



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
(ICAI)

Optimización de redes de media tensión con SNOB

Autor

Gonzalo Hornillos Antúnez

Directores del proyecto

Alberto Escalera Blasco

Alberto Rodríguez Cabero

Coordinador

Fernando de Cuadra García

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título "OPTIMIZACIÓN DE REDES DE MEDIA TENSIÓN CON SNOP" en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2017/2018 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Gonzalo Hornillos Antúnez Fecha: 28/ 08/ 2018



Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Alberto Escalera Blasco

Fecha: 28/ 08/ 2018



Fdo.: Alberto Rodríguez Cabero

Fecha: 28/ 08/ 2018

V.B. 5/1/18 

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. _____

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: _____, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de

derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a de de

ACEPTA

Fdo.....

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
(ICAI)

Optimización de redes de media tensión con SNOP

Autor

Gonzalo Hornillos Antúnez

Directores del proyecto

Alberto Escalera Blasco

Alberto Rodríguez Cabero

Coordinador

Fernando de Cuadra García

OPTIMIZACIÓN DE REDES DE MEDIA TENSIÓN CON SNOP

Autor: Hornillos Antúnez, Gonzalo

Director: Escalera Blasco, Alberto

Director: Rodríguez Cabero, Alberto

Entidad colaboradora: Instituto IMDEA Energía.

RESUMEN DEL PROYECTO

INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico está evolucionando desde un paradigma tradicional basado en grandes plantas de generación centralizadas hacia uno nuevo basado en la descentralización. A su vez, conceptos como las “Redes inteligentes” o “Smart Grids” están ganando popularidad como formas de mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico frente a los cambios en la generación y distribución de energía eléctrica. La penetración de la Generación Distribuida (Distributed Generation - DG) en la red de distribución está aumentando rápidamente y esto trae consigo numerosas dificultades en cuanto a la operación del sistema. La red de distribución nunca se diseñó pensando en integración de recursos energéticos distribuidos, lo cual puede provocar riesgos en la operación del sistema tales como flujos de carga bidireccionales, sobretensiones y sobrecargas de los elementos de la red.

La electrónica de potencia se ha situado como solución para ayudar a la integración de recursos distribuidos en la red de distribución. Una de las soluciones que más ha llamado la atención son los dispositivos SNOP (Soft-Normally Open Points) que sustituyen a los actuales NOP (Normally-Open Points) interconectando distintos feeders. De esta forma, los SNOP se instalan sobre la infraestructura actual, conservando los beneficios de la red radial y agregando una serie de beneficios adicionales como son: La regulación del flujo de potencias activa y reactiva, mejora del perfil de tensiones, el balanceo de feeders, reducción de pérdidas de la red y mayor penetración de DG.

Los SNOP son resultado de la adaptación de los FACTS (Flexible AC Transmission Systems) a redes de distribución. Los SNOP se componen de VSCs (Voltage Source Converters) aunque según su configuración o topología, se pueden distinguir distintos tipos: La topología Back-to-Back es la más extendida por su gran versatilidad en control y restauración del suministro. Consiste en dos VSCs conectados entre sí a través del bus de corriente continua, formando un convertidor AC-DC-AC. La topología multiterminal

consiste en una ampliación del Back-to-Back, añadiendo tres o más VSCs unidos a través del bus de corriente continua.

Algunos estudios recientes han abordado la integración de dispositivos SNOP en los algoritmos de operación óptima de redes de distribución, conocido como Optimal Power Flow (OPF). Parte de los estudios comprueban las capacidades del SNOP en operación, analizándose parámetros como el nivel de tensión, la minimización de pérdidas de la red y el balanceo de feeders. Otros estudios se centran en usar el SNOP como método para aumentar la integración de DG en las redes de distribución actuales. Sin embargo, pocos trabajos han sido realizados en esta temática presentando las siguientes limitaciones: a) los modelos del SNOP propuestos presentan simplificaciones y no son generalistas, y b) no se ha analizado el impacto económico que los SNOP pueden tener en la operación del sistema bajo presencia de generación renovable.

Este proyecto tiene como objetivos principales:

a) El desarrollo de una herramienta de optimización capaz de evaluar la operación óptima de redes de distribución con SNOP y GD. En la formulación matemática se modela el SNOP basado en Back-to-Back, siendo el modelo propuesto extensible a sistemas SNOP multiterminales.

b) La evaluación técnico-económica del SNOP, detallando las mejoras técnicas en la operación de redes de distribución y analizando su beneficio económico asociado.

METODOLOGÍA

La metodología que se ha desarrollado utiliza como base una formulación convencional de OPF (Optimal Power Flow). Sobre esta base se propone un modelo matemático de SNOP que, con una formulación sencilla y compacta, define el funcionamiento del dispositivo. La formulación propuesta es general y permite la conexión de SNOP de dos o más terminales (véase Figura R 1 con un SNOP conectado a los buses i, j, k). También se incluyen modelos de generación distribuida, tanto convencional como renovable, y se modelan transformadores con regulación de tomas en carga.

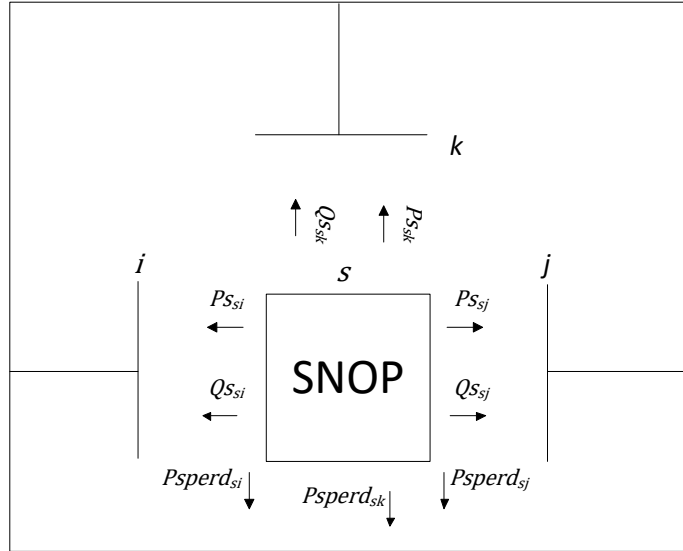


Figura R 1. Modelo de SNOP.

La herramienta está diseñada para realizar dos tipos de análisis comparativos: Para evaluar la operación del dispositivo SNOP y, otro lado, para la valoración económica del SNOP. Ambos son análisis multi-período. En el análisis de operación se han contemplado distintos objetivos como son la minimización de pérdidas, y por otro, la minimización de pérdidas y la maximización de la DG integrada en el sistema. En estos análisis se comprobarán los beneficios de instalar un SNOP con y sin presencia de DG. Se observarán los parámetros de reducción de pérdidas, niveles de tensión, balanceo de feeder y la DG inyectada. En el análisis económico se valorará el funcionamiento del SNOP (con y sin presencia de DG) a lo largo de su vida útil.

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

La metodología propuesta ha sido empleada para evaluar el impacto del SNOP en dos redes de distribución reales, denominadas RED CIGRE y RED IEEE. En el análisis técnico de la operación se han comparado tres casos: red original (BASE), red original operando con un NOP cerrado (RECONFIG), y red con un SNOP instalado en el lugar del NOP (SNOP). A estos casos se les ha realizado diferentes análisis de sensibilidad de parámetros como la demanda o la penetración de DG.

En primer lugar, se presentan gráficas y tablas que resumen el contenido de los resultados de la operación sin introducción de DG (véase Figura R 2 y Tabla 1). Algunos de los parámetros investigados son los niveles de tensión de la red, en los que se aprecian mejoras notables en los extremos de los feeders. Otros son las pérdidas en las que también se consigue una reducción significativa. El balanceo de feeders resulta menos eficaz, posiblemente por la función objetivo empleada.

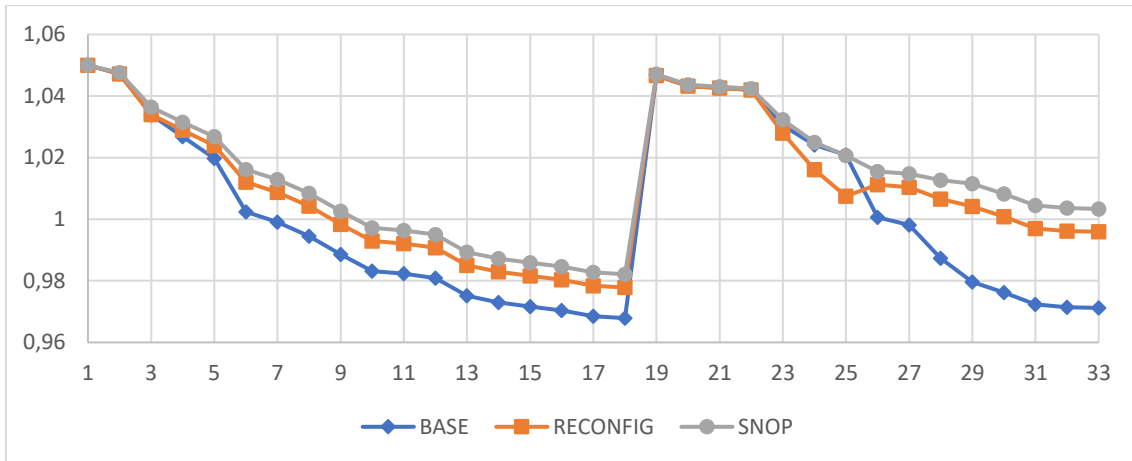


Figura R 2 Comparación del perfil de tensiones en RED IEEE.

	BASE	RECONFIG	SNO P
PÉRDIDAS DE LA RED (kW)	181,20	150,70	146,43

Tabla 1. Comparación de las pérdidas de la red en RED IEEE.

En segundo lugar, se presentan algunos de los resultados obtenidos con la penetración de DG. La penetración para los casos BASE es mayor de lo esperado, es posible que por la intervención de elementos como regulador de tomas. En niveles de DG altos, comienzan a apreciarse los efectos del SNOP en la mejora de la penetración de renovables al sistema. La inclusión de DG ayuda a mejorar todos los parámetros de niveles de tensión, pérdidas y balanceo de feeders, logrando mayores reducciones que sin DG. En la Figura R 3 se muestran las pérdidas ante la variación de DG en la RED IEEE. El SNOP ha demostrado ser una solución que mejora todos los parámetros observados durante el estudio, y que la DG tiene efectos notables en estos. Demostrando que el SNOP debería ser tenido en cuenta para la operación y el desarrollo de las Smart Grid.

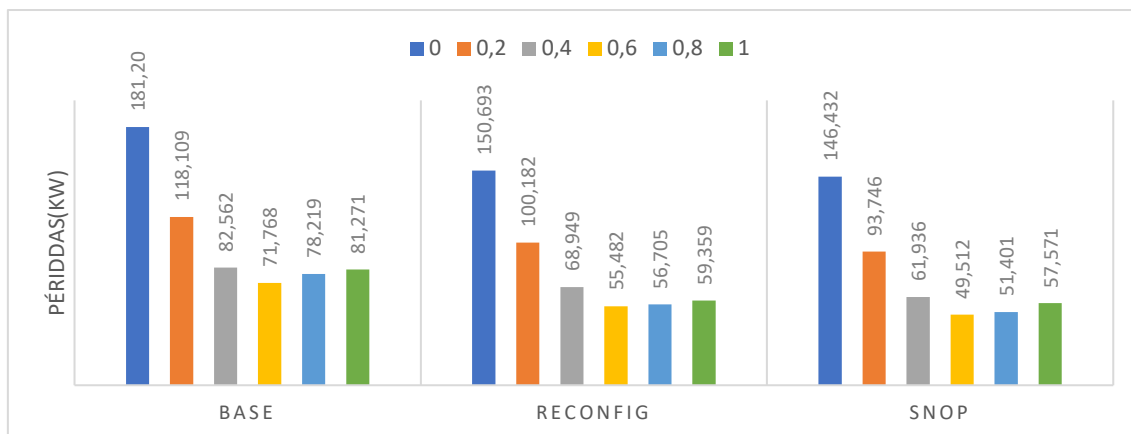


Figura R.3. Comparación de pérdidas en cada caso ante variación de nivel de DG en RED IEEE.

Por otro lado, el análisis económico realizado evalúa el coste-beneficio de instalar un SNOP en las redes evaluadas. Para este estudio se considera un periodo igual a la vida útil del SNOP, tanto para el caso de la red con DG como sin DG. Los ingresos económicos tienen en cuenta los ahorros en operación respecto a la red original sin SNOP ni DG, mientras que el coste tiene en cuenta el coste de inversión de la tecnología SNOP.

En la Tabla 2 se muestran los beneficios económicos anuales para las dos redes de estudio. Se puede ver que en el caso de la red CIGRE, la instalación del SNOP no es rentable en términos económicos (reducción del coste de operación). Por el contrario, en el caso de la red IEEE la instalación del SNOP si resulta rentable. Se puede ver que, al incluir DG, el beneficio económico se incrementa considerablemente respecto del caso BASE en ambas redes, ya que la energía renovable integrada presenta un coste de operación bajo (en el estudio realizado este coste es 0). Finalmente, se ha analizado el caso de integrar DG y SNOP simultáneamente en las redes. Para la red CIGRE con DG tampoco es interesante instalar el SNOP. En caso de la red IEEE con DG se obtiene mayor beneficio al instalar el SNOP. Este resultado indica que, además de los beneficios técnicos de operación, instalar SNOP también puede ser una opción interesante desde el punto de vista económico. No obstante, depende de la red a evaluar, siendo necesario analizar cada caso concreto.

	SNOP	DG	SNOP + DG
RED CIGRE	-33.222 €	432.536 €	397.944 €
RED IEEE	12.229 €	342.466 €	346.891 €

Tabla 2. Beneficio logrado respecto al caso BASE.

OPTIMIZATION OF MEDIUM VOLTAGE GRIDS USING SNOP

Author: Hornillos Antúnez, Gonzalo

Director: Escalera Blasco, Alberto

Director: Rodríguez Cabero, Alberto

Collaborating Entity: Instituto IMDEA Energía.

PROYECT SUMMARY

INTRODUCTION

The electric system is evolving from a traditional paradigm based on big centralized generation plants towards a new one based on decentralization. As well, concepts such as “Smart Grids” are gaining popularity as ways to improve the flexibility of the electric system facing the changes in generation and distribution of electricity. The penetration of Distributed Generation – DG in the distribution grid is growing rapidly, thus arising numerous difficulties regarding system operation. The distribution grid was never planned to consider the integration of energy resources, which causes bidirectional flows, overvoltage and worse fault current among others.

Power electronics have stood as a solution to help in the integration of distributed resources on the distribution grids. One of the solutions that has raised more attention are the devices known as SNOP (Soft-Normally Open Points) that substitute the current NOP (Normally-Open Points) interconnecting different feeders. This way, the SNOPs are installed atop the current infrastructure, keeping the benefits of the radial grid and adding a series of benefits: Active and reactive power flow regulation, improvement on the voltage levels, feeder load balancing, power loss reduction and a greater DG penetration. SNOPs are a result of the adaptation of FACTS (Flexible AC Transmission Systems) to distribution grids. The SNOPs are composed of VSCs (Voltage Sourced Converters) although depending on their configuration or topology, there are different types: The Back-to-Back topology is the most extended for its great versatility in control and supply-restoration. It consists of two VSCs connected through a DC bus, forming an AC-DC-AC converter. The multiterminal topology consists in an extension of the Back-to-Back, adding 3 or more VSCs connected to the DC bus. Lastly, the topology series-shunt like the one used in UPFC (Unified Power Flow Controller) requires smaller capacities but struggles before faults.

Some recent studies have approached the integration of SNOP devices in the algorithms of Optimal Power Flow (OPF) to consider its impact when optimizing grid operation. In them, they test the abilities of SNOP in operation. It is observed the effect of connecting SNOPs in parameters as voltage levels, grid loss minimization, feeder load balancing... Others focus on using SNOP to improve the introduction of DG in the current distribution grids. However, few have been done following those schematics presenting some limitations: a) The models of the SNOP proposed have simplifications and are not generalists and, b) It hasn't been analysed the economic impact of SNOPs with operation in presence of DG.

This project's objectives are: a) The development of an optimization tool, capable of doing year-long analysis; that include the modelling of SNOP Back-to-Back, (multiterminal extensible), models of DG and on load tap transformers. b) The technical-economic analysis of SNOP, detailing the benefits or improvements in operation and analysing the cost after a year of operation.

METHODOLOGY

The methodology that has been developed uses a conventional OPF formulation as foundation. Over this base, a model of SNOP is proposed, with a compact formulation, defines the inner workings of it. The formulation proposed is general and it allows multiterminal SNOP (see Figure 1 with a SNOP connected to the i, j, k nodes). It also includes the models of DG, conventional and renewable, as well as on load tap shifters.

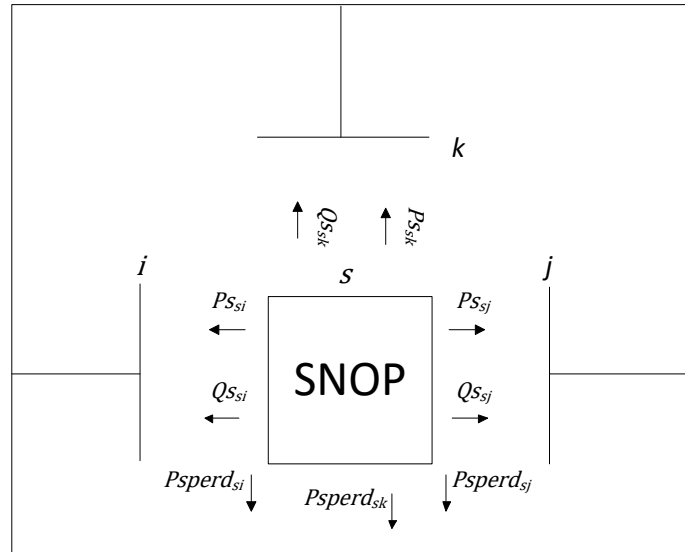


Figure 1. Model of the SNOP.

The tool is designed to do different analysis. There are two main analyses, one for evaluating the operation, and another one for the economic valuation of SNOP. Both are multi-period analyses. In the first one, the objectives of the optimisation are, active loss minimization, and multiobjective of minimization of losses and maximization of DG included in the system. In those analyses, the benefits of installing a SNOP, with and without presence of DG, will be checked. Parameters observed are such as loss reduction,

voltage levels, feeder load balancing, and DG injected. On the second one, the SNOP will be confronted to a year of operation, with and without DG. Costs will be evaluated.

RESULTS AND CONCLUSIONS

For the analysis commented in the methodology, results and conclusions were extracted. The studies have been made in 2 different distribution grids, RED CIGRE and RED IEEE. On the technical analysis, 3 different cases are compared: (BASE), original grid, (RECONFIG) in which the NOP were the SNOP would be installed is closed, and (SNOP), the one with the SNOP connected on the NOP. Different sensitivity analysis concerning demand and DG penetration were made to this study cases.

Firstly, graphics and tables that summarize the content of the results of the operation without presence of DG (see Figure 2 and Table 1). Some of the parameters investigated are the voltage levels of the grid, on which noticeable differences appear on feeder ends. Others are active power losses, in which reduction achieved is significant.

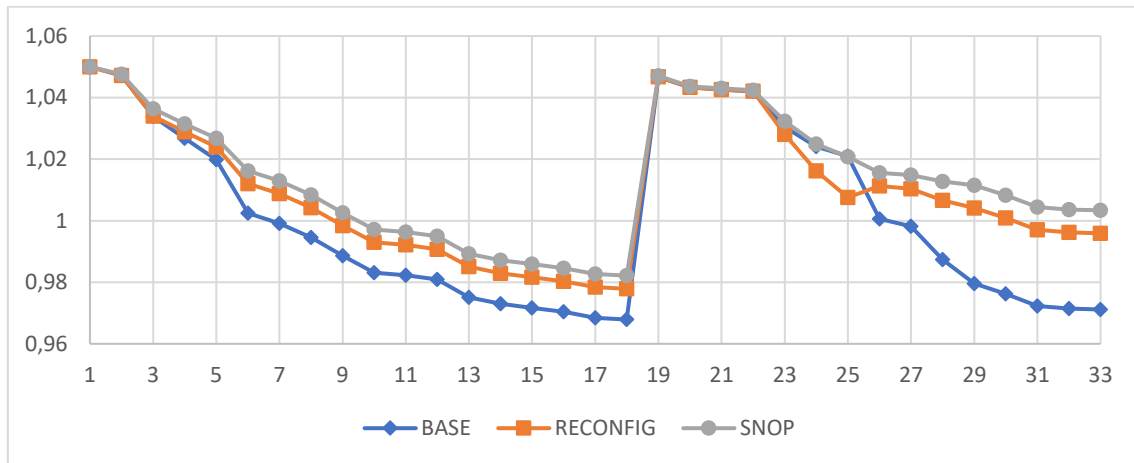


Figure 2. Voltage levels comparison in RED IEEE.

	BASE	RECONFIG	SNO P
PÉRDIDAS DE LA RED (kW)	181,20	150,70	146,43

Table 1. Power los comparison in RED IEEE.

On second place, changes in the grid with penetration of DG were evaluated. In high DG levels, effects of the inclusion of SNOP in improving the penetration of renewables are appreciated. The introduction of DG helps improving the parameters observed before; voltage levels, losses, feeders load balancing than when there wasn't DG. On the it is shown losses before Losses before the DG variation on RED IEEE. The SNOP has demonstrated to be a solution that improves all parameters observed during

the study, and that the DG has a great impact on them. It is shown that the SNOP should be considered for the operation and development of the Smart Grid.

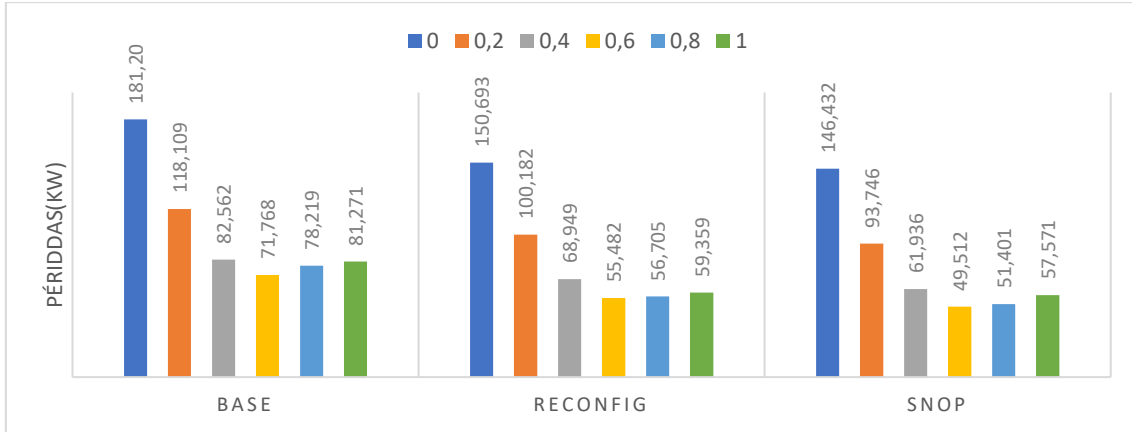


Figure 3. Loss comparison between different DG penetration in RED IEEE.

The economic analysis on the other hand, compares the BASE case with SNOP and focuses on determining how installing a SNOP effects as an economical asset. For the study, grid with and without DG penetration is considered. The study consists on evaluating after a year how the SNOP has worked. In the are presented the comparative results of the two grids studied, including the annual cost of the installation of the SNOP.

In the Table 2 annual benefits are show for the two studied grids It can be appreciated in RED CIGRE, that installation of SNOP it's not profitable in economic terms (reducing the cost of operation). On the contrary, in the case of RED IEEE, the benefits appear using the SNOP. It can be appreciated that when including DG, the economic benefit is augmented considerably in both grids, regarding BASE case, because renewable energy has a low price (cost used in this study is 0). At last, integration of DG and SNOP simultaneously has been analysed. In RED CIGRE, the results are worse, concatenating with the previous only SNOP evaluation where it had a negative benefit. In RED IEEE, it is obtained that when including DG and SNOP simultaneously, a small benefit is achieved comparing with only DG. These results indicate that, apart benefits on operation, including SNOPs can be an interesting option to consider economically. Nonetheless, it depends on the grid to evaluate, being necessary to analyse each case individually.

