

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

FONDO SECTORIAL DE ENERGÍA - ANII

**Optimización Integrada de la Expansión de la
Generación y de Redes de Trasmisión (PGT)**

Proyecto ANII - FSE_1_2022_1_175138

**Acuerdo Específico
Facultad de Ingeniería y la Fundación Ricaldoni
AE ANII FSE 175138**

Informe Final

Responsable técnico-científico (IIE-FI-UdelaR):

Gonzalo Casaravilla

Investigadores del IIE-FI-UdelaR:

Ruben Chaer, Ignacio Ramírez, Ximena Caporale y Enzo Coppes

Investigadores contratados por de la Fundación Ricaldoni:

Ignacio Reyes y Federico Barreto

Otros Investigadores:

Alejandro Álvarez

Montevideo agosto de 2025.

Resumen

Este trabajo presenta los resultados de la ejecución del proyecto FSE_1_2022_1_175138 financiado por la Agencia Nacional de Innovación e Investigación ANII denominado “Optimización Integrada de la Expansión de la Generación y de Redes de la Transmisión (PGT)”. En particular se presenta la metodología y herramientas desarrolladas para la optimización conjunta de las inversiones en generación y transmisión del sistema electro-energético. Las herramientas desarrolladas permiten tener en consideración tanto el modelado del recurso distribuido de generación como las inversiones en transmisión en base a una cartera de proyectos. Se presenta también la aplicación de los desarrollos a un caso de ejemplo sobre la base de la red IEEE de 14 barras.

PALABRAS CLAVE: expansión, planificación, generación, transmisión, optimización.

Abstract

This paper presents results of the "Integrated Optimization of Generation and Transmission Network Expansion (PGT)" project, funded by the National Innovation and Research Agency (ANII). Specifically, it presents the methodology and tools developed for the joint optimization of generation and transmission investments in the electricity system. The tools developed allow the modeling of distributed generation resources and transmission investments based on a project portfolio. The application of these developments to an example case based on the IEEE 14-bus network is also presented.

KEYWORDS: expansion, planning, generation, transmission, optimization.

Resumen de resultados conseguidos por parte del proyecto e implementados en la plataforma SimSEE y el paquete OddFace:

- Implementación de la realización de un Flujo de Carga de DC y/o de AC para cada paso de Simulación.
- Mejoras en el Editor de Salas del SimSEE en lo que refiere a la vinculación (enganches) entre los actores de la Sala SimSEE y los elementos de la red eléctrica caracterizados por el archivo RAW (formato PSS).
- Incorporación en el SIMPLEX del cada paso de simulación de las restricciones de caja de cada vínculo de la red eléctrica (líneas y transformadores) de tal forma de no superar la capacidad de transporte utilizando los Factores de Alivio (Flujo de cargas de DC).
- Incorporación al optimizador genético OddFace la posibilidad de considerar actores de expansión de la red eléctrica como PROYECTOS de inversión.
- Incorporación al SimSEE de la capacidad de medir el Costo Marginal (o beneficio marginal) de cada vínculo de la red a partir de los Multiplicadores de Lagrange del SIMPLEX del paso.
- Incorporación al SimSEE de la capacidad de medir el Costo Marginal visto por los actores de generación instalados en diferentes barras de la red eléctrica a partir de los Multiplicadores de Lagrange del SIMPLEX del paso.
- Incorporación al SimSEE de la capacidad de medir el Gradiente de Inversión de los actores de generación instalados en diferentes barras de la red eléctrica.

Acceso a información técnica: https://sourceforge.net/projects/simsee/files/Proyecto_PGT/

Sumario

1. Introducción.....	5
2. SimSEE y OddFace.....	6
3. FLUJOS DE CARGA en SimSEE.....	7
4. EXPANSIÓN INTEGRADA DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN.....	8
5. RESULTADOS.....	9
5.1. Sistema a expandir.....	9
5.2. Tecnologías a Expandir.....	11
5.3. Etapas de Expansión.....	14
5.4. Expansión Integrada de Generación y Trasmisión.....	14
6. CONCLUSIONES.....	20
7. REFERENCIAS.....	22
Anexos.....	24
8. Desarrollo del Sistema a Expandir.....	25
8.1. Sistema IEEE de 14 barras tomado como referencia inicial.....	25
8.2. Ajuste del Sistema inicial para el armado de la Sala a expansionar.....	26
a) Demandas.....	26
b) Generación Hidráulica.....	26
c) Generación Térmica.....	26
d) Sumidero.....	28
e) Sala SimSEE del sistema a expandir.....	28
9. Proyectos de expansión de redes.....	31
9.1. Proyecto 1 – Agregar una terna entre las barras 1 y 2 del caso IEEE14 barras.....	31
9.2. Proyecto 2 – Agregar una terna entre las barras 2 y 3 del caso IEEE14 barras.....	33
9.3. Proyecto 3 – Cambio de conductor de la linea 3-4 para aumentar su capacidad de 50 MW a 100 MW del caso IEEE14 barras.....	36
9.4. Proyecto 4 – Cambio de conductor de la linea 7-9 para aumentar su capacidad de 50 MW a 100 MW del caso IEEE14 barras.....	38
9.5. Proyecto 5 – Cambio de conductor de la linea 9-14 para aumentar su capacidad de 20 MW a 50 MW del caso IEEE14 barras.....	40
9.6. Proyecto 6 – Cambio de conductor de la linea 13-14 para aumentar su capacidad de 20 MW a 50 MW del caso IEEE14 barras.....	42
9.7. Archivo JSON (proyectosRed.json).....	44
10. Métodos de la Iteración SimSEE - Flujos de Carga.....	46
11. Factores de Alivio en Flujo AC y DC.....	49
a) Factores de alivio de la potencia activa inyectada en los nudos.....	49
b) Calculo de los factores de alivio en AC.....	50
Cálculo de los gradientes de potencia.....	50
Cálculo de los gradientes angulares.....	51
c) Calculo de los factores de alivio en DC.....	52
d) Otro método de cálculo de los factores de alivio.....	53
12. Equivalencia entre agregar todo el FLUJO DC como restricciones en el SIMPLEX del SimSEE ó la agregación de restricciones solo considerando el incremental de GENERACIÓN y la sobrecarga en las líneas.....	55
13. Evaluación de las diferencias entre un Flujo de Carga DC y un Flujo de Carga AC: Ejemplo en el sistema IEEE de 5 y 14 barras.....	57
a) Prueba con el sistema IEEE de 5 Barras.....	57
b) Prueba con el sistema IEEE de 9 Barras.....	59

13.2. Ajuste de las restricciones de líneas en el caso de utilizar FAC y considerar un determinado umbral h de cumplimiento de los límites.....	61
13.3. Implementación del Despacho Óptimo con Restricciones (DR) con Flujo de Carga de DC (DR-DC) o Flujo de Carga AC (DR-AC).....	62
a) Contexto SimSEE.....	62
b) Iterador de Flujos de Carga.....	63
13.4. Mejoras de la Interfaz SimSEE – Flujos de Carga.....	64

1. Introducción

Uruguay realizó un cambio significativo de su matriz de generación de energía eléctrica entre los años 2010 y 2017 incorporando fundamentalmente energía eólica y solar las que llegan a representar en conjunto el 40% de la generación media o esperada. Esta importante transformación llegó para quedarse y las futuras expansiones de generación también serán fundamentalmente con eólica y solar. Las plantas de generación eólica y solar son modulares y se ubican generalmente donde se encuentra el recurso, por lo que el problema del transporte de la energía hasta los centros de consumo pasa a tener la mayor relevancia. Cada vez más, el óptimo económico estará en balancear los beneficios de ubicarse en lugares con buen recurso y los costos asociados a las inversiones en transmisión necesarias.

La Planificación de la Expansión de la Generación (PEG) y la Planificación de la Expansión de la Trasmisión (PET) son disciplinas maduras, normalmente con baja integración de sus procedimientos, pero que en las últimas décadas han evolucionado a formulaciones con mayor interdependencia [1][2].

Ambas disciplinas de Planificación están teniendo una rápida evolución asociada al vertiginoso aumento de la capacidad de cálculo computacional. Este aumento en la capacidad de cálculo, ha permitido la mejora de los modelos de red, generación y Demanda, así como eliminar algunas simplificaciones que con menor capacidad de cálculo resultaban necesarias. Finalmente, también aplica para ambas disciplinas una fuerte irrupción de la Inteligencia Artificial (IA), en particular las Redes Neuronales (RN) y la utilización de metodologías de optimización utilizando Algoritmos Genéticos (AG), Machine Learning (ML) o Reinforcement Learning (RL).

Si bien el integrar la PEG y la PET eran hace algunas décadas una práctica normal, se hacía mediante procedimientos secuenciales, en los que primero se hacía la PEG y luego la PET, lo cual podía requerir algún tipo de iteración. Lo antedicho se justificaba ya que la generación era en general más onerosa que la transmisión, quedando esta última supeditada a la primera. Sin embargo, la importante irrupción de las energías renovables no convencionales (ERNC) en las dos últimas décadas, ya sea por su modularidad, ubicuidad, variabilidad, reducción relativa de costos y disponibilidad soberana, han cambiado en gran medida los viejos paradigmas y procedimientos. Un buen ejemplo de esta evolución es justamente el caso de Uruguay. Por haber llegado actualmente Uruguay a contar con un muy alto nivel de penetración de las ERNC, es que una fuerte integración de la PEG y la PET se visualiza como una necesidad ineludible.

En el caso de Uruguay, en el año 2012 al momento de resolver la ubicación de las ERNC a instalar, se recurrió a un mecanismo de cálculo que permitió evaluar la capacidad de nueva generación en determinados nodos de la red. Desde entonces lo que se hace es un procedimiento secuencial en el que primero se obtiene, por ejemplo con SimSEE [3], la generación por nodo y luego se analizan las necesidades de expansión de la transmisión mediante métodos convencionales (con cierta automatización de casos) verificando determinados criterios de confiabilidad (en general utilizando el criterio N-1 por el que se debe verificar que el sistema pueda operar si se produce la falla de cualquier recurso de transmisión).

El proyecto PGT fue una continuación natural de las líneas de investigación que lleva adelante el Grupo de Energía (GEE) de la Facultad de Ingeniería de la UDELAR con importante apoyo de ADME y su equipo técnico. El primer proyecto financiado por el programa PDT-CONICYT produjo el SimSEE. Luego y ya con financiación de ANII existieron varios otros proyectos que fueron ampliando las prestaciones del SimSEE y en particular cuando se lanzara el paquete OddFace [4]. Fue con la primer versión de la herramienta OddFace que se realizó el primer Plan de Expansión de la Generación de Uruguay realizado por el parte del Grupo de Ingeniería Eléctrica (GEE) mostrando la necesidad de una muy fuerte necesidad de incorporar ERNC en el Uruguay [5].

OddFace y SimSEE son actualmente utilizados en Uruguay para diferentes estudios de Planificación de la Expansión de la Generación por todos los actores del Sector Eléctrico y para la Operación del Sistema Eléctrico de Uruguay por parte de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME).

2. SimSEE y OddFace

El SimSEE es un simulador que integra todas las componentes de un sistema eléctrico y en particular modela las incertidumbres de los recursos en función de su historia estadística. El OddFace es un optimizador que utiliza algoritmos genéticos convencionales. Su módulo PIG (Planificación de Inversiones de Generación) identifica el conjunto de inversiones modulares, en cierta ventana de tiempo, con el objetivo de minimizar el costo futuro en valor esperado $VE(CF)$ de cada escenario de inversión. En la Fig. 1 se puede observar un esquema de la forma en que el OddFace busca el escenario óptimo de inversiones de Generación utilizando SimSEE como calculadora.

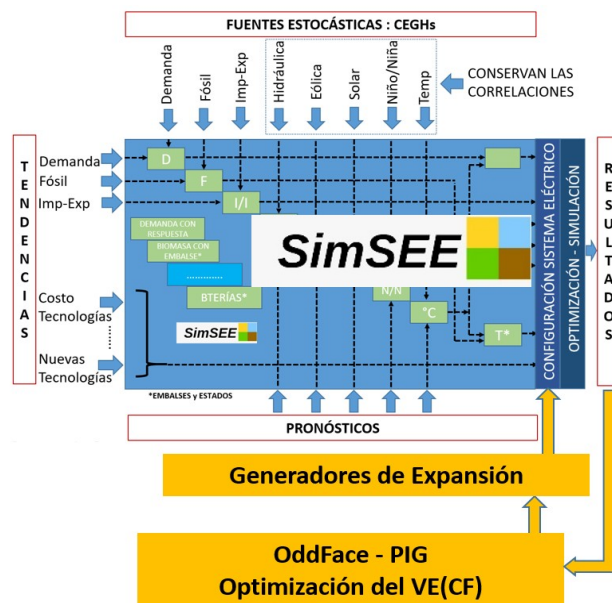


Fig. 1. Esquema de la forma en que el OddFace busca el escenario óptimo de inversiones utilizando SimSEE como calculadora.

Por ejemplo, si se quiere realizar una expansión en un horizonte de 10 años, en los que en cada inicio de año se instalan en 5 nodos, 3 tecnologías diferentes (Eólica, Solar y Térmicas), en módulos de 50 MW pero no permitiendo más que 10 módulos por tecnología y por año, el algoritmo tiene para explorar e identificar el óptimo entre $(5 \times 3 \times 10)^{10} = 5.8 \times 10^{21}$ individuos.

3. FLUJOS DE CARGA en SimSEE

El SimSEE tiene integrado mediante el módulo SimSEPEE (Simulador de Sistemas Eléctricos de Potencia en Estado Estacionario) la capacidad de calcular Flujos de Carga AC para cada paso de despacho (horario o por postes si son pasos diarios, o semanales).

El módulo SimSEPEE tiene como datos de entrada a) un archivo de texto RAW (archivo crudo de datos que por ejemplo usa el programa de flujos de carga PSS/E Power Systems Simulation) en el que se especifica la configuración de la red eléctrica y b) un archivo de texto de VÍNCULOS en el que se vinculan uno a uno las Demandas y los Generadores de la sala de simulación SimSEE con las Demandas y los Generadores de la red caracterizados en el archivo RAW.

A los efectos de resolver integralmente el problema de cumplir con las restricciones de transporte y transformación, el proyecto PGT desarrolló la utilización de los Factores de Alivio (FA) calculados en DC (ver Anexo 10) como forma de actuar sobre los generadores del sistema al momento de simular y en cada paso o poste y así lograr un despacho económico que verifique las restricciones de todas las líneas del sistema.

En este apartado se reproduce el resumen de lo analizado en los anexos sobre el uso de los FA. La Ec. 1 muestra cómo, a partir de los FA, se calcula la potencia de cada línea (PL_i) a partir de la potencia neta (P_k) y los los FA (a_k) de cada barra k del sistema. En su forma más general y considerando que en cada barra puede haber generación (G), demanda (D) y asociada con cada demanda un generador de Falla (F), se puede escribir la Ec. 2

$$PL_i = \sum_k a_k P_k \quad (1)$$

$$PL_i = \sum_k a_k (G_k + F_k - D_k) \quad (2)$$

En definitiva, la estrategia adoptada es la de incluir en el SIMPLEX (despacho económico óptimo) que realiza el SimSEE en cada paso de tiempo y/o para cada poste, una restricción para cada línea que debe respetar cierta restricción de potencia máxima (R_i) tal como muestra la Ec. 3. El considerar el valor absoluto en la ecuación toma nota de que el Flujo de Carga (de AC o DC) da valores de PL_i con signo (asociadas con un sentido del flujo de energía).

$$\left| \sum_k a_k (G_k + F_k - D_k) \right| \leq R_i \quad (3)$$

Por lo tanto, se deberá agregar al SIMPLEX un par de restricciones para cada línea como las mostradas en las Ecs. 4 y 5.

$$\sum_k (-a_k)(G_k + F_k - D_k) + R_i \geq 0 \quad (4)$$

$$\sum_k a_k (G_k + F_k - D_k) + R_i \geq 0 \quad (5)$$

A este despacho óptimo con las restricciones asociadas a los FA se lo denominará en el SimSEE como DR-DC (Despacho con Restricciones con Flujo de Continua).

4. EXPANSIÓN INTEGRADA DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN

En su versión original, el OddFace solo tenía la capacidad de expansionar generación una vez definidos generadores de expansión en determinados nodos de generación del SimSEE. En lo que respecta a la Generación, bastaba con agregar los mismos en el archivo RAW y en el archivo de VÍNCULOS.

A los efectos de agregar la posibilidad de también expansionar la transmisión, se incorporó la posibilidad de caracterizar proyectos de expansión de la red mediante un archivo de texto en formato JSON (JavaScript Object Notation).

Por ejemplo, el texto para el caso de ampliar de 50 a 100 MW la línea entre las barras 3 y 4, con un costo de inversión de 9.3 MUSD es:

```
{
  "nombre": "Cambio_Cond_3_4",
  "pp": 9.3,
  "dtIni": "2099-01-01",
  "dtFin": null,
  "activo": true,
  "lineasPSSE":
  [
    {"estado": "FUERA_SERVICIO", "strPSSE": " 3, 4, '1',
      0.06701, 0.17103, 0.01280, 50.00},
    {"estado": "EN_SERVICIO", "strPSSE": " 3, 4,'2',
      0.04590, 0.16200, 0.01280, 100"}
  ]
}
```

Con respecto al algoritmo genético, se incorporó la posibilidad de agregarle al explorador individuos binarios con una sola posibilidad de ocurrencia en la ventana de expansión definida. Para el ejemplo del proyecto “Cambio_Cond_3_4”, el algoritmo genético tendría la chance de probar individuos que tengan en cuenta el cambio del conductor modificando la fecha “dtIni” a una fecha válida en la ventana de expansión. En el anexo 9.7 se muestra el archivo JSON de los seis proyectos de red utilizados en este trabajo.

5. RESULTADOS

5.1. Sistema a expandir

En la Fig. 2 se puede ver el esquema del sistema Base a expandir en el que se indican las demandas horarias máximas, las potencias máximas de transporte de los vínculos (líneas y transformadores), las características de los generadores térmicos de las barras 2, 3, 6 y 8, y la represa hidroeléctrica con embalse de la barra 1. La base para construir el sistema a expandir es el

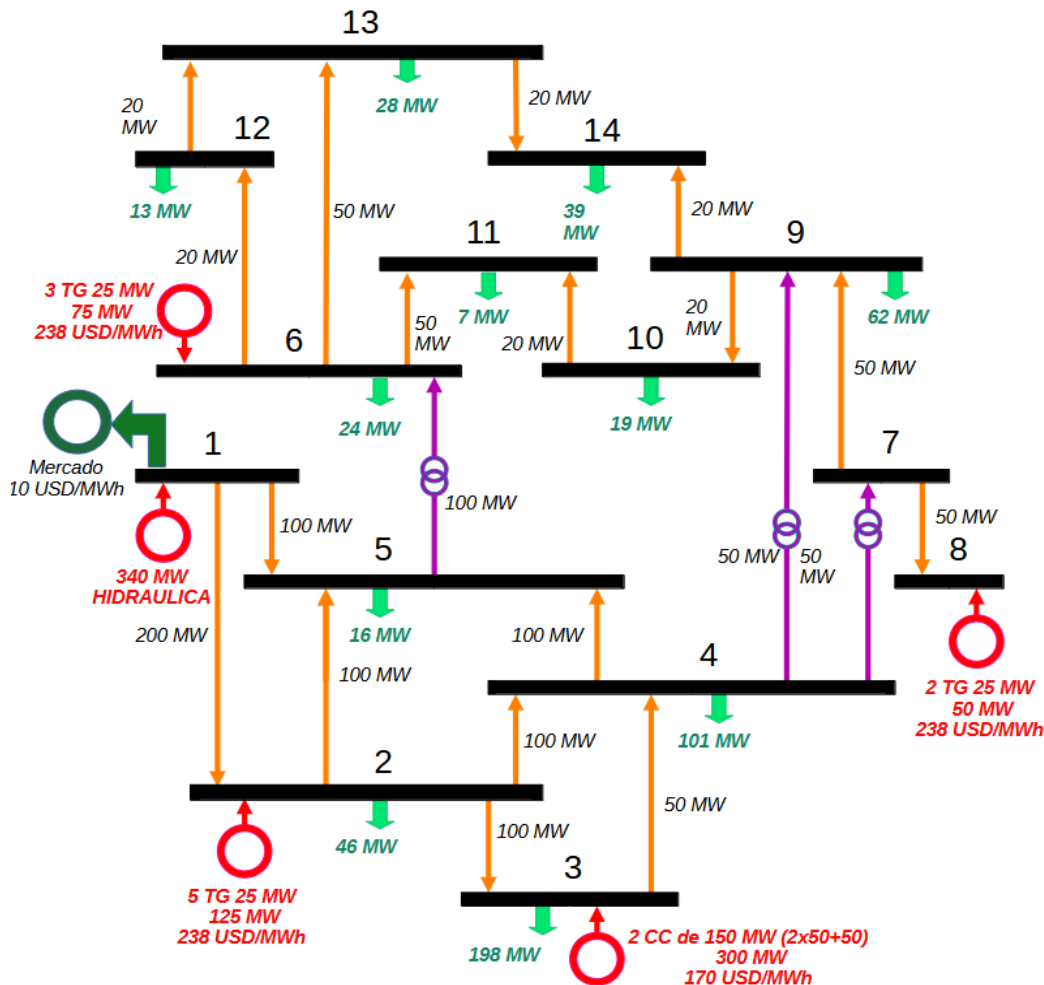


Fig. 2. Sistema a expandir

sistema IEEE de 14 barras (IEEE14). En el anexo 8.2 se describe en detalle cómo se determinaron los valores de las potencias horarias de las barras y la característica de los generadores.

