nuevamente la R3.

**R5 – Si** se aplica el volumen de desconexión – reducción calculado en R3 y la totalidad de las líneas se encuentran operando por debajo de su límite de protección *entonces* se guardan en la tabla del evento los valores de variación de potencia a aplicar de cada generador.

**R6 – Si** no se han analizado todos los eventos posibles *entonces* se define un nuevo evento y se ejecuta nuevamente R1.

**R7 – Si** se han analizado todos los eventos posibles *entonces* se ejecuta el automatismo CAG.

**R8** – *Si* ocurre un evento *entonces* se aplica a los generadores el volumen de desconexión – reducción almacenado en la tabla correspondiente para ésta contingencia y para éste estado de operación.

### 3.3 Control Automático de Generación (CAG)

La diferencia fundamental entre esta etapa y la anterior es la utilización de todos los generadores del área, no solo de aquellos que estén en condición de efectuar una desconexión – reducción rápida. A continuación se presentan las dos reglas más importantes de este automatismo:

**R10** – *Si* no existen generadores cuyo aumento de generación produzcan una mejora en las condiciones de funcionamiento de las líneas sobrecargadas *entonces* se toma un grupo de generadores, los menos sensibles y se aumenta su potencia en forma proporcional.

**R11** – *Si* no existen líneas en estado de operación por encima del límite fijado *entonces* se inicia nuevamente el automatismo D/RDAG.

El sentido de **R10** es mantener el equilibrio oferta – demanda y evitar utilizar la Regulación Primaria de Frecuencia.

### 3.4 Estructura del Control Jerárquico Distribuido

En la Fig. 1 se aprecia la estructura computacional propuesta que responde al algoritmo desarrollado, en ella se distinguen los siguientes bloques:

- **PLC** (Controlador Lógico Programable): Uno por cada barra del área que se desea incluir en el automatismo, calcula la potencia neta inyectada en cada barra a partir de las mediciones que toma, releva también el estado de los interruptores.
- **UA** (Unidad de Área): Es la unidad de procesamiento encargada de ejecutar el algoritmo D/RAG – CAG, recibe la información de los PLC de barra.
- **UG** (Unidad Global): Gestiona los eventos en el SEP recibiendo la información de cada UA. Almacena también las tablas de cada UA. Gestiona el generador equivalente de área. En esta primera etapa no tiene asignada función alguna en el automatismo desarrollado.

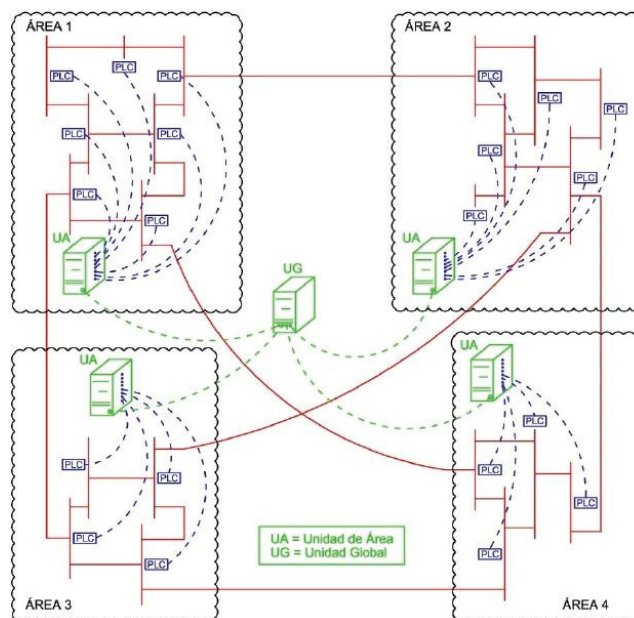


Fig. 1. Estructura del Control Jerárquico Distribuido.

