

aeléc

ESPECIFICACIONES DE DETALLE RED DE DISTRIBUCIÓN

Propuesta

Madrid, 8 de octubre 2020

Análisis del método WSCR y el factor MIIF en la RdD

Aplicación a red mallada de Levante

- Cálculo del MIIF y detección de bolsas:
 - Tres métodos utilizados:
 - a) Generador $P=0$, ΔV (nota: $\Delta V=0,001\text{pu}$ para evitar Q muy elevada)
 - b) Carga con $\text{Cos } \Phi=0,95$
 - c) Carga $P=0$, ΔQ

nota: $\Delta V=0,001\text{pu}$ para evitar Q muy elevada, Regulación bloqueada en resto generadores: Q_{gen} , taps, shunts
- Determinación de bolsas:
 - Origen en nudos frontera con RdT, iterando aguas abajo con MIIF límite 0,98
 - Aplicado a toda la región Levante 132 y 66 kV (red mallada)

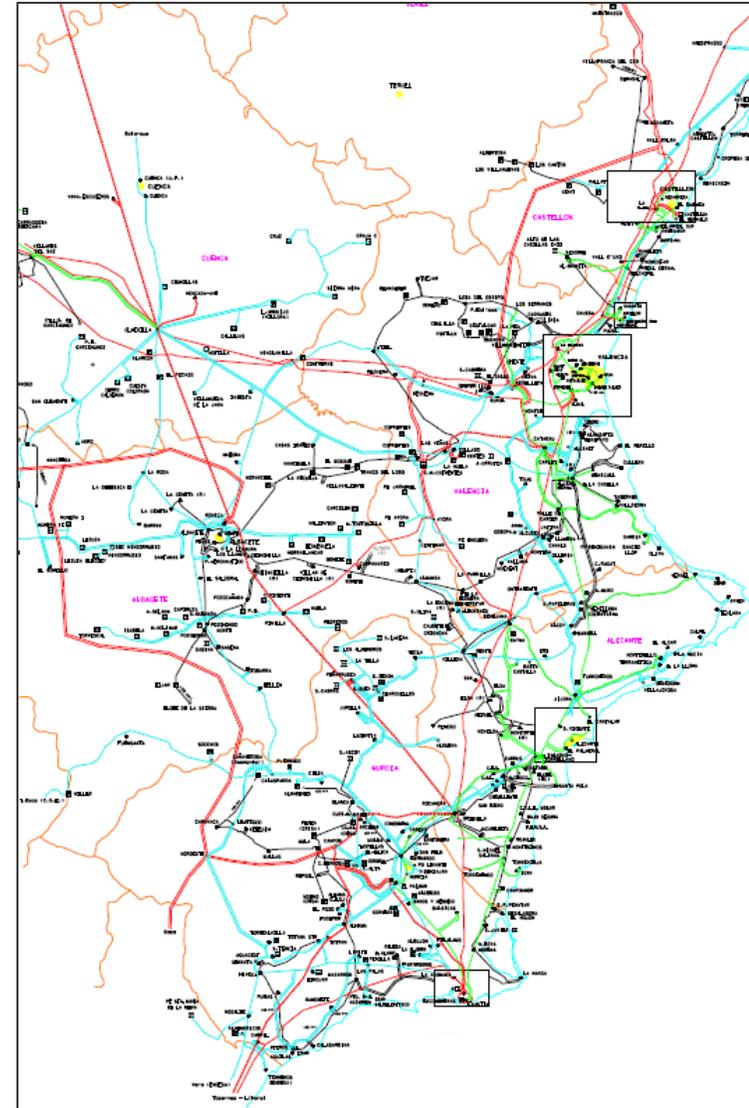
Análisis del método WSCR y el factor MIIF en la RdD

	Q FIJA		
	PROMEDIO MIIF RDT-RDD	PROMEDIO MIIF RDD-RDT	% BOLSAS UNINODALES
GENERADOR FICTICIO $\Delta V_{\text{sched}} = 0,001 \text{ p.u.}$	0,88	0,41	67%
CARGA NEG. P y Q (40 MW, 13 MVar)	0,93	0,56	70%
CARGA NEG. SOLO Q (0 MW, 13 MVAR)	0,88	0,49	72%