La Sala SimSEE base a ser expandida se describe en el anexo 8.2. e). Básicamente es una sala de paso semanal, con dos años de guarda de simulación, 10 años de optimización de la Política de Operación (PO) y de Simulación, y engancha en una PO de largo plazo determinada. cada demanda se caracteriza una demanda detallada horaria genérica en la que la primera hora del año tiene la demanda del caso básico de la IEEE14. Al momento de hacer la expansión se asumirá un 20% de aumento de la demanda en el primer año de la expansión llegando en 10 años a un 200% de aumento de la demanda.

Con respecto al Mercado Regional, se modela como que compra eventuales excedentes a 10 USD/MWh y que no vende energía.

En la Fig. 3 se observa la evolución de las Demandas antes de expandir la Sala, y en la Fig. 4 se observa el despacho por fuente. Para este sala sin expansiones de ERNC ni redes, el CF resulta en 13.060 MUSD.

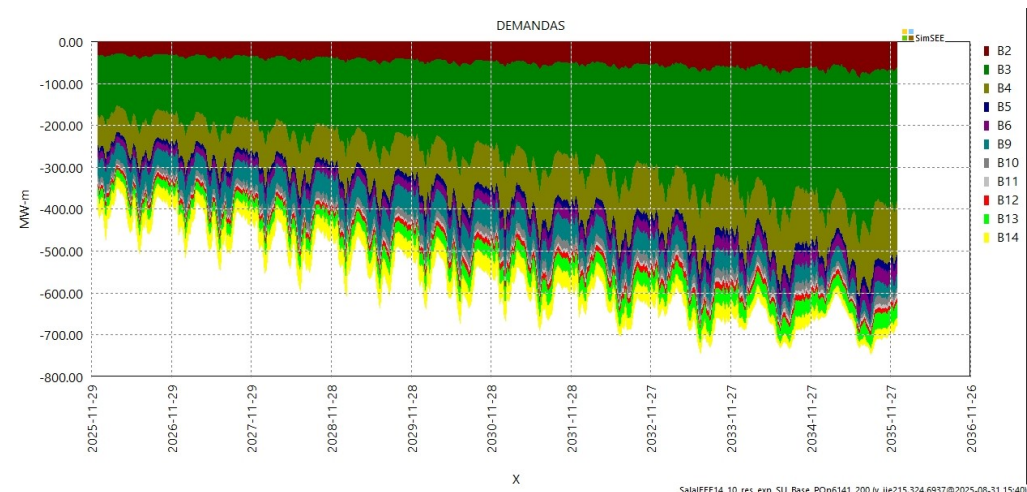


Fig 3. Demandas por barra antes de expandir

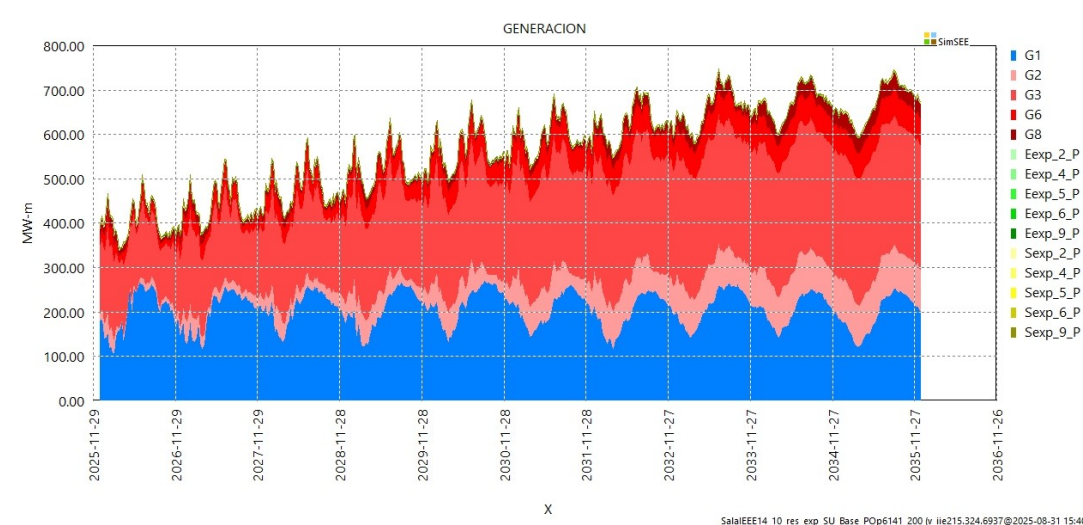


Fig 4. Despacho por fuente antes de expandir

5.2. Tecnologías a Expandir

En la Fig. 5 se muestra la caracterización geográfico de la red a escala tomado como base información de la longitud de las redes [16]. De acuerdo a ciertas hipótesis discrecionales sobre la disponibilidad del recurso Eólico y Solar, y las características de ocupación urbana del territorio, se realiza la expansión de generación en las barras 2, 4, 5, 6 y 9 con pagos por energía (PP) de 40 USD/MWh-d.

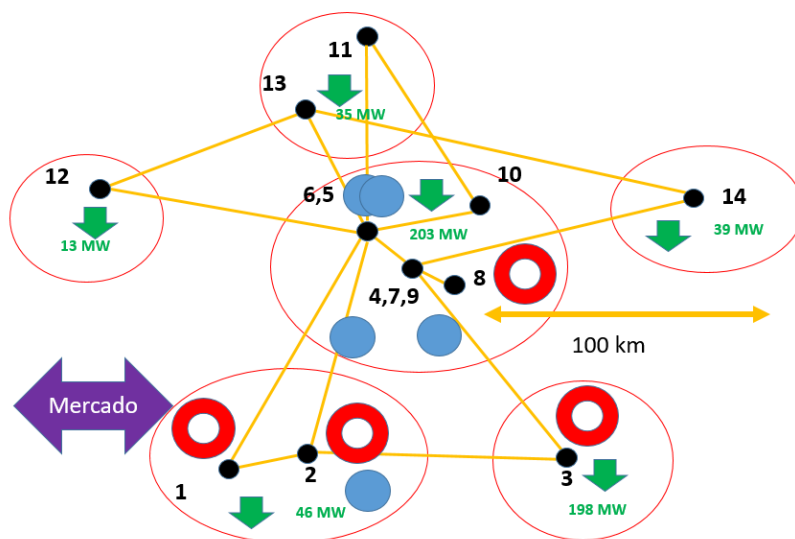


Fig. 5. Disposición geográfica a escala del Sistema a expandir

También se podría haber usado un criterio económico a partir de los gradientes de inversión (GI) de eventuales generadores instalados en todas las barras. Para calcular el GI se necesita conocer el Costo Marginal visto por la tecnología. A tales efectos en la sala se instalaron en cada barra generadores testigo de 1 MW eólicos y solares. Por ser el costo variable de dichas tecnologías nulo, el Costo marginal resulta igual a Multiplicador de Lagrange (ML) (también denominados en la jerga como lambdas) de las restricción de caja de la barra del SIMPLEX de cada paso del despacho óptimo.

En la Fig. 6 se muestran los ML de los 28 generadores de expansión en las 14 barras. Luego, en la Fig. 7 se muestra los GI de los 28 potenciales generador de expansión de Eólica y Solar en las 14 barras del sistema. Con estos indicadores, se debería optar por expandir primero en las barras 9 a 14, si bien en el resto de las barras los valores marginales y de GI también son importantes. Observar que a medida que se congestiona las redes y se van agotando los recursos, el costo marginal va tendiendo al costo de Falla de las Demanda de 2.000 USD/MWh.

A los efectos de identificar cuáles podrían ser los posibles proyectos de expansión de la red, se puede utilizar el ML de las restricciones del SIMPLEX de cada vinculo (líneas y transformadores). En la Fig. 8 se puede observar que los vínculos que aparentemente están provocando mayor congestión son las líneas 1-2, 1-5, 3-4, 7-9, 9-14 y el transformador 4-7.

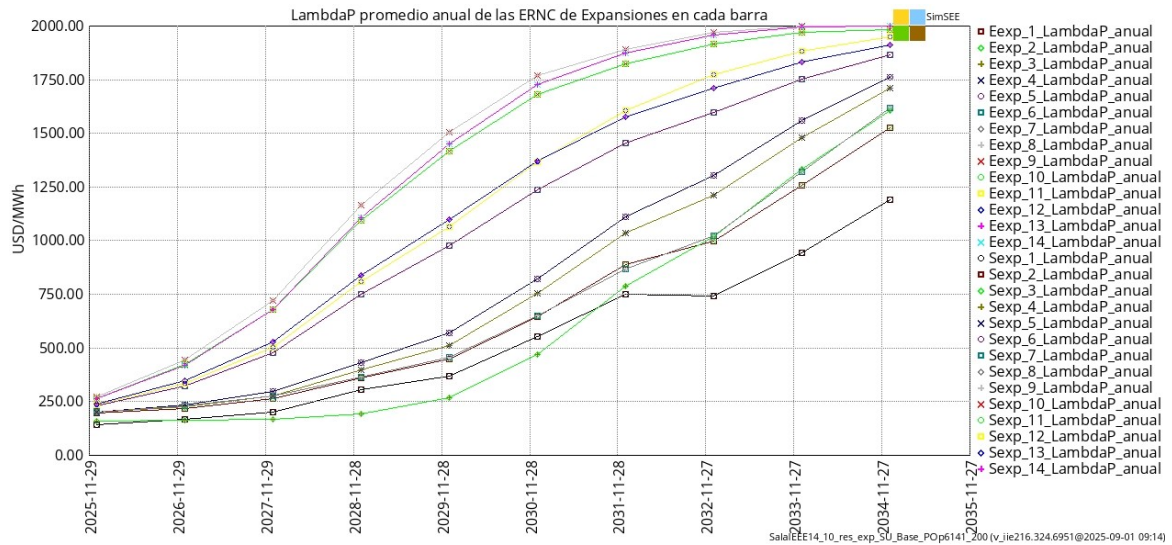


Fig. 6. ML de los 28 generadores de expansión en las 14 barras.

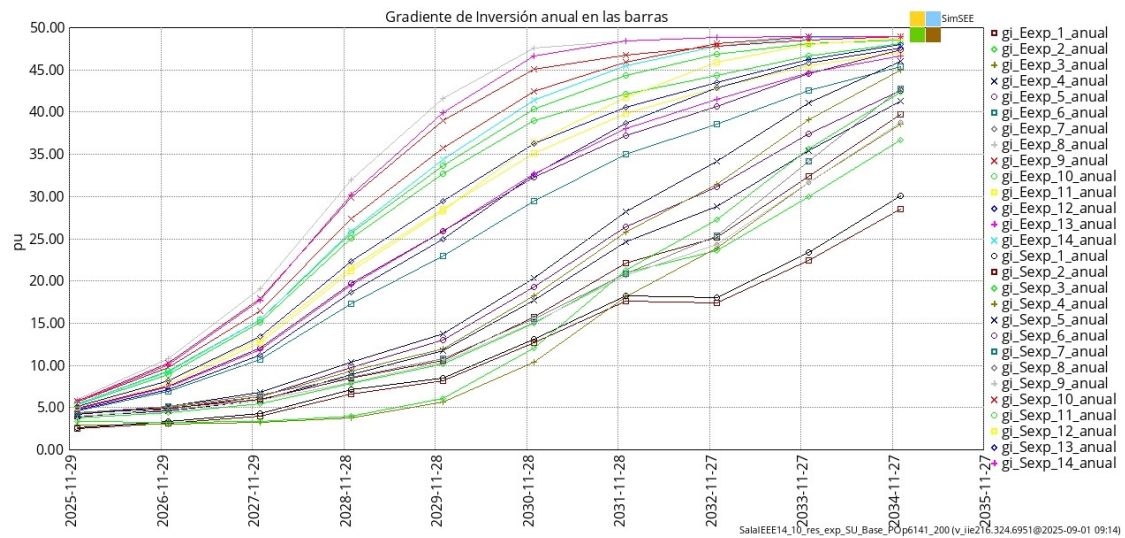


Fig. 7 GI de los 28 potenciales generadores de expansión de Eólica y Solar en las 14 barras del sistema.

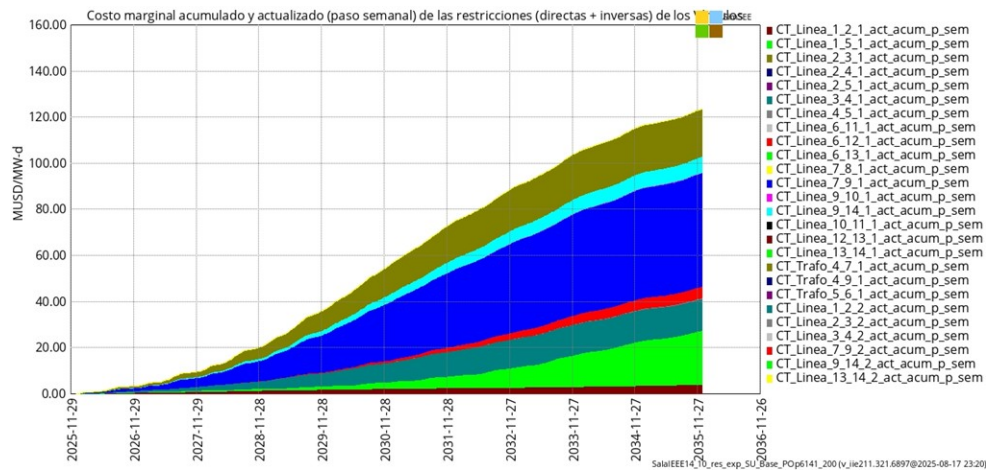


Fig. 8 ML acumulado de los vínculos de la red antes de expandir la generación y la red.

Sin embargo, si se realiza la expansión óptima con OddFace con Eólica y Solar en las barras candidatas, sin expandir la red, los vínculos que provocan relativamente mayores congestiones cambian, tal como muestra la Fig. 9 (líneas 6-12, 6-13 y 9-14). En los hechos el optimizador intenta al mismo tiempo sustituir térmicas y ubicar la generación eólica y solar en los lugares en que es mayor el impacto de la sustitución bajando térmicas más caras, pero al mismo tiempo evitando las congestiones de red y tener que dar falla en las demandas.

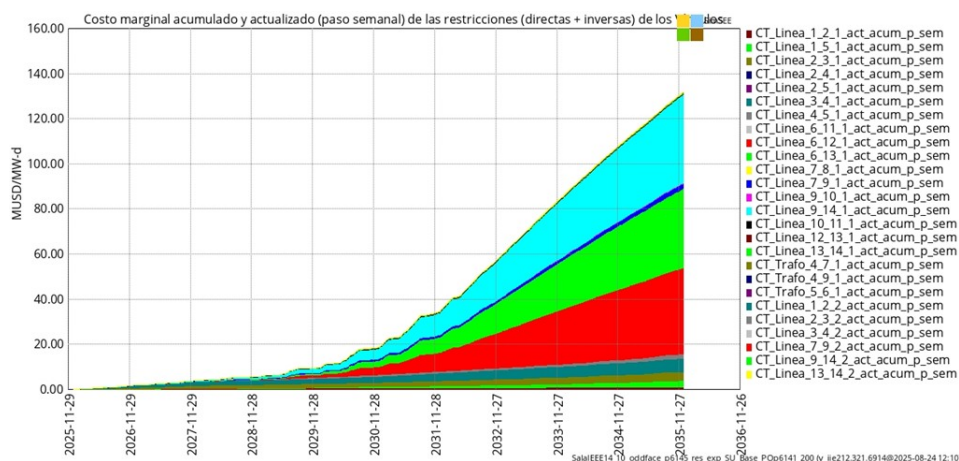


Fig. 9 ML acumulado de los vínculos de la red luego de realizar con OddFace una expansión de Generación Eólica y Solar en las barras 2, 4, 5, 6 y 9 sin expandir la red.

El tomar como criterio, para seleccionar qué proyectos de expansión de red son los relevantes a considerar, tomando en cuenta los vínculos que presentan un marginal acumulado relativamente mayor (con una expansión de generación sin expansiones de red), es una opción equivalente a lo que se hace tradicionalmente, que es posponen las expansiones de la red hasta que la misma empieza a tener congestiones significativas.

Finalmente, y de acuerdo a las características de la red y la geografía asumida, y a los efectos de comprobar que el optimizador de escenarios OddFace descarta expansiones que no se visualizan como candidatas, se definen las seis expansiones de red mostradas en la Tabla 1 que como ya se ha referido se especifican en un archivo de texto en formato JSON.

Tabla 1. Expansiones de la red candidatas

Nombre	Inversión (MUSD)
Duplico_Linea_1_2	16
Duplico_Linea_2_3	27
Cambio_Cond_3_4	9.3
Cambio_Cond_7_9	0.54
Cambio_Cond_9_14	15
Cambio_Cond_13_14	19.5

En el anexo 9 se describe qué son cada proyecto y cómo se calcularon los costos de inversión.

5.3. Etapas de Expansión

En la Fig. 10 se observa en qué momentos se define que se habilitan las expansiones de la generación y de la RED. La selección es arbitraria, pudiendo ser decisiones anuales. Para este caso de estudio se usan solo dos etapas para poder visualizar mejor los resultados y no aumentar el tiempo de computo del algoritmo genético de optimización.

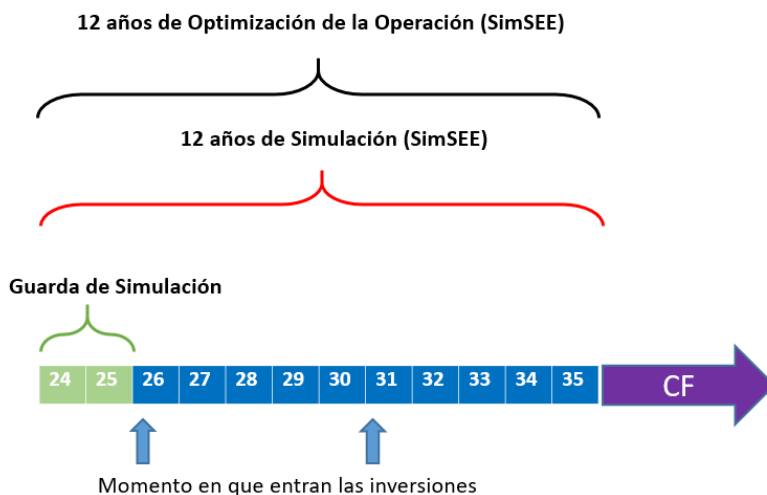


Fig. 10 Esquema general de Optimización, Simulación y momentos de expansiones usando OddFace.

5.4. Expansión Integrada de Generación y Trasmisión.

En la Fig. 11 muestra una imagen de la interfaz de OddFace con el listado de expansiones con las que el algoritmo genético buscará el mínimo CF, que son la generación de Eólica y Solar en las barras 2, 4, 5, 6 y 9, sin las seis posibles expansiones de red en consideración.

Por una parte, en la Fig. 12 se muestra muestra la generación por fuente que obtiene OddFace sin habilitar las expansiones de red. En este caso el CF da 4.136 MUSD que ya incluyen la inversión en ERNC de 1008 MUSD. Recordando que el CF para el caso de la sala base era de 13.060 MUSD, se constata como era de esperar la conveniencia de realizar la expansión de generación.

Por otra parte, en la Fig. 13 se muestra muestra la generación por fuente que obtiene OddFace habilitando las expansiones de red. En este caso el CF da 3.736 MUSD que ya incluyen la inversión en ERNC de 1156 MUSD y se expanden los proyectos 3 a 6 en la etapa 2, totalizando en la ventana de evaluación de 10 años un monto de inversión en valores presentes de 11 MUSD (no incluidos en los 3.736 MUSD). En suma, por haber incorporado 11 MUSD de inversión en redes, se

baja el CF en $4.136 - 3.736 - 11 = 389$ MUSD. Asimismo se verifica que las expansiones de RED de los proyectos 1 y 2 no son considerados, lo cual era la situación esperada al evaluar los MI de los vínculos previos a habilitar la opción de expansión de RED.