	SNOP	DG	SNOP + DG
RED CIGRE	-33.222 €	432.536 €	397.944 €
RED IEEE	12.229 €	342.466 €	346.891 €

Table 2. Benefit achieved in the two grids versus BASE case.

Índice de contenidos

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	15
1.1 Introducción	15
1.1.1 Electrónica de potencia	16
1.1.2 Evaluación de las tecnologías	17
CAPÍTULO 2 ESTADO DEL ARTE	18
2.1 Introducción	18
2.2 Soft Normally Open Points	19
2.2.1 Características principales	19
2.2.2 Topologías de SNOP	19
2.3 Modelado de SNOP para OPF	21
2.4 Objetivos	24
2.5 Estructura de la memoria	24
CAPÍTULO 3 METODOLOGÍA	26
3.1 Descripción General de la Metodología Implementada.....	26
3.2 Modelado del Problema de Optimización.....	26
3.3 Restricciones.....	27
3.3.1 Flujos de Potencia.....	27
3.3.2 Balance de Nudos.....	28
3.3.3 Límites de Operación	29
3.3.4 Modelado de un Transformador con Regulador de Tomas en Carga.....	29
3.3.5 Modelado Del Generador Convencional.....	30
3.3.6 Modelado Del Generador Renovable	30
3.3.7 Modelado del SNOP	31
3.4 Funciones Objetivo.....	34
3.4.1 Minimización de Pérdidas	34
3.4.2 Minimización de Pérdidas y Maximización de Renovable	34
3.4.3 Minimización de Costes.....	35
3.5 Metodología de Análisis.....	35
3.5.1 Metodología para Operación de Redes de Distribución con SNOP	36
3.5.2 Metodología para la Evaluación Económica con SNOP	36
3.5.2.1 Análisis Multi-Período	37
3.5.3 Diagrama de Flujo de la Metodología.....	38

CAPÍTULO 4 RESULTADOS	39
4.1 Descripción del caso de estudio.....	39
4.1.1 RED CIGRE.....	39
4.1.2 RED IEEE.....	40
4.1.3 Descripción de los estudios a realizar	41
4.2 Estudios RED CIGRE.....	41
4.2.1 Análisis de SNOP.....	41
4.2.1.1 Localización	41
4.2.1.2 Tamaño.....	42
4.2.1.3 Coeficiente de pérdidas	42
4.2.2 Análisis de operación.....	43
4.2.2.1 Comparación básica del efecto del SNOP	43
4.2.2.2 Análisis de sensibilidad frente a implantación de generación distribuida	45
4.2.3 Análisis económico	49
4.2.3.1 Sin introducción de DG	50
4.2.3.2 Con introducción de DG.....	50
4.2.3.3 Resultado final	51
4.3 Estudios RED IEEE.....	51
4.3.1 Análisis SNOP	51
4.3.1.1 Localización	51
4.3.1.2 Tamaño.....	53
4.3.1.3 Pérdidas del SNOP	54
4.3.2 Análisis operación	56
4.3.2.1 Comparación básica entre casos	57
4.3.2.2 Análisis de sensibilidad frente a incremento de demanda.....	59
4.3.2.3 Análisis de sensibilidad frente a implantación de generación distribuida	61
4.3.3 Análisis económico	68
4.3.3.1 Sin DG	68
4.3.3.2 Con DG.....	69
4.3.3.3 Resultado final	69
CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES	71
5.1 Modelado.....	71
5.2 Resultados.....	72
5.3 Conclusiones finales	74
5.4 Trabajos futuros.....	74
ANEXO DATOS DE ESCENARIOS	76

Índice de figuras

Figura 1. Concepto de Smart Grid [6].	15
Figura 2. Diferentes topologías de SNOPs [13].	20
Figura 3. Topología de un Back-to-Back [30].	20
Figura 4. Curva de capacidad del generador convencional.	30
Figura 5. Curva de capacidad del generador renovable.	31
Figura 6. Modelado del SNOP.	32
Figura 7. Modelado del SNOP Back-to-Back.	32
Figura 8. Ejemplo clúster análisis multi-período para la evaluación económica del SNOP.	37
Figura 9. Diagrama de flujo de la metodología de los análisis.	38
Figura 10. [48] Topología del sistema RED CIGRE.	40
Figura 11. [49] Topología del sistema RED IEEE.	40
Figura 12. Curva de dimensión óptima del SNOP para demanda base en RED CIGRE.	42
Figura 13. Comparación del perfil de tensiones de la RED CIGRE.	43
Figura 14. Comparación perfil de tensiones 0,4 DG, RED CIGRE.	47
Figura 15. Comparación perfil de tensiones 0,8 DG, RED CIGRE.	47
Figura 16. Pérdidas frente a variación de DG para los distintos casos RED CIGRE.	48
Figura 17. Pérdidas de la RED CIGRE RECONFIG vs SNOP ideal.	49
Figura 18. Comparación perfil de tensiones con localización del SNOP, RED IEEE.	52
Figura 19. Curva de dimensión óptima del SNOP para demanda base en RED IEEE.	53
Figura 20. Curva de dimensión óptima del SNOP para demanda 1,6 veces base en RED IEEE	54
Figura 21. Análisis de sensibilidad del coeficiente de pérdidas del SNOP frente a minimización de pérdidas en la RED IEEE.	55
Figura 22. Análisis pérdidas agrupadas por la red y por SNOP, RED IEEE.	56
Figura 23. Comparación del perfil de tensiones, frente a los distintos casos RED IEEE.	57
Figura 24. Comparación de perfil de tensiones a demanda 1,6 RED IEEE.	60
Figura 25. Pérdidas frente a variación de demanda para los distintos casos de la RED IEEE.	61
Figura 26. Comparación del perfil de tensiones a 0,4 DG, RED IEEE.	63
Figura 27. Comparación del perfil de tensiones a 0,8 DG, RED IEEE.	63
Figura 28. Pérdidas frente a variación de DG para los distintos casos en RED IEEE.	65
Figura 29. Balanceo de feeders frente a DG.	66

Índice de tablas

Tabla 1. Tensiones mínimas y medias de la RED CIGRE	44
Tabla 2. Pérdidas de la RED CIGRE en los distintos casos	44
Tabla 3. Inyecciones SNOP vs SNOP ideal, RED CIGRE.....	45
Tabla 4. LBI de la RED CIGRE.	45
Tabla 5. Recursos de generación renovable instalados en RED CIGRE	46
Tabla 6. Potencia constructiva total para cada escenario RED CIGRE.....	46
Tabla 7. Tensiones mínimas de perfil 0,4 DG y 0,8 DG, RED CIGRE.	48
Tabla 8. Resultado de la función objetivo económica sin DG para la RED CIGRE.	50
Tabla 9. Resultado de la función objetivo económica DG para la RED CIGRE.	50
Tabla 10. Resultados del beneficio anual frente al caso BASE de la RED CIGRE.	51
Tabla 11. Comparación pérdidas del SNOP frente a distintas localizaciones, RED IEEE.	52
Tabla 12. Inyecciones de potencia del SNOP en las localizaciones.....	52
Tabla 13. Inyecciones del SNOP ante distintos coeficientes de pérdidas, RED IEEE.	55
Tabla 14. Tensiones mínimas en cada caso RED IEEE.	57
Tabla 15. Pérdidas de la RED IEEE en los casos BASE, RECONFIG y con SNOP.	58
Tabla 16. Balanceo de feeders análisis básico, RED IEEE.	58
Tabla 17. Soluciones encontradas frente escalones demanda en RED IEEE.....	59
Tabla 18. Tensiones mínimas (nudo 18) para demanda 1,6 pu RED IEEE.	60
Tabla 19. Inyecciones del SNOP a demanda 1,6pu RED IEEE.	60
Tabla 20. Recursos de generación renovable instalados en RED IEEE.....	62
Tabla 21. Potencia constructiva total para cada escenario en RED IEEE.	62
Tabla 22. Tensiones mínimas para 0,4 DG, RED IEEE.	63
Tabla 23. Tensiones mínimas para 0,8 DG, RED IEEE.	64
Tabla 24. Flujos del SNOP en los distintos escenarios de DG de RED IEEE.	64
Tabla 25. Pérdidas SNOP frente a DG, RED IEEE.	66
Tabla 26. Potencia cortada por acción de curtailment en cada escenario DG.	67
Tabla 27. Potencia renovable integrada en cada escenario DG.....	67
Tabla 28. Curtailment en el generador 1 para escenarios de DG.	68
Tabla 29. Extracción del resultado de escenarios 1-4 RED IEEE.	68
Tabla 30. Resultado de la función objetivo económica sin DG para la RED IEEE.	69
Tabla 31. Resultado de la función objetivo económica DG para la RED IEEE.....	69
Tabla 32. Resultados del beneficio frente al caso BASE de la RED IEEE.	69
Tabla 33. Datos de escenarios de la RED CIGRE.	76
Tabla 34. Datos de escenarios de la RED IEEE.....	77

Capítulo 1 Introducción y objetivos

1.1 Introducción

El sistema eléctrico se encuentra en un proceso de cambio en la forma de generación y distribución de energía eléctrica [1],[2]. Tradicionalmente la topología de los sistemas de media tensión se realiza de forma radial. Esta configuración de la red tiene la ventaja de ser fácilmente administrada, pero presenta problemas de pérdidas elevadas.

La tendencia hacia la descentralización está ocasionando que aparezcan recursos de generación en redes de media tensión. Instalaciones más pequeñas y distribuidas que presentan nuevos problemas para la explotación. Estos recursos son normalmente energías renovables y sistemas de almacenamiento eléctrico entre otros [3].

Este nuevo paradigma de “Redes Inteligentes” o “Smart Grids” se basa en redes capaces de integrar de forma eficiente dichos recursos distribuidos, mejorando así los niveles actuales de rendimientos, sostenibilidad y seguridad[4],[5].



Figura 1. Concepto de Smart Grid [6].

La configuración actual de las redes es una de las razones por las que, hoy en día, no es posible la instalación de recursos distribuidos a gran escala, ya que falta la infraestructura necesaria. Las redes no están diseñadas para los cambios que la Generación Distribuida (Distributed Generation - DG) introduce en el sistema, como, por ejemplo, flujos de carga bidireccionales o exportación de la energía a la red de

transporte. Sin embargo, incorporar generación distribuida a una red de media tensión reporta una serie de beneficios [7] :

- Beneficios técnicos por mejora de la calidad del suministro, el funcionamiento autónomo y la flexibilidad del sistema eléctrico.
- Beneficios económicos al mejorar la eficiencia general de la red e incluir energía de recursos con bajo coste (por ejemplo, eólica).
- Beneficios medioambientales, las energías renovables son una de las formas más comunes de generación distribuida, y por ello permiten reducir la producción de CO₂ al medio ambiente.

Alguno de los mayores beneficios que se pueden observar respecto a la operación de la red son la regulación del perfil de tensiones y la reducción de pérdidas de transmisión [8]. La generación distribuida plantea un mayor uso de los recursos renovables no predecibles como la eólica o la solar, los cuales pueden suponer un riesgo para la correcta operación de las redes.[9]. Una posible respuesta ante el problema de la operación de la red se encuentra en la electrónica de potencia, dispositivos que permitan gestionar los problemas derivados de la generación distribuida.

1.1.1 Electrónica de potencia

El creciente interés y abaratamiento de las soluciones basadas en electrónica de potencia está liderando la modernización del sistema eléctrico hacia un futuro más sostenible, autónomo y eficiente [10],[11].

Los dispositivos de electrónica de potencia son una solución atractiva para los redes de distribución ya que permite adaptar la red a la descentralización de los recursos de generación, estableciendo una Smart Grid [12]. Uno de los dispositivos que más ha llamado la atención son los dispositivos SNOP (Soft Normally Open Points). Estos dispositivos se sitúan en la red de media tensión sustituyendo a los NOPs (Normally Open Points) que interconectan distintos feeders. El SNOP se instala sobre la infraestructura actual de distribución de media tensión, conservando los beneficios de la operación de la red radial actual.

Los NOPs son un seccionador (no se puede operar en carga) que ofrece interconexión entre feeders y solamente se utiliza para restaurar el suministro a la red tras las faltas. Además de restaurar el servicio, el SNOP es capaz de regular los flujos de potencia activa y reactiva de la red además de controlar la tensión [13]. Estos dispositivos aún están en desarrollo y su aplicación real sigue siendo mayormente experimental. Por lo tanto, más estudios de estas tecnologías deben ser realizados.

1.1.2 Evaluación de las tecnologías

La incorporación de DG a la red de distribución es una de las mayores cuestiones a las que se enfrenta el sector eléctrico. Son numerosos los estudios que se centran en la evaluación de la incorporación de ésta a la red [1], [14]–[17]. Los estudios de los efectos de la DG apoyados por tecnologías SNOP [11], [12], [18]–[21] son menos numerosos, y comentan acerca de cómo el SNOP puede ayudar a gestionar las redes.

Existen herramientas que permiten simular las capacidades de estas redes con DG [22]. Sin embargo, para el análisis de tecnologías como SNOP, es necesario desarrollar nuevos modelos matemáticos e integrarlos en las herramientas existentes.

En este proyecto se desarrollará un algoritmo para evaluar los beneficios de utilizar SNOPs en redes de distribución, tanto para las redes actuales como para redes con una alta penetración de DG de origen renovable.

Capítulo 2 Estado del arte

En este capítulo se ha descrito como las soluciones de electrónica de potencia han ido cobrando importancia a lo largo de la historia de la operación de la red y las soluciones que aparecen ahora para la red de media tensión. Los Soft Normally Open Points son una solución prometedora y se describen las principales características y topologías desarrolladas para ello. Posteriormente se hace una revisión de los estudios realizados acerca de la tecnología SNOP, identificándose los restos de investigación que dan lugar a los objetivos propuestos para este trabajo.

2.1 Introducción

Las redes eléctricas son sistemas basados en tecnologías que llevan existiendo durante más de 60 años. La mayoría de los elementos que componen la red actual son pasivos y han de ser operados y controlados para garantizar la estabilidad y seguridad del sistema. Uno de los grandes problemas históricos ha sido el control de los flujos de potencia [23],[24].

Con el desarrollo de los dispositivos semiconductores de gran voltaje y corriente, se ha ido incorporando el uso de dispositivos de la llamada electrónica de potencia. En estos aparatos se encuentra la revolución en el funcionamiento de la generación, transporte y distribución eléctrica [25].

Conocidos como FACTS (Flexible AC Transmission Systems), son una tecnología ampliamente conocida y testada alrededor del mundo. Son sistemas que proveen control de uno o más parámetros de la transmisión de potencia, para alzar la controlabilidad y aumentar la capacidad de transporte [26]. Su implantación empezó a darse en los 90, reemplazando equipos de compensación. Algunos de los extendidos son [27]:

- STATCOM: (Static synchronous compensator) sus usos principales son en redes donde haya un factor de potencia bajo o poca estabilidad de tensión, modificando la corriente reactiva.
- SVC: (Static VAR compensator), regulación de tensiones mediante control de reactiva. (Alguno de los elementos que lo componen son TSR y TSC).
- TSR: (Thyristor-switched reactors), modifica la susceptancia
- TSC: (Thyristor-switched capacitors), modifica la susceptancia.

El reemplazo de los equipos basados en elementos conmutados electromecánicamente se sustituye por los tiristores, renovando la compensación antigua por equipos mucho más rápidos y flexibles.

El paradigma está cambiando, los sistemas actuales están inclinándose hacia una generación más dispersa y sostenible. La electrónica de potencia a niveles de distribución es una de las soluciones que se proponen para la integración de DG, para la mejora del control y la calidad del suministro. Entre ellos se proponen los soft-normally-open points.

2.2 Soft Normally Open Points

2.2.1 Características principales

Se espera que las redes de distribución requieran acomodar grandes cantidades de DG. Mantener las tensiones y los flujos de potencia dentro de sus límites requiere o mejorar la infraestructura, o métodos de compensación activa[28].

Los sistemas de distribución han sido diseñados para ser operados de manera radial por su simplicidad y bajo coste. Sin embargo, esto puede suponer problemas de suministro ante faltas. Para ello, existen equipos que hacen la red reconfigurable. Puntos normalmente abiertos NOP (Normally-Open Points), mantienen la configuración radial, pero puede ayudar a restaurar el suministro. Y puntos normalmente cerrados NCP (normally-closed points), mallan la red de distribución con ventajas significativas en la tensión y pérdidas, y las desventajas de acondicionar los sistemas de protecciones.

El SNOP (Soft Normally-Open Point), es una solución que reúne las ventajas de NOP y NCP, además de las derivadas de la tecnología que se emplea para establecerlos. Las características principales de un SNOP [29]:

- Proveer soporte a las cargas aisladas por faltas transmitiendo potencia por otro feeder conectado al SNOP. De la misma forma, aislar las faltas vía SNOP.
- Control de tensiones en los terminales del SNOP.
- Control de potencia activa entre feeders para mejorar el balanceo de feeders y pérdidas en la red.

2.2.2 Topologías de SNOP

Hay diferentes estudios que exponen distintas configuraciones para establecer un SNOP. Los estudios que describen estos aspectos son [13], [29].

Todos los dispositivos SNOP están compuestos por VSCs (voltage sourced controllers), convertidores de AC a DC. La diferencia en las configuraciones y topologías de estos establece sus capacidades. Se utilizan VSC por su capacidad de operar con cualquier combinación de activa y reactiva y por su habilidad para limitar la corriente de falta entre otras [13].

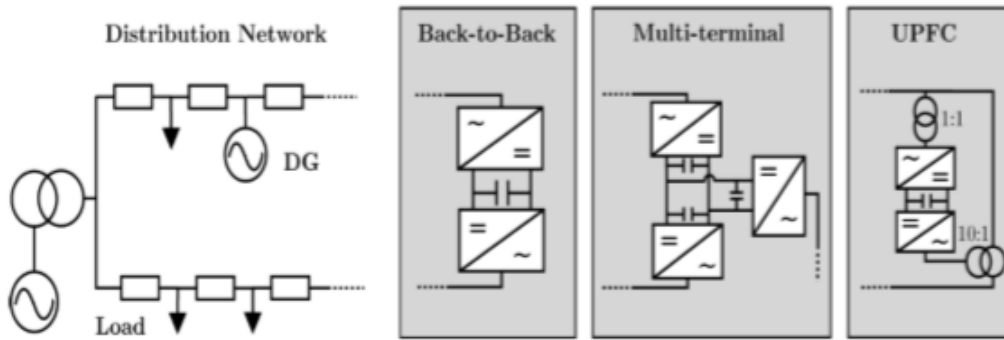


Figura 2. Diferentes topologías de SNOs [13].

Convertidor Back-to-Back

En la Figura 3 se muestra la topología del convertidor Back-to-Back. Consiste en 2 VSC conectados por un bus de continua, para formar un convertidor AC/AC asíncrono. Esta configuración permite el intercambio de potencia activa entre los terminales AC además de permitir control independiente de la potencia reactiva a cada lado.

Al utilizar esta topología es posible utilizar una interconexión DC para colocar los convertidores AC en distintas localizaciones [30]. En condiciones de falta, se puede aislar un feeder del otro por el enlace DC, además de poder limitar en cierto grado la corriente de falta.

La constructiva interna consiste en un condensador en DC, y tiristores IGBT que generan las ondas de tensión mediante PWM. A ambos lados se encuentran filtros para reducir el contenido en armónicos producido por los pulsos del PWM.

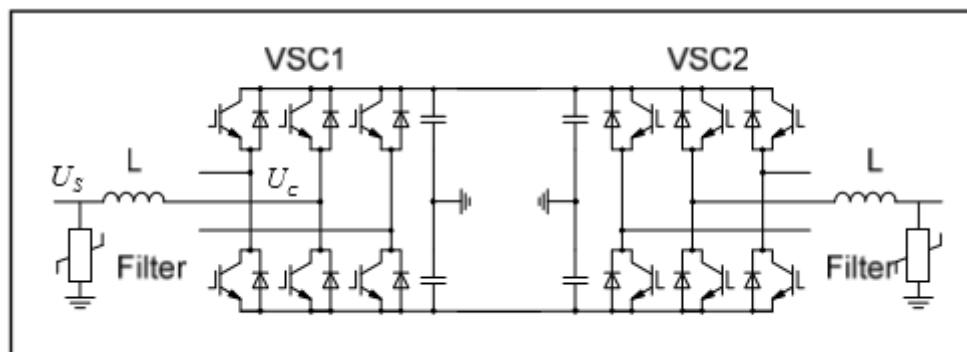


Figura 3. Topología de un Back-to-Back [30].

Las razones que habilitan esta forma constructiva para su uso en Soft Normally Open Points son los distintos modos de control y características que posee:

- Control de potencia activa y reactiva: El poseer un VSC a cada extremo permite el traspaso de potencia activa y el control independiente de la potencia reactiva a cada lado. Se reducen pérdidas y mejora el perfil de tensiones.
- Control de tensiones instantáneo.
- Aislado de faltas y asegurar continuidad del suministro: Se pueden controlar transitorios de tensión y corriente para que no pasen al otro VSC. Y restaurar traspasando potencia de un feeder a otro.

Convertidor Multi-terminal

Esta configuración es una extensión del anterior (Back-to-Back), ya que se utiliza el bus de continua para conectar más terminales, teniendo ese nexo común. Esto conlleva una mayor interconexión y por tanto mayor flexibilidad a la hora de distribución de los flujos de potencia activa. Ofrece mejores capacidades a la hora de restauración de suministro, pero tiene las desventajas de ser más difícil de operar y gestionar los flujos. Todos los aspectos comentados acerca del Back-to-Back son aplicables a esta forma constructiva.

Convertidor UPFC

El UPFC (Unified Power Flow Controller) es una forma constructiva que difiere de las anteriores. Consiste también en dos dispositivos VSC conectados por un bus de DC. Es una combinación de un SSSC y un STATCOM [31]. Esto hace que esté conectado en serie y paralelo con la red. De esta forma se consigue que se inyecte una tensión de cualquier magnitud y fase respecto a la del sistema. Logrando por tanto control de la potencia activa y reactiva.

La principal ventaja frente a los otros tipos comentados es la facultad de poder utilizar dispositivos de menor capacidad transportando la misma potencia. Si bien, tiene las desventajas de no estar aislado por un bus de continua, haciendo más difícil el control ante faltas y la interconexión entre feeders debe ser síncrona.

2.3 Modelado de SNOP para OPF

Para analizar las capacidades del SNOP, una vez estudiadas sus posibilidades es necesario establecer modelos matemáticos que permitan testear o simular sus interacciones en la red. Esto se puede realizar mediante un OPF (Optimal Power Flow). De esta manera se pueden obtener los datos de la potencia que maneja en operación,

entre otros parámetros. Sin embargo, los estudios realizados acerca de los Soft Normally-Open Points son escasos.

Entre las investigaciones del SNOP hay ciertas diferencias a la hora de modelar los SNOP, si bien en general los estudios de SNOP tienden a utilizar la topología Back-to-Back. Las investigaciones que comparan los modelos en operación demuestran la capacidad de las distintas configuraciones para reducir pérdidas, regular tensiones... En ambos se le da ventaja al UPFC por su mejor rendimiento con elementos de menor capacidad, pero el Back-to-Back ofrece capacidades ante faltas, siendo el modelo más versátil [20], [28].

El UPFC parece una configuración prometedora para la función de regulación de tensiones y balanceo de feeders y ya se emprenden estudios [31]–[33], que demuestran los beneficios de su instalación en sistemas de distribución.

Las principales investigaciones realizadas sobre los SNOP están relacionadas con la introducción de DG en sistemas de media tensión, siendo uno de los métodos estudiados para aclimatar las redes hacia Smart Grid [11], [12]. En estos estudios se compara al SNOP con otras soluciones como CVC (Coordinated Voltage Control) (uno de los métodos de ANM (Active Network Management[14])), y se considera la combinación de ambas tecnologías para obtener una solución que sea competente en el mercado.

