

Comparativa de herramientas para la resolución del flujo óptimo de potencia

Benchmarking of open-source software for the optimal power flow problem

Presentación: 4 y 5 de Octubre de 2022

Doctorando/a:

Juan Luis Barberia

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires - Argentina
jbarberia@frba.utn.edu.ar

Director/a:

Walter Edgardo Legnani

Codirector/a:

Alejandro Gesino

Resumen

En este trabajo se hizo un estudio comparativo de las diferentes alternativas open-source que existen actualmente para el modelado, simulación y optimización de los sistemas eléctricos de potencia. En este caso se evaluaron las librerías PowerModels, Matpower y PFNET, las tres desarrolladas sobre lenguajes de programación diferentes, sobre la base de datos PGLIB.

Se describieron los solvers y parámetros seleccionados en cada librería, detallando los resultados obtenidos para cada caso resuelto y para cada alternativa planteada. En base a esto se analizaron los tiempos insumidos y los desvíos con respecto a la línea de base de PGLIB.

Palabras clave: Sistemas de potencia, Flujo óptimo de potencia, Comparativa, Open-Source

Abstract

In this work, a comparative study was made of the different open-source alternatives that currently exist for the modeling, simulation and optimization of electrical power systems. In this case, the PowerModels, Matpower and PFNET libraries were evaluated, the three developed on different programming languages, on the PGLIB database.

The solvers and parameters selected in each library were described, detailing the results obtained for each solved case and for each proposed alternative. Based on this, resolution times and deviations from the PGLIB baseline were analyzed.

Keywords: Power Systems, OPF, Benchmarking, Open-Source

Introducción

Para asegurar una operación segura y eficiente de las redes eléctricas, es necesario contar con algoritmos y metodologías que permitan obtener una solución rápida y robusta para la operación de los mismos. Esta necesidad es un hecho que radica desde las primeras formulaciones del problema de los flujos óptimos de potencia (OPF, Optimal Power Flow) desde la década de 1960. Desde ese entonces, diversas implementaciones de las metodologías de cálculo y herramientas computacionales para su resolución han surgido.

Este trabajo se estructura de la siguiente manera. Primero se detalla la formulación matemática del OPF para luego presentar diversas alternativas open-source para su resolución. Con estas alternativas se resuelve el problema del despacho económico, utilizando datos de redes eléctricas provenientes de la base de datos PGLIB. Por último, se analizó los resultados obtenidos en cuanto a tiempo insumido, convergencia y diferencia con respecto a la línea base de PGLIB.

El problema del flujo óptimo de potencia (OPF)

El modelo matemático a utilizar para representar el problema del flujo óptimo de potencia se detalla en esta sección. Para una red eléctrica con N barras y E interconexiones entre barras, conformadas por líneas de transmisión y transformadores, se tendrá como objetivo minimizar el costo de generación, donde el parque generador estará representado por el conjunto G .

$$\min \sum_{i \in G} c_2 p_i^g{}^2 + c_1 p_i^g + c_0 \quad (1.1)$$

Sujeto a las siguientes condiciones:

$$p_i^g - p_i^d - p_i^{sh} = \sum_{(ij) \in E_i \cup E_i^R} p_{ij}, \quad \forall i \in N \quad (1.2)$$

$$q_i^g - q_i^d - q_i^{sh} = \sum_{(ij) \in E_i \cup E_i^R} q_{ij}, \quad \forall i \in N \quad (1.3)$$

$$p_{ij} = (g_i + g_{ij}) \cdot \frac{v_i^2}{\tau_{ij}^2} - \frac{v_i v_j}{\tau_{ij}} g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) + \frac{v_i v_j}{\tau_{ij}} b_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}), \quad \forall (ij) \in E \cup E^R \quad (1.4)$$

$$q_{ij} = -(b_i + b_{ij}) \cdot \frac{v_i^2}{\tau_{ij}^2} - \frac{v_i v_j}{\tau_{ij}} g_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) - \frac{v_i v_j}{\tau_{ij}} b_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}), \quad \forall (ij) \in E \cup E^R \quad (1.5)$$

$$p_{ij}^2 + q_{ij}^2 \leq s_{ij}^u{}^2, \quad \forall (i, j) \in E \cup E^R \quad (1.6)$$