Form_PIG_ListadoTecnologias

Agregar Nueva

NID	Nombre	Meses constr.	Años vida	MUSD/UI	Fecha ini.	Fecha fin.	Máx. UI/vez.	Máx. UIs	Factor UG/UI	
1	Eexp_2	0	20	0	1/1/2026	1/1/2036	100	600	25	  
2	Sexp_2	0	30	0	1/1/2026	1/1/2036	100	600	25	  
3	Eexp_4	0	20	0	1/1/2026	1/1/2036	100	600	25	  
4	Sexp_4	0	30	0	1/1/2026	1/1/2036	100	600	25	  
5	Eexp_5	0	20	0	1/1/2026	1/1/2036	100	600	25	  
6	Sexp_5	0	30	0	1/1/2026	1/1/2036	100	600	25	  
7	Eexp_6	0	20	0	1/1/2026	1/1/2036	100	600	25	  
8	Sexp_6	0	30	0	1/1/2026	1/1/2036	100	600	25	  
9	Eexp_9	0	20	0	1/1/2026	1/1/2036	100	600	25	  
10	Sexp_9	0	30	0	1/1/2026	1/1/2036	100	600	25	  
11	_pr_Duplico_Linea_1_2	0	30	16	1/1/2026	1/1/2036	1	1	1	  
12	_pr_Duplico_Linea_2_3	0	30	27	1/1/2026	1/1/2036	1	1	1	  
13	_pr_Cambio_Cond_3_4	0	30	9.3	1/1/2026	1/1/2036	1	1	1	  
14	_pr_Cambio_Cond_7_9	0	30	0.54	1/1/2026	1/1/2036	1	1	1	  
15	_pr_Cambio_Cond_9_14	0	30	15	1/1/2026	1/1/2036	1	1	1	  
16	_pr_Cambio_Cond_13_14	0	30	19.5	1/1/2026	1/1/2036	1	1	1	  

Fig. 11 Imagen de la interfaz de OddFace con el listado de expansiones con las que el algoritmo genético buscará el mínimo CF, que son la generación de Eólica y Solar en las barras 2, 4, 5, 6 y 9, y las 6 posibles expansiones de red candidatas.

Luego, en la Fig. 14 se muestran las expansiones de ERNC, en cada etapa, y para el caso de la expansión SIN habilitar la expansión de RED y para el caso se que sí se habilite la misma. Observar por ejemplo que al habilitar las expansiones de red, el optimizador identifica que es mejor aumentar la expansión en la barra y 9 y bajar la de la barra 2, ya que se expande el proyecto que duplica la capacidad de la línea 7-9. Respecto a la generación total de ERNC, en la Fig 15 se aprecia como al aumentar la capacidad de trasmisión, el optimizador puede aumentar el nivel de sustitución de térmica instalando un 25% más ERNC (642 a 805 MW-m).

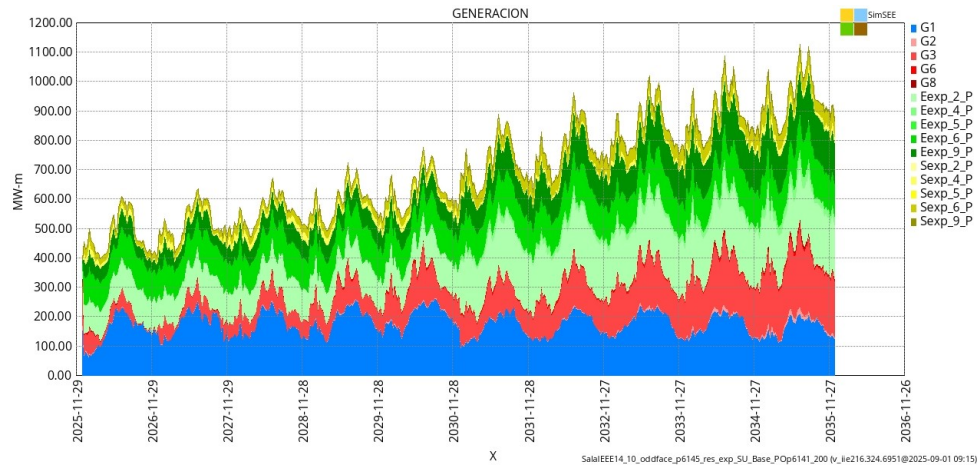


Figura 12. Generación por fuente luego de realizar con OddFace una expansión de Generación Eólica y Solar en las barras 2, 4, 5, 6 y 9, SIN las expansiones de red.

También, en las Figs. 16, 17 y 18 se pueden ver respectivamente los ML acumulados de los vínculos, la energía acumulada de falla en las Demandas, y las energías acumuladas de recortes en los generadores de expansión. Cada una de estas gráficas permiten evaluar en qué lugares de la red hay problemas, qué demandas están necesitando generación cercana o que generadores de

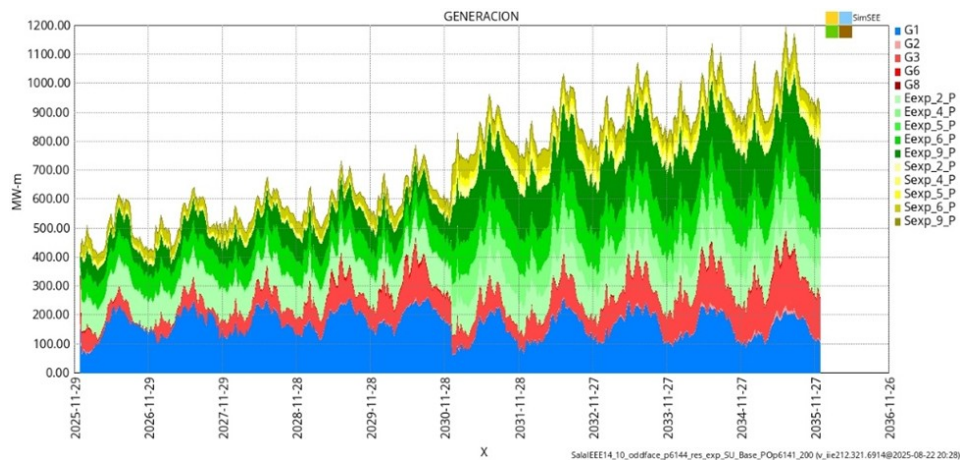


Figura 13. Generación por fuente luego de realizar con OddFace una expansión de Generación Eólica y Solar en las barras 2, 4, 5, 6 y 9, CON expansiones de red.

expansión están siendo recortados por no poder evacuar su generación por restricciones de red y llegar a la barra de MERCADO y ser valorizados a los 10 USD/MWh establecido.

Claramente el sistema tiene problemas, y como ya se ha referido el objetivo de este trabajo es presentar las herramientas desarrolladas y verificar que las mismas funcionan.

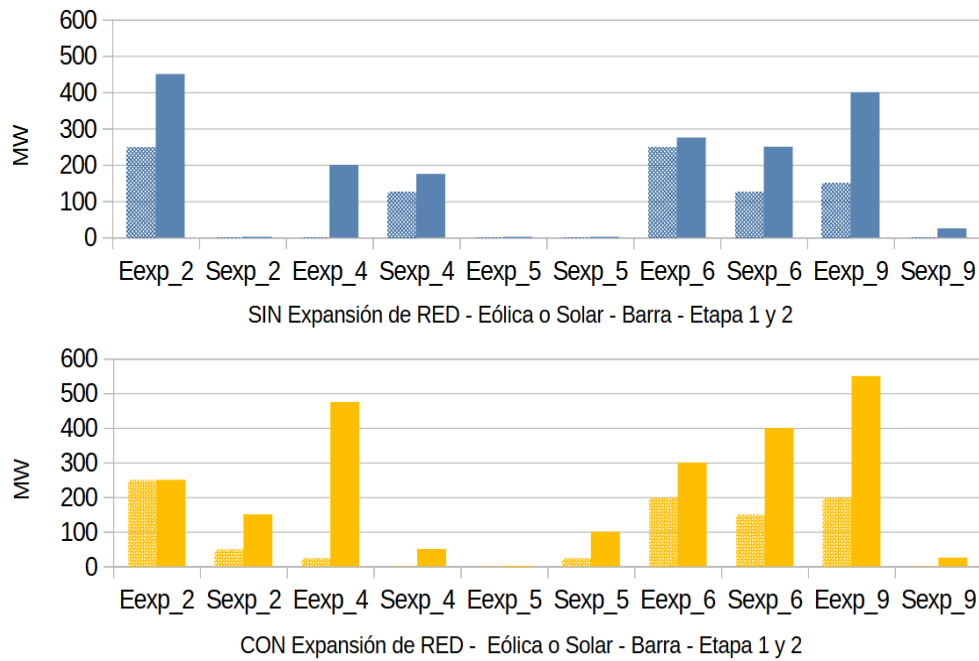


Figura 14. Potencia de las expansiones de la Generación para las etapas 1 y 2, para el caso SIN expansión de red y CON expansión de red.

Posiblemente las Fig. 19 sea la mejor demostración de que el optimizador de escenarios genético OddFace logra su cometido expandiendo la generación hasta que los GI de las tecnologías de expansión se logren anular. Otra forma de ver la misma información es observar los ML de los generadores de expansión conectados a las barras que se muestra en la Fig. 20 (que como ya se ha referido en definitiva son los Costos Marginales vistos por cada tecnología).

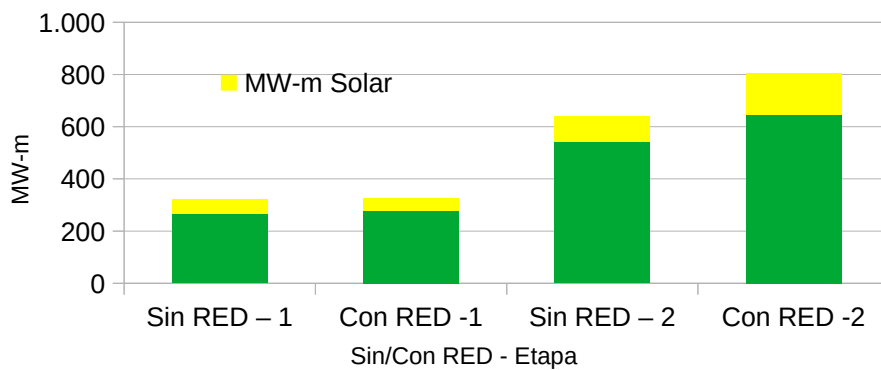


Fig. 15 Energía total de las expansiones en ERNC para las etapas 1 y 2, para el caso SIN expansión de red y CON expansión de red.

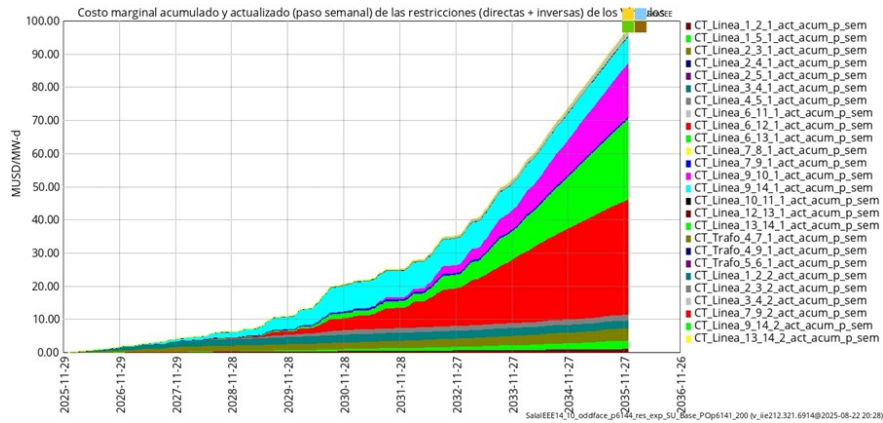


Figura 16. ML acumulado de los vínculos de la red luego de realizar con OddFace una expansión de Generación Eólica y Solar en las barras 2, 4, 5, 6 y 9 CON expansión de la red.

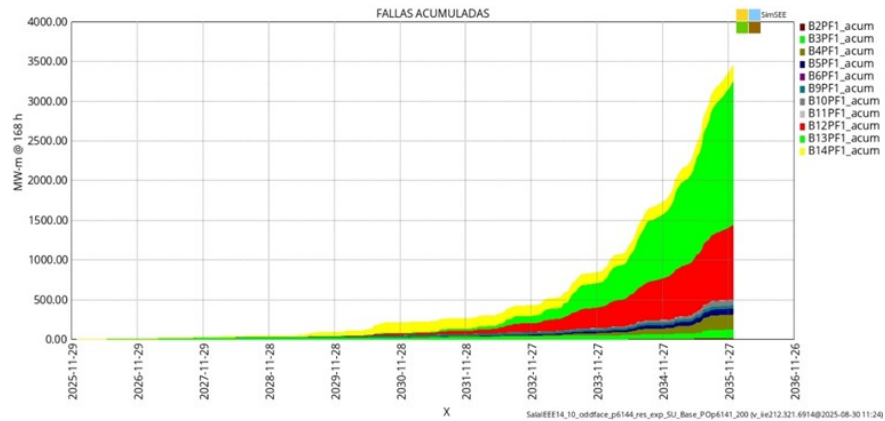


Figura 17. Energía acumulada de FALLAS en las Demandas (MW-m x 168 h del paso de simulación) luego de realizar con OddFace una expansión de Generación Eólica y Solar en las barras 2, 4, 5, 6 y 9 CON expansión de la red

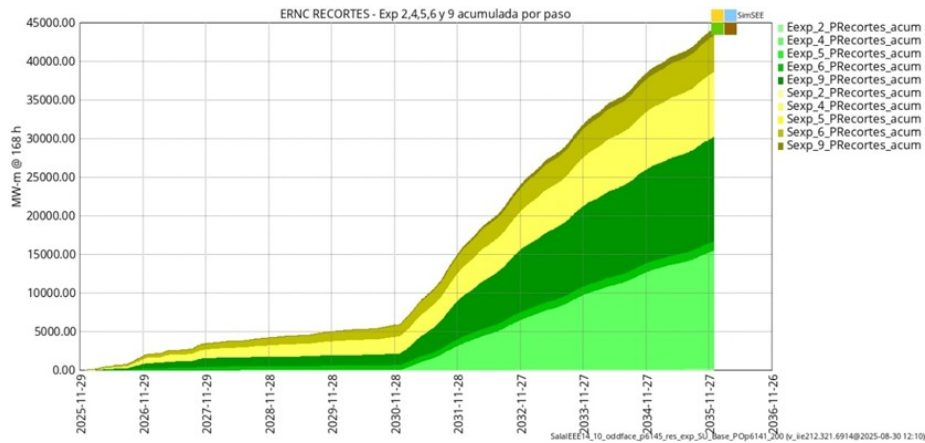


Figura 18. Energía acumulada de los RECORTES de los Generadores de Expansión (MW-m x 168 h del paso de simulación) luego de realizar con OddFace una expansión de Generación Eólica y Solar en las barras 2, 4, 5, 6 y 9 CON expansión de la red

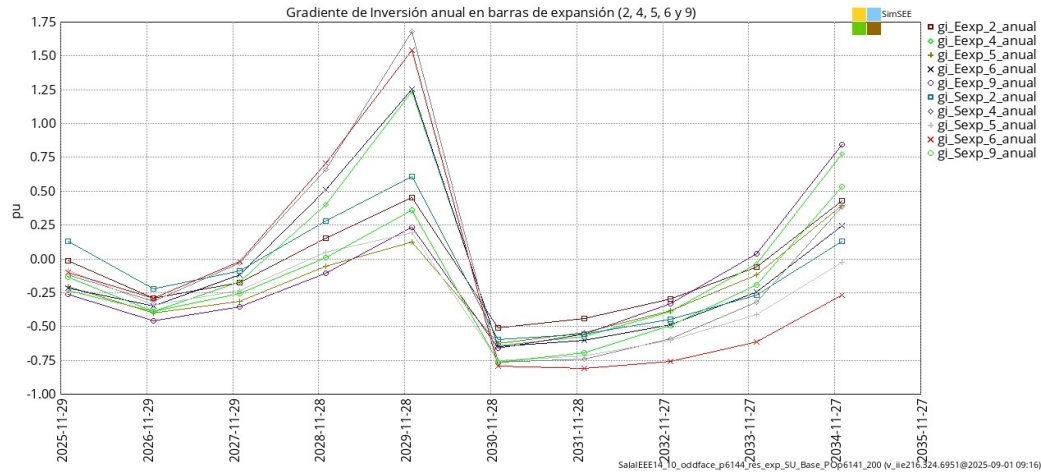


Figura 19. Gradientes de Inversión (GI) luego de realizar con OddFace una expansión de Generación Eólica y Solar en las barras 2, 4, 5, 6 y 9 CON expansión de la red.

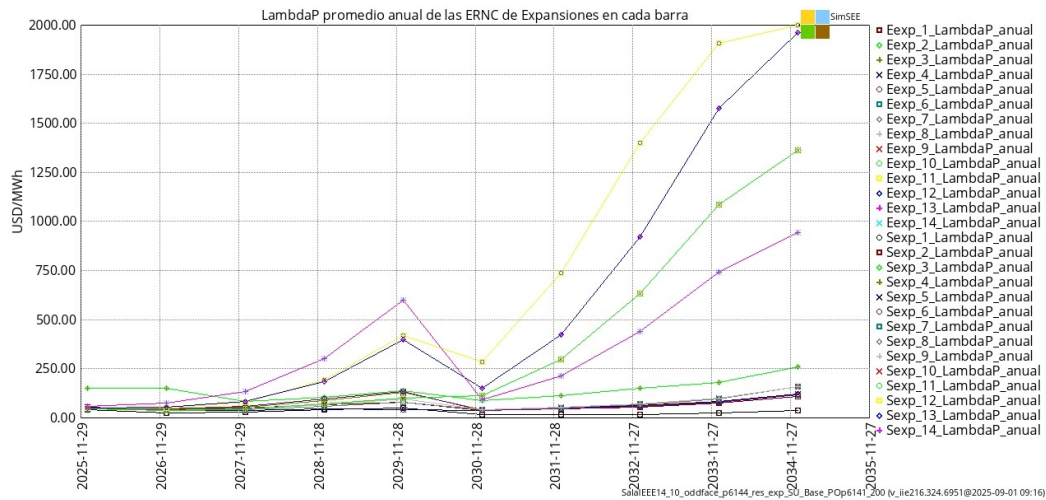


Figura 20. ML de todas barras luego de realizar con OddFace una expansión de Generación Eólica y Solar CON expansión de la red.

6. CONCLUSIONES

En la Fig 21 se puede resumir gráficamente la combinación de herramientas desarrolladas que permiten hacer en forma automática la Expansión conjunta de la Generación y la Transmisión.

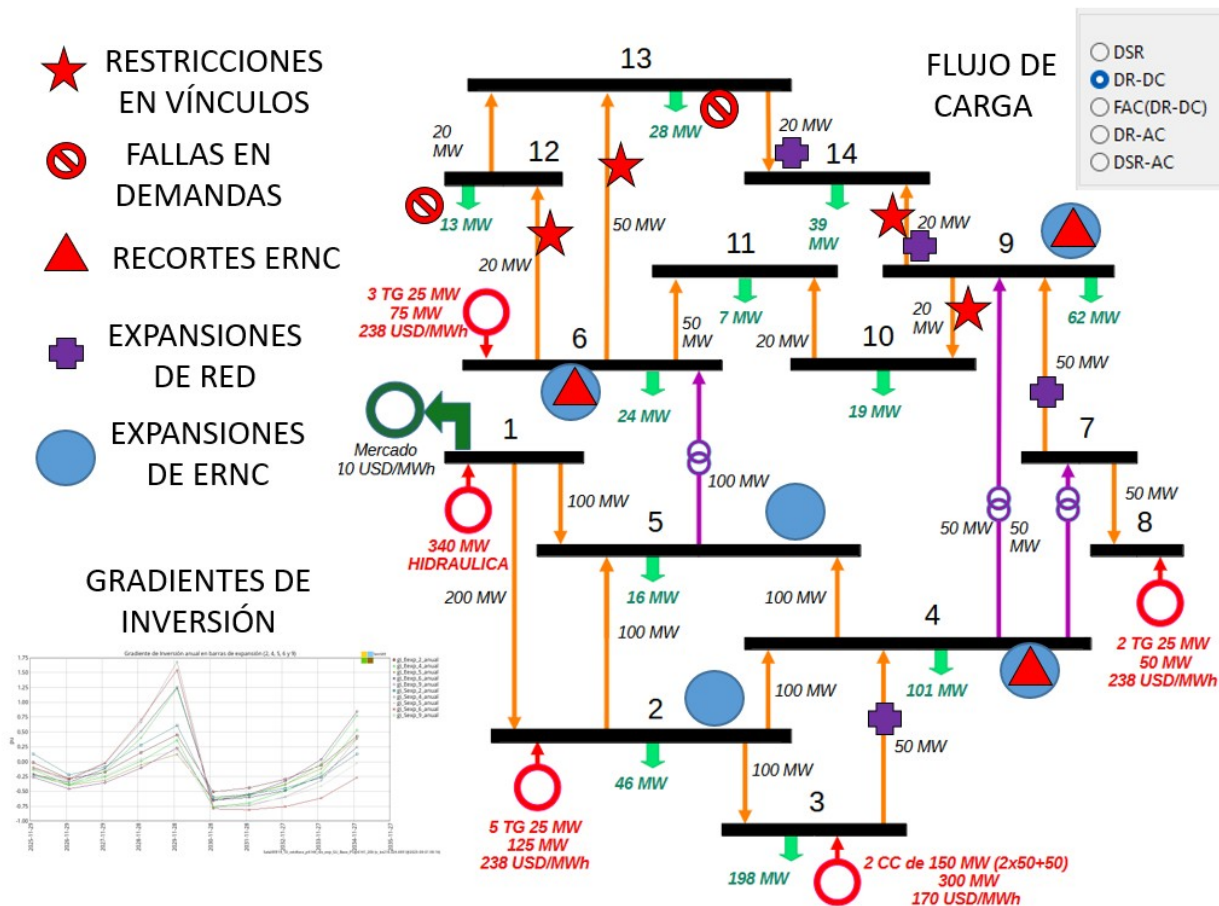


Figura 21. Resumen gráfico de las herramientas desarrolladas en el Proyecto PGT.

