

Capítulo 6
CAPACIDAD DE SUMINISTRO Y
EVACUACION A CORTO PLAZO.

DIRECTRICES GENERALES PARA LA
UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO
DE NUEVA GENERACIÓN

6. CAPACIDAD DE SUMINISTRO Y EVACUACIÓN A CORTO PLAZO. DIRECTRICES GENERALES PARA LA UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE NUEVA GENERACIÓN.

6.1 Introducción

Los criterios y condiciones de aceptabilidad descritos en el capítulo 5 se aplican a los resultados de una serie de estudios que se llevan a cabo durante el proceso de planificación de la red de transporte. Estos estudios se agrupan de forma genérica en dos grandes grupos:

- Estudios estáticos, que muestran el estado del sistema en un instante determinado.
- Estudios dinámicos, que muestran la evolución de ciertas variables del sistema, ante incidencias, en un periodo de tiempo determinado.

Como se ha indicado en el capítulo 5, para cada uno de estos estudios es preciso disponer de los modelos adecuados de los elementos del sistema (de la generación, de las cargas, y de las propias redes).

Entre los estudios estáticos cabe destacar los de flujos de cargas y cortocircuitos; a través de los mismos se determinan las características básicas de la red, como son las capacidades de las líneas o la apartamentada de corte que es necesario instalar para despejar las posibles faltas, pero también pueden ser utilizados para analizar por ejemplo las necesidades estáticas de compensación de reactiva; los estudios dinámicos clásicos son los llamados estudios de estabilidad.

Indicar que el instante que representan los estudios estáticos puede ser distinto: así, los estudios de flujo de cargas representan el régimen permanente del sistema en unas condiciones dadas, mientras que en los estudios de cortocircuito analizan un instante crítico posterior a la aparición de una falta, buscando los valores de corriente que la apartamentada de corte debe ser capaz de interrumpir para el despeje de la misma.

A continuación se realiza una breve exposición de la metodología empleada en los principales estudios que se llevan a cabo durante el proceso de planificación de la red de transporte, así como el resultado de una serie de análisis genéricos aplicados al sistema eléctrico peninsular español, en los que se proponen las directrices generales para la ubicación y el dimensionamiento de la nueva generación.

6.2 Estudios de flujo de cargas.

Analizan la distribución a través del sistema de los flujos de potencia activa y reactiva (que se producen al alimentar a las cargas desde los centros de generación), y perfil de tensiones que resulta en los diferentes nudos del mismo.

Se aplican al régimen permanente (estático) en diversas condiciones: disponibilidad de todos los elementos del sistema, e indisponibilidades por fallo de equipos o mantenimiento. Como se ha indicado en el capítulo 5, en estudios con enfoque determinista, los escenarios sobre los que se aplican estas “contingencias” son los escenarios extremos, con objeto de plantear los casos más desfavorables que se consideran razonablemente de aplicación; con criterios probabilistas, se analizan otros escenarios intermedios y cada contingencia lleva asociada una determinada función de probabilidad de ocurrencia.

El sistema se considera en estado aceptable o no aceptable en función de que se cumplan las condiciones establecidas para los rangos de tensiones y cargas en líneas y transformadores.

En este apartado se incluyen los resultados de dos amplios análisis realizados en base a estudios de flujos de cargas:

- Capacidad de suministro y evacuación a corto plazo
- Análisis de red básica.
- Necesidades de recursos de potencia reactiva.

6.2.1 Capacidad de suministro y evacuación a corto plazo.

Red Eléctrica es el responsable del análisis y supervisión del acceso y conexión a la red de transporte de los nuevos agentes, lo que se lleva a cabo a través de un proceso específico asociado a cada solicitud.

Para aportar una referencia informativa más amplia que constituya la primera indicación de las distintas condiciones de la red de transporte peninsular española para las potenciales solicitudes, se lleva a cabo un análisis genérico. En todo caso, los resultados son orientativos, y no excluyen la necesidad de realizar un análisis particular para cada solicitud de acceso a la red de transporte.

La existencia de capacidad necesaria de la red de transporte debe evaluarse por criterios de seguridad, regularidad o calidad del suministro, según sus exigencias reglamentarias. La valoración se refiere no únicamente a la capacidad actual de dicha red, sino que también se

contempla la posibilidad de que se refuerce la misma cuando el acceso de terceros así lo requiera.

A continuación se presentan las conclusiones generales de dicho análisis sobre la capacidad de la red de transporte, prevista para el año 2002 - 2003, para admitir incrementos de generación y de suministro de demanda de acuerdo con lo establecido en el artículo 55 del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre .

Como situaciones significativas se han considerado las que combinan los factores estacional e hidrológico en las consideraciones de punta horaria más representativas:

- Situación punta de invierno en hidraulicidad húmeda (PHI)
- Situación punta de invierno en hidraulicidad seca (PSI)
- Situación punta de verano en hidraulicidad húmeda (PVH)
- Situación punta de verano en hidraulicidad seca (PVS)

Adicionalmente, se contempla la posibilidad de existencia de teledisparo de generación (TD) que permite el desacoplamiento instantáneo parcial o total de una central, como actuación automática asociada a un eventual fallo de la red de transporte y en prevención de sobrecargas inadmisibles en otros elementos de la misma (en estas circunstancias, se considera con carácter general una máxima sobrecarga instantánea de 150% en los elementos de red; sin perjuicio de posibles sobrecargas superiores que serán evaluadas de manera específica).

Los valores medios que caracterizan cada una de las seis zonas que se han analizado se presentan en las tablas 6.1 y 6.2 . En estas, para cada zona se muestra el valor medio de los incrementos admisibles en la capacidad de evacuación y suministro en situación N-1, a nivel de 400 y 220 kV, y un valor medio de los escenarios estudiados.

Tabla 6.1

Capacidad de Evacuación adicional media (MW)											
Tensión	Zona (Nº de nudos)	PHI	PHI	PSI	PSI	PHV	PHV	PSV	PSV	Media escenarios	
		Sin TD	Con TD	Sin TD	Con TD	Sin TD	Con TD	Sin TD	Con TD	Sin TD	Con TD
400 kV	Noroeste (18)	667	1.358	1.526	2.071	893	1.357	920	1.403	1.002	1.547
	Norte (21)	1.391	1.982	1.538	2.038	637	997	1.220	1.566	1.197	1.646
	Nordeste (21)	1.231	1.929	1.249	2.021	845	1.496	827	1.555	1.038	1.750
	Centro (15)	911	2.093	1.701	2.573	575	1.491	969	1.694	1.039	1.963
	Levante (17)	2.424	2.914	2.156	2.671	1.775	2.315	1.495	2.026	1.963	2.482
	Sur (13)	1.007	1.773	1.102	1.787	402	1.295	506	1.255	754	1.528
	Media 400 kV	1.286	2.005	1.548	2.188	869	1.479	1.010	1.590	1.178	1.816
220 kV	Noroeste (68)	342	465	453	561	270	402	311	435	344	466
	Norte (88)	561	718	659	827	427	562	506	638	538	686
	Nordeste (92)	535	653	569	688	338	452	370	476	453	567
	Centro (76)	428	730	568	757	320	523	380	558	424	642
	Levante (31)	816	986	793	960	499	620	472	599	645	791
	Sur (45)	658	804	649	794	337	488	334	485	495	643
	Media 220 kV	523	693	595	743	355	498	396	531	467	616

Tabla 6.2

Capacidad de Suministro adicional media (MW)						
Tensión	Zona (Nº de nudos)	PHI	PSI	PHV	PSV	Media escenarios
		400 kV	Noroeste (18)	1.809	1.867	1.026
Norte (21)	879		1.881	1.127	1.401	1.322
Nordeste (21)	1.720		2.046	243	958	1.242
Centro (15)	2.042		2.191	260	309	1.201
Levante (17)	1.561		1.834	900	1.398	1.423
Sur (13)	1.148		1.753	192	735	957
Media 400 kV	1.516		1.932	657	1.038	1.286
220 kV	Noroeste (68)	503	502	334	364	426
	Norte (88)	406	507	378	401	423
	Nordeste (92)	467	494	155	216	333
	Centro (76)	224	329	79	142	194
	Levante (31)	536	538	296	304	419
	Sur (45)	211	308	69	87	169
	Media 220 kV	390	449	221	260	330

Por otro lado, se presentan en las tablas 6.3 y 6.4 los decrementos de los valores medios para cada una de las seis zonas analizadas como consecuencia de la consideración del fallo de doble circuito. En estas, para cada zona se muestra el valor medio de los decrementos respecto de los valores medios admisibles en la capacidad de evacuación y suministro en situación N-1, a nivel de 400 y 220 kV y un valor medio de los escenarios estudiados.

