

Evaluación de la asignación horaria de centrales térmicas para un mercado de un día en adelanto

Erick E. Vazquéz Pacheco
División de Ingeniería Eléctrica
Universidad Nacional Autónoma
de México
Ciudad de México, México
erickvazp9502@gmail.com

Nestor Gonzalez Cabrera
División de Ingeniería Eléctrica
Universidad Nacional Autónoma
de México
Ciudad de México, México
nestorgc@ieee.org

Resumen—El mercado de electricidad es uno de los resultados clave de la reestructuración de la industria eléctrica. La intención de abrir el sector de generación a la competencia llevo al desarrollo de muchos tipos de mercados. Entre los mercados energéticos, el mercado de día en adelanto (DAM) es uno de los más importantes, muchos mercados de electricidad recurren al operador independiente del sistema para determinar el cronograma de día en adelanto de los generadores basados en la asignación de unidades (*Unit Commitment*). Los avances recientes de la capacidad computacional, desarrollo de software y los algoritmos de optimización ahora hacen que la formulación lineal de enteros mixtos (MILP) sea manejable y adoptada por los operadores del sistema. En este documento se propone el uso de DIGSILENT como estrategia para minimizar los costos y modelar las restricciones más usuales. DIGSILENT resuelve el problema utilizando la técnica de programación lineal de enteros mixtos (MILP). El software propuesto se prueba en un sistema estándar de 24 nodos con y sin ingreso de fuentes de energía renovables.

Palabras clave—Asignación de unidades, MILP.

I. INTRODUCCIÓN

El problema de asignación de Unidades (*Unit Commitment* por sus siglas en inglés) es una de las funciones más importantes de los operadores de sistemas en el mercado de la electricidad. El objetivo básico del problema UC es determinar la entrada en servicio optima de las unidades generadoras para satisfacer la demanda de energía horaria, cumpliendo ciertas restricciones físicas de las unidades de generación, mientras se minimizan los costos operativos de la red.

El problema de UC ha sido investigado desde la década de 40's [1]. Analizando el aspecto de la seguridad, el problema se divide en tres categorías: Asignación de unidades tradicional, Asignación de unidades con restricciones de seguridad (SCUC *Security Constraints Unit Commitment* por sus siglas en inglés) y asignación de unidades basado en el precio (PBUC *Priced Based Unit Commitment* por sus siglas en inglés) [2]. Desde la perspectiva de la operación del mercado, el problema de asignación puede clasificarse mediante la programación en un entorno integrado verticalmente o un entorno desregulado. En comparación con el tratamiento de eventos futuros, el problema se divide en asignación de unidades determinista y estocástica.[1]

La operación de los sistemas eléctricos se ha basado tradicionalmente en un esquema de programación de dos niveles: (1) programación de día en adelanto (UC) y (2) operación en tiempo real (Despacho Económico, DE) cuya eficiencia supone una predicción de carga diaria bastante precisa, esta suposición no puede ser cierta para los sistemas eléctricos con alta penetración de energía variable proveniente de las RES. Para abordar este problema, en los últimos años se han estudiado diversas metodologías y propuesto nuevas técnicas para el modelado de UC, especialmente en el mercado de un día en adelanto (*Day Ahead Market*, DAM, por sus siglas en ingles), debido a que los sistemas eléctricos comprometen la mayor cantidad de energía. El DAM es llevado a cabo un día antes del día operativo y es de especial interés en el análisis de la incertidumbre ya que la cantidad de información disponible en ese momento de resolver es limitada. [3]. Al proporcionar certeza financiera, puede eliminar el riesgo de incurrir en gastos de inicio. Cuanto más eficiente sea el mercado, más precisas serán las decisiones de inicio y menor el costo de la energía eléctrica. [4]

Una de las técnicas para resolver el UC es el método de relajación lagrangiana (LR *Lagrange Relaxation*, por sus siglas en inglés) utilizado por la mayoría de los Operadores del Sistema (OS). Por ejemplo, el operador MISO (*Midcontinent Independent System Operator* por sus siglas en inglés) dentro de sus procesos de liquidación de mercado, el problema de SCUC lo resolvieron con un algoritmo de RL (2005) de Alstom Grid. La LR puede descomponer el problema de SCUC en subproblemas más pequeños, haciendo que cada subproblema sea resuelto en paralelo y mucho más fácil de encontrar una solución. Sin embargo, un inconveniente clave es que no se puede garantizar la convergencia dentro de la solución requerida en límite de tiempo [5].

En la última década se han incrementado los modelos MILP para resolver de manera práctica el problema de UC. Las ventajas y desventajas del MILP sobre la técnica de LR se han discutido ampliamente en [6] y [7]. Identificando que: 1) El MILP puede proporcionar una solución óptima global probada, y 2) El MILP proporciona una medida más precisa de la optimización. Finalmente, 3) El MILP proporciona capacidades mejoradas de modelado y adaptabilidad de la red. La principal desventaja del MILP sobre LR es su escalabilidad.

