

Proyecto **OPTIBAT**

Ubicación óptima de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica basado en baterías



NAZIOARTEKO
BIKAINASUN
CAMPUSA
CAMPUS DE
EXCELENCIA
INTERNACIONAL

Índice

- El almacenamiento en redes
- Objetivo del estudio
- Metodología del estudio
- Resultados
- Conclusiones

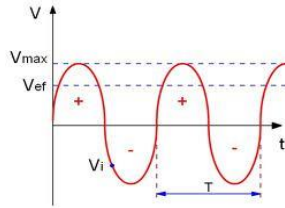
El papel de las baterías en las redes eléctricas



- Con un **mix de generación más intermitente se requiere una mayor flexibilidad** del sistema para garantizar la estabilidad y la seguridad en la red eléctrica. Las baterías **pueden proporcionar servicios para mejorar la integración** de las energías renovables tales como la gestión de cargas y demanda, control de frecuencia y de tensión, gestión de contingencias, etc.
- **En los últimos años se ha producido una reducción muy significativa del coste** de las baterías litio-ion
- **Gran modularidad y capacidad de ser ubicada en redes de transporte, distribución o en instalaciones del cliente**

¿Cuál es la ubicación y el tamaño óptimo del almacenamiento donde se logre el mayor aprovechamiento para el conjunto del sistema eléctrico?

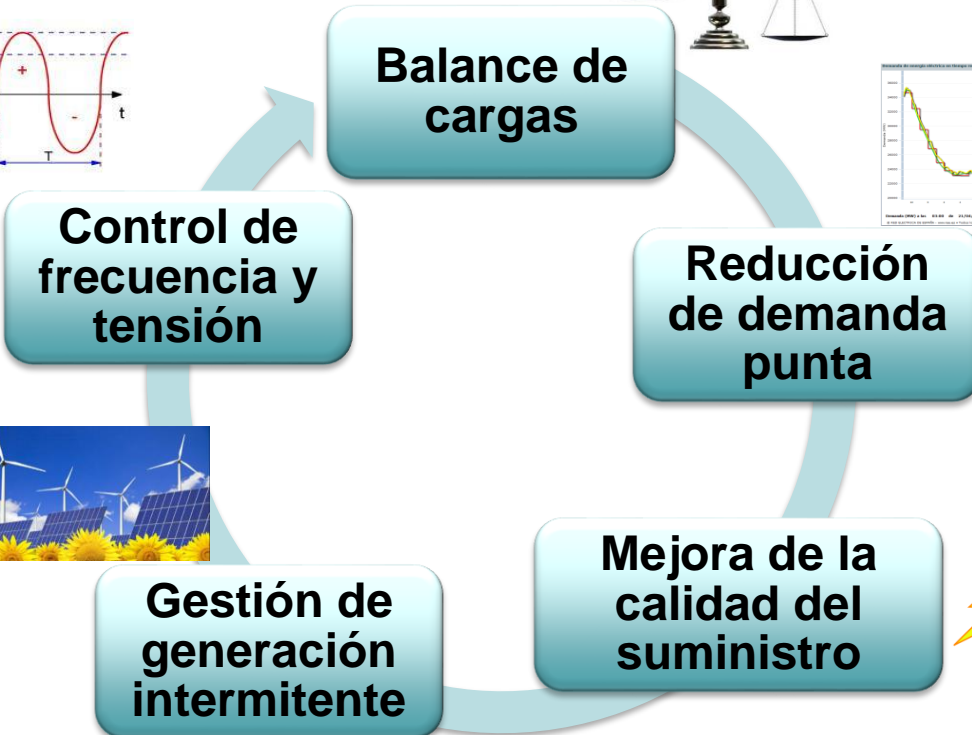
Servicios de Flexibilidad que pueden aportar las Baterías conectadas a la red



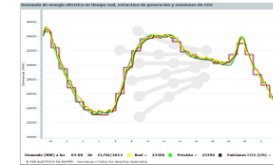
Servicios complementarios, como la **regulación de frecuencia** o el **control de rampas de frecuencia activa**



Reducir la **intermitencia inherente a la solar o la eólica** minimizando por tanto las perturbaciones de red, asegurando estabilidad de frecuencia y tensión



un mayor grado de **acoplamiento entre demanda y suministro** de energía



Minimizar los picos de demanda o desplazar la curva de generación hacia momentos de mayor rentabilidad económica



En el momento en que se produce una sobrecarga inesperada la batería **aporta energía para evitar cortes.**

PROYECTO OPTIBAT: Ubicación óptima de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica basado en baterías

OBJETIVOS

Determinar el tamaño y ubicación óptimo de baterías para:

- **Apoyo en contingencias - reducción ENS (energía no suministrada)**
- Mejorar el factor de carga (alisando la curva de carga)
- Reducir pérdidas
- Mejorar el perfil de tensión

Consideraciones

- **Coste del almacenamiento en baterías conectadas a la red.** Utilizamos los datos sobre costes de baterías contenidos en el informe “Lazard’s levelized cost of energy storage” de diciembre de 2016
- **No se estudiará la instalación en BT.** Véase anexo A.
- Se analiza un escenario de estudio futuro en el que se consideran como hipótesis una **penetración de generación renovable (centralizada y autoconsumo) y vehículo eléctrico mayor que la actual**, con el objetivo de que puedan aflorar los beneficios de instalar almacenamiento en las redes.