En algunos de ellos, los objetivos comprenden el uso de los SNOP para asesorar a una mejor penetración de DG, [19], [34], [35]. En estos estudios se demuestra que el SNOP es capaz de aumentar en gran medida la penetración de renovable asegurando niveles seguros de tensión y balanceo de feeders. También se evalúan otros parámetros como la intermitencia de las DG que son en su mayoría renovables y cómo los SNOP pueden ayudar a gestionar estas dificultades. En estos estudios se identifica una correlación entre la capacidad del SNOP y la penetración de DG, siendo que dispositivos grandes pueden albergar cantidades de DG importantes.

Hay estudios que se enfocan en dimensionar y situar adecuadamente los SNOP [36], de tal forma que penetre la mayor cantidad de DG y se optimicen parámetros como las pérdidas o el balanceo de feeders. Se demuestra que la el SNOP es una solución muy flexible, y económicamente viable para reducir costes de operación. La caracterización económica del SNOP es complicada, y no hay mucha literatura al respecto [11]. La caracterización del SNOP/s en la red, resulta fundamental. El número de SNOP, su localización y el tamaño de estos afecta en gran medida a la minimización de pérdidas o penetración de renovable.

Otros se centran en demostrar cómo el SNOP afecta a los parámetros comentados, y cómo afecta la aportación de DG en conjunto con el dispositivo[18], [20], [37]. Estos estudios ayudan a caracterizar las capacidades del SNOP. Se observan reducciones en las funciones objetivo de minimización de pérdidas (Se llegan a dar reducciones de pérdidas de más del 38% para algunos casos), balanceo de feeders (reducciones de hasta el 70%),

del control de nivel de tensiones y la maximización de la penetración renovable. Todas ellas dan resultados que declaran beneficios para la operación y modernización del sistema de distribución.

Otros pretenden analizar el comportamiento del SNOP para la restauración del suministro [38], en ellos se compara el uso que tenía el anterior NOP, que reconfiguraba la red para realzar las zonas afectadas por la falta. Las conclusiones que se obtienen de este indican que el SNOP es un método más rápido (a diferencia del NOP que es un mecanismo electromecánico de operación manual), simple y efectivo; que lo establece como una de las soluciones más interesantes respecto a continuidad del suministro.

Por último hay investigaciones que se centran en el desarrollo de protocolos de control del SNOP [13], [39]. Estos modos de control inciden sobre distintos parámetros en los que el SNOP es capaz de actuar. Se tiene el modo de control de flujo de potencias, modo de control de tensiones y modo de restauración del suministro. Estos modos se consiguen mediante los VSC de los que está compuesto el SNOP. Demostrando la versatilidad que el Back-to-Back posee, al poder utilizar diferentes estrategias.

Son pocos los estudios en los que se evalúa el SNOP multiterminal [28], [40]. En el primero se utiliza una formulación como la desarrollada en este proyecto, mientras que en el segundo no se especifica una expresión matemática de su modelado. Esta configuración del SNOP tiene la posibilidad de potenciar las ventajas demostradas por el Back-to-Back en más de un feeder. En el proyecto realizado se propondrá una formulación compacta que permita evaluar este tipo de dispositivos, de manera sistemática y sencilla.

La mayoría de estos estudios utilizan algoritmos altamente complejos como algoritmos genéticos o algoritmos de colonia de hormigas [41]. En este proyecto se implementarán los conceptos del análisis multiperíodo para realizar análisis económicos en períodos de tiempo extensos (1 año).

Respecto a los modelos del SNOP de estos estudios se ha observado que, en la mayoría de ellos, las pérdidas internas del modelo se aproximan linealmente [18], [42] o se omiten al tener el aparato rendimientos muy altos [20], [28], [41]. En este proyecto se estudiarán las pérdidas internas reales (cuadráticas) del SNOP, dando una información más precisa de su consumo real en operación.

2.4 *Objetivos*

Los principales objetivos de este proyecto de fin de grado son:

- a) Desarrollar una herramienta de optimización que permita modelar la operación del SNOP en redes de distribución
- b) Evaluar los impactos técnicos y económicos del SNOP en redes de distribución de media tensión.

Acorde con los objetivos principales, se sugieren los siguientes objetivos específicos:

- Revisión de las tecnologías empleadas actualmente para la evolución de redes de distribución a Smart Grid.
- Modelado del SNOP para su integración en la formulación del problema de flujo de cargas óptimo.
- Modelado de la generación distribuida, convencional y renovable.
- Desarrollo de las metodologías necesarias para la aplicación del estudio multi-período.
- Dimensionamiento y caracterización de un SNOP acorde a las necesidades de la red en la que se instala.

2.5 *Estructura de la memoria.*

A continuación, se describe la organización del presente proyecto.

El Capítulo 1 expone el contexto en el que se desarrolla el trabajo, esto es, redes de distribución inteligentes con GD y dispositivos basados en electrónica de potencia como el SNOP.

El Capítulo 2 se centra en el estado del arte: se hace una revisión de las tecnologías de electrónica de potencia, se describen las características del SNOP, y se revisan los estudios realizados para analizar los impactos del SNOP en redes de distribución. Posteriormente, se describen los objetivos del presente trabajo.

El Capítulo 3, se describen la herramienta desarrollada para realizar la optimización. Se explican las expresiones que modelan los elementos del OPF, de la generación distribuida, y del SNOP entre otras. También se explica el funcionamiento interno de la herramienta y las funciones objetivo que se tendrán en cuenta para realizar los estudios de operación y económicos.

El Capítulo 4 recoge la descripción de los casos de estudio que se realizarán en los dos sistemas eléctricos que se exponen en este. Los resultados de los análisis de sensibilidad sobre parámetros del SNOP, efectos del SNOP en la operación de la red y por último el estudio coste-beneficio del uso del SNOP y DG.

El Capítulo 5, muestra las conclusiones que se derivan de la realización del proyecto, las aportaciones realizadas y futuras vías de investigación.

Capítulo 3 Metodología

En este capítulo se explica la herramienta de optimización desarrollada para modelar la operación óptima de redes de distribución con SNOPs.

Se describe el modelado del problema de flujo de cargas óptimo y la formulación utilizada. Se presenta los modelos del SNOP y de la generación distribuida renovable y no renovable. Finalmente se muestran las metodologías propuestas para analizar el impacto técnico y económico del SNOP en los sistemas de distribución actuales.

3.1 Descripción General de la Metodología Implementada

En este trabajo se ha desarrollado una metodología para modelar la operación óptima de redes de distribución incorporando los siguientes elementos:

- Transformadores con tomas regulables en carga
- Generación distribuida convencional
- Generación distribuida renovable
- SNOP

Para modelar esta operación óptima, se han implementado una serie de algoritmos de optimización. Además de modelar las tecnologías descritas, dichos algoritmos evalúan los siguientes objetivos de operación:

- Minimizar pérdidas
- Minimizar pérdidas y maximizar penetración de renovable
- Minimizar coste de operación

En la sección 3.3 se describen las restricciones del problema de operación óptima y en la 3.4 las funciones objetivo que se han implementado.

3.2 Modelado del Problema de Optimización

Para garantizar la operación segura y eficiente del sistema eléctrico, es necesario el empleo de modelos y métodos matemáticos que permitan simular y gestionar la red. El flujo de cargas óptimo (OptimalPowerFlow - OPF) es una herramienta básica para la operación de redes tanto de distribución como de transmisión. Dicha herramienta trata de encontrar una solución en un estado estacionario del sistema eléctrico donde se

optimizan las variables de control, satisfaciendo las restricciones físicas y técnicas de la red. El planteamiento general del problema de optimización es el siguiente:

$$\begin{aligned}
& \text{Min } f(x) \\
& \text{st. to:} \\
& h(x) = 0 \\
& g(x) \leq 0 \\
& x_{min} \leq x \leq x_{max}
\end{aligned} \tag{1}$$

Donde $f(x)$ es la función objetivo. Existen distintas funciones objetivo, siendo la más común la minimización del coste generación.

$h(x)$ corresponde a las ecuaciones de igualdad del, y $g(x)$ son las restricciones de desigualdad del problema. En el siguiente apartado se describen las restricciones modeladas en el problema de operación óptima propuesto.

3.3 Restricciones

3.3.1 Flujos de Potencia

Se presentan en primer lugar las expresiones matemáticas de los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas de la red. Para el desarrollo de la herramienta se ha utilizado una ecuación para cada sentido del flujo [44].

$$\begin{aligned}
Pl_{ij} = \frac{V_i^2}{t_{ij}^2} g_{ij} - \frac{1}{t_{ij}} V_i V_j [g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \\
+ b_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij})] \quad \forall ij \in L
\end{aligned} \tag{2}$$

$$\begin{aligned}
Pl_{ji} = V_j^2 g_{ij} - \frac{1}{t_{ij}} V_i V_j [g_{ij} \cos(\theta_j - \theta_i + \varphi_{ij}) \\
+ b_{ij} \sin(\theta_j - \theta_i + \varphi_{ij})] \quad \forall ij \in L
\end{aligned} \tag{3}$$

$$\begin{aligned}
Ql_{ij} = -\frac{V_i^2}{t_{ij}^2} \left(b_{ij} + \frac{bsh_{ij}}{2} \right) \\
- \frac{1}{t_{ij}} V_i V_j [g_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \\
- b_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij})] \quad \forall ij \in L
\end{aligned} \tag{4}$$

$$\begin{aligned}
Ql_{ji} = & -V_j^2 \left(b_{ij} + \frac{bsh_{ij}}{2} \right) \\
& - \frac{1}{t_{ij}} V_i V_j [g_{ij} \sin(\theta_j - \theta_i + \varphi_{ij}) \\
& + b_{ij} \cos(\theta_j - \theta_i + \varphi_{ij})] \quad \forall ij \in L
\end{aligned} \tag{5}$$

Las ecuaciones (2) y (3) definen cada una un sentido de los flujos de potencia activa, donde Pl_{ij} es el flujo de potencia activa entre dos buses. Los índices i y j representan los buses origen y destino, respectivamente. V_i y θ_i son el módulo y argumento de la tensión en el nudo i , respectivamente. t_{ij} es la variable que expresa la relación de transformación entre los buses ij y φ_{ij} es el desfase del transformador. g_{ij} y b_{ij} son los parámetros que modelan la conductancia y susceptancia de los enlaces eléctricos, respectivamente y L es el subconjunto de líneas y transformadores.

De la misma manera, (4) y (5) definen cada una, un sentido de los flujos de potencia reactiva, donde Ql_{ji} es el flujo de potencia reactiva entre dos nudos ij y bsh_{ij} es la susceptancia de carga de la línea entre los nudos ij .

3.3.2 Balance de Nudos

El problema del flujo de cargas debe garantizar el balance de potencias entrantes y salientes en los nudos. Este balance se realiza tanto para potencia activa como para potencia reactiva, obteniéndose:

$$\begin{aligned}
\sum_{sb \in i} P_{sb} + \sum_{gc \in i} P_{gc} + \sum_{gr \in i} P_{gr} + \sum_{s \in i} P_{Ssi} - PD_i \\
= \sum_{j \in L} Pl_{ij} + \sum_{j \in L} Pl_{ji} + V_i^2 Gshu_i \quad \forall i
\end{aligned} \tag{6}$$

$$\begin{aligned}
\sum_{sb \in i} Q_{sb} + \sum_{gc \in i} Q_{gc} + \sum_{gr \in i} Q_{gr} + \sum_{s \in i} Q_{Ssi} - QD_i \\
= \sum_{j \in L} Ql_{ij} + \sum_{j \in L} Ql_{ji} - V_i^2 Bshu_i \quad \forall i
\end{aligned} \tag{7}$$

Donde (6) modela el balance de potencia activa en el nudo i , y (7) modela el balance de potencia reactiva del nudo i . A su vez, sb es el índice de puntos de conexión a la red/subestación, P_{sb} y Q_{sb} modelan las potencias activa y reactiva entregadas por un sb , gc es el set de generadores convencionales, y P_{gc} y Q_{gc} son las potencias activa y reactiva entregadas por los generadores convencionales. Por otro lado, gr es el set de generadores renovables, y P_{gr} y Q_{gr} las potencias activa y respectiva entregadas por los generadores renovables.

$P_{S_{si}}$ y $Q_{S_{si}}$ son la potencia activa y reactiva que inyecta el terminal del SNOP s en el nudo i . PD_i y QD_i son las potencias activa y reactiva demandas para el nudo i . Por último, $Gshu_i$ y $Bshu_i$ son las conductancias y susceptancia shunt conectados al nudo i .

3.3.3 Límites de Operación

Son las condiciones bajo las que se desea que la red funcione con el fin de cumplir con la normativa, los estándares de calidad del suministro y los límites técnicos de operación. Dichas condiciones son las siguientes:

$$\underline{V}_i \leq V_i \leq \overline{V}_i \quad \forall i \quad (8)$$

$$\underline{\theta}_i \leq \theta_i \leq \overline{\theta}_i \quad \forall i \quad (9)$$

$$Pl_{ij}^2 + Ql_{ij}^2 \leq Sl_{ij}^2 \quad \forall L \quad (10)$$

$$\underline{P}_{sb} \leq P_{sb} \leq \overline{P}_{sb} \quad \forall sb \quad (11)$$

$$\underline{Q}_{sb} \leq Q_{sb} \leq \overline{Q}_{sb} \quad \forall sb \quad (12)$$

$$\underline{Q}_{gr} \leq Q_{gr} \leq \overline{Q}_{gr} \quad \forall gr \quad (13)$$

Donde \underline{V}_i , \overline{V}_i y $\underline{\theta}_i$, $\overline{\theta}_i$, son los límites superior e inferior de módulo y argumento de la tensión. En (10) se modela el límite de potencia aparente por una línea, donde Sl_{ij} es el valor límite. \underline{P}_{sb} , \overline{P}_{sb} , \underline{Q}_{sb} , \overline{Q}_{sb} son las potencias activas y reactiva mínimas y máximas que puede entregar la subestación sb . \underline{Q}_{gr} y \overline{Q}_{gr} son los límites superior e inferior que se imponen en el generador renovable.

3.3.4 Modelado de un Transformador con Regulador de Tomas en Carga

Un cambiador de tomas es un conjunto de puntos de conexión a lo largo del devanado de un transformador. Estos puntos permiten cambiar la relación del número de espiras entre alta y baja tensión en carga. Se trata de un elemento de control de tensión de un sistema eléctrico, el cual puede ser regulado automáticamente en carga.

Los puntos de conexión son puntos determinados por lo que matemáticamente se trata de una variable discreta. Para su implementación en el algoritmo de optimización se ha tratado como una variable continua. Una vez hallada la solución, se aproxima el valor de la variable al valor discreto más cercano.

Este modo de tratar las tomas hace que el algoritmo de resolución sea más rápido y efectivo. Teniendo en cuenta que ya desde un principio se trata de programación no lineal, es adecuado no utilizar variables binarias que conviertan el problema en programación no lineal mixta (más complejo de resolver, con mayores tiempos de computación).

3.3.5 Modelado Del Generador Convencional

En (14) se muestra la ecuación que modela la curva de potencia del generador convencional (véase Figura 4).

$$P_{gc}^2 + Q_{gc}^2 \leq S_{gc}^2 \quad \forall gc \quad (14)$$

Donde S_{gc} es la potencia nominal del generador convencional.

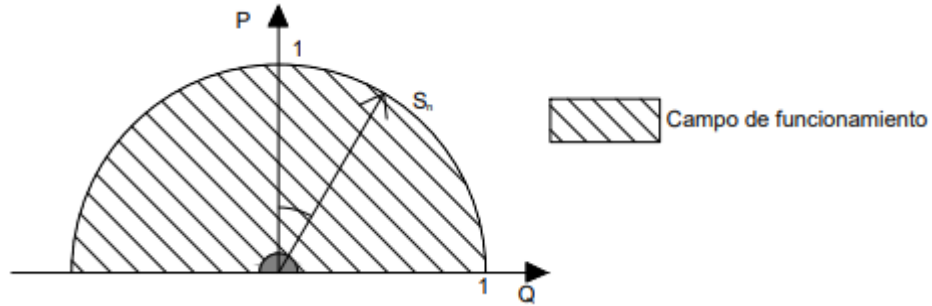


Figura 4. Curva de capacidad del generador convencional.

3.3.6 Modelado Del Generador Renovable

La Figura 5 muestra el campo de funcionamiento del generador renovable. Los límites de potencia reactiva del generador fijados en (13) vienen dados por el factor de potencia que se imponga para dicho generador [14]. La expresión que modela la curva se detalla a continuación.

$$P_{gr}^2 + Q_{gr}^2 \leq S_{gr}^2 \quad \forall gr \quad (15)$$

Donde S_{gr} es un parámetro que establece la energía renovable disponible en una situación o escenario determinados. Los límites de reactiva se calculan para cumplir con el factor de potencia establecido. Para el estudio se ha fijado con factor potencia unidad.

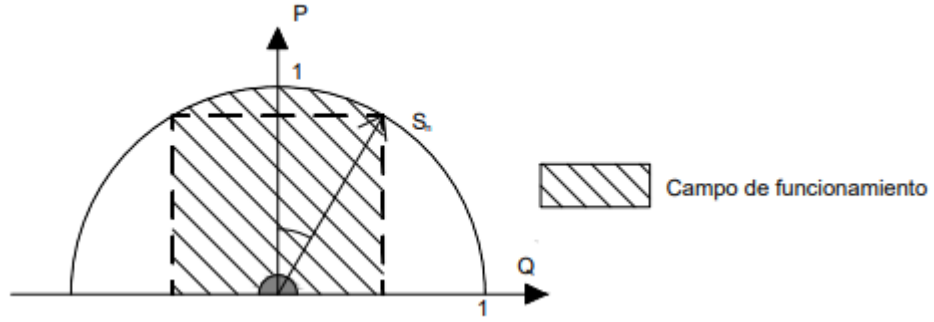


Figura 5. Curva de capacidad del generador renovable.

El curtailment es un corte en la inyección de potencia un generador, no siempre se puede entregar toda la energía disponible. Esto se debe a un impedimento por parte de las restricciones del problema, excesiva congestión en las líneas o posibilidad de superar la tensión admisible del sistema [14] que no permiten aprovechar la renovable, desechándola.

$$\sqrt{Pgr_{gr}^2 + Qgr_{gr}^2} + Scut_{gr} = Ss_{gr} \quad \forall gr \quad (16)$$

$Scut_{gr}$ es la energía que no ha podido ser inyectada a la red por parte del generador gr . Es en gran medida un problema asociado a la dificultad de predicción del comportamiento de las energías renovables.

3.3.7 Modelado del SNOP

Se ha desarrollado una formulación genérica para integrar el dispositivo SNOP en la formulación del OPF. Para ello se consideran que las potencias activa y reactiva son inyecciones de un nudo artificial a los respectivos nudos entre los que se encuentra conectado. En la Figura 6 se muestra un esquema de potencias del dispositivo SNOP. Es importante recalcar que las potencias que inyecta el SNOP son variables de decisión.

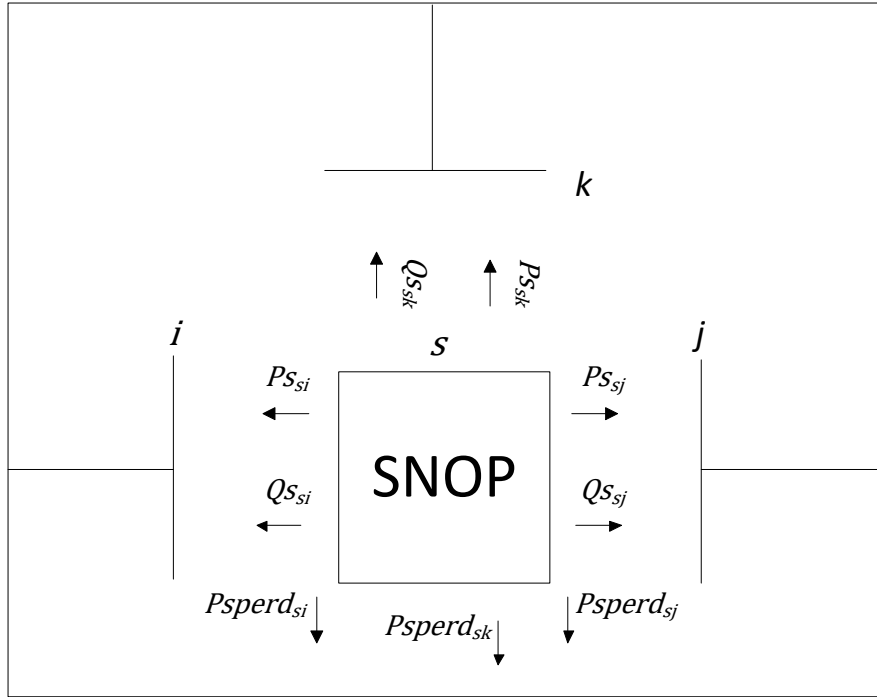


Figura 6. Modelado del SNOP.

La formulación desarrollada permite la integración de un SNOP con un número “n” de terminales, siendo esta una formulación totalmente genérica. No obstante, en este proyecto se analizará el SNOP Back-to-Back con dos terminales interconectando dos feeders (véase Figura 7).

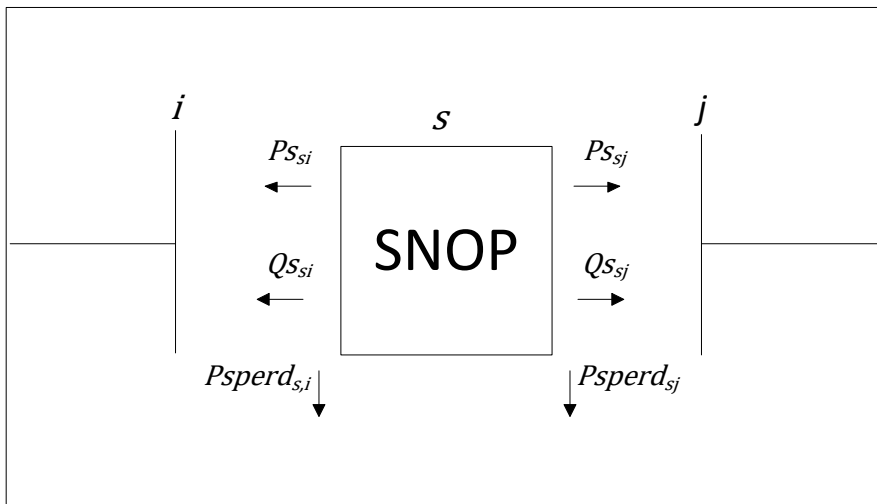


Figura 7. Modelado del SNOP Back-to-Back.

Las inyecciones de potencia reactiva ($Q_{S_{si}}$ y $Q_{S_{sj}}$) en cada extremo del dispositivo están totalmente desacopladas y, por tanto, no guardan ninguna relación entre ellas. Por otro lado, las inyecciones de potencia activa ($P_{S_{si}}$ y $P_{S_{sj}}$) en cada extremo del dispositivo tan ligadas entre sí para mantener el balance de potencia activa en el dispositivo. De esta

forma y siguiendo un procedimiento similar al balance de potencia activa en nudos, se obtiene la restricción:

$$\sum_{s \in SC} P_{S_{si}} + P_{perd_s} = 0 \quad \forall s \quad (17)$$

Donde P_{perd_s} son las pérdidas internas del SNOP s . La formulación del SNOP como inyecciones de potencia permite incorporar en dispositivos SNOP multiterminales, es decir, conectado entre más de 2 buses. SC es el conjunto que relaciona el lado del SNOP en el que se conecta este.

La capacidad del SNOP es la potencia que es capaz de manejar sin superar sus límites físicos de los elementos que lo componen internamente. Dentro de la formulación del OPF, se representa de la siguiente manera:

$$\sum_{s \in SC} P_{S_{si}}^2 + \sum_{s \in SC} Q_{S_{si}}^2 \leq S_s^2 \quad \forall s \quad (18)$$

Donde S_s es la capacidad. La potencia aparente máxima es la misma a ambos lados del SNOP.

