
ANÁLISIS DE TOPOLOGÍA Y RESTRICCIONES DE SEGURIDAD EN MERCADOS ELÉCTRICOS COMPETITIVOS: APLICACIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO DE REPÚBLICA DOMINICANA

INGRID OLIVEROS PANTOJA, MÁXIMO LÓPEZ TOLEDO, SERGIO MARTÍNEZ GONZÁLEZ y ELVIN JIMÉNEZ MATOS

RESUMEN

Las técnicas de resolución de restricciones son mecanismos que garantizan que todas las transacciones en un mercado competitivo de electricidad se pueden lograr sin la violación de los límites de operación. Es un tema importante en un mercado competitivo de la electricidad, ya que un manejo inadecuado puede segmentar el sistema y hacer que algunos de los participantes puedan ejercer poder de mercado. El propósito principal de este artículo es presentar una metodología que permite garantizar un

despacho seguro, tanto en estado normal como después de contingencias, utilizando la técnica del re-despacho tras el análisis topológico. El artículo describe paso a paso el proceso de aplicación de la metodología propuesta e ilustra su aplicación al caso del sistema eléctrico de la República Dominicana y cómo puede ayudar a solventar el problema mencionado cuando el ahorro durante los periodos de contingencia supera al extra-coste durante los periodos de funcionamiento normal.

Los mercados y sus reglas están relacionados con el desarrollo económico, los acuerdos internacionales, los tratados de libre comercio y la existencia de barreras comerciales. Para su desarrollo y para la confianza de los agentes, los mercados deben ser transparentes. El final del siglo XX trajo consigo el inicio de una nueva era para el sector eléctrico (Rueda, 2013), un sector considerado muchos años como ‘monopolio natural’, lo que se traducía en la imposibilidad de funcionar como un mercado

más (Kim y Horn, 1999). Es así como, desde sus inicios, un reto de este nuevo mercado es alejarse de ese marco y tener la capacidad de combinar las herramientas de la ingeniería y la transparencia de los modelos económicos (Arriaga *et al.*, 2001). Este reto ha hecho que, desde su establecimiento en los diferentes países, las reglas de los mercados eléctricos hayan presentado cambios constantes (Balmat y DiCaprio, 2002; Siddiqui *et al.*, 2005). Sin embargo, en todos se persigue el mismo objetivo: maximizar los beneficios de los usuarios mediante la

competencia entre las empresas, manteniendo la calidad del suministro y preservando el medio ambiente, mientras los precios se fijan en un mercado libre.

La mayoría de los mercados eléctricos actuales introducen mecanismos de fijación de precios basados en curvas de oferta y demanda (Nicholson, 2004). No obstante, estos mecanismos no garantizan la seguridad de suministro necesaria al no tener en cuenta las restricciones técnicas del sistema. Estas restricciones son todas aquellas limitaciones físicas y operativas del

PALABRAS CLAVE / Contingencias / Despacho Seguro / Flujo Óptimo de Potencia / Mercados Eléctricos Competitivos / Restricciones de Seguridad / Topología /

Recibido: 03/09/2014. Modificado: 06/08/2015. Aceptado: 07/08/2015.

Ingrid Oliveros Pantoja. Ingeniera Electricista, Universidad del Norte (Uninorte), Colombia. Magister en Ingeniería Eléctrica, Universidad de los Andes, Colombia. Máster y candidata al doctorado en Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica de Madrid (UPM), España. Docente, Uninorte, Colombia. Dirección: Departamento de Eléctrica y Electrónica, Uninorte. Km. 5, Vía Puerto Colombia. Barranquilla, Colombia. e-mail: inoliver@uninorte.edu.co

Máximo López Toledo. Doctor Ingeniero Industrial, UPM, España. Profesor, UPM, España.

Sergio Martínez González. Doctor Ingeniero Industrial, UPM, España. Profesor, UPM, España.

Elvin Jiménez Matos. Ingeniero Eléctrico, Instituto Tecnológico de Santo Domingo (Intec), República Dominicana. M.B.A. en Dirección de Empresas de Energía, Universidad de Nebrija, España. Máster en Ingeniería Eléctrica, UPM, España. Ingeniero Analista, Empresa Generadora de Electricidad Haina (EGEHAINA), República Dominicana. Profesor, Intec, República Dominicana.

sistema eléctrico que deben cumplirse para su adecuado funcionamiento técnico. Las técnicas de resolución de restricciones son los mecanismos que garantizan que todas las transacciones en un mercado competitivo de la electricidad se pueden lograr sin violación de los límites de funcionamiento y que el precio casado no se altera ante una posible contingencia. Se hace necesario realizar un análisis que por una parte permita establecer si el sistema objeto de estudio es operativamente robusto y que ante contingencias del tipo N-1 no se segmenta, ni se separa y que, por otra parte pequeñas variaciones en el despacho permitan al sistema seguir operando de manera confiable y cumpliendo con los parámetros establecidos por el operador, de forma que estas variaciones no se traduzcan en entrada en operación de unidades que no habían resultado casadas ni en ganancias injustificadamente elevadas para alguno de los participantes en el mercado.

Los métodos utilizados para el tratamiento de las restricciones son (Miguélez, 2002): el bloqueo de transacción, el re-despacho, la recompra de energía, las subastas explícita e implícita, y los métodos basados en precios nodales y en división zonal del mercado.

En este artículo se presenta una metodología para garantizar un despacho seguro basado en la técnica del re-despacho. Se diferencia de otros métodos en que éste incluye previamente un análisis del sistema que permite determinar bajo qué condiciones técnicas funcionará el mercado. El conocimiento por parte de los agentes del mercado de la información obtenida en este análisis hace que las transacciones tengan lugar en un entorno más transparente.