El proyecto analiza y compara la instalación de baterías

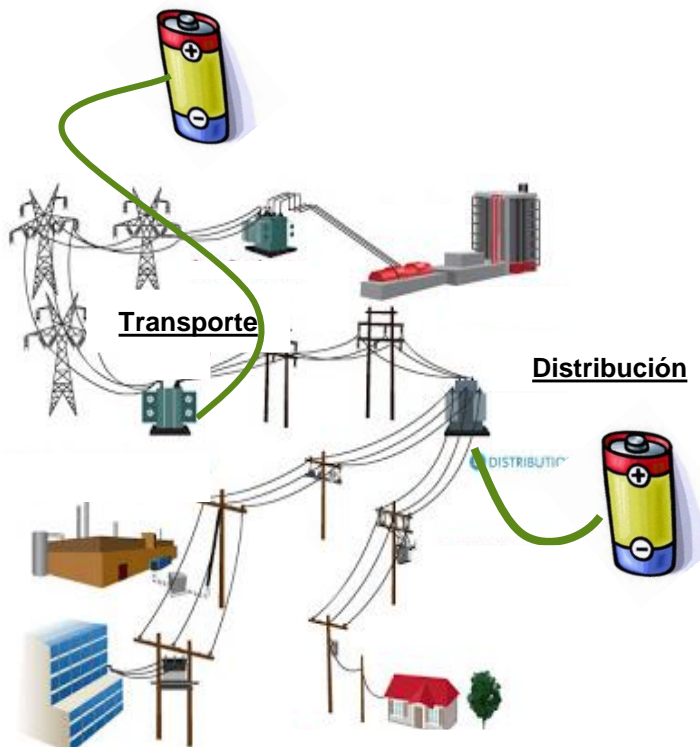
Se ha decidido fijar el presupuesto disponible para instalar baterías en la región de Murcia de forma que resulte en un número razonable de baterías:

a) Transporte (AT)

El presupuesto disponible se invierte en instalar baterías en la red de 220kV o superior de la región de Murcia

b) Distribución (MT)

El presupuesto disponible se invierte en instalar baterías en la red de 20kV de la región de Murcia

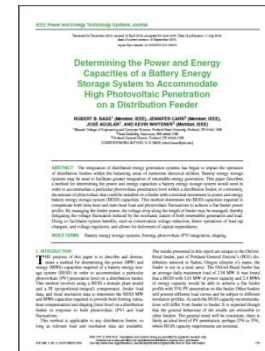
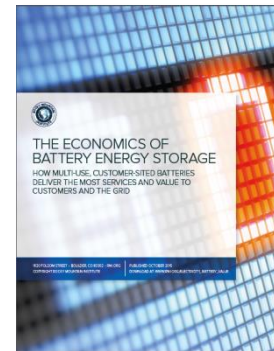
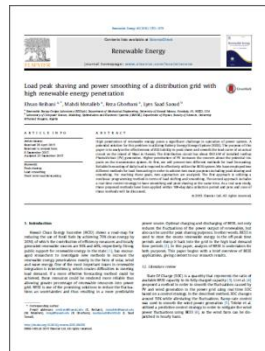
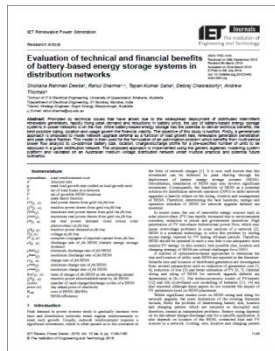


El proyecto **compara** los resultados de instalar baterías en transporte y en distribución

Novedades que aporta este estudio frente a otros

Son varios los estudios que tratan la optimización de las baterías, el estudio de la UPV/EHU es innovador en algunos aspectos, como son:

- Optimizar la instalación de baterías para el conjunto del sistema, comparando **Transporte (AT) y Distribución (MT)**
- El tamaño de la red estudiada es mas grande que la que emplean otros estudios



Estudios previos relacionados con la optimización de tamaño y ubicación de almacenamiento. Véase anexo B



Metodología e Hipótesis

Utilizando el modelo de Red de **Murcia** aportado por Iberdrola:



RED	Nº Redes	Nudos	Generadores	Cargas	Trafos	Líneas
Transporte peninsular	1	2674	655	989	1243	3788
Distribución de Murcia	90	31721	15388	15388	94	33327

El modelo representa la red completa de transporte en España y la red completa de distribución de Murcia hasta MT

Se ha seguido el siguiente proceso:

1. Definición del **escenario de estudio a 2025** y análisis de contingencias en la red de transporte y en la red de distribución
2. Ubicación y dimensionamiento óptimo de las baterías para **minimizar la Energía No Suministrada (ENS)** durante contingencias
3. Simulación de la **operativa de carga/descarga de las baterías** que optimiza la operativa del sistema eléctrico
4. Análisis de **resultados y conclusiones**. Comparación ubicación transporte VS. distribución

1. Escenario de estudio: año 2025

- 1.7 % de crecimiento anual de la demanda (incluye demanda adicional por vehículo eléctrico)
- Nuevas plantas eólicas y fotovoltaicas en transporte en Murcia según planificación REE
- 20%* de la demanda de distribución cubierta con autoconsumo fotovoltaico
- 62.000 vehículos eléctricos (extrapolación estudio Deloitte [1])

Demanda MW	Punta invierno 2014	Punta verano 2014	Punta invierno 2025	Punta verano 2025
Clientes	992	994	1172	1185
Vehículo Eléctrico	0	0	18	4
Demanda total MT	992	994	1190	1188
Generación distribuida	235	294	235	294
Autoconsumo FV	0	0	0	468
Generación total MT	235	294	235	762