Como se representa en (17), se consideran las pérdidas del SNOP. Los dispositivos de electrónica de potencia son altamente eficientes, siendo sus rendimientos superiores al 95%. Las pérdidas están determinadas por las pérdidas internas individuales de los distintos componentes, las pérdidas en los filtros, en el swithcing y por efecto Joule entre otros. Para ello, según lo sugerido en [18]. Se han modelado como una función cuadrática.

$$P_{perd_s} = \sum_{s \in SC} P_{sperd_{si}} \quad \forall s \quad (19)$$

$$I_{si}^2 = \frac{(P_{S_{si}}^2 + Q_{S_{si}}^2)}{V_i^2} \quad \forall SC \quad (20)$$

$$P_{sperd_{si}} = a_s I_{si}^2 + b_s I_{si} + c_s \quad \forall SC \quad (21)$$

Donde I_{si} es la intensidad de la potencia inyectada al nudo i . Los distintos coeficientes del polinomio a_s, b_s, c_s explican las distintas pérdidas individuales. Estos parámetros son de difícil obtención por lo que se ha llegado a ellos en base a la definición de un coeficiente de pérdidas a rendimiento nominal. En (21) se calculan las pérdidas a cada lado del SNOP.

3.4 Funciones Objetivo

Una vez ya han sido presentadas las restricciones se explicarán las funciones objetivo. Una función objetivo es la expresión que será optimizada acorde con las restricciones del problema.

3.4.1 Minimización de Pérdidas

Se trata de un objetivo habitual en problemas de operación óptima de redes eléctricas de distribución. Se minimizarán únicamente las pérdidas de potencia activa; es decir, la energía que se pierde en transmisión por la resistencia de los elementos que componen el sistema eléctrico.

$$\text{Min} \sum_i \left[\sum_{j \in L} Pl_{ij} + \sum_{j \in L} Pl_{ji} \right] + \sum_s Pperd_s \quad (22)$$

El primer elemento son las pérdidas resistivas asociadas a transmisión; la suma de los flujos en ambos sentidos de una línea nos da las pérdidas que se producen en esta. En segundo lugar, están las pérdidas totales de todos los SNOP obtenidas de (19).

3.4.2 Minimización de Pérdidas y Maximización de Renovable

Esta función objetivo es denominada una función multiobjetivo, ya que se persiguen 2 metas distintas a la hora de buscar una solución. Existen numerosas formas de establecer una función multiobjetivo, concretamente utilizaremos el método por pesos. Utilizando factores se puede priorizar una meta u otra.

A la expresión (23) se le ha añadido la maximización de la potencia de generador renovable integrada en el sistema.

$$\text{Min} \alpha_1 \left(\sum_i \left[\sum_{j \in L} Pl_{ij} + \sum_{j \in L} Pl_{ji} \right] + \sum_s Pperd_s \right) - \alpha_2 \sum_{gr} P_{gr} \quad (23)$$

α_1 y α_2 son los factores de peso de las pérdidas y la generación renovable respectivamente. En concreto α_2 se calcula cómo $\frac{1}{Sg_{gr}}$.

3.4.3 Minimización de Costes

Uno de los usos más extendidos de la optimización consiste en reducir el precio de procesos, el despacho económico de las redes utiliza expresiones similares en el objetivo de los OPF. A continuación, se muestran los elementos que componen el precio.

$$\begin{aligned} \text{Min } & \sum_{gr} c1_{gr} P_{gr} + c0_{gr} + \sum_{gc} c2_{gc} P_{gc}^2 + c1_{gc} P_{gc} + c0_{gc} \\ & + \text{cost} \left(\sum_i \left[\sum_{j \in L} Pl_{ij} + \sum_{j \in L} Pl_{ji} \right] + \sum_s P_{perd_s} \right. \\ & \left. + \sum_{sb} P_{sb} \right) \end{aligned} \quad (24)$$

La generación renovable se modela como un coste lineal. $c1_{gr}$ y $c0_{gr}$ son el coste del MW del generador gr . Por otro lado, $c2_{gc}$, $c1_{gc}$ y $c0_{gc}$ son los términos cuadrático, lineal e independiente de la curva de costes del generador convencional. $cost$ trata del precio del MW/h en las subestaciones

Los términos que constituyen los costes son los asociados a:

- Costes de generación renovable.
- Costes de generador convencional.
- Costes de pérdidas en la red.
- Costes de la energía importada a la red desde puntos de conexión a la red/subestación.

3.5 Metodología de Análisis

El problema de optimización implementado es de tipo no lineal. Se ha implementado en el software GAMS, diseñado para modelar y resolver problemas de optimización. La versatilidad que ofrece GAMS permite incluir de manera sencilla las restricciones por las que modelan el problema de optimización.

La introducción de los datos de la red se ha realizado basándose en el modelo matricial que utiliza la librería MATPOWER [45]. A la estructura base de datos, se añaden nuevos campos que a través del interfaz GDXMRW [46], mediante el cual se inicializan los sets y parámetros en el modelo de GAMS para la resolución del OPF.

3.5.1 Metodología para Operación de Redes de Distribución con SNOP

Los procesos de operación que aplica el operador del sistema deben asegurar el equilibrio entre la generación y la demanda. Su finalidad es garantizar la seguridad y continuidad del suministro de forma eficiente. Para ello, se han de establecer las consignas adecuadas para la producción de energía eléctrica que permitan cumplir con los servicios exigidos por la normativa. Para demostrar las capacidades y beneficios del SNOP en las redes de distribución, se realizarán distintos estudios donde se analizan aspectos como:

- Parámetros característicos del SNOP como tamaño, localización y coeficiente de pérdidas.
- Sensibilidad frente a variación de demanda.
- Sensibilidad frente a incorporación de DG.

Para poder cuantificar el impacto del dispositivo SNOP en la red, se analizarán sus efectos sobre:

- **El perfil de tensiones:** una representación de los niveles de tensión en cada nudo. Permite analizar en qué partes del feeder se acusan caídas de tensión u otros fenómenos relacionados.
- **Las pérdidas.**
- **El balanceo de feeders:** es un parámetro que nos indica cómo de congestionadas están las líneas de la red. Esta es la ecuación que modela el LBI [47], [20], [13].

$$LBI = \sum_l \sqrt{\frac{Pline_l^2 + Qline_l^2}{SrateA_l}} \quad (25)$$

3.5.2 Metodología para la Evaluación Económica con SNOP.

En el análisis siguiente se expone a la red con el SNOP a un período de un año, en el que se analizará el coste-beneficio de su implementación en la red frente al caso base.

La función objetivo, será la minimización de costes, 3.4.3 El análisis comprenderá únicamente aspecto monetario. Para una comparación entre la red base y una red inteligente, se evaluará la función objetivo para:

- Red sin DG

- Red con DG

Se concretan a continuación ciertos costes de la minimización:

- Los costes asociados a la generación renovable se han modelado, de tal manera que su valor es 0.
- La inversión necesaria para instalar un SNOP es de 503.000 € [11]. Considerando el tiempo de vida de un SNOP en torno a 20 años [36]. El coste anual por el SNOP son **25.150 €**.

3.5.2.1 *Análisis Multi-Período*

Se han agrupado los datos anuales, de tal manera que el problema queda reducido a una serie de escenarios concretos. Lo que se conoce como análisis multi-período [14]. Un escenario es una situación precisa de la red, que se repite en el tiempo.

Cada escenario tiene asignada una probabilidad según sea su reincidencia a lo largo del período de un año; este posee datos sobre consumos y generaciones. La muestra una distribución de escenarios a modo de ejemplo.

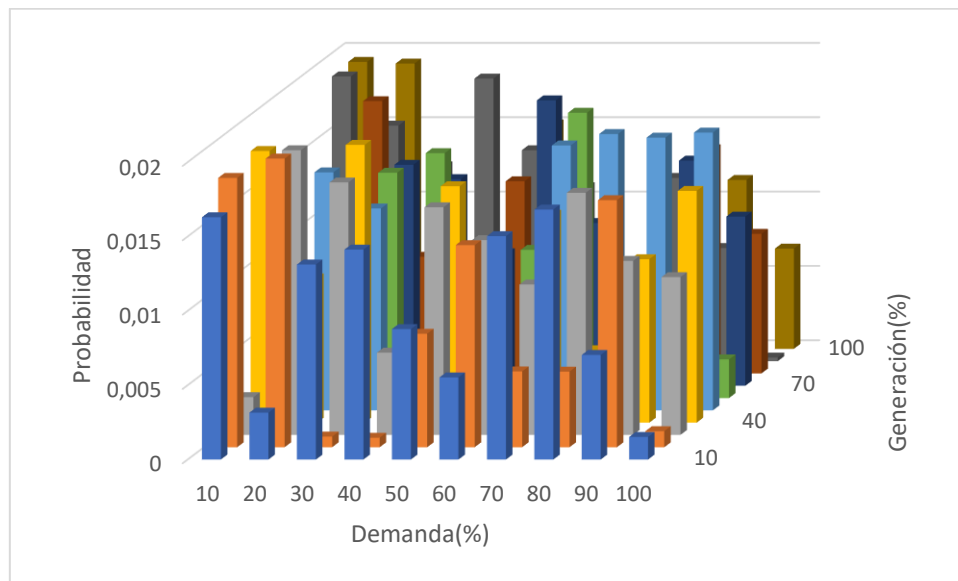


Figura 8. Ejemplo clúster análisis multi-período para la evaluación económica del SNOP.

Los escenarios en ambas redes son los mismos, aunque presentan una serie de diferencias según la red. En total, un año se ha podido reducir mediante clusterización a 14 escenarios. A continuación, se expone la información de cada escenario:

- Probabilidad de que ocurra dicho escenario.
- Demanda.
- Generación eólica.
- Generación solar.

- Precios de la energía.

Estos datos se adjuntan en el Anexo.

3.5.3 Diagrama de Flujo de la Metodología.

Se distingue anteriormente entre 2 metodologías. La primera, asociada al análisis de la operación en la red. La segunda, acerca de costes anuales de operación. Ambas metodologías comparten el funcionamiento que se describe en la Figura 9.

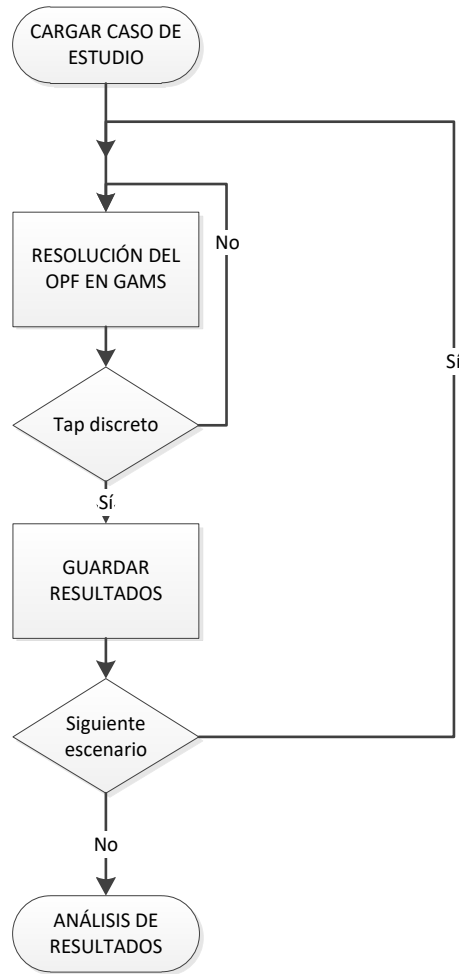


Figura 9. Diagrama de flujo de la metodología de los análisis.

Capítulo 4 Resultados

En este capítulo se describirán los casos de estudio que se han escogido para validar la metodología descrita en el Capítulo 3 Dichos estudios se han realizado con dos redes de distribución distintas. A su vez, se realizarán análisis de sensibilidad de los parámetros del SNOP, variaciones de demanda y variaciones de la penetración de generación renovable. Por último, se realizará un estudio económico del SNOP.

4.1 Descripción del caso de estudio

En los casos de estudio se han utilizado dos redes de distribución. En primer lugar, se ha utilizado la Red CIGRE como sujeto de pruebas para comprobar el correcto funcionamiento de la metodología, del SNOP y de la generación distribuida. En segundo lugar, se ha utilizado la Red IEEE 33 buses dado que es un sistema ampliamente utilizado en la comunidad en estudios de distribución de electricidad.

4.1.1 RED CIGRE

Se trata de una red europea de media tensión de distribución trifásica [48]. Es un caso diseñado como referencia para estudios de DG. La tensión nominal de la red son 20kV y la frecuencia es 50Hz. La topología de la red se observa en Figura 10. Los feeders 1 y 2 están alimentados por una subestación de 110kV, y está formado por 14 buses, unidos por 12 líneas normalmente cerradas y 3 líneas que permiten capacidades de interconexión entre buses y feeders, denominadas como S1, S2 y S3. Entre la subestación se encuentran transformadores de tensión 110/20 kV con regulador de tomas. El feeder 1 son líneas subterráneas, y el feeder 2 son líneas aéreas. Los consumos propuestos son de pico; 44,75 MW y 11,04 MVar.

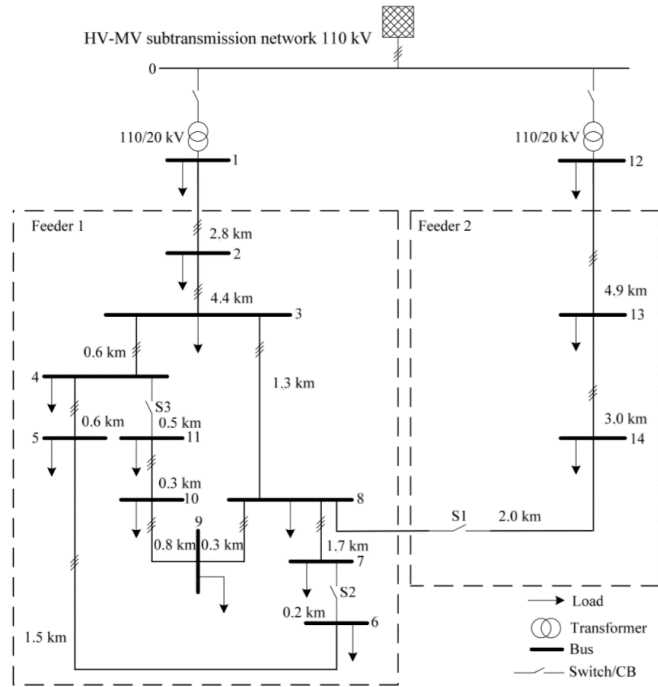


Figura 10. [48] Topología del sistema RED CIGRE.

4.1.2 RED IEEE

La segunda red que se analiza es IEEE 33 buses [47]. El sistema eléctrico es un sistema de distribución de media tensión formado por 33 buses, 32 líneas y 5 líneas normalmente abiertas. La tensión nominal son 12,66kV. Los datos que definen la red se pueden encontrar en [47]. Los consumos base son 3,7 MW y 2,6 Mvar.

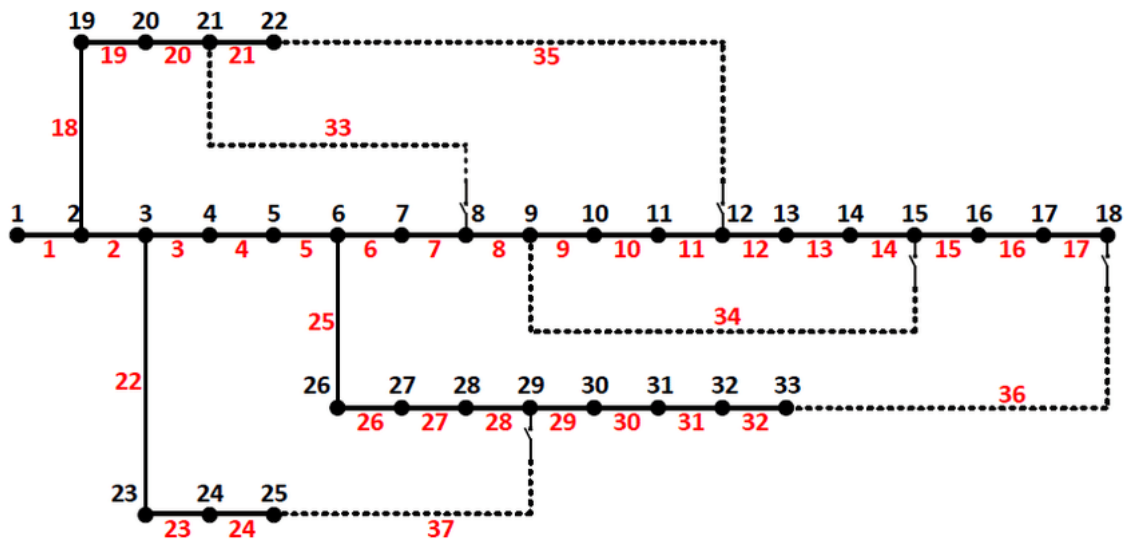


Figura 11. [49] Topología del sistema RED IEEE.

4.1.3 Descripción de los estudios a realizar

Para evaluar el impacto del SNOP en redes de distribución se van a realizar los siguientes análisis:

- ***Análisis de SNOP:*** En este análisis se evaluarán alguno de los aspectos más relevantes del SNOP, como son la localización del dispositivo, su capacidad y los coeficientes de pérdidas. De esta manera el SNOP que se coloque a la red es uno que está adecuado a las necesidades de ésta.
- ***Análisis de operación:*** Es el análisis se evaluarán los posibles beneficios de instalar el SNOP frente al caso base. Estos comprenden estudios de sensibilidad frente a incrementos de demanda o la aparición de la generación distribuida.
- ***Análisis económico:*** En este análisis se evaluará cómo influye el uso de SNOP en el coste de operación en un período de un año. Dentro de este análisis se considerarán dos estudios, con y sin penetración de renovable.

Dentro de estos tres tipos de análisis se considerarán siguientes tres casos estudio:

- **Caso BASE:** Red original operada de forma radial.
- **Caso RECONFIG:** Se cierra el NOP para operar la red de forma mallada. Se considera este caso con el fin de analizar el efecto que podría tener el SNOP respecto al flujo de la potencia activa por el mismo.
- **Caso SNOP:** Red incluyendo SNOP en lugar de NOP en las ubicaciones indicadas

Se compararán los resultados entre dichos casos con el fin de evaluar la contribución del SNOP en los diferentes análisis.

4.2 Estudios RED CIGRE

Se empleará este sistema eléctrico para realizar una validación de la metodología propuesta incluyendo el modelado del SNOP.

4.2.1 Análisis de SNOP

4.2.1.1 Localización

En la red de la Figura 10, se considera que se conecta un SNOP en el NOP denominado S1 (entre buses 9 y 15). Se opta por esta localización para conseguir transferir potencia entre los feeders 1 y 2, y para mantener la tensión de operación dentro de los límites.

4.2.1.2 *Tamaño*

Uno de los parámetros más relevantes a la hora de instalar el SNOP es su capacidad. La capacidad del SNOP influye en el precio, en las pérdidas internas, y en la potencia que puede aportar o transferir. El SNOP debe dimensionarse según la red en la que se instale.

Por todo ello, en este apartado se analiza el impacto del SNOP para diferentes valores de su capacidad nominal (entre 1 y 6 MVA). En concreto, se han evaluado las pérdidas producidas en la red para los diferentes tamaños del SNOP evaluados. Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 12:

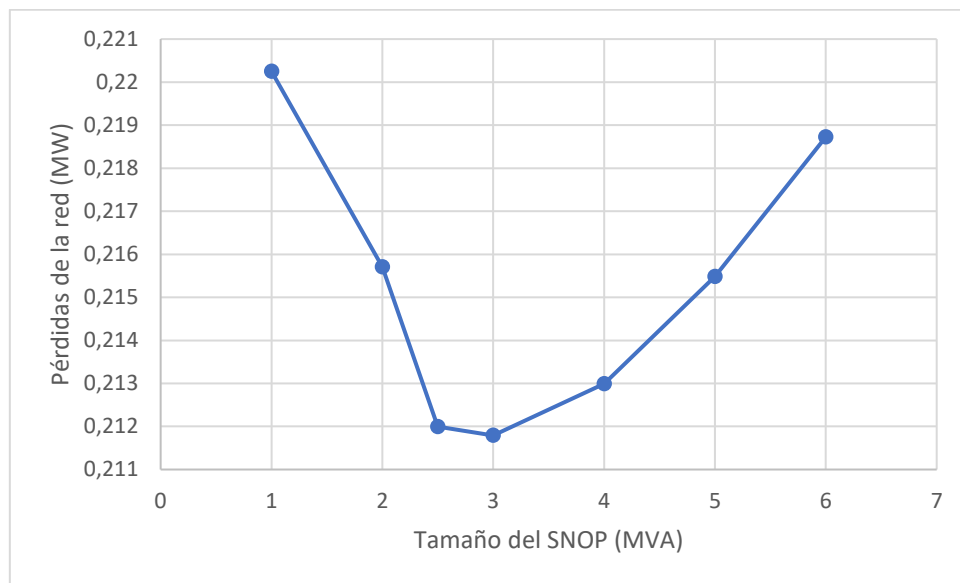


Figura 12. Curva de dimensión óptima del SNOP para demanda base en RED CIGRE.

La Figura 12 muestra el análisis del tamaño del SNOP. El eje vertical representa las pérdidas de la red como conjunto, las propias de transmisión más las internas del aparato. En el eje horizontal, un rango de dimensiones de SNOP posibles, de acorde a la capacidad y demanda del sistema.

En la metodología se definen las pérdidas del SNOP como cuadráticas, de ahí la forma parábola de la curva. El óptimo se alcanza en los 3MVA por lo que se usará un SNOP de dicho tamaño para los análisis de operación y económicos posteriores.

4.2.1.3 *Coefficiente de pérdidas*

La electrónica de potencia emplea una tecnología altamente eficiente. Normalmente, para este tipo de aparatos se consideran coeficientes de pérdidas entre el 1-2% [18]. En este caso de la RED CIGRE, dado el tamaño obtenido del SNOP y las pérdidas base de la red; se establece un coeficiente de pérdidas de un 1%.

4.2.2 Análisis de operación

En este análisis se evaluarán el impacto de la integración del SNOP en una red de distribución tipo. Para el análisis se ha considerado que la red está operando en condiciones de pico de demanda anual. Dentro del caso BASE, estas condiciones de demanda provocarían una sobrecarga en el transformador del feeder 1 en un 103,72%.

4.2.2.1 *Comparación básica del efecto del SNOP*

En este primer estudio se va a evaluar el impacto de la operación del SNOP sobre los siguientes parámetros: pérdidas en la red, tensiones de operación en los buses y balanceo de feeders.

Perfil de tensiones

La Figura 13 muestra los perfiles de tensión en los distintos nudos de la red los casos BASE, RECONF y SNOP (ver apartado 4.1.3).

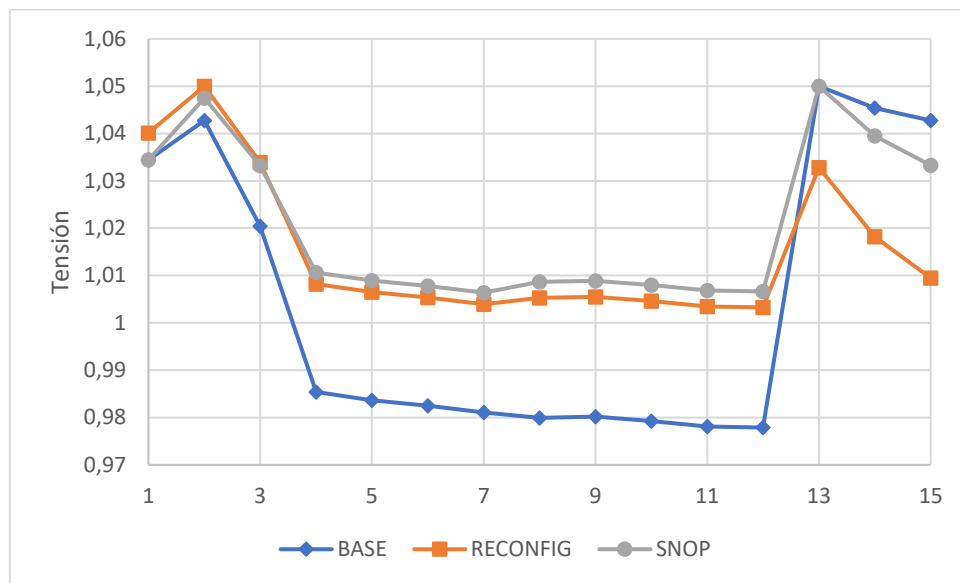


Figura 13. Comparación del perfil de tensiones de la RED CIGRE.

