

Optimization of Electricity Distribution in Latin America by Using Embedded Systems

G. Alvarez, and J. Sarli

Abstract—The processes regarding the generation, transmission and distribution of electricity are gaining interest at global level, due to the constant trend in increasing consumption. Because of this, significant sums are allocated for investments to improve the efficiency of these processes. However, there are a significant number of companies which, by virtue of their small scale and the problems inherent in Latin American economies, have serious difficulties in obtaining several types of equipment, necessary to improve their efficiency. In this context, this paper presents a methodology to operate optimally a small-scale electricity grid. To achieve this goal, two stages are organized; each has its own characteristics and hardware. The first is the resolution of a Master Problem, which solves the problem of committing generators and pre-dispatching loads through a PC. The second stage is the resolution of a Slave Problem, which is responsible for determining the most convenient form of transmission, advocating the maintenance of the system. In this stage the command and operation of the system are also organized; as a consequence, an Embedded System is used that allows the coordination of system actuators. In order to test the method, a system composed of 6 buses and 8 lines is resolved. The results indicate that this proposal operates in efficient times; this allows reducing investment costs due the implemented technology. The application of this methodology in small and medium networks will continue to increase, as new sources of generation increase their participation in these electrical systems.

Index Terms—Transmission Constraints, Mixed Integer Linear Programming, Power System Scheduling, Embedded Systems, Interoperability, Software Engineering.

I. INTRODUCCIÓN

HOY en día la generación mundial de electricidad es de aproximadamente unos 25.000 TWh por año [1]. Si se considera que el costo de generación varía, según [2], entre USD 1.000/kW (para gas/ciclo combinado) y USD 7.200/kW (para celdas de combustible), se puede estimar que el costo anual de generación mundial es superior a 62.500 billones de USD. En general, el mercado eléctrico se encuentra conformado por tres grandes sectores [3]. El primero de ellos es el sector de *Generación*, donde se encuentran las empresas generadoras que pueden ser públicas, privadas, o mixtas, dependiendo del tipo de regulación que

posea el mercado. Luego está el sector de *Transporte*, formado por empresas que se encargan de la transmisión de electricidad en alta tensión (por lo general 500/220 kV). Y por último se encuentra el sector de *Distribución*, donde las empresas reducen el voltaje y adecúan la electricidad, para que pueda llegar a los consumidores finales. Según [4], las pérdidas en la distribución de electricidad son de alrededor del 8% del total transmitido. Frente a las grandes cantidades de dinero destinadas a la generación de electricidad, es entendible que se desee reducir las pérdidas de electricidad al mínimo.

La programación matemática es una herramienta que se utiliza como soporte, para el proceso de toma de decisiones. La misma determina la solución más conveniente dentro de una combinación de opciones, con la consideración de los recursos disponibles. El problema matemático que consiste en resolver la programación óptima, de unidades generadoras de electricidad para satisfacer una demanda determinada, recibe el nombre de problema de Asignación de Unidades (UC -por sus siglas en inglés- [5]). Este problema se ha planteado en la literatura desde hace años [6], y se han presentado numerosos métodos para resolverlo [7]. Los métodos más conocidos son: Enumeración Exhaustiva, Lista de Prioridades [8], Programación Mixta-Entera [9], Programación Dinámica [10], Poda y Acotamiento [11], Programación Lineal Entera, Relajación Lagrangiana [12], Optimización de Punto Interior [13], Búsqueda Tabú [14], Algoritmo de Recocido Simulado [15], Sistemas Expertos [16], Sistemas Difusos [17], Redes Neuronales [18], Algoritmos Genéticos [19], Técnicas de Descomposición [20], Programación Evolucionaria [21], Algoritmo de búsqueda de colonia de hormigas [22], y Modelos Híbridos [23], entre otros.

Sin embargo existen una serie de desventajas, que aplican a los distintos métodos para resolver el problema UC, a saber [7]: los resultados obtenidos de aplicar la Lista de Prioridades distan muchos del óptimo, y el algoritmo no puede aplicarse en caso de restricciones de combustible. La Programación Mixta-Entera puede requerir un elevado esfuerzo computacional, a medida que crece el tamaño del problema. El método de Poda y Acotamiento, consume demasiado tiempo de procesamiento. La Programación Dinámica no puede considerar el acoplamiento entre períodos de tiempo adyacentes, requiere otro proceso heurístico para considerar esto. La Relajación Lagrangiana muchas veces tiene el problema de la convergencia lenta, para obtener una solución factible. Las Técnicas de Descomposición, como la Descomposición de Benders, presentan inconvenientes al ser aplicadas a problemas con restricciones de combustible. Las Redes Neuronales no explican cómo se llega a la solución, lo

G. E. Alvarez, INGAR/CONICET-UTN, Instituto de Desarrollo y Diseño, Avellaneda 3657, Santa Fe, Argentina, (e-mail: galvarez@santafeconicet.gov.ar).

J. L. Sarli, INGAR/CONICET-UTN, Instituto de Desarrollo y Diseño, Avellaneda 3657, Santa Fe, Argentina, (e-mail: juanleonardosarli@santafeconicet.gov.ar).

que reduce su confianza en el método. En cuanto a los Algoritmos Genéticos, una mala determinación de los parámetros iniciales puede dificultar converger al algoritmo. El Algoritmo de Recocido Simulado puede requerir mucho tiempo para obtener la solución. Un problema de la Búsqueda Tabú es que la solución se detenga en un óptimo local.

Cuando al problema UC original se le añaden restricciones de seguridad, donde las principales restricciones son las de transmisión de electricidad, recibe el nombre de problema de Asignación de Unidades con Restricciones de Seguridad (SCUC -por sus siglas en inglés- [24]). Existen numerosos trabajos en la literatura, donde se resuelve este problema aplicando distintos métodos [25].