Las herramientas desarrolladas se pueden resumir en:

- Implementación de la realización de un Flujo de Carga de DC y/o de AC para cada paso de Simulación.
- Mejoras en el Editor de Salas del SimSEE en lo que refiere a la vinculación (enganches) entre los actores de la Sala SimSEE y los elementos de la red eléctrica caracterizados por el archivo RAW (formato PSS).
- Incorporación en el SIMPLEX del cada paso de simulación de las restricciones de caja de cada vínculo de la red eléctrica (líneas y transformadores) de tal forma de no superar la capacidad de transporte utilizando los Factores de Alivio (Flujo de cargas de DC).
- Incorporación al optimizador genético OddFace la posibilidad de considerar actores de expansión de la red eléctrica como PROYECTOS de inversión.
- Incorporación al SimSEE de la capacidad de medir el Costo Marginal (o beneficio marginal) de cada vínculo de la red a partir de los Multiplicadores de Lagrange del SIMPLEX del paso.

- Incorporación al SimSEE de la capacidad de medir el Costo Marginal visto por los actores de generación instalados en diferentes barras de la red eléctrica a partir de los Multiplicadores de Lagrange del SIMPLEX del paso.
- Incorporación al SimSEE de la capacidad de medir el Gradiente de Inversión de los actores de generación instalados en diferentes barras de la red eléctrica.

Como conclusión general se puede decir que las herramientas desarrollada está operativa en la versión corriente del paquete SimSEE y cumplen con el objetivo buscado al plantearse el proyecto: contar con una herramienta automática que permita expandir con criterio económico y en forma conjunta la Generación y la Transmisión de un Sistema Eléctrico.

7. REFERENCIAS

- [1] Reza Hemmati, Rahmat-Allah Hooshmand, and Amin Khodabakhshian, “Comprehensive review of generation and transmission expansion planning”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 7, no. 9, pp. 955–964, 2013.
- [2] Nikolaos E. Koltsaklis and Athanasios S. Dagoumas, “State-of-the-art generation expansion planning: A review”, *Applied Energy*, vol. 230, pp. 563–589, 2018.
- [3] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, y Pablo Alfaro, “*SimSEE - Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica*”, Proyecto pdt 47/12. Universidad de la República, Facultad de Ingeniería, Instituto de Ingeniería Eléctrica, 2008, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2006/CCA06/CCA06.pdf> y <https://simsee.org/>
- [4] Enzo Coppes, Carlos Tutté, Fernanda Maciel, M. Forets, Eliana Cornalino, Ruben Chaer,, “Proyecto ANII-FSE 2009-18, Mejoras de la Plataforma SimSEE”. <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2010/CBTMFCGAPCC10/CBTMFCGAPCC10.pdf>
- [5] Ruben Chaer, Gonzalo Casaravilla, “Optimización genética aplicada a la planificación de inversiones de generación eléctrica”, Encuentro de Potencia, Instrumentación y Medidas, EPIM, IEEE, Montevideo, Uruguay, 2010. <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2010/CC10/CC10.pdf>
- [6] N. D. Ghawghawe and K. L. Thakre, “Application of Power Flow Sensitivity Analysis and PTDF for Determination of ATC”, 2006 International Conference on Power Electronic, Drives and Energy Systems, New Delhi, India, 2006, pp. 1-7, doi: 10.1109/PEDES.2006.344304.
- [7] N. D. Ghawghawe and K. L. Thakre, “Application of Power Flow Sensitivity Analysis and PTDF for Determination of ATC”, 2006 International Conference on Power Electronic, Drives and Energy Systems, New Delhi, India, 2006, pp. 1-7, doi: 10.1109/PEDES.2006.344304.
- [8] T. Leveringhaus and L. Hofmann, "Comparison of methods for state prediction: Power Flow Decomposition (PFD), AC Power Transfer Distribution factors (AC-PTDFs), and Power Transfer Distribution factors (PTDFs)," 2014 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Hong Kong, China, 2014, pp. 1-6, doi: 10.1109/APPEEC.2014.7066183.
- [9] Marín-Cano, C.C.; Sierra-Aguilar, J.E.; López-Lezama, J.M.; Jaramillo-Duque, Á.; Villa-Acevedo, W.M. Implementation of User Cuts and Linear Sensitivity Factors to Improve the Computational Performance of the Security-Constrained Unit Commitment Problem. *Energies* 2019, 12, 1399. <https://doi.org/10.3390/en12071399>
- [10] Rodríguez Arango, J y Vanegas Franco, M. (2013). análisis del efecto del indicador de sensibilidad en el ordenamiento de contingencias simples en el sistema de potencia de Pereira. Pereira : Universidad Tecnológica de Pereira. Disponible en: <https://hdl.handle.net/11059/3734>
- [11] Paul, Kaushik and Niranjana Kumar. “Application of MATPOWER for the Analysis of Congestion in Power System Network and Determination of Generator Sensitivity Factor.” (2017).
- [12] R. Baldick, "Variation of distribution factors with loading," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 4, pp. 1316-1323, Nov. 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.818723.
- [13] Song, C. S., Park, C. H., Yoon, M., & Jang, G. (2011). Implementation of PTDFs and LODFs for Power System Security. *Journal of International Council on Electrical Engineering*, 1(1), 49–53. <https://doi.org/10.5370/JICEE.2011.1.1.049>

- [14] W. Y. Ng, "Generalized Generation Distribution Factors for Power System Security Evaluations," in IEEE Power Engineering Review, vol. PER-1, no. 3, pp. 18-19, March 1981, doi: 10.1109/MPER.1981.5511296
- [15] Determinación de factores de sensibilidad de generadores para la mitigación de congestiones en las redes eléctricas Antonio García Martínez. <https://hdl.handle.net/10016/30211>
- [16] PSCAD (2018). PSCAD IEEE 14 Bus System. May 22, 2018. Revision 1. https://www.pscad.com/uploads/knowledge_base/ieee_14_bus_technical_note.pdf

Anexos

8. Desarrollo del Sistema a Expandir

8.1. Sistema IEEE de 14 barras tomado como referencia inicial

En la Fig. 22 se puede ver el esquema general del sistema IEEE de 14 barras en el que se indican las demandas, las potencias máximas de los vínculos (líneas y transformadores) y la potencia de los generadores térmicos.

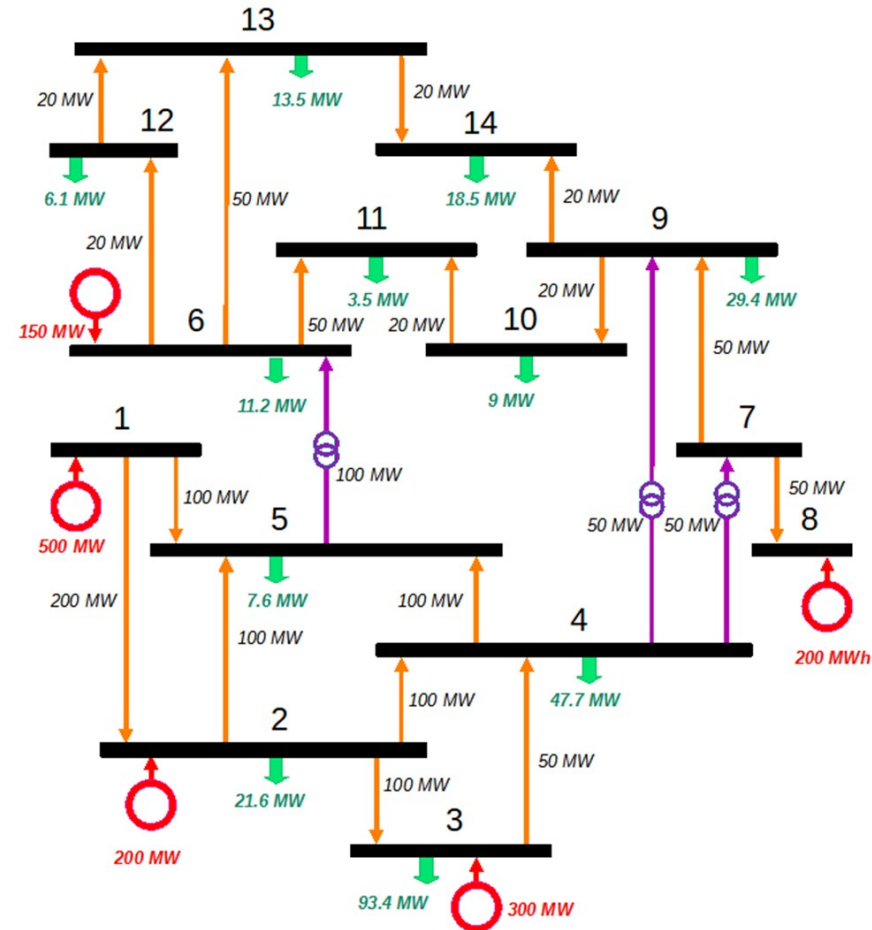


Fig. 22 Sistema IEEE de 14 barras tomado como referencia inicial

1,	2, '1 '	0.01938,	0.05917,	0.05280,	200.00,
1,	5, '1 '	0.05403,	0.22304,	0.04920,	100.00,
2,	3, '1 '	0.04699,	0.19797,	0.04380,	100.00,
2,	4, '1 '	0.05811,	0.17632,	0.03400,	100.00,
2,	5, '1 '	0.05695,	0.17388,	0.03460,	100.00,
3,	4, '1 '	0.06701,	0.17103,	0.01280,	50.00,
4,	5, '1 '	0.01335,	0.04211,	0.00000,	100.00,
6,	11, '1 '	0.09498,	0.19890,	0.00000,	50.00,
6,	12, '1 '	0.12291,	0.25581,	0.00000,	20.00,
6,	13, '1 '	0.06615,	0.13027,	0.00000,	50.00,
7,	8, '1 '	0.00000,	0.17615,	0.00000,	50.00,
7,	9, '1 '	0.00000,	0.11001,	0.00000,	50.00,
9,	10, '1 '	0.03181,	0.08450,	0.00000,	20.00,
9,	14, '1 '	0.12711,	0.27038,	0.00000,	20.00,
10,	11, '1 '	0.08205,	0.19207,	0.00000,	20.00,
12,	13, '1 '	0.22092,	0.19988,	0.00000,	20.00,
13,	14, '1 '	0.17093,	0.34802,	0.00000,	20.00,

Fig. 23 R, X e Y y potencia máxima de las líneas (archivo RAW).

8.2. Ajuste del Sistema inicial para el armado de la Sala a expansionar

a) Demandas

Para cada una de las once demandas se carga un único archivo de demanda detallada horaria genérico (demanda_anual_horaria_base.bin) que en la primer hora del año tiene la demanda del caso básico de la IEEE14. En la tabla 2 se pueden ver los valores de la hora cero, la mínima demanda, la máxima demanda y la demanda media de cada demanda. Las demandas máximas se producen el 9 de julio a las 21 horas.

Tabla 2 Demandas: primer hora del año, mínima, máxima y media.

Dem	MW(0h)	anual			GWh
		MW-max	MW-min	MW-m	
B2	21,6407	46	16	28	245
B3	93,9426	198	71	121	1065
B4	47,6694	101	36	62	540
B5	7,5792	16	06	10	86
B6	11,1694	24	08	14	127
B9	29,4194	62	22	38	334
B10	8,9754	19	07	12	102
B11	3,4904	7	03	5	40
B12	6,0833	13	05	8	69
B13	13,4631	28	10	17	153
B14	18,5425	39	14	24	168
	262	553	199	338	2929

b) Generación Hidráulica

A los efectos de considerar generación hidráulica en la sala, se tomó como referencia la represa de Rincón del Bonete de Uruguay que tiene 4 turbinas de 38.8 MW, una capacidad de embalse de 140 días y un factor de planta de aproximadamente 50%. Luego, teniendo en cuenta que la potencia media de la demanda del caso analizado es de 338 MW-m, si se dimensiona la hidráulica para aportar aproximadamente el 50% de la energía del sistema, la represa debe ser de aproximadamente 340 MW.

Finalmente, para ajustar la potencia de generación de las 4 turbinas de la represa, para que con el mismo caudal afluente nominal genere 340 MW, se deben poner turbinas de 85 MW y ajustar la cota de descarga de tal forma de aumentar en la misma medida el salto efectivo.

c) Generación Térmica

Al observar los valores de las potencia de generación de las térmicas de la Fig. 22 , resulta evidente que los valores no son óptimos o no se corresponden con la capacidad de las líneas. Por ejemplo el generador en la barra 8 es de 200 MW pero la línea 7-8 es de 50 MW.

Por una parte, se supondrá que G3 son Ciclos Combinados de 150 MW (2x50+50) con un cv de 170 USD/MWh y un PP de 23 USD/MWh-d. Por otra parte, se supondrá que G2, G6 y G8 son Turbinas de Gas de 25 MW con un cv de 238 USD/MWh y un PP de 18 USD/MWh-d.

A los efectos de construir un sistema hidrotérmico base con valores razonables de potencia térmica instalada, se realiza una optimización simplificada utilizando el OddFace.

La primer simplificación es no considerar las restricciones de red (opción DSR del “Flujo”).

La segunda simplificación es calcular previamente una Política de Operación con capacidad térmica superabundante y con un 20% más de demanda (Capa 1 de la Sala, escenario “Base_demanda_afectada”) y utilizarla luego tal cual es el OddFace, cargando la PO en el escenario a optimizar y seleccionando en el OddFace la opción del Modo de Exploración “Solo Sim_icf”.

Para definir la PO se realiza una simulación de largo plazo con el SimSEE cargando en los generadores G2, G3, G6 y G8 potencia térmica equivalente a los valores del sistema IEEE14 tal como muestra la Fig. 24 (sala “SalaIEEE14_HTES_sem_LP.ese”). Se obtiene así la PO “CF_Base_demanda_afectada_LP.bin”.

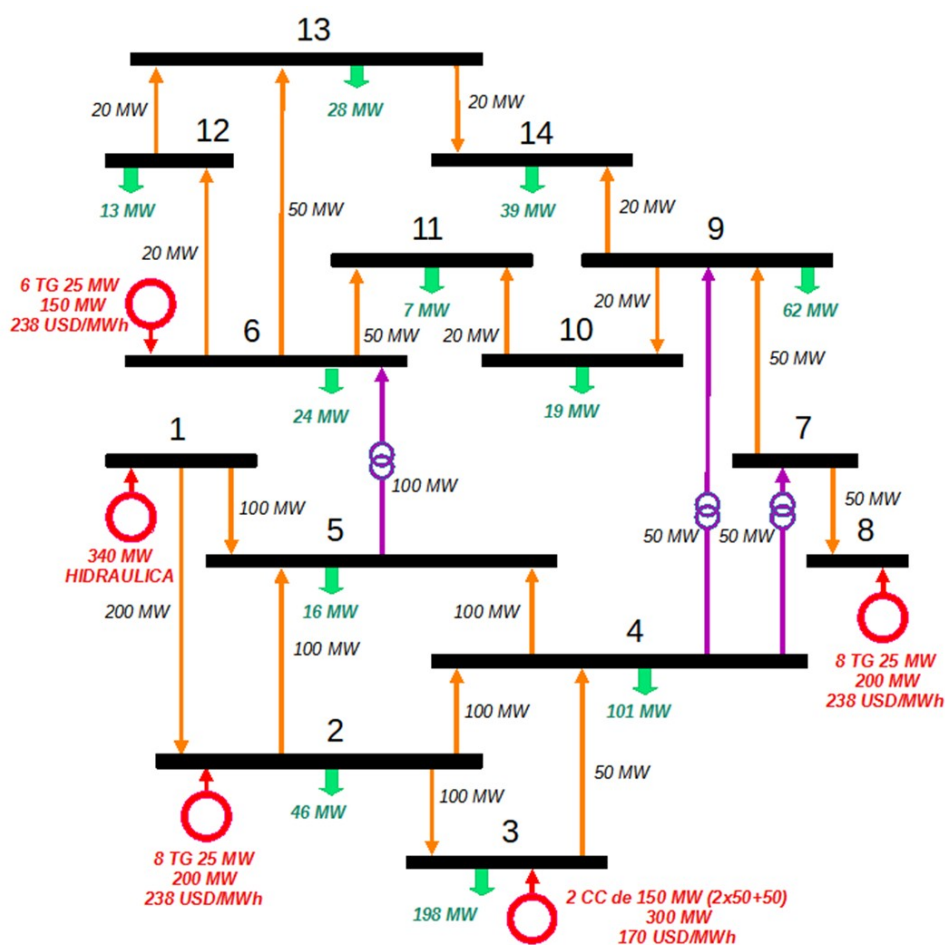


Fig. 24 Sistema con el que se calcula la Política de Operación con la que se expandiona con OddFace las térmicas G2, G3, G6 y G8.

La tercer simplificación es hacer una optimización con OddFace solo instalando generación de expansión en el primero de los 8 años de Simulación. Se debe tener presente que la sala a expandir se construye con una demanda constante para todos los años.

Se crea la Sala “SalaIEEE14_HTES_sem_eng_Exp_G2368.ese” y con esta se crea el Problema OddFace p_6092. En la Fig. Se observa la tabla de la “consulta”. Al no considerarse las restricciones de los vínculos, al realizar la optimización de la expansión de la generación térmica, a

los efectos es como que todas las demandas y los generadores están en el mismo nodo de la Sala SimSEE, por lo que el OddFace obtiene diferentes individuos que determinan claramente que el óptimo son dos CC de 150 MW, y que se deben instalar otras 10 TG de 25 MW.

Re resuelve instalar dos TG de 25 MW en en G8 (tener presente que la línea de salida tiene una capacidad de 50 MW), y se repartes las restantes 8 TG en la misma proporción que estaban en la sala original IEEE14. Si bien se podría calcular nuevamente la PO de largo plazo, al ser con generadores suficientes y con los mismos valores de sus costos variables, la misma no va a cambiar.

d) Sumidero

Respecto a la posibilidad de que el sistema exporte energía se instala un actor de Mercado, que se modela como que compra eventuales excedentes a 10 USD/MWh y que no vende energía.

Definidos todos estos aspectos, el Sistema Base es el que se muestra en la Fig. 2.

Tabla 3 Resultado de la “consulta” del Problema p_6092 de OddFace,

nid	f_objetivo	cnt_evaluaciones	e0_G2_6	e0_G3_6	e0_G6_6	e0_G8_6
1373	3.480	24	0	2	3	7
861	3.535	24	0	2	8	0
809	3.478	21	2	2	8	0
1341	3.478	20	2	2	6	2
1022	3.478	20	0	2	5	5
649	3.480	20	0	2	8	3
1641	3.480	20	4	2	1	6
1165	3.480	19	0	2	4	6
1583	3.480	19	3	2	5	3
800	3.481	19	0	2	10	1
1061	3.493	19	0	2	4	5
845	3.493	19	1	2	8	0
1556	3.477	18	2	2	5	3
1114	3.478	18	1	2	5	4
1456	3.478	18	3	2	4	3

e) Sala SimSEE del sistema a expandir

La Sala SimSEE es una sala de paso semanal, con dos años de guarda de simulación, 10 años de optimización de la Política de Operación (PO) y de Simulación, y engancha en una PO de largo plazo determinada. En la Fig. 25 se observa la pestaña de “Variables Globales” de la Sala en la que se aprecian su configuración temporal y de postizado dinámico utilizado.

La Sala utilizada es uninodal. Podría ser multinodal si se quiere representar una determinada configuración de actores o Regiones, pero no se debe asociar Nodos y Arcos de SimSEE con Barras y Vínculos de una red. Ambos mundos se conectan a partir de la definición de los “enganches” mediante las herramientas de la pestaña “Flujo” del editor de salas. De hecho para que quede claro y no se induzca a errores, se utiliza en este trabajo una Sala uninodal.

Editor - SimSEE - v_jie216.324.6951 (GPLv3, IIE-FING) - SalalEEE14_10.es

Archivo Herramientas ? Idioma

Notas Variables Globales Fuentes Actores Archivos Estados Mantenimientos Monitores SimRes3 Simulador ? Combustibles CO2 Flujo

Horizonte de tiempo

Fecha de Inicio: Fecha de fin: ?

Optimización: 01/01/2024 00:00 01/01/2036 00:00

Simulación: 01/01/2024 00:00 01/01/2036 00:00 Horizonte de guarda para simulación: 01/01/2026 00:00

Paso de tiempo

168 Horas Pasos de optimización: 626 Pasos de simulación: 626

Regiones

Nombre	HusoH	NPostes	DurPos	DurPos
auto	-3	4	5; 30; 91; 42	

Fig. 25 Pestaña de “Variables Globales” de la Sala SimSEE.

Finalmente, a continuación se reproduce sin más la información sumaria en la pestaña “Notas” de la Sala.

***Expansiones ERNC:

E_Exp_n con Pago por Potencia Disponible de 40 USD/MWh-d. Factor de planta de 41%.

S_exp_n con Pago por Potencia Disponible de 40 USD/MWh-d. Factor de planta de 22%.

***Térmicas:

Ajuste de los cv combustible con el WTI. El valor del WTI de referencia es de 50 USD/bbl.