Todas las curvas presentan la misma forma del nivel de tensiones siendo más bajas en el caso BASE y más altas en el caso RECONFIG. Los buses 2 y 13 muestran nivel de tensión más elevado debido a la regulación de tomas del transformador para elevar la tensión. Los puntos con las tensiones más bajas corresponden a los puntos más alejados de la subestación.

Respecto al caso BASE, se observa que existen diferencias notables en el feeder 1. En el feeder 2 en el caso base, las tensiones son mayores que al conectar el SNOP por la

mayor transferencia de potencia que se da por las líneas del feeder 2 hacia el feeder 1 (posibilidad que no se da en el caso BASE).

Además, se observa que con RECONFIG, la transferencia de potencia entre feeders ayuda a subir los niveles de tensión de la red. La diferencia entre RECONFIG y SNOP se debe a las capacidades de gestión de reactiva del aparato.

	BASE	RECONFIG	SNOP
VMIN	0,978	1,003	1,006
VMEDIA	1,004	1,015	1,021

Tabla 3. Tensiones mínimas y medias de la RED CIGRE

La Tabla 3 señala el valor mínimo y el valor medio de las tensiones para cada caso. El SNOP es que presenta el perfil más elevado, siendo este mayor que el caso BASE en un 2%.

Pérdidas

Se trata del objetivo de la optimización y es un resultado que expresa el rendimiento del SNOP frente al caso base. La RED CIGRE es una red pequeña en la que se presentan las siguientes reducciones.

	BASE	RECONFIG	SNOP	SNOP IDEAL
PÉRDIDAS (kW)	247,71	183,36	211,79	162,85
% REDUCCIÓN	-	25,98	14,50	34,26

Tabla 4. Pérdidas de la RED CIGRE en los distintos casos

La Tabla 4 muestra las pérdidas que se producen en la RED CIGRE frente a las configuraciones propuestas en los casos.

Es una red pequeña y las pérdidas internas del SNOP hacen que las generales sean mayores en el caso SNOP que en el caso RECONFIG a pesar de contar con un mayor control del flujo de potencia activa y reactiva, y tener un levemente mejor perfil de tensiones.

La reducción en el caso del SNOP es del 14,5% (35,9 kW) respecto de la potencia base. Es importante resaltar que si el SNOP fuese ideal se trataría de una reducción de más del doble con un 34,26% (85kW). Esta diferencia en su rendimiento se explica por el flujo de potencia que se expone en la Tabla 5.

MW/MVAR	BUS	SNOP	SNOP IDEAL
PSNOP	15	-1,06	-1,62
PSNOP	9	1,02	1,62
QSNOP	15	0,13	0,27
QSNOP	9	0,73	1,06

Tabla 5. Inyecciones SNOP vs SNOP ideal, RED CIGRE

La Tabla 5 enseña cómo SNOP ideal realiza una mayor transferencia de potencia y aporta más reactiva. La inexistencia de pérdidas internas permite que no se coaccione el flujo de potencia activa.

Balanceo de feeders

En la metodología se explica la forma de obtener este resultado y su significado. Es un efecto de una mejor gestión de la energía en el sistema. En la Tabla 6 se muestra el balanceo de feeders y las reducciones que se consiguen en los tres casos analizados, obteniéndose una reducción de casi un 4%.

	BASE	RECONFIG	SNOP
LBI	5,35	5,21	5,14
% REDUCCIÓN	0	2,67	3,92

Tabla 6. LBI de la RED CIGRE.

4.2.2.2 Análisis de sensibilidad frente a implantación de generación distribuida

En este apartado se evalúa la efectividad del SNOP ante incorporación de DG. En este análisis, según se explica en la metodología, los aspectos en los que se centra son tanto la reducción de pérdidas como en la penetración de renovable.

Se ha concretado una generación renovable comparable a la demanda base de la red de activa. Los generadores renovables trabajarán a factor de potencia unidad, establecido por normativa en numerosos países.

ID DE GENERADOR	LOCALIZACIÓN	TIPO	CAPACIDAD (MW)
1	11	Eólica	1,6
2	7	Eólica	1,6
3	15	Solar	1,6
TOTAL	-	-	4,8

Tabla 7. Recursos de generación renovable instalados en RED CIGRE

Se varía la capacidad instalada, por lo que cada escenario de DG supone un generador más grande constructivamente hablando. Se muestra en la Tabla 8 debajo, las capacidades de cada escenario. Se muestran los saltos de DG en tanto por 1.

DG	0	0,2	0,4	0,6	0,8	1
SCAP (MVA)	0	0,96	1,92	2,88	3,84	4,8

Tabla 8. Potencia constructiva total para cada escenario RED CIGRE.

Perfil de tensiones

A continuación, se muestran los perfiles de tensiones obtenidos frente a una DG de 1,92 MW, 0,4 del instalado y 3,84 MW, 0,8 del instalado. Estos perfiles de tensión son más elevados que los del caso BASE (véase Figura 13). El nivel de tensión medio en las Figura 15 y Figura 16 es superior a las de la Figura 13 como era esperado. La forma de las tensiones se mantiene similar a las del análisis de operación sin DG

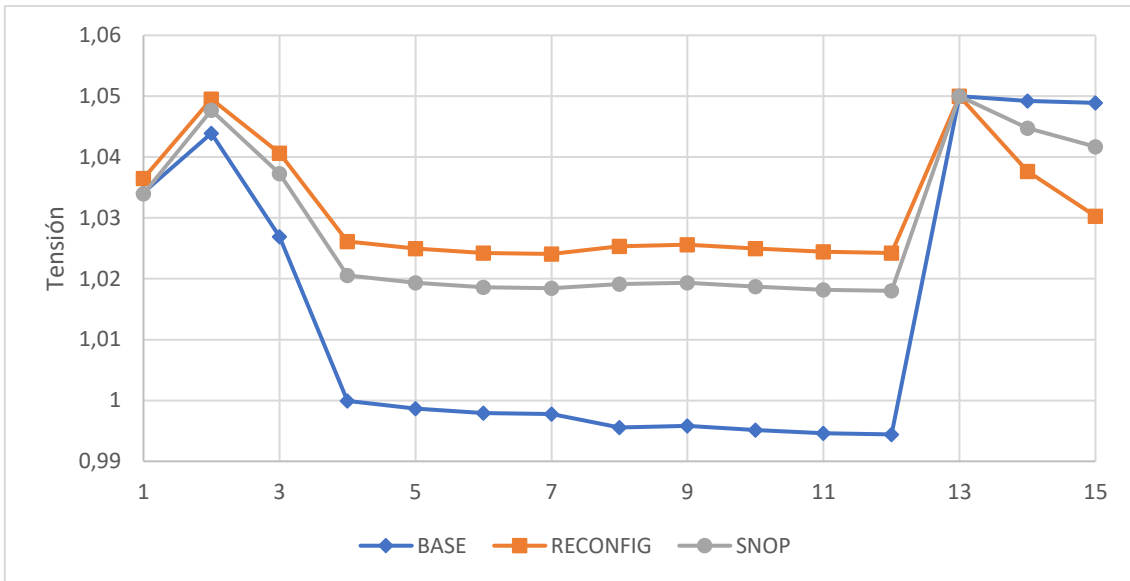


Figura 14. Comparación perfil de tensiones 0,4 DG, RED CIGRE.

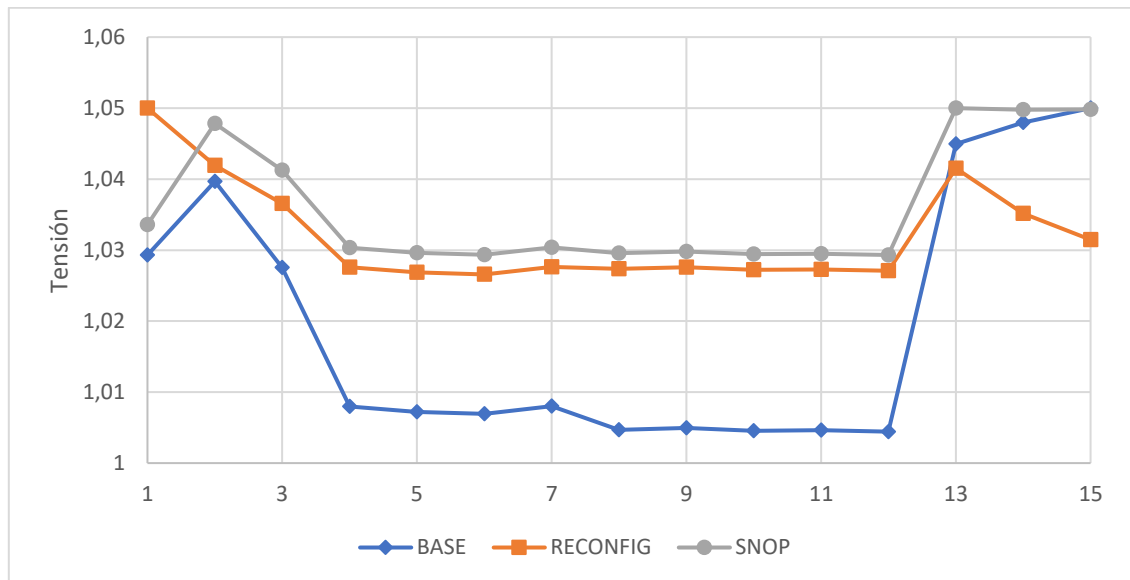


Figura 15. Comparación perfil de tensiones 0,8 DG, RED CIGRE.

La influencia de la generación distribuida respecto al caso BASE es importante en los niveles de tensión de la red. Sin embargo, la inclusión de mayor cantidad de DG en el sistema no supone unas mejoras respecto a este parámetro. La introducción de 1,92MW (DG 0,4 del instalado), sitúa los niveles de tensión prácticamente al mismo nivel que al meter 3,84 MW en la red. Esto se recoge en la Tabla 9.

VMIN	BASE	RECONFIG	SNOP
0 DG	0,978	1,003	1,006
0,4 DG	0,994	1,024	1,018
0,8 DG	1,004	1,027	1,029

Tabla 9. Tensiones mínimas de perfil 0,4 DG y 0,8 DG, RED CIGRE.

Las tensiones mínimas no sufren un aumento lineal para el caso BASE y RECONFIG, sin embargo, con el SNOP se observan mejoras progresivas para el nivel de DG. Con una red más mallada se consigue elevar la tensión de forma más efectiva.

Pérdidas

Uno de los efectos de la DG es la mejora en las pérdidas totales de la red. La posibilidad de reducir la distancia entre generación y consumo, y la descongestión de las líneas que vienen de la subestación son algunos de los factores que motivan esta mejora. Se muestra en la Figura 16 cómo influye la DG introducida.

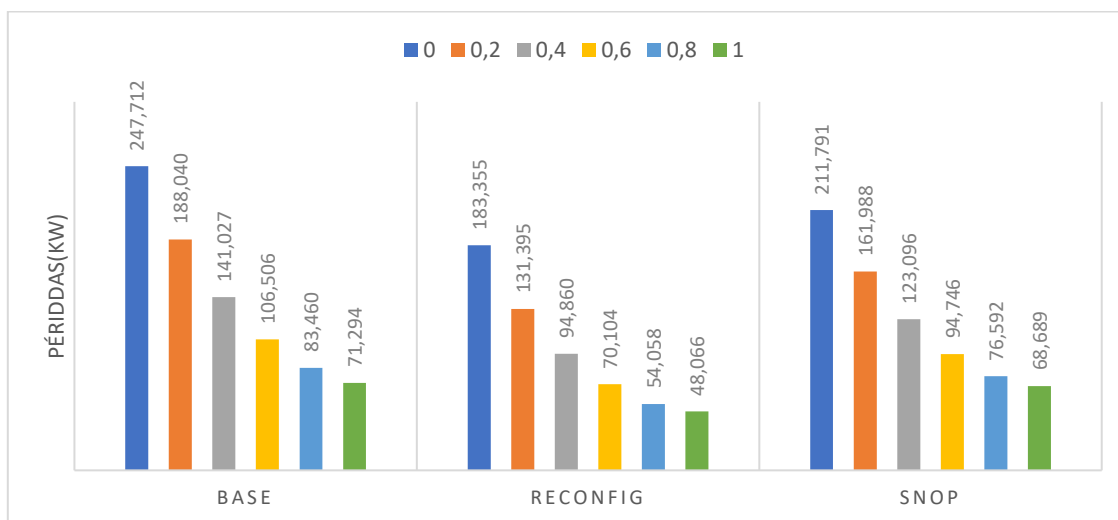


Figura 16. Pérdidas frente a variación de DG para los distintos casos RED CIGRE.

Se puede observar la progresión en la reducción de las pérdidas de manera parabólica con una tendencia asintótica hacia mayores niveles de DG. La DG reduce en gran medida las pérdidas, y en el caso de la RED CIGRE, el SNOP no es un elemento que ayude a reducir de manera competente las pérdidas.

El caso RECONFIG muestra un mejor comportamiento tanto para la elevación del nivel de tensiones como para la reducción de pérdidas. Es destacable el hecho de que de la reconfiguración sea más efectiva que el uso de un SNOP que posee capacidad de control

de los flujos. Más adelante, en la Figura 17 se expone una comparativa con un SNOP ideal.

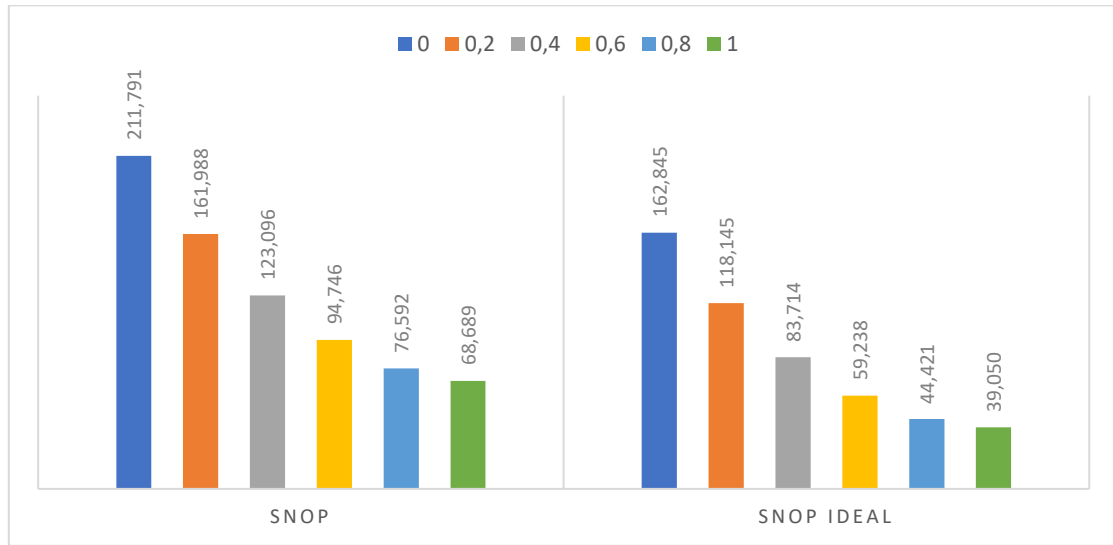


Figura 17. Pérdidas de la RED CIGRE RECONFIG vs SNOP ideal.

Se confirma en esta figura el efecto del SNOP sin considerar las pérdidas internas del mismo. Se observan pocas diferencias, la mejora que los dos logran es semejante, si bien se confirma que las pérdidas internas del SNOP suponen una carga sobre la reducción de pérdidas de transmisión.

Las pérdidas del SNOP hacia mayores niveles de DG, tienen mayor peso por ser las pérdidas totales menores. Éstas se reducen ligeramente según el crecimiento de DG. En DG 1; las pérdidas del SNOP son un 36,31% del total.

Generación distribuida

Como se ha mencionado anteriormente, la DG total incluida es comparable a la demanda total de los feeders 1 y 2. En esta sección se analiza cómo se ha gestionado esa energía; si se han producido cortes o la red ha sido capaz de admitir toda la generación.

En el caso analizado, para todos los casos (BASE, RECONFIG, SNOP), y para todos los niveles de DG instalados, se ha introducido toda esa potencia a la red.

4.2.3 Análisis económico

En este estudio, se focaliza en el aspecto monetario de la operación de la RED CIGRE. Como se describe en la metodología, se realiza un análisis multi-período que abarca un año. Es una variable que permite establecer si instalar un SNOP es rentable.

Se expone si las ventajas que se observan durante en los análisis previos del SNOP a la operación de la red, pueden justificar el coste de su implantación.

4.2.3.1 Sin introducción de DG

En esta sección se valora cuánto es el beneficio que se produce por el hecho de instalar un SNOP a la red actual. Únicamente se comprobará la diferencia de su implantación, sin tener en cuenta costes asociados de inversión. A raíz de los resultados del análisis de operación sobre el caso base, no se prevén beneficios considerables. A continuación, se expresa en la Tabla 10 los resultados obtenidos de la optimización en la red.

SIN DG	BASE	SNOP
COSTE ANUAL	9.537.467 €	9.545.540 €

Tabla 10. Resultado de la función objetivo económica sin DG para la RED CIGRE.

La Tabla 10 muestra que los costes descritos en la metodología no son reducidos cuando se instala un SNOP. Se trata de un coste extra de la energía de 8.072 €. En esta diferencia de costes, no se tiene en cuenta los costes anuales del SNOP.

Si se observa la Tabla 4 en la que se opera en el pico de demanda, los resultados de pérdidas que ofrecen con y sin SNOP son similares. Esto quiere decir que, a menores demandas, las pérdidas del SNOP suponen una carga al sistema.

4.2.3.2 Con introducción de DG

En este apartado se desea comprobar cómo el SNOP gestionaría la red, para acercarse al modelo de una Smart Grid. Una red que tenga costes de operación menores.

Al introducir la generación distribuida, se reducen los costes de operación por la inyección de potencia activa que sale bajo coste 0. Al ser las tensiones más altas se reducen las pérdidas (Figura 16).

DG	BASE	SNOP
COSTE ANUAL	9.104.931 €	9.114.373 €

Tabla 11. Resultado de la función objetivo económica DG para la RED CIGRE.

La Tabla 11, de la misma manera, refleja poca diferencia entre ambos supuestos, el coste es menor para la red base. Con el SNOP instalado, el precio aumenta hasta en 9.442 €/año.

4.2.3.3 Resultado final

Se presenta en la tabla a continuación los beneficios que incluyen los costes anuales del SNOP descritos en la metodología. Estos tienen un valor de 25.150 €/año. Se compara el beneficio que se consigue con el caso BASE.

RED CIGRE	SNOP	DG	SNOP + DG
BENEFICIO €/AÑO	- 33.222 €	432.536 €	397.944 €

Tabla 12. Resultados del beneficio anual frente al caso BASE de la RED CIGRE.

La Tabla 12 recoge los resultados por año. En primer lugar, en la RED CIGRE, instalar un SNOP produciría pérdidas. Esto situaría el coste en el 100,34% del caso BASE.

Se observa que se produce un ahorro de 432.536 €/año para el caso BASE tan sólo por la inclusión de DG. Se debe a una reducción en la aportación de potencia de la subestación, así como de las propias pérdidas de la red. Al incluir el SNOP, el beneficio es menor debido al coste del SNOP. Aun así, se trata de un ahorro que reduciría los costes actuales al 95,83% de los del caso BASE.

4.3 Estudios RED IEEE

4.3.1 Análisis SNOP

En este apartado se analizan algunos de los parámetros que modelan el comportamiento del SNOP. Se considerarán localización, tamaño y pérdidas (coeficiente de pérdidas e incremento de demanda). De esta manera se define un SNOP concreto para la RED IEEE.

4.3.1.1 Localización

De entre los 5 NOP existentes, se tienen 2 localizaciones candidatas, siendo la primera entre los nudos 25-29 y la segunda entre 18-33. Se instalará un SNOP de 3MVA [18] para hacer los estudios de localización óptima. En la Figura 18 se han mostrado las tensiones en cada bus, al conectarlo entre 18 y 33 se ha conseguido reducir la caída de tensión del nudo 18. Al conectarlo entre los buses 25-29, se ha conseguido de la misma manera subir las tensiones de las ramas entre las que se conecta. En la primera localización 25-29 se obtiene un perfil en que las tensiones son mayores en general.

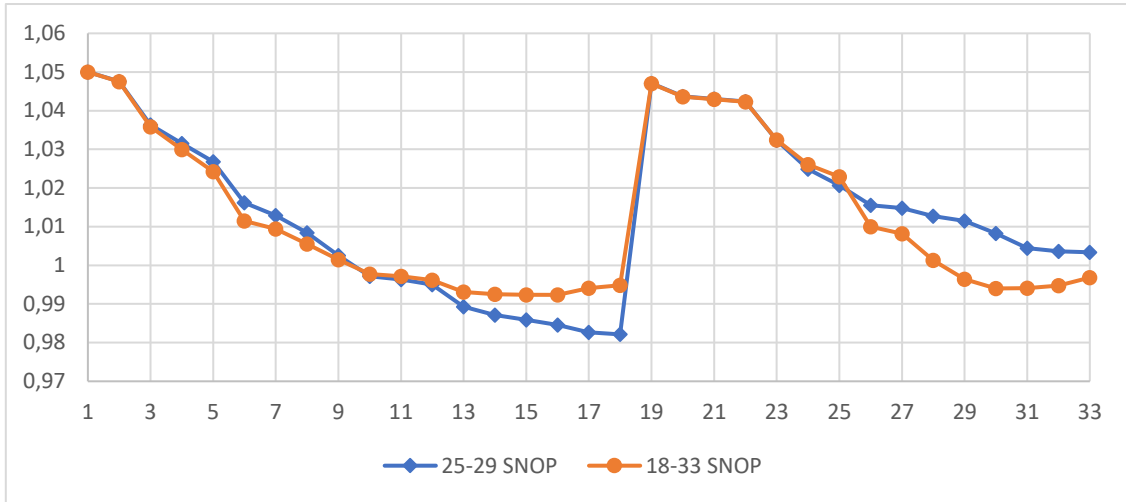


Figura 18. Comparación perfil de tensiones con localización del SNOP, RED IEEE.

En Tabla 13, se puede ver como la localización de los SNOP [36] es un parámetro de importancia en la operación de la red, llegando a ser la diferencia de reducción de pérdidas hasta un 7% para una demanda base. No solamente eso, sino que aparte, hace un mejor papel a la hora de controlar el perfil de tensiones.

LOC. SNOP	25-29	18-33
PÉRDIDAS (kW)	146,43	156,24

Tabla 13. Comparación pérdidas del SNOP frente a distintas localizaciones, RED IEEE.

En la Tabla 14, se muestran las inyecciones de potencia del SNOP. Se observa cómo en la primera ubicación 25-29, el trasvase de potencia activa es 5 veces mayor que cuando se conecta entre 18-33, teniendo un mayor impacto sobre el flujo de cargas de la red. La reactiva que se inyecta en ambos supuestos es del mismo orden.

MW/MVAR	25-29	18-33
PSNOP i	0,399	-0,084
PSNOP j	-0,428	0,063
QSNOP i	1,002	0,741
QSNOP j	0,304	0,286

Tabla 14. Inyecciones de potencia del SNOP en las localizaciones

Si el SNOP funciona más como un compensador de reactiva que como un elemento de control activo del flujo de cargas en el sistema; la minimización de pérdidas resulta menor. Como se demuestra en el análisis realizado, la primera ubicación se muestra superior en los aspectos del perfil de tensiones y minimización de pérdidas. Se instalará el SNOP en el NOP entre los buses 25-29, en consecuencia también con [18].

