

Carlos H. Díaz-Rivera, PE
Electrical Engineering & Energy Consultant



NEPR

Received:

Mar 17, 2023

2:16 PM

3950, carr. 176
 Garden Valley Club
 Buzón 85
 San Juan, PR 00926

16 de marzo de 2023

MEMORANDO:

A: Ing./Abog. Edison Avilés-Deliz
 Presidente y Comisionados Asociados
 Negociado de Energía de Puerto Rico
 Edificio World Plaza
 Ave. Muñoz Rivera 268
 San Juan, PR 00918

DE: Ing. Carlos H. Díaz-Rivera, PE
 Consultor en Ingeniería Eléctrica y Energía

Asunto: Comentarios analíticos sobre el concepto erróneo que plantea LUMA Energy en torno al *Despacho Económico* de unidades generatrices.

Pocas semanas atrás estuve examinando la página cibernética del NEPR y me llamó la atención una entrada en la que, aparentemente, se puede obtener información que preparó el Negociado para educar al público general no especializado, en el tema del Despacho Económico (DE) para las unidades generatrices. Movidio por la curiosidad entré a dicho portal, pero para mi decepción, lo que encontré fue parte de una deposición (NEPR-MI-2021-0014) del señor Mario Hurtado, quien ha fungido como vocero oficial de LUMA en diferentes foros. Luego de escucharle, mi decepción se tornó en asombro, ya que el concepto de DE que tiene LUMA, por voz del Sr. Hurtado, está **totalmente errado y no tiene ninguna base técnica que lo pueda sostener**.

Casi inmediatamente (20-II-2023) me comuniqué por correo electrónico con el Presidente Avilés-Deliz, adelantándole mis puntos de vista iniciales impugnando ese concepto operacional erróneo que practica LUMA, al manejar diariamente el despacho de las generatrices desde el Centro de Control de Energía en Monacillos.

En esta ocasión estoy sometiendo oficialmente como *Usuario* en ese caso, mis puntos de vista sobre este tema en refutación a la posición presentada por LUMA.

El Balance de Energía

Todo sistema de energía eléctrica a base de potencia AC tiene, entre otros requerimientos, que mantener *en todo momento* (ya que no podemos almacenar potencia AC) un balance de potencia, tal que la potencia total generada sea igual a la demanda eléctrica de los abonados más una provisión para cubrir las pérdidas en el sistema. Desde el momento que se produce la potencia en una generatriz, hay fuentes por doquier en que se pierde potencia (ya sean pérdidas mecánicas o caloríficas) hasta que finalmente le llega la potencia que demandan los abonados a la empresa. Aquí entran en consideración las condiciones prácticas que ocurren en cada momento en cuanto a la disponibilidad de cada una de las unidades, pues algunas no estarán disponibles, otras sí, aunque en producción limitada, y otras estarán 100% disponibles para despacho. A esto se debe añadir la *Reserva en Rotación* que todo sistema necesita para acortar el tiempo de respuesta a las averías de generación, que ocurrirán de manera aleatoria.

También pueden existir limitaciones aleatorias (contingencias) en el Sistema de Transmisión debido a averías ocasionales de sus componentes. (Dependiendo del nivel de complejidad de estas contingencias, se verá que los “Despachadores del Sistema” tendrán como objetivo primario preservar la integridad operacional del sistema y como segunda prioridad el DE). Todas estas consideraciones apuntan a que es éste un problema técnico muy complejo, que sólo se puede resolver en tiempo real mediante computadoras y el cual es crucial atender si queremos una **operación económica óptima del sistema**.

Resulta evidente que hay muchas formas de combinar la aportación de las generatrices para suplir la *demanda + las pérdidas* en todo momento, pero **sólo hay una manera de que ese despacho resulte el más económico entre todas las combinaciones posibles**.

El concepto técnico del DE

El concepto de LUMA para DE, por voz del Sr. Hurtado, **es que las unidades se van despachando en orden de su costo marginal**, cargando primero las de menor costo marginal y así sucesivamente, hasta cumplir con la generación requerida en línea para suplir una demanda específica. Aunque parece atractivo a primer examen, este método tiene todas las características de lo que se conoce como una *conjetura matemática*. Una conjetura es una proposición que puede ser cierta o falsa hasta que se pruebe lo contrario. De probarse cierta, entonces se convierte en un *teorema* o verdad matemática. Si se demostrare falsa, desaparecerá y nadie la volverá a nombrar. En nuestro caso, el Sr. Hurtado no pudo citar ninguna fuente que pruebe que el método de optimización de LUMA es matemáticamente correcto. Esto es perfectamente comprensible, ya que esa prueba no existe. **La prueba que existe es la que ha venido utilizando la industria eléctrica desde el 1933**, como veremos más adelante.