$$-\theta_{ij}^{lim} \leq \theta_i - \theta_j \leq \theta_{ij}^{lim}, \quad \forall (i, j) \in E \cup E^R \quad (1.7)$$

$$p_i^{gl} \leq p_i^g \leq p_i^{gu}, \quad \forall i \in G \quad (1.8)$$

$$q_i^{gl} \leq q_i^g \leq q_i^{gu}, \quad \forall i \in G \quad (1.9)$$

$$v_i^l \leq v_i \leq v_i^u, \quad \forall i \in N \quad (1.10)$$

$$\theta_s = 0, \quad s \in N_{ref} \quad (1.11)$$

donde:

- p_i^g, q_i^g : Potencia activa y reactiva del generador i
- p_i^d, q_i^d : Potencia activa y reactiva demandada en el nodo i
- p_i^{sh}, q_i^{sh} : Potencia activa y reactiva absorbida por elementos shunts en el nodo i
- p_{ij}, q_{ij} : Potencia activa entre la interconexión de los nodos i a j
- g_i : Conductancia shunt sobre el extremo i de una interconexión
- b_i : Susceptancia shunt sobre el extremo i de una interconexión
- g_{ij} : Conductancia serie de una interconexión
- b_{ij} : Susceptancia serie de una interconexión
- τ_{ij} : Relación de transformación

- ϕ_{ij} : Desfasaje de acuerdo al grupo de conexión del transformador
- v_i : Magnitud de tensión en el nodo i
- θ_i : Angulo de tensión en el nodo i
- $p_i^{gl}, p_i^{gu}, q_i^{gl}, q_i^{gu}$: Límites de operación del generador (Curva de capacidad)
- s_{ij}^u : Límite térmico de líneas y transformadores
- θ_{ij}^{lim} : Angulo del límite práctico de estabilidad
- v_i^l, v_i^u : Bandas de tensión del nodo i

El costo de generación (1.1) será modelado a través de una función polinómica de segundo orden. Las restricciones a este problema pueden resumirse en dos grandes conjuntos, los límites físicos y los límites operativos del sistema. Los límites físicos corresponden al cumplimiento del balance de potencia activa (1.2) y reactiva (1.3) en cada nodo y a la dinámica de los flujos de potencia sobre las interconexiones (1.4 y 1.5). Nótese que estas restricciones están caracterizadas por una relación de igualdad. Mientras que los límites operativos del sistema están caracterizadas por una relación de desigualdad, ya sea menor o mayor, representando los límites de funcionamiento de cada elemento conectado a la red. La restricción (1.6) modela los límites térmicos de líneas y transformadores, en (1.8) y (1.9) se representan las curvas de capacidad de cada máquina generadora. En (1.10) se modela las bandas de tensión permitidas por cada nodo; un valor elevado de tensión compromete el sistema de aislamiento de los equipos conectados mientras que un valor bajo de tensión aumentara las pérdidas del sistema. La última restricción (1.11) sirve para definir la referencia de ángulos de tensión en cada barra y romper la simetría de soluciones respecto a estas variables.

Base de datos de redes eléctricas

Los datos de las redes eléctricas se extrajeron de la librería PGLIB (Babaeinejadsarookolae, 2019). El objetivo de esta librería es el de validar algoritmos aplicados a los sistemas de potencia, para de esta manera poder comparar diversas metodologías.

Los casos de estudio de PGLIB son una recopilación de diferentes trabajos realizados (Birchfield et al., 2016; Jozs et al., 2016; Washington, 1999; Zimmerman et al., 2010), algunos tienen más de 20 años de antigüedad y se originaron para validar algoritmos de resolución de flujos de potencia. A estos se le adicionaron parámetros necesarios para permitir el planteo de un OPF (Límites operativos y costos de generación). También, se generaron instancias especiales de estos casos que corresponden a situaciones de sobrecarga (API, Active power increase) y a situaciones con pequeñas diferencias de ángulos (SAD, Small angle difference).