Tabla 6.3

Influencia del fallo de doble circuito (D/C)

sobre la capacidad de evacuación adicional media

(MW: <0 denota decremento)

Tensión	Zona (Nº de nudos)	PHI		PSI		PHV		PSV		Media escenarios	
		Sin TD	Con TD	Sin TD	Con TD	Sin TD	Con TD	Sin TD	Con TD	Sin TD	Con TD
400 kV	Noroeste (18)	-9	-74	-271	-212	-182	-182	-175	-170	-159	-160
	Norte (21)	-124	-71	-111	-53	-244	-2	-14	0	-123	-32
	Nordeste (21)	-53	-91	-45	-103	-38	-62	-41	-60	-44	-79
	Centro (15)	-452	-69	-199	-189	-415	-70	-325	-119	-348	-112
	Levante (17)	-426	-218	-342	-191	-293	-262	-300	-253	-340	-231
	Sur (13)	-83	-138	-108	-84	-80	-53	-97	-28	-92	-76
Media 400 kV		-181	-107	-175	-136	-204	-103	-148	-103	-177	-112
220 kV	Noroeste (68)	0	0	0	0	0	0	-463	0	-116	0
	Norte (88)	-5	-8	-5	-8	-81	-2	-6	-4	-24	-6
	Nordeste (92)	-5	0	-4	0	-2	0	-5	0	-4	0
	Centro (76)	-192	-15	-12	-9	-200	-6	-9	-6	-103	-9
	Levante (31)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Sur (45)	-35	-7	-30	-5	-36	-7	-27	-6	-32	-6
Media 220 kV		-43	-5	-8	-4	-60	-2	-86	-3	-49	-4

Tabla 6.4

Influencia del fallo de doble circuito (D/C)						
sobre la capacidad de suministro de demanda adicional media						
(MW: <0 denota decremento)						
Tensión	Zona	PHI	PSI	PHV	PSV	Media
	(Nº de nudos)					Escenarios
400 kV	Noroeste (18)					-53
	Norte (21)					-60
	Nordeste (21)					-85
	Centro (15)					-136
	Levante (17)					-143
	Sur (13)					-330
	Media 400 kV					-121
220 kV	Noroeste (68)					-1
	Norte (88)					-4
	Nordeste (92)					-1
	Centro (76)					-5
	Levante (31)					0
	Sur (45)					-15
	Media 220 kV					-4

A la vista de los resultados y del precedente resumen de los mismos se pone de manifiesto la variada casuística relacionada con la capacidad de la red de transporte para asumir nueva generación y nueva demanda, por lo que las siguientes conclusiones son a título muy general.

En primer lugar, destacar que para que sean posibles los resultados de las tablas, ha sido preciso incluir hipótesis de solución de numerosas limitaciones en la red de transporte cuya existencia repercute en restricciones severas a la evacuación o suministro en un número significativo de los nudos de una zona.

Desde la perspectiva regional, dichas limitaciones adicionales –asociadas a contingencias de indisponibilidad de red- pueden resumirse en:

- Zona Noroeste.- Destacan los problemas en el transformador de La Robla 400/132 kV en los casos de hidraulicidad seca y el corredor de 220 kV Compostilla-Montearenas en los escenarios de verano.

- Zona Norte.- Instalaciones integradas en el corredor de 220 kV del Duero así como corredor Barcina-Puentelarra 220 y la limitación de la transformación 400/220 de Santurce en los casos de hidraulicidad seca. Por otro lado, y en el escenario de verano húmedo las líneas de conexión del valle del Duero con el centro peninsular: en particular, Tordesillas-Otero 220 kV y Aldeadávila-Arañuelo 400 kV.
- Zona Nordeste.- Los problemas iniciales soslayados se presentan principalmente en verano y afectan a algunas líneas de 220 kV de la zona de Barcelona y pirenaica. La línea de evacuación Teruel-Aragón 400 kV refleja una limitación de capacidad soslayable con bajada rápida de producción ante fallo de circuito.
- Zona Centro.- Los problemas históricos son muy acusados y se registran en múltiples ramas de 220 kV de la zona de Madrid así como en transformaciones 400/132 y 400/220 kV y, en menor medida, y para algunas situaciones, en ciertos ejes de 400 kV .
- Zona Levante.- Se destaca la situación límite en el conjunto de transformación regional 400/AT, cuya saturación se encuentra en vías de solución.
- Zona Sur.- Limitaciones registradas en algunas líneas de 220 kV (especialmente en verano), así como en el eje Valdecaballeros-Arañuelo 400 kV. Hay que destacar la línea D. Rodrigo-Dos Hermanas 220 kV, que constituye un elemento congestionado en cualquiera de los cuatro escenarios estudiados.

En todo caso, atendiendo a las magnitudes resultantes se pueden extraer las siguientes directrices:

- En términos generales –considerando el promedio nacional peninsular- la red de 400 kV presenta una capacidad de evacuación de 2,5 veces la registrada en la red de 220 kV. Este ratio asciende a 3,5 veces para la valoración de la capacidad de suministro.
- En general, el escenario más restrictivo para la capacidad adicional media de evacuación y suministro es la punta verano, en particular la situación de hidraulicidad húmeda.
- Cualitativamente, la degradación de los resultados por la consideración de los fallos de doble circuito tiene una influencia generalmente leve para el conjunto del sistema eléctrico. No obstante, esa influencia se concentra principalmente en los nudos de 400 kV, y en las zonas Centro y Levante para evacuación de generación y en el Sur para suministro de demanda, con un porcentaje del 15 % de decremento para la media nacional de capacidad de evacuación (177 MW de disminución frente a los 1178 MW

medios) y del 9 % para la media nacional de suministro de demanda (121 MW frente a 1286 MW). Sobre los nudos de 220 kV la influencia es prácticamente insignificante.

- Desde el punto de vista de la **capacidad de evacuación** de nueva generación:
 - La capacidad de evacuación de generación suplementaria se sitúa en el entorno de los 1180 MW para 400 kV y de los 470 MW para 220 kV (sin consideración de teledisparo).
 - La aplicación de medidas de teledisparo permitiría aumentar esta capacidad de evacuación de generación en un 54 % para los nudos de 400 kV y en un 32 % para los nudos de 220 kV. La aplicación de esta medida, considerada aquí desde una perspectiva amplia, requiere no obstante de análisis modales y zonales.
 - La comparación absoluta entre zonas arroja unos resultados desiguales que se traducen en:
 - La zona de Levante es la que resulta con mayores posibilidades de generación adicional, tanto en 220 como en 400 kV con promedios en torno a 645 y 1960 MW respectivamente, como consecuencia del déficit energético regional que se refleja en los escenarios planteados.
 - La zona Norte también resultan con elevada capacidad media tanto en 400 kV , 1200 MW, como en 220 kV , 540 MW.
 - Las zonas Centro, Noroeste y Nordeste presentan parecidos resultados medios globales, del orden de 1400 MW para el conjunto de 400 y 220 kV, aunque las situaciones más desfavorables resultan claramente inferiores: 900 MW para el Centro en verano y 1000 MW para el Noroeste en invierno.
 - La zona Sur es la que resulta con menor capacidad de evacuación, especialmente en verano con valores medios inferiores a 750 MW en 400 kV y 500 MW en 220kV, aunque las situaciones extremas de verano descienden a 400 MW en 400 kV.
 - La diferenciación estacional permite concluir que el margen adicional del invierno con respecto al verano, es como promedio del orden del 50% (este margen decrece -40%- si se considera la aplicación de teledisparo de generación), según se refleja a continuación.

Capacidad promedio de evacuación de generación adicional

	Sin teledisparo		Con teledisparo	
	Verano	Invierno	Verano	Invierno
400 kV	939	1.417	1.534	2.096
		$\Delta 51\%$	$\Delta 37\%$	
220 kV	375	559	514	718
		$\Delta 49\%$	$\Delta 40\%$	

– Desde el punto de vista de **capacidad de suministro** de demanda a nuevos consumidores:

- A diferencia de la producción, el acceso de nueva demanda requiere la garantía del suministro previamente existente. Por tanto, los datos de valores medios presentados suponen evitadas las limitaciones causadas por los problemas históricos expuestos
- Resueltos estos problemas, la capacidad de suministro de demanda suplementario se sitúa en el entorno de los 1280 MW para 400 kV y del orden de 330 MW para 220 kV. Estos valores promedio reflejan una capacidad del nivel de 400 kV aún mayor que en evacuación.
- De los resultados se deduce que las zonas de Levante, Norte y Noroeste son las que admite un mayor crecimiento, mientras que la zona Sur y dado el elevado déficit energético existente sería la que presentaría menores posibilidades.
- Comparando los resultados globales del sistema español por nivel de tensión y situación de invierno y verano (MW) se deducen los valores promedio y la influencia estimada del factor estacional según los valores que se presentan a continuación:

Capacidad de suministro promedio

	Verano	Invierno
400 kV	847	1.724
		$\Delta 103\%$
220 kV	420	240
		$\Delta 75\%$

6.2.2 Análisis de la Red Básica

En este apartado se presenta el resumen del estudio de comportamiento del sistema eléctrico en los distintos años que componen el horizonte de estudio (2002-2011) considerando escenarios de referencia caracterizados por ser progresivamente equilibrados desde el punto

de vista de intercambios energéticos interregionales. Es decir, se considera un perfil de demanda y generación acorde con las previsiones realizadas, tanto en magnitud como en distribución geográfica.