Para el GO la relación USD/m3 Internalizado y USD/bbl WTI es 8.7, la relación USD/m3 en planta y USD/m3 Internalizado es 1.18.

Por ejemplo para un consumo específico (CE) de una TG estándar de 230 g/kWh con densidad del GO es de 0.845 kg/l, tomando 50 USD/bbl WTI resulta en $50 \times 8.7 \times 1.18 = 513$ USD/m3 en planta. Luego el el cv variable combustible es $513 \times 230 / 1000 / 0.845 = 140$ USD/MWh.

G2, G6, G8 y TGexp_n térmicas de expansión son de 25 MW, con cv 150 USD/MWh (140 cv combustible + 10 de cv no combustible) y Pago por Potencia Disponible 18 USD/MWh-d.

G3 es on/off por paso y con mínimo técnico y son de 150 MW, con cv 107 USD/MWh y Pago por Potencia Disponible 23 USD/MWh-d).

El mínimo técnico es de 50 MW con un costo de 106 USD/MWh, el variable incremental es de 97 USD/MWh y el costo variable no combustible de 7 USD.

Todas las térmicas tienen un factor de disponibilidad de 80% y un tiempo de reparación de 168 horas.

El índice del petróleo utilizado es 1,63 lo que da un petróleo a 81.5 USD/bbl. En este caso el cv total de la G2, G6, G8 y TGexp_n es de 238 USD/MWh y el de la G3 es de 170 USD/MWh.

***Hidráulica:

G1, de 340 MW (4x85 MW) con 140 días de almacenamiento y factor de planta de 50%.

***Demandas:

338 MW-m (sin afectación).

Las 11 demandas son Demandas Detalladas Horarias, todos los años iguales, con los siguientes valores medios anuales:

La Demanda Detallada tiene la particularidad que para la primer hora del año tiene un valor coincidente con el caso base de la IEEE14. El 9 de julio a las 21 h de cada año tiene su valor máximo.

Valores medios anuales:

Dem	MW-m	GWh
B2	-28	245
B3	-122	1065
B4	-62	540
B5	-10	86
B6	-14	127
B9	-38	334
B10	-12	102
B11	-5	40
B12	-8	69
B13	-17	153
B14	-19	168
	-334	2928

Capa 1 se aumentan todas un 20% (afectación) el primer año alcanzando a un 60% en el año 10.

Capa 200 se aumenta todas las demandas un 20% (x 1.2) el primer año llegando a un 211% (x 3,11) en el año 10.

El valor de FALLA del único escalón es de 2000 USD/MWh. Con Capa 3 se multiplica el valor de FALLA por 2.

***Generación Sincrónica Mínima

Se le asignan a G1, G2, G3, G6 y G8 que como mínimo generen 48 MW (20% de la demanda mínima con el 20% de afectación de la Demanda (239 MW)

con Capa 2 se anula la restricción poniendo potencia nula.

***Mercado Regional, se modela como que compra eventuales excedentes a 10 USD/MWh y que no vende energía.

9. Proyectos de expansión de redes

9.1. Proyecto 1 – Agregar una terna entre las barras 1 y 2 del caso IEEE14 barras

Estimación de Costo de Línea de Transmisión - Proyecto 138 kV / 200 MW / 26 km

Datos Generales:

- Potencia de Diseño: 200 MW
- Tensión Nominal: 138 kV
- Longitud: 26 km
- Terreno: Llanura (similar a "Farmland"), multiplicador = 1.00

Costos Unitarios Base (Fuente: UT Austin, 2017 - "Estimation of Transmission Costs for New Generation")

- Costo de Línea 138 kV Single-Circuit: 2.796 USD/kW/km
- Costo de Línea 138 kV Double-Circuit: ~25% más barato que dos líneas simples (por economía de escala).

Nota: Para doble terna sobre torres existentes, solo se considera el costo del cableado y herrajes, sin costos de torre.

Opción 1: Línea Simple (Single Circuit 138 kV)

Cálculo:

- Potencia: 200,000 kW
- Costo por km: 2.796 USD/kW/km
- Longitud: 26 km

Fórmula:

$\text{Costo Total} = \text{Potencia} \times \text{Costo por km} \times \text{Longitud}$

Aplicando:

$\text{Costo Total} = 200,000 \times 2.796 \times 26 = 14,526,400 \text{ USD}$

Resultado:

- Costo Aproximado: 14,526,400 USD
- Costo por km: 558,707 USD/km
- Costo por MW: 72,632 USD/MW

Opción 2: Completar Doble Terna Existente (solo cableado)

Consideraciones:

- Se asume un ahorro significativo (~40%) respecto al costo de una línea nueva simple, ya que no hay que montar torres ni fundaciones.
- Nuevo factor: 60% del costo de una línea nueva simple.

Cálculo:

Costo Total = $14,526,400 \times 0.6 = 8,715,840$ USD

Resultado:

- Costo Aproximado: 8,715,840 USD
- Costo por km: 335,994 USD/km
- Costo por MW: 43,579 USD/MW

Resumen Comparativo Inicial:

Opción	Costo Total (USD)	Costo por km (USD)	Costo por MW (USD)
Línea Simple (Single Circuit)	14,526,400	558,707	72,632
Completar Doble Terna (sin torres)	8,715,840	335,994	43,579

Notas Finales - Costos Adicionales para un Proyecto en Uruguay:

- Servidumbres de paso: 15,000 USD/km → 390,000 USD.
- Accesos y caminos: 10,000 USD/km → 260,000 USD.
- Obras civiles complementarias (fundaciones, zanjas, drenajes): 8% del costo de línea simple → 1,162,112 USD (para línea nueva).
- Ingeniería y diseño: 5% del costo de construcción → 726,320 USD.
- Trámites regulatorios (UTE, URSEA, DINAMA): 150,000 USD (estimado).
- Impuestos e IVA (22% en Uruguay): estimado sobre bienes y servicios.
- Financiación y seguros: 2% adicional del costo total → 290,528 USD (aprox.).

Costo Total Estimado con Complementos:

Concepto	Línea Simple (USD)	Completar Doble Terna (USD)
Línea base	14,526,400	8,715,840
Servidumbres	390,000	0 (suponiendo servidumbres ya existentes)
Accesos y caminos	260,000	200,000 (estimado menor)
Obras civiles complementarias	1,162,112	580,000 (solo ajustes menores)
Ingeniería y diseño	726,320	435,792
Trámites regulatorios	150,000	150,000
Financiación y seguros (2%)	290,528	174,317
Costo Total Estimado	17,505,360	10,255,949

Proyección de Precios al 2025 (Inflación Uruguay):

Considerando una inflación anual promedio en Uruguay de 5.5% desde 2017 hasta 2025:

Fórmula:

$$\text{Factor Inflación} = (1 + 0.055)^8 = 1.5513$$

Aplicando:

- Línea Simple actualizada:

$$17,505,360 \times 1.5513 = 27,163,528 \text{ USD}$$

- Completar Doble Terna actualizada:

$$10,255,949 \times 1.5513 = 15,903,127 \text{ USD}$$

Costo Total Estimado Proyectado a 2025:

Opción	Costo Total 2025 (USD)
Línea Simple (Single Circuit)	27,163,528
Completar Doble Terna (sin torres)	15,903,127

Conclusión:

Completar la doble terna existente representa un ahorro del 40% frente a construir una línea nueva simple, resultando altamente conveniente si la infraestructura de torres ya está instalada y en condiciones adecuadas.

Al considerar los costos complementarios y una proyección de precios al año 2025 con inflación local de Uruguay, la inversión total podría ascender a aproximadamente 27.2 millones de USD para una línea nueva y a aproximadamente 15.9 millones de USD para completar una doble terna existente.

9.2. Proyecto 2 – Agregar una terna entre las barras 2 y 3 del caso IEEE14 barras

Estimación de Costo de Línea de Transmisión - Proyecto 138 kV / 100 MW / 87 km

Datos Generales:

- Potencia de Diseño: 100 MW
- Tensión Nominal: 138 kV
- Longitud: 87 km
- Terreno: Llanura (similar a "Farmland"), multiplicador = 1.00

Costos Unitarios Base (Fuente: UT Austin, 2017 - "Estimation of Transmission Costs for New Generation")

- Costo de Línea 138 kV Single-Circuit: 2.796 USD/kW/km

- Costo de Línea 138 kV Double-Circuit: ~25% más barato que dos líneas simples (por economía de escala).

Nota: Para doble terna sobre torres existentes, solo se considera el costo del cableado y herrajes, sin costos de torre.

Opción 1: Línea Simple (Single Circuit 138 kV)

Cálculo:

- Potencia: 100,000 kW
- Costo por km: 2.796 USD/kW/km
- Longitud: 87 km

Fórmula:

Costo Total = Potencia × Costo por km × Longitud

Aplicando:

Costo Total = $100,000 \times 2.796 \times 87 = 24,337,200$ USD

Resultado:

- Costo Aproximado: 24,337,200 USD
- Costo por km: 279,060 USD/km
- Costo por MW: 243,372 USD/MW

Opción 2: Completar Doble Terna Existente (solo cableado)

Consideraciones:

- Se asume un ahorro significativo (~40%) respecto al costo de una línea nueva simple, ya que no hay que montar torres ni fundaciones.
- Nuevo factor: 60% del costo de una línea nueva simple.

Cálculo:

Costo Total = $24,337,200 \times 0.6 = 14,602,320$ USD

Resultado:

- Costo Aproximado: 14,602,320 USD
- Costo por km: 167,436 USD/km
- Costo por MW: 146,023 USD/MW

Resumen Comparativo Inicial:

Opción	Costo Total (USD)	Costo por km (USD)	Costo por MW (USD)
Línea Simple (Single Circuit)	24,337,200	279,060	243,372
Completar Doble Terna (sin torres)	14,602,320	167,436	146,023

Notas Finales - Costos Adicionales para un Proyecto en Uruguay:

- Servidumbres de paso: 15,000 USD/km → 1,305,000 USD.
- Accesos y caminos: 10,000 USD/km → 870,000 USD.
- Obras civiles complementarias (fundaciones, zanjas, drenajes): 8% del costo de línea simple → 1,946,976 USD (para línea nueva).
- Ingeniería y diseño: 5% del costo de construcción → 1,216,860 USD.
- Trámites regulatorios (UTE, URSEA, DINAMA): 150,000 USD (estimado).
- Impuestos e IVA (22% en Uruguay): Estimado sobre bienes y servicios.
- Financiación y seguros: 2% adicional del costo total → 486,744 USD (aprox.).

Costo Total Estimado con Complementos:

Concepto	Línea Simple (USD)	Completar Doble Terna (USD)
Línea base	24,337,200	14,602,320
Servidumbres	1,305,000	0 (suponiendo servidumbres ya existentes)
Accesos y caminos	870,000	600,000 (estimado menor)
Obras civiles complementarias	1,946,976	973,488 (solo ajustes menores)
Ingeniería y diseño	1,216,860	876,139
Trámites regulatorios	150,000	150,000
Financiación y seguros (2%)	486,744	292,047
Costo Total Estimado	30,312,780	17,493,994

Proyección de Precios al 2025 (Inflación Uruguay):

Considerando una inflación anual promedio en Uruguay de 5.5% desde 2017 hasta 2025:

Fórmula:

$$\text{Factor Inflación} = (1 + 0.055)^8 = 1.5513$$

Aplicando:

- Línea Simple actualizada:

$$30,312,780 \times 1.5513 = 47,034,785 \text{ USD}$$

- Completar Doble Terna actualizada:

$$17,493,994 \times 1.5513 = 27,188,416 \text{ USD}$$

Costo Total Estimado Proyectado a 2025:

Opción	Costo Total 2025 (USD)
Línea Simple (Single Circuit)	47,034,785
Completar Doble Terna (sin torres)	27,188,416

Conclusiones:

Completar la doble terna existente representa un ahorro del 40% frente a construir una línea nueva simple, resultando altamente conveniente si la infraestructura de torres ya está instalada y en condiciones adecuadas.

Al considerar los costos complementarios y una proyección de precios al año 2025 con inflación local de Uruguay, la inversión total podría ascender a aproximadamente 47.0 millones de USD para una línea nueva y a aproximadamente 27.2 millones de USD para completar una doble terna existente.

9.3. Proyecto 3 – Cambio de conductor de la línea 3-4 para aumentar su capacidad de 50 MW a 100 MW del caso IEEE14 barras

Proyecto de Reconducción de Línea de Transmisión - 138 kV / 100 MW

Datos Generales:

- Voltaje Nominal: 138 kV
- Potencia de Diseño Actual: 50 MW
- Nueva Potencia de Diseño: 100 MW
- Longitud estimada: 86 km
- Terreno: Llanura (similar a "Farmland"), multiplicador = 1.00

Configuración Actual en PSSE:

3, 4, '1 ', 0.06701, 0.17103, 0.01280, 50.00, 0.00, 0.00, ...

Nueva Configuración en PSSE (post-reconducción):

3, 4, '1 ', 0.04590, 0.16200, 0.01280, 100.00,

3, 4, '1 ', 0.04590, 0.16200, 0.01280, 100.00, 0.00, 0.00, ...

Detalles de Cambio:

- Conductor Actual: Asumido Drake 490 kcmil ACSR (~50 MVA).
- Nuevo Conductor: Condor 795 kcmil ACSR (~100-120 MVA).
- Cambio de Aisladores: Reemplazo por soportar mayor carga mecánica.

Estimación de Costos de Reconducción:

1. Costo de Suministro e Instalación de Nuevo Conductor:

- Precio promedio Condor ACSR: 12 USD/m.
- Longitud total: 86 km × 3 fases = 258 km.

Costo conductor = 258,000 m × 12 USD/m = 3,096,000 USD

2. Costo de Desarme de Conductor Existente:

- Costo promedio desarme: 1.5 USD/m.

$$\text{Costo desarme} = 258,000 \text{ m} \times 1.5 \text{ USD/m} = 387,000 \text{ USD}$$

3. Costo de Aisladores Nuevos:

- Aislador compuesto por fase: 1,500 USD/u.
- Total por estructura: 3 fases.
- Densidad de torres: 4 torres/km.

$$\text{Total de torres} = 86 \text{ km} \times 4 = 344 \text{ torres.}$$

$$\text{Costo aisladores} = 344 \text{ torres} \times 3 \text{ fases} \times 1,500 \text{ USD} = 1,548,000 \text{ USD}$$

4. Mano de Obra de Reconducción y Montaje:

- Mano de obra promedio: 5,000 USD/km.

$$\text{Costo mano de obra} = 86 \text{ km} \times 5,000 \text{ USD/km} = 430,000 \text{ USD}$$

5. Costos Indirectos:

- Inspecciones, seguridad, logística, seguros: 10% del total.

$$\text{Subtotal directo} = 3,096,000 + 387,000 + 1,548,000 + 430,000 = 5,461,000 \text{ USD}$$

$$\text{Costos indirectos (10\%)} = 546,100 \text{ USD}$$

Costo Total Estimado:

$$5,461,000 + 546,100 = 6,007,100 \text{ USD}$$

Proyección de Precios al 2025 (Inflación Uruguay):

Considerando una inflación anual promedio en Uruguay de 5.5% desde 2017 hasta 2025:

Fórmula:

$$\text{Factor Inflación} = (1 + 0.055)^8 = 1.5513$$

Aplicando:

$$6,007,100 \times 1.5513 = 9,321,933 \text{ USD}$$

Costo Total Estimado Proyectado a 2025: 9,321,933 USD

Resumen de Costos:

Concepto	Costo (USD)
Conductor nuevo (Condor 795)	3,096,000
Desarme conductor existente	387,000
Nuevos aisladores	1,548,000
Mano de obra de reconducción	430,000
Costos indirectos (10%)	546,100

Total Estimado	6,007,100
Proyección Total 2025	9,321,933

Conclusión:

El proyecto implica un costo base aproximado de 6.01 millones de USD, que proyectado al año 2025 considerando inflación local sería de 9.32 millones de USD.

9.4. Proyecto 4 – Cambio de conductor de la línea 7-9 para aumentar su capacidad de 50 MW a 100 MW del caso IEEE14 barras

Proyecto de Reconducción de Línea de Transmisión - 138 kV / 100 MW (5 km)

Datos Generales:

- Voltaje Nominal: 138 kV
- Potencia de Diseño Actual: 50 MW
- Nueva Potencia de Diseño: 100 MW
- Longitud estimada: 5 km
- Terreno: Llanura (similar a "Farmland"), multiplicador = 1.00

Configuración Actual en PSSE:

7, 9, '1 ', 0.00000, 0.11001, 0.00000, 50.00, 0.00, 0.00, ...

Nueva Configuración en PSSE (post-reconducción):

7, 9, '1 ', 0.00000, 0.10450, 0.00000, 100.00, 0.00, 0.00, ...

Detalles de Cambio:

- Conductor Actual: Asumido Drake 490 kcmil ACSR (~50 MVA).
- Nuevo Conductor: Condor 795 kcmil ACSR (~100-120 MVA).
- Cambio de Aisladores: Reemplazo por soportar mayor carga mecánica.

Nota:

- La resistencia en p.u. es muy baja (casi cero), por lo tanto, el cambio se refleja principalmente en una reducción de reactancia (ajuste de un ~5% en X).

Estimación de Costos de Reconducción:

1. Costo de Suministro e Instalación de Nuevo Conductor:

- Precio promedio Condor ACSR: 12 USD/m.
- Longitud total: 5 km × 3 fases = 15 km.

Costo conductor = 15,000 m × 12 USD/m = 180,000 USD

2. Costo de Desarme de Conductor Existente:

- Costo promedio desarme: 1.5 USD/m.

$$\text{Costo desarme} = 15,000 \text{ m} \times 1.5 \text{ USD/m} = 22,500 \text{ USD}$$

3. Costo de Aisladores Nuevos:

- Aislador compuesto por fase: 1,500 USD/u.
- Total por estructura: 3 fases.
- Densidad de torres: 4 torres/km.

$$\text{Total de torres} = 5 \text{ km} \times 4 = 20 \text{ torres.}$$

$$\text{Costo aisladores} = 20 \text{ torres} \times 3 \text{ fases} \times 1,500 \text{ USD} = 90,000 \text{ USD}$$

4. Mano de Obra de Reconducción y Montaje:

- Mano de obra promedio: 5,000 USD/km.

$$\text{Costo mano de obra} = 5 \text{ km} \times 5,000 \text{ USD/km} = 25,000 \text{ USD}$$

5. Costos Indirectos:

- Inspecciones, seguridad, logística, seguros: 10% del total.

$$\text{Subtotal directo} = 180,000 + 22,500 + 90,000 + 25,000 = 317,500 \text{ USD}$$

$$\text{Costos indirectos (10\%)} = 31,750 \text{ USD}$$

Costo Total Estimado:

$$317,500 + 31,750 = 349,250 \text{ USD}$$

Proyección de Precios al 2025 (Inflación Uruguay):

Considerando una inflación anual promedio en Uruguay de 5.5% desde 2017 hasta 2025:

Fórmula:

$$\text{Factor Inflación} = (1 + 0.055)^8 = 1.5513$$

Aplicando:

$$349,250 \times 1.5513 = 542,031 \text{ USD}$$

Costo Total Estimado Proyectado a 2025: 542,031 USD

Resumen de Costos:

Concepto	Costo (USD)
Conductor nuevo (Condor 795)	180,000
Desarme conductor existente	22,500
Nuevos aisladores	90,000
Mano de obra de reconducción	25,000

Costos indirectos (10%)	31,750
Total Estimado	349,250
Proyección Total 2025	542,031

Conclusión:

El proyecto implica un costo base aproximado de 349,250 USD, que proyectado al año 2025 considerando inflación local sería de 542,031 USD.

9.5. Proyecto 5 – Cambio de conductor de la línea 9-14 para aumentar su capacidad de 20 MW a 50 MW del caso IEEE14 barras

Proyecto de Reconducción de Línea de Transmisión - 138 kV / 50 MW (170 km)

Datos Generales:

- Voltaje Nominal: 138 kV
- Potencia de Diseño Actual: 20 MW
- Nueva Potencia de Diseño: 50 MW
- Longitud estimada: 170 km
- Terreno: Llanura (similar a "Farmland"), multiplicador = 1.00

Configuración Actual en PSSE:

9, 14, '1 ', 0.12711, 0.27038, 0.00000, 20.00, 0.00, 0.00, ...

Nueva Configuración en PSSE (post-reconducción):

9, 14, '1 ', 0.10169, 0.25686, 0.00000, 50.00, 0.00, 0.00, ...

Detalles de Cambio:

- Conductor Actual: Asumido Grosbeak 336.4 kcmil ACSR (~20-25 MVA).
- Nuevo Conductor: Drake 490 kcmil ACSR (~50-60 MVA).
- Cambio de Aisladores: Reemplazo por soportar mayor carga mecánica.

Nota:

- Reducción de Resistencia: ~20% (de Grosbeak a Drake).
- Reducción de Reactancia: ~5% por mejoras menores en la configuración.

Estimación de Costos de Reconducción:

1. Costo de Suministro e Instalación de Nuevo Conductor:

- Precio promedio Drake ACSR: 8 USD/m.
- Longitud total: 170 km × 3 fases = 510 km.

Costo conductor = $510,000 \text{ m} \times 8 \text{ USD/m} = 4,080,000 \text{ USD}$

2. Costo de Desarme de Conductor Existente:

- Costo promedio desarme: 1.5 USD/m.