$MIIF_{RdT-RdD} \gg MIIF_{RdD-RdT}$

$MIIF_{RdD-RdT} \ll 0,98$

Mayoría de bolsas RdD uninodales

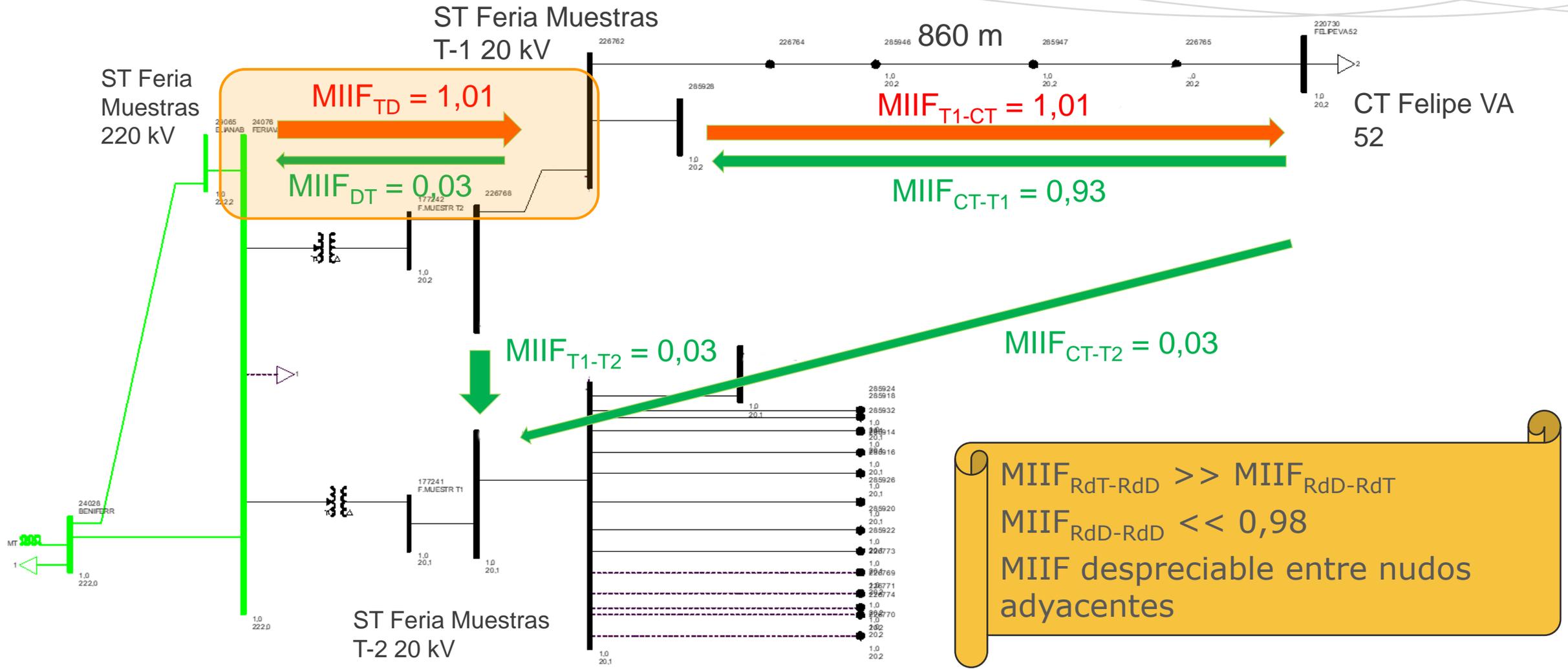


Asimetría MIIF aplicación a transformación RdT/RdD

Cálculo de influencias mutuas entre RdD radial y RdT

- Influencia de RdT sobre RdD: $MIIF_{ij} = MIIF_{RDT-RDD}$
- Influencia de RdD sobre RdT: $MIIF_{ij} = MIIF_{RDD-RDT}$
- Influencia mutua entre líneas radiales de la RdD a través de la RdT