En virtud de las pérdidas en distribución de electricidad, a nivel mundial se invierte continuamente en tecnología, que permita mejorar las mediciones y actuaciones en los sistemas de distribución, y en los sistemas eléctricos en general [26]. Sin embargo un hecho que ocurre con cierta frecuencia en Latinoamérica, es que las empresas a cargo de la distribución son de reducido tamaño. El costo de incurrir en la compra de elementos de medición y protección de alta tecnología, puede llegar a significar un impacto negativo importante, en los balances económicos de dichas empresas. Además un factor que afecta la actualidad de muchas empresas latinoamericanas, es la situación económica de sus países; dado que poseen un tipo cambiario desfavorable de sus monedas, frente al valor del dólar u otras divisas extranjeras. Este hecho se torna un inconveniente, a la hora de invertir para importar y adquirir tecnología de punta [27]. Además del problema del tipo cambiario, las distribuidoras latinoamericanas afrontan el problema adicional de no poder trasladar directamente a las tarifas los aumentos del dólar. Esto se debe principalmente, al impacto social que puede producir el traslado directo de los aumentos de las tarifas, a una gran parte de la población de los países de esta región del continente [28].

Frente a esta problemática este trabajo presenta un método que permite, a través de la utilización de un sistema embebido, establecer la determinación óptima del despacho de cargas, a través de las distintas líneas que posee el sistema. El problema Maestro se resuelve en una computadora con un software de optimización, teniendo en cuenta numerosos datos, tales como: la disponibilidad de generadores, costos, pronósticos de demanda, y transmisión en alta tensión. Posteriormente se pasa a la resolución de un problema Esclavo, el cual se resuelve en el sistema embebido; y este a su vez, se encarga de coordinar los actuadores de las líneas, para que las mismas se encuentren activas o fuera de servicio. Además, el modelo permite establecer previamente qué líneas se desea que salgan de servicio, sin afectar la diferencia angular de voltaje entre las barras conectadas, lo cual no se puede obtener con los modelos clásicos de transmisión de electricidad [29]. Sin embargo el modelo presentado en este trabajo, resuelve todo el problema de una manera integral, lo que puede llegar a provocar problemas de tiempo de procesamiento en sistemas de gran tamaño.

La novedad del trabajo propuesto es la descomposición del modelo presentado en [30], en un modelo que resuelve el problema Maestro y uno o más modelos que resuelven los problemas esclavos. Esta descomposición es desarrollada para lograr mejores tiempos de resolución del problema, y además,

una reducción en los costos de adquisición de dispositivos, dado que van a requerir un menor poder de procesamiento. Para lograr disminuir el requerimiento de procesamiento, el problema original se linealiza aplicando distintas técnicas. De esta manera una PC se dedica a resolver el problema Maestro, mientras que el sistema embebido se encarga de resolver los problemas esclavos. Este hecho permite la distribución óptima de los flujos de potencia, a través de las distintas líneas que opera la empresa distribuidora. Este desarrollo permite mejorar la operación de líneas de baja tensión, de las empresas distribuidoras de Latinoamérica con bajo capital de inversión, y les permitirá aumentar su competitividad.

El resto de este trabajo se organiza de la siguiente manera: la sección II presenta los modelos Maestro y Esclavo que se resuelven. La sección III presenta y analiza el sistema embebido seleccionado. La sección IV presenta el sistema de prueba y la sección V destaca las conclusiones.

II. MODELOS UC Y SCUC

En esta sección se presenta la descomposición del modelo UC/SCUC presentado en [30], para reducir sus tiempos de procesamientos, y que pueda ser aplicado a sistemas embebidos sin disparar los costos de inversión.

A. Problema Maestro

El problema UC consiste en minimizar el costo de generación de electricidad, reduciendo los costos operativos. La función objetivo se presenta en (1), donde se minimiza la variable C que es la sumatoria de los costos de generación de energía de fuente térmica (que es la que mayor predominancia tiene en Latinoamérica).

$$\min C = \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T [(a_i u_{i,t} + b_i p_{i,t} + c_i p_{i,t}^2) + cu_{i,t} + cd_{i,t}] \quad (1)$$

Donde i/t es el set para cada generador/período de tiempo, $p_{i,t}$ es la variable de potencia generada (MW), $a_i/b_i/c_i$ son los costos de generación ($\text{USD}/\frac{\text{USD}}{\text{MW}}/\frac{\text{USD}}{\text{MW}^2}$), I/T es el número total de unidades generadoras/períodos de tiempo. Además $cu_{i,t}$ y $cd_{i,t}$ son las variables que representan a los costos de arranque y parada de las unidades (USD), mientras que $u_{i,t}$ es una variable binaria que indica el estado del generador. Como se puede observar esta función objetivo es no lineal, y se transforma en lineal a través de una subestimación lineal convexa [31]. Las técnicas de linealización de la curva de consumo de combustible dan muy buenos resultados en la práctica [32].

El problema UC además está sujeto a otras restricciones, la restricción de demanda establece que la producción de electricidad debe satisfacer la demanda del sistema D_t (MW), la cual se presenta en (2).

$$\sum_{i=1}^I p_{i,t} \geq D_t, \quad t = 1, \dots, T \quad (2)$$

Otra restricción del problema UC es la de reserva rodante, que se presentan en (3), y establece que debe haber una potencia disponible pero no cargada a la red, para responder a posibles contingencias que surjan en el sistema.

$$\sum_{i=1}^I p_i^{UP} u_{i,t} \geq D_t + R_t, \quad t = 1, \dots, T \quad (3)$$

En esta restricción, R_t es una constante que representa la reserva y se adopta como un 10% de la demanda, mientras que p_i^{UP} es la potencia máxima del generador. Existen otras restricciones que son propias de las unidades térmicas, como son las de: tiempos mínimos de funcionamiento de apagado, límites de rampa de subida y bajada, costos de arranque en frío y en caliente, costos de apagado, entre otros. Estas restricciones se encuentran descritas completamente en [30].