Para realizar el modelo inicialmente se lleva a cabo un despacho en el mercado 'spot' basado en un modelo de mercado de precio único. Con la programación de los generadores así obtenida, se realiza un análisis de la topología del sistema eléctrico para detectar debilidades en el mismo en operación normal y ante contingencias tipo N-1. A continuación, se propone un re-despacho que tiene en cuenta las recomendaciones necesarias para garantizar la operación segura del sistema y para que todas las transacciones se puedan lograr sin la violación de los límites de operación. Para lograr este objetivo la metodología incorpora los siguientes pasos:

1. Despacho del sistema. Se establece el escenario de trabajo basado en generación térmica e hidráulica y se realiza el despacho utilizando orden de mérito (Oliveros *et al.*, 2013) con precio marginal, de

acuerdo a lo establecido por el operador del mercado. En esta etapa se fija el precio al cual se casará el mercado.

2. Análisis del sistema y selección de contingencias. Utilizando un modelo de caracterización de topologías de red desarrollado por los autores, se realiza un análisis de contingencias y se determinan las posibles debilidades del sistema en las condiciones del despacho inicial. Se identifican y se clasifican las restricciones que afectan al sistema objeto de estudio.

3. Re-despacho seguro. Seguidamente, de acuerdo a los resultados arrojados por el estudio anterior, y utilizando un modelo de flujo de carga óptimo seguro desarrollado por los autores, se realiza el re-despacho que garantiza técnicamente una operación segura del sistema, tanto en condiciones normales como ante las contingencias seleccionadas, y económicamente un funcionamiento transparente del mercado 'spot'.

En el artículo se ilustra la aplicación de la metodología descrita al estudio del sistema eléctrico de la República Dominicana, un sistema insular, principalmente radial y compuesto por 67 nudos.

Despacho del Sistema

El sistema eléctrico de República Dominicana ha visto en la liberalización de los mercados la vía para dar respuesta a los retos del sector eléctrico: falta de suministro, altos costes en la energía, fuerte dependencia de los hidrocarburos y falta de competitividad, entre otros.

Para la operación de este nuevo mercado, la generación térmica y la comercialización de energía eléctrica es operada por empresas privadas, pero la transmisión, la distribución y la generación hidroeléctrica permanecen en manos del Estado. La forma de comercialización de la energía es mediante mercado de contratos y mercado 'spot'. El precio de la electricidad en este mercado se establece sin la intervención del Estado, quien únicamente establece las reglas generales (regulador) para la casación de la oferta y

la demanda utilizando el modelo de precio único y la técnica de lista de mérito.

Para promover la competencia entre generadores, se permite la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deben estar integrados en el sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista. En República Dominicana, si se requiere un re-despacho los generadores que continúan despachados tras el re-despacho reciben como pago el precio casado originalmente, los generadores que salen de la programación no reciben retribución, y los generadores fuera de mérito pero que se les requiere en el re-despacho reciben el coste de operación (aunque este sea más alto que el precio de equilibrio), lo que encarece el precio final de operación del mercado.

El sistema de República Dominicana está formado por 67 nudos, 21 generadores, 92 líneas y 2 transformadores. Las Tablas I, II y III muestran la información asociada a las cargas, a las líneas y a los generadores, respectivamente. Utilizando la técnica de orden de mérito, en la cual la generación y la demanda se llevan a un nudo único, se obtienen el punto de equilibrio del mercado (*market clearing price*; Oliveros y López, 2012) que establece el precio marginal al cual se casará el mercado y la lista de las unidades de generación que entran en mérito. Es importante anotar que 1) para todo el estudio se considera la demanda inelástica, 2) el despacho se realiza de acuerdo con las reglas de República Dominicana, y 3) se utiliza la técnica de precio único.

El despacho del sistema se realiza utilizando GAMS (de *general algebraic modeling system*), donde la función objetivo minimiza el coste variable de producción de cada generador sujeto a restricciones asociadas a los generadores (bloqueo mínimo y máximo de energía

TABLA I
DEMANDA TÍPICA A LAS 20:00 HORAS UN DÍA HÁBIL

Nudo	Carga (MW)	Nudo	Carga (MW)	Nudo	Carga (MW)
1	46,025974	4	30,3430495	5	23,8653199
6	68,1866282	7	54,5493025	8	42,6166426
9	34,0933141	10	39,2073112	11	8,52332852
11	8,52332852	12	37,5026455	14	69,8912939
15	51,1399711	16	66,4819625	19	13,6373256
20	17,046657	21	17,046657	25	10,2279942
28	1,7046657	29	73,3006253	31	68,1866282
34	30,6839827	35	42,6166426	37	20,4559885
39	30,6839827	42	85,2332852	43	119,326599
44	68,1866282	46	105,689274	47	85,2332852
48	7,84146224	49	18,7513228	50	4,43213083
51	68,1866282	53	8,52332852	54	11,0803271
55	6,81866282	57	11,9326599	58	3,40933141
61	39,2073112	62	46,025974	64	30,6839827
65	34,0933141	66	51,1399711	67	68,1866282

Fuente: Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (www.oc.org.do).