Asimetría MIIF aplicación a transformación RdT/RdD



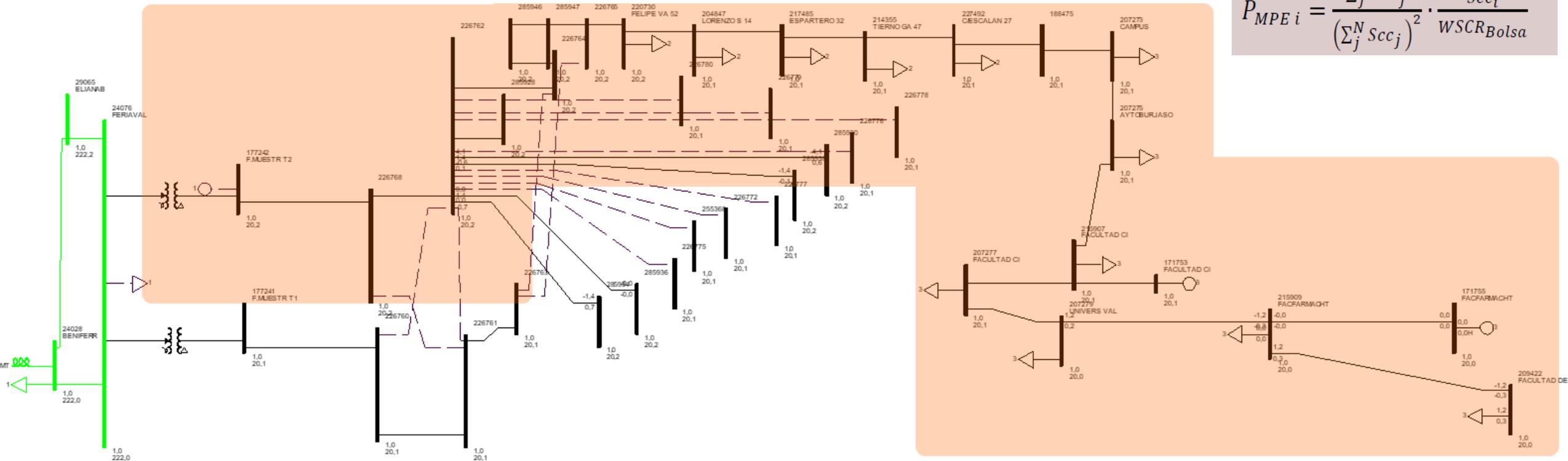
MIIF_{RdT-RdD} >> MIIF_{RdD-RdT}
 MIIF_{RdD-RdD} << 0,98
 MIIF despreciable entre nudos adyacentes

Aplicación MIIF simétrico $\max(\text{MIIFRdT-RdD}, \text{MIIFRdD-RdT})$

Aplicación MIIF simétrico en RdD

- MIIF=0,98 genera bolsa con **112 buses**. Incluyendo ST Feria de Muestras 220 kV
- Cálculo de Capacidad Conjunta de Toda la Bolsa $WSCR = 117,5 \text{ MW}$
- Capacidad Conjunta de Toda la Bolsa $1/20 \text{ Pcc} = 1.715 \text{ MW}$

$$P_{MPE\ i} = \frac{\sum_j^N Scc_j^2}{(\sum_j^N Scc_j)^2} \cdot \frac{Scc_i}{WSCR_{Bolsa}}$$