Por otra parte, la red básica modelada es la que incorpora a la red actual un conjunto de instalaciones estructuradas en los siguientes capítulos:

- Instalaciones decididas y en curso de ejecución. Se derivan de necesidades históricas cuya realización se encuentra avanzada.
- Desarrollos derivados de estudios precedentes (particularmente estudios regionales y de interconexiones internacionales) y cuya necesidad se considera poco cuestionable.
- Desarrollos derivados de necesidades de apoyo a la red de distribución y acceso a la red de transporte de nuevos consumidores y generadores, previstas por Red Eléctrica y los distintos gestores de distribución.

Por tanto, el análisis de estas situaciones de referencia permite evaluar si el desarrollo de la red previsto tiene un comportamiento aceptable, a nivel de red de transporte (400 y 220 kV) y transformación 400/220, a lo largo del horizonte de estudio con las hipótesis equilibradas ya definidas.

De forma complementaria, otras situaciones energéticas más desequilibradas geográficamente, que pueden dar lugar a unas mayores exigencias para la red y, por tanto, a la necesidad de refuerzos adicionales, son evaluadas mediante estudios zonales particulares. En estos se consideran escenarios alternativos caracterizados fundamentalmente por sensibilidad a la demanda y generación zonales.

Características y comportamiento global del sistema

Para el análisis inicial del sistema eléctrico sin fallos se ha utilizado el flujo de cargas en alterna, evaluando el comportamiento en condiciones de punta de invierno y verano para una situación hidráulica de referencia (hidraulicidad húmeda).

Las características globales del sistema eléctrico español para las situaciones descritas se presentan en la siguiente Tabla 6.5.

Tabla 6.5 Balance de potencia global del sistema peninsular español [MW]

		2002		2004		2007		2011	
		Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano
Demanda	(en nudos)	36.157	35.030	38.285	36.944	41.409	40.763	44.972	44.819
Generación	(b.c.)	36.337	35.237	38.374	37.098	40.647	40.453	44.356	44.720
Perdidas		956	833	851	759	781	779	904	976
Intercambio	Francia (Import.)	1.200	1.000	1.200	1.000	2.000	1.500	2.000	1.500
	Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0
	Andorra (Export.)	109	74	125	84	144	98	166	112
	Marruecos (Exp.)	301	301	301	301	301	301	301	301

En las tablas siguientes se reflejan por Comunidad Autónoma las magnitudes de demanda (Tabla 6.6) y generación (Tabla 6.7), así como las pérdidas de transporte registradas en la red modelada -110÷400 kV- (Tabla 6.8) y el balance energético regional (Tabla 6.9).

Tabla 6.6 Demanda por Comunidad Autónoma.

Demanda Neta [MW]	2002		2004		2007		2011	
	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano
Andalucía	5.084	5.333	5.349	5.585	5.847	6.172	6.440	6.813
Aragón	1.275	1.298	1.471	1.475	1.679	1.678	1.900	1.905
Asturias	1.424	1.385	1.460	1.445	1.549	1.582	1.674	1.724
Cantabria	602	553	638	593	686	663	743	743
Cas-Mancha	1.828	2.205	1.937	1.731	2.056	1.935	2.191	2.771
Cast y León	2.626	1.625	2.719	2.337	2.891	2.561	3.137	2.085
Cataluña	6.676	7.179	7.158	7.497	7.750	8.238	8.391	9.055
Com. Valenciana	4.411	4.343	4.660	4.517	5.095	4.958	5.585	5.514
Extremadura	668	657	687	688	728	754	792	821
Galicia	2.507	2.128	2.634	2.229	2.817	2.454	3.025	2.748
Madrid	4.961	4.731	5.263	4.997	5.671	5.576	6.087	6.087
Murcia	710	740	753	829	800	910	858	1.000
Navarra	623	504	635	523	676	575	733	629
País Vasco	2.507	2.159	2.655	2.288	2.879	2.481	3.109	2.674
La Rioja	255	191	267	209	285	227	307	248
Total	36.157	35.030	38.285	36.944	41.409	40.763	44.972	44.819

Tabla 6.7 Generación por Comunidad Autónoma.

Generación [MW]	Potencia Generada (MW)							
	2002		2004		2007		2011	
	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano
Andalucía	3.559	3.609	5.128	5.081	5.671	5.929	6.912	7.808
Aragón	2.279	2.145	2.079	2.195	2.091	2.283	2.565	2.644
Asturias	2.979	2.659	2.931	2.665	2.921	2.699	2.946	2.650
Cantabria	269	267	275	272	281	278	281	278
Cast-Mancha	2.416	2.562	1.985	2.381	2.413	2.404	2.462	2.281
Cast y León	6.816	5.738	6.670	5.837	5.507	5.737	5.396	5.829
Cataluña	6.049	6.172	6.229	6.639	6.151	6.246	6.237	6.278
Com. Valenciana	2.176	2.913	2.320	2.257	2.324	2.300	2.427	2.413
Extremadura	3.696	3.286	3.696	3.275	3.696	3.275	3.696	3.275
Galicia	4.521	3.817	4.565	3.849	4.494	3.912	5.259	4.711
Madrid	87	84	94	81	98	84	102	88
Murcia	139	556	474	471	1.611	1.687	2.689	2.854
Navarra	557	556	954	951	947	983	959	1.004
País Vasco	705	810	912	1.081	1.640	1.663	1.633	1.648
La Rioja	91	63	63	63	803	843	795	843
Total (MW)	36.337	35.237	38.374	37.098	40.647	40.453	44.356	44.604

Tabla 6.8 Pérdidas por Comunidad Autónoma

Pérdidas [MW]	2002		2004		2007		2011	
	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano
Andalucía	101	109	98	105	123	124	148	159
Aragón	27	29	27	26	36	10	42	53
Asturias	24	19	27	19	18	16	23	22
Cantabria	4	4	4	3	4	4	5	5
Cast-Mancha	47	50	45	40	46	38	51	46
Cast y León	242	183	196	152	145	134	160	149
Cataluña	117	108	113	123	114	138	134	173
Com. Valenciana	88	69	74	72	81	78	108	126
Extremadura	112	90	76	68	44	43	39	39
Galicia	31	26	32	26	30	25	31	32
Madrid	120	110	123	98	100	97	110	112
Murcia	12	15	4	5	8	9	15	21
Navarra	5	3	4	3	8	9	8	10
País Vasco	26	17	26	20	24	23	29	28
La Rioja	0.4	1	1	0.44	1	1	1	1
Total	956	833	851	759	781	779	905	976

Tabla 6.9 Balance por Comunidad Autónoma (positivo: excedente energético)

Balance [MW]	2002		2004		2007		2011	
	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano
Andalucía	-1.626	-1.833	-319	-609	-299	-367	324	836
Aragón	977	818	581	694	376	595	623	686
Asturias	1.531	1.255	1.444	1.201	1.354	1.101	1.249	904
Cantabria	-337	-290	-367	-324	-409	-389	-467	-470
Cas-Mancha	-257	887	-779	4	-524	-195	-726	150
Cast y León	4.746	3.350	4.537	3.954	3.306	3.668	3.045	2.909
Cataluña	-744	-1.115	-1.042	-981	-1.713	-2130	-2.288	-2.950
Com. Valenciana	-2.323	-1.499	-2.414	-2.332	-2.852	-2.736	-3.266	-3.227
Extremadura	2.916	2.539	2.933	2.519	2.924	2.478	2.865	2.415
Galicia	1.983	1.663	1.899	1.594	1.647	1433	2.203	1.931
Madrid	-4.994	-4.757	-5.292	-5.014	-5.673	-5.589	-6.095	-6.111
Murcia	-583	-199	-283	-363	803	768	1.816	1.833
Navarra	-71	49	315	425	263	399	218	365
País Vasco	-1.828	-1.366	-1.769	-1.227	-1.263	-841	-1.505	-1.054
La Rioja	-164	-129	-205	-146	517	615	487	594

Debido a la elevada incertidumbre en la generación, el modelado ha reflejado un progresivo equilibrio energético regional, que se traduce en una progresiva disminución relativa de las pérdidas de transporte a lo largo del horizonte de estudio. Así, el ratio entre las pérdidas y la demanda modelada (niveles de 400, 220 y 132-110 kV) evoluciona desde valores del 2.6% al inicio del horizonte hasta un 1.3% al final del mismo, según se refleja en el siguiente perfil:

Pérdidas de Transporte [% vs demanda]	2002		2004		2007		2011	
	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano
	2,6	2,4	2,2	2,1	1,9	1,9	1,3	1,5

Resumen de resultados

El análisis de la red básica proporciona la primera valoración sobre el comportamiento del sistema eléctrico en los escenarios de referencia. Dado que éstos corresponden a situaciones en las que los desequilibrios energéticos interregionales son muy moderados y con una tendencia de equilibrio progresivo, en general se ha observado un comportamiento adecuado en la red de 400 kV y en la transformación 400/AT.

La red de 220 kV por su parte refleja algunas situaciones de saturación en ciertas zonas, en especial en la segunda mitad del horizonte de estudio.