En la actualidad, los softwares comerciales pueden resolver problemas de UC incorporando restricciones de red y de seguridad con tiempos de ejecución aceptables, por lo que el modelado del MILP es la tendencia reciente para la solución de problemas de UC grandes y complejos requeridos por los OS para resolver el problema del DAM y los Mercados en Tiempo Real (MTR) [7]. Finalmente, un software que está ganando popularidad es PowerFactory de DlgSILENT [8], debido a que no solo resuelve el MDA, UC y el MTR. También presenta alternativas de simulación como análisis de estabilidad, sensitividades, calidad de la energía, por mencionar algunas de sus principales herramientas. Cabe resaltar que en este trabajo se busca tener una alternativa del modelado del UC como herramienta para el OS.

II. MODELO DE ASIGNACIÓN DE UNIDADES

La pregunta que se hace en el área de la asignación/operación de la unidad es la siguiente:

Dado que hay una serie de subconjuntos del conjunto completo de unidades generadoras N_g que satisfagan la demanda esperada ¿Cuál de esos subconjuntos debería usarse para proporcionar el costo operativo mínimo? [9]

Los procedimientos de solución involucran el problema de despacho económico como un subproblema. Es decir, para cada uno de los subconjuntos del total de unidades generadoras que se van a probar, el subconjunto particular debe funcionar de manera económicamente óptima. Formular un problema de optimización, particularmente para un sistema complejo no es fácil porque los algoritmos o modelos son complicados. No existe un algoritmo de optimización universal que pueda resolver todos los problemas de optimización. Como mínimo, la formulación de un problema de optimización debe establecer la función objetivo que mide la idea de la optimización, así como de declarar explícitamente las restricciones que deben aplicarse y hacer que la solución sea factible. Un problema particular se puede describir de muchas maneras diferentes. En general la formulación matemática de un problema de optimización puede representarse por el conjunto de ecuaciones de 1. [10]

$$\begin{aligned}
 & \text{minimizar } f(x) \\
 & \text{sujeto a} \\
 & h_i(x) = 0, \quad i = 1, \dots, r \\
 & g_j(x) \leq 0, \quad j = 1, \dots, p \\
 & x \in \Omega
 \end{aligned} \tag{1}$$

Donde h_i y g_j reciben funciones: $f, h_i, g_j \in C(\Omega)$ son funciones continuas, el objetivo es encontrar el valor mínimo de x^* como:

$$x^* \in \Gamma = \Omega \cap \{x \in R^n : h_i(x) = 0, g_j(x) \leq 0\} \tag{2}$$

donde Γ es la región factible

$$\forall x \in \Gamma : f(x^*) \leq f(x) \tag{3}$$

A. Restricciones operativas

Se pueden imponer muchas restricciones al UC, cada sistema de energía, *pool* de energía, consejo de confiabilidad, etcétera, puede imponer diferentes reglas en la programación de unidades, dependiendo de la composición de la generación, las características de la curva de carga y demás.

1) Reserva rodante del sistema

La reserva rodante es un término utilizado para describir la cantidad total de generación disponible de todas las unidades sincronizadas en el sistema, menos la carga presente y las pérdidas. La reserva rodante debe ser tal que la pérdida de una o más unidades no provoque una caída demasiado grande en la frecuencia del sistema.

El problema de UC puede involucrar varias clases de "reservas programadas" o reservas "fuera de línea". Estos incluyen unidades de turbinas de gas o diésel de arranque rápido, así como la mayoría de las unidades hidráulicas y las unidades de almacenamiento de bombeo que se pueden poner en línea, sincronizar y aumentar rápidamente a su capacidad total. Como tal, estas unidades se pueden "contar" en la evaluación general de la reserva, siempre y cuando se tenga en cuenta su tiempo para alcanzar su capacidad máxima. [9]

2) Restricciones de unidades térmicas (tiempo encendido/apagado)

Las unidades térmicas generalmente requieren un equipo operante, especialmente cuando se encienden y apagan. Una unidad térmica solo puede sufrir cambios graduales de temperatura, y esto se traduce en un periodo de tiempo de algunas horas requerido para poner la unidad en línea. Como resultado de tales restricciones en la operación de una planta térmica, surgen varias restricciones, tales como:

- Tiempo de actividad mínimo: una vez que la unidad está en funcionamiento, no se debe apagar inmediatamente.
- Tiempo de inactividad mínimo: una vez que la unidad se libera, hay un tiempo mínimo antes de que se pueda volver a comprometer.

Además, la temperatura y la presión de la unidad térmica debe moverse lentamente, se debe gastar una cierta cantidad de energía para poner la unidad en línea. Esta energía no es aprovechada para generar energía de MW y se incorpora al problema de UC como un costo inicial (*start-up cost*). El costo de arranque puede variar de un valor máximo de "arranque en frío" (*cold-start*) a un valor mucho menor si la unidad se apagó recientemente y todavía está relativamente cerca de la temperatura de funcionamiento "arranque caliente" (*hot-start*), como se muestra en la figura 1. [10]

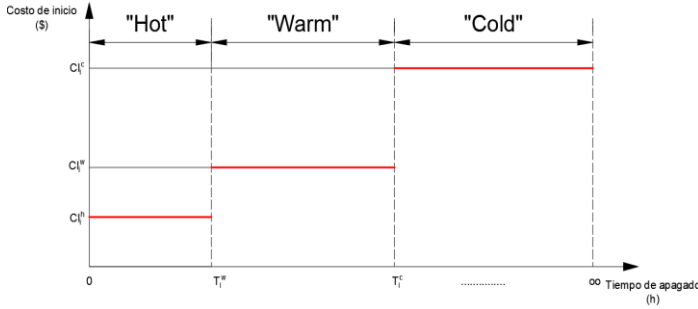


Fig. 1. Costos de arranque frío y caliente

3) Rampas de generacion (Ramp rate)

De un período de tiempo al siguiente, cualquier unidad de generación térmica no puede aumentar su potencia de salida por encima de un nivel máximo, llamado límite de aceleración. De manera análoga, si la unidad generadora arranca, su potencia de salida máxima en ese período de tiempo está limitada por el llamado límite de rampa de arranque.