Aplicación MIIF simétrico $\max(\text{MIIFRdT-RdD}, \text{MIIFRdD-RdT})$

Utilización criterio Pcc

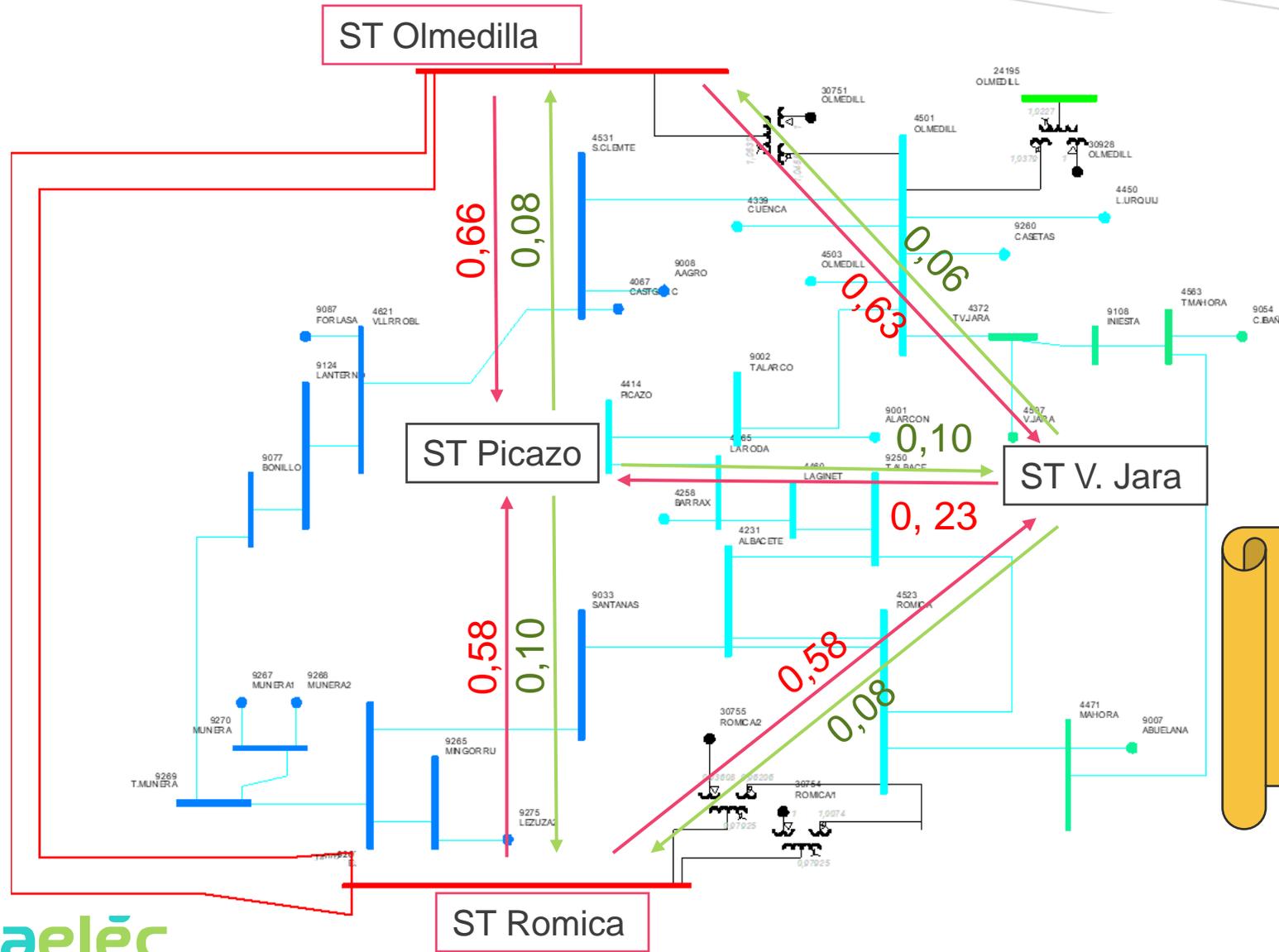
- Por criterio 1/20 Pcc en 220 kV caben 432 MW en el único Parque ST Feria de Muestras 220 kV
- Por criterio 1/20 Pcc en 20 kV caben 11,5 MW (promedio) en cada parque-CT 20 kV

Utilización criterio WSCR-PMPE

- PMPE ST Feria de Muestras 220 kV = 29,6 MW (1 nudo RdT 25% del Total)
- PMPE promedio en 20 kV = 0,78 MW (cada nudo RdD 0,7% del Total)
- $\sum_{111} PMP_{20kV} = 87,9 \text{ MW}$ (>50 MVA Transformación)
- Capacidad Total en Bolsa 1 = 29,6 MW + 87,9 MW = 117,5 MW