* Se ha considerado que el 20% de demanda cubierta por autoconsumo es una opción razonable y realista

** La variación en demanda del vehículo eléctrico en invierno y en verano está basada en perfiles asumidos de comportamiento

[1] Recomendaciones para la descarbonización del transporte en España. <http://perspectivas.deloitte.com/descarbonizacion-transporte>



2. Análisis de contingencias escenario 2025

Estimación de la Potencia No Garantizada (PNG) por la aparición de contingencias en las redes de transporte y distribución

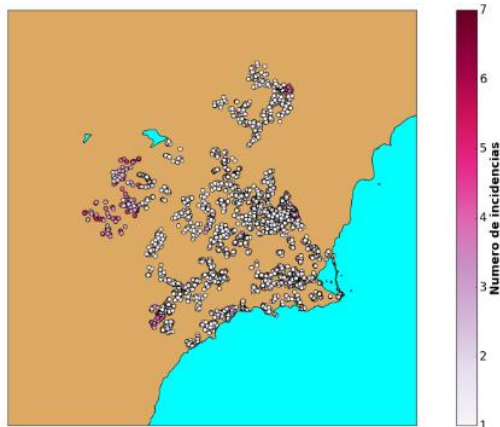
Red de distribución:

- **Punta invierno:** 529 contingencias N-1 con 354.9 MW de PNG
- **Punta de verano:** 418 contingencias N-1 con 285.5 MW de PNG

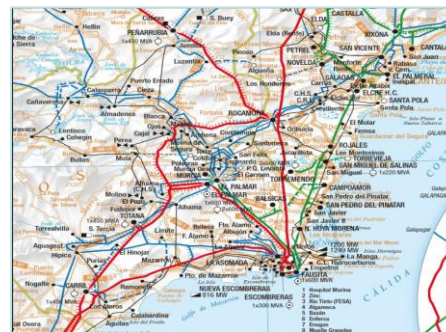
Red de transporte:

Peor contingencia N-2 en 220 kV: Apertura del eje 220 kV, con pérdida de 4 subestaciones. Implica deslastre de carga para evitar colapso de tensión:

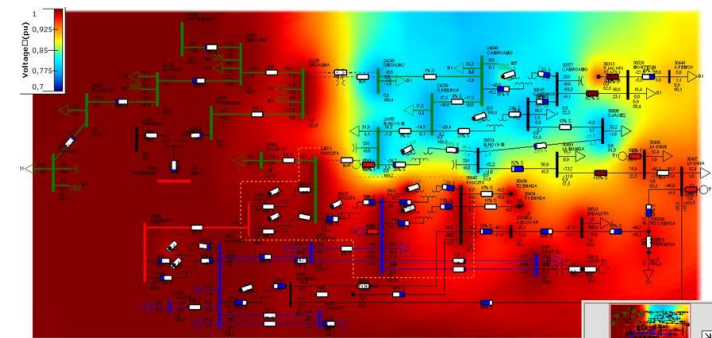
- **Punta de invierno:** 51.6 MW de PNG
- **Punta de verano:** 44.4 MW de PNG (solo en Murcia)



Ubicación incidencias en distribución (punta invierno)



Eje 220kV Murcia afectado por la contingencia N-2



Mapa de tensiones tras contingencia N-2 en red de transporte



3. Ubicación óptima de baterías

- Hipótesis de presupuesto disponible para instalación de baterías a 2025: 100 Mill. €
- Hipótesis de tiempo medio de resolución de incidencias según su localización, durante el cual la batería deberá poder suministrar la PNG:
 - Incidencia en línea aérea distribución: 3 horas
 - Incidencia en línea subterránea distribución: 9 horas
 - Incidencia en línea aérea transporte: 9 horas
- Dimensionamiento y coste unitario de baterías [2]:
 - Para contingencia de línea aérea distribución: potencia/energía 1:3. Coste 232.6 €/kWh
 - Para contingencia de línea subterránea distribución: potencia/energía 1:9. Coste 212.4 €/kWh
 - Para contingencia de línea aérea transporte: potencia/energía 1:9. Coste 212.4 €/kWh
- Optimización de la ubicación de baterías en transporte vs. distribución ante contingencias:
 - Seleccionando el tamaño de batería más efectivo
 - Seleccionando la ubicación más eficaz ante todas las contingencias contempladas

Ubicación óptima distribución:

- ✓ 63 baterías: 76.5 MW / 433.5 MWh
- ✓ Coste total: 99.81 Mill. €

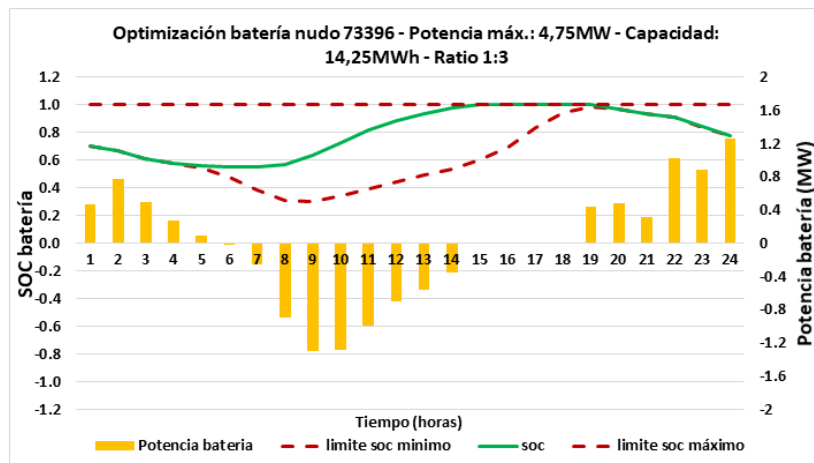
Ubicación óptima transporte:

- ✓ 2 baterías (Nudos: Hoya Morena 220 kV y San Pedro del Pinatar 220 kV): 52 MW y 468 MWh
- ✓ Coste total: 99.4 Mill. €

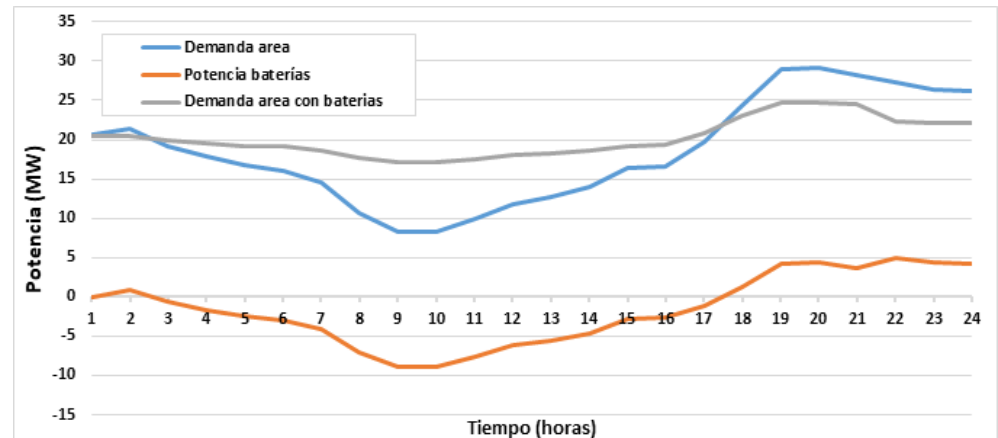


4. Gestión óptima de la operativa de carga y descarga

- Se simula una utilización de las baterías instaladas para conseguir:
 - Baterías en distribución: optimizar la curva de carga del transformador AT/MT que alimenta la red donde se encuentran ubicadas las baterías
 - Baterías en transporte: optimizar la curva de carga global de la red de Murcia
- Restricción operativa:
 - Se mantiene un nivel de carga en las baterías para atender contingencias (suministro de la potencia afectada por la contingencia durante la duración de la misma)



Efecto del despacho de baterías en distribución: Operativa batería en nudo 73396. Día de agosto 2025



Efecto del despacho de baterías en distribución: demanda de potencia en transformador 3 San Félix. Día de agosto de 2025



5. Análisis de resultados

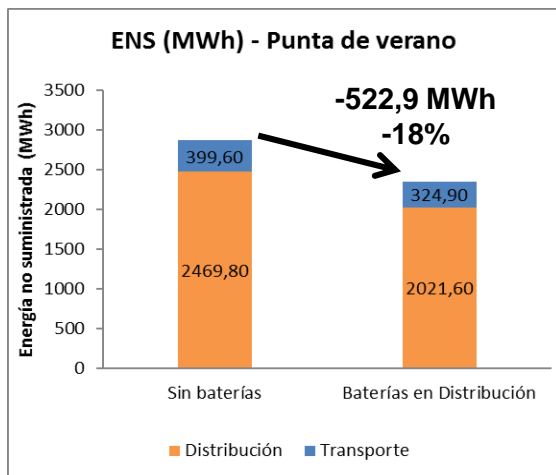
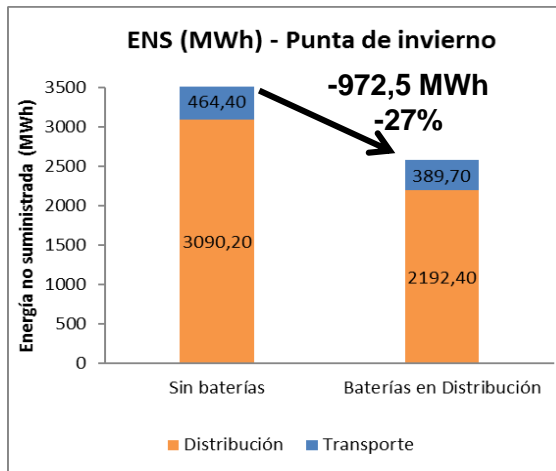
- Mejora de la calidad de servicio (disminución de la carga desconectada por incidencias)[3]:
 - Si las **baterías están ubicadas en red de distribución** (Almacenamiento total: 76.5 MW / 433.5 MWh):
 - Mejora ante contingencias en la red de distribución:
 - Reducción de **103,1 MW de PNG y 897,8 MWh de ENS** en la punta de invierno
 - Reducción de **51,9 MW de PNG y 448,2 MWh de ENS** en la punta de verano
 - Mejora ante contingencias en la red de transporte:
 - Reducción de **8,3 MW de PNG y 74,7 MWh de ENS** en las puntas de invierno y verano
 - Si las **baterías están ubicadas en red de transporte** (Almacenamiento total: 52 MW / 468 MWh):
 - No se producen mejoras para contingencias en la red de distribución
 - Se elimina el problema causado por las contingencias en la red de transporte:
 - Reducción de **51,6 MW de PNG y 464,4 MWh de ENS** en la punta de invierno
 - Reducción de **44,4 MW de PNG y 399,6 MWh de ENS** en la punta de verano