TABLA II
CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS Y LOS TRANSFORMADORES

Nº	DE	A	X (pu)	Pmax (pu)	Nº	DE	A	X (pu)	Pmax (pu)	Nº	DE	A	X (pu)	Pmax (pu)
1	1	10	0,14	1,36	33	14	31	0,01	1,58	65	27	43	0,02	1,59
2	1	38	0,03	3,17	34	14	32	0,01	1,58	66	27	43	0,02	1,59
3	1	46	0,17	1,36	35	16	67	0,01	1,58	67	27	46	0,08	3,17
4	1	46	0,17	1,36	36	17	46	0,06	1,58	68	29	61	0,01	3,17
5	2	22	0,03	3,49	37	18	23	0,01	1,36	69	30	52	0,00	1,58
6	3	17	0,03	1,58	38	18	23	0,01	1,36	70	30	53	0,01	1,58
7	3	63	0,02	1,58	39	18	32	0,02	1,58	71	32	33	0,00	1,58
8	4	10	0,02	1,36	40	18	32	0,02	1,58	72	32	62	0,01	3,17
9	5	19	0,04	3,17	41	19	22	0,04	3,17	73	34	44	0,01	3,17
10	5	53	0,07	3,17	42	19	22	0,04	3,17	74	35	54	0,03	1,58
11	6	8	0,18	1,36	43	19	25	0,12	3,17	75	36	58	0,09	1,58
12	6	8	0,18	1,36	44	19	29	0,02	1,58	76	36	64	0,06	1,58
13	6	15	0,01	1,36	45	19	29	0,02	1,58	77	37	41	0,22	1,58
14	6	43	0,15	1,36	46	19	29	0,02	1,58	78	39	45	0,10	1,58
15	6	43	0,15	1,36	47	19	43	0,06	1,36	79	39	50	0,09	1,91
16	7	34	0,01	3,17	48	19	65	0,03	1,36	80	41	48	0,08	3,17
17	7	61	0,01	3,17	49	19	66	0,04	1,36	81	41	64	0,08	1,58
18	7	62	0,00	3,17	50	20	23	0,03	1,36	82	42	67	0,03	1,36
19	8	13	0,02	3,17	51	20	31	0,02	1,58	83	43	46	0,16	1,36
20	8	16	0,02	1,58	52	21	49	0,08	1,58	84	43	63	0,12	1,36
21	8	35	0,05	1,58	53	21	57	0,10	1,58	85	43	66	0,03	1,36
22	8	42	0,03	1,36	54	22	53	0,07	3,17	86	45	51	0,06	1,58
23	8	60	0,04	2,30	55	22	53	0,07	3,17	87	47	48	0,01	1,36
24	8	60	0,04	2,30	56	23	24	0,00	1,36	88	47	56	0,01	1,36
25	9	53	0,00	1,58	57	23	31	0,04	1,58	89	49	52	0,10	1,58
26	10	28	0,14	1,58	58	23	43	0,03	1,36	90	49	53	0,10	1,58
27	11	37	0,05	1,58	59	24	27	0,04	3,17	91	50	55	0,08	1,58
28	11	58	0,10	1,58	60	24	27	0,04	3,17	92	51	54	0,06	1,58
29	12	19	0,04	1,36	61	25	53	0,02	1,59	93	53	59	0,01	3,17
30	12	65	0,02	1,58	62	26	27	0,02	4,80	94	61	65	0,01	1,58
31	13	40	0,02	4,80	63	26	40	0,04	1,91					
32	13	41	0,05	3,17	64	26	40	0,04	1,91					

Fuente: Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la Republica Dominicana (www.oc.org.do).

TABLA III
OFERTA TÍPICA DE LOS GENERADORES A LAS 20:00 HORAS UN DÍA HÁBIL.
RESULTADOS OBTENIDOS EN EL DESPACHO Y EN EL REDESPECHO*

Nº	Nudo	Pmin (MW)	Pmax (MW)	US\$/MWh	Despacho (MW)	Re-despacho (MW)
G1	3	17	26	0	26	17
G2	17	64	98	0	98	98
G3	36	36	52	0	52	52
G4	63	32	54	0	54	42,5
G5	28	68	68	0	68	68
G6	60	48	96	0	96	96
G7	2	160	304	21,59	304	304
G8	29	120	236	35,86	227	183
G9	23	200	200	37,59	200	200
G10	4	42	42	64,86	42	42
G11	59	87	100	121,84	87	87
G12	33	24	31	130,5	24	31
G13	45	22	28	131,18	22	28
G14	47	42	70	132,43	42	70
G15	43	90	102	135	90	102
G16	30	16	24	138,06	16	16
G17	38	86	100	145	86	100
G18	24	28	42	162,59	28	42
G19	53	210	294	179,14	210	0
G20	56	132	184	186,1	0	135,8
G21	18	48	60	268,18	0	57,7

* La oferta de los grupos generadores fue tomada del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la Republica Dominicana (www.oc.org.do) y el despacho y el re-despacho de los datos obtenidos del modelo realizado en GAMS.

ofertado) y cumplimiento del equilibrio entre la demanda y la oferta.

La Tabla III muestra los generadores que resultan casados, para una demanda de 1772 MW correspondiente a la hora pico. El precio marginal λ al que se liquida el mercado es de 179,14 US\$/MWh para un coste total de generación de 317436,08 US\$.

Análisis del Sistema y Selección de Contingencias

El análisis y la selección de contingencias se realizan una vez hallado el punto de equilibrio en el despacho. La empresa de transmisión eléctrica dominicana monitorea la potencia transmitida por cada enlace del sistema; si un enlace está en sobrecarga o no cumple con el criterio (n-1) se produce la restricción de generación. Entre las consecuencias que genera esta forma de afrontar las restricciones están: 1) incremento en la generación de plantas de mayor costo, 2) creación de islas económicas artificiales (incremento de costos marginales en ciertas zonas), y 3) incremento del Derecho de Uso.