4) Siempre encendido (Must Run)

Algunas unidades reciben un estado de funcionamiento obligatorio durante ciertas épocas del año por motivos de soporte de voltaje en la red de transmisión o para fines tales como suministro de vapor para usos fuera de la propia planta de vapor.

B. Formulación matemática de asignación de unidades.

A continuación, se presenta el problema general de optimización de asignación de unidades, le problema se formula como:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} [\alpha_i I_{i,t} + \beta_i p_{i,t} + \gamma_i p_{i,t}^2 + SU_{i,t} + SD_{i,t}] \quad (4)$$

$$\sum_{i=1}^{N_g} p_{i,t} = P_{Dt} + R_t \quad \forall t \in T \quad (5)$$

$$\sum_{i=1}^{N_g} \bar{p}_{i,t} \geq P_{Dt} + R_t \quad \forall t \in T \quad (6)$$

$$P_i^{\text{Min}} I_{i,t} \leq p_{i,t} \leq \bar{p}_{i,t} \quad \forall i \in N_g, \forall t \in T \quad (7)$$

$$0 \leq \bar{p}_{i,t} \leq P_i^{\text{Max}} I_{i,t} \quad \forall i \in N_g, \forall t \in T \quad (8)$$

$$\bar{p}_{i,t} \leq p_{i,(t-1)} + RU_i I_{i,(t-1)} + SU_i [I_{i,t} - I_{i,(t-1)}] + P_i^{\text{Max}} [1 - I_{i,t}] \quad (9)$$

$$\forall i \in N_g, \forall t \in T$$

$$\bar{p}_{i,t} \leq P_i^{\text{Max}} I_{i,(t+1)} + SD_i [I_{i,t} - I_{i,(t+1)}] \quad (10)$$

$$\forall i \in N_g, \forall t \in T - 1$$

$$p_{i,(t-1)} - p_{i,t} \leq RD_i I_{i,t} + SD_i [I_{i,(t-1)} - I_{i,t}] + P_i^{\text{Max}} [1 - I_{i,(t-1)}]$$

$$\forall i \in N_g, \forall t \in T$$

$$(11)$$

$$\sum_{i=1}^{G_i} [1 - I_{i,t}] = 0 \quad \forall i \in N_g; \quad G_i = \text{Min}\{T, [UT_i - U_{i,0}] I_{i,0}\}$$

$$(12)$$

$$\sum_{n=t}^{t+UT_i-1} I_{i,n} \geq UT_i [I_{i,t} - I_{i,(t-1)}] \quad \forall i \in N_g, \forall t = G_{i+1} \dots T - UT_{i+1}$$

$$(13)$$

$$\sum_{n=t}^T \{I_{i,n} - [I_{i,t} - I_{i,(t-1)}]\} \geq 0 \quad \forall i \in N_g, \forall t = T - UT_{i+2} \dots T$$

$$(14)$$

$$\sum_{i=1}^{L_i} I_{i,t} = 0 \quad \forall i \in N_g; \quad L_i = \text{Min}\{T, [DT_i - S_{i,0}] [1 - I_{i,0}]\}$$

$$(15)$$

$$\sum_{n=t}^{t+DT_i-1} [1 - I_{i,n}] \geq DT_i [I_{i,(t-1)} - I_{i,t}] \quad \forall i \in N_g, \forall t = L_{i+1} \dots T - DT_{i+1}$$

$$(16)$$

$$\sum_{n=t}^T \{1 - I_{i,n} - [I_{i,(t-1)} - I_{i,t}]\} \geq 0 \quad \forall i \in N_g, \forall t = T - DT_{i+2} \dots T$$

$$(17)$$

Donde $p_{i,t}$ es la potencia de salida del generador i en el periodo t , α, β, γ son los parámetros de la curva de costo, $SU_{i,t}$ y $SD_{i,t}$ son los costos de arranque y paro respectivamente, del generador i , P_{Dt} es la demanda del sistema en el periodo t , $\bar{p}_{i,t}$

es la capacidad máxima disponible de generación de la unidad i en el periodo t , RU_i, RD_i representan la rampa arriba/abajo, respectivamente, del generador i , UT_i y DT_i son los tiempos mínimos de encendido y apagado del generador i , $P_i^{\text{Min}}, P_i^{\text{Max}}$ son las potencias mínimas y máximas nominales de la unidad i , K es el número total de nodos del sistema, N_g es el número total de generadores, T es el número total de periodos, $I_{i,t}$ es una variable binaria que indica si la unidad está encendida o apagada. [11]