Por último (4) establece el balance por barra de transferencia, según la totalidad de elementos que se encuentran conectados a ella. En este balance se establece que, la potencia producida por los generadores conectados a la barra ba , sumado a la potencia transmitida entrante a la barra ba_in , menos la potencia transmitida saliente de la barra ba_out , debe ser igual a la demanda o carga en la barra $d_{ba,t}$. En esta ecuación $f_{l,t}^*$ es la variable de potencia transmitida, cuyo valor será ajustado en la sección siguiente, a través del problema Esclavo. Además, l es el índice de línea de transmisión.

$$\sum_{i \in ba} p_{i,t} + \sum_{l \in ba_in} f_{l,t}^* - \sum_{l \in ba_out} f_{l,t}^* = d_{ba,t} \quad (4)$$

$$t = 1, \dots, T$$

B. Problema Esclavo

Este modelo consiste en resolver la transmisión de potencia a través de las distintas líneas, minimizando la cantidad de líneas utilizadas para este cometido. Esto se expresa en (5), siendo $z_{l,t}$ la variable binaria que vale 1 cuando la línea transmite electricidad y 0 en el otro caso.

$$\min F = \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T z_{l,t} \quad (5)$$

A su vez el problema está sujeto, a las siguientes restricciones de transmisión (6-9).

$$(\Delta\theta_{l,t}) - f_{l,t} r_l \leq (1 - z_{l,t}) \bar{f}_l r_l \quad (6)$$

$$t = 1, \dots, T; l = 1, \dots, L$$

$$f_{l,t} r_l - (\Delta\theta_{l,t}) \leq (1 - z_{l,t}) \bar{f}_l r_l \quad (7)$$

$$t = 1, \dots, T; l = 1, \dots, L$$

$$f_{l,t} \leq z_{l,t} \bar{f}_l, \quad t = 1, \dots, T; l = 1, \dots, L \quad (8)$$

$$f_{l,t} \geq -z_{l,t} \bar{f}_l, \quad t = 1, \dots, T; l = 1, \dots, L \quad (9)$$

Donde $\Delta\theta_{l,t}$ es la diferencia de ángulo de voltaje entre las barras conectadas por la línea (rad), $f_{l,t}$ el flujo de potencia en la línea (MW), \bar{f}_l el límite de flujo (MW), r_l la reactancia de la línea (p.u.). Estas restricciones se basan en la selección del modelo de flujo de potencia D.C. [33].

Con la resolución de estas restricciones, el valor de $f_{l,t}^*$ se ajusta al valor verdadero del flujo de potencia transmitido. Según estudios las variaciones entre este modelo y el original no lineal, son en promedio de 0.9 USD/MWh [34].

III. SISTEMA EMBEBIDO

Para el desarrollo del sistema embebido se utiliza el framework .NET, en su versión adaptada para sistemas embebidos [35]. Este framework soporta múltiples lenguajes de programación, lo que permite la interoperabilidad entre lenguajes. El Kit de Desarrollo Embebido (EDK –por sus siglas en inglés-) se utiliza para desarrollar el problema Esclavo formulado en (5), junto con sus restricciones presentadas en (6-9). La Fig. 1 presenta la placa EMAC iPac-9302, la cual posee un procesador ARM9 con varios puertos de entrada/salida, que permiten ejecutar un servidor embebido para visualizar la información monitoreada. El problema Esclavo se ejecuta sobre la placa iPac-9302, a efectos de comprobar el funcionamiento del sistema embebido.

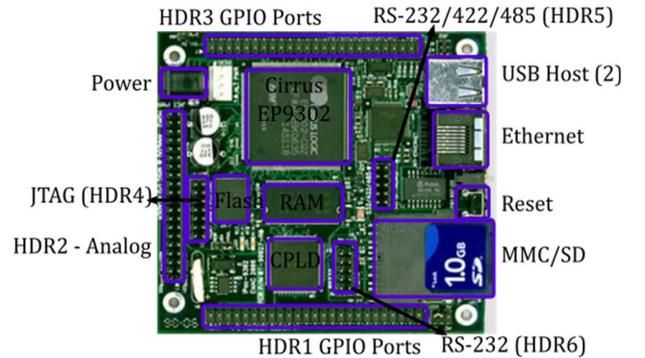


Fig. 1. Especificaciones de iPac-9302.

IV. SISTEMA DE PRUEBA

Para probar la efectividad del sistema propuesto, se selecciona un sistema de 6 barras y 8 líneas. La computadora donde se resuelve el problema Maestro es un Intel i5 750 @2.67 Ghz, con 4 GB de RAM. El software utilizado es GAMS, con el resolutor lineal CPLEX [36]. El GAP relativo para el criterio de parada es 0.00005.

Por medio de un conector RS232, la PC que resuelve el problema Maestro comunica al sistema embebido, la información necesaria para resolver el problema Esclavo. Una vez que el EDK recibe esta información, se ejecuta la aplicación que resuelve el problema Esclavo. Como resultado de la aplicación se obtiene el mínimo número de líneas que se deben encontrar activas, para transmitir la potencia generada por el problema Maestro. A efectos de visualizar cuales líneas se deben encontrar activas e inactivas, los pines de salida PY0 a PY7 (que representan las líneas 1 a 8 respectivamente) se conectaron a luces LED. De esta forma si el LED se encuentra prendido, entonces la línea respectiva se encuentra activa;

mientras que, si se encuentra apagado, entonces la línea respectiva se encuentra inactiva.

El sistema eléctrico está formado por un sistema de 6 barras, 3 generadores, y 8 líneas. El sistema embebido comanda los actuadores que permiten el cierre o apertura de las 8 líneas, a partir de la solución obtenida mediante la resolución del problema Esclavo. Los datos sobre los costos y características de los 3 generadores y las líneas se expresan en [37]. Para el sistema de prueba de este trabajo, solo se consideraron los datos de las 8 primeras líneas de [37]. El esquema del proceso para resolver el sistema se indica en la Fig. 2. En esta figura se ilustra un caso de ejemplo, donde las luces verdes significan que hay circulación de flujo por esas líneas, en tanto que la luz roja indica que no hay circulación de flujo en esas líneas. Esta circulación de flujo, se indica mediante la variable z_{lt} .