Costos de Producción de unidades generatrices

Una complicación evidente es que todas las unidades generatrices tienen costos de producción diferentes, aún en el caso de unidades hermanas como P. Seco 3-4, C. Sur 5-6, Aguirre 1-2; etc. El costo de producción se mide a base de la cantidad de energía que hay que suplirle a una generatriz para que produzca una potencia específica. Esto presenta una característica que no es lineal, ya que la *eficiencia operacional* no es constante a

diferentes niveles de generación. La curva de *insumo-producto vs. potencia*, se presenta como MBTU/h vs. MW, aunque para efectos de costos, la convertimos a \$/h vs. MW.

Para los fines de optimización del costo total de la generación, es necesario minimizar la suma de los costos de producción de todas las unidades, cuya *derivada* deberá ser igual a cero en el punto extremo de costo mínimo. Por tanto, la matemática requerida nos va a pedir la derivada con respecto a la potencia del costo de producción \$/h de cada unidad. Esta curva es la que conocemos como la curva de *costos incrementales* en \$/MWh para cada unidad. Puesto que la función *costo total de producción* depende de todas las unidades a ser despachadas, es claro que aquí tenemos un problema donde van a surgir *derivadas parciales* de los costos de producción para todas las unidades, lo que no se puede resolver como un problema sencillo del cálculo diferencial. En este problema de optimización, hay que utilizar una técnica más avanzada que se conoce como los “*multiplicadores de Lagrange*” (por el famoso matemático del siglo XVIII).

A pesar de toda esta complejidad, los detalles del manejo matemático de este problema no resultan tan complicados como parecen ser a primera vista. Sin embargo, no es este el lugar para entrar en esas disquisiciones y referimos ese estudio a las referencias técnicas [1,4] que hemos seleccionado por ser las más representativas y seminales sobre este tema.

Algunas simplificaciones importantes

Todo problema de alta complejidad matemática en ingeniería, se ataca aplicando simplificaciones que estén razonablemente justificadas. De no ser así, muchos problemas serían de una complejidad tan alta, que la solución matemática exacta sería imposible de obtener. Para la solución del complicado problema del DE que ya hemos descrito, es también posible encontrar simplificaciones. Las más importantes son las siguientes:

1-- Como una primera aproximación, podemos descartar el efecto de las pérdidas de potencia en los componentes del sistema eléctrico (no losses solution). Esto es particularmente provechoso cuando estamos computando casos de *Costo de la Producción* (CP) o de *Flujo de la Carga* (LF). En esas aplicaciones se comparan casos entre sí que por tener un DE similar entre los casos, las pérdidas del sistema son muy parecidas entre ellos, por lo que no aportan diferencias de importancia. En el caso del CP se presume que el sistema de transmisión es invariable en todos los casos. En las simulaciones de LF, aunque cambian las situaciones sobre averías en el sistema de transmisión, el despacho de generación utilizado es el mismo bajo DE.

2—Otra simplificación importante en la complejidad matemática del problema del DE, es considerar que los cambios en la generación de cada unidad, tienen su efecto en el costo total para el sistema, pero no provocan cambios en el nivel de generación de las otras unidades. Esto equivale a decir que el cambio en potencia de una unidad “n” comparada con el cambio en otra unidad “m”, es despreciable y por tanto esa *derivada parcial* entre esas potencias se puede descartar. De la misma manera, cuando comparamos el cambio en una unidad “n” consigo misma, eso hace que la derivada sea igual a 1.

Esto tiene base en la realidad práctica de la operación del sistema. Una vez se tienen las unidades despachadas en su nivel para DE, un pequeño cambio en demanda sólo será “visto” por una unidad asignada como *reguladora de la frecuencia* en el sistema, la cual responderá a los cambios en demanda bajando o subiendo su nivel de generación. (En los estudios de LF a esa unidad se le llama el “swing generator”). La otra realidad práctica es

que un cambio pequeño en la generación de una unidad, no conlleva una **respuesta ajustadora instantánea** de las otras unidades en servicio.