## 4 SIMULACIÓN APLICADA AL SADI

En primera instancia el automatismo fue ensayado en un sistema de biblioteca, IEEE 39 barras de Nueva Inglaterra EE.UU., verificándose los resultados obtenidos con los publicados en la literatura de referencia. Las coincidencias de las simulaciones realizadas motivó la decisión de aplicarlo a un caso real,

seleccionando para ello un área del SADI con tensión de servicio de 500 kV y comparar el comportamiento del automatismo desarrollado con la DAG actual. Se efectúan las siguientes consideraciones:

- Los datos del SADI pertenecen al archivo que contiene el pico de consumo del período de verano de 2016 [9].
- El automatismo propuesto se basa en el concepto de área operativa, debido a ello se dividió al SADI en tres áreas eléctricas: Área 1 compuesta por las regiones Centro, Cuyo, NEA y NOA; Área 2 compuesta por la región del Comahue; Área 3 compuesta por la región Patagónica.
- Se consideraron eventos que dejan fuera de servicio líneas cuyo nivel de tensión nominal es igual o mayor a 220 kV.
- Las áreas 1 y 3 fueron consideradas con generadores equivalentes respetando el sentido de intercambio para el escenario definido, comprobando la hipótesis adoptada mediante la simulación correspondiente. Se debe tener en cuenta que se trata de un evento estático y no dinámico.
- Los límites de importación y exportación de cada área se determinan mediante la capacidad de transporte del vínculo entre áreas. Para determinar el límite de exportación de un área interviene también la capacidad máxima de generación de ésta.

La Fig. 2 muestra un diagrama unifilar del área bajo estudio, el evento analizado es la contingencia simple en la línea Chocón Oeste – Choele Choel, línea de interconexión entre las barras 1004 y 1008 del SADI, este evento deja fuera de servicio en forma inmediata a dicha vinculación. En primer lugar se analizará cual es la acción que toma el actual automatismo DAG para este evento.

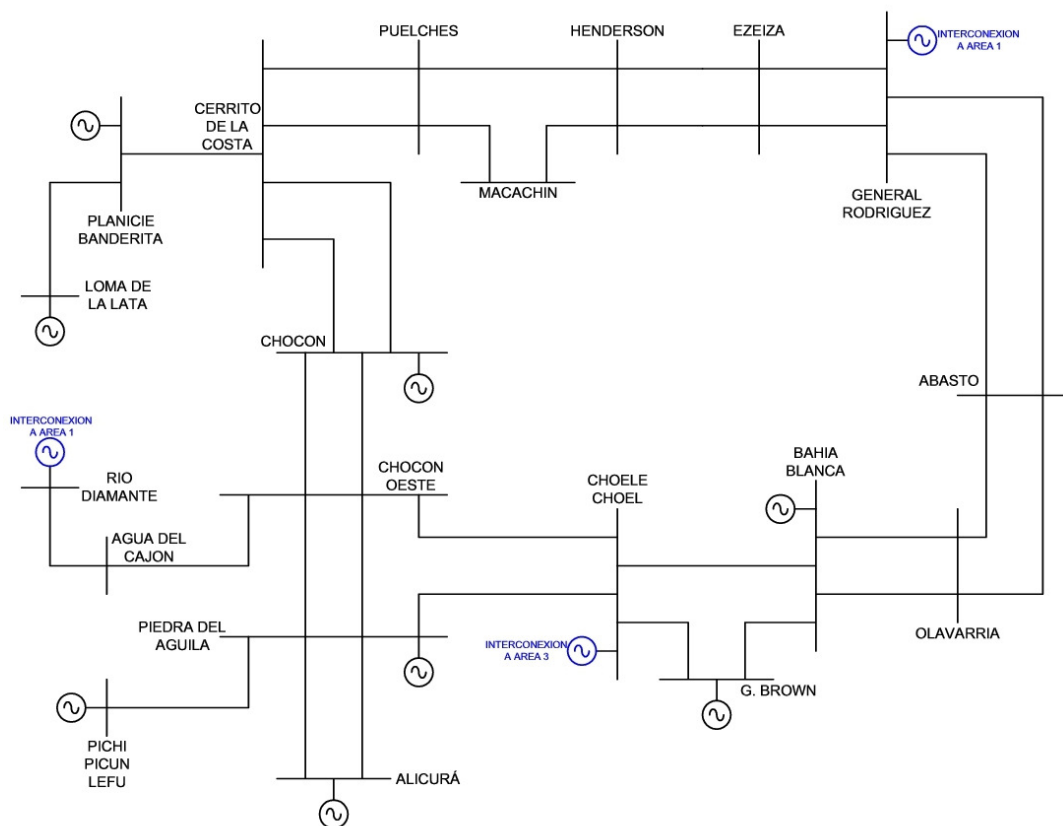


Fig. 2. Área 2 del SADI, región del Comahue.