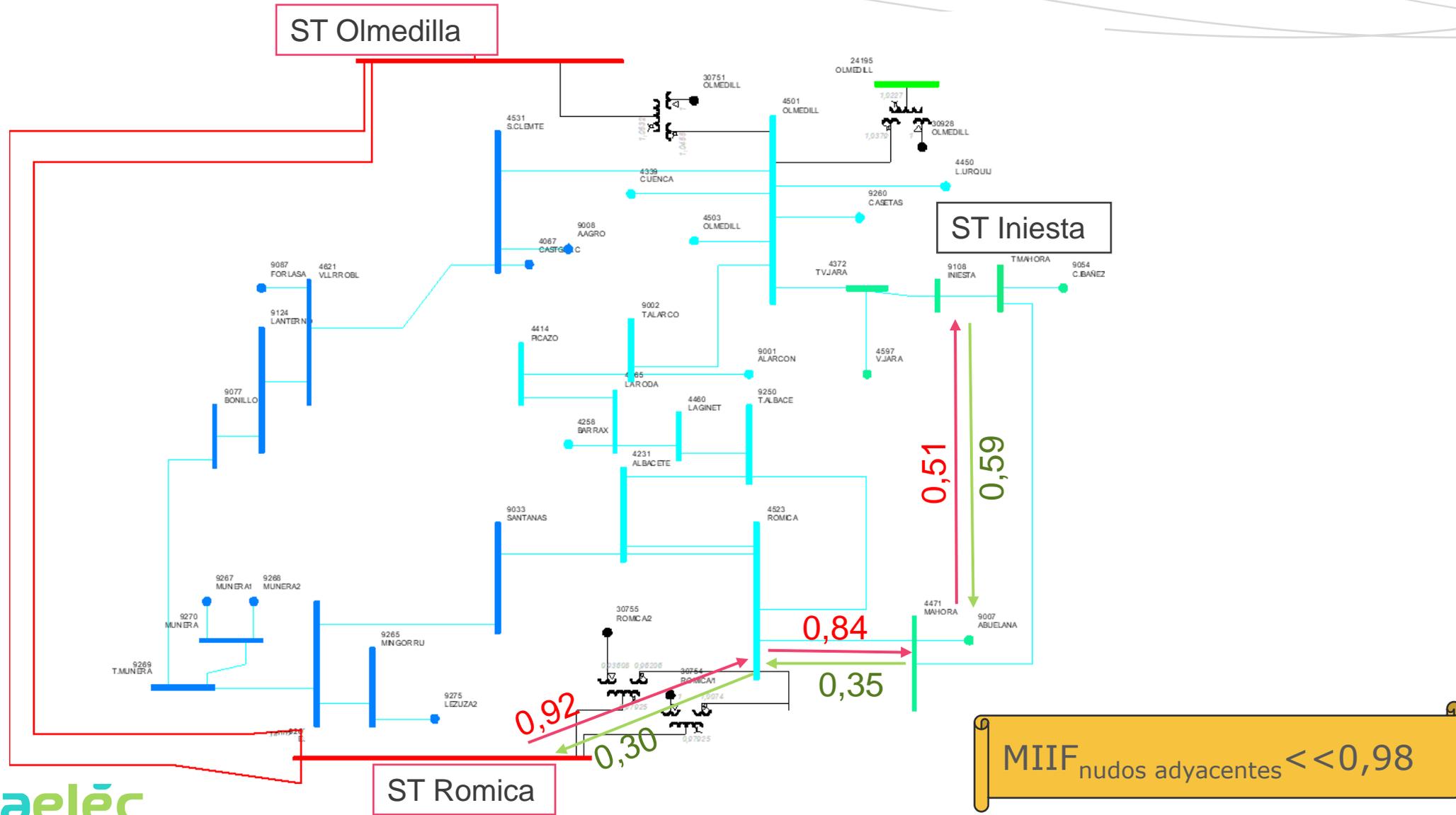
Nº nudos en RdD muy elevado (Red Madrid <>130.000 nudos)
Reparto entre nudos limita fuertemente la potencia conectable

Aplicación MIIF en red MAT Albacete



MIIF_{RdT-RdD} >> MIIF_{RdD-RdT}
 MIIF_{RdD-RdT} despreciable
 MIIF_{RdD-RdD} despreciable

Aplicación MIIF en barras adyacentes MAT



Conclusiones análisis MIIF-WSCC en distribución

Los generadores en la RdD no afectan a los existentes en RdT

- El MIIF de los generadores en distribución hacia el transporte $\ll 0,98$
- No hay influencia mutua si el MIIF en uno de los sentidos es bajo.
- No es preciso aceptabilidad de la RdT para conexiones en la RdD desde la perspectiva de WSCR
- La generación en RdD no debe contar en el WSCR de la RdT