Lo importante aquí es que, con las simplificaciones anotadas, el criterio para el DE es este: ***todas las unidades tendrán que operar a distinta potencia pero al mismo costo incremental.*** (Ver referencias [1-4]). Esta solución se resuelve numéricamente mediante iteración sencilla.

Si consideramos el caso más exacto que toma en cuenta los cambios en las pérdidas de transmisión con relación a las innumerables alternativas de generación entre las unidades a ser despachadas, el tratamiento matemático es previsiblemente más complicado, aunque no imposible. A lo que se llega en este caso es que, los cambios en generación de cada unidad (unas suben y otras bajan) tienen efectos variados en las pérdidas de transmisión. Lo que resulta de esto es que a cada máquina se le ajusta o *penaliza* su costo incremental, según su efecto en las pérdidas de transmisión. Así se llega al criterio que, tomando en cuenta las pérdidas de transmisión, el DE óptimo se alcanza cuando ***todas las unidades están operando al mismo costo incremental ajustado.*** Esta solución se obtiene también por iteración y en la referencia [2] se encuentra una brillante exposición del análisis y del método de solución.

La siguiente lista corta representa las publicaciones más importantes o seminales, en la discusión sobre DE:

- [1] M. J. Steinberg, T.H. Smith, *Incremental Loading of Generating Stations*, Electrical Engineering, 52 (1933)
- [2] L.K. Kirchmayer, *Economic Operation of Power Systems*, John Wiley & Sons, 1967
- [3] J. Zaborszky, J.W. Rittenghouse, *Electric Power Transmission*, Vol.2, The Rensselaer Bookstore, Troy, N.Y.
- [4] M.E. El-Hawary, G.S. Christensen, *Optimal Economic Operation of Electric Power Systems*, Academic Press, 1979

Experiencias en la AEE con el DE

Desde los albores de la AFF (1941, luego AEE), siempre se estuvo al tanto de los avances técnicos y teóricos para el manejo óptimo de nuestro sistema de potencia eléctrica. Ingenieros eminentes como Don Rafael R. Ramírez (creador técnico de la AFF-AEE) y Waldemiro Vélez (primer jefe de la División de Planificación y Estudios), junto al Dr. Modesto Iriarte, estaban muy al tanto de los avances teóricos que se iban informando en las más importantes publicaciones a nivel mundial. Por ello, el concepto correcto del DE no era ajeno a las operaciones en la AFF, ya para la década del 1950.

Aunque no existían todavía las computadoras digitales, ya se tenía en uso una “máquina” analógica (cuyo retrato se puede ver en la referencia [3]) que consistía de varios discos ensartados cada uno al lado de otro en forma de cilindro. En la circunferencia de cada disco se anotaban los valores de la curva de costo incremental para cada unidad sujeta a despacho. Haciendo rotar los discos para que se alinearan a un mismo costo incremental, se obtenía un DE (bajo la simplificación “sin pérdidas”) para una demanda equivalente a la suma de las potencias que señalaba cada disco. La función de los “despachadores” operacionales era entonces configurar un reparto de generación lo más cercano a lo que la

máquina señalaba, puesto que al final de los cómputos, ya la demanda podía haber cambiado.

Para los primeros ensayos de planificar el sistema de transmisión con los más avanzados criterios técnicos, se había obtenido una simuladora llamada “DC Board”, que había sido desarrollada en la universidad MIT de los EUA. Ya para finales de los años 60 se contaban con medios para la computación digital, todavía en su infancia. Entonces se pusieron en producción dos muy importantes herramientas digitales: el *Production Cost Program (CP)*, de la autoría del ingeniero William Candelario y el *Electric Utility Load Flow Program (LF)*, de la autoría del ingeniero Alberto Bruno Vega. Ambos sistemas digitales fueron herramientas fundamentales en el proceso de planificación que convirtió la AFF en la AEE.

Lo más importante en cuanto a esto, es que **ambos sistemas digitales estaban predicados en que el sistema habría de operar bajo DE**. Con el programa para evaluar los costos de producción se escogieron las alternativas óptimas para el crecimiento del sistema generatriz. Es importante señalar, que con las simulaciones de costos de ese programa se revisaba periódicamente la **base tarifaria** de la AEE, tal que mediante las tarifas se recuperara el “costo del servicio” y mantener la salud financiera de la empresa.