Se resumen a continuación los resultados más significativos:

- La red de transporte de 400 kV tiene un comportamiento generalmente adecuado a lo largo del horizonte de estudio.

Se observan ligeras sobrecargas en el eje de conexión con Portugal en el corredor del Tajo, circunstancia que está muy ligada al nivel de intercambio que se mantenga con Portugal. Un análisis más detallado, llevado a cabo en los estudios específicos de desarrollo de las interconexiones, ha permitido identificar las medidas de explotación adecuadas, así como soluciones estructurales mediante repotenciación de las líneas de 400 kV Falagueira-Cedillo-J.M.Oriol-Arañuelo/Almaraz.

Al final del horizonte de estudio se observan sobrecargas en la zona de Levante-Murcia por la dificultad de evacuar la generación de gas instalada en la zona de Escombreras. Esta circunstancia apunta la necesidad de repotenciación de las líneas Escombreras-Rocamora 400 kV y Rocamora-Benejama 400 kV, que se confirman en estudios zonales particulares y que resultan particularmente limitativas en situación de verano, y en especial, en escenarios con posible mayor excedente en Andalucía.

- La transformación 400/220 presenta en líneas generales un comportamiento correcto. No obstante se observan problemas en algunas zonas que apuntan a la necesidad de estudios zonales orientados a la definición de necesidades de transformación:
 - En la zona de Levante, existen sobrecargas en la transformación de Benejama al principio del horizonte que se corrigen con la entrada de nuevas unidades 400/AT. También hay sobrecargas al final del horizonte en la transformación de Escombreras y La Plana a medida que la generación en la zona aumenta.
 - En la zona de Madrid, las unidades de Loeches y Moraleja presentan problemas prácticamente a lo largo de todo el horizonte de estudio. Las unidades de S.S.Reyes inicialmente están sobrecargadas, pero la sobrecarga desaparece con la instalación de nueva transformación en Fuencarral. Esta circunstancia, que apunta a la necesidad de un plan complementario de transformación 400/AT (con especial concentración en 400/220), se pone de mayor relieve en estudios regionales y escenarios con mayor demanda local. Se hace necesario un estudio del anillo de Madrid, donde se resuelvan tanto la transformación como los problemas de transporte originados por la circulación a Levante.
 - En la zona de Andalucía, las sobrecargas aparecen hacia la mitad del horizonte en las unidades de D. Rodrigo y hacia el final del horizonte en las unidades de Caparacena, Tajo, Guillena y Guadame debido a la necesidad de evacuación de la nueva generación instalada en la zona oeste de Andalucía, con gran dependencia del perfil de generación.

Adicionalmente a estos problemas detectados se encuentra el problema histórico de la transformación de J.M. Oriol (Extremadura) ante el fallo del doble circuito a 400 kV J.M.Oriol - Almaraz/Arañuelo.

- La transformación 400/132 presenta escasos problemas, aunque pueden surgir necesidades concretas. En las unidades de La Robla y Vilecha se registran sobrecargas por la elevada demanda prevista en la zona ya en los primeros años del horizonte de estudio; se requiere por tanto un refuerzo de la misma, así como posiblemente un refuerzo de la red de distribución de la zona. En la transformación de La Asomada y Litoral hay sobrecargas a partir del año 2007 debido a la instalación de nueva generación en el 400 kV del sureste peninsular.
- La red de 220 kV presenta en distintas zonas puntos débiles en áreas con grandes contingentes de generación y especialmente al suministro en áreas de fuerte

concentración de consumos. Estas situaciones mayoritariamente se presentan en verano y en la segunda mitad del horizonte de estudio, por lo que el planteamiento de su resolución, que se llevará a cabo en estudios regionales, resulta pendiente de la configuración de la evolución energética en los próximos años. En concreto, los problemas detectados se resumen según las siguientes zonas:

- En Castilla y León:
 - Compostilla-Montearenas 1/2, cuyo alivio se prevé con el mallado estructural en 400 kV Noroeste-Centro.
 - Distintos tramos del corredor de 220 kV del Duero (Ricobayo-TZamora 1/2, Renedo-Tordesillas/TRenedo, T1Mudarra-Mudarra/Trenedo), para lo que se precisa un plan de repotenciación.
 - Eje Barcina-Puentelarra, que requiere un refuerzo local.
 - Aldeadávila-Bemposta, dependiente de intercambio con Portugal, evitable con las actuales medidas de explotación (desmallado con operación en antena sobre España).

- Aragón:
 - Biescas-Sabiñánigo, actualmente evitable mediante el desfasador de Pragnères.
 - Ejes Peñaflor-Villanueva y Tudela-Entrerriós-Magallón, cuya solución está en función del plan regional de desarrollo.

- Galicia:
 - Red local de evacuación de generación de la zona de Sabón-Mesón y alimentación a La Coruña (Eiris-Puerto/Mesón Do Vento, La Grela-Puerto, La Grela2-Sabón, Mesón Do Vento-Sabón) soslayable mediante refuerzos de líneas.
 - Eje Portodemouro-Tibo-Lourizán-Pazos, evitable en lo que respecta a la alimentación a la zona de Vigo/Pontevedra mediante el refuerzo de la alimentación a Vigo (nuevos ejes de 220 kV). En lo que respecta a la alimentación a Tibo puede requerir un mallado adicional o redistribución de su demanda asociada.

- Extremadura: Almaraz-EAlmaraz, que puede requerir refuerzo local.

- Cataluña:
 - Eje subpirenaico La Pobla-TForadada, que requiere desmallado en función de escenarios de intercambio con Francia.
 - Zona de Tarragona (D/C Bellisens-Constantí/Bajo Penedés, D/C Constantí-Bellisens/Tarragona, La Secuita-Puigpelat/Constantí, Perafort-Constantí).
 - Zonas de Barcelona y Gerona (D/C Juia-Vic 2/Bescanó, Palau-Sentmenat, S.Celoní-Vic, Sant Celoni-Sentmenat y Rubí-Sant Just-Viladecans), soslayable mediante desarrollo de la red de transporte prevista en zona de Gerona.

- Cantabria:
 - Necesidad de la subestación de Penagos 400 kV y su transformación 400/220 kV. Como solución a importantes problemas de suministro y de flicker, que supera los límites admisibles en la ciudad de Santander y en Cantabria central
 - Zona Oriental de Cantabria donde será necesaria la línea 220 kV Astillero-Treto y conexión al transporte para atender el importante crecimiento actual y futuro de la zona oriental de Cantabria
 - Cantabria Centro y Zona de la ciudad de Santander: Será necesario el eje Astillero-Cacicedo-Puente San Miguel 220 kV, por crecimiento de la ciudad y su entorno y atención con garantía de calidad a los clientes industriales de la zona.

- Castilla-La Mancha:
 - Elcogas-Puertollano 1/2, dependiente de la generación de Elcogas.
 - La Paloma-Alarcos-Picón-P. Llano y Aceca-Madrirdejos, dependiendo de los distintos escenarios de generación –especialmente eólica- requiere refuerzos locales de líneas.
 - Villaverde-El Hornillo-Añover-Aceca y Loeches-Arganda-Valdemoro, soslayable mediante la generación de Aceca.

- Madrid: Coslada-Loeches 1/2, Loeches-P.S.Fernando, Hortaleza-L.C. Hortaleza-SS Reyes, Otero-Ventas, Hortaleza-Prosperidad, Majadahonda-Villaviciosa, Morata-Torrecilla-Villaverde.

- Andalucía: Alcores-Don Rodrigo, Algeciras-Casares/P.Real, Algeciras-Pinar, D.Hermanas-Quintos, Guadame-Lancha, Tajo-Los Ramos/Polígono, Los Montes-Los Ramos, Alhaurín-Pinar, Costasol-Pinar/Alhaurín, Andujar-Guadame, Atarfe-Caparacena, Cartuja-D. Rodrigo/Paterna, Cadiz-P.Real/Pinar, D. Rodrigo-D. Hermanas y D. Rodrigo-Quintos.
- Levante: S. Vicente-Jijona, que pone de manifiesto la necesidad de mallado adicional que complemente el simple circuito actual, en especial ante la duplicación del eje Escombreras-S.Vicente 220 kV, que enfatiza el carácter de punto débil.

El estudio del comportamiento del sistema eléctrico ante la indisponibilidad doble se ha concentrado en el fallo de las líneas de doble circuito de 400 kV y 220 kV, y el análisis de las indisponibilidades dobles de grupo generador y línea interconexión interzonal queda incluido en los estudios regionales. En términos generales, puede decirse que la vulnerabilidad de la red ante este tipo de indisponibilidades es pequeña. Las sobrecargas registradas no superan normalmente los valores que se producen en contingencias simples, por tanto las medidas de explotación o refuerzos necesarios para eliminar los problemas por fallo simple, eliminarán igualmente los problemas por fallo doble.