Esta etapa de análisis y selección de contingencias se divide en dos partes. En la primera, se analiza el sistema en operación normal y se verifica que el despacho cumple con los requerimientos operativos establecidos por el regulador y con las restricciones técnicas que imponen las características propias de los materiales de los que están compuestos las líneas, los transformadores y otros equipos que conforman el sistema de potencia (Contel, 2004). En la segunda parte se realiza un análisis de faltas del tipo N-1 y se clasifican las líneas en cuatro tipos de acuerdo a cómo afecta al sistema eléctrico la pérdida de cada una de las líneas en particular.

Análisis del sistema en operación normal

El modelo utilizado en el despacho tiene como ventaja la transparencia que ofrece y como desventajas que solo refleja el equilibrio entre la generación y la demanda e ignora las restricciones técnicas y de operación establecidas por el regulador. Se hace necesario realizar un flujo de cargas AC en estado normal que verifique que con el despacho obtenido el sistema se encuentre dentro de los límites de operación (CNE, 2012). Para el caso de República Dominicana, se verifica que el despacho casado cumple con las restricciones establecidas por el operador del sistema. La herramienta utilizada es el flujo de cargas basado en el método de Newton Raphson (Castro, 2013).

Selección de contingencias

El objetivo de este apartado es establecer las debilidades del sistema objeto de estudio, para lo cual se clasifican las líneas de acuerdo a cómo el sistema es afectado ante una falta. Esta información permite separar las líneas que se utilizan en la metodología de las líneas que causan debilidades en el sistema. Para ello, se ha desarrollado una aplicación en Matlab que clasifica las líneas que componen el sistema en cuatro tipos diferentes:

Tipo 1: líneas conectadas en el sistema en antena. Su pérdida provoca el aislamiento de generadores y/o cargas.

Tipo 2: líneas que, ante una falta, provocan la división del sistema en dos partes inconexas.

Tipo 3: líneas cuya pérdida no afecta a la operación ni al despacho casado.

Tipo 4: líneas cuya pérdida obliga al re-despacho del sistema.

Esta clasificación se realiza mediante dos tipos de análisis: un análisis general de la topología (clasifica las líneas en los tipos 1 y 2) y un análisis que depende del flujo de potencia esperado para la carga y generación despachada (clasifica las líneas en los tipos 3 y 4).

Análisis general de la topología

Se programa un flujo de cargas linealizado (Ec. 1), donde P corresponde al vector de potencia activa inyectada, θ corresponde al vector de los ángulos de las tensiones nodales y B' corresponde a la matriz de susceptancias nodales, utilizando únicamente la reactancia en serie de la línea (Barrero, 2004).

$$P = B'\theta \quad (1)$$

La matriz de admitancias nodales (Y_{BUS}) se calcula mediante el producto matricial de la Ec. 2, donde A es la matriz de incidencia nudos-ramas e Y_d es la matriz de admitancias de rama. La matriz de incidencia (A) se caracteriza porque el número de filas corresponde al número de nudos del sistema y el número de columnas al número de ramas, y la matriz de admitancias de rama, Y_d , es una matriz diagonal (no existen acoplamientos mutuos entre elementos).

$$Y_{BUS} = AY_dA^T \quad (2)$$

Este análisis de topología permite clasificar las líneas en los tipos 1 y 2, cuyo comportamiento es poco deseable dentro de la operación de un

mercado eléctrico, ya que su salida secciona el sistema o involucra deslástre de carga y/o desconexión de generación. Las soluciones solo son posibles con el fortalecimiento de la red asociada a la planificación que establezca el regulador de la misma. Un ejemplo es la pérdida de la línea 2, la cual ocasionaría la salida de un generador (caracterizado por ser el que más genera y cuyos costes se encuentran dentro de los más bajos del sistema). Como consecuencia, para abastecer la demanda se hace necesario programar a generadores que se encontraban fuera de mérito.

Líneas tipo 1. La identificación de estas líneas se hace con la matriz de incidencia A , donde 'nudos' es el número de nudos y 'líneas' es el número de líneas (Ecs. 3 y 4).

$$\forall n, Nc_n = \sum_{l=1, \text{ líneas}} |A_{n,l}| \quad (3)$$

$$\forall l, \text{ si } ((Nc_{i_l} = 1) \vee (Nc_{j_l} = 1)) \Rightarrow l = \text{tipo 1} \quad (4)$$

donde $n \in (1 \dots \text{nudos})$, $l \in (1 \dots \text{líneas})$, i_l : nudo origen de la línea l , y j_l : nudo fin de la línea l .

Para el caso de República Dominicana se detectaron 12 líneas tipo 1 (Tabla IV).

Líneas tipo 2. La división del sistema en dos partes inconexas como consecuencia de la pérdida de una de estas líneas puede provocar diferentes efectos y, en cualquier caso, lleva a considerar el sistema como la agregación de otros dos independientes. Ejemplo de este fenómeno es una falta en la línea 32 que crea dos islas diferenciadas por el coste marginal. La identificación de estas líneas se hace con la estructura de la matriz de admitancias de nudos. Para ello, se crea una matriz de admitancias de nudos con la misma estructura que la del sistema pero bien 'condicionada'. Cuando ante el fallo de una línea el determinante de esta matriz es próximo a cero, la línea es del tipo 2. Para el caso de República Dominicana se detectaron 12 líneas de tipo 2 (Tabla IV).

Análisis del sistema despachado

Para identificar las líneas tipo 3 y 4 se han utilizado dos métodos con similares resultados para este objetivo. El primero consiste en realizar directamente un flujo de cargas lineal con el sistema que resulta del fallo de cada línea y calcular la potencia en las líneas como se describe en la Ec. 1.