#### 4.1 Actuación del actual automatismo DAG

Para determinar el valor del volumen de potencia DAG se necesita como dato el valor de potencia activa exportada por el área Comahue, para ello se realiza un cálculo de flujo de potencia del escenario bajo estudio, del cual se obtienen los valores mostrados en la Tabla I.

Antes del evento, el área se encuentra exportando un valor de potencia activa de 3230 MW, con este valor y ante la ocurrencia de una contingencia en la línea analizada, la DAG actual indica desconectar un módulo mínimo de 400 MW, para el caso bajo estudio dos máquinas de la central Alicura con un total de 440 MW. Ocurrido el evento y antes de actuar la DAG, la línea con mayor aumento de potencia transportada es Piedra del Águila – Choele Choel (1014 – 1008), 1167 MW (1190,3 MVA), este valor está por debajo del límite máximo descrito por la base de datos, el cual se establece en 1299 MVA. Operando la DAG el valor transportado por la línea se establece en 932,1 MW (975,3 MVA).

TABLA I. POTENCIA ACTIVA EXPORTADA POR LA REGIÓN COMAHUE ANTES DEL EVENTO

LINEA		P	Q	S
DE	A	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MVA]
Cerrito de la Costa	Puelches	1876,4	-180,8	1885,2
Chocón Oeste	Choele Choel	527,9	-186,3	559,8
Piedra del Águila	Choele Choel	824,8	-253,2	862,8

#### 4.2 Actuación del automatismo propuesto D/RAG

Ocurrido el evento bajo análisis, el automatismo propuesto localiza la Tabla almacenada correspondiente, la cual contiene los valores predictivos de potencia circulante para la contingencia dada, los cuales fueron calculados para el punto de operación previo a la falla y la solución que propone. La Tabla II nos muestra el flujo predicho para las líneas que están por arriba del 70% de su límite máximo.

TABLA II. FLUJO PREDICHO POR EL AUTOMATISMO D/RAG PARA EL EVENTO

LINEA		P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]	S [MVA]
DE	A	D/RAG	PSS/E	D/RAG
Piedra del Águila	Choele Choel	1352,7	-253,2	1376,2
Cerrito de la Costa	Planicie Banderita	-779,8	110,1	787,5
Cerrito de la Costa	Puelches	938,2	-90,4	942,5
Cerrito de la Costa	Puelches	938,2	-90,4	942,5
Puelches	Macachín	916,5	104,9	922,5

Se aprecia en la Tabla II que solo la línea Piedra del Águila – Choele Choel se sobrecarga por encima de su capacidad al ocurrir el evento analizado. Se propone por lo tanto aplicar la solución almacenada de manera tal que las líneas operen posterior a la falla por debajo del 100% de su capacidad. En la Tabla III se muestra lo sugerido por el automatismo.

TABLA III. ACCIONES PROPUESTAS POR EL AUTOMATISMO D/RAG

Generador	AUTOMATISMO D/RAG								
	CHOCON	SIP	P. D. AGUI.	ALICURA	L. D. L. LAT.	P. P. LEFU	P. BAND.	P. BUENA.	G. GROWN
N° Barra	1000	1008	1014	1016	1020	1022	1024	2000	2001
Factor de participación	-0,035	0,000	-0,035	-0,035	-0,120	-0,035	-0,120	0,000	0,000
Potencia de desconexión-reducción	-19,644	0,000	-19,644	-19,644	-66,217	-19,644	-66,217	0,000	0,000

Se aprecia de la Tabla III una reducción de potencia del orden de los 211 MW. Si se aplican estos valores a los generadores propuestos y se efectúa una simulación se obtienen los resultados mostrados en la Tabla IV. Se observa ahora que la línea de mayor criticidad se encuentra operando por debajo del nivel de máxima transmisión de potencia permitido. Habiéndose resuelto el problema del disparo de la protección, actúa el automatismo CAG, el cual deja operando a la línea por debajo de su límite máximo. Por razones de espacio no se muestran sus resultados en el presente trabajo.