Como síntesis de los potenciales problemas que pueden requerir refuerzos más inminentes (anteriores al año 2005) cabe destacar:

- Algunos tramos del eje del Duero inferior con producción hidráulica elevada en dicha zona, con la necesidad mencionada de plan de refuerzo de dichos tramos.
- La red local de Tarragona como consecuencia de la nueva generación térmica prevista, y en menor medida por las previsiones de generación especial, que requiere un plan de repotenciación de las líneas de la zona.
- El eje Tordesillas-Otero-Ventas, para cuya solución se prevé un plan de refuerzo con transformación a 400 kV y apoyo en Galapagar.
- El eje subpirenaico de 220 kV, que puede requerir refuerzos o medidas de operación como la apertura de La Pobla-TForadada.
- Numerosas líneas de la zona de Andalucía, tanto en el corredor Algeciras-Málaga como en la red de Sevilla y la zona de Jaén/ Granada, que requieren un amplio plan de repotenciación y refuerzos complementarios.

6.2.3 *Análisis de necesidades de recursos de potencia reactiva.*

Se establece una relación entre el balance de potencia reactiva y las tensiones de un sistema de potencia de corriente alterna. De hecho, siempre existe un equilibrio entre generación y consumo reactivo, pero igual que el de potencia activa puede darse a valores de frecuencia no aceptables, el nivel de tensiones de un sistema sin control puede ser inadmisibles. En primera aproximación, un exceso de potencia reactiva en un área significa altas tensiones; un déficit, tensiones bajas. La potencia reactiva de un sistema influye también sobre las pérdidas activas, el calentamiento de los componentes, la capacidad de transporte de las líneas y, en algunos casos, la estabilidad del mismo. Por último, el nivel de tensiones del sistema debe controlarse para no afectar al funcionamiento de las cargas y no sobrepasar los niveles de diseño del aislamiento que los materiales soportan en régimen permanente. Los márgenes admisibles son en este caso más amplios, aceptándose en las normas internacionales variaciones de hasta el 10%.

Pese a las similitudes señaladas, existen también importantes diferencias entre las relaciones potencia activa-frecuencia y potencia reactiva-tensión:

- El margen admisible
- La primera es un problema global, afectando la frecuencia al conjunto de elementos del sistema; la segunda es un problema local.
- Una variación zonal de tensión afecta de forma inmediata a la carga de los nudos, lo que se deja sentir en el control frecuencia-potencia activa; sin embargo, una variación de potencia activa en los alternadores no representa apenas variación en la carga de los nudos, ya que la actuación de los reguladores de tensión de los alternadores corrige rápidamente cualquier desvío respecto del valor de consigna.
- Mientras que el control frecuencia-potencia activa sólo puede ser efectuado por los alternadores, un balance de potencia reactiva puede, y en muchos casos debe ser llevado a cabo por los alternadores y otros elementos, tales como transformadores con tomas de regulación, condensadores y reactancias. Los métodos de control pueden ser directos, por ejemplo mediante el uso de bancos de condensadores o reactancias en paralelo, que inyectan o consumen una cantidad establecida de potencia reactiva y constante dentro de un orden según el margen de variación de tensión, o indirectos, por ejemplo mediante el uso de condensadores serie en líneas de transporte para compensar la reactancia serie de las mismas.

La tarea de mantener la tensión dentro de unos límites es complicada puesto que el sistema de transporte suministra energía a un gran número de cargas y a su vez está alimentado por un gran número de generadores. Además las cargas varían a lo largo del día y hasta en cada segundo, por lo que las necesidades de potencia reactiva en el sistema de transporte también

cambiarán. En el caso del sistema eléctrico peninsular español, las tensiones en los nudos de la red deben mantenerse dentro de los márgenes indicados en los Procedimientos de Operación.

Como se ha indicado, todo sistema eléctrico cuenta con elementos de generación y absorción de potencia reactiva, entre los que se destacan los siguientes:

Los *generadores síncronos* pueden generar y consumir potencia reactiva, mediante su excitación. Cuando un generador está sobreexcitado, proporciona potencia reactiva, cuando está subexcitado absorbe reactiva.

Las *líneas eléctricas*, dependiendo de la corriente que circula por ellas, pueden generar o absorber potencia reactiva. Con cargas por debajo de su potencia característica, las líneas producen potencia reactiva; por encima de esa carga, absorben reactiva.

Los *cables subterráneos* presentan potencias características elevadas y, por lo general, trabajan con cargas por debajo de su potencia característica, por lo que se pueden considerar como generadores de reactiva.

Los *transformadores* siempre consumen potencia reactiva. Los transformadores dotados de regulador con cambiador de tomas en carga (la mayoría de los transformadores de interconexión 400 / 220 kV), son dispositivos muy útiles para el control del flujo de reactiva y la tensión al aumentar o reducir el flujo de reactiva hacia el lado de baja o de alta.

Las *cargas* normalmente absorben potencia reactiva. Por lo general los nudos de la red de transporte no tienen cargas directamente acopladas, a excepción de algún gran consumidor (acería, procesos electrolíticos, suministro a Trenes de Alta Velocidad, etc.). En los puntos frontera transporte-distribución, las cargas presentan una característica compuesta, resultado de la mezcla de diversas cargas eléctricas. Estas cargas compuestas, normalmente consumen potencia reactiva. Tanto la potencia activa como la reactiva consumida pueden variar con la tensión de alimentación. Las cargas con un factor de potencia inductivo bajo, consumidoras de reactiva, precisan de su aporte. Este aporte debería localizarse lo más próximo posible a las mismas, evitando su transporte a largas distancias.

Compensación en las redes de distribución.

Las redes de distribución son las que más cerca se encuentran de los consumos por lo que precisan recibir la potencia reactiva que demandan aquellos más sus propias pérdidas. Esta aportación puede proceder de diversas fuentes:

- De la red de transporte.
- De generación local, acoplada a la propia red de distribución.
- Condensadores paralelo.

- Compensación estática.

Además y por lo general, las redes de distribución se explotan por encima de su potencia característica, por lo que son consumidoras de potencia reactiva. Si la correcta compensación de potencia reactiva se realiza en los niveles de distribución se consigue otro efecto más que consiste en la reducción de la demanda de potencia reactiva en las fronteras transporte/distribución. Se libera así al sistema de transporte de flujos de potencia reactiva que no generarían más que caídas de tensión, incrementos de pérdidas y problemas de estabilidad.

Como ya se ha indicado anteriormente los consumidores también pueden y deben contribuir en esta tarea siendo más eficiente compensar en el nivel en el que se realiza el consumo de potencia reactiva, sin que tenga lógica técnica y económica compensar desde el transporte los consumos realizados en otros niveles.

Desde la óptica del sistema de transporte, se presentan en la tabla 6.10 las necesidades globales de compensación de potencia reactiva por Comunidad Autónoma relativas al nivel de distribución

Tabla 6.10: Necesidades de compensación de potencia reactiva capacitiva por C.A.

C.A.	Compensación necesaria (MVar)
Galicia Norte	280
Galicia Sur	150
Asturias	0
Cantabria	10
P. Vasco	0
Navarra	120
La Rioja	35
Aragón	65
Cataluña	230
Castilla y León	160
Extremadura	55
Madrid	450
Castilla La Mancha Occidental	100
Castilla La Mancha Oriental	0
Valencia	350
Murcia	75
Andalucía Occidental	120
Andalucía Oriental	200
Total	2.400

Compensación en la red de transporte.

La compensación de potencia reactiva en la red de transporte del sistema eléctrico peninsular español se realiza actualmente mediante reactancias que es necesario acoplar en periodos de baja carga o en aquellos nudos en los que se conectan líneas en cable aislado de longitudes que superen la decena de kilómetros. En este último caso, las reactancias son equipos complementarios de los propios cables y no se contabilizan explícitamente en este documento.

También, y en situación de valle y siempre que se garantice la seguridad del sistema se plantea la apertura de líneas con baja carga.

La tabla 6.11 presenta las necesidades de compensación de potencia reactiva inductiva por nudo, esto es necesidades en reactancias que serán objeto de revisiones

Tabla 6.11: Necesidades de compensación de potencia reactiva inductiva por nudo.

Nudo	Potencia (MVar)
Arañuelo 400 kV	150
Aragón 400 kV	150
Cartelle 400 kV	150
Pinilla 400 kV	150
Güeñes 400 kV	150
Guillena 400 kV	150
Magallón 400 kV	150
Montearenas 400 kV	150
Trillo 400 kV	150
Villarino 400 kV	2 x 150

En casos excepcionales, de forma subsidiaria y para hacer frente a las necesidades o insuficiencia de la compensación en las redes de distribución, se plantea la instalación de condensadores en la red de transporte. Por este motivo, están propuestas instalaciones en el anillo de Madrid (400MVar) y zona de levante (400MVar), de acuerdo con el siguiente programa:

Zona de Madrid:

- Primera actuación:

- SE Galapagar 400 kV: 1 Batería 100MVA
 - SE Moraleja 400 kV:1 Batería 100 MVA
 - SE San Sebastián de los Reyes 220 kV:1 Batería 100MVA
- Segunda actuación:
 - SE Villaverde 220 kV:1 Batería 100 MVA

Zona de Levante:

- SE Catadau 220 kV:1 Batería 100 MVA
- SE Benezama 220 kV:1 Batería 100 MVA
- SE San Vicente 220 kV:1 Batería 100 MVA
- SE Jijona 220 kV:1 Batería 100MVA.