La eficacia de las baterías es muy superior si están ubicadas en distribución

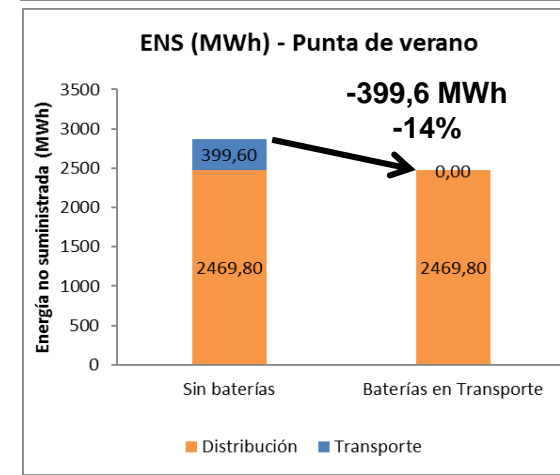
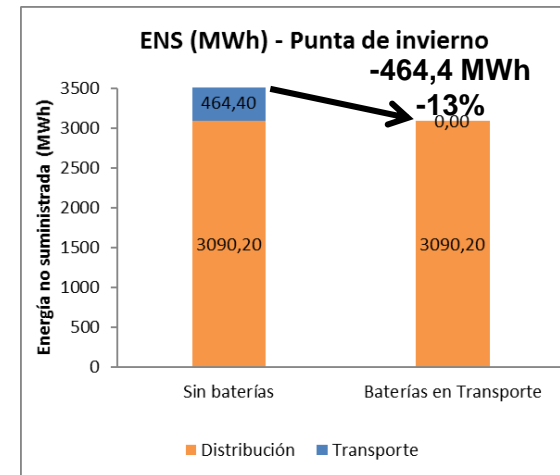