La restricción (5) representa el balance de generación demanda en cada periodo t , la restricción (6) representa los márgenes de reserva de rodante, las restricciones (7)-(8) representa los límites de generación de cada unidad en cada periodo t , la restricción (9) representa el límite de rampa arriba de cada unidad en cada periodo t , la restricción (10) representa límite de rampa de subida de cada unidad en cada periodo t , (11) representa el límite de rampa de bajada de cada unidad en

cada periodo t , las restricciones (12)-(14) representan el tiempo mínimo de encendido y las restricciones (15)-(17) representa el tiempo mínimo de apagado. [11]

III. CASO DE ESTUDIO

Con el fin de analizar y evaluar el problema de asignación de unidades en sistemas de potencia regulados por un mercado; el cual es el objetivo principal del presente trabajo, aplicaremos la metodología sobre el modelo IEEE de 24 barras denominado “IEEE Reliability Test System” o RTS. Los datos para este sistema se dan en el Apéndice A. La figura 2 se ilustra el perfil de carga. La Tabla I proporciona la demanda total del sistema por hora.

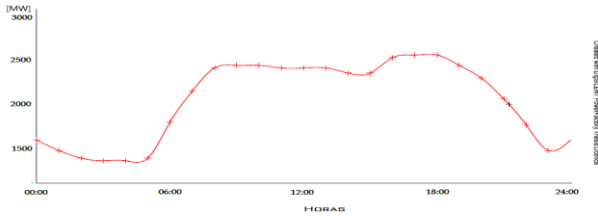


Fig. 2 Curva de demanda del sistema de prueba (DIgSILENT)

TABLA I. PERFIL DE LA CARGA

Hora	Demanda Sistema [MW]	Hora	Demanda Sistema [MW]
1	1598.252	13	2266.178
2	1502.834	14	2267.178
3	1431.27	15	2218.469
4	1407.416	16	2218.469
5	1407.416	17	2361.596
6	1431.27	18	2385.45
7	1765.233	19	2385.45
8	2051.487	20	2290.032
9	2266.178	21	2170.76
10	2290.032	22	1979.924
11	2290.032	23	1741.379
12	2266.178	24	1502.834

A. Análisis de resultados

Al ejecutar el algoritmo de DIgSILENT se obtiene el cronograma de asignación de unidades, dicho cronograma se muestra en la Tabla II, donde 1/0 representa el estado encendido/apagado de cada unidad durante el horizonte de programación. En el intervalo de tiempo presentado, las unidades estaban operando a excepción de las unidades 15a, 15b, 7 y 13. El problema de asignación de unidades para este sistema de 24 nodos tiene un total de 2464 restricciones y 1128 variables de control (con 840 variables discretas).

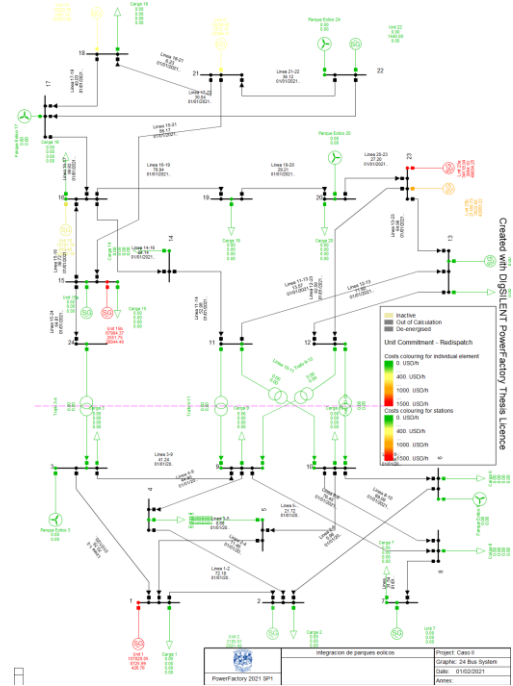


Fig. 3 Simulación del RTS IEEE de 24 nodos en DIgSILENT

De la Tabla II se puede observar que la Unidad 23a, 21, 22, 16 y 18 están en operación durante todo el horizonte de programación. Este resultado es debido a sus características de generación máxima - mínima y los tiempos de encendido/apagado mínimo, al observar la Tabla II podemos apreciar que la unidad 22 (Hidro) es la que presenta un costo nulo y por lo tanto se aprovecha al máximo esta característica, despachándola a su máxima capacidad de 300 [MW] todo el intervalo de estudio. El mismo caso se presenta en las unidades 21 y 18 (Nuclear) que después de la unidad 22 es la más asequible en cuanto a costos de generación y son despachadas a su máxima capacidad de 400 [MW] como se muestra en la fig. 4. Este tipo de unidades, las cuales son utilizadas durante todo el periodo de planeación son conocidas como generadores base. Ya que operan todo el tiempo, debido al bajo costo de operación.