El libre acceso de terceros a la red de transporte, establecido en la Ley 54/1997 y desarrollo reglamentario posterior, y en particular la libre instalación de la generación introduce una elevada incertidumbre sobre las necesidades futuras de compensación de potencia reactiva capacitiva, así como su localización idónea.

Conclusiones

Como resumen, se pueden indicar en relación con las necesidades de compensación de reactiva los siguientes puntos básicos:

1. La potencia reactiva es un concepto inherente a los sistemas eléctricos en corriente alterna, e indispensable para su funcionamiento.
2. El transporte de reactiva debe ser minimizado en la red de transporte, ya que está ligado a la alteración de los perfiles de tensión, reducción de capacidad de transporte de las líneas y al incremento de pérdidas de activa, y su falta de reserva disponible puede llegar a afectar a la estabilidad del sistema.
3. La red es tanto más estable cuanto menor sea el transporte de activa realizado; es decir, el sistema de potencia es, salvo que se diseñe y planifique específicamente para ello, un medio de interconexión y no de transporte propiamente dicho.
4. Los flujos de reactiva de las líneas se controlan mediante la regulación de las tensiones

5. El problema de compensación de reactiva es local.
6. Los elementos de control primarios son los alternadores, con capacidad de regulación continua. Cuando la generación está alejada de los puntos de control, se instalan dispositivos distribuidos, bien de tipo pasivo (condensadores y reactancias) o activo (motores síncronos, compensadores síncronos y SVCs, STATCOMs...).
7. La compensación mediante elementos pasivos tiene un menor coste que los SVCs, y se reservan éstos para cuando se requieran prestaciones especiales de rapidez de respuesta o regulación, y sobre equipos específicos.
8. Los dispositivos de compensación de reactiva deben instalarse prioritariamente en la red de distribución, lo más próximos posibles al origen de la necesidad.
9. La instalación de bancos de condensadores en la red de transporte es una medida complementaria, factible pero no habitual, ya que no tiene lógica técnica alguna la compensación desde el transporte de los consumos realizados en otras tensiones.
10. La compensación de reactiva mediante reactancias, para situaciones de bajas cargas en el sistema eléctrico, debe realizarse preferentemente en la red de transporte.
11. Tratar de adaptar en lo posible la red de interconexión existente a las funciones de transporte que le requiere el mercado de generación en competencia, junto a la insuficiente compensación en niveles de distribución, han sido las razones que han llevado a la instalación de bancos de condensadores con filtro de amortiguación en los niveles de 220 kV y 400 kV de la red peninsular española, garantizando un adecuado funcionamiento acorde con los altos estándares de calidad de servicio de la red de transporte.

6.3 Estudios de cortocircuito

Un cortocircuito es una perturbación que se produce en el sistema eléctrico como consecuencia de un defecto del aislamiento,

Las causas de los cortocircuitos son diversas, pudiendo estar originados por agentes atmosféricos (rayos, viento, niebla, lluvia, nieve, manguito de hielo,..), agentes externos (árboles, animales, contaminación, fuego), fallo de equipos (líneas, subestación) y otras causas (fallo operación, trabajos,...).

Se diferencian los siguientes tipos de cortocircuitos:

- Simétrico: conexión de tres impedancias iguales entre cada fase y tierra (si la impedancia es nula, se denomina cortocircuito “franco”).
- Asimétrico: entre dos fases y tierra, entre dos fases, entre fase y tierra

Durante el cortocircuito se produce la aportación de corrientes por parte de una serie de elementos, básicamente los generadores, que ocasionan una caída total o parcial de la tensión en los nudos, apareciendo sobreintensidades en los equipos eléctricos. Estas corrientes pueden producir daños térmicos o mecánicos, por lo que es necesario aislar rápidamente el defecto, mediante la apertura de los interruptores correspondientes.

Además de lo indicado, la potencia de cortocircuito es un dato básico para la caracterización de una red, ya que se relaciona directamente con su comportamiento ante maniobras de equipos, estabilidad, etc; su valor viene dado por la topología y la localización de las plantas generadoras, de manera que un valor elevado de potencia de cortocircuito en un nudo representa de alguna forma la proximidad eléctrica de un gran contingente de generación.

Por estas razones, resulta necesario conocer los valores de corrientes de cortocircuito (I_{cc}) y las potencias de cortocircuito (P_{cc}) en los nudos de la red. Los estudios de cortocircuito descritos en este apartado entran dentro del rango de estudios estáticos; los valores de cortocircuito son los que se establecen entorno al instante en el que se produciría la actuación del elemento de corte, ya que son los que se precisan para la correcta definición de los equipos.

A continuación se relacionan una serie de análisis que emplean los resultados de los estudios de cortocircuito:

- Elaboración de criterios de desarrollo de la red.
 - Concentración de máxima generación
 - Métodos de reducción del valor máximo de la P_{cc} e I_{cc} en una zona.
- Diseño de instalaciones:
 - Solicitaciones mecánicas y térmicas (líneas, transformadores, embarrados, etc.).
 - Definición del poder de corte de los interruptores.
- Establecimiento de programas de renovación y mejora de aquellos equipos cuya capacidad de corte se haya vea superada por el desarrollo de la red o la conexión de nueva generación.
- Estudios de calidad de onda:

- Establecimiento de niveles de compatibilidad (armónicos, “flicker”, desequilibrios, huecos de tensión, etc.).
- Establecimiento de los requisitos de conexión según el tipo de consumidor a conectar (siderurgias, trenes de alta velocidad, etc.)

Determinados problemas que afectan a la calidad de la onda de tensión en un nudo (armónicos, parpadeo, desequilibrios, etc.) son inversamente proporcionales a la potencia de cortocircuito del mismo.

A fin de garantizar unos niveles aceptables en la calidad de servicio en los nudos de entrega de energía, es importante conocer los valores medios y mínimos de la Icc y Pcc. Este seguimiento puede ser útil en la programación de la operación, a la hora de controlar más eficazmente situaciones de debilidad de la red (líneas, transformadores y/o grupos generadores desconectados).

6.4 Estudios de estabilidad.

Los estudios de estabilidad evalúan la capacidad del sistema eléctrico para soportar perturbaciones sin que provoquen repercusiones inaceptables.

Las situaciones que se analizan de forma habitual son las siguientes:

- Evaluación de las condiciones de estabilidad transitoria de las redes futuras previstas en los programas de desarrollo. Se tendrá en cuenta la respuesta transitoria del sistema frente a las siguientes perturbaciones:
 - Pérdida de grupos generadores importantes sin falta previa.
 - Cortocircuitos trifásicos en las líneas de evacuación de grupos de generación importantes o bien en líneas de transporte con carga elevada (especialmente las que ejerzan funciones de interconexión interzonal o internacional).
- Evaluación de las condiciones de estabilidad oscilatoria de las redes futuras previstas en los planes de desarrollo Como resultado de estos análisis se podrán limitar los flujos para garantizar una operación segura o bien proponer dispositivos estabilizadores del sistema eléctrico (PSS), así como el ajuste de los mismos, considerando el sistema integrado europeo.

Para la realización de estos estudios es indispensable contar con una adecuada representación de todos aquellos elementos del sistema con repercusión en la estabilidad, en

particular los generadores y sus elementos de control y regulación, así como de determinados equipos de protección.

6.5 Directrices de ubicación geográfica y generación admisible en el sistema.

Las previsiones de evolución de generación en el sistema español tienen una elevada incertidumbre que constituye un importante reto en el proceso de planificación de la red de transporte. Por otra parte, en estas previsiones se detectan algunos casos de elevada concentración de solicitudes de nueva generación que, además de exigir la identificación de los refuerzos necesarios y de la valoración de su idoneidad, cuestionan que esto sea aceptable para el sistema.

Considerando determinados componentes técnicos, resulta posible dar unas directrices generales de ubicación preferente de la nueva generación en el sistema eléctrico peninsular español. Estos componentes técnicos son las pérdidas de transporte y las restricciones técnicas que han ido apareciendo en el mercado de generación. Se comentan además ciertas peculiaridades de la generación en Régimen Especial.

En cuanto a la máxima generación admisible por el sistema, se exponen una serie de criterios por los que existen limitaciones técnicas en cuanto a la máxima generación que se puede concentrar en un nudo, y al dimensionamiento de la máxima generación eólica admisible en el sistema eléctrico peninsular español.

6.5.1. Directrices de ubicación geográfica.

En las directrices de ubicación geográfica se presentan como el resultado de las implicaciones técnicas y económicas que tienen las pérdidas de transporte y las potenciales restricciones técnicas. Asimismo, se introducen argumentos tendentes a promover una adecuada coordinación administrativa y por parte de los Agentes en las situaciones de concurrencia de solicitudes en un nudo o zona eléctrica, en particular en los casos de generación acogida al Régimen Especial.