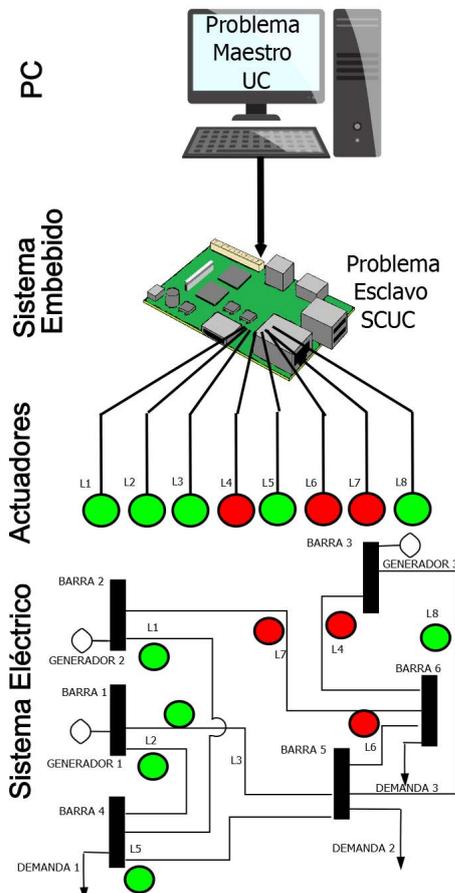


Fig. 2. Esquema de resolución sistema eléctrico, Problema Maestro y Esclavo.

A partir del esquema de resolución que se expresa en la Fig 2, se desarrolla la estrategia de solución que se presenta en el diagrama de flujo de la Fig 3, para descomponer el problema Maestro en los problemas esclavos. Como se puede observar del diagrama de flujo, el primer paso es definir el problema Maestro, el cual queda definido mediante (1-3). Luego, se aplica una subestimación lineal convexa a la función objetivo, como se describe en [31], a efectos de obtener tiempos de respuesta más bajos y una precisión muy similar, a la función

objetivo no lineal. El modelo linealizado se implementa el software GAMS.

El paso siguiente es ejecutar el problema Maestro linealizado, sin las restricciones de transmisión definidas en (6-9), tomando como entradas la información de los generadores (costos de arranque en frío y caliente, costos de apagado, entre otros) y la disponibilidad de la energía despachada o entregada por la empresa transportista. Esta ejecución obtiene una solución parcial, la cual se debe contrastar con los resultados de los problemas esclavos. Luego se procede a definir cada uno de los problemas esclavos, asociados al problema Maestro para el sistema de prueba.

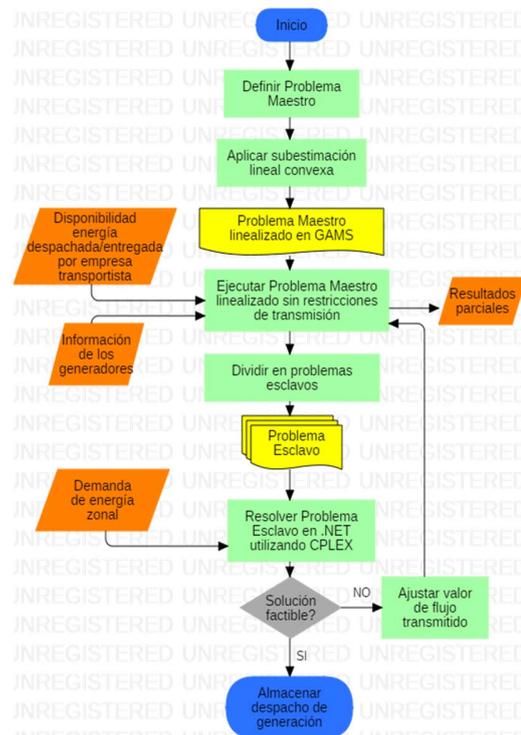


Fig. 3. Descomposición del problema Maestro en problemas esclavos.

Cada problema Esclavo se implementa en el software .NET, y se resuelve por medio del resolvidor CPLEX. Cada problema, recibe la demanda de energía de la zona en donde controla las líneas. Luego una vez que se obtiene una solución, se analiza si dicha solución es factible. En el caso afirmativo, se almacena la solución de despacho; en tanto que en caso negativo, se informa al problema Maestro que es necesario ajustar el valor del flujo de energía transmitida. Si al menos uno de los problemas Esclavo resulta no factible, entonces la solución obtenida en el problema Maestro resulta no factible, dado que no cumple las restricciones de transmisión. En este caso es necesario ejecutar nuevamente el problema Maestro, sin considerar la última solución obtenida.

A. Resolución del Problema Maestro

El problema Maestro consiste en la determinación de la asignación de unidades, teniendo en cuenta las restricciones propias de las unidades generadoras. El mismo está formado por 2.396 ecuaciones, 2.018 variables simples, y 264 variables

binarias. El resolvidor lineal CPLEX resuelve el problema en un tiempo de 2,766 segundos, y el costo de operación es de USD 92.888.

En cuanto a la operación de los generadores, la Fig. 4 muestra el perfil de generación. En ella podemos observar que el Generador 1, es el más relevante para el sistema con una generación total de 3.501 MWh, para todo el horizonte de programación. Posteriormente el Generador 2 produce 1.681 MWh, y el Generador 3 produce 445 MWh.

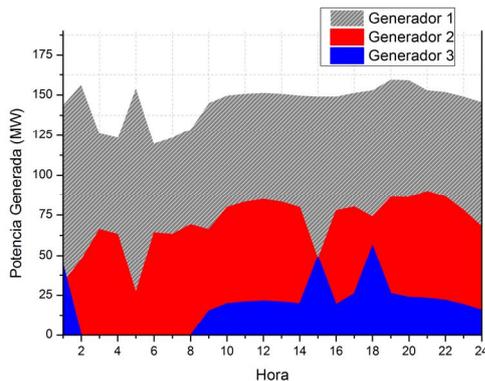


Fig. 4. Perfil de generación según resolución del Problema Maestro.

B. Resolución del Problema Esclavo

Para la resolución del problema Esclavo se desarrolla una aplicación en .NET, la cual corre sobre la placa iPac-9302. Dicha aplicación permite la resolución del problema Esclavo, por medio de la API del resolvidor CPLEX [36].

La información enviada por el problema Maestro al problema Esclavo es almacenada en un archivo, de donde la aplicación obtiene los parámetros para resolver el problema. Para que la aplicación haga uso de estos parámetros, se define la clase *DispatchData* presentada en la Fig. 5.

```

public class DispatchData
{
    internal int nLines;
    internal int hours;
    internal double[] fUpBound;
    internal double[] react;

    internal DispatchData(string filename)
    {
        InputDataReader reader = new InputDataReader(filename);

        nLines = reader.ReadInt();
        hours = reader.ReadInt();
        fUpBound = reader.ReadDoubleArray();
        react = reader.ReadDoubleArray();
    }
}
    
```

Fig. 5. Definición de la clase *DispatchData*.