Costo desarme = $510,000 \text{ m} \times 1.5 \text{ USD/m} = 765,000 \text{ USD}$

3. Costo de Aisladores Nuevos:

- Aislador compuesto por fase: 1,500 USD/u.
- Total por estructura: 3 fases.
- Densidad de torres: 4 torres/km.

Total de torres = $170 \text{ km} \times 4 = 680 \text{ torres}$.

Costo aisladores = $680 \text{ torres} \times 3 \text{ fases} \times 1,500 \text{ USD} = 3,060,000 \text{ USD}$

4. Mano de Obra de Reconducción y Montaje:

- Mano de obra promedio: 5,000 USD/km.

Costo mano de obra = $170 \text{ km} \times 5,000 \text{ USD/km} = 850,000 \text{ USD}$

5. Costos Indirectos:

- Inspecciones, seguridad, logística, seguros: 10% del total.

Subtotal directo = $4,080,000 + 765,000 + 3,060,000 + 850,000 = 8,755,000 \text{ USD}$

Costos indirectos (10%) = 875,500 USD

Costo Total Estimado:

$8,755,000 + 875,500 = 9,630,500 \text{ USD}$

Proyección de Precios al 2025 (Inflación Uruguay):

Considerando una inflación anual promedio en Uruguay de 5.5% desde 2017 hasta 2025:

Fórmula:

Factor Inflación = $(1 + 0.055)^8 = 1.5513$

Aplicando:

$9,630,500 \times 1.5513 = 14,941,464 \text{ USD}$

Costo Total Estimado Proyectado a 2025: 14,941,464 USD

Resumen de Costos:

Concepto	Costo (USD)
Conductor nuevo (Drake 490)	4,080,000
Desarme conductor existente	765,000
Nuevos aisladores	3,060,000
Mano de obra de reconducción	850,000

Costos indirectos (10%)	875,500
Total Estimado	9,630,500
Proyección Total 2025	14,941,464

Conclusión:

El proyecto implica un costo base aproximado de 9.63 millones de USD, que proyectado al año 2025 considerando inflación local sería de 14.94 millones de USD.

9.6. Proyecto 6 – Cambio de conductor de la línea 13-14 para aumentar su capacidad de 20 MW a 50 MW del caso IEEE14 barras

Proyecto de Reconducción de Línea de Transmisión - 138 kV / 50 MW (222 km)

Datos Generales:

- Voltaje Nominal: 138 kV
- Potencia de Diseño Actual: 20 MW
- Nueva Potencia de Diseño: 50 MW
- Longitud estimada: 222 km
- Terreno: Llanura (similar a "Farmland"), multiplicador = 1.00

Configuración Actual en PSSE:

13, 14, '1 ', 0.17093, 0.34802, 0.00000, 20.00, 0.00, 0.00, ...

Nueva Configuración en PSSE (post-reconducción):

13, 14, '1 ', 0.13674, 0.33062, 0.00000, 50.00, 0.00, 0.00, ...

Detalles de Cambio:

- Conductor Actual: Asumido Grosbeak 336.4 kcmil ACSR (~20-25 MVA).
- Nuevo Conductor: Drake 490 kcmil ACSR (~50-60 MVA).
- Cambio de Aisladores: Reemplazo por soportar mayor carga mecánica.

Nota:

- Reducción de Resistencia: ~20% (de Grosbeak a Drake).
- Reducción de Reactancia: ~5% por mejoras menores en la configuración.

Estimación de Costos de Reconducción:

1. Costo de Suministro e Instalación de Nuevo Conductor:

- Precio promedio Drake ACSR: 8 USD/m.
- Longitud total: 222 km × 3 fases = 666 km.

Costo conductor = $666,000 \text{ m} \times 8 \text{ USD/m} = 5,328,000 \text{ USD}$

2. Costo de Desarme de Conductor Existente:

- Costo promedio desarme: 1.5 USD/m.

Costo desarme = $666,000 \text{ m} \times 1.5 \text{ USD/m} = 999,000 \text{ USD}$

3. Costo de Aisladores Nuevos:

- Aislador compuesto por fase: 1,500 USD/u.
- Total por estructura: 3 fases.
- Densidad de torres: 4 torres/km.

Total de torres = $222 \text{ km} \times 4 = 888 \text{ torres}$.

Costo aisladores = $888 \text{ torres} \times 3 \text{ fases} \times 1,500 \text{ USD} = 3,996,000 \text{ USD}$

4. Mano de Obra de Reconducción y Montaje:

- Mano de obra promedio: 5,000 USD/km.

Costo mano de obra = $222 \text{ km} \times 5,000 \text{ USD/km} = 1,110,000 \text{ USD}$

5. Costos Indirectos:

- Inspecciones, seguridad, logística, seguros: 10% del total.

Subtotal directo = $5,328,000 + 999,000 + 3,996,000 + 1,110,000 = 11,433,000 \text{ USD}$

Costos indirectos (10%) = 1,143,300 USD

Costo Total Estimado:

$11,433,000 + 1,143,300 = 12,576,300 \text{ USD}$

Proyección de Precios al 2025 (Inflación Uruguay):

Considerando una inflación anual promedio en Uruguay de 5.5% desde 2017 hasta 2025:

Fórmula:

Factor Inflación = $(1 + 0.055)^8 = 1.5513$

Aplicando:

$12,576,300 \times 1.5513 = 19,514,848 \text{ USD}$

Costo Total Estimado Proyectado a 2025: 19,514,848 USD

Resumen de Costos:

Concepto	Costo (USD)
Conductor nuevo (Drake 490)	5,328,000
Desarme conductor existente	999,000
Nuevos aisladores	3,996,000
Mano de obra de reconducción	1,110,000

Costos indirectos (10%)	1,143,300
Total Estimado	12,576,300
Proyección Total 2025	19,514,848

Conclusión:

El proyecto implica un costo base aproximado de 12.58 millones de USD, que proyectado al año 2025 considerando inflación local sería de 19.51 millones de USD.

9.7. Archivo JSON (proyectosRed.json)

```
{
  "comentarios": ["Proyectos sala IEEE 14 - PEGT"],
  "version": "1.0",
  "PSSEver": null,
  "Proyectos" :
  [
    {"nombre": "Duplico_Linea_1_2",
      "pp": 16,
      "dtIni": "2099-01-01",
      "dtFin": null,
      "activo": true,
      "lineasPSSE": [
        { "estado": "EN_SERVICIO",
          "strPSSE":
            " 1, 2,'2 ', 0.01938, 0.05917, 0.05280, 200.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000,
            0.00000, 1, 1, 0.0, 1, 1.0000, 0, 1.0000, 0, 1.0000, 0, 1.0000" } } ]
    },
    {"nombre": "Duplico_Linea_2_3",
      "pp": 27,
      "dtIni": "2099-01-01",
      "dtFin": null,
      "activo": true,
      "lineasPSSE": [
        { "estado": "EN_SERVICIO",
          "strPSSE":
            " 2, 3,'2 ', 0.04699, 0.19797, 0.04380, 100.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000,
            0.00000, 1, 1, 0.0, 1, 1.0000, 0, 1.0000, 0, 1.0000, 0, 1.0000" } } ]
    },
    {"nombre": "Cambio_Cond_3_4",
      "pp": 9.3,
      "dtIni": "2099-01-01",
      "dtFin": null,
      "activo": true,
      "lineasPSSE": [
        { "estado": "FUERA_SERVICIO",
```

```

    "strPSSE":
    " 3, 4,'1 ', 0.06701, 0.17103, 0.01280, 50.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.0, 1, 1.0000, 0, 1.0000, 0, 1.0000, 0, 1.0000"
    },
    { "estado": "EN_SERVICIO",
    "strPSSE":
    " 3, 4,'2 ', 0.04590, 0.16200, 0.01280, 100.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.0, 1, 1.0000, 0, 1.0000, 0, 1.0000, 0, 1.0000"}]
    },
    { "nombre": "Cambio_Cond_7_9",
    "pp": 0.54,
    "dtIni": "2099-01-01",
    "dtFin": null,
    "activo": true,
    "lineasPSSE": [
    { "estado": "FUERA_SERVICIO",
    "strPSSE":
    " 7, 9,'1 ', 0.00000, 0.11001, 0.00000, 50.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.0, 1, 1.0000, 0, 1.0000, 0, 1.0000, 0, 1.0000"
    },
    { "estado": "EN_SERVICIO",
    "strPSSE":
    " 7, 9,'2 ', 0.00000, 0.10450, 0.00000, 100.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.0, 1, 1.0000, 0, 1.0000, 0, 1.0000, 0, 1.0000"}]
    },
    { "nombre": "Cambio_Cond_9_14",
    "pp": 15,
    "dtIni": "2099-01-01",
    "dtFin": null,
    "activo": true,
    "lineasPSSE": [
    { "estado": "FUERA_SERVICIO",
    "strPSSE":
    " 9, 14,'1 ', 0.12711, 0.27038, 0.00000, 20.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.0, 1, 1.0000, 0, 1.0000, 0, 1.0000, 0, 1.0000"
    },
    { "estado": "EN_SERVICIO",
    "strPSSE":
    " 9, 14,'2 ', 0.10169, 0.25686, 0.00000, 50.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.0, 1, 1.0000, 0, 1.0000, 0, 1.0000, 0, 1.0000"}]
    },
    { "nombre": "Cambio_Cond_13_14",
    "pp": 19.5,
    "dtIni": "2099-01-01",
    "dtFin": null,

```

```
"activo": true,
"lineasPSSE": [
  { "estado": "FUERA_SERVICIO",
    "strPSSE":
      " 13, 14,'1 ', 0.17093, 0.34802,0.00000, 20.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000,
0.00000,1,1, 0.0, 1,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000"
  },
  { "estado": "EN_SERVICIO",
    "strPSSE":
      " 13, 14,'2 ', 0.13674, 0.33062,0.00000, 50.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000,
0.00000,1,1, 0.0, 1,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000"}]
}
]
```

10. Métodos de la Iteración SimSEE - Flujos de Carga

Se analizaron los diferentes métodos existentes para de realizar un Flujo de Carga. En particular la versión original de la Iteración SimSEE-FLUCAR, utiliza un Flujo de Carga de AC completo, que básicamente resuelve el sistema no lineal de ecuaciones por los métodos de Newton-Raphson o Gauss-Seidel. También la nueva versión de flujo de carga SimSEPEE utiliza los mismos métodos referidos.

A los efectos de resolver integralmente el problema de cumplir con todas las restricciones de transporte, se analiza la estrategia de considerar los Factores de Alivio (FA) (ver Anexo 11) como forma de actuar sobre los generadores del sistema y así lograr un despacho económico que verifique las restricciones de todas las líneas del sistema. En el anexo referido se analiza cómo se calcula los FA y se concluye que en definitiva el cálculo de los FA constituye la resolución del Flujo de Carga de DC (FDC) en la medida de que la potencia de cada línea resulta es una combinación lineal utilizando los FA como ponderadores. A modo de resumen se reproducen en este apartado los conceptos fundamentales del Anexo 11.

La Ec. 1 muestra como se calcula la potencia de cada línea (PL_i) a partir de la potencia neta (P_k) y los los FA (a_k) de cada barra k del sistema. En su forma más general y considerando que en cada barra puede haber generación (G), demanda (D) y asociada con cada demanda un generador de Falla (F), se puede escribir la Ec. 2

$$PL_i = \sum_k a_k P_k \quad (1)$$

$$PL_i = \sum_k a_k (G_k + F_k - D_k) \quad (2)$$

En definitiva, la estrategia adoptada es la de incluir en el SIMPLEX (despacho económico óptimo) que realiza el SimSEE en cada paso de tiempo, una restricción para cada línea que debe respetar cierta restricción de potencia máxima (R_i) tal como muestra la Ec. 3. El considerar el valor absoluto en la ecuación toma nota de que el Flujo de Carga (de AC o DC) da valores de PL_i con signo (asociadas con un sentido del flujo de energía).

$$\left| \sum_k a_k (G_k + F_k - D_k) \right| \leq R_i \quad (3)$$

Por lo tanto, se deberá agregar al SIMPLEX un par de restricciones para cada línea como las mostradas en las Ecs. 4 y 5.

$$\sum_k (-a_k)(G_k + F_k - D_k) + R_i \geq 0 \quad (4)$$

$$\sum_k a_k (G_k + F_k - D_k) + R_i \geq 0 \quad (5)$$

En definitiva, al imponer en el SimSEE las restricciones que tienen implícito el cumplimiento del FDC, se va a verificar que ninguna línea quede sobrecargada. A este despacho óptimo con las restricciones asociadas a los FA se lo denominará DR-DC. Puede quedar la duda que pasará si se realiza el Flujo de Carga de AC (FAC) a la solución de que da el despacho DR-DC. En el Anexo 13 se muestra como para el caso del BUS de 5 barras de la IEEE, la diferencia es menor.

Sin embargo para un sistema real con multiplicidad de líneas, generadores, demandas, etc. se debe verificar el nivel de aproximación que significa usar un flujo de carga de DC en vez de AC.

Para contemplar la generalidad de casos, se implementó la opción de resolver el despacho óptimo con restricciones verificando el cumplimiento de las capacidades de las líneas, calculando los flujos de las líneas con el FAC. En la Fig. 26 se muestra el esquema general por el que se puede optar por utilizar el camino “rápido” (DR-DC) y si se desea, registrar el nivel de sobrecarga “real” si se realiza el FAC del DR-DC y obtener así el FAC(DR-DC), o tomar la opción “lenta” de verificar las restricciones de red calculando las potencias de las líneas con el FAC. En este último caso se establece un cierto nivel de umbral (h) de cumplimiento que permita dar por terminada la eventual iteración. La forma de forzar un despacho económico que haga cumplir las restricciones es “apretar” o “relajar” la restricción R_i con un determinado ΔR_i estableciendo un nuevo valor como muestra la Ec. 6 para las líneas actuando sobre la restricción del signo correspondiente. En el Anexo 13.2 se describe el detalle de cómo opera la restricción y su dependencia con el valor elegido para el umbral h.

$$R_i = R_i(0) - \Delta R_i \quad (6)$$

En el Anexo 12 se muestra como el método DR-AC, utilizando el resultado del FAC como punto de ajuste las restricciones y dar cumplimiento a no sobrecargar las líneas, es exactamente lo mismo que utilizar el algoritmo Incremental de la Ec. 7 del Anexo 11.

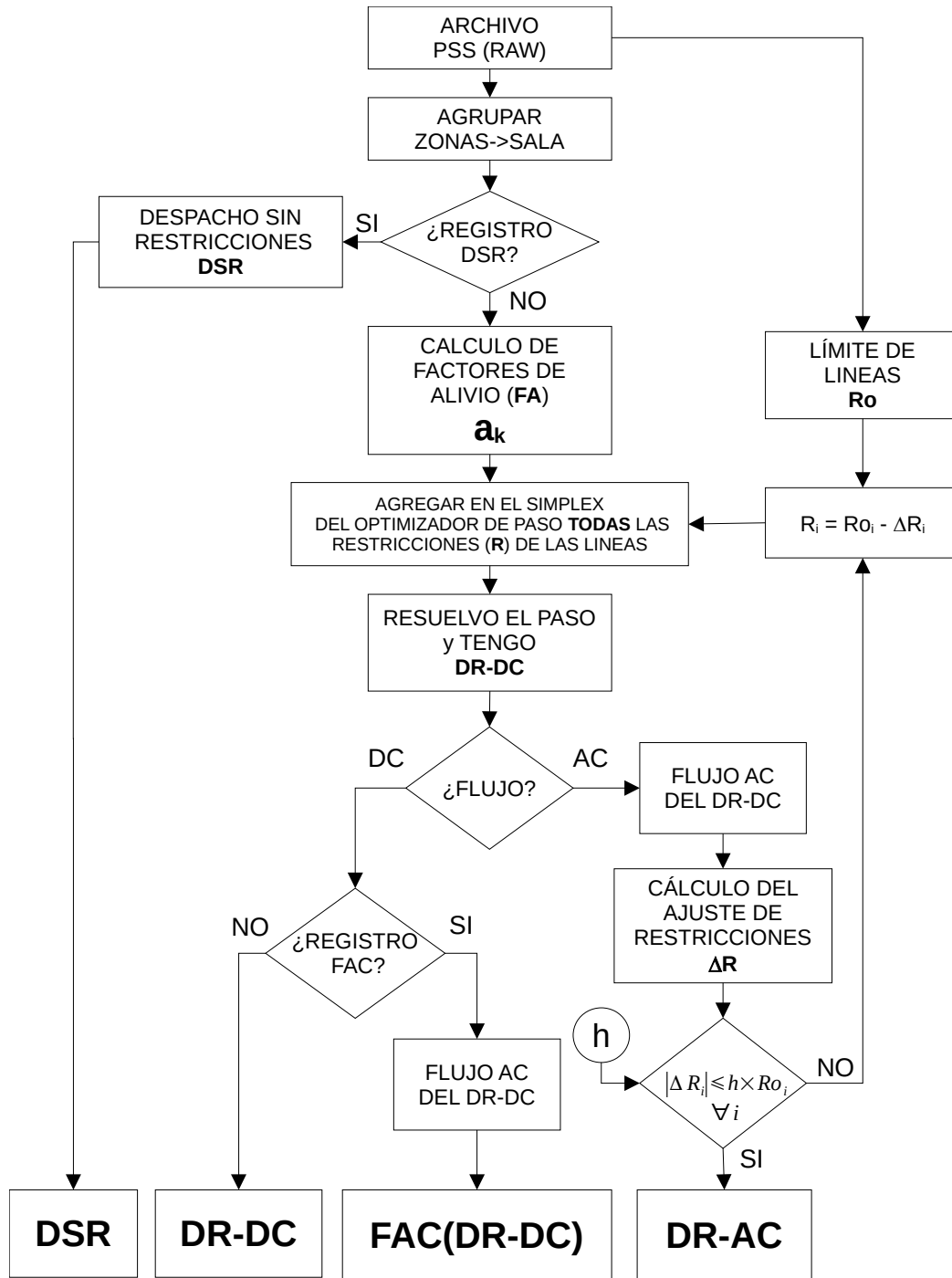


Fig. 26 Esquema general de la nueva estrategia de ITERACIÓN SimSEE - Flujos de Carga.

11. Factores de Alivio en Flujo AC y DC

Una de las formas más eficaces de realizar un cálculo rápido de las posibles formas de aliviar las sobrecargas en un sistema eléctrico es a través del uso de factores de sensibilidad o factores de distribución. Los factores de sensibilidad, factores de alivio o factores de distribución, para cada generador, representan el incremento unitario de potencia activa en cada línea o transformador del sistema.

Por medio de los factores de distribución de la potencia inyectada o extraída en los nudos podemos llevar a cabo el cambio en el despacho de generación en el caso de que se supere alguno de los límites establecidos en el sistema.

El problema a resolver es el redespacho a realizar en la plataforma SimSEE debido a condiciones de sobrecarga en algunas canalizaciones que se puede observar al hacer una corrida de flujo de cargas que toma las condiciones del estado de generación y demanda de la resolución de un paso óptimo de simulación del SIMPLEX de SimSEE.

Con el uso de los factores de alivio se pretende introducir una ecuación lineal que a modo de restricciones del SIMPLEX dé las señales correspondientes a fin de hacer una redespacho para aliviar las condiciones de sobrecarga.

En este apartado se presenta un análisis comparativo del estado del arte en el cálculo de los FA y como se formula el Flujo de DC asociado.

Las referencias bibliográficas utilizadas: [6] a [15].

a) Factores de alivio de la potencia activa inyectada en los nudos

Estos factores de alivio representan el cambio en el flujo de potencia en una línea i como consecuencia del cambio en la potencia activa inyectada o extraída en un nudo j .

Se expresan como a_{ij} y se definen matemáticamente como:

$$a_{ij} = \frac{\Delta f_i}{\Delta P_j}$$

Donde

Δf_i es la variación de la potencia activa en la línea i

ΔP_j es la variación de la potencia activa en el nudo j

De la ecuación anterior se deduce que:

$$\Delta f_i = \Delta P_j \times a_{ij}$$

De lo cual:

$$f_i^1 - f_i^0 = \Delta P_j \times a_{ij}$$

Donde

- f_i^0 es la potencia activa en la línea i en el instante de tiempo antes de modificar la P en el nudo j .

- f_i^1 es la potencia activa en la línea i en el instante de tiempo posterior a modificar la P en el nudo j.

$$f_i^1 = f_i^0 + \Delta P_j \times a_{ij}$$

En el caso de tener n nudos generadores, por la propiedad de superposición se tiene:

$$f_i^1 = f_i^0 + \sum_{j=1}^n \Delta P_j \times a_{ij}$$

Este valor debe cumplir que:

$$|f_i^1| \leq f_i^{MAX}$$

Donde f_i^{MAX} es la potencia P máxima admitida por la línea.