El segundo método utiliza factores de distribución, calcula la

potencia por las líneas a partir de un flujo de cargas base (sin fallos) y calcula los coeficientes $d_{l,k}$ (Wood y Wollenberg, 2012) que permiten determinar los incrementos en la potencia de la línea l cuando falla la línea k (Ec. 5). Este método asume que, si una variable cambia, el sistema actuará para mantener el equilibrio en las ecuaciones de potencia. Los coeficientes se calculan a partir de la matriz de reactancia en serie de la línea y el vector de los ángulos de las tensiones nodales.

$$d_{l,k} = \frac{\frac{X_k}{X_l} (X_{i,n} - X_{j,n} - X_{i,m} - X_{j,m})}{X_k - (X_{n,n} + X_{m,m} - 2X_{n,m})} \quad (5)$$

El cálculo de estos coeficientes se limita a las líneas que, en el análisis general de topología, no fueron clasificadas como tipo 1 ó 2. A partir de los coeficientes, el resto de líneas se clasifica en los tipos 3 y 4. Para el caso de República Dominicana se detectaron 51 líneas como tipo 3 y 17 líneas como tipo 4, de las 92 que conforman el sistema. Esta clasificación permite reducir considerablemente el tiempo de análisis para el flujo de carga óptimo seguro que se utiliza en el re-despacho posterior ya que el número de escenarios se reduce a aquellos en los que se produce la pérdida de una línea de tipo 4.

Mercado con Restricciones de Seguridad

En la mayoría de los sistemas eléctricos, como en el caso de República Dominicana (Garabitos *et al.*, 2013), cuando surge algún tipo de restricción, ésta se resuelve mediante un re-despacho, cuya consecuencia inmediata es la variación en la generación de las plantas. Puesto que algunas de ellas se pueden ver inhabilitadas para seguir despachando energía debido a la afección que les produjo la restricción, distintas plantas deberán aumentar su capacidad de generación para suplir la demanda que las primeras no están en capacidad de entregar debido a la contingencia, con el fin de ofrecer un servicio continuo al usuario final y que cumpla con los criterios de estabilidad establecidos por el regulador. En este proceso se presentan tres casos: los generadores que continúan despachados tras el re-despacho reciben como pago el precio casado originalmente (remuneración a precio de oferta a la generación que aumenta su producción); los generadores que salen de la programación no reciben retribución (no remuneración del lucro cesante a la generación que decremento su

producción); y los generadores fuera de mérito pero que son requeridos en el re-despacho reciben el coste de operación (aunque este sea más alto que el precio de equilibrio). Este procedimiento encarece el precio final de operación del mercado, si se tiene en cuenta que los sobrecostes en los que incurre el sistema debido a las restricciones se reparten uniformemente entre la demanda, recargando el precio del kWh. Adicionalmente, un sistema al que se le presenta una restricción debe reorganizar la programación de generación y se pueden presentar participantes que abusen del sistema. El hecho de que las restricciones puedan intervenir de forma importante en el cumplimiento de los dos objetivos de un mercado liberalizado: garantizar una operación segura y garantizar un despacho económico (Shahidehpour *et al.*, 2002), ha llevado a que se exploren diferentes formas de solucionarlas y se establezcan políticas para regularlas. Los métodos de solución de restricciones más comunes se pueden clasificar en dos tipos: los basados en soluciones técnicas (López, 2006; Barón, 2013) y los basados en soluciones económicas (Castillo *et al.*, 2012). Las soluciones técnicas involucran la adición al sistema de potencia de dispositivos que sean capaces de solucionar la restricción sin que esta operación ejerza influencia sobre los costes marginales a los que se casa el mercado como, por ejemplo: soporte de reactiva con generadores, maniobras de apertura y/o cierre de líneas, maniobras de reactancias y condensadores, movimiento de tomas de transformadores, desconexión de carga, estabilizadores de sistemas eléctricos de potencia, dispositivos FACTS o enlaces en continua (López, 2006; Barón, 2013). Los métodos basados en soluciones económicas utilizan esquemas de mercado donde las acciones sí afectan a los costes marginales (Contel, 2004; Kumar *et al.*, 2005; Pérez y Olmedo, 2013).

La metodología propuesta en este trabajo afronta las restricciones que se presentan en el sistema utilizando la técnica del re-despacho, la cual se caracteriza por la transparencia de la metodología entre los participantes del mercado (Miguélez, 2002; Martínez, 2004). Para su aplicación se utiliza un flujo de carga óptimo seguro para la programación de la generación, que garantiza un despacho sin violar las restricciones impuestas y muestra dónde se debe fortalecer el sistema, de tal forma que pueda funcionar en un mercado competitivo evitando la segmentación del sistema o que algunos de los participantes puedan ejercer poder de mercado.

Como se mencionó anteriormente, esta metodología se diferencia

de las otras en que realiza el análisis previo del sistema e identifica líneas que el operador debe fortalecer (tipo 1 y 2) y líneas que pueden ser incluidas en la metodología. El modelo propuesto incluye dentro del modelo de casación las posibles faltas que se puedan presentar en las líneas tipo 3 y 4, de tal forma que en condiciones de operación y ante contingencias el sistema no necesite ser re-despachado, ni se convoque a generadores que no hubieren estado en mérito. Para el sistema objeto de estudio no se percibe el riesgo de ejercer poder de mercado en horas pico, donde el precio marginal es alto (179,14 US\$/MWh) y el 90% de los generadores entraron en mérito. No así en horas valle, donde el precio marginal es de 37,59 US\$/MWh y solo el 50% de los generadores entraron en mérito.