Para resolver cada uno de los problemas esclavos, la aplicación sigue la estrategia que se presenta en el diagrama de flujo de la Fig 6. De dicha figura se puede observar que, el primer paso es obtener los parámetros del problema, los cuales se obtienen mediante la sentencia: *DispatchData data = new DispatchData(filename)*; en donde se instancia un objeto de la clase *DispatchData*, para que busque los parámetros en el archivo ubicado en *filename*. Luego se procede a instanciar el

resolvidor de CPLEX para resolver el problema Esclavo, mediante la sentencia: *Cplex modelo = new Cplex()*.

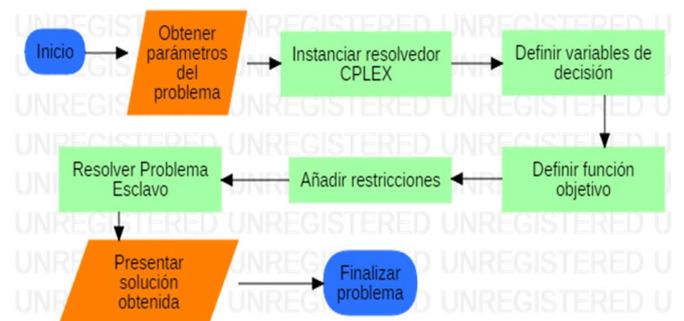


Fig. 6. Estrategia solución del Problema Esclavo.

El siguiente paso es definir las variables de decisión del problema, lo cual se realiza mediante las sentencias que se presentan a continuación:

```

INumVar[][] z = new INumVar[data.nLines][data.hours]
INumVar[][] deltaT = new INumVar[data.nLines][data.hours]
INumVar[][] f = new INumVar[data.nLines][data.hours]
    
```

En donde *z* es la variable binaria a minimizar, que representa si se transmite o no electricidad por una línea; *deltaT* es la diferencia de ángulo de voltaje entre las barras conectadas por la línea; y, por último, *f* es el flujo de potencia en la línea. Además de las variables de decisión, es necesario definir la función objetivo, lo que se realiza mediante la sentencia: *modelo.AddMinimize(modelo.Sum(z))*; la cual representa que se busca minimizar la sumatoria de *z*.

A continuación es necesario establecer las restricciones asociadas al problema. A modo de ejemplo, se presentan las sentencias asociadas a la restricción (8):

```

for(int i = 0; i < data.nLines; i++)
{
    ILinearNumExpr expresion = modelo.LinearNumExpr();
    for(int j = 0; j < data.hours; j++)
        expresion.AddTerm(z[i][j],data.fUpBound[i]);
    modelo.AddLe(f[i],expresion)
}
    
```

En donde se establece que el flujo de potencia de una línea (variable *f*), debe ser menor o igual que el límite de flujo máximo de la línea (parámetro *fUpBound*), si la misma se encuentra habilitada para transmitir electricidad (variable *z*). De modo similar al presentado para la restricción (8), se añaden las demás restricciones representadas por (6, 7 y 9).

El siguiente paso es resolver el problema Esclavo definido. Para ello, se utilizan las siguientes sentencias: *modelo.ExportModel("problemaEsclavo.lp")* y *modelo.Solve()*. En donde la primera sentencia exporta el problema definido, y la segunda sentencia resuelve dicho problema exportado. Una vez resuelto el problema, se presenta el estado de la solución obtenida. En la Fig 7 se presentan las sentencias utilizadas, para visualizar la solución obtenida.

```

if(modelo.Solve())
{
    System.Console.WriteLine();
    System.Console.WriteLine("Solution Status: " + modelo.GetStatus());
    System.Console.WriteLine();
    System.Console.WriteLine("Total Value of Z:" + modelo.ObjValue);
    for(int i = 0; i < data.nLines; i++)
        for(int j = 0; j < data.hours; j++)
        {
            System.Console.WriteLine("Value of line" + i
                + " in Hour" + j
                + ": " + modelo.GetValue(z[i][j]));
        }
    System.Console.WriteLine();
}

```

Fig. 7. Presentación de la solución obtenida.

Luego de mostrar la solución al problema, se finaliza el modelo mediante la sentencia: *modelo.End()*.

La resolución del problema Esclavo implica que se deben transportar flujos de potencia, siguiendo el perfil de transmisión descrito en la Fig. 8. Se puede observar de la figura, que la línea 2 es la que transporta mayor flujo de potencia, con un promedio horario de 95,2 MW. Lo sigue en importancia la línea 3 con un promedio de 50,7 MW, y la línea 1 con un promedio de 44,2 MW. La línea 7 tiene un promedio de 25,8 MW, y la línea 4 de 18,63 MW. Por último las líneas 5, 6 y 8 tienen promedios horarios menores a 2,5 MW.

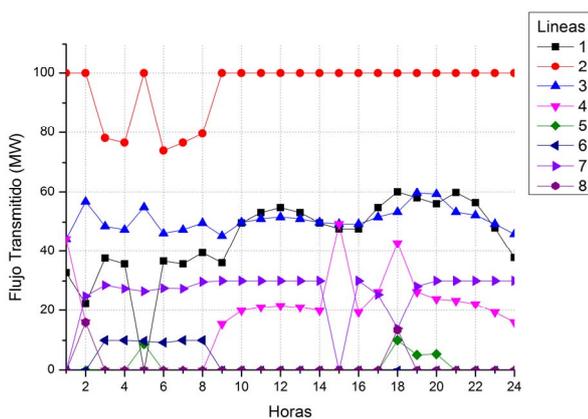


Fig. 8. Perfil de transmisión según resolución del Problema Esclavo.