4.3.1.2 *Tamaño*

De igual manera que en el ensayo de la RED CIGRE, se dimensiona el SNOP de tal forma que su capacidad permita la mayor transferencia de potencia. También que sus pérdidas internas, que dependen entre otros factores del tamaño, supongan una carga para la red.

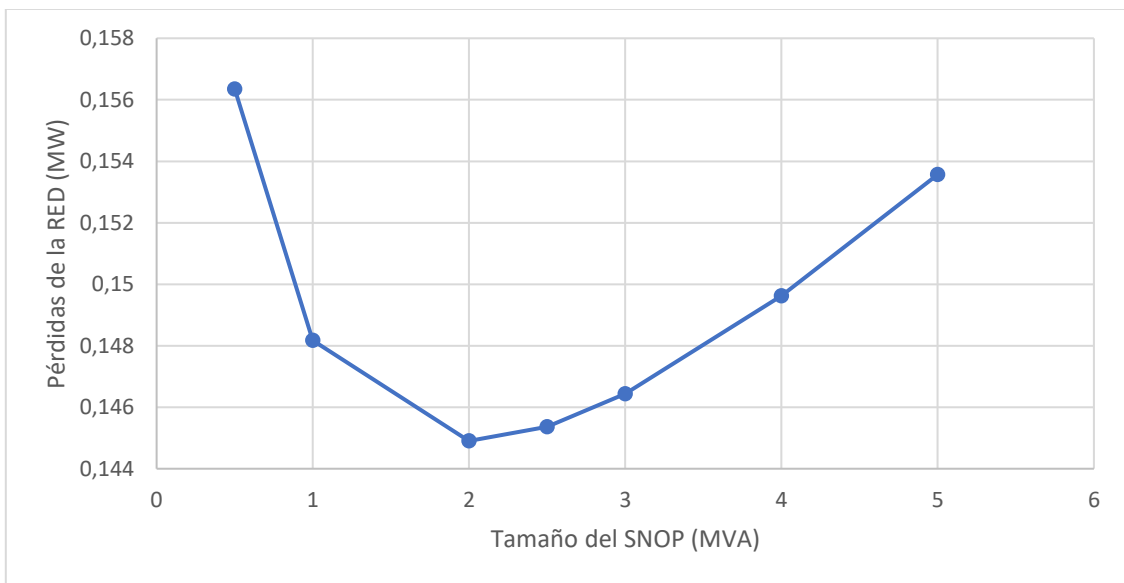


Figura 19. Curva de dimensión óptima del SNOP para demanda base en RED IEEE.

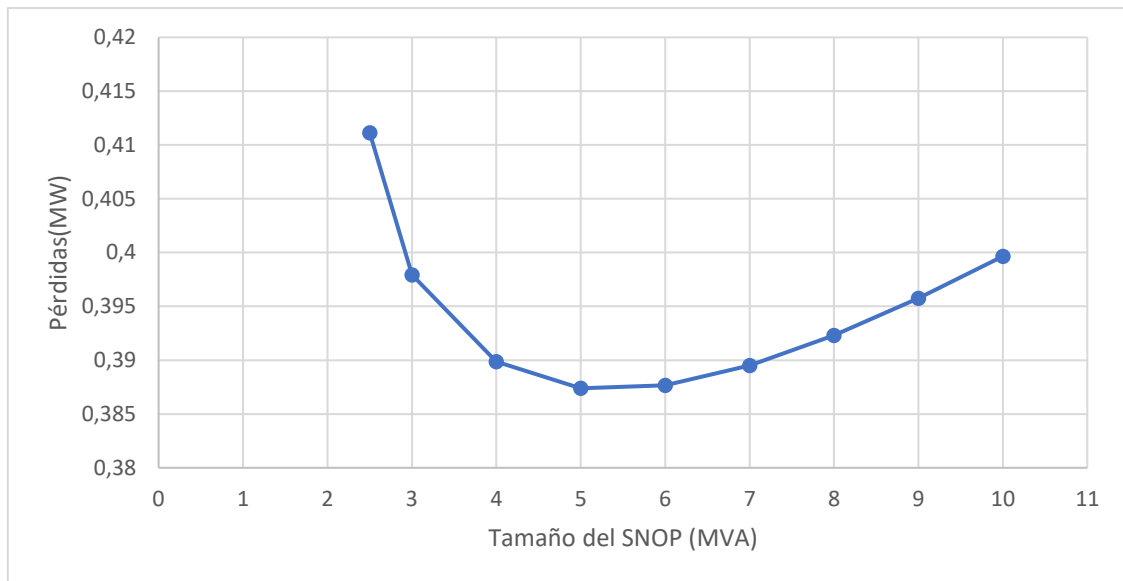


Figura 20. Curva de dimensión óptima del SNOP para demanda 1,6 veces base en RED IEEE

Ambas curvas presentan forma de codo, lo cual es consistente con el resultado obtenido para RED CIGRE. En la Figura 19, el óptimo se presenta el SNOP de 2MVA. Para el análisis con mayor demanda, Figura 20, el óptimo es un SNOP de 5 MVA.

En Figura 20 se expone en estudio para una demanda de 1,6 veces la base. Se aprecia cómo, si el SNOP es inferior a 2MVA, es imposible para la red cumplir las restricciones de tensión bajo el supuesto aumento de demanda, siendo el algoritmo incapaz de encontrar la solución.

El SNOP de 2MVA no es apto para acoger el escenario de una mayor demanda, y un SNOP de 5MVA supone pérdidas en condiciones base. Se establece que el SNOP de 3MVA es el adecuado para el sistema; en concordancia con diferentes estudios[18],[37].

4.3.1.3 Pérdidas del SNOP

Se efectuará un análisis de sensibilidad de la aptitud del SNOP sobre la función objetivo de minimización de pérdidas para evaluar su rendimiento general. En un primer apartado se evaluarán los coeficientes de pérdidas y por otro lado se evaluará el peso del SNOP sobre las pérdidas totales según varía la demanda [18].

Incremento coeficientes de pérdidas

El coeficiente de pérdidas es el valor del rendimiento del SNOP. En la metodología se detallan cómo se comportan las pérdidas. Para distintos coeficientes los parámetros se recalculan. Se consideran distintos coeficientes de pérdidas para el SNOP de 3MVA.

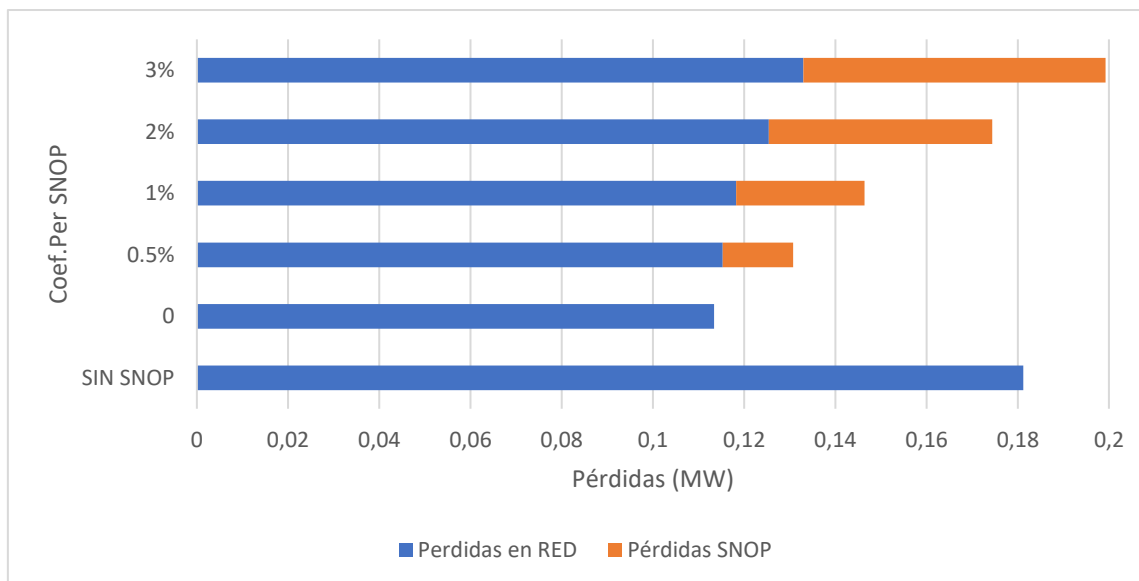


Figura 21. Análisis de sensibilidad del coeficiente de pérdidas del SNOP frente a minimización de pérdidas en la RED IEEE.

Se desea destacar en la Figura 21, la influencia del SNOP sobre la función objetivo. Un SNOP ideal es capaz de aportar un beneficio de aproximadamente 700kW de mejora en las pérdidas, es decir, hasta el 38% de reducción en la función objetivo.

Se observa que hasta un rendimiento del 98%, las pérdidas con el SNOP son menores que las de la red sin SNOP, por lo que habría que emplear SNOPs con rendimiento superior al 98%.

Se ha decidido estandarizar el coeficiente de pérdidas en un 1%, un coeficiente posible para aparatos de electrónica de potencia. Permite ver una influencia del SNOP sobre el peso total de la red, adjudicándose un 20% de las pérdidas.

COEF.PERD	0%	0,5%	1%	2%	3%
PSNOP i	0,56	0,47	0,39	0,29	0,21
PSNOP j	-0,56	-0,48	-0,42	-0,34	-0,28
QSNOP i	1,24	1,11	1,00	0,82	0,68
QSNOP j	0,39	0,34	0,30	0,23	0,18

Tabla 15. Inyecciones del SNOP ante distintos coeficientes de pérdidas, RED IEEE.

En la Tabla 15 se muestra cómo influyen los coeficientes de pérdidas en los flujos del SNOP, se aprecia una reducción considerable en las inyecciones. Este efecto limitante

en la acción del SNOP explica porque las pérdidas en transmisión en la Figura 21 aumentan.

Incrementos de demanda

En este apartado se evalúa el comportamiento del SNOP elegido frente a distintas demandas, se quiere conocer cómo se reparten las pérdidas de la red y el SNOP. De esta manera, se observa cuánto son las pérdidas del SNOP para distintos niveles de demanda y cuanto suponen sobre el total de las pérdidas. Los resultados que se exponen en la Figura 22, muestran como a medida que aumenta la demanda entre 0,6 y 1,4 veces la demanda base, la ratio de las pérdidas del SNOP frente a las pérdidas totales disminuye. Sin embargo, a partir de una demanda de 1,4; se invierte la tendencia y la ratio de pérdidas del SNOP aumenta.

Como el coeficiente de pérdidas es del 1%, las pérdidas del SNOP para cada escenario de demanda son cercanas a ese 1%. Eso quiere decir que se esperan valores de pérdidas del SNOP en torno al 20% del total en casos de demanda base, según se ha explicado en el ensayo anterior. Este peor funcionamiento a bajas demandas se puede explicar con el análisis del tamaño del SNOP. Se ha mostrado cómo hacia mayores demandas el tamaño óptimo del SNOP es también mayor, de ahí que las pérdidas sobre el total del SNOP frente a demandas de 1,2 o 1,4 veces mayores pasa a ser un 14,2% del total frente a un 33% a demanda baja.

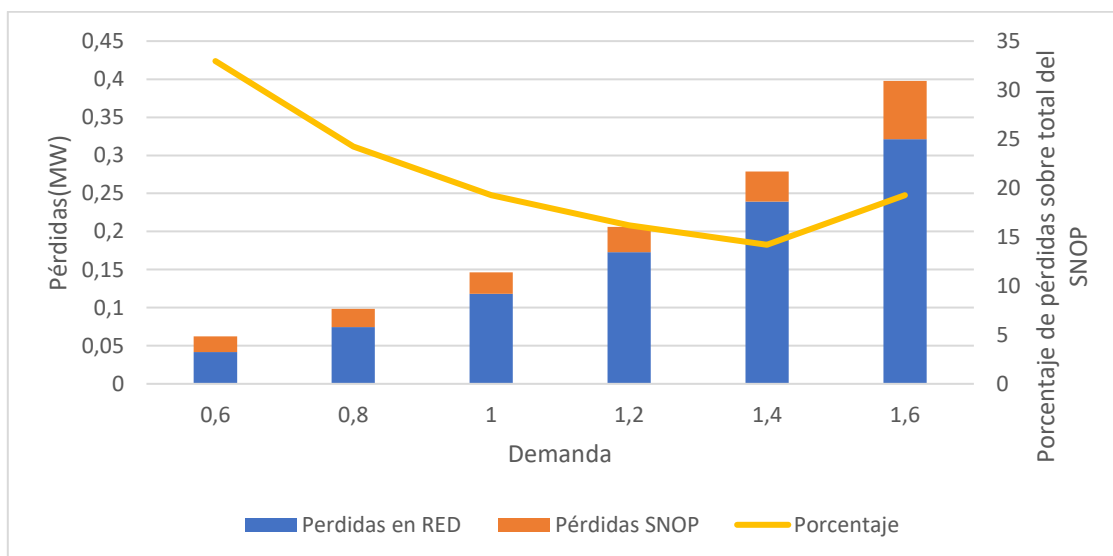


Figura 22. Análisis pérdidas agrupadas por la red y por SNOP, RED IEEE.

4.3.2 Análisis operación

En este apartado, se va a enfatizar en cómo afecta la integración de un dispositivo SNOP en la red de distribución. Para ello, se ha procedido a hacer una serie de estudios

de sensibilidad. Por un lado, se evaluará el impacto de variar el nivel de demanda y, por otro lado, se evaluará el impacto de la incorporación de generación distribuida.

Los resultados más importantes a evaluar son las pérdidas ya que es el objetivo del algoritmo de optimización. A su vez, se evaluará la mejora del perfil de tensiones en los distintos buses de la red debido a la inyección de potencia reactiva de SNOP y la congestión de las líneas con el LBI.

4.3.2.1 Comparación básica entre casos

De igual forma que en el análisis de la RED CIGRE, se hará un estudio de la red en una situación de demanda base, en la que se comprobarán los efectos de establecer el SNOP dimensionado en el apartado anterior.

Perfil de tensiones

La RED IEEE, con mayor número de buses y mayores distancias desde el punto de conexión a la red, puede tener unas caídas de tensión más acusadas. Se testeará si el SNOP es capaz de afectar a las tensiones y de qué forma lo hace. En la Figura 23 se muestran los perfiles de tensión para el caso BASE, RECONFIG y SNOP.

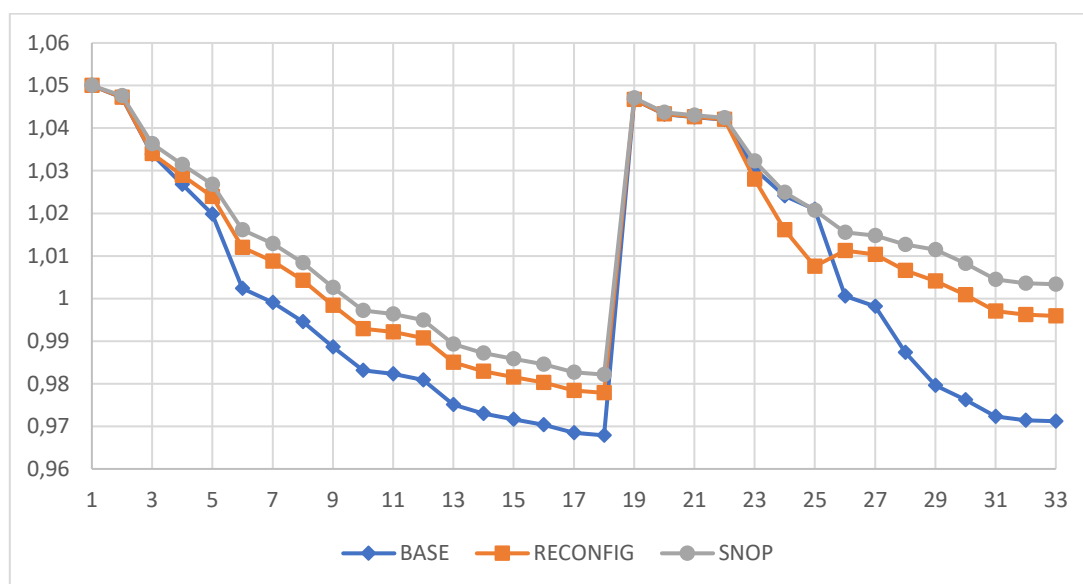


Figura 23. Comparación del perfil de tensiones, frente a los distintos casos RED IEEE.

	BASE	RECONFIG	SNOP
VMIN	0,968	0,978	0,982

Tabla 16. Tensiones mínimas en cada caso RED IEEE.

A raíz de estos primeros resultados se obtiene una visión general del efecto de SNOP en la red. En la Figura 23 se puede observar una considerable mejora frente a la elevación

de tensiones al colocar el SNOP. Se debe en gran parte a la inyección de potencia reactiva que aportan los convertidores. El nudo con tensión más baja (nudo 18) se encuentra al final del feeder (ver Figura 11 (cambia esto y pon la tabla)). RECONFIG ofrece también efectividad a la hora de las pérdidas, al no poder controlar las tensiones, dando un perfil peor que con el SNOP.

Pérdidas

Uno de los puntos de interés al analizar el SNOP es cómo afecta este sobre las pérdidas de la red. En este apartado se comprobará cuánta es la diferencia entre los distintos casos.

	BASE	RECONFIG	SNOP
PÉRDIDAS DE LA RED (KW)	181,20	150,70	146,43

Tabla 17. Pérdidas de la RED IEEE en los casos BASE, RECONFIG y con SNOP.

En la Tabla 17 se ha expuesto el valor de las pérdidas para el caso base consisten el 4,9% de la demanda de activa. El SNOP o RECONFIG sitúan las pérdidas en el 3,9%. Si el SNOP es ideal (no se consideran pérdidas internas), se reducen hasta el 3%.

En este estudio resulta que tanto el caso SNOP como RECONFIG logran reducir en aproximadamente un 19% las pérdidas respecto al caso BASE. Sin embargo, la mayor reducción se consigue en el caso con SNOP debido a que se obtiene un perfil de tensiones más elevado lo cual reduce las pérdidas de la red (ver Figura 23).

Balanceo de feeders

En la Tabla 18 se muestra una comparación de los valores del LBI obtenidos para los casos BASE, RECONFIG y SNOP. Debido al control del flujo de cargas del SNOP, los valores que se consiguen son menores.

	BASE	RECONFIG	SNOP
LBI	6,26	5,78	5,25
% REDUCCIÓN	-	7,68	9,12

Tabla 18. Balanceo de feeders análisis básico, RED IEEE.

Son valores que reflejan que las líneas no están muy cargadas. El LBI es muy sensible frente al aumento del número de líneas ya que cerrar un interruptor se consigue una reducción de casi el 8%. No existe una diferencia considerable entre reconfigurar y conectar el SNOP.

4.3.2.2 *Análisis de sensibilidad frente a incremento de demanda.*

Una de las cuestiones que se encuentran en el contexto del proyecto es observar la respuesta de la red ante un crecimiento en la demanda. En este caso, se plantean incrementos del 20% de la demanda del caso base. En ciertas líneas se ha hecho un incremento de su capacidad. El análisis comprende desde el 60% hasta el 160% de la demanda. Se expresa en tanto por 1.

Ante mayores demandas, la caída de tensión es mayor, quedando la solución del problema fuera de las restricciones impuestas a la tensión (1,05-0,95 pu). Se plantea si el SNOP puede ser una solución efectiva para ayudar en la operación contra el crecimiento. En la Tabla 19 se encuentran las soluciones que la herramienta de optimización ha logrado encontrar sin tener que relajar las restricciones del problema. Lo primero que se extrae es que con el caso BASE no se admite un crecimiento ligero en la demanda, y con RECONFIG poco más. Lo que señala que el sistema propuesto no está preparado en caso de aumentar los consumos.

DEMANDA	0,6	0,8	1	1,2	1,4	1,6
BASE	Sol.	Sol.	Sol.	-	-	-
RECONFIG	Sol.	Sol.	Sol.	Sol.	-	-
SNOP	Sol.	Sol.	Sol.	Sol.	Sol.	Sol.

Tabla 19. Soluciones encontradas frente escalones demanda en RED IEEE.

Perfil de tensiones

Al aumentar la demanda se producen caídas de tensión mayores. La Figura 24 demuestra cómo instalar un SNOP puede ayudar a evitar las caídas de tensión por debajo de los límites de operación. Es destacable el papel del SNOP ya que es el único caso que mantiene la tensión entre límites. Los límites de tensión se han modificado para albergar una solución factible en los casos en los que no lo era (Tabla 19). La Figura 24 muestra como uno de los factores diferenciadores del SNOP frente a otras soluciones es el control de tensión que es capaz de realizar. Soluciona a largo plazo contra el crecimiento de la demanda en la red en la que se implanta. Si se comparan con el caso BASE y RECONFIG contra el SNOP, en la rama del nudo 26-33, se llegan a observar elevaciones de tensión del orden 0,08 pu; justo la rama donde está conectado el SNOP. En la Tabla 20 se muestra la tensión mínima que se obtiene para los tres casos (nudo 18).

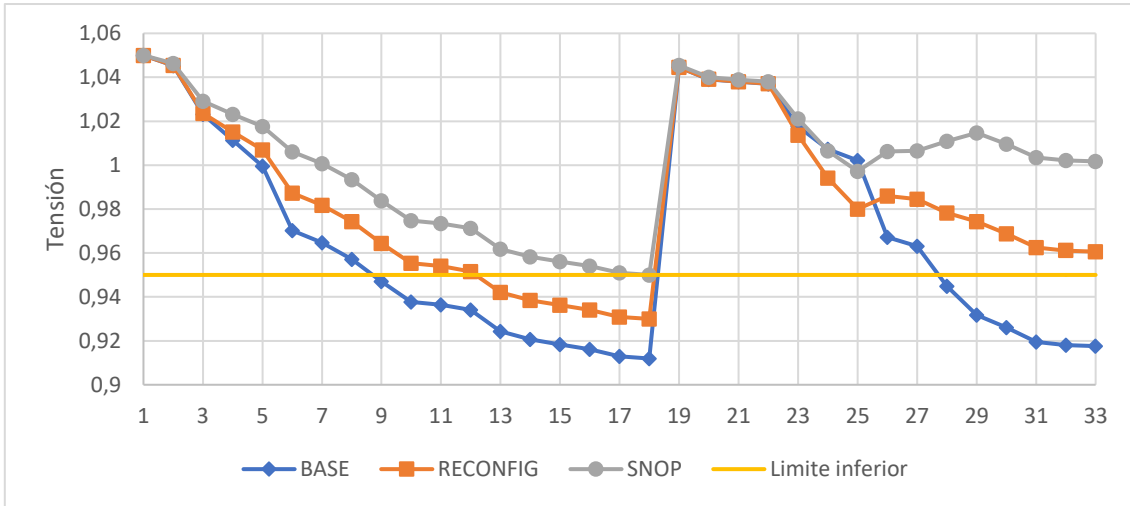


Figura 24. Comparación de perfil de tensiones a demanda 1,6 RED IEEE.

En la Tabla 21 se muestra la inyección de potencia activa y reactiva del SNOP en los nudos 25 y 29. El SNOP inyecta potencia activa en el nudo 29 mientras que la absorbe del nudo 25, acción que reduce las pérdidas de transmisión y en menor grado aumenta las tensiones. A su vez, el SNOP inyecta potencia reactiva en ambos nudos, lo que alza las tensiones (ver el caso RECONFIG en la Figura 24) de la rama.

	BASE	RECONFIG	SNOP
VMIN	0,912	0,929	0,95

Tabla 20. Tensiones mínimas (nudo 18) para demanda 1,6 pu RED IEEE.

	BUS	MW/MVAR
PSNOP	29	1,16
PSNOP	25	-1,24
QSNOP	29	2,36
QSNOP	25	0,65

Tabla 21. Inyecciones del SNOP a demanda 1,6pu RED IEEE.