Herramientas para la resolución del OPF

Existen diferentes herramientas de libre acceso para la resolución del problema del OPF. En este estudio se utilizó las tres alternativas más populares. A continuación, se deja una breve reseña de las mismas:

MATPOWER (Zimmerman, 1997)

Es uno de los paquetes open-source pioneros para la simulación de sistemas de potencia. Este paquete corre bajo el entorno de MATLAB/Octave lo cual su fácil instalación, uso y cantidad de datos de redes eléctricas precargadas hicieron que ganara una gran popularidad dentro del ámbito académico. Dentro de las principales características que tiene, se encuentran: la resolución de flujos de potencia y de flujos óptimos de potencia, como también la presentación de los datos de optimización de forma tabular y estructurada.

POWERMODELS (Coffrin et al., 2018)

Surge debido a la popularidad del lenguaje de programación Julia (Bezanson et al., 2012) y su paquete de optimización JuMP (Dunning et al., 2017). El principal foco de este paquete es el de resolver diferentes problemas de optimización a través de diferentes formulaciones y aproximaciones.

Cabe destacar que el laboratorio Los Alamos National Laboratory promueve la generación de diferentes extensiones de este paquete como PowerModelsSecurityConstrained.jl, PowerModelsRestoration.jl (Rhodes et al., 2021), PowerModelsStability.jl y PowerModelsDistribution.jl (Fobes et al., 2020).

PFNET (Baltzinger et al., 2018)

Este proyecto surge para poder analizar y modelar redes eléctricas. Su idea central fue la de poder crear problemas de optimización en un nivel más alto con respecto a herramientas de modelado matemático, pero teniendo un nivel de detalle en la formulación mayor que Matpower. Entre sus ventajas se encuentran el poder utilizar los datos directamente de Matpower o del software de uso industrial PSSE, otra de las ventajas es la de poder de usar la API en Python para un rápido desarrollo de modelos matemáticos.

Parámetros utilizados

Las instancias de los problemas de OPF para cada red de la librería PGLIB fueron resueltos con una computadora portátil con un procesador Intel(R) i5-7200U @ 2.50GHz y una memoria RAM de 20GB. El sistema operativo utilizado fue el WSL (Windows subsystem for linux) con Ubuntu 20.04.4 LTS. Las versiones de las librerías y lenguajes de programación utilizados son: MATPOWER v1.7 con de Octave v5.2.0, POWERMODELS v0.19.6 con Julia v1.7.3 y PFNET v1.3.5 con Python 3.9.12. Para MATPOWER se utilizó el solver MIPS que viene integrado a la plataforma, Para POWERMODELS se utilizó el solver externo Ipopt y para PFNET se utilizó el algoritmo OptSolverINLP de la librería OPTALG. En todos se utilizó un límite máximo de iteraciones de 1000 y una tolerancia de las restricciones de $1 \cdot 10^{-6}$.

Resultados y discusión

La convergencia hacia una solución viable del problema, sin sobrepasar las restricciones impuestas en el modelo, se presentan a continuación:

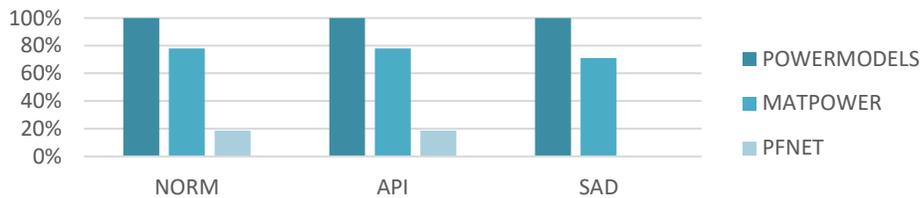


Figura 1 - Soluciones encontradas por tipo de condición

Puede observarse como POWERMODELS puede resolver todas las instancias de redes eléctricas mientras que MATPOWER tiende a tener problemas de convergencia a partir de redes con más de 4000 nodos. Para que el caso de PFNET esto se da a partir de los 100 nodos.