En suma, la relación lineal que se puede incorporar al despacho óptimo de generación como restricción a cumplir es la que muestra la Ec. 7. Observar que esta formulación general asumen que las FA permiten determinar las potencias incrementales (con signo) que habría que re despachar para cumplir las restricciones de las de líneas.

$$\left| f_i^0 + \sum_{j=1}^n \Delta P_j \times a_{ij} \right| \leq f_i^{MAX} \quad (7)$$

b) Cálculo de los factores de alivio en AC

Si se tiene:

$$a_{ij} = \frac{\Delta f_i}{\Delta P_j}$$

A la ecuación anterior se la puede escribir como:

$$a_{ij_g} = \frac{\Delta P_{ik}}{\Delta P_g}$$

Donde ΔP_{ik} es la potencia activa que circula por la línea que va del nudo i al nudo k y ΔP_g es variación de la potencia activa provocada en el nodo g debido a un cambio en la generación.

Luego, tomado la aproximación de despreciar el acoplamiento entre P y el módulo de la tensión, se puede aproximar esta última ecuación hasta el primer orden del desarrollo de Taylor:

$$a_{ij_g} = \frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_i} \frac{\partial \delta_i}{\partial P_g} + \frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_j} \frac{\partial \delta_j}{\partial P_g}$$

Cálculo de los gradientes de potencia $\frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_i} \frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_j}$

SE tiene que:

$$P_{ik} = -V_i^2 G_{ik} + V_i V_k G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) + V_i V_k B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k)$$

Derivando:

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_i} = -V_i V_k G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) + V_i V_k B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k)$$

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_k} = +V_i V_k G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) - V_i V_k B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k)$$

De lo que se deduce que:

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_i} = -\frac{\partial P_{ik}}{\partial \delta_k}$$

Cálculo de los gradientes angulares $\frac{\partial \delta_i}{\partial P_g} \frac{\partial \delta_j}{\partial P_g}$

Primero se obtienen las ecuaciones de la matriz jacobiana a efectos de realizar los calculos correspondientes.

Considerando una barra cualquiera del sistema y sus nodos adyacentes se tiene que según las ecuaciones de flujo de carga, en un nudo s:

$$P_s = V_s \sum_{t=1}^n \left[\left[G_{st} \cdot \cos(\delta_s - \delta_t) + B_{st} \cdot \sin(\delta_s - \delta_t) \right] \cdot V_t \right]$$

$$P_s = V_s^2 \cdot G_{ss} + V_s \sum_{\substack{t=1 \\ t \neq s}}^n \left[\left[G_{st} \cdot \cos(\delta_s - \delta_t) + B_{st} \cdot \sin(\delta_s - \delta_t) \right] \cdot V_t \right]$$

Derivando esta ecuación respecto a δ_s y δ_t se obtiene:

$$\frac{\partial P_s}{\partial \delta_t} = |V_s| \cdot |V_t| \cdot \left[G_{st} \cdot \sin(\delta_s - \delta_t) + B_{st} \cdot \cos(\delta_s - \delta_t) \right]$$

$$vb \frac{\partial P_s}{\partial \delta_s} = |V_s| \cdot \sum_{\substack{t=1 \\ t \neq s}}^n \left[\left[-G_{st} \cdot \sin(\delta_s - \delta_t) + B_{st} \cdot \cos(\delta_s - \delta_t) \right] \cdot |V_t| \right]$$

Despreciando el acoplamiento entre potencia activa y módulo de tensión se tiene que:

$$[\Delta P]_{nx1} = [H]_{nxn} [\Delta \delta]_{nx1}$$

En donde $[H]_{nxn}$ es:

$$[H]_{nxn} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \end{bmatrix}$$

Entonces se puede escribir:

$$[\Delta \delta] = [H]^{-1} \cdot [\Delta P] = [M] \cdot [\Delta P]$$

En donde la matriz $[M]$:

$$[M] = [H]^{-1}$$

Entonces para hallar los valores de $\frac{\partial \delta_i}{\partial P_g}$ y $\frac{\partial \delta_j}{\partial P_g}$ es necesario hallar el valor de $[M]$.

Se debe hacer que tanto la fila como la columna donde se encuentra la barra slack, en este caso la barra 1, sean ceros porque las variaciones $\partial \delta_1$ son nulas y se toman como

$$[H]_{n \times n} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \end{bmatrix}$$

De donde:

$$[\Delta \delta_{-1}] = [H_{-1}]^{-1} \cdot [\Delta P_{-1}] = [M_{-1}] \cdot [\Delta P_{-1}]$$

Ahora:

$$[\Delta \delta]_{n \times 1} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & M_{-1} \end{bmatrix}_{n \times n} \cdot [\Delta P_{-1}]_{n \times 1} + \Delta \delta_1 \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix}$$

Como el valor de $\Delta \delta_1 = 0$ se tiene que:

$$[\Delta \delta]_{n \times 1} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & M_{-1} \end{bmatrix}_{n \times n} \cdot [\Delta P_{-1}]_{n \times 1}$$

De esta última ecuación se extraen los valores $\frac{\partial \delta_i}{\partial P_g}$ y $\frac{\partial \delta_j}{\partial P_g}$, y con ellos se calculan los factores de alivio buscados.

c) Cálculo de los factores de alivio en DC

La potencia activa en un nudo de un flujo de cargas DC puede ser escrita en forma lineal como:

$$[P]_{n \times 1} = [B]_{n \times n} \cdot [\delta]_{n \times 1}$$

De aquí:

$$[\delta]_{n \times 1} = [B]_{n \times n}^{-1} \cdot [P]_{n \times 1}$$

De aquí se deduce que se puede establecer una relación lineal entre la potencia por una línea P_l y la potencia inyectada en un nodo P :

$$[A]^T \cdot [\delta] = [X] \cdot [P_l]$$

Por lo tanto, se deduce que:

$$[P_l] = \{[X]^{-1} \cdot [A]^T\} \cdot [\delta]$$

Donde

- $[\delta]$ Vector con los ángulos de tensiones en cada barra.
- $[A]$ Matriz de incidencia nudos-líneas.
- $[X]$ Matriz diagonal de reactancias de líneas o transformadores.

Por lo que

$$[P_l] = \left([X]^{-1} \cdot [A]^T \cdot [B]^{-1} \right) \cdot [P] = [S] \cdot [P] \quad (8)$$

Donde $[S]$ es la matriz de factores de alivio calculados en DC.

Hay que tener en cuenta que para calcular la matriz $[B]$ se debe partir de la matriz de Admitancia $[Y]_{BUS}$.

Donde $[B]$ se obtiene simplemente como los componentes imaginarios de los correspondientes elementos de $[Y]_{BUS}$:

- $B_{ii} = -\Im(Y_{ii})$ (considerando sólo la susceptancia shunt si está presente).
- $B_{ij} = -\Im(Y_{ij})$

d) Otro método de cálculo de los factores de alivio

Este método se denomina método de continuación y se usa en general para tener los valores del flujo de cargas en los puntos críticos de colapso de tensión.

Si se supone que se tienen dos barras del sistema tal como muestra la Fig. 27 :

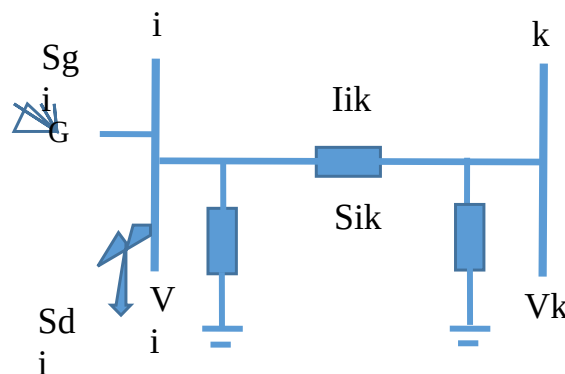


Fig. 27 Sistema de dos barras

$$\vec{S}_{ik} = \vec{V}_i \cdot \vec{I}_{ik}$$

SE tiene que:

$$\vec{I}_{ik} = \vec{y}_{ik} \cdot \vec{V}_k$$

Donde:

$$\vec{y}_{ik} = -\vec{Y}_{ik}$$

Por lo tanto:

$$\vec{S}_{ik} = \vec{V}_i \cdot (\vec{y}_{ik} \cdot \vec{V}_k)$$

Tomando en consideración de las ecuaciones de flujo de cargas:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

$$\Delta P = J_{P\theta} \cdot \Delta \theta + J_{PV} \cdot \Delta V$$

Si consideramos la simplificación de que $\Delta Q = 0$ entonces:

$$\Delta Q = 0 = J_{Q\theta} \cdot \Delta \theta + J_{QV} \cdot \Delta V$$

De donde:

$$\Delta V = -J_{QV}^{-1} \cdot J_{Q\theta} \cdot \Delta \theta$$

Sustituyendo en la ecuación de ΔP se tiene:

$$\Delta P = J_{P\theta} \cdot \Delta \theta + J_{PV} \cdot [-J_{QV}^{-1} \cdot J_{Q\theta} \cdot \Delta \theta]$$

Simplificando:

$$\Delta P = [J_{P\theta} - J_{PV} \cdot J_{QV}^{-1} \cdot J_{Q\theta}] \cdot \Delta \theta$$

Si se llama:

$$J_R = J_{P\theta} - J_{PV} \cdot J_{QV}^{-1} \cdot J_{Q\theta}$$

$$\Delta P = J_R \cdot \Delta \theta$$

De donde:

$$\Delta \theta = J_R^{-1} \cdot \Delta P$$

Ahora, de la ecuación de flujo de cargas vista anteriormente la cual transcribo:

$$\vec{S}_{ik} = \vec{V}_i \cdot (\vec{y}_{ik} \cdot \vec{V}_k)^*$$

SE tiene que:

$$a_{ij_g} = \frac{\Delta P_{ik}}{\Delta P_g}$$

y derivando se obtiene:

$$a_{ij_g} = \frac{\partial P_{ik}}{\partial \theta_i} \frac{\partial \theta_i}{\partial P_g} + \frac{\partial P_{ik}}{\partial \theta_j} \frac{\partial \theta_j}{\partial P_g}$$

Los $\frac{\partial P_{ik}}{\partial \theta_i}$ y $\frac{\partial P_{ik}}{\partial \theta_j}$ se obtienen como ya se mostró anteriormente.

$$\frac{\partial P_s}{\partial \theta_t} = |V_s| \cdot |V_t| \cdot [G_{st} \cdot \sin(\theta_s - \theta_t) + B_{st} \cdot \cos(\theta_s - \theta_t)]$$

$$\frac{\partial P_s}{\partial \theta_s} = |V_s| \cdot \sum_{\substack{t=1 \\ t \neq s}}^n \left[[-G_{st} \cdot \sin(\theta_s - \theta_t) + B_{st} \cdot \cos(\theta_s - \theta_t)] \cdot |V_t| \right]$$

Y los $\frac{\partial \theta_i}{\partial P_g}$ y $\frac{\partial \theta_j}{\partial P_g}$ se obtienen de la ecuación matricial $\Delta \theta = J_R^{-1} \cdot \Delta P$

12. Equivalencia entre agregar todo el FLUJO DC como restricciones en el SIMPLEX del SimSEE ó la agregación de restricciones solo considerando el incremental de GENERACIÓN y la sobrecarga en las líneas.

CASO 1: Se usa como punto de partida del cálculo incremental el FDC.

Flujo DC	Incremental (usando el FLUJO DC como punto de partida)
$PL_i^{DC} = \sum_k a_k (G_k + F_k - D_k)$	$PL_i = PL_i(0)^{DC} + \sum_k a_k (G_k + F_k - G_k(0) - F_k(0))$
$PL_i^{DC} = \sum_k a_k (G_k + F_k - D_k) \leq Ro_i$	$PL_i(0)^{DC} + \sum_k a_k [G_k + F_k - G_k(0) - F_k(0)] \leq Ro_i$
$\sum_k (-a_k)(G_k + F_k - D_k) + Ro_i \geq 0$ SIMPLEX	$\sum_k (-a_k)[G_k + F_k - G_k(0) - F_k(0)] + Ro_i - PL_i(0)^{DC} \geq 0$
	$\sum_k (-a_k)[G_k + F_k] + Ro_i - PL_i(0)^{DC} + \sum_k (a_k)[G_k(0) + F_k(0)] \geq 0$
	$\sum_k (-a_k)[G_k + F_k] + Ro_i + \sum_k (a_k)D_k(0) \geq 0$
	$\sum_k (-a_k)[G_k + F_k] + Ro_i + \sum_k (a_k)D_k \geq 0$ SIMPLEX
	$\sum_k (-a_k)[G_k + F_k - D_k] + Ro_i \geq 0$

Por lo tanto queda demostrado que es exactamente el mismo cálculo usar directamente el FDC o usar el método incremental utilizando como punto de partida el FDC.

CASO 2: Se usa como punto de partida del cálculo incremental el FAC.

Incremental (usando el FLUJO AC como punto de partida)
$PL_i^{AC} = PL_i(0)^{AC} + \sum_k a_k (G_k + F_k - G_k(0) - F_k(0))$
$PL_i(0)^{AC} + \sum_k a_k [G_k + F_k - G_k(0) - F_k(0)] \leq Ro_i$
$\sum_k (-a_k) [G_k + F_k - G_k(0) - F_k(0)] + Ro_i - PL_i(0)^{AC} \geq 0$
$\sum_k (-a_k) [G_k + F_k] + Ro_i - PL_i(0)^{AC} + \sum_k (a_k) [G_k(0) + F_k(0)] \geq 0$
sea $PL_i(0)^{AC} = PL_i(0)^{DC} + dPL_i$ con $PL_i(0)^{DC} = \sum_k a_k (G_k(0) + F_k(0) - D_k(0))$
$\sum_k (-a_k) [G_k + F_k] + Ro_i - PL_i(0)^{DC} - dPL_i + \sum_k (a_k) [G_k(0) + F_k(0)] \geq 0$
$\sum_k (-a_k) [G_k + F_k] + Ro_i - dPL_i + \sum_k (a_k) D_k(0) \geq 0$
$\sum_k (-a_k) [G_k + F_k] + Ro_i - dPL_i + \sum_k (a_k) D_k \geq 0$
SIMPLEX
$\sum_k (-a_k) [G_k + F_k - D_k] + Ro_i - dPL_i \geq 0$

Se concluye que la diferencia radica por un lado, que en el SIMPLEX con el Flujo DC completo como restricción, se agregan los términos de la Demanda en forma explícita, mientras que en los métodos Incrementales, las Demandas aparecen en el término independiente por la forma en que se hace el cálculo al imponer el cumplimiento de la limitante de las líneas tomando como punto de partida un flujo de carga (ya sea DC o AC) que tiene incluida implícitamente a las Demandas.

Por otro lado, el Incremental DC o AC, solo difieren en la cuantía del término independiente del SIMPLEX, y como era de esperar, en la misma medida de la diferencia entre los flujos de carga respectivos.

Flujo DC	Incremental AC	Incremental AC
Ro_i	$Ro_i + \sum_k (a_k) D_k(0)$	$Ro_i - dPL_i + \sum_k (a_k) D_k(0)$ con $dPL_i = PL_i(0)^{AC} - PL_i(0)^{DC}$

Finalmente y conclusión del apartado, se puede decir que cualquiera que se el método implementado en la práctica, al iterar de acuerdo a lo lo propuesto en el Anexo 10 “apretando” o “relajando” la restricción R_i , se irán ajustando las restricciones del SIMPLEX hasta que las líneas eléctricas queden sin sobrecargas.

Observar que en el caso de usar una estrategia Incremental utilizando el FAC como punto de partida, el ajuste de las restricciones referido en el Anexo 11 analizado en su detalle en el Anexo 13.2 no es otra cosas que imponer, por ejemplo, que $dLP_i = \Delta R_i$ para el caso de sentido POSITIVO. En definitiva en los hechos la estrategia Incremental está realizando en forma indirecta el ajuste.

13. Evaluación de las diferencias entre un Flujo de Carga DC y un Flujo de Carga AC: Ejemplo en el sistema IEEE de 5 y 14 barras.

A fin de determinar el uso del flujo de cargas DC en SimSEE mediante los Factores de Alivio es necesario evaluar cuánto se apartan los resultados de los flujos por las líneas respecto al flujo de cargas AC.

La resolución de un flujo de carga DC se reduce a calcular los FA de acuerdo a lo visto en el apartado 11.1. c) y calcular las potencias en las líneas de acuerdo a la Ec. 8 o en forma explícita la Ec. 2, verificando que no se sobrecarga ninguna línea tal cual expresan las Ecs. 4 y 5. Para resolver el sistema lineal con restricciones basta con usar un SIMPLEX que optimice el costo de generación. De hecho eso es exactamente lo que resuelve SimSEE en cada paso, por lo que el problema se reduce cargar las restricciones. A los efectos de reafirmar la idea, se utilizó la prestación de planillas electrónicas de resolver un SIMPLEX calculando previamente los FA. Para el cálculo de los FA se utilizó las funciones implementadas en el Iterador (que a su vez fueron contrastadas y verificadas con la herramienta de software libre MathPower).

a) Prueba con el sistema IEEE de 5 Barras.

En la Fig. 28 se muestra el sistema de 5 barras de la IEEE. En la Fig. 30 se muestran el resultados del flujo de cargas realizados en planilla electrónica mediante un SIMPLEX lineal, en la que se cargan los valores de Demanda de las barras, Generación Máxima de los Generadores, Potencia Máxima (RATE) de las líneas, Costo variable de los Generadores y los Costo variables de FALLA de los Generadores de falla de las barras que tienen Generadores.

Se observa que poniendo un valor suficientemente alto del RATE de las líneas (1000 MW), el despacho óptimo es generando todo lo posible con el G1, luego el G4 y finalmente el G5, sin despacho de máquinas de FALLA.

También se observa que la línea 1-2 lleva 155 MW con el flujo DC y llevaría 154 MW si se calculan las potencias de las líneas con un flujo AC (tanto con lo programado en el Iterador o con la herramienta pública ya referida).

Se observa que la diferencia entre usar la aproximación que supone un flujo de DC o AC da a lo sumo un 3% de diferencia en este simple caso.

Finalmente se observa que el despacho óptimo supone un costo de 6,600 \$/h.

Luego en la Fig. 29 se observa el resultado del despacho óptimo si por ejemplo se limita a las líneas 1-2, 1-4 y 1-5 a 10 MW. En este caso, si bien la intuición podría indicar que se despacharía el G1 con 30 MW de modo de trasladar energía hacia las demandas en las barras 2, 3 y 4, el despacho óptimo debe restringirse a generar en nodos más oneroso fruto de las limitantes de

las líneas y el costo de generación aumenta a 32,617 \$/h. Recién cuando se aumenta el RATE de la línea 1-2 a 20 MW es que empieza el generador G1 a generar algo.

Nuevamente se verifica que si se realiza el flujo de AC con los valores de generación obtenidos con el despacho DC, las líneas presentan valores de potencia con diferencias que en este ejemplo particular son menores a 2%.

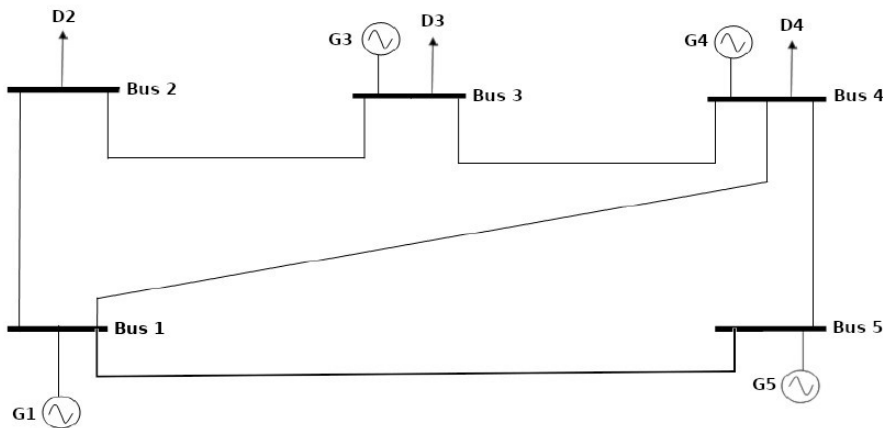


Fig. 28 Sistema IEEE de 5 Barras

Factores de Sensibilidad o de alivio [pu]						
De barra	a barra	NODO1	NODO2	NODO3	NODO4	NODOS
1	2	0,1939	-0,476	-0,349	0	0,1595
1	4	0,4376	0,2583	0,1895	0	0,36
1	5	0,3685	0,2176	0,1595	0	-0,52
2	3	0,1939	0,5241	-0,349	0	0,1595
3	4	0,1939	0,5241	0,651	0	0,1595
4	5	-0,369	-0,218	-0,16	0	-0,481
DEMANDA [MW]		0	-100	-200	-100	0
Gen FALLA [MW]			0	0	0	
Max FALLA [MW]			100	200	100	
Costo Falla [\$/MWh]			400	400	400	
Costo Falla [\$/h]			0	0	0	0
GENERACION [MW]		0	308	92	0	400
Max GEN {MW}		170	520	200	600	
Costo GEN [\$/Mwh]		10	100	20	30	
Costo Gen [\$/h]		0	30771	1846	0	32617
Potencia Iny. NODO		0	-100	108	-8	0

```
graph TD; G1((G)) --- B1[1]; B1 --- B2[2]; B1 --- B4[4]; B2 --- B3[3]; B3 --- B4; B4 --- B5[5]; G2((G)) --- B4; G3((G)) --- B5;
```

Cálculo de las potencias de las líneas (flujo DC)		Potencia	Res Flujo AC	-RATE	Pot	+RATE					
Calculos de potencia en las líneas	Línea 12	0,0	47,6	-37,6	0,0	0,0	10,0	10,1 -1%	-10	10,0	10
	Línea 14	0,0	-25,8	20,4	0,0	0,0	-5,4	-5,3 2%	-10	-5,4	10
	Línea 15	0,0	-21,8	17,2	0,0	0,0	-4,6	-4,5 2%	-10	-4,6	10
	Línea 23	0,0	-52,4	-37,6	0,0	0,0	-90,0	-89,8 0%	-1000	-90,0	1000
	Línea 34	0,0	-52,4	70,1	0,0	0,0	17,7	17,7 0%	-1000	17,7	1000
	Línea 45	0,0	21,8	-17,2	0,0	0,0	4,6	4,5 2%	-1000	4,6	1000

Balance		
GEN+GEN falla-DEM	0	
Costo TOT	32.617	\$/h

Fig. 29 Resultados del flujo de carga DC y AC del sistema de 5 Barras de la IEEE con restricciones de potencia de las líneas.

b) Prueba con el sistema IEEE de 9 Barras.