Pérdidas

Se representan las pérdidas generales, en el caso del SNOP sí están incluidas las pérdidas del SNOP. La Tabla 19 mostraba que, si no se relajan los límites de tensión, el OPF es incapaz de encontrar una solución. No hay soluciones para la mínima tensión establecida, por lo que al relajar las restricciones tenemos soluciones que, aunque no cumplen con los límites impuestos para la operación, aportan información sobre el comportamiento del sistema. Y son los que se analizan en la Figura 25.

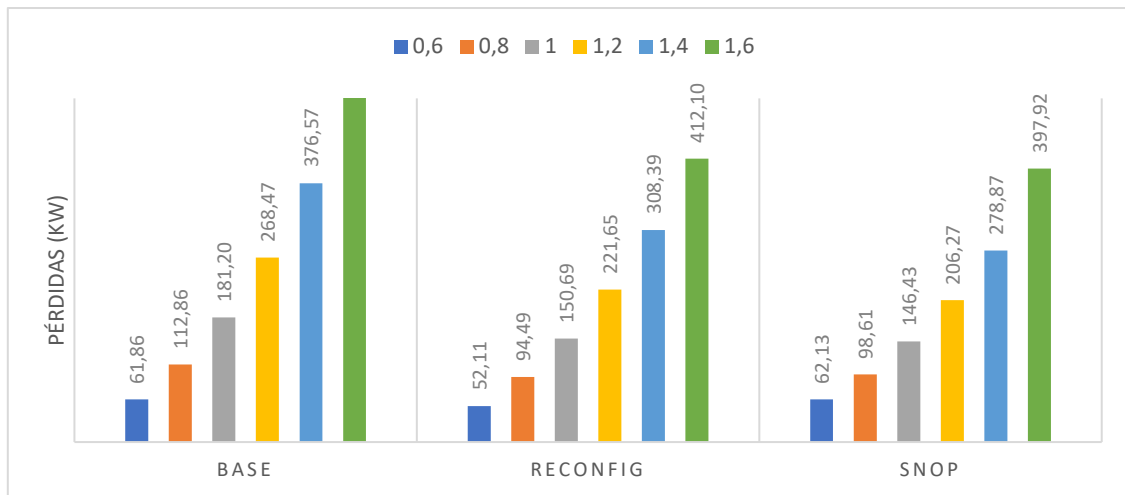


Figura 25. Pérdidas frente a variación de demanda para los distintos casos de la RED IEEE.

El primer hecho relevante es que cuando la demanda es menor que la demanda base, el caso RECONFIG es el que presenta mejores resultados, con valores menores que el caso base en todo momento. La reconfiguración es una solución eficaz si se tiene en cuenta únicamente la función objetivo y las condiciones actuales de la red; es decir, ante demandas actuales, hasta 1,2 de la base, se reducen las pérdidas y se cumple la red sigue dentro de los puntos de operación establecidos.

Lo segundo es que teniendo en cuenta la Figura 22, se sabe que el SNOP trabaja mejor en el escenario de 1,4 pu. Tanto es así que se logra eliminar 100kW de pérdidas o lo que es lo mismo, un 25% respecto al caso BASE. El caso RECONFIG logra comportamientos semejantes para demandas superiores, pero es incapaz de mantener las consignas de tensión.

4.3.2.3 *Análisis de sensibilidad frente a implantación de generación distribuida*

Al caso se le ha introducido modificaciones para acoger DERs, de eólica y fotovoltaica, instalados en los buses 17, 30, 33, 13, 27 como emplazamientos escogidos [50], según se muestra en Tabla 22. Se lleva a cabo este estudio de sensibilidad que comprueba las capacidades del sistema para admitir recurso de generación distribuida (renovable en su mayoría) en la red. Para estudiar el curtailment por el carácter no controlable de la renovable. A su vez, se varía la capacidad instalada, por lo que cada escenario de DG supone un generador más grande constructivamente hablando. En la Tabla 23 se muestran las capacidades de cada escenario.

ID generador	Localización	Tipo	Capacidad (MW)
1	17	Eólica	0,6
2	30	Eólica	0,5
3	33	Eólica	0,8
4	13	Solar	0,8
5	27	Solar	1
TOTAL	-	-	3,7

Tabla 22. Recursos de generación renovable instalados en RED IEEE.

DG	0	0,2	0,4	0,6	0,8	1
SCAP(MVA)	0	0,74	1,48	2,22	2,96	3,7

Tabla 23. Potencia constructiva total para cada escenario en RED IEEE.

La generación distribuida puede ayudar a compensar las caídas de tensión, de ahí la importancia de su implantación en las redes de distribución similares a la red tipo IEEE para sobrellevar el crecimiento de los centros de consumo.

Perfil de tensiones

Uno de los mayores problemas que puede darse es el sobrevoltaje. Esto repercute en la seguridad de los sistemas, y da problemática frente a la operación. A continuación, se presentan 2 comparaciones del perfil para distintos niveles de implementación de DG.

Se debe utilizar la Figura 23 para comparar cómo varía la forma del perfil según se incrementa la energía renovable introducida. En la Figura 26 se muestra cómo la forma del perfil es muy parecida a la que se presenta aquí. Las tensiones suben respecto al caso sin generación distribuida, pero la distribución es igual, los flujos tienen la misma dirección. La diferencia en la mínima tensión del caso BASE sin DG y con 0,4 DG ya es notable y del orden de 0,03 pu (véase Tabla 16).

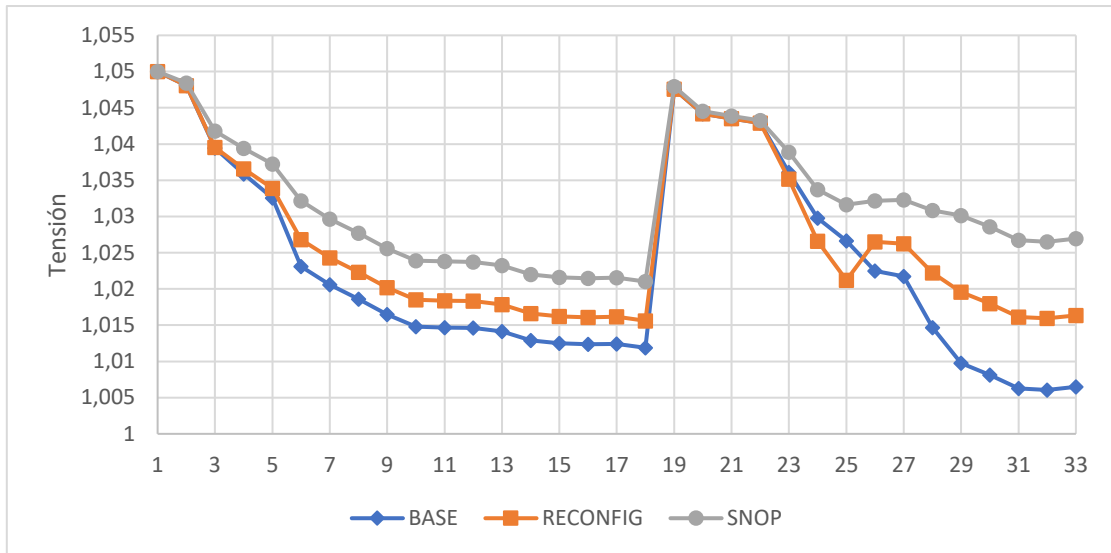


Figura 26. Comparación del perfil de tensiones a 0,4 DG, RED IEEE.

DG 0,4	BASE	RECONFIG	SNOP
VMIN	1,006	1,015	1,021

Tabla 24. Tensiones mínimas para 0,4 DG, RED IEEE.

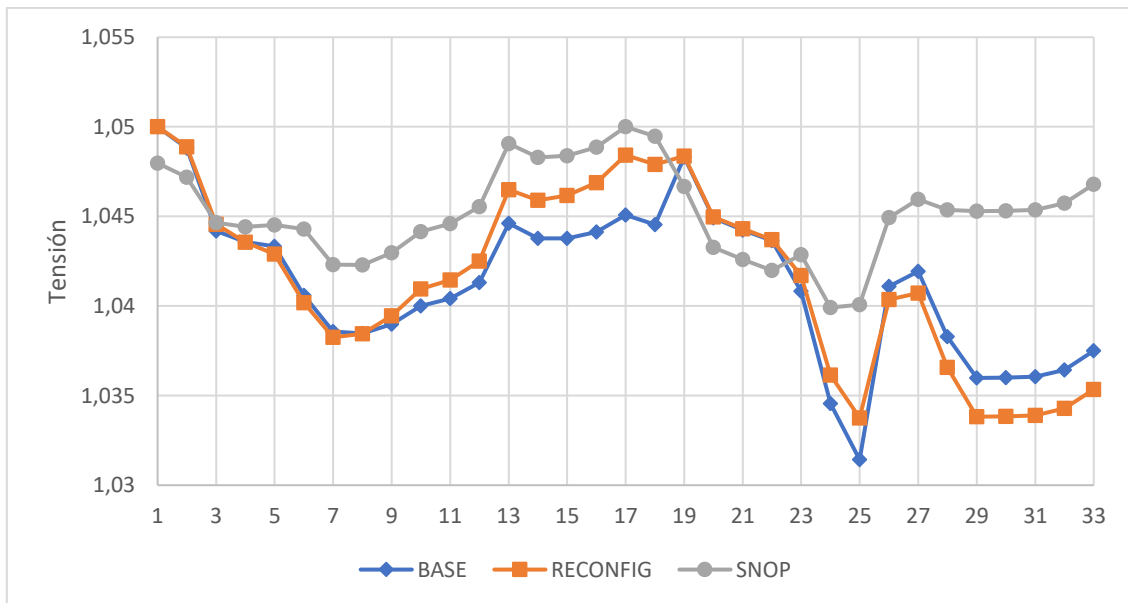


Figura 27. Comparación del perfil de tensiones a 0,8 DG, RED IEEE.

0,8 DG	BASE	RECONFIG	SNOP
VMIN	1,031	1,034	1,039

Tabla 25. Tensiones mínimas para 0,8 DG, RED IEEE.

En las Figura 26 y Figura 27 se muestran los perfiles de tensión para los casos de 0.4 DG y 0.8 DG, respectivamente. En las Tabla 24 y Tabla 25 se muestran las tensiones mínimas para cada caso. Como se puede ver, los perfiles de tensión considerablemente planos y la desviación de las tensiones es muy pequeña. En concreto, comparando estos perfiles con el caso BASE se obtiene una diferencia de casi 0,03 pu. Es decir, que incorporar 2,8 MW de generación distribuida elevan la mínima de tensión del caso base un 0,06 pu (el rango de tensiones oscila entre 1,05 y 0,95).

De la misma manera que se ha hecho anteriormente, ahora evidente, la forma del perfil de tensiones cambia, destacando el papel del SNOP que evita esa caída de tensión del nudo 25 y de la rama 26-33, producto del control de reactiva que se tiene en ese bus cuando se conecta el SNOP. Es más, al ir aumentando la penetración de renovable, se invierten los flujos.

En la Tabla 26 se exponen las inyecciones de potencia activa y reactiva del SNOP para cada situación de DG. Los escenarios que destacar son el caso base, en el que la potencia viene a la rama 26-33 desde el nudo 25, el 0,4 DG en el que el SNOP funciona como un compensador de reactiva, absorbe activa desde ambos lados. Se traducen posteriormente en las pérdidas por el trabajo de inyección de reactiva. Y por último el 0,8 DG, en el que al haber una gran concentración de renovables se trasvasa la energía a través del SNOP para llevarla a otros puntos del sistema. La reactiva aportada es constante para todas las situaciones de penetración de renovable. Es un resultado que muestra las carencias del sistema en cuanto a reactiva se refiere.

MVA	BUS	0	0,2	0,4	0,6	0,8	1
PSNOP	29	0,399	0,184	-0,016	-0,211	-0,405	-0,580
PSNOP	25	-0,428	-0,209	-0,009	0,186	0,378	0,551
QSNOP	29	1,00	0,990	0,987	0,991	0,991	0,985
QSNOP	25	0,303	0,282	0,265	0,278	0,293	0,306

Tabla 26. Flujos del SNOP en los distintos escenarios de DG de RED IEEE.

Pérdidas

Se representan las pérdidas generales frente a la DG, en el caso del SNOP sí están incluidas las pérdidas del SNOP. La generación distribuida ayuda a reducir en gran medida las pérdidas porque, al ser las redes de distribución radiales, las líneas más

cercanas a la subestación suelen estar mucho más cargadas y, normalmente la mayoría de las pérdidas se producen en estos primeros kilómetros.

En la Figura 28 se analizan los casos. Una tendencia que aparece es que produce un aumento de las pérdidas totales de la red a partir de 0,6 DG; a pesar de estar incluyendo más renovable. Esto se debe a la metodología aplicada en la que también está considerado como un objetivo la maximización de la inyección renovable. RECONFIG o el SNOP realizan un decremento importante. Para el caso BASE, se logra en el mejor de los casos pasar de 181,2 kW a 71,77kW, esto es un 60,4% menos de pérdidas sin ninguna estrategia de control. Con el SNOP en el mejor de los casos llega hasta un 72,6%. Este control que ofrece el SNOP destaca contra más renovable se introduce en el sistema, manteniendo en SNOP niveles de pérdidas bajos, por la mejor gestión de la penetración. La reconfiguración y el SNOP dan resultados parejos cuando son expuestos a la DG, por lo que no demuestran una mejor solución cuando se trata de cumplir con la función objetivo. La reducción de pérdidas con el SNOP devuelve unos resultados destacables, a continuación, se presenta su funcionamiento con integración de renovable.

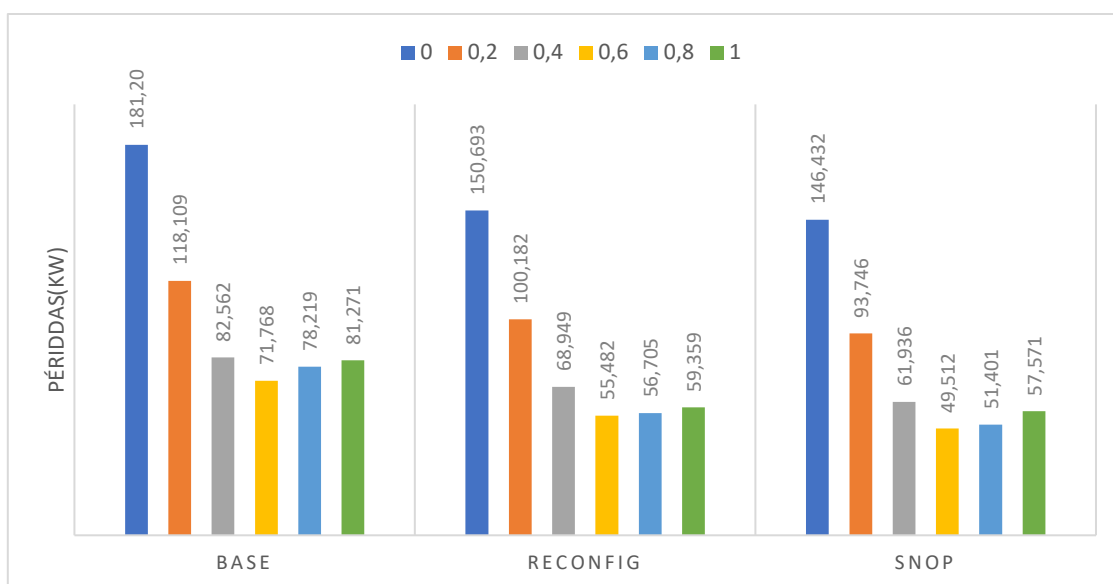


Figura 28. Pérdidas frente a variación de DG para los distintos casos en RED IEEE.

Se aprecia en la Tabla 27 que las pérdidas totales de la red en el escenario más favorable para la función objetivo de reducción de pérdidas es 49,51 kW; un 1,3% de la demanda. En el caso base, estas suponen un 4,9% de la misma. Si el SNOP hubiese sido considerado como un SNOP ideal, se tendrían pérdidas totales del 0,65%. Las pérdidas del SNOP son la mitad de las pérdidas para los escenarios con más renovable, esto quiere decir que el SNOP sí gestiona adecuadamente los flujos de potencia, ya que las pérdidas que conseguiría siendo ideal son aproximadamente la mitad de las que consigue la reconfiguración.

DG	0	0,2	0,4	0,6	0,8	1
PÉRDIDAS TOTALES (kW)	146,43	93,75	61,94	49,51	51,40	57,57
PERDIDAS SNOP (kW)	28,19	25,61	24,63	25,28	27,06	29,46
% SNOP SOBRE TOTAL	19,26	27,32	39,77	51,06	52,65	51,17

Tabla 27. Pérdidas SNOP frente a DG, RED IEEE.

Balaceo de feeders

Otro de los efectos que son comunes a la hora de incorporar renovable en las redes es normalmente la congestión de las líneas. En el sistema a analizar, sucede lo contrario, las líneas congestionadas solamente serían las más cercanas a la subestación porque a través de ellas va toda la potencia de la red. Al evitar esa situación, el LBI se reduce en gran medida.

La Figura 29 manifiesta cómo se han comportado las cargas en el sistema. Un LBI más alto también indica unas mayores pérdidas, siendo así que todas las curvas presentan un mínimo global en el punto 0,6 DG; fenómeno que se ha destacado anteriormente por estar atribuido a la función objetivo descrita en la metodología. Se aporta una interesante visión de cómo el SNOP distribuye mucho más satisfactoriamente los flujos evitando sobrecargar líneas. Se trata de un valor pequeño, si bien es cierto que las líneas tienen capacidades superiores a las demandas que solicita la red.

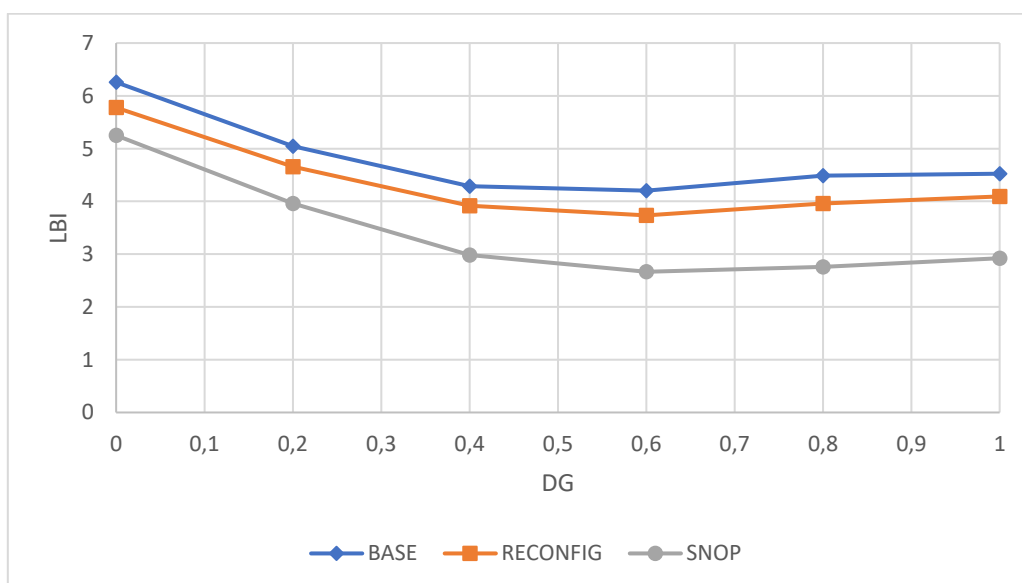


Figura 29. Balaceo de feeders frente a DG.

Generación distribuida

El otro objetivo que se contempla durante este análisis es la maximización de la penetración de energías renovables en el régimen del sistema. Se ha priorizado muy levemente la introducción de dicha energía y a continuación se expondrá como han funcionado los distintos casos contra los escenarios de DG.

La Tabla 28 muestra la superioridad del SNOP frente al caso BASE a la hora de gestionar el curtailment. El SNOP es superior, permitiendo una mayor integración de generación distribuida.

SCUT(MVA)	0,6	0,8	1
BASE	0	0,13	0,65
RECONFIG	0	0,05	0,34
SNOP	0	0,10	0,38

Tabla 28. Potencia cortada por acción de curtailment en cada escenario DG.

En la Tabla 29 se muestran las potencias renovables totales inyectadas para los casos en los distintos escenarios de DG. Hasta los 2,92 MW o 0,8 DG; no se produce ningún perjuicio o curtailment sobre este tipo de energías. Esto quiere decir que dada la demanda actual es posible comenzar a instalar pequeños recursos renovables sin que esta saturé la red. Un curtailment cómo sucede en las situaciones de mayor 0,8 y 1 DG; significa que generadores de ese tamaño hacen que se superen los límites impuestos para la operación; ya sea en tensión o en congestión de las líneas. En el supuesto que se enseña en este proyecto, en caso de aportar toda la capacidad, las potencias que sumarían los generadores renovables al sistema elevarían las tensiones por encima de los límites establecidos.

PGR (MW)	0	0,2	0,4	0,6	0,8	1
BASE	0	0,74	1,48	2,22	2,83	3,06
RECONFIG	0	0,74	1,48	2,22	2,91	3,36
SNOP	0	0,74	1,48	2,22	2,86	3,33

Tabla 29. Potencia renovable integrada en cada escenario DG.

En concreto el generador 1, situado en el bus 17 es el que conforma la mayor parte del curtailment que se hace en la red. La explicación es sencilla, el bus 17 se encuentra al final de la rama principal, que es larga, y como la función objetivo intenta maximizar

la renovable pero también reducir las pérdidas, se produce el curtailment para no empeorar las pérdidas.

SCUT	0,6	0,8	1
BASE	0	0,13	0,37
RECONFIG	0	0,05	0,34
SNOP	0	0,10	0,37

Tabla 30. Curtailment en el generador 1 para escenarios de DG.

4.3.3 Análisis económico

Este apartado, se expone el SNOP a un período de un año, en un estudio multi-período para comparar cómo influye su instalación a nivel de costes de la red. Esta evaluación ayudará a definir la viabilidad de usar uno, para una red actual y para una red con generación distribuida.

4.3.3.1 *Sin DG*

Las pérdidas de transmisión que se producen en la RED IEEE BASE son del 5%, por lo que, a lo largo de un año, este puede ser un gasto importante. Durante el análisis de operación previo, se presenta al SNOP como una alternativa que reduce las pérdidas de manera eficiente. En torno al 19% respecto al caso base, es decir, un 4% de pérdidas en la red.

En la Tabla 31 se han recopilado los resultados de los escenarios 1-4, con el objetivo de mostrar el efecto del SNOP en distintas situaciones durante el año. La reducción es ligera, siendo menor al 2,3% en el mejor de los supuestos, por lo que el efecto del SNOP en los costes anuales no es significativa.

ESCENARIOS	1	2	3	4
BASE	268.738 €	38.925 €	75.026 €	108.391 €
SNOP	263.876 €	38.287 €	74.450 €	106.093 €

Tabla 31. Extracción del resultado de escenarios 1-4 RED IEEE.

Con todo ello, los resultados globales se reflejan en la Tabla 32. En esta situación se muestra como la instalación del SNOP en la RED IEEE sí supone un ahorro en el coste de operación de la red. Se trata de un beneficio de 37.379 €/año. La energía comprada a la red es aproximadamente la misma. La diferencia está en tener unas menores pérdidas globales de la red a pesar de las pérdidas internas del aparato.

SIN DG	BASE	SNOP
COSTE ANUAL	1.979.898 €	1.942.519 €

Tabla 32. Resultado de la función objetivo económica sin DG para la RED IEEE.

4.3.3.2 Con DG

En esta sección se plantea cómo resultaría en términos monetarios la RED IEEE como una red inteligente, se estudia el hecho de cuanto beneficio se produce por la introducción de la generación distribuida y la diferencia del beneficio con y sin SNOP. En este caso totalmente renovable (eólica y solar), a coste 0 €. Adelante se muestra los resultados de la función objetivo para la generación distribuida.

DG	BASE	SNOP
COSTE ANUAL	1.637.432 €	1.607.857 €

Tabla 33. Resultado de la función objetivo económica DG para la RED IEEE.