Los generadores en la RdD tienen poca influencia mutua

- De manera generalizada, el MIIF entre generadores en la RdD es muy inferior a 0,98
- La componente resistiva (R/X) es mucho más elevada que en la RdT, favoreciendo amortiguamiento
- Con carácter general, en la RdD las zonas serán uninodales (WSCR = SCR)

Problemas de la aplicación del método WSCR/MIIF en la RdD y RdT

- El elevado número de nudos en la RdD limita fuertemente la potencia conectable en RdD y RdT
- Combinado con la RdT, limita artificialmente la potencia conectable en RdT
- No evita la aparición de limitaciones físicas (sobrecargas, sobretensiones)

Conclusiones: necesidad especificaciones de detalle

- El criterio WSCR no evita problemas importantes en la Red de Distribución:
 - Variaciones de tensión y sobretensiones importantes porque la Red de Distribución tiene una **componente R/X** muy superior a la Red de Transporte que provoca aumentos elevados de tensión. Los Distribuidores debemos mantener siempre las tensiones dentro de unos márgenes del $\pm 7\%$.
 - Saturaciones en elementos de la Red dado el importante volumen de generación conectada a nuestras redes que sigue conectándose.
- Para ello, los Distribuidores planteamos incluir **2 criterios** en las especificaciones de detalle, que requieren análisis individual pero proporciona mayor exactitud en la determinación de capacidad:
 - **Parámetros técnicos** (N, N-1) para evitar saturaciones imprevistas.
 - **Tensiones y variaciones de tensión máximas** para garantizar que las tensiones se encuentran siempre dentro los márgenes legales establecidos.

Propuesta de criterios de capacidad en la RdD

Parámetros Técnicos:

- El nuevo generador no produce saturaciones en condiciones normales (N-0).
- El nuevo generador no produce saturaciones con afección a consumidores en caso de incidencias (N-1). Se deberá concretar la utilización de mecanismos automáticos de teledisparo o de reducción de la generación para asegurar su viabilidad técnica y normativa (arts. 52 y 60 RD 1955/2000)

Variaciones de tensión máximas:

- En cualquier situación de generación no puede superarse el límite del $\pm 7\%$ en ningún punto de suministro
- La (des)conexión de un generador no deberá provocar oscilaciones de tensión (estática) superiores al 3% en MT o el 2,5% en AT.
- La (des)conexión del conjunto de generadores conectados a un mismo nudo (SET, kV) no deberá provocar oscilaciones de tensión superiores al 5,5% en MT o el 4% en AT.

Propuesta

Incluir un anexo diferenciado con los criterios para determinar la capacidad de acceso en la red de distribución

1. Para determinar la capacidad de acceso de una instalación de producción a una red de distribución en un punto de conexión, debe realizarse un estudio concreto de la capacidad máxima disponible en dicho punto de conexión. Dicho estudio será específico para cada solicitud y se realizará teniendo en cuenta lo siguiente:
 - a) Las instalaciones de generación y consumo conectadas, o con permisos de acceso y de conexión vigentes o con permisos de acceso y conexión informados favorablemente con anterioridad a la instalación en estudio, tanto en ese punto de conexión, como en los restantes nudos de la red de distribución o de transporte con influencia en dicho punto de conexión.
 - b) Las instalaciones de la red de transporte y distribución existentes y planificados. Dentro del ámbito temporal del horizonte de planificación, se considerarán las posibles variaciones en el consumo y en la generación de instalaciones existentes. La referida planificación será la conforme a:
 - i) La planificación vigente de la red de transporte aprobada por la Administración General del Estado.
 - ii) Los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado.

Propuesta

c) El patrón de funcionamiento de las instalaciones mencionadas en los párrafos anteriores en lo relativo a las pautas de generación y consumo y, en particular, el consumo mínimo simultáneo previsto. Con carácter general, se usará un patrón de funcionamiento en la situación de demanda valle, con el siguiente escenario de estudio:

- Demanda estimada en situación de valle diurno, que si no existen datos específicos se puede tomar como el 55 % de la demanda máxima
- Generación no hibridada o cuya potencia instalada no supere capacidad concedida, al 90 % de su potencia máxima activa
- Generación no hibridada o con más potencia instalada que capacidad concedida, al 100 % de la capacidad concedida.