Pérdidas de transporte

Las pérdidas de energía registradas en la red de transporte¹, que constituyen un atributo significativo en la valoración de la eficiencia tanto en la ubicación de la generación como en el

¹ Se consideran como significativas las pérdidas óhmicas –efecto Joule- derivadas de la circulación de corriente por los conductores, las pérdidas derivadas de la tensión a que estos están sometidos

diseño global del sistema eléctrico, presentan connotaciones de índole técnica y fundamentalmente económica. La minimización de las pérdidas puede ser un criterio adicional a tener en cuenta en la planificación de la red de transporte que puede implicar la elección de una alternativa de desarrollo entre un conjunto de opciones.

En este apartado se presenta una valoración orientativa de la influencia sobre las pérdidas de transporte de la ubicación de nueva generación, considerando como factores más significativos la zona eléctrica, el nivel de tensión y el perfil de generación de referencia.

Para estimar la influencia sobre las pérdidas de transporte se utilizan dos métodos aproximados, que de forma alternativa calculan los coeficientes de pérdidas como valoración de la contribución relativa a las mismas de inyecciones de generación adicional en distintos nudos del sistema:

- Método marginal: utiliza un procedimiento diferencial basado en el cálculo de los coeficientes de sensibilidad de la potencia activa neta inyectada en cada nudo de la red ante variaciones de los ángulos de los fasores de tensión de los nudos sobre el modelo matemático de red. En este método se incorpora una corrección automática del reparto de la generación.
- Método incremental: utiliza un procedimiento l basado en el cálculo del incremento de pérdidas en la red de transporte al aumentar la generación en ciertos nudos de la red y disminuir la generación en el resto (el incremento utilizado ha sido 100 MW y la asignación ha sido proporcional a la potencia instalada en el resto de nudos).

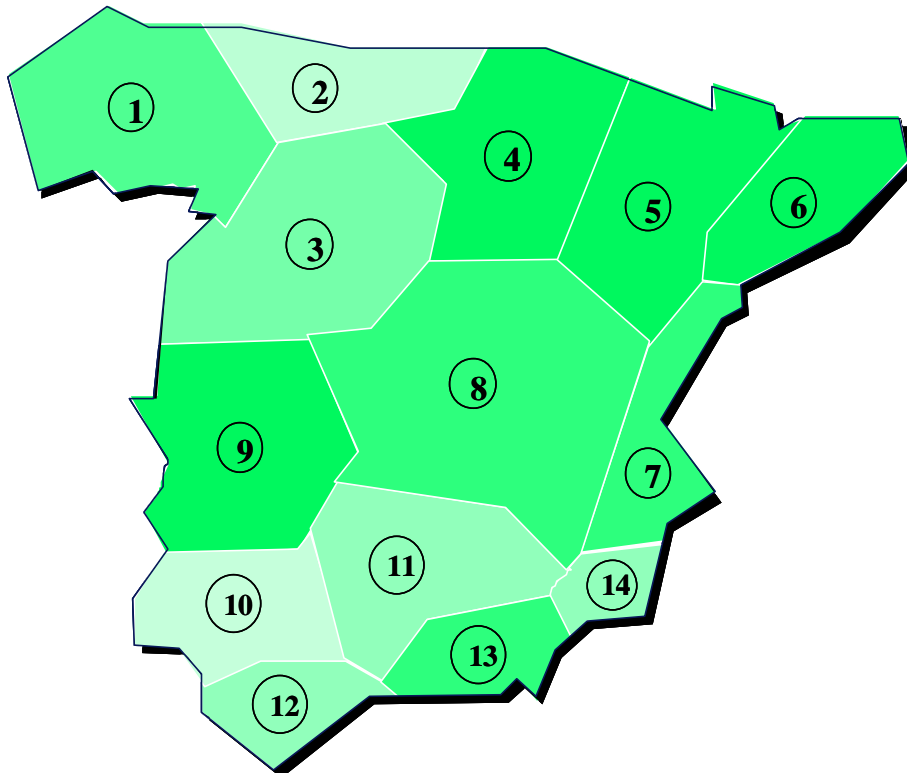
El orden de magnitud relativo de estos coeficientes aporta información comparativa de la influencia de la situación geográfica y topológica de la producción en las pérdidas de la red, para el estado de carga y generación en que se encuentra el sistema cuando se calculan (perfil de referencia).

Para el cálculo de los coeficientes de pérdidas se han considerado principalmente nudos de 400 kV característicos de las distintas “áreas” eléctricas consideradas en la red de transporte, ya que la incorporación de nueva generación se concentra en dicho nivel de tensión. Como carácter complementario, se han incluido algunos nudos de 220 kV significativos.

(“efecto corona”) no se tienen en cuenta por ser de un orden de magnitud sensiblemente inferior en los diseños de líneas habituales en el sistema eléctrico peninsular español

La Figura 6.1. refleja las “áreas eléctricas” consideradas cuya elección responde fundamentalmente a las características topológicas de la red de transporte existente y prevista a corto plazo

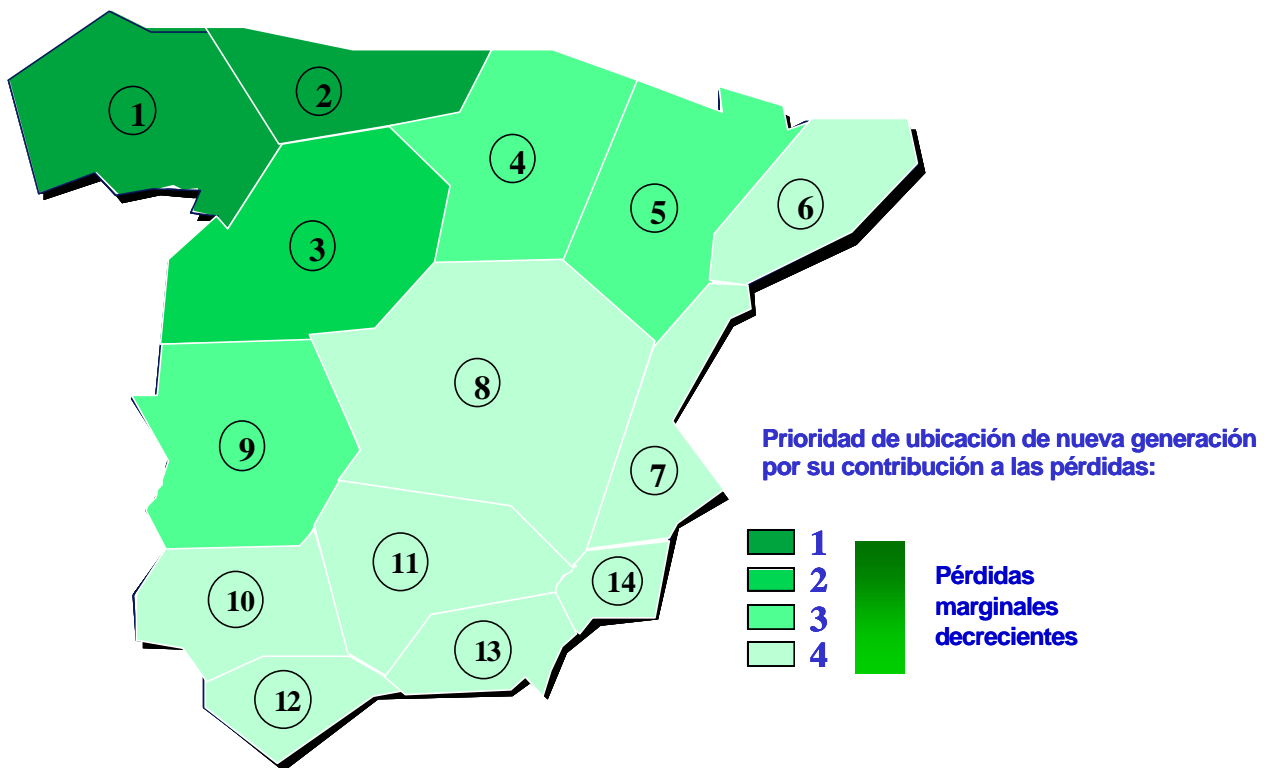
Figura 6.1: Áreas Eléctricas de la Red de Transporte.



Con objeto de incorporar la influencia tanto de la evolución de la red como del perfil energético, se han evaluado distintos escenarios de invierno y verano (situación de punta estacional de demanda) del año 2001 y del año 2004.

La siguiente gráfica (Figura 6.2) sintetiza la combinación de resultados de los escenarios mencionados así como de los métodos incremental y marginal, permitiendo establecer una clasificación en 4 niveles (1- ubicación poco favorable, 4 ubicación favorable)

Figura 6.2: Pérdidas marginales en la red de transporte.



Según se desprende de la figura precedente, y confirmando el comportamiento conocido del sistema eléctrico español, se observa que la contribución a las pérdidas de transporte de la generación crece en sentido “diagonal” desde el área noroeste hasta el centro y el sur y este.