En la Fig. 32 se observa el Sistema IEEE de 9 barras de la IEEE y en Fig. 31 se observan los resultados del flujo DC y AC sin restricciones en las líneas. Se verifica que los resultados para cada caso varían en hasta un 2% para este circuito particular.

Factores de Sensibilidad						
	NODO1	NODO2	NODO3	NODO4	NODOS	
1	2	0.1939	-0.4759	-0.349	0	0.1595
1	4	0.4376	0.2583	0.1895	0	0.36
1	5	0.3685	0.2176	0.1595	0	-0.5195
2	3	0.1939	0.5241	-0.349	0	0.1595
3	4	0.1939	0.5241	0.651	0	0.1595
4	5	-0.3685	-0.2176	-0.1595	0	-0.4805
DEMANDA	0	-100	-200	-100	0	-400
Gen FALLA		0	0	0		0
Max FALLA		100	200	100		
Costo Falla		400	400	400		
Costo Falla efectiva		0	0	0		0
GENERACION	170		0	200	30	400
Max GEN	170		520	200	600	
Costo GEN	10		100	20	30	
Costo Gen Efectiva	1700		0	4000	900	6600
Potencia Iny. NODO	170	-100	-200	100	30	
					Res Flujo DC	Res Flujo AC DIF
						-RATE Pot +RATE
Calculos	Línea 1 2	33.0	47.6	69.8	0.0	4.8 155.1 154.22 1%
de potencia en las líneas	Línea 1 4	74.4	-25.8	-37.9	0.0	10.8 21.5 21.29 1%
	Línea 1 5	62.6	-21.8	-31.9	0.0	-15.6 -6.6 -6.51 1%
	Línea 2 3	33.0	-52.4	69.8	0.0	4.8 55.1 53.68 3%
	Línea 3 4	33.0	-52.4	-130.2	0.0	4.8 -144.9 -143.17 1%
	Línea 4 5	-62.6	21.8	31.9	0.0	-14.4 -23.4 -23.18 1%

Fig. 30 Resultados del flujo de carga DC y AC del sistema de 5 Barras de la IEEE sin restricciones de potencia de las líneas.

[illegible]

Fig. 31 Resultados del flujo de carga DC y AC del sistema de 9 Barras de la IEEE sin restricciones.

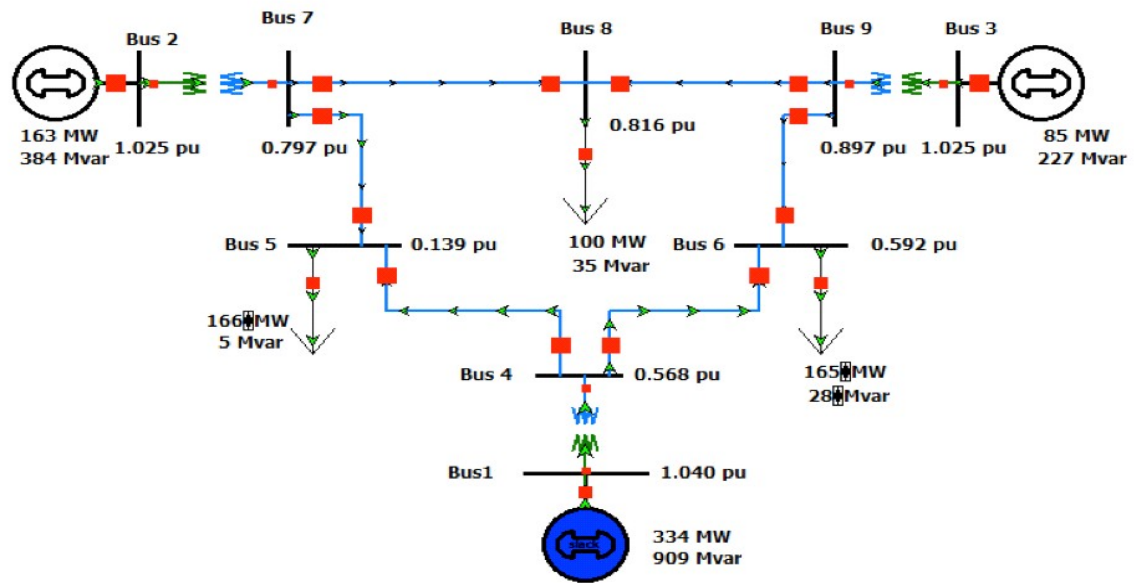


Fig. 32 Sistema de 9 Barras de la IEEE

13.2. Ajuste de las restricciones de líneas en el caso de utilizar FAC y considerar un determinado umbral h de cumplimiento de los límites.

Al verificarse que una línea queda sobrecargada, la estrategia adoptada es incluir en el SIMPLEX de paso de SimSEE una restricción que limite el despacho óptimo. Como y se ha mostrado en las Ecs. 4 y 5, se debe incorporar una restricción para el caso POSITIVO y el NEGATIVO del cumplimiento de los límites, ya que el flujo de carga arroja valores con signo de acuerdo al sentido adoptado para cada línea. De las propias Ecs. 4 y 5 queda claro que lo que debe operar, si una línea se vé sobrecargado, es reducir (“apretar”) el valor del término independiente de la restricción (en el caso de las ecuaciones serían los valores R_{0i}). Para no perder la generalidad, se formularán las expresiones para que en ambos polaridades se opere de forma tal que si se “aprieta” una línea lo que se debe hacer es dar cumplimiento a la Ec. 9 y ΔR_i es positivo.

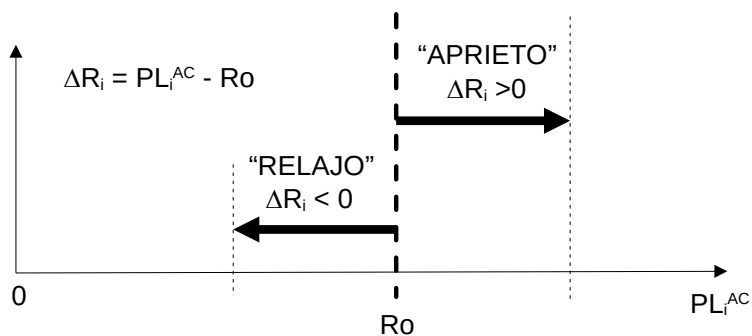
$$R_i = R_{0i} - \Delta R_i \quad (9)$$

Luego, al planearse un algoritmo de ajuste, corresponde definir un umbral de cumplimiento de las restricciones de las líneas. Por ejemplo si se establece un valor porcentual h en [pu], el ajuste puede tomar en cuenta dicho umbral y apuntar a que la restricción a cumplir sea dentro de una banda de $\pm h \times R_{0i}$ respecto al valor R_{0i} .

En la Fig. 33 se observa para cada sentido la forma en que se calcula el ajuste. Observar que en el caso de que se apliquen relajaciones, la única relajación que en los hechos será efectiva en el SIMPLEX es la que corresponderá a líneas que realmente pueda estar aplicando un límite en el despacho óptimo.

Finalmente tener en cuenta el comentario final del apartado 12 en el sentido que la metodología Incremental usando el FAC ya tienen implícito el ajuste al considerar el cálculo de la sobrecarga y resulta $\Delta R_i = dLP_i$.

AJUSTE DE RESTRICCIÓN - SENTIDO POSITIVO



AJUSTE DE RESTRICCIÓN - SENTIDO NEGATIVO

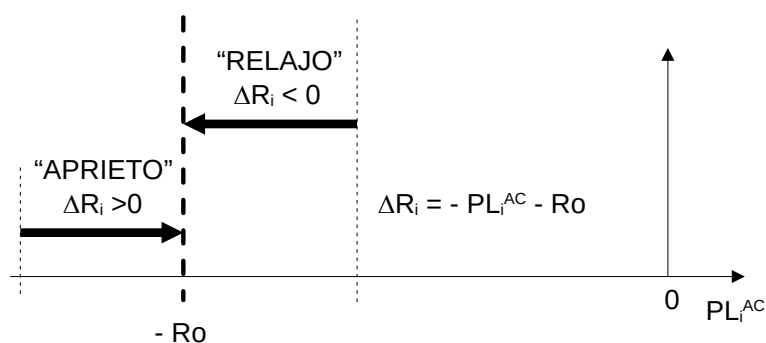


Fig. 33. Estrategia de ajuste de las restricciones del SIMPLEX para cada sentidos de flujo de Potencia en las líneas.

13.3. Implementación del Despacho Óptimo con Restricciones (DR) con Flujo de Carga de DC (DR-DC) o Flujo de Carga AC (DR-AC).

a) Contexto SimSEE

SimSEE es una plataforma desarrollada Orientada a Objetos, las entidades se modelan en clases con atributos y métodos, y los objetos (instancias de estas clases) responden a eventos para contribuir a la solución del problema de optimización.

Las entidades que participan en el problema de optimización deben implementar, entre otros, los métodos detallados en el cuadro siguiente.

```
{
  Procedimientos especificos para la resolucio[n] del despacho en un paso de tiempo

  (ivar) NUMERO DE VARIABLES DE CONTROL REALES y ENTERAS
  Almacena el valor de ivar (como el indice donde comienzan las variables de
  control de este actor )
  e incrementa ivar en la cantidad de variables que son necesarias para este actor.
  (ivae) NUMERO DE VARIABLES ENTERAS - (deben ser contabilizadas en ivar también)
  (ires) NUMERO DE RESTRICCIONES ADICIONALES
  Almacena el valor de ires (indice donde comienzan las restriccio[n]es adicionales de
  este actor) e incrementa ires con la cantidad de restricciones Adicionales que agrega
  el actor.
  Las llamamos restricciones adicionales para diferenciarlas de las de CAJA.
}
procedure opt_nvers(var ivar, ivae, {%H-}ires: integer); virtual;

// Carga el aporte del actor a la matriz del Simplex.
procedure opt_cargue_(s: TSimplex); virtual;

// Carga en los casilleros que determinan la potencia con la que contribuye
// el actor a las restricciones de Nodo multiplicado por aCoef.
procedure opt_cargue_to_resP( base_ires: integer; s: TSimplex; aCoef: NReal ); virtual;
abstract;
procedure preparar_paso_as; virtual; abstract;
function NecesitoIterar: boolean; virtual; abstract;
procedure preparar_paso_ps; virtual; abstract;
```

Descripción de los métodos (eventos) relevantes para el propósito de este documento:

- **procedure** *opt_nvers*: Indica el número de variables y restricciones que aporta la entidad al problema de optimización.
- **procedure** *opt_cargue_*: Carga al problema las ecuaciones de la entidad ??
- **procedure** *opt_cargue_to_resP*: Carga al problema las ecuaciones vinculadas al despacho de Potencia
- **function** *necesitoIterar*: Da la oportunidad de que todas las entidades revisen la solución del problema y de ser necesario pedir una nueva resolución del problema.

SimSEE tiene previsto en su diseño la implementación de interfases, denominadas **Iteradores**, que permiten incorporar restricciones al problema de optimización. El refinamiento de **Iteradores** hace posible ejecutar herramientas externas o internas y agregar condiciones al problema en función de los resultados obtenidos.

b) Iterador de Flujos de Carga

La implementación del despacho óptimo con restricciones de red se realizó mediante la clase *TiteradorSimSePee*, refinamiento de la clase *TiteradorFlujosDeCarga*.

```
TiteradorSimSePee = class(TiteradorFlujosDeCarga)

    lineasSobrecargadas: array of TSEPEE_ListOfObjeto;
    trafosSobrecargados: array of TSEPEE_ListOfObjeto;

    genSePeeToGenSimSEE: array of TGenerador;
    genSimSEEtogenSePee: array of TSEPEE_Generador;
    cargaSePeeTodemSimSEE: array of TDemanda;
    demSimSEEtocargaSePee: array of TSEPEE_Carga;

    function LoadArchivoDeRed(archi: string): boolean;
    procedure cargo_Ps_al_problema(kPoste_: integer; iniVoltaje: Boolean=False);

    function NecesitoIterar: boolean; override;

    procedure opt_nvers(var ivar, ivae, ires: integer);override;

    // Carga el aporte del actor a la matriz del Simplex.
    procedure opt_cargue_(s: TSimplex); override;

    procedure opt_cargue_AC(s: TSimplex);
    procedure opt_cargue_DC(s: TSimplex);

end;
```

El *TiteradorSimSePee* al inicio de la corrida carga el modelo de red de transmisión a considerar, ya sea .raw de PSSE o .m de MatPower y se carga el vínculo entre el modelo SimSEE y modelo de la red sealizado por el usuario previamente.

Descripción de los métodos (eventos):

- **procedure LoadArchivoDeRed:** Carga la descripción de la red a considerar.
- **procedure cargo_Ps_al_problema:** En cada iteración carga las potencias del despacho económico en el modelo de la red para correr el flujo de carga.
- **procedure NecesitoIterar:** Luego de correr el flujo de carga se verifica si alguna línea resulta sobrecargada.
- **procedure opt_nvers:** Indica el número de variables y restricciones que aporta la entidad al problema de optimización.
- **procedure opt_cargue_:** Carga al problema las ecuaciones de la entidad ??

- **procedure** *opt_cargue_DC*: Carga al problema las ecuaciones vinculadas al despacho de Potencia DC.
- **procedure** *opt_cargue_AC*: Carga al problema las ecuaciones vinculadas al despacho de Potencia AC

El Iterador tiene los modos indicados en la Fig. 22:

- DSR
- DR-DC
- FAC (DR-AC)
- DR-AC

13.4. Mejoras de la Interfaz SimSEE – Flujos de Carga

Se mejoró la interfaz para que el generar los vínculos entre la sala SimSEE y los archivos RAW con la información del Sistema Eléctrico sea de manera más guiada y amigable con el usuario, por ejemplo restringir los generadores y demandas vinculables a las que están en cada zona de la red ya vinculada a un nodo SimSEE. En la Fig. 34 se observa una de las pantallas de la nueva intefaz de enganche entre la sala SimSEE y la descripción RAW del Sistema.

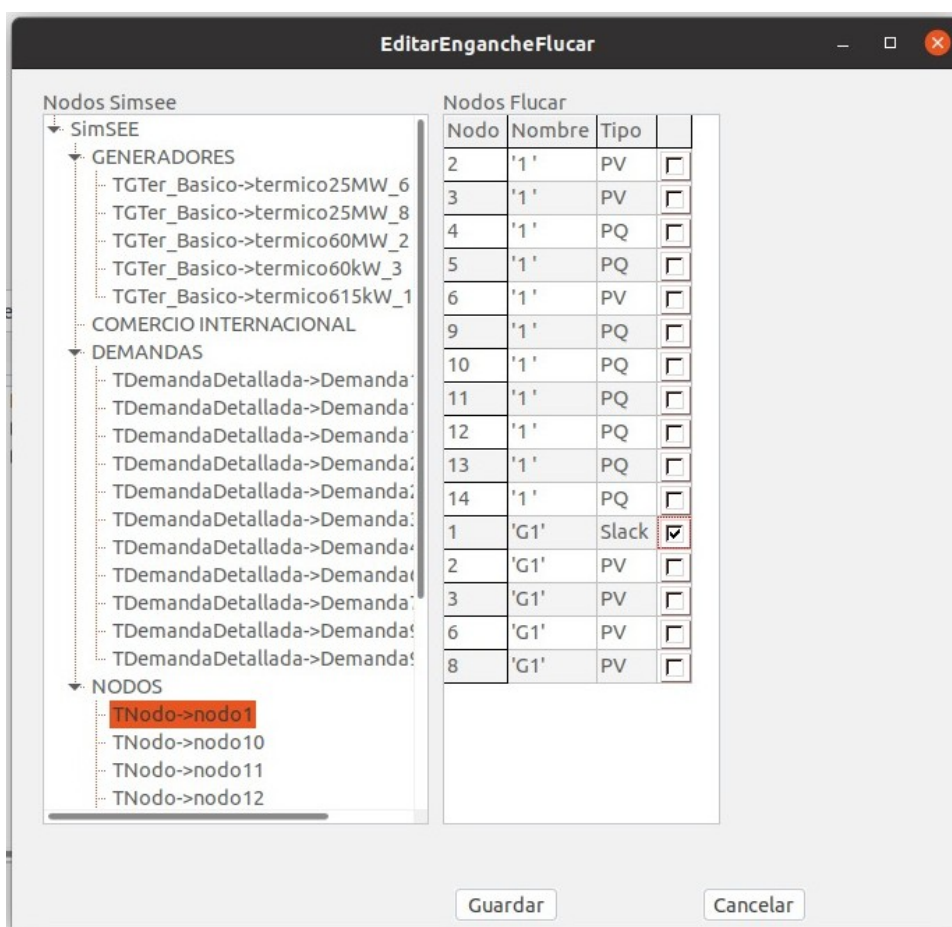


Fig. 34 Editor de enganches del Iterador

Además se agregó un selector que permite realizar las corridas con la versión primigenia FLUCAR o la nueva SimSEPEE. Asimismo la opción de correr con SimSEPEE agrega parámetros que le permiten al usuario elegir la manera que mejor se adapte a sus necesidades. Finalmente Se puede seleccionar cualquiera de los siguientes modos de Iteración DSR, DR-DC, FAC(DR-DC) y DR-AC, lo cual se puede ver en la Fig. 35.

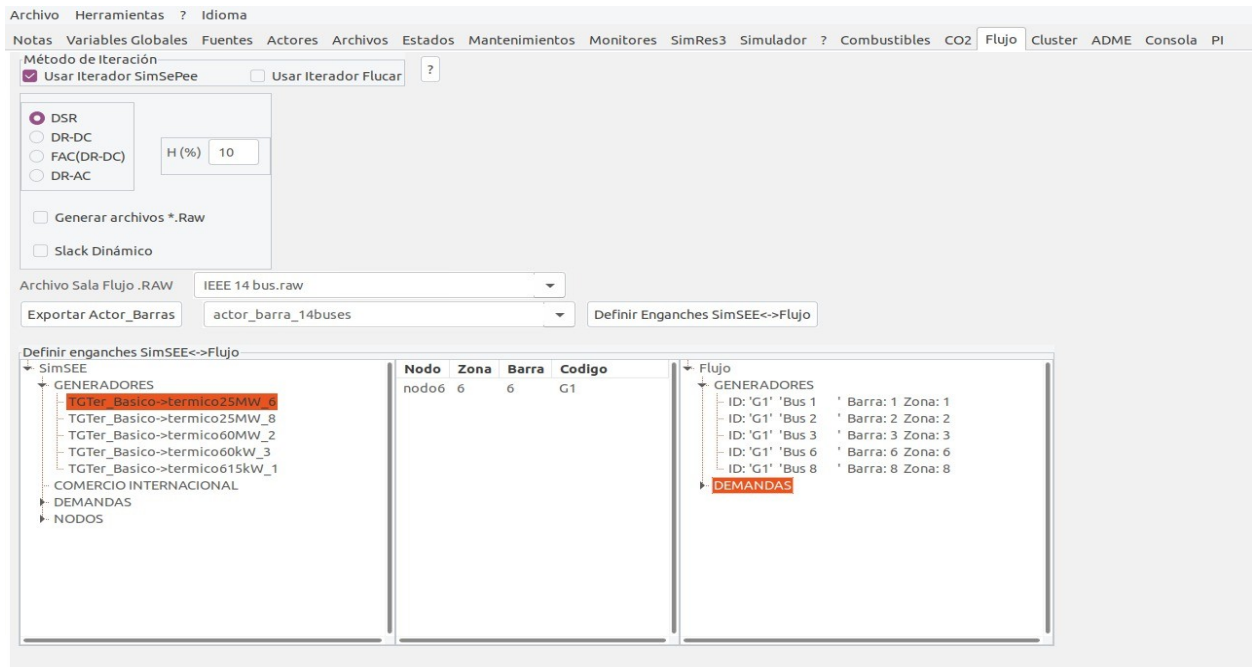


Fig. 35 Menú inicial de la pestaña “Flujo” del SimSEE.

Con respecto a la integración del SimSEPEE se debió cambiar la interfaz (es decir el iterador de flujo) para que sea compatible con el nuevo desarrollo y que permitiera correr FLUCAR o SimSEPEE. Además, se mejoro y se en prolijo el iterador para que sea flexible con el tipo de flujo que el usuario desea usar (AC, DC) y que las clases y procedimientos estén bien identificadas.