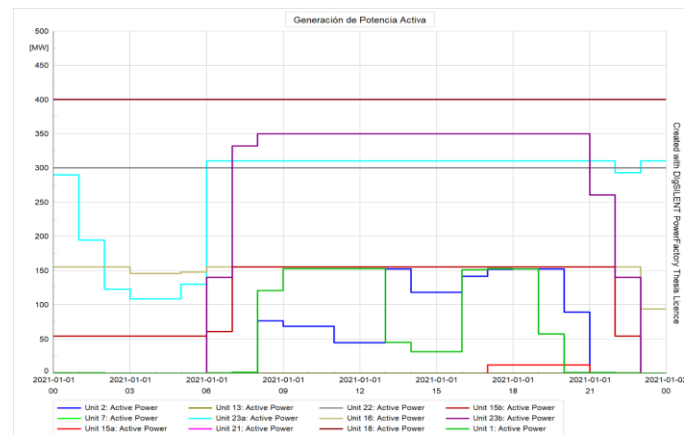


Fig. 4 Potencia Activa de Generación para cada unidad (Caso I)

TABLA II. Asignación Óptima de Unidades de Generación (Caso I)

Unidad	Horas																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Unidad 2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Unidad 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unidad 15a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
Unidad 13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unidad 23a	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad 21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad 22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad 16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad 18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad 15b	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Unidad 23b	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Unidad 1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0

Adicionalmente de la Tabla II, observamos que las unidades 16, 15b varían su generación a lo largo del horizonte de estudio. Por ejemplo, la unidad 16 opera a su máxima capacidad de generación de 155 [MW] excepto en el periodo 4 y 6, donde dada la demanda del sistema y las restricciones temporales: tiempo mínimo de pagado de la unidad 23a y 15b, hacen que la unidad 16 sea despachada con menor potencia, 145.505 [MW] (hora 4 -5) y 147.837 [MW] (hora 6). La unidad 15a opera y coincide en el intervalo de tiempo donde se presenta el pico de demanda, a pesar de ser una de las unidades con mayor coste de producción y sus características de aumento de rampa, es despachada debido a que es la única con característica de operación mínima de 4 horas que son las necesarias para cubrir ese pequeño aumento de demanda, despachando 12[MW] (Fig. 4).

La Tabla III resume los costos horarios considerado en la formulación del problema de asignación de unidades basado en el modelo de software DIgSILENT.

TABLA III. COSTOS DE PRODUCCIÓN POR HORA

Hora	Operación	Arranque	Hora	Operación	Arranque
01:00	\$9,624.20	\$ -	13:00	\$17,336.84	\$1,430.00
02:00	\$8,621.48	\$ -	14:00	\$17,336.84	\$ -
03:00	\$7,869.50	\$ -	15:00	\$16,702.25	\$ -
04:00	\$7,618.85	\$ -	16:00	\$16,702.25	\$ -
05:00	\$7,618.85	\$ -	17:00	\$18,606.21	\$ -
06:00	\$7,869.49	\$ -	18:00	\$19,077.43	\$ 437.00
07:00	\$11,430.99	\$2,298.00	19:00	\$19,077.43	\$ -
08:00	\$14,511.11	\$ -	20:00	\$17,808.09	\$ -
09:00	\$17,336.83	\$2,833.80	21:00	\$16,208.07	\$ -
10:00	\$17,654.15	\$ -	22:00	\$13,732.29	\$ -
11:00	\$17,654.15	\$ -	23:00	\$11,180.26	\$ -
12:00	\$17,336.84	\$ -	00:00	\$8,621.48	\$ -
				Total	\$337,535.88

B. Caso de estudio II

Para este caso, se considera el mismo sistema de 24 nodos. El tamaño del sistema se mantiene para permitir una discusión detallada de los resultados. Para este caso se incorporan 6 parques eólicos con las características mostradas en la tabla 5.10. Los parques eólicos se localizan en los nodos 3, 6, 17, 20 y 24 respectivamente, tal como se muestra en la figura 5.11 También se hizo una reducción de la capacidad de las líneas de transmisión 15-21, 14-16, 13-23 en 400 [MW], 250 [MW] Y 250 [MW] respectivamente.

TABLA IV. CAPACIDAD DE LOS PARQUES EÓLICOS

Parque eólico	Potencia nominal [MVA]
Parque eólico 17	200
Parque eólico 20	100
Parque eólico 24	50
Parque eólico 3	160
Parque eólico 6	41.6

La precisión a corto plazo mejora significativamente al pronosticar la producción agregada al problema de UC. Este hecho se ilustra en la fig. 5 donde se muestra la producción de energía eólica por hora de un portafolio de parques eólicos.

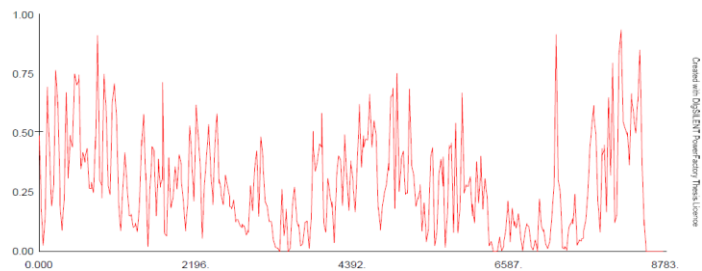


Fig. 5 Perfil de generación eólica

Para este caso se obtiene el cronograma de asignación de unidades que se muestra en la Tabla V. En este caso se comprometen un total de 8 unidades, mientras que, en el Caso

TABLA V. Cronograma de unidades generadoras (Caso II)

Unidad	Horas																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Unidad 2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
Unidad 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unidad 15a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unidad 13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unidad 23a	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad 21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad 22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad 16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Unidad 18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad 15b	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
Unidad 23b	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Unidad 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

I se comprometen 10. Al analizar la Tabla V y comparándola con la Tabla II (Caso I) observamos que la Unidad 1 y 15a han sido desplazada del horizonte de tiempo debido a la integración de generación eólica. La unida 2 paso de estar encendida (Caso I) de la hora 9:00 a las 21:00 horas a un intervalo de las 13:00 a 20:00 horas y una hora adicional en la primera hora, respetando el tiempo mínimo de encendido y apagados mínimos de esta unidad.