5. Análisis de resultados – Calidad de suministro

63 baterías en Distribución
76.5 MW / 433.5 MWh

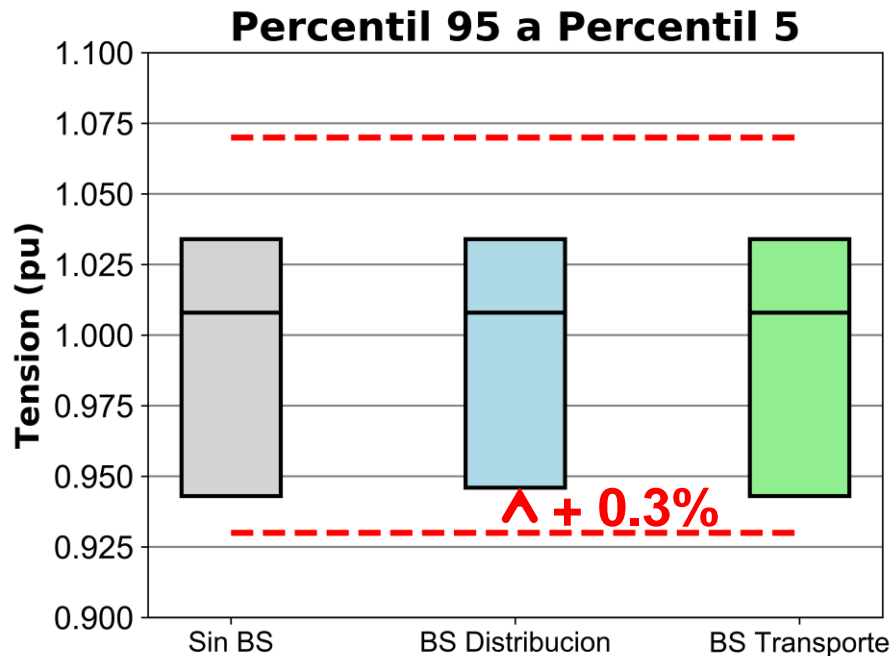


2 baterías en Transporte
52 MW / 468 MWh

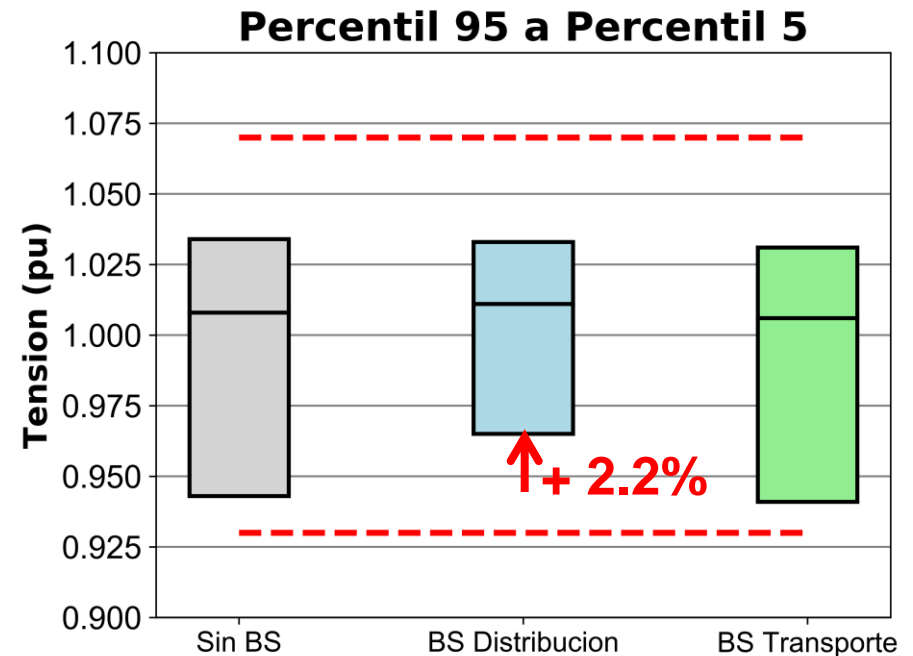


5. Análisis de resultados – Tensiones

Baterías sin control de tensión



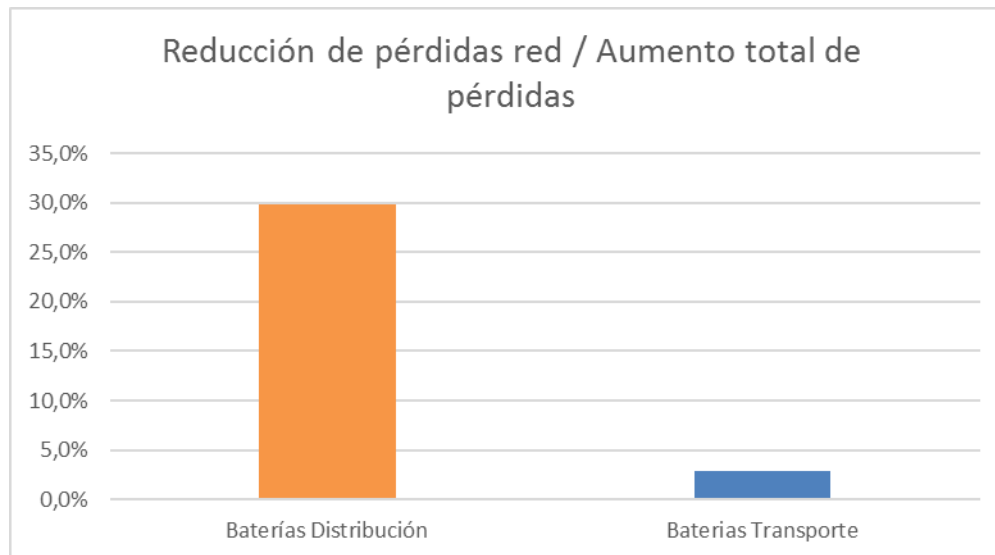
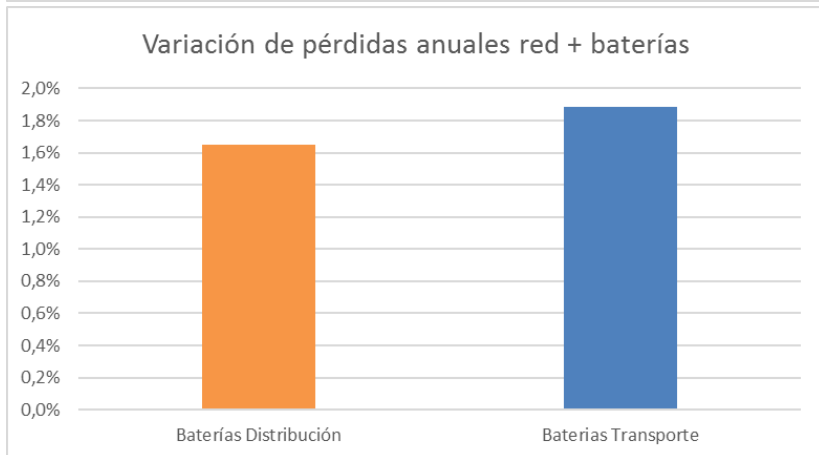
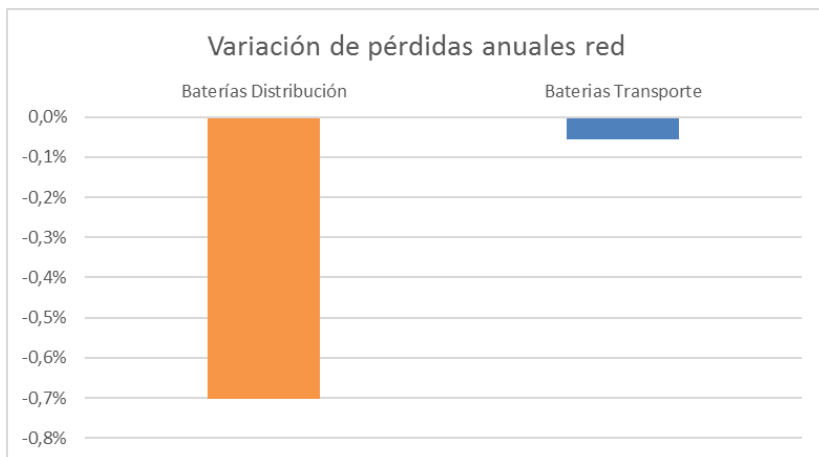
Baterías con control de tensión



La ubicación de baterías en distribución mejora el perfil de tensión frente a la ubicación en transporte. La influencia es significativa cuando operan controlando la tensión en su punto de conexión