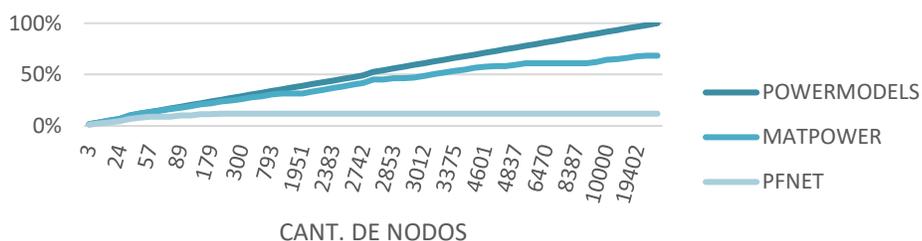


Figura 2 - Acumulativo de casos resueltos

El grafico siguiente presenta los tiempos insumidos por los solvers para arribar a la solución para los casos que convergen con las tres librerías.

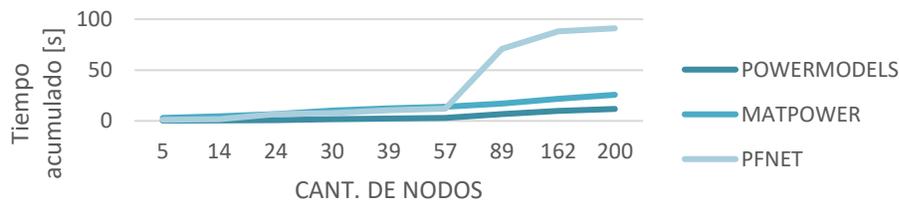


Figura 3 - Tiempos acumulados

El solver Ipopt utilizado en POWERMODELS presenta el mejor desempeño, seguido por el solver especializado (MIPS) de MATPOWER.

En cuanto a los resultados de la función objetivo alcanzados se establece una comparativa con los resultados publicados por PGLIB. Puede apreciarse que tanto con POWERMODELS como con MATPOWER se llega a resultados similares. En cambio, con PFNET hay ciertos casos que converge con una diferencia considerable.

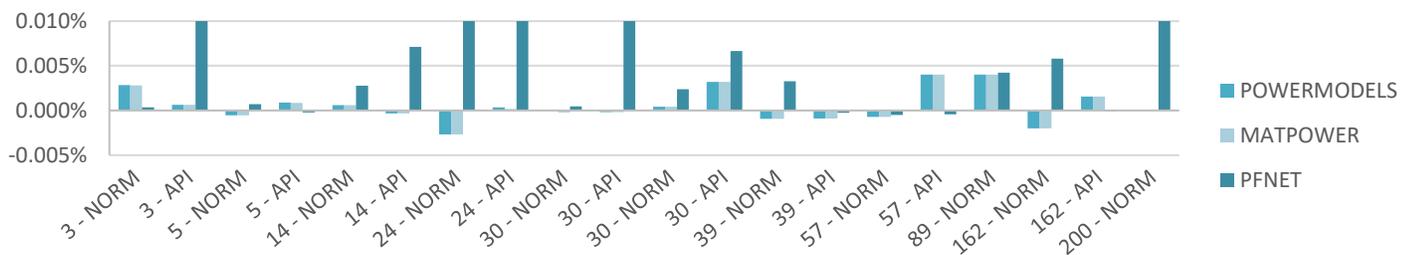


Figura 4 - Diferencia en función objetivo respecto a PGLIB

Por último, en la figura 5 se muestran las restricciones operativas que se encuentran activas por equipo en el punto de operación óptimo del sistema, estos se extrajeron de la solución obtenida de POWERMODELS.

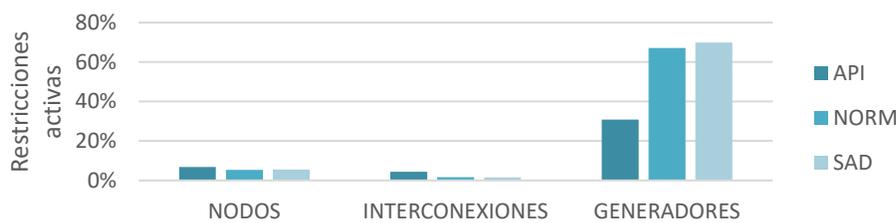


Figura 5 - Restricciones activas por tipo de caso

Para la condición API la demanda es incrementada intencionalmente, esto repercute en la cantidad de líneas congestionadas. Haciendo que estas en conjunto con la caída de tensión en los nodos condicionen el óptimo del OPF. Para el caso SAD, mínima diferencia de ángulos, al no saturarse las interconexiones se permite tener más libertad para despachar los generadores haciendo que estos sean los que condicionen el problema.