Donde se observa la mayor ventaja de este modelo, es en la cantidad de períodos de tiempo, donde alguna de las líneas no transmite potencia. Se puede apreciar de la Fig 9, que existen 69 períodos donde alguna de las líneas 1, 4, 5, 6, 7, u 8, no transmiten. Por lo cual la variable $z_{l,t}$ que corresponde a alguna de estas líneas en los períodos de tiempo indicados, equivale a 0. Esto representa la mayor de las ventajas de este modelo que utiliza variables binarias para modelar la transmisión, porque permiten una mayor disponibilidad de líneas para recibir mantenimiento. Por ejemplo la línea 6, tiene el 84% del horizonte de programación disponible para que sea desconectada del sistema, y que reciba las acciones de mantenimiento necesario sin que esto afecte al resto del sistema. Es una ventaja que distingue al modelo implementado del clásico modelo de flujo DC. Cuando se resuelve este sistema con el modelo clásico DC, todas las líneas se encuentran ocupadas transmitiendo potencia, lo cual es una desventaja técnica en comparación a nuestra propuesta.

C. Comparación de Tiempos de Procesamiento

Los beneficios de la aplicación de este método se pueden comparar de varias formas. Una de ellas es el estudio del ahorro en tiempos de procesamiento, logrado por usar las técnicas de linealización presentadas en la Sección II. La Fig. 9 presenta una comparación entre los tiempos de procesamiento requeridos para resolver problemas de sistemas eléctricos de 6, 31, y 118 barras. La gráfica presenta los tiempos de resolución requeridos para resolver el problema integrado, en su versión original no lineal, con técnicas de linealización, y linealizado descompuesto en problema Maestro-Eslavo.

En la figura se puede observar que hay una diferencia importante, entre los tiempos de procesamiento del método no lineal, y las dos opciones lineales. A su vez existe una reducción entre los tiempos de estas dos últimas, a favor del método Maestro-Eslavo. Esto es muy favorable, porque implica que su resolución requiere un poder de procesamiento muy bajo, lo que lo torna ideal para la capacidad de cálculo del sistema embebido seleccionado. Los tiempos de los sistemas de mayor tamaño, resueltos con el método Maestro-Eslavo, han sido estimados en base a interpolaciones.

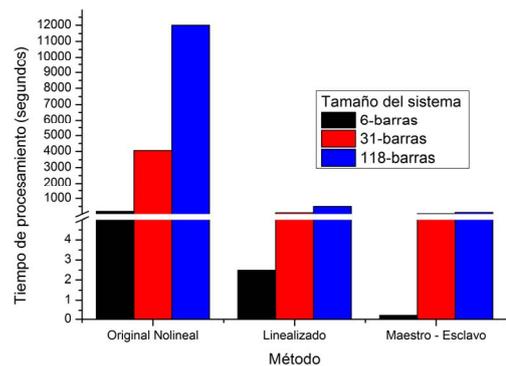


Fig. 9. Tiempos de procesamiento para distintos métodos.

D. Análisis de Costos de Implementación

Para poder materializar a futuro el modelo propuesto, se lleva a cabo un estudio económico. Lo principal del estudio económico, además del software y hardware requerido, es la selección de interruptores. Existen tres tipos de herramientas de tele-comando existentes: Interruptor Aéreo Telemando (IAT), accionadores de SF6, y PSSB [38]. Para el trabajo presentado se eligen los interruptores IAT debido a que son los más antiguos, y por tanto, los más extendidos y más económicos (aunque los demás tienen otras ventajas técnicas). Su instalación es exterior, con posibilidad de colocación sobre apoyo metálico de celosía, sobre apoyo de hormigón armado, o sobre apoyo metálico tubular. El IAT viene equipado con una unidad de control electrónica, que permite la maniobra de forma eléctrica motorizada. La unidad de control también permite el control de estado de sus elementos. Con el añadido de una unidad de transmisión vía radio, se puede realizar la maniobra remota.

En el mundo actual de las comunicaciones de las empresas distribuidoras, se utilizan los llamados sistemas SCADA-DMS

(*Supervision Control And Data Acquisition-Distribution Management System*) para comandar los distintos elementos de la red eléctrica. La solución convencional, es adquirir un software y hardware comercial para esta gestión (Como por ejemplo: MicroSCADA Pro DMS600, ETAP-DMS, entre otros). La gestión DMS es relativamente nueva, se extiende a la gestión eficiente del trabajo planificado y de las operaciones eléctricas normales. El DMS también se asocia, típicamente con: la recepción de estado en tiempo real y puntos analógicos del sistema de distribución, la generación de comandos de control de supervisión para interruptores de distribución, interruptores, y reconectores. Los beneficios de este sistema de comunicación con respecto a otros usados anteriormente, son los siguientes: 1) Mejoras en las operaciones, gracias a la estrecha integración de las aplicaciones DMS con el SCADA de distribución. 2) Aumento de la eficiencia de procesamiento con un solo sistema, eliminando la necesidad de pasar a múltiples sistemas con datos potencialmente diferentes. 3) Administración de inicio de sesión y autoridad optimizada dentro de un sistema. El esquema de comunicación considerado, se observa en la imagen que se encuentra a continuación en la Fig. 10.

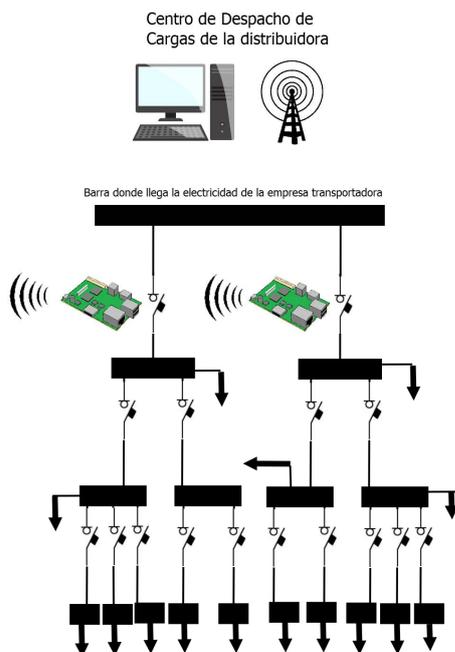


Fig. 10. Esquema de conexión del sistema.