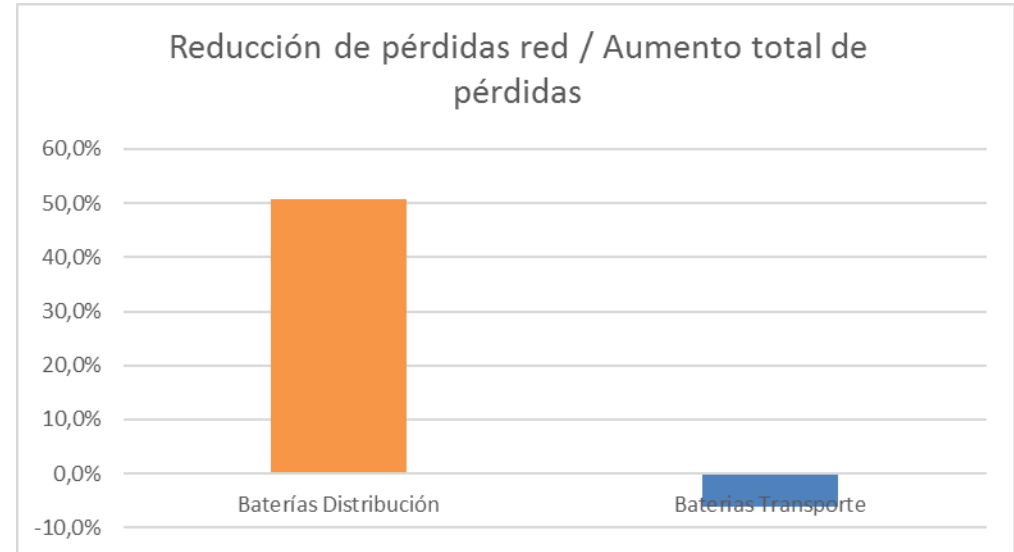
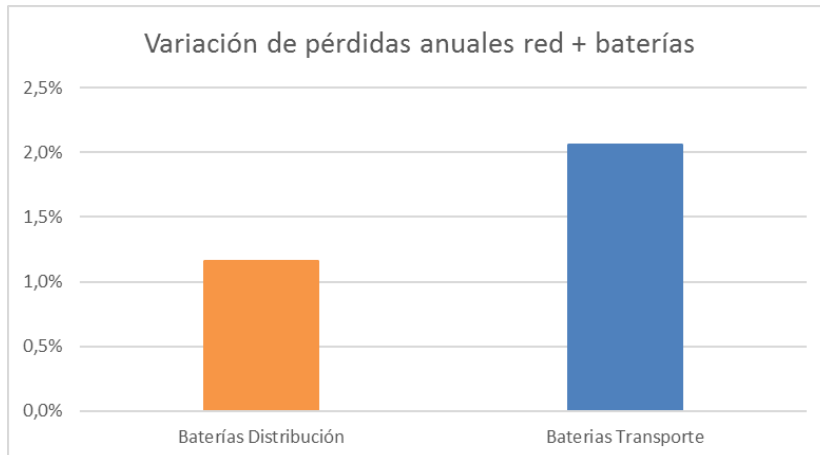
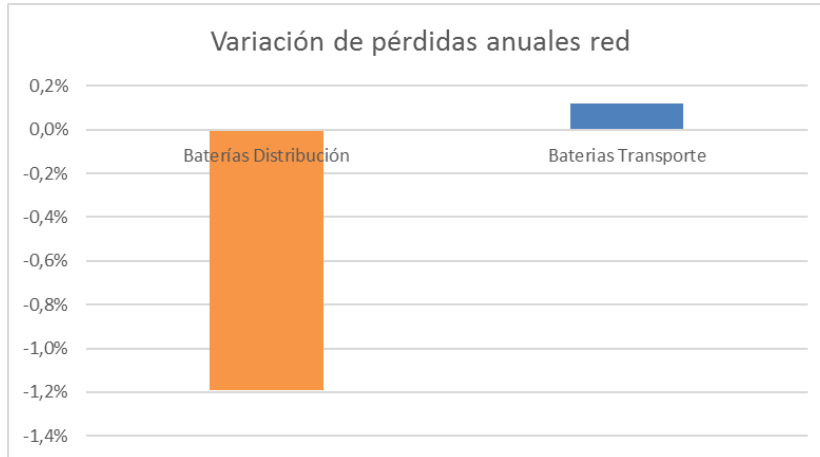
5. Análisis de resultados - Pérdidas



- La influencia sobre las pérdidas no es significativa por el bajo volumen de baterías en relación con la demanda
- Las baterías aumentan las pérdidas totales por su rendimiento de carga/descarga
- Las baterías en distribución están más cerca de llegar a reducir las pérdidas si mejora su rendimiento



5. Análisis de resultados – Pérdidas con Control de Tensión



- El control de tensión mejora la eficacia de las baterías para llegar a reducir pérdidas si están ubicadas en distribución
- El control de tensión en las baterías de transporte empeora las pérdidas

Ubicación transporte VS distribución

- Las baterías **ubicadas en la red de distribución proporcionan una solución mejor** para reducir la demanda no suministrada en caso de incidencias en la red.
- Las baterías **ubicadas en la red de transporte no proporcionan apoyo** para contingencias en la red de distribución que provocan pérdida de demanda.
- La ubicación de baterías en distribución proporciona una reducción de ENS que es aproximadamente 2 veces mayor que si se hubiesen ubicado en transporte
- Las pérdidas anuales de energía se reducen más si las baterías están ubicadas en la red de distribución que si se ubican en transporte
- Se consigue un mejor perfil de tensiones si las baterías se ubican en la red de distribución