Conclusiones

En la figura 1 se observa que la relación de casos resueltos entre MATPOWER y POWERMODELS se mantiene prácticamente constante para los diferentes tipos de escenarios. Esto permite concluir que una de las principales dificultades del problema del OPF radica en la cantidad de nodos y por consiguiente la cantidad de variables y

restricciones en el problema de optimización. En concordancia con esto, en la figura 2 se observa que a partir de los 4000 nodos las diferencias de convergencia entre POWERMODELS y MATPOWER empiezan a acentuarse.

Para casos con una cantidad de nodos inferior a 57 se aprecia un desempeño similar entre las tres alternativas (figura 3). Sin embargo, la necesidad de contar con algoritmos de resolución especializados se evidencia para redes con una cantidad de nodos superior, que es donde PFNET empieza a exhibir problemas de convergencia e insume más tiempo para resolverlos. Esto es debido a que posee una implementación sencilla del método de punto interior para la resolución del OPF. Mientras que MATPOWER y POWERMODELS usan solvers especializados con un grado de madurez elevado (MIPS y IPOPT respectivamente).

En cuanto a la reproducibilidad de la librería PGLIB puede observarse que los errores en la función objetivo son inferiores al 0.1% (figura 4) para todas las librerías utilizadas (sobre los casos que convergen). Demostrándose que los métodos y los modelos de las alternativas comparadas son correctos. En cuanto a los casos de las redes de PGLIB, se registró que el conjunto de casos con pequeña diferencia angular (SAD) resultó ser el más complejo de resolver, seguido por los casos con demanda incrementada (API). También en la figura 5 se observa que los casos con demanda incrementada (API) quedan restringidos en mayor medida por las restricciones de flujo de las líneas y transformadores, mientras que para los casos SAD y NORM la solución óptima queda principalmente restringida por la capacidad de los generadores disponibles en el sistema eléctrico.

Referencias

- Babaeinejadsarookolae, S., Birchfield, A., Christie, R. D., Coffrin, C., DeMarco, C., Diao, R., & Zimmerman, R. (2019). "The power grid library for benchmarking ac optimal power flow algorithms". *arXiv preprint arXiv:1908.02788*.
- Baltzinger, M., De Rubira, T. T., & Wigington, A. (2018, August). "A modular and efficient modeling library for power flow network steady-state analysis and optimization". In *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)* (pp. 1-5). IEEE.
- Bezanson, J., Karpinski, S., Shah, V. B. & Edelman, A. (2012). *Julia: A fast dynamic language for technical computing*.
- Birchfield, A. B., Xu, T., Gegner, K. M., Shetye, K. S., and Overbye, T. J. (2016). "Grid structural characteristics as validation criteria for synthetic networks". *IEEE Transactions on power systems*, 32(4):3258– 3265.
- Coffrin, C., Bent, R., Sundar, K., Ng, Y., & Lubin, M. (2018, June). "Powermodels.jl: An open-source framework for exploring power flow formulations". In *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)* (pp. 1-8). IEEE.
- Dunning, I., Huchette, J. & Lubin, M. (2017). "JuMP: A modeling language for mathematical optimization". *SIAM review*, 59(2), 295-320.
- Fobes, D. M., Claeys, S., Geth, F. & Coffrin, C. (2020). "PowerModelsDistribution.jl: An open-source framework for exploring distribution power flow formulations". *Electric Power Systems Research*, 189, 106664.
- Josz, C., Fliscounakis, S., Maeght, J., and Panciatici, P. (2016). "Ac power flow data in matpower and qcqp format: itesla, rte snapshots, and pegase". *arXiv preprint arXiv:1603.01533*.
- Rhodes, N., Fobes, D. M., Coffrin, C. & Roald, L. (2021). "PowerModelsRestoration.jl: An open-source framework for exploring power network restoration algorithms". *Electric Power Systems Research*, 190, 106736.
- Washington, U. O. (1999). *Power systems test cases archive*.
- Zimmerman, R. D., Murillo-Sánchez, C. E., & Gan, D. (1997). "MATPOWER: A MATLAB power system simulation package. Manual", *Power Systems Engineering Research Center, Ithaca NY*, 1, 10-7.