En esta imagen se observa, a modo de ejemplo, el esquema de comunicaciones de una empresa distribuidora. En este ejemplo la empresa maneja 16 líneas. La primera barra conecta a la distribuidora con la energía provista por la empresa transportadora. A los efectos de mantener la didáctica, no se consideran en el esquema transformadores o subestaciones que existen en la realidad. En el centro de despacho (CD) se resuelve el problema maestro y se transmiten los datos a los sistemas embebidos, los cuales se encargan de resolver los problemas esclavos y comandar las líneas. Recordemos que por las características del hardware seleccionado, cada uno comanda hasta 8 líneas. Existen

comunicaciones entre el CD-sistemas embebidos y entre sistemas embebidos-líneas comandadas a distancia. Existen varios beneficios en esta configuración: 1) Hay que comandar menos nodos desde el CD; 2) las distancias de comunicación son más cortas, porque el sistema embebido se instala en una línea cercana a las demás comandadas, lo cual abarata el equipo de comunicación porque se requiere una menor frecuencia para emitir la comunicación; 3) En caso de caída de un circuito comandado por un sistema embebido, los demás pueden seguir funcionando (incluso según las configuraciones, puede seguir funcionando ante una caída del CD).

En la Tabla I se presenta una lista de los principales gastos, en los que debe incurrir la empresa, para desarrollar todo lo mencionado anteriormente; según costos reportados en numerosos informes [39]. Existen dos opciones: a) la convencional que es la que consiste en adquirir el software y los equipos comerciales; y b) la solución propuesta en este trabajo. Los costos comunes para ambas propuestas, implican el costo de instalación por línea, es decir que, hay que multiplicar esto por la cantidad de líneas a controlar. Se hace de esta manera porque es muy variable la cantidad de líneas que opera una distribuidora.

TABLA I
RESUMEN DE COSTOS DE OPCIONES DE IMPLEMENTACIÓN

Elementos	Solución Convencional	Solución Propuesta
Software	USD 78.000	USD 13.000
Hardware	USD 21.000	USD 7.000
Interruptores Aéreos	USD 3.190	
Cofre accionamiento telecomando	USD 2.900	
Extras (antena, herrajes, mano de obra)	USD 2.680	

V. CONCLUSIÓN Y TRABAJO FUTURO

Este trabajo presenta una metodología, para resolver un problema que actualmente recibe mucha atención, en el mercado eléctrico. Nos referimos al problema de determinar la asignación de unidades, y el despacho de carga, de manera óptima. Por ello se propone la resolución de dicho problema, en el ámbito de pequeñas empresas distribuidoras de la electricidad en Latinoamérica. Dichas empresas están caracterizadas, por tener serios inconvenientes en adquirir herramientas de procesamiento importadas, dados los costos en dólares y la pequeña escala de las empresas. Para lograr esto, la programación de unidades generadoras, el despacho de cargas, y el accionamiento de dispositivos actuadores que permiten operar los sistemas, se resuelven mediante la implementación de una combinación entre técnicas de descomposición matemática (problema Maestro y esclavos) y un binomio de hardware (PC central – sistema embebido).

El sistema de estudio, se encuentra formado por: 6 barras de transferencia, con 3 generadores térmicos, y 8 líneas de transmisión. Mediante el uso del software de optimización GAMS y el resolutor lineal CPLEX, se resuelve el problema Maestro en menos de 3 segundos. A su vez, mediante el uso de la placa iPac-9302 se resuelve el problema Esclavo, y a través de sus salidas permite comandar la operación de hasta 8 líneas de transmisión.

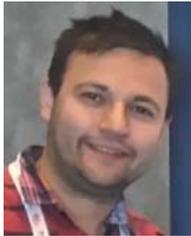
Como trabajo a futuro se propone ofrecer una solución alternativa, que se basa en una configuración software-hardware que representa un ahorro económico importante. Lo que resultará una ventaja para pequeñas empresas distribuidoras, en comparación a la solución comercial convencional. Mediante la implementación del conexionado adecuado, se pueden anexar más placas, y de esta forma, operar una mayor cantidad de líneas. Este esquema de trabajo resulta de utilidad para la actualidad, y será más útil aún en el futuro, de acuerdo a como siga evolucionando la forma de generar, transmitir y distribuir la electricidad. Es decir que, a medida que las redes operadas por distribuidoras posean una mayor capacidad instalada, con generadores térmicos a pequeña escala, y tecnologías de fuentes renovables (como generadores fotovoltaicos y eólicos); metodologías como la propuesta en el presente trabajo, se convertirán en una herramienta poderosa para la operación de sistemas eléctricos.