De la misma manera, en la Tabla 33 se aprecia una reducción en los costes cuando se utiliza un SNOP, un ahorro de 29.575 €; un 1,8% del caso BASE con DG. Si se compara con la Tabla 32, los precios resultan menores, siendo la incorporación de DG una solución que abarata los costes en mayor medida que el uso del SNOP. La reducción que se causa con el uso del SNOP sin tener en cuenta costes del SNOP es del 10,9% que la que es capaz de hacer la DG.

4.3.3.3 Resultado final

En este apartado se incluirá el coste de inversión del SNOP y se compara cuanto es el beneficio que se obtiene respecto al caso BASE de IEEE. Dotar de recursos renovables y SNOP a la red ayuda a lograr un beneficio respecto al caso BASE.

RED IEEE	SNOP	DG	SNOP + DG
BENEFICIO €/AÑO	12.229 €	342.466 €	346.891 €

Tabla 34. Resultados del beneficio frente al caso BASE de la RED IEEE.

En la Tabla 34 se muestra el beneficio anual para el caso de SNOP, DG y SNOP+DG. En primer lugar, en la RED IEEE, establecer un SNOP en la red actual es una inversión de la que se puede asumir su coste en 14 años de los 20 establecidos como ciclo de vida. (No reporta beneficios durante el 70% de su vida útil). El segundo detalle que mencionar es que DG+SNOP, la red inteligente; no es capaz de asumir la inversión del SNOP por sí misma. Los beneficios anuales que se logran debido a la instalación del SNOP en la red con presencia de DG son 4.425 €.

La DG y DG+SNOP logran situar los costes en el 82,7% y 82,48% de lo que cuesta la operación de la red para el caso BASE, debido en su mayoría a la DG. Un SNOP produce una reducción en el precio de un 0,22% en presencia de DG.

Capítulo 5 Conclusiones

En los próximos años se espera que las redes de distribución eléctricas experimenten un incremento en los niveles de generación distribuida y el uso de electrónica de potencia. Para que este incremento se lleve a cabo de manera segura y eficiente, el SNOP es una tecnología basada en electrónica de potencia que puede contribuir positivamente a conseguir tal fin. Por ello, es necesario analizar como el SNOP puede contribuir en las redes de distribución futura. Sus características técnicas y económicas han de ser evaluadas.

Por consiguiente, en este trabajo se ha desarrollado una herramienta para evaluar la operación óptima de redes de distribución con SNOP y generación distribuida, así como su análisis económico. Esta herramienta permite analizar extensivamente las capacidades operacionales del SNOP y su impacto económico. La herramienta ha sido empleada en la evaluación de dos redes reales de distribución en media tensión. En dichos casos de estudio se ha analizado el efecto de incluir SNOPs en dichas redes. Concretamente, se han comparado el efecto del SNOP sobre los perfiles de tensión, las pérdidas de potencia activa y el balanceo de feeders. Dicho análisis se ha realizado tanto en ausencia como en presencia de GD renovable. Finalmente, se han obtenido los resultados económicos derivados de incluir SNOPs en dichos casos de estudio.

5.1 Modelado

En esta sección se discuten los modelos desarrollados para los distintos elementos de la herramienta de optimización.

El modelo de operación óptima permite modelar la operación de redes de distribución con SNOPs. Dicho modelo presenta una formulación general para evaluar diferentes topologías de SNOPs, incluidos SNOP multiterminal. Adicionalmente, se ha modelado la operación de la generación distribuida renovable y de los transformadores con tomas regulables en carga. De este modo, la operación coordinada de estos elementos con el SNOP puede ser evaluada de una forma realista.

. La formulación propuesta para el SNOP modelar las inyecciones del SNOP en los buses, pero salen de un nudo artificial que es el SNOP. Al utilizar el nudo artificial se convierte en un método que permite que el SNOP sea fácilmente escalable a un dispositivo multiterminal con varios convertidores Back to Back.

El modelado de la generación renovable incorpora la opción de los generadores para regular la potencia reactiva generada o consumida dentro de unos límites. Adicionalmente, modela el corte de generación renovable bajo condiciones que

comprometen la seguridad del sistema. Este modelo simula cómo se administran las energías renovables de forma real, y permite evaluar de una forma realista como pueden cooperar la operación de la GD y el SNOP de forma conjunta.

5.2 Resultados

La herramienta propuesta también permite llevar a cabo de manera eficiente un análisis coste-beneficio de redes de distribución inteligentes con SNOP y generación renovable. Dicha herramienta es capaz de evaluar las condiciones de operación del SNOP y de la generación renovable, y se ha demostrado como una herramienta eficiente para evaluar la viabilidad del SNOP. Análisis de resultados

Los parámetros analizados del SNOP revelan que su localización y tamaño tienen una influencia relevante sobre la actividad de control que este realiza sobre la red. La localización entre feeders poco cargados reduce en gran medida el flujo de potencia activa. Mientras, un tamaño insuficiente limita la inyección de reactiva y aumenta las pérdidas.

Las pérdidas internas del SNOP son otro parámetro determinante en su instalación. Dichas pérdidas condicionan que el SNOP se utilice en mayor o menor medida a la hora de reducir las pérdidas de la red. En los casos analizados, el SNOP reduce las pérdidas de la red si su rendimiento es superior al 98%.

En cuanto a la operación de la red para los dos casos de estudio analizados, se ha observado que el SNOP reporta mejoras significativas sobre el caso base de referencia sin SNOP y con operación radial. Se han observado mejoras en los perfiles de tensiones, reducción de pérdidas y balanceo de feeders, tal y como se concluye a continuación.

Para el perfil de tensiones, en ciertos casos, el SNOP es capaz de elevar la tensión aproximadamente 0,1 pu sobre la solución del caso BASE. Además, el caso con SNOP es el único caso que mantiene los niveles de tensión en todo momento dentro de los límites de operación establecidos (1.05-0.95). Esto se debe fundamentalmente a la capacidad del SNOP para inyectar o absorber reactiva en sus terminales. Es una característica que ejerce un papel diferenciador de esta tecnología en la operación de la red.

Con respecto a la reducción de pérdidas, existen diferencias entre el funcionamiento del SNOP entre la RED CIGRE y la RED IEEE. En la primera red el funcionamiento del caso con SNOP no aporta mejoras adicionales al caso RECONFIG. Esto se debe a que las pérdidas de la red son muy pequeñas, y las pérdidas internas del aparato son más grandes que las reducciones logradas. Para la RED IEEE, los resultados demuestran, de media, una reducción de aproximadamente el 20%. En casos de demanda baja, el caso SNOP no logra grandes reducciones, e incluso la configuración da mejores resultados. Pero ante mayores demandas, el SNOP se muestra muy superior reduciendo las pérdidas hasta un 25%.

Con respecto a la contribución del SNOP sobre el balanceo de feeders (medida mediante el parámetro LBI), se observa una mejora en dicho parámetro. En el mejor de los casos, se obtiene una reducción del 4% para la RED CIGRE y de casi un 10% para la RED IEEE. Sin embargo, se trata de una reducción menor de la esperada en comparación con otras investigaciones. La causa puede deberse a que en este estudio no se incluye el balanceo de feeder en la función objetivo.

La introducción del SNOP también reporta mejoras significativas en la operación de redes de distribución con alta penetración de GD renovable. En primer lugar, el SNOP permite integrar mayores niveles de generación renovable en el sistema, reduciendo así el corte de generación renovable. Adicionalmente, las pérdidas se reducen drásticamente, llegando a aparecer mejoras del 70%. El perfil de tensiones se hace más plano en todos los casos, mientras que el balanceo de feeders mejora también en presencia de DG.

En base a los resultados obtenidos, se demuestra que el SNOP es un elemento que contribuye y mejora todos los parámetros analizados en la operación de la red. Por lo tanto, se considera positivo instalarlo para mejorar la gestión de la red de media tensión.

Desde el punto de vista económico, instalar un SNOP es una decisión que depende de las características de la red y el SNOP utilizado. Para la RED CIGRE se ha observado que aunque instalar el SNOP introducía mejoras en la operación, estas eran poco significativas. Como consecuencia, instalar un SNOP en dicha red no supondría un retorno de la inversión con respecto al caso BASE. Si el SNOP se instala en el caso de presencia de DG, ocurre que se logran mayores beneficios de operación, pero la instalación del SNOP tampoco sería rentable. La generación renovable aporta beneficios económicos por su bajo coste de operación, pero dichos beneficios son inferiores si se integra el SNOP.

En cuanto a la RED IEEE, se obtiene un beneficio económico de utilizar el SNOP para los casos con y sin DG. Para el caso sin DG se justifica la instalación del SNOP, y se obtienen 12.229 € de beneficio al año; resultando al final de su vida útil en 73.375 € ganados por su instalación. Para el caso con DG, el SNOP también aporta beneficios adicionales, aunque estos dependen del nivel de penetración de generación renovable. El SNOP si reduce la cantidad de generación renovable cortada a altas penetraciones de DG, de modo que su instalación sería más rentable en redes con alta penetración de generación renovable.

Finalmente resaltar que durante el desarrollo de este proyecto se han logrado las siguientes contribuciones:

- Desarrollo de una herramienta de optimización multi-período de redes eléctricas, fácilmente ampliable, que incluye modelos de SNOP multi-terminal con pérdidas internas, DG y regulador de tomas del transformador en carga. Esta herramienta permite evaluar la operación técnica y económica de redes de distribución con SNOP.

- Un análisis más detallado de los impactos técnicos y económicos de la tecnología SNOP sobre la operación de redes de distribución, consiguiendo así una mejor comprensión del SNOP.

5.3 Conclusiones finales

Las principales conclusiones que se han extraído del desarrollo de este proyecto son las siguientes:

- Una metodología para evaluar la operación de redes de distribución con SNOP, incorporando una formulación genérica del SNOP válida para dispositivos multiterminal
- Una metodología para analizar del coste-beneficio de la tecnología SNOP capaz de incluir las características operacionales del SNOP y la DG renovable de forma detallada
- Los SNOP son una solución efectiva para mejorar la operación de las redes de distribución a nivel técnico: permiten una mejor regulación de las tensiones, reducen las pérdidas, ayudan a balancear los feeders y permiten integrar más generación renovable en el sistema
- El SNOP contribuye significativamente a la operación segura de redes de distribución con presencia de DG renovable, en particular para niveles de penetración altos
- Los SNOP deben ser incluidos como una alternativa posible para diseñar las redes de distribución futuras, y su viabilidad económica viene condicionada por las particularidades de la red analizada y por el nivel de integración de la DG renovable

5.4 Trabajos futuros

Existen numerosas vías para dirigir próximos estudios en la temática, ya que el uso de electrónica de potencia en redes de distribución se encuentra aún en una etapa inicial de desarrollo e implantación a nivel mundial. Son pocos los dispositivos instalados y se requiere aún mayor experiencia y estudios para una introducción a la red actual.

En este proyecto se ha demostrado cómo evaluar los efectos que el SNOP tiene sobre la operación y su impacto económico asociado. Alguno de los aspectos que deberían continuar esta investigación son:

- Según se ha descrito en el estado del arte, el SNOP posee diferentes estrategias de control. Analizar protocolos de restauración de faltas. Comprobación y estudio

de diferentes configuraciones constructivas del SNOP, para consolidar la tecnología.

- Continuar con el análisis económico, realizando más estudios utilizando escenarios de demanda y generación mayores, para observar mejor el efecto del SNOP en la incorporación de la DG.
- Ampliación de los elementos ya introducidos: Inclusión de dispositivos de almacenamiento en la DG, análisis utilizando SNOP multiterminal... etc.

Anexo Datos de escenarios

En este anexo se adjuntan los datos de los escenarios empleados para el análisis multi-período para ambas redes. La Tabla 35 contiene los parámetros descritos en la metodología del análisis económico de la RED CIGRE.

Los escenarios empleados para ambas redes son los mismos, pero presentan una serie de diferencias. Como se ha descrito en 4.1.1, la RED CIGRE se evalúa teniendo en cuenta valores de pico de demanda. Los datos de las demandas presentadas en la Tabla 35, se encuentran en referencia al pico, siendo el pico de demanda el valor 1 (en tanto por 1). Los datos de generación son también expresados en tanto por 1, y representan el parámetro Sg_{gr} descrito en la metodología.

En cambio, la RED IEEE, se valora sobre un caso base de demanda media, por lo que, los datos de los escenarios de demanda que resultan de la agrupación son sobre la media de demanda (aparte de no diferenciarse entre demanda residencial e industrial).

ESCEN.	DEMAN. RESIDEN	DEMAN. INDUS	GEN. EÓLICA	GEN. SOLAR	PRECIO MW/h	% PROB. ESCEN.	CUENTA DE IDX
1	0,51058	0,17339	0,03395	0,02094	56,64	12,91	1131
2	0,48897	0,60809	0,64721	0,37320	52,15	2,13	187
3	0,38365	0,13353	0,44753	0,03290	42,87	6,5	569
4	0,54994	0,60571	0,40555	0,10325	57,18	4,75	416
5	0,65401	0,18871	0,37299	0,03187	61,93	8,01	702
6	0,44837	0,16730	0,46819	0,40666	52,91	4,24	371
7	0,54732	0,58472	0,07438	0,06599	67,26	5,45	477
8	0,43252	0,14482	0,22437	0,03491	57,37	11,85	1038
9	0,57118	0,18558	0,75906	0,05348	58	4,03	353
10	0,30830	0,12187	0,03231	0,01873	41,31	17,01	1490
11	0,43038	0,17272	0,15224	0,46865	45,18	5,54	485
12	0,45804	0,63729	0,21402	0,57442	64,59	3,88	340
13	0,47475	0,59973	0,09544	0,32219	66,28	4,21	369
14	0,70746	0,20209	0,08072	0,02703	64,82	9,5	832

Tabla 35. Datos de escenarios de la RED CIGRE.

ESCEN.	DEMANDA	GEN EÓLICA	GEN. SOLAR	PRECIO MW/h	% PROB. ESCEN.	CUENTA DE IDX
1	1,02621	0,03395	0,02094	56,64	12,91	1131
2	0,98279	0,64721	0,37320	52,15	2,13	187
3	0,77110	0,44753	0,03290	42,87	6,5	569
4	1,10532	0,40555	0,10325	57,18	4,75	416
5	1,31450	0,37299	0,03187	61,93	8,01	702
6	0,90118	0,46819	0,40666	52,91	4,24	371
7	1,10005	0,07438	0,06599	67,26	5,45	477
8	0,86933	0,22437	0,03491	57,37	11,85	1038
9	1,14803	0,75906	0,05348	58	4,03	353
10	0,61966	0,03231	0,01873	41,31	17,01	1490
11	0,86501	0,15224	0,46865	45,18	5,54	485
12	0,92062	0,21402	0,57442	64,59	3,88	340
13	0,95420	0,09544	0,32219	66,28	4,21	369
14	1,42192	0,08072	0,02703	64,82	9,5	832

Tabla 36. Datos de escenarios de la RED IEEE.

Referencias

- [1] J. Martin, “Distributed vs. Centralized Electricity Generation: Are We Witnessing a Change of Paradigm?,” *Energy*, 2009.
- [2] C. M. E. Wouters, “Optimal design and regulation of residential distributed energy systems,” no. December, p. 314, 2016.
- [3] S. Hou and Q. Gao, “Review of impact of distributed generation on distribution system,” *2011 Int. Conf. Adv. Power Syst. Autom. Prot.*, pp. 219–222, 2011.
- [4] X. Jin, Y. Zhang, and X. Wang, “Strategy and coordinated development of strong and smart grid,” *2012 IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia, ISGT Asia 2012*, no. 1, pp. 1–4, 2012.
- [5] G. T. Heydt, “The Next Generation of Power Distribution Systems,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 225–235, 2010.
- [6] “smart-grid-concept.” .
- [7] S. Abu-Sharkh *et al.*, “Can microgrids make a major contribution to UK energy supply?,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 10, no. 2, pp. 78–127, 2006.
- [8] M. Electric and E. Distribution, “QUANTIFYING THE BENEFITS OF DG UNITS IN DISTRIBUTION NETWORK SYSTEMS,” no. 0067, pp. 4–7, 2012.
- [9] R. C. Dugan and T. E. McDermott, “Operating conflicts for distributed generation on distribution systems,” *Proc. 45th Rural Electr. Power Conf.*, p. A3/1-A3/6, 2001.
- [10] P. Biczal, a. Jasinski, and J. Lachecki, “Power Electronic Devices in Modern Power Systems,” *EUROCON 2007 - Int. Conf. Comput. as a Tool*”, p. 4244, 2007.
- [11] I. Konstantelos, S. Giannelos, and G. Strbac, “Strategic Valuation of Smart Grid Technology Options in Distribution Networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 2, pp. 1–1, 2016.
- [12] S. Giannelos, I. Konstantelos, and G. Strbac, “Option value of Soft Open Points in distribution networks,” *2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015*, 2015.
- [13] W. Cao, “Soft Open Points for the Operation of Medium Voltage Distribution Networks,” 2015.
- [14] L. F. Ochoa, C. J. Dent, and G. P. Harrison, “Distribution Network Capacity Assessment: Variable DG and Active Networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 87–95, 2010.
- [15] M. Mijalili, A. R. Sdighi, and M. R. Haghifam, “Impact of DG location on protection coordination in distribution systems,” in *2012 Proceedings of 17th*

Conference on Electrical Power Distribution, pp. 3–8.

- [16] S. W. Alnaser and L. F. Ochoa, “Distribution Network Management System: An AC OPF Approach,” *2013 Ieee Power Energy Soc. Gen. Meet.*, 2013.
- [17] P. P. Barker and R. W. De Mello, “Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems,” *Power Eng. Soc. Summer Meet. 2000. IEEE*, vol. 3, no. c, pp. 1645–1656 vol. 3, 2000.
- [18] W. Cao, J. Wu, N. Jenkins, C. Wang, and T. Green, “Benefits analysis of Soft Open Points for electrical distribution network operation,” *Appl. Energy*, vol. 165, pp. 36–47, 2016.
- [19] J. M. Bloemink and T. C. Green, “Increasing distributed generation penetration using soft normally-open points,” *IEEE PES Gen. Meet. PES 2010*, pp. 1–8, 2010.
- [20] W. Cao, J. Wu, and N. Jenkins, “Feeder load balancing in MV distribution networks using soft normally-open points,” *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur.*, vol. 2015–Janua, no. January, pp. 1–6, 2015.
- [21] P. Li, H. Ji, S. Member, C. Wang, and S. Member, “Coordinated Control Method of Voltage and Reactive Power for Active Distribution Networks Based on Soft Open Point,” vol. 8, no. 4, pp. 1430–1442, 2017.
- [22] A. Singhal and R. P. Saxena, “Software models for smart grid,” *2012 1st Int. Work. Softw. Eng. Challenges Smart Grid, SE-SmartGrids 2012 - Proc.*, pp. 42–45, 2012.
- [23] N. G. Hingorani, “Power electronics in electric utilities: role of power electronics in future power systems,” *Proc. IEEE*, vol. 76, no. 4, pp. 481–482, 1988.
- [24] J. Zhang, “Power electronics in future electrical power grids,” *2013 4th IEEE Int. Symp. Power Electron. Distrib. Gener. Syst.*, pp. 1–3, 2013.
- [25] A. Kechroud, J. M. A. Myrzik, and W. Kling, “Taking the experience from flexible AC transmission systems to flexible AC distribution systems,” *Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, no. 1, pp. 687–692, 2007.
- [26] A. A. Edris *et al.*, “Proposed terms and definitions for Flexible AC Transmission System (FACTS),” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 12, no. 4, pp. 1848–1853, 1997.
- [27] T. Adhikari, “Application of power electronics in the transmission of electrical energy,” *Proc. IEEE TENCON '98. IEEE Reg. 10 Int. Conf. Glob. Connect. Energy, Comput. Commun. Control (Cat. No.98CH36229)*, vol. 2, pp. 522–530, 1998.
- [28] J. M. Bloemink and T. C. Green, “Benefits of distribution-level power electronics for supporting distributed generation growth,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 2, pp. 911–919, 2013.
- [29] M. Bloemink, “Distribution-Level Power Electronics: Soft Open-Points,” no. March, 2013.
- [30] J. Liu, L. Yao, T. Wu, Y. Guo, Y. An, and C. He, “Application of Back-to-Back VSC-HVDC in Power Grids Synchronization Parallel Operation,” *2010 Int. Conf. Electr. Control Eng.*, pp. 3365–3368, 2010.

- [31] M. A. Sayed and T. Takeshita, "All nodes voltage regulation and line loss minimization in loop distribution systems using UPFC," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 6, pp. 1694–1703, 2011.
- [32] L. L. Minimum, "Control Distribution Systems," no. 1, pp. 991–996, 2007.
- [33] S. Ryuta, T. Takaharu, I. Norihisa, and U. Fukashi, "Power Flow Estimation and Line-Loss-Minimization Control using UPFC in Loop Distribution System," vol. 3, pp. 2426–2431.
- [34] L. J. Thomas, A. Burchill, D. J. Rogers, M. Guest, and N. Jenkins, "Assessing distribution network hosting capacity with the addition of soft open points," *5th IET Int. Conf. Renew. Power Gener. 2016*, p. 32 (6 .)-32 (6 .), 2016.
- [35] J. M. Bloemink and T. C. Green, "Increasing photovoltaic penetration with local energy storage and soft normally-open points," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8, 2011.
- [36] C. Wang, G. Song, P. Li, H. Ji, J. Zhao, and J. Wu, "Optimal siting and sizing of soft open points in active electrical distribution networks," *Appl. Energy*, vol. 189, pp. 301–309, 2017.
- [37] C. Long, J. Wu, L. Thomas, and N. Jenkins, "Optimal operation of soft open points in medium voltage electrical distribution networks with distributed generation," *Appl. Energy*, vol. 184, pp. 427–437, 2016.
- [38] P. Li, G. Song, H. Ji, J. Zhao, C. Wang, and J. Wu, "A supply restoration method of distribution system based on Soft Open Point," *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur.*, pp. 535–539, 2016.
- [39] W. Cao, J. Wu, N. Jenkins, C. Wang, and T. Green, "Operating principle of Soft Open Points for electrical distribution network operation," *Appl. Energy*, vol. 164, pp. 245–257, 2016.
- [40] N. Bottrell, P. Lang, and T. Green, "Algorithm for soft open points to solve thermal and voltage constraints in low-voltage distribution networks," *CIREED - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 1567–1570, 2017.
- [41] Q. Qi, J. Wu, L. Zhang, and M. Cheng, "Multi-Objective Optimization of Electrical Distribution Network Operation Considering Reconfiguration and Soft Open Points," *Energy Procedia*, vol. 103, no. April, pp. 141–146, 2016.
- [42] C. Wang, G. Song, P. Li, H. Ji, J. Zhao, and J. Wu, "Optimal Configuration of Soft Open Point for Active Distribution Network Based on Mixed-integer Second-order Cone Programming," *Energy Procedia*, vol. 103, no. April, pp. 70–75, 2016.
- [43] G. Antonio, "Flujo de cargas," 2016.
- [44] L. Tang and M. Ferris, "Collection of Power Flow models: Mathematical formulations," pp. 1–19, 2015.
- [45] R. D. Zimmerman and C. E. Murillo-s, "MATPOWER 6.0 User's Manual," 2016.
- [46] M. Ferris, R. Jain, and S. Dirkse, "GDXMRW: Interfacing GAMS and MATLAB," *GAMS Dev. Corp.*, vol. 53706, p. 23, 2011.

- [47] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," *Power Deliv. IEEE Trans.*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, 1989.
- [48] K. Strunz, "Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources," *Prelim. version, Cigre Task Force C*, no. April, 2009.
- [49] M. Thelin and D. Version, "Reconfiguration of Power Distribution Networks by Evolutionary Algorithm for Reliability Improvement," no. May, 2016.
- [50] P. Li *et al.*, "Optimal Operation of Soft Open Points in Active Distribution Networks Under Three-Phase Unbalanced Conditions," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3053, no. c, 2017.