Porque no consideramos baterías Behind The Meter (BTM)

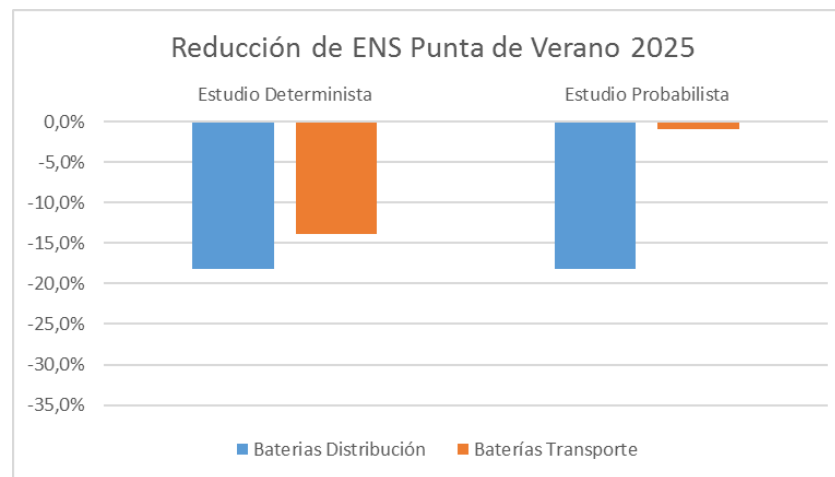
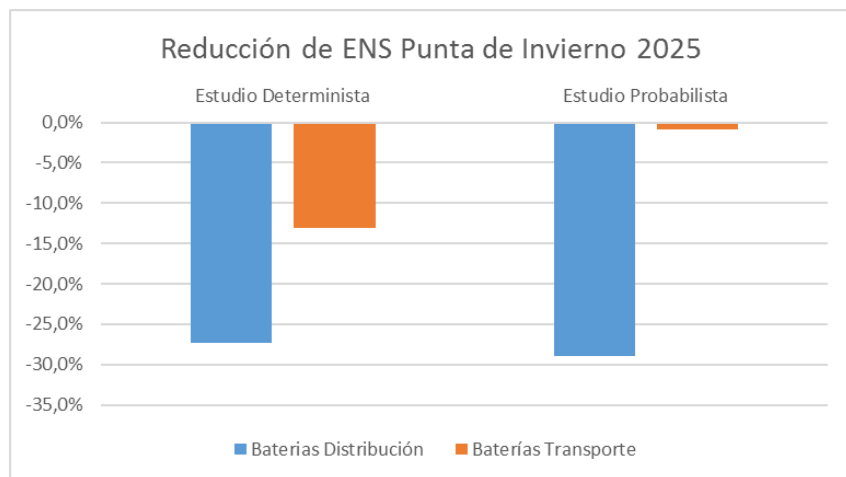
- Los costes unitarios de las baterías son más elevados
- Las comunicaciones para la gestión de un gran número de baterías BT tendría mayor coste y menor fiabilidad
- La disponibilidad de la energía almacenada en las baterías depende de los intereses del cliente por lo que no estaría totalmente garantizada
- Cuando ocurre un incidente en una red de BT es imprescindible que las baterías de la red con avería se desconecten. Por tanto, no pueden apoyar la red aunque sí que podrían suministrar la propia instalación del cliente
- El tiempo medio en minutos de desconexión de un cliente de BT por averías en AT o MT es mayor que por averías en BT. Llevar las baterías de MT a BT no mejoraría sustancialmente la calidad del servicio

Estudios previos relacionados con la optimización de tamaño y ubicación de almacenamiento

- [S.R. Deeba, R. Sharma, T.K. Saha, D. Chakraborty, A. Thomas, *Evaluation of technical and financial benefits of battery-based energy storage systems in distribution networks*, IET Renewable Power Generation, Vol. 10, N. 8](#)
- [E. Reihania, M. Motalleba, R. Ghorbania, L.S. Saoud, *Load peak shaving and power smoothing of a distribution grid with high renewable energy penetration*, Renewable Energy Volume 86, February 2016, pp. 1372-1379](#)
- [Y. Yang, H. Li, A. Aichhorn, J. Zheng, M. Greenleaf, *Sizing Strategy of Distributed Battery Storage System With High Penetration of Photovoltaics for Voltage Regulation and Peak Load Shaving*, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 5, N. 2](#)
- [Rocky Mountain Institute, *The Economics of Battery Energy Storage*](#)
- [R.B. Bass, J. Carr, J. Aguilar, K. Whitener, *Determining the Power and Energy Capacities of a Battery Energy Storage System to Accommodate High Photovoltaic Penetration on a Distribution Feeder*, IEEE Power and Energy Technology, Vol. 3, N. 3](#)

ENS – Estudio determinista VS Estudio probabilista

	Punta de Invierno 2025			Punta de verano 2025		
	PNG (MW)	ENS Det (MWh)	ENS Prob (MWh)	PNG (MW)	ENS Det (MWh)	ENS Prob (MWh)
Sin Baterías	406,6	3554,6	2871,6	330,4	2869,4	2353,3
Baterías Distribución	295,2	2582,1	2040,4	270,2	2346,5	1926,1
Baterías Transporte	355,0	3090,2	2847,4	286,0	2469,8	2332,5



La consideración de tasas de fallo refuerza las conclusiones del estudio. La eficacia de las baterías es muy superior si están ubicadas en distribución