Formulación matemática

Para el análisis del despacho seguro ante fallo (N-1) con restricciones de red solo se tendrán en cuenta las líneas tipo 4. La Tabla IV muestra una clasificación de las líneas que componen el sistema. En la literatura se pueden encontrar diferentes modelos que resuelven complicados problemas de optimización, como los métodos de solución lineal, con modelos tradicionales como el 'simplex' (Yan y Sekar, 2001), modelos más estructurados y con guía para acelerar los resultados como el del punto interior (Yu-Chi *et al.*, 1994), o modelos de optimización lineal con programación entera mixta (Miguelez *et al.*, 2004). De igual forma, se encuentran modelos asociados a despachos de mercados eléctricos con restricciones de seguridad, que se caracterizan por ser de gran tamaño y de difícil convergencia (Martínez, 2004; Ezzati *et al.*, 2010; Laothumyingyong y Damrongkulkamjorn, 2010; Ugedo y Lobato, 2011). El objetivo del flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad que se analiza en este trabajo determina el punto de operación óptimo en estado estable y ante contingencias seleccionadas (N-1) mediante la minimización del coste para operar el sistema en estado normal y ante el peor estado de contingencia (post-contingencia), en el marco de un mercado competitivo.

En esencia, el problema a resolver constituye un problema de optimización entera mixta no lineal, cuyo objetivo es minimizar el coste total de generación de potencia (Ec. 6), sujeto a restricciones de igualdad y desigualdad operacionales y de seguridad propias de una red eléctrica de potencia (Ecs. 7 y 8), teniendo en cuenta que un sistema seguro no solo debe ser factible en estado

estable, sino que debe encontrar el punto de operación factible en caso de presentarse contingencia. Se incluye dentro del grupo de ecuaciones a optimizar una ecuación de balance con contingencia para garantizar la seguridad del sistema (Ec. 9).

$$\text{Min} \left(\sum_g C_g P_{G_g} \right) \quad (6)$$

$$P_{G_g}^{\min} \leq P_{G_g} \leq P_{G_g}^{\max} \quad (7)$$

$$-P_{n,np,l}^{\max} \leq P_{n,np,l} \leq P_{n,np,l}^{\max} \quad (8)$$

$$\forall nc, \forall n \sum_{g \in gc(n)} P_{G_g} \sum_{\substack{\text{nudos} \\ np}} \left[\begin{array}{l} \sum_{l=1}^{nlmn} B_{n,np,l} (\theta_{nc,n} - \theta_{nc,np}) : \\ (If_{nc} \neq lin_{n,np,l}) + B_{np,n,l} \\ (\theta_{nc,n} - \theta_{nc,np}) : (If_{nc} \neq lin_{np,n,l}) \end{array} \right] = Pc_n \quad (9)$$

donde '·' es un operador lógico 'tal que'; n y np: índices de nudo; nc: índice de contingencia; nlmn: número de líneas entre los mismos nudos; l: índice de línea entre los mismos nudos; lin: identificación de la línea para contingencia; gc: conjunto de grupos conectados al nudo l; If: conjunto de las líneas a considerar en las contingencias; P_{G_g} : potencia del

TABLA IV
CLASIFICACIÓN DE LA LÍNEAS

Nº	Tipo	Nº	Tipo	Nº	Tipo
1	2	33	3	65	3
2	1	34	3	66	3
3	3	35	4.2	67	3
4	3	36	3	68	4.1
5	1	37	3	69	3
6	3	38	3	70	3
7	3	39	3	71	1
8	1	40	3	72	4.1
9	3	41	3	73	1
10	3	42	3	74	2
11	3	43	3	75	3
12	3	44	3	76	3
13	1	45	3	77	3
14	3	46	3	78	2
15	3	47	4.1	79	2
16	2	48	4.1	80	2
17	4.1	49	4.1	81	3
18	4.1	50	3	82	3
19	4.2	51	3	83	3
20	4.2	52	2	84	4.1
21	2	53	1	85	4.1
22	4.2	54	3	86	2
23	3	55	3	87	2
24	3	56	3	88	1
25	1	57	3	89	3
26	1	58	4.1	90	3
27	3	59	3	91	1
28	3	60	3	92	2
29	3	61	3	93	1
30	3	63	4.1	94	4.1
32	2	64	4.1		

generador g ; C_g : coste del generador g ; P_{Gg}^{\min} y P_{Gg}^{\max} : potencias mínima y máxima del generador g ; $P_{n,np,l}$: potencia por la línea l entre los nudos n y np ; $P_{n,np,l}^{\max}$: potencia máxima por la línea l entre los nudos n y np ; y P_{c_n} : potencia de carga en el nudo n .

Aplicación

El modelo descrito se aplica en un bucle considerando el fallo de cada una de las líneas de tipo 4 (las que al fallar han provocado sobrecargas en otras). Estas líneas a su vez se pueden considerar de dos tipos. Las de tipo 4.1, al fallar, permiten encontrar una solución posible con un nuevo re-despacho. Las de tipo 4.2, al fallar, no permiten encontrar una solución posible ya que cuando fallan, no permiten re-despachar las cargas porque dejan una zona débilmente conectada y forzosamente se producen sobrecargas en enlaces débiles. Una vez realizado el análisis anterior se realiza el re-despacho con contingencias considerando tanto la situación normal como las contingencias de las líneas de tipo 4.1 (ver Tabla IV)

Análisis de Resultados

Para ilustrar la aplicación de la metodología descrita se ha utilizado el caso del sistema eléctrico de República Dominicana (Tabla II), un sistema insular formado por una red de transmisión radial, con un enlace principal de 345kV (Martínez, 2013). En la etapa de análisis del sistema y selección de contingencias, el análisis de la topología del sistema muestra que el 26% de las líneas que lo componen son de tipo 1 y 2, repartido este porcentaje en partes iguales entre los dos tipos de líneas. Un análisis en estado estable y ante contingencias del tipo N-1 establece que el sistema está compuesto por un 54% de líneas tipo 3 y el 20% restante corresponde a líneas de tipo 4 (repartidas en un 68% de tipo 4.1 y un 32% de tipo 4.2).