REFERENCIAS

- [1] International Energy Agency, "Key World Energy Statistics 2018," 2018.
- [2] U.S. Energy Information Administration, "Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2019," 2019.
- [3] L. M. Cardenas and C. J. Franco, "Structure and Current State of the Wholesale Electricity Markets," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 15, no. 4, pp. 669–674, 2017.
- [4] Banco Mundial, "Transmisión de energía eléctrica y pérdidas en la distribución (% de producción)," *Indicadores*, 2019. [Online]. Available: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS>.
- [5] J. P. S. Catalão, S. J. P. S. Mariano, V. M. F. Mendes, and L. A. F. M. Ferreira, "Unit commitment in a competitive and emission constrained environment," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 7, no. 5, pp. 560–568, 2009.
- [6] R. H. Kerr, L. Scheidt, A. Fontana, and J. Willey, "Unit Commitment," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-85, no. 5, pp. 417–421, 1966.
- [7] N. P. Padhy, "Unit Commitment — A Bibliographical Survey," *IEEE Trans. POWER Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 1196–1205, 2004.
- [8] R. M. Burns, "Optimization of priority lists for a unit commitment program," *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Summer Meet.*, 1975.
- [9] J. A. Muckstadt and R. C. Wilson, "An Application of Mixed-Integer Programming Duality to Scheduling Thermal Generating Systems," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, 1968.
- [10] R. Nieva, A. Inda, and J. Frausto, "CHT: a digital computer package for solving short term hydro-thermal coordination and unit commitment problems," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-1, pp. 168–174, 1986.
- [11] K. W. Edwin, H. D. Kochs, and R. J. Taud, "Integer programming approach to the problem of optimal unit commitment with probabilistic reserve determination," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-97, no. 6, pp. 2154–2166, 1978.
- [12] A. I. Cohen and S. H. Wan, "A Method for Solving the Fuel Constrained Unit Commitment Problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 2, no. 3, pp. 608–614, 1987.
- [13] I. C. Silva, B. H. Dias, E. J. Oliveira, and A. L. M. Marcato, "Influence of Active Transmission Losses in the Operation of Thermoelectric Systems," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 8, pp. 2622–2629, 2015.
- [14] W. M. Lin, F. S. Cheng, and M. T. Tsay, "An improved tabu search for economic dispatch with multiple minima," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 1, pp. 108–112, 2002.
- [15] F. Zhuang and F. D. Galiana, "Unit commitment by simulated annealing," *IEEE Trans. Power Syst.*, 1990.
- [16] X. Bai and S. M. Shahidehpour, "Extended neighborhood search algorithm for constrained unit commitment," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 19, no. 5, pp. 349–356, 1997.
- [17] N. K. Navin and R. Sharma, "A fuzzy reinforcement learning approach to thermal unit commitment problem," *Neural Comput. Appl.*, vol. 31, no. 3, pp. 737–750, Mar. 2019.
- [18] I. P. Panapakidis and A. S. Dagoumas, "Day-ahead natural gas demand forecasting based on the combination of wavelet transform and ANFIS/genetic algorithm/neural network model," *Energy*, vol. 118, pp. 231–245, 2017.
- [19] M. Nemati, M. Braun, and S. Tenbohlen, "Optimization of unit commitment and economic dispatch in microgrids based on genetic algorithm and mixed integer linear programming," *Appl. Energy*, vol. 210, pp. 944–963, 2018.
- [20] J. M. Alemany, F. Magnago, and D. Moitre, "Benders decomposition applied to security constrained unit commitment," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 11, no. 1, pp. 421–425, 2013.
- [21] P. Venkatesh, R. Gnanadass, and N. P. Padhy, "Comparison and application of evolutionary programming techniques to combined economic emission dispatch with line flow constraints," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 688–697, 2003.
- [22] N. S. Sisworahardjo and A. A. El-Keib, "Unit commitment using the ant colony search algorithm," in *LESCOPE 2002 - 2002 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering: Energy for the Future, Conference Proceedings*, 2002, pp. 2–6.
- [23] S. J. Huang and C. L. Huang, "Application of genetic-based neural networks to thermal unit commitment," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 17, no. 5, p. 58, 1997.
- [24] V. Hinojosa, O. Ticuna, and G. Gutierrez, "Improving the Mathematical Formulation of the Unit Commitment with Transmission System Constraints," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 2, pp. 773–781, 2016.
- [25] Y. K. Wu, Y. H. Li, W. H. Hsu, and B. R. Lan, "Review of security-constrained unit commitment in a large power system," in *Proceedings of 4th IEEE International Conference on Applied System Innovation 2018, ICASI 2018*, 2018, pp. 1310–1313.
- [26] A. Gómez Expósito, *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*, Madrid. McGraw-Hill, 2002.
- [27] P. H. L. Villegas, "Latinoamérica ante las transformaciones del Orden Monetario y Financiero Mundial," *Econ. Inf.*, vol. 396, pp. 67–83, Jan. 2016.
- [28] M. Etcharrán, "La crisis energética en Argentina: una contribución a un plan estratégico global para su solución," Universidad Torcuato Di Tella, 2011.
- [29] D. P. Kothari and I. J. Nagarath, *Modern Power System Analysis*, Third Edit. Tata McGraw Hill, 2003.
- [30] G. Alvarez, M. Marcovecchio, and P. Aguirre, "Security constrained unit commitment scheduling: A new MILP formulation for solving transmission constraints," *Comput. Chem. Eng.*, vol. 115, pp. 455–473, 2018.
- [31] M. L. Taverna, "Convergencia y optimización global en programación no lineal. Teoría y algoritmos," Universidad Nacional del Litoral, 2007.
- [32] L. Wu, "A tighter piecewise linear approximation of quadratic cost curves for unit commitment problems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2581–2583, 2011.
- [33] K. Van Den Bergh, E. Delarue, and W. D'haeseleer, "DC power flow in unit commitment models," *TME Work. Pap. Environ. Tech. Rep.*, 2014.
- [34] T. J. Overbye, X. Cheng, and Y. Sun, "A comparison of the AC and DC power flow models for LMP calculations," in *Proceedings of the 37th Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, 2004, p. 9.
- [35] S. Liming and J. R. Malin, "Embedded Development Kit for the Microsoft® .NET Micro Framework," Yorba Linda, CA 92886 USA, 2010.
- [36] IBM Corp. and IBM, "V12. 1: User's Manual for CPLEX," *Int. Bus. Mach. Corp.*, vol. 12, no. 1, p. 481, 2009.
- [37] A. Grey and A. Sekar, "Unified solution of security-constrained unit commitment problem using a linear programming methodology," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 2, no. 6, pp. 856–867, 2008.
- [38] T. Wagner, "Impact of remote controlled switches on distribution grid recovering processes," KTH-School of Electrical Engineering, 2010.
- [39] M. S. Thomas and J. D. McDonald, *Power System SCADA and Smart Grids*. CRC Press, 2017.



Gonzalo Exequiel Alvarez es Ingeniero Electromecánico, graduado en la UTN – FRP, Argentina en 2011. Además se graduó con el título de Doctor en Ingeniería, Mención Industrial en la UTN – FRSF, en 2019. Actualmente forma parte del CONICET, con lugar de trabajo en INGAR. Sus áreas de especialización se relacionan con la optimización de Sistemas Interconectados de energía eléctrica y también de Procesos Industriales.



Juan Leonardo Sarli recibió el título de Ingeniero en Sistemas de Información, de la UTN-FRSF (Argentina) en 2014. Actualmente se desempeña como becario postdoctoral del CONICET en INGAR. Recibió su título de Doctor en Ingeniería mención Sistemas de Información de la UTN-FRSF en 2019. Su línea de investigación aborda la interoperabilidad en la simulación distribuida de cadenas de suministro.