En tanto la unidad 23a paso de estar activa todo el horizonte de tiempo a estar encendido 18 horas. Las unidades 21, 22 y 18 siguen operando todo el horizonte de tiempo debido a sus restricciones de encendido y sobre todo de coste de producción bajo. Las potencias de generación de las unidades térmicas e hidro se muestran en la fig. 6. En esta figura se observa que la unidad 18 y 21 opera al máximo de su capacidad excepto en el intervalo de tiempo de 3:00 a 5:00 y la hora 6:00 respectivamente, donde dada la demanda del sistema y las restricciones temporales: tiempo mínimo de apagado y tiempo mínimo de encendido de la unidad 16 e integración de generación eólica hacen que la unidad 18 reduzcan su generación de potencia a 388.49 [MW], 366.60 [MW] y 368.31[MW] respectivamente. La unidad 21 se reduce a 393.22 [MW]. En tanto la unidad 22 mantiene una generación del 100% de su capacidad.

En la fig. 7 muestra la trayectoria de generación por categoría para el mercado de día en adelante. Al igual que en el caso I la unidad 22 (Hidroeléctrica) opera las 24 horas aportando energía de 7200 [MWh] a la demanda base y cubriendo el 15.15% de la demanda total. La pila siguiente corresponde a las unidades nucleares, en el caso I estas unidades operaban al 100% cubriendo así la mayoría de la energía base demandada. Para este nuevo caso y debido a la incorporación de RES que implican un cambio en la generación y debido a la restricción de encendido de la unidad 16, las unidades nucleares disminuyen su potencia y debido a sus características de tasa de rampa es la manera más viable de regular la variabilidad de la generación eólica. Para este caso II las unidades nucleares aportan el 40.25%, un 4.11% menos respecto al Caso I.

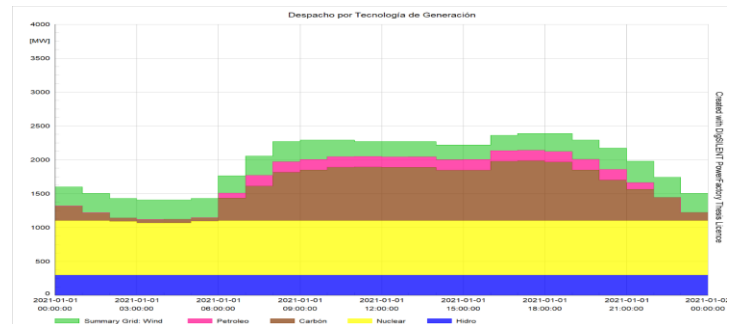


Fig. 7 DAM Trayectoria de generación (Caso II)

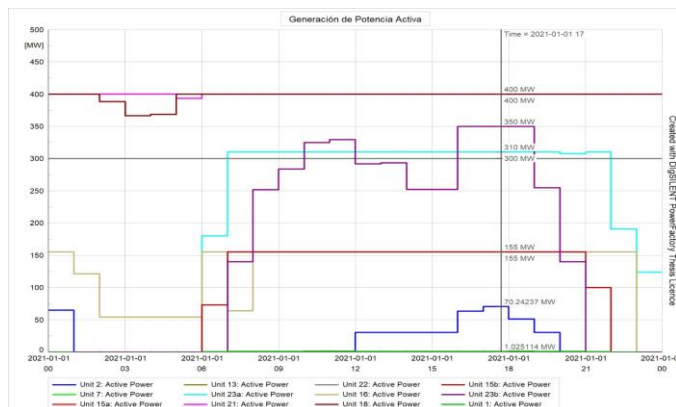


Fig. 6 Generación de Potencia Activa Unidades Térmicas e hidro (Caso II)

Las unidades de generación a base de carbón disminuyen su aportación, para este caso las unidades 1 y 15a son desplazadas, dentro de las unidades a base de carbón estas son las que tienen una tasa de rampa menor y no son lo suficientemente rápidas para compensar la variabilidad de la generación eólica. Para este caso la generación a base de carbón aporta el 26.20% de la energía total demandada, 12.39% menos del Caso I. Para la unidad a base de petróleo aporta el 4.93%. La aportación de la generación renovable es de 13.43% de la demanda total.

La fig. 8 proporciona una vista más amplia de la cargabilidad de las líneas de transmisión a lo largo del horizonte de estudio. Se observa que la línea 16-17 es la más cargada en el tiempo de estudio, incluso llegado a su

capacidad máxima en las horas 2:00, 3:00 y 6:00 con valores que oscilan entre 98.64% y 99.91%. Debido a la integración del parque eólico en el bus 17 esta línea debe soportar la energía transmitida adicional al generador 16. Debido a la conexión del parque eólico en la infraestructura de la red de transmisión existente puede llegar a necesitar una ampliación para poder manejar la fuente de energía adicional.