## 5 CONCLUSIONES

Sin perder de vista que el automatismo propuesto se encuentra en una etapa primaria, podemos establecer las siguientes comparaciones con el actual:

TABLA IV. SIMULACIÓN CON LOS VALORES PROPUESTOS POR D/RAG

LINEA		P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]
DE	A	PSS/E	PSS/E	PSS/E
Piedra del Aguila	Choele Choel	1086,2	-256,3	1116
Cerrito de la Costa	Planicie Banderita	-648	64	651,1
Cerrito de la Costa	Puelches	955,9	-93,8	960,5
Cerrito de la Costa	Puelches	955,9	-93,8	960,5
Puelches	Macachin	928	99,4	933,4

- El automatismo D/RAG determina un valor de potencia de desconexión para cada estado de carga y configuración del sistema al momento de ocurrir la contingencia, por tal motivo el valor determinado es el mínimo necesario. El automatismo DAG existente determina módulos de desconexión en forma muy escalonada y no se adapta ante variaciones de estado y configuraciones.
- El valor de desconexión del automatismo DAG considera problemas de estabilidad transitoria y de tensión, por tal motivo resulta siempre de mayor magnitud que lo propuesto por el automatismo D/RAG.
- El automatismo CAG propuesto plantea un redespacho de generación posterior al D/RAG, permitiendo a las líneas operar por debajo de su límite máximo. En el DAG actual la potencia desconectada deber ser cubierta por la Regulación Primaria de Frecuencia o en el peor de los casos cubierta por la actuación de los relé de subfrecuencia.
- Ante un cambio en la topología del sistema, en la actual DAG es necesario recalcular una gran parte de las acciones mediante la ejecución de numerosos estudios eléctricos, mientras que en los automatismos D/RAG y CAG propuestos solo es necesario actualizar y ampliar las tablas de operación, pudiendo ser necesario ampliar la estructura del control jerárquico distribuido.

## 6 REFERENCIAS

- [1] E. Fonoll, O. Piscitelli y A. Gras, "Diseño, desarrollo e implementación de Automatismos para el control de contingencias y calidad de suministro. Experiencia de DISTROCUYO S.A. en Argentina", *CONCAPAN XXXI Convención de Ingeniería Eléctrica y Electrónica IEEE Región 9*, San Salvador, El Salvador, Noviembre de 2011.
- [2] Ying-Yi Hong, "Implementation of enhanced network sensitivities in rule based systems for line flow security analysis--case studies for a practical power system", *Electric Power Systems Research*, 33(2), pp 119-124, May 1995.
- [3] A.N. Udupa, G.K. Purushothama, K. Parthasarathy and D. Thukaram, "A fuzzy control for network overload alleviation", *Electrical Power & Energy Systems*, 23(2), pp 119-128, February 2001.
- [4] L. Lenoir, I. Kamwa and L. A. Dessaint, "Overload Alleviation With Preventive-Corrective Static Security Using Fuzzy Logic", *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(1), pp 134-145, February 2009.
- [5] G. G. Karady and M. A. Kattamesh, "Improving Transient Stability Using Generator Tripping Based on Tracking Rotor-Angle", *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, pp 1113-1118, New York, United States, January 2002.
- [6] K. Pandiarajan and C. K. Babulal, "Overload Alleviation in Electric Power System Using Fuzzy Logic", *International Conference on Computer, Communication and Electrical Technology – ICCCT2011*, Tirunelveli, India, March 2011.
- [7] J. Zhu, *Optimization of Power System Operation*. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2009.
- [8] R. Treinen, *Locational Marginal Pricing (LMP): Basics of Nodal Price Calculation*. California Independent System Operator: <http://www.aiso.com/docs/2004/02/13/200402131607358643.pdf>, 2005.
- [9] CAMMESA, *Base de Datos y Modelos para Estudios Eléctricos del SADI*, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, <http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>, 2016.