Un análisis de la casación del mercado utilizando la metodología tradicional y la propuesta en este artículo muestra, para el caso de punta de demanda, que en la metodología tradicional, el precio marginal es de 179,14 US\$/MWh y los generadores despachados son los del 1 al 19. Utilizando la metodología propuesta, el precio marginal es de 268,18 US\$/MWh y los generadores despachados son los del 1 al 21.

Para el caso de menor demanda, el precio marginal es de 37,59 US\$/MWh y los generadores despachados son los del 1 al 10. Utilizando la metodología el precio marginal es de 131,2 US\$/MWh y los generadores despachados son los del 1 al 14.

Los generadores entran al mercado ofertando a precio de coste de tal forma que garanticen su entrada en mérito. Utilizando la metodología propuesta, en caso de funcionamiento normal del sistema, se tiene un extra coste de 89,04 US\$/MWh en punta y de 93,61 US\$/MWh en valle. Sin embargo en caso de haber una falta, el precio que se le pagará a los generadores será el mismo y su remuneración únicamente dependerá de la cantidad de generación que provean al sistema.

Con la metodología tradicional, puede haber generadores que, sabiendo que no van a entrar en mérito, pueden acudir al mercado con precios muy elevados, con la intención de percibir mayores ganancias en caso de cualquier indisponibilidad que se presente a los generadores en mérito o de cualquier falta en el sistema. Esta situación suele ocurrir en horas valle, durante las cuales resultan casados pocos generadores y a un precio bajo, pero en que las contingencias posteriores están prácticamente aseguradas. Como resultado suele ser necesaria la entrada de generadores fuera de mérito a precio elevado superior al marginal obtenido con la metodología propuesta. Obviamente, desde el punto de vista del consumidor, esta metodología tiene interés económico cuando el ahorro durante los periodos de contingencia supera al extra coste durante los periodos de funcionamiento normal. Además desde el punto de vista de los generadores un sistema más transparente es beneficioso para una competencia más equitativa entre ellos.

Conclusiones

En este trabajo se ha presentado una metodología para realizar un despacho seguro y con transparencia y se ha ilustrado su aplicación al caso del sistema eléctrico de la República Dominicana. La metodología tiene como objetivo cumplir con las exigencias de un modelo de mercado en cuanto a seguridad y economía, garantizando la transparencia entre los participantes. Para ello se establecen una serie de pasos para analizar físicamente la topología que conforma un sistema y su comportamiento ante flujos de potencia previamente establecidos, estén estos en régimen normal o ante contingencias de tipo N-1.

La metodología propuesta evita la entrada posterior a la casación de generadores fuera de mérito, a precio elevado, en caso de contingencia. El operador del mercado debe evaluar si la combinación de los diferentes precios, de la probabilidad de aparición de estas contingencias y de su duración resulta económicamente ventajosa para el conjunto de los participantes en el mercado.

Este análisis permite al operador del mercado y al operador del sistema establecer políticas para el fortalecimiento de las debilidades encontradas y para establecer un mercado eléctrico competitivo que garantice equilibrio entre los participantes y permita que otros nuevos puedan analizar su posible entrada con mayor transparencia.

REFERENCIAS

- Arriaga J, Abbad M, Martínez C (2001) Modelos de subastas para mercados eléctricos. *An. Mec. Electr.* 78(5): 34-44.
- Balmat B, DiCaprio A (2002) The PJM energy market (US). Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. *IEEE/PES* 2: 1479-1481. doi:10.1109/TDC.2002.1177700
- Barón F (2013) *Implementación de Metodología para la Asignación de Costos de Congestión para un Mercado Eléctrico*. Tesis. Universidad Tecnológica de Pereira. Colombia. 96 p.
- Castillo J, Correa C, Carreño O (2012). Modelo de optimización para transacciones de energía de corto plazo con base en el método para el manejo de las congestiones de la red de market coupling. *Jornadas Técnicas ISA*. Medellín, Colombia. 10 p.
- Castro R (2013) *Desarrollo de un Método de Análisis de los Flujos de Cargas en un Sistema de Energía Eléctrica, que Permite Controlar la Obtención de Más de una Solución: Aplicación al Estudio del Fenómeno de Colapso de Tensión*. Tesis. Universidad Politécnica de Madrid. España: 165 p.
- CNE (2012) *Ley General de Electricidad, aprobado mediante Decreto N° 555-02*. Comisión Nacional de Energía. República Dominicana. 284 p.
- Contel J (2004) *Análisis de los Mecanismos de Asignación de la Capacidad de Interconexión para las Interconexiones del Sistema Eléctrico Español*. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, España. 158 pp.
- Ezzati SM, Yousefi GR, Pedram MM, Baghdadi M (2010) Security-constrained unit commitment based on hybrid benders decomposition and mixed integer non-linear programming. *Energy Conference and Exhibition (EnergyCon) 2010*. IEEE International. pp. 233-237.
- Garabitos A, Taveras R, Rodilla P (2013) *Revisión de Conceptos sobre la Remuneración de Potencia Firme de las Centrales Térmicas en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana y Propuesta de Adecuación*. Tesis. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, España. 165 p.
- González F (2004) *Sistemas de Energía Eléctrica*. Paraninfo. Madrid, España 384 pp.