La planificación del sistema de transmisión se basó en las simulaciones de contingencias dobles y sencillas que se estudiaban con el programa LF, **para asegurar que aún bajo esas contingencias**, el sistema de transmisión podía operar adecuadamente para servir la demanda del sistema, pero operando el sistema generatriz bajo los criterios de DE.

Ya temprano en los años 70 se estaba implantando un sistema computarizado sencillo de DE para uso en el Despacho de Transmisión en Monacillos (ahora CCE). Para finales de los 80 ya se estaba implantando el sistema SCADA, con potentes computadoras y aplicaciones en línea. Entre ellas estaba computar un DE en línea y correr casos de LF para análisis y anticipación de eventos problemáticos.

Una situación anecdótica que puedo recordar en la AEE, ocurrió a finales de la década de los 80 e ilustra todo lo que hemos dicho hasta aquí. Resulta que había un alto oficial ejecutivo cuya principal experiencia de ingeniería lo era el trabajo de campo atendiendo averías de subestaciones y alimentadores de distribución. Pero este oficial estaba carente de los conocimientos teóricos de cómo operar óptimamente el sistema eléctrico. Ya que él estaba preocupado por quejas de que estaban ocurriendo muchas averías en el área de San Juan, consiguió que se mantuvieran en línea más unidades en las plantas de San Juan y Palo Seco que lo requerido por DE, para lo que él llamaba “area protection”. Resultó entonces que los costos de facturación de la AEE subieron más allá de lo justificable por dos meses corridos. Cuando la Junta de Gobierno investigó el asunto, desautorizó la orden de aquel ingeniero y se volvió a operar bajo DE.

Las implicaciones por LUMA no operar el sistema bajo DE

Ante los grandes problemas que tenemos que sufrir con el sistema eléctrico que nos ofrece LUMA, la primera tentación es señalar como causa el sistema deteriorado que heredó LUMA, que por esas razones es proclive a numerosas averías. Aunque esto se pudiera adjudicar así, no es cierto que las razones sean por una pobre planificación del sistema. La corta historia de planificación y análisis que ya hemos mencionado, desmiente claramente esa absurda alegación.

Lo que no se dice, por desconocimiento de este tema o por conveniencia, es que muchos de los problemas actuales de nuestro sistema eléctrico tienen su raíz en la no observancia por LUMA de los principios del DE. El primer resultado de esa práctica exótica por LUMA es que **se disparan los costos de operación del sistema generatriz**. Una vez los costos en la operación del sistema generatriz aumentan, entonces la AEE los tiene que recuperar o quedar en entredicho financiero o endeudarse más. Pero como el sistema tarifario se diseñó a partir que los costos de generación estarían controlados por el DE, entonces **ese mismo sistema tarifario no será adecuado para resarcir los costos extraordinarios de la AEE**. El resultado a corto plazo es que la AEE pasará esos costos a sus abonados, violando así su propia Ley Orgánica, que le requiere suplir el servicio al menor costo posible.

Un caso similar ocurre con la operación por LUMA del sistema de transmisión desde el Centro de Control en Monacillos (CCE). Al operar el sistema fuera del DE, complica las opciones operacionales de ese sistema pues se estaría **operando fuera de los criterios en los cuales se diseñó**. A mi entender, esta es la causa de lo que vemos con gran frecuencia: una sola contingencia sencilla deriva rápidamente en un notable apagón y una contingencia doble nos puede provocar un apagón mayor. Como tal, los hechos que configuraron el gran apagón del 14-XI-22, que se inició con una contingencia sencilla (la pérdida de la línea 50900 de 230 kV entre Bayamón y A. Buenas), me sugieren fuertemente que esa es una prueba de los problemas operacionales en que incurre LUMA al imponer que el sistema de generación no opere bajo DE. Este evento no debió suceder así, ya que el sistema se diseñó para operar bajo esa contingencia sencilla y el apagón no debió ocurrir. (No he podido analizar este apagón con el rigor técnico que acostumbro, pues se me ha hecho imposible conseguir del NEPR los datos técnicos al respecto).

* * * * *