El distribuidor podrá analizar otras situaciones más críticas si las mismas se presentan en su red.

Propuesta

2. Las condiciones que deben cumplirse para aceptar la capacidad de acceso de las redes son las siguientes:
 - a) En condiciones de disponibilidad total de red (N) no deben existir sobrecargas ($>100\%$) de ningún elemento ni existir tensiones que excedan del límite reglamentario ($\pm 7\%$ de la tensión nominal).
 - b) En condiciones de indisponibilidad (N-1) de cada elemento de la red de alta tensión y los transformadores de las subestaciones se garantizará, ante su fallo individual, el mantenimiento del rango reglamentario de tensiones y la ausencia de sobrecargas ($>100\%$) en redes que afecten a clientes. Si la indisponibilidad sólo afecta a generadores, deberán aceptar el tiempo de indisponibilidad que resulte, salvo que requieran una conexión con mayores garantías, que deberá ser construida a su costa.
 - c) La variación de tensión ante la conexión o desconexión del generador será inferior al $2,5\%$ cuando el punto de conexión esté en redes de más de 36 kV y del 3% cuando las instalaciones pretendan conectarse en redes inferiores a 36 kV .
 - d) La variación de tensión por la desconexión simultánea de los generadores conectados a la misma barra de una subestación será inferior al 4% cuando el punto de conexión esté en redes de más de 36 kV y del $5,5\%$ cuando las instalaciones pretendan conectarse en redes inferiores a 36 kV .

3. Todo lo anterior es igualmente de aplicación a la evaluación de la capacidad de acceso de una instalación de producción asociada a una modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes, de acuerdo con lo previsto en el artículo 9.1.b) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Propuesta

4. Para redes > 36kV, los umbrales de referencia de potencia solicitada en función de la tensión de la red sobre la que se solicite acceso y conexión, serán los siguientes:

Nivel de tensión (kV)	Potencia solicitada mínima para conexión en subestación existente (MW)	Potencia solicitada mínima mediante apertura de línea existente (MW)
132	12	20
66	6	10
45	4	7

5. Para redes \leq 36kV, el modo de conexión y límites de potencia de referencia serán los siguientes:

P suministro (kW)	Red subterránea	Red aérea apoyada o con apoyo previsto	Red aérea sin apoyar
$P_i \leq 400$	E/S	Derivación (preferente)	Derivación
$400 < P_i \leq 2.000$	E/S	E/S	Derivación
$2.000 < P_i \leq 4.000$	E/S	E/S	No permitido
$4.000 < P_i \leq 9.000$ (15 kV)	Barras de subestación MT		
$4.000 < P_i \leq 12.000$ (20 kV)			
$P_i > 9.000$ (15 kV)	Conexión a un nivel de tensión superior		
$P_i > 12.000$ (20 kV)			

Propuesta

6. Para redes $> 36\text{kV}$, los modos de conexión serán los siguientes:

- Posición dedicada en subestación existente
- Posición dedicada en nueva subestación con conexión de entrada y salida a línea existente.

7. La conexión preferente será en subestación existente por eficiencia del sistema y en caso de no ser viable, se permitirá conexión mediante nueva subestación de entrada y salida a una LAT siempre que la red resultante no contenga más de tres nudos no mallados entre nudos mallados.

Propuesta

Criterios para solicitar la aceptabilidad al gestor de la red aguas arriba:

Si perjuicio de una revisión posterior, y dada la baja influencia que la generación ocasiona a la red de transporte, se deberían aumentar los valores vigentes

Se aplicarán los siguientes umbrales de potencia:

Al Transporte:

- Solicitudes individuales cuya potencia instalada sea ≥ 10 MW.
- Solicitudes individuales cuya potencia instalada sea ≥ 5 MW que formen parte de una agrupación ≥ 50 MW.

Al distribuidor aguas arriba:

- Solicitudes individuales cuya potencia instalada sea ≥ 1 MW.
- Solicitudes individuales cuya potencia instalada sea ≥ 100 kW que formen parte de una agrupación ≥ 5 MW.