- Kim S, Horn A (1999) *Regulation Policies Concerning Natural Monopolies in Developing and Transition Economies*. Department of Economic and Social Affairs. United Nations. 25 p.
- Kumar A, Srivastava SC, Singh SN (2005) Congestion management in competitive power market: A bibliographical survey. *Elect. Power Syst. Res.* 76: 153-164.
- Laothumyingyong N, Damrongkulkamjorn P (2010) Security-constrained unit commitment using mixed-integer programming with benders decomposition. *Electrical Engineering/Electronics Computer Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2010 International Conference*. pp. 626-630.
- Lobato E (2002) *Gestión Centralizada de Restricciones Técnicas en Mercados de Energía Eléctrica. Aplicación al Caso Español*. Tesis. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, España. 297 p.
- López JM (2006) *Propuestas Alternativas para Manejo de Congestión en el Mercado de Energía Eléctrica Colombiano*. Tesis. Universidad Nacional de Colombia. 103 p.
- Martínez S (2013) *Determinación de Índices de Penetración Eólica en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de República Dominicana*. Tesis. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, España. 126 p.
- Martínez J (2004) *Resolución de Restricciones Técnicas en la Programación Diaria de la Generación Mediante Descomposición de Benders*. Tesis. Universidad Carlos III. Madrid, España. 335 pp.
- Migueluez CL, Rodríguez LR, Roman TGS, Cerezo FME, Fernández MIN, Lafarga RC, Camino GL (2004) A practical approach to solve power system constraints with application to the Spanish electricity market. *IEEE Trans Power Syst.* 19: 2029-2037.
- Nicholson W (2004) *Teoría Microeconómica: Principios Básicos y Ampliaciones*. Paraninfo. Madrid, España 762 pp.
- Oliveros I, Martínez S, López M, Jiménez E (2013) Analysis of competitive electricity markets with constraints. *IYCE 2013*: 1-4.
- Oliveros I, López M (2012) Economic impact of renewable generation on the cost of energy supply. *J. Energy Power Eng X*: 465-471.
- Rueda R (2013) Análisis de la criticidad de los sistemas de distribución como parte fundamental en la prestación del servicio eléctrico. *Interciencia* 38: 535-541.
- Shahidehpour M, Yamin H, Li Z (2002) *Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management*. Wiley. Nueva York, EEUU. 552 p.
- Siddiqui A, Bartholomew E, Marnay C, Oren S (2005) Efficiency of the New York independent system operator market for transmission congestion contracts. *Manag. Finance* 31(6): 1-45.
- Ugedo A, Lobato E (2011) Application of neural networks to the management of voltage constraints in the Spanish market. *Int. J. Elect. Power Energy Syst.* 33: 1262-1271.
- Wood A, Wollenberg B (2012) *Power Generation, Operation, and Control*. Wiley. Nueva York, EEUU. 656 p.
- Yan P, Sekar A (2001). A new approach to security-constrained optimal power flow analysis. *Power Eng. Soc. Summer Meet. 2001* 3: 1462-1467.
- Yu-Chi W, Debs AS, Marsten RE (1994). A direct nonlinear predictor-corrector primal-dual interior point algorithm for optimal power flows. *IEEE Trans. Power Syst.* 9: 876-883.
- Zambrano C (2013) *Análisis de Mecanismos de Mercado para la Remuneración y Asignación de Capacidad de Transmisión en el Mercado Eléctrico Colombiano*. Tesis. Universidad Nacional de Colombia. 166 p.

TOPOLOGY ANALYSIS AND SECURITY CONSTRAINTS IN COMPETITIVE ELECTRICITY MARKETS: APPLICATION TO THE DOMINICAN REPUBLIC POWER SYSTEM

Ingrid Oliveros Pantoja, Máximo López Toledo, Sergio Martínez González and Elvin Jiménez Matos

SUMMARY

Constraint satisfaction techniques are mechanisms that can be used to ensure that all transactions in a competitive electricity market can be completed without violating any operating limits. This is an important issue in a competitive electricity market, because an improper handling of the constraints can divide the system and have a significant impact on the ability of the individual players to exercise market power. The main purpose of this paper is to present a methodology to guarantee a

safe unit commitment in normal operation and after contingencies, using re-dispatch techniques after a topological analysis. The paper describes step by step the process of implementing the proposed methodology and illustrates its application to the Dominican Republic power system, and how it can help solve the aforementioned problem when the savings during contingency periods exceed the extra cost during normal operation periods.

ANÁLISE DE TOPOLOGIA E RESTRIÇÕES DE SEGURANÇA NOS MERCADOS ELÉTRICOS COMPETITIVOS: APLICAÇÃO AO SISTEMA ELÉTRICO DA REPÚBLICA DOMINICANA

Ingrid Oliveros Pantoja, Máximo López Toledo, Sergio Martínez González e Elvin Jiménez Matos

RESUMO

As técnicas de resolução de restrições são mecanismos para garantir que todas as transações em um mercado de eletricidade competitivo possam ser alcançadas sem violar os limites operacionais. Trata-se de um tema de grande importância em um mercado elétrico competitivo já que o manejo inapropriado pode segmentar o sistema e fazer com que alguns dos participantes possam exercer poder de mercado. O propósito principal deste artigo é apresentar uma metodologia que permite

garantir um despacho seguro, tanto em estado normal como pós-contingência, sendo utilizada a técnica de redespacho após a análise topológica. O artigo descreve passo a passo o processo de implementação da metodologia proposta e ilustra sua aplicação ao sistema elétrico da República Dominicana e como ele pode ajudar a resolver o problema mencionado quando a economia durante os períodos de contingência excede o extracoste durante períodos de operação normal.