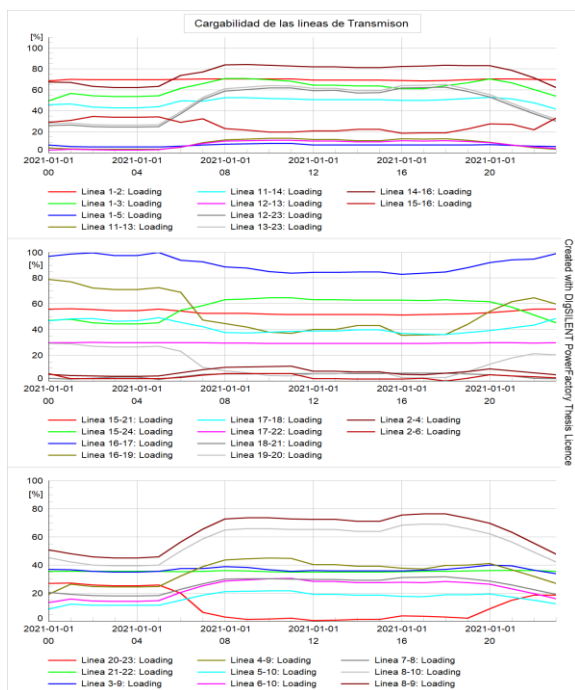


Fig. 8 Cargabilidad de las líneas de transmisión en el horizonte de tiempo (Caso II)

Finalmente, los costos operacionales de este caso obtenidas con el solucionador del software DigSILENT se muestra en la Tabla VI. La fig. 9 indica la comparación de los costos de generación con respecto al caso I y II respectivamente. El caso I muestra un costo mayor cuando se tienen unidades mayormente térmicas; el costo de \$337,535.96 en el caso I es mayor en comparación con \$262,683.14 para el caso II debido a la consideración de ingresar generación renovable a costo menor.

TABLA VI. COSTOS HORARIOS DE PRODUCCIÓN TOTALES (\$) (Caso II)

Hora	Operación	Arranque	Hora	Operación	Arranque
01:00	\$9,624.20	\$ -	13:00	\$17,336.84	\$1,430.00
02:00	\$8,621.48	\$ -	14:00	\$17,336.84	\$ -
03:00	\$7,869.50	\$ -	15:00	\$16,702.25	\$ -
04:00	\$7,618.85	\$ -	16:00	\$16,702.25	\$ -
05:00	\$7,618.85	\$ -	17:00	\$18,606.21	\$ -
06:00	\$7,869.49	\$ -	18:00	\$19,077.43	\$ 437.00
07:00	\$11,430.99	\$2,298.00	19:00	\$19,077.43	\$ -
08:00	\$14,511.11	\$ -	20:00	\$17,808.09	\$ -
09:00	\$17,336.83	\$2,833.80	21:00	\$16,208.07	\$ -
10:00	\$17,654.15	\$ -	22:00	\$13,732.29	\$ -
11:00	\$17,654.15	\$ -	23:00	\$11,180.26	\$ -
12:00	\$17,336.84	\$ -	00:00	\$8,621.48	\$ -
Total					\$337,535.88

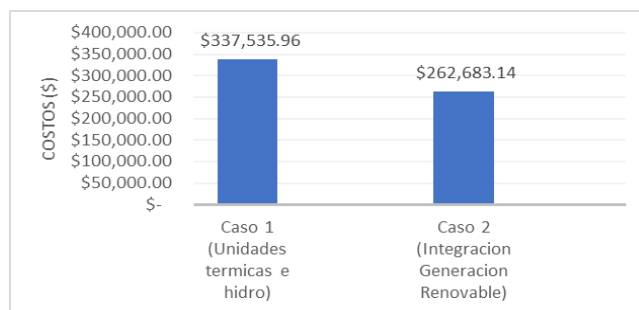


Fig. 9 Costos totales de generación con y sin RES

IV. CONCLUSIONES

Para completar el análisis del problema de la asignación de unidades, es muy importante conocer cómo funcionan los mercados eléctricos actualmente. De esta manera se puede comprender la importancia, así como los desafíos que deben enfrentar los operadores de los sistemas (OS) para lograr una óptima programación de los generadores disponibles, de manera que se mantenga la estabilidad del sistema y el suministro esperado de energía. El análisis en el software DigSILENT del UC ha facilitado la resolución de este problema.

Finalmente, este trabajo ha presentado una evaluación de un software comercial que implementa una formulación MILP computacionalmente eficiente para el problema de asignación de unidades. Los resultados numéricos han revelado el rendimiento preciso y computacionalmente eficiente del software. Haciendo posible obtener de manera eficiente la totalidad de las variables de la red eléctrica con y sin ingreso de las RES. El uso de generación renovable variable se ha vuelto relevante debido a la preocupación de reducir los efectos ambientales de la generación a base de combustibles fósiles. A pesar de que la formulación y algoritmo implementado por el software DigSILENT aún se presentan desafíos debido a la característica estocástica de la generación renovable, en especial en problemas a larga escala.

V. APÉNDICE A

TABLA VII. PARÁMETROS TÉCNICOS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

UNIDAD	NODO	P _{MAX} [MW]	P _{MIN} [MW]	R _U [MW/min]	R _D [MW/min]	UT [h]	DT [h]
Unidad 18	18	400	100	6.67	6.67	1	1
Unidad 21	21	400	100	6.67	6.67	1	1
Unidad 1	1	152	30.4	2	2	8	4
Unidad 2	2	152	30.4	2	2	8	4
Unidad 15b	15b	155	54.25	3	3	8	8
Unidad 16	16	155	54.25	3	3	8	8
Unidad 23a	23a	310	108.5	3	3	8	8
Unidad 23b	23b	350	140	4	4	8	8
Unidad 7	7	350	75	7	7	8	8
Unidad 13	13	591	206.9	3	3	12	10
Unidad 15a	15a	60	12	1	1	4	2
Unidad 22	22	300	300	5	5	0	0

TABLA VIII. TIPO DE TECNOLOGÍA PARA LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

Tipo de Unidad	Unidad(es)
Nuclear	18 21
Carbón/Stream	1 2 15 16 23a
Carbón/3 Stream	23b
Petróleo/ Stream	7 13 15
Hidro	22

La Tabla IX proporciona los costos fijos y variables de encendido y apagado de las plantas térmicas para el horizonte de programación. Los datos se basan en [12]

TABLA IX. COSTOS DE GENERACIÓN

UNIDAD	C [\$/MWh]	C_v [\$/MWh]	C_D [\$/MWh]	C_{Su} [\$]
Unidad 18	5.47	0	0	0
Unidad 21	5.47	0	0	0
Unidad 1	13.32	15	14	1430.4
Unidad 2	13.32	15	14	1430.4
Unidad 15b	10.52	16	14	312
Unidad 16	10.52	16	14	312
Unidad 23a	10.52	17	16	624
Unidad 23b	10.89	16	14	2298
Unidad 7	20.7	10	9	1725
Unidad 13	20.93	206.85	7	3056.7
Unidad 15a	26.11	7	5	437
Unidad 22	0.00	0	0	0

TABLA X. REACTANCIA Y CAPACIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Desde	A	Reactancia $p.u$	Capacidad [MVA]	Desde	A	Reactancia $p.u$	Capacidad [MVA]
1	2	0.0146	175	11	13	0.0488	500
1	3	0.2253	175	11	14	0.0426	500
1	5	0.0907	350	12	13	0.0488	500
2	4	0.1356	175	12	23	0.0985	500
2	6	0.205	175	13	23	0.0884	500
3	9	0.1271	175	14	16	0.0594	500
3	24	0.084	400	15	16	0.0172	500
4	9	0.111	175	15	21	0.0249	1000
5	10	0.094	350	15	24	0.0529	500

6	10	0.0642	175	16	17	0.0263	500
7	8	0.0652	350	16	19	0.0234	500
8	9	0.1762	175	17	18	0.0143	500
8	10	0.1762	175	17	22	0.1069	500
9	11	0.084	400	18	21	0.0132	1000
9	12	0.084	400	19	20	0.0203	1000
10	11	0.084	400	20	23	0.0112	1000
10	12	0.084	400	21	22	0.0692	500

REFERENCIAS

- [1] C. A. Li, "A new unit commitment method" IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, n° 1, pp. 113-119, 1997.
- [2] H. Y. Yamin, "Review on methods of generation scheduling in electric power systems" Electric Power Systems Research, vol. 69, n° 2, 2004.
- [3] E. A. Bakirtzis, I. G. Marnaris, D. I. Chatzigiannis, P. N. Biskas and A. G. Bakirtzis, "Storage management by rolling unit commitment for high renewable energy penetration," IEEE Manchester PowerTech, vol. doi: 10.1109/PTC.2017.7981012., pp. 1-6, 2017.
- [4] S. Stoft, "Power System Economics Desing Markets for Electricity", New Jersey: JOHN WILEY & SONS, 2002
- [5] Y. Chen, A. Casto, F. Wang, X. Wang y J. Wang, "Improving Large Scale Day-Ahead Security Constrained Unit Commitment Performance," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, n° 6, pp. 4732-4743, Nov. 2016
- [6] G. Xiaohong, Z. Qiaozhu y A. Papalexopoulos, "Optimization based methods for unit commitment: Lagrangian relaxation versus general mixed integer programming," 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491), vol. 2, n° doi: 10.1109/PES.2003.1270468, pp. 1095-1110, 2003.
- [7] D. Streiffert, R. Philbrick y A. Ott, "A mixed integer programming solution for market clearing and reliability analysis," IEEE Power Engineering Society General Meeting, vol. 3, n° doi: 10.1109/PES.2005.1489108, pp. 2724-2731, 2005.
- [8] PowerFactory, «UNIT COMMITMENT AND DISPATCH OPTIMISATION,» [En línea]. Available: <https://www.digsilent.de/en/unit-commitment-and-dispatch-optimisation.html>. [Último acceso: 1 ENERO 2021].
- [9] A. J. Wood, B. F. Wollenberg y G. B. Sheblé, "Power Generation, Operation and Control", Tercera ed., New Jersey: John Wiley & Sons, 2014.
- [10] F. Magnano y J. Lin, "ELECTRICITY MARKETS Theories and Applications," New Jersey: John Wiley & Sons, 2017.
- [11] V. Hinojosa, O. Ticuna and G. Gutiérrez, "Improving the Mathematical Formulation of the Unit Commitment with Transmission System Constraints," IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, vol. 14, no. 2, Febrero 2016.
- [12] A. Conejo, M. Carrion y J. Morales, "Decision Making under Uncertainty in Electricity", US: Springer, 2010