En términos cuantitativos, la diferencia entre ambos extremos resulta de unos 10÷12 puntos porcentuales, de manera que una generación adicional de 100 MW en las zonas con “nivel 1” (zonas 1 y 2, y en menor medida la zona 3) registra una “ineficiencia energética por pérdidas” que provoca un aumento relativo de pérdidas del orden del 4÷7%, mientras que las zonas con “nivel 4” (zonas 6, 7, 8, 10, 11, 12, 13 y 14) aportan una “eficiencia energética por pérdidas” con disminuciones relativas de pérdidas del orden del 5÷7%

Restricciones técnicas

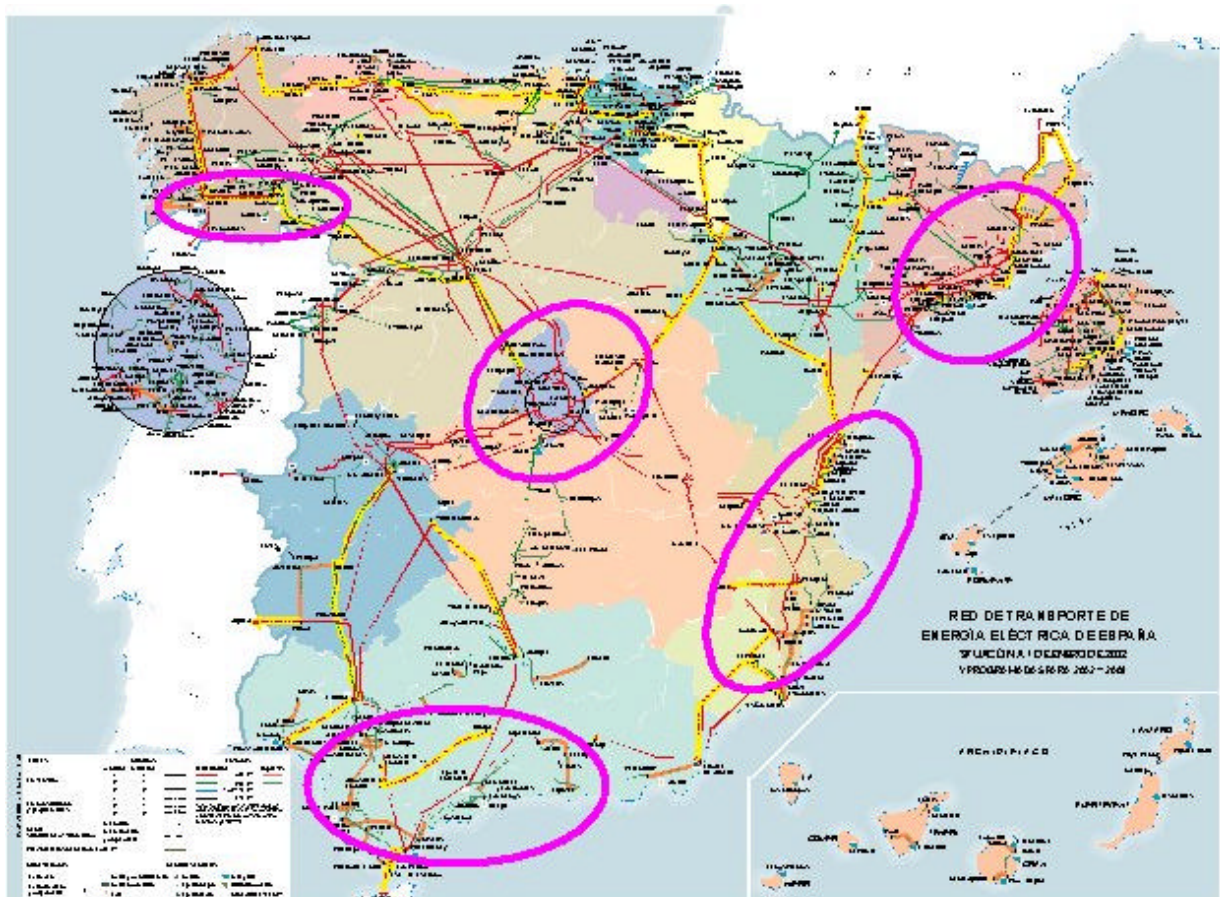
Las restricciones que la operación del sistema eléctrico impone a la generación se basan en argumentos de índole técnica (funcionamiento seguro del sistema), y suponen un mayor coste global derivado del mayor precio del mercado de restricciones. A este respecto, conviene diferenciar entre las restricciones “a subir” –generalmente por insuficiencia de generación local y en particular por falta de recursos de generación de potencia reactiva- y

las restricciones “a bajar” o congestiones –cuando se produce una incapacidad local o regional de evacuación de excedentes de producción-.

En la corta historia del mercado eléctrico español, las restricciones técnicas han sido mayoritariamente del tipo “a subir” –i.e., restricciones locales que han exigido un sobreprecio por necesidad de recursos de generación local-.

Estas circunstancias se han concentrado en zonas de carácter sensiblemente deficitario (zona de Madrid, Barcelona, Andalucía, Levante) y en menor medida en zonas con alta dependencia de los recursos hidráulicos locales (sur de Galicia).

Figura 6.3: Restricciones técnicas en el sistema eléctrico (localización histórica)



Por ello, sería preferible que la ubicación de nueva generación se dirigiese hacia estas zonas, de manera que se asegure un mayor apoyo al perfil de tensión local, lo que en términos de mercado se traduce en fomentar una competencia local o zonal. Ello es especialmente relevante en las zonas de marcado carácter deficitario y margen razonable antes de que

aparezcan las restricciones opuestas. Por tales motivos, y con carácter orientativo, las zonas preferentes son:

- Andalucía
- Madrid
- Levante (Com. Valenciana y Región de Murcia)
- Barcelona

Como es lógico, la magnitud total de potencia instalada tiene que ser la adecuada, para que el problema no se traslade al extremo contrario. (i.e., un esfuerzo excesivo en el alivio de las restricciones “a subir” en una zona puede hacer surgir restricciones a “bajar”).

La consideración de horizontes temporales más amplios y las elevadas expectativas de instalación de nueva generación requiere el reconocimiento de zonas geográficamente más extensas y el planteamiento de márgenes previsibles de intercambio entre ellas. Generalmente, debido al carácter expansivo previsible en la inmensa mayoría de las zonas, la identificación de las limitaciones se asocia a los máximos excedentes previsible en determinadas zonas o conjuntos de zonas.

La identificación de estas zonas, su graduación y la cuantificación de los márgenes de validez no es sencilla, ya que las eventuales limitaciones previsible resultan variables, tanto con los perfiles energéticos como con los numerosos escenarios futuros de evolución del parque de generación y de la red de transporte. A este respecto, a la incertidumbre derivada de la nueva generación de régimen ordinario hay que añadir la asociada a la generación eólica, teniendo ambas que compartir las eventuales limitaciones de la red de transporte.

Por otra parte, con objeto de maximizar las posibilidades de funcionamiento del mercado y de evitar en lo posible la aparición de eventuales congestiones de producción se considera la posibilidad de mecanismos automáticos de teledisparo o reducción de carga de grupos generadores. Esta medida, que aparece como alternativa de actuación en los procedimientos de operación, permite una operación más flexible por cuanto que evita significativamente que la producción de los grupos esté condicionada previamente ante la eventual ocurrencia de un fallo de red. En cualquier caso, se espera y exige un elevado nivel de fiabilidad en el comportamiento del sistema de protecciones.

Una dificultad adicional de cualquier planteamiento geográfico es la no coincidencia de los límites administrativos de la Comunidades Autónomas con los límites eléctricos de las zonas. Esta cuestión suscita problemas a la hora de definir las capacidades admisibles en escenarios actuales o futuros por “zonas” administrativas.

Hay que tener en cuenta que entre las distintas zonas eléctricas en el sistema peninsular español hay una fuerte interrelación, sin embargo las solicitudes de acceso por parte de nueva generación son claramente excedentarias desde la perspectiva de las previsiones de agentes y de las Comunidades Autónomas. En consecuencia, resulta difícil la identificación de las “causas” ante la previsión de posibles restricciones en el sistema.

A pesar de dicha dificultad, se repasan a continuación las zonas con posibilidad de limitaciones regionales de generación, que en general se entienden de carácter puntual y con minimización previsible mediante el desarrollo de la red y la aplicación de mecanismos de operación:

- Zona Noroeste.- El cuadrante noroeste peninsular (Galicia, Asturias y Castilla y León) constituye una zona tradicionalmente excedentaria en energía eléctrica, lo que ha llevado a un notable mallado estructural de la red de transporte. No obstante, las dificultades de construcción han motivado un retraso en la realización de los planes de expansión de la red de transporte, que resultan especialmente relevantes en el desarrollo de los ejes de evacuación de Asturias. Estas circunstancias provocan unas limitaciones a corto plazo para nueva generación en Galicia y, más severamente, en Asturias, y la necesidad de nuevos corredores de evacuación en 400 kV.

Por otra parte, como consecuencia de la agregación de los excedentes existentes y previstos en las zonas mencionadas, unido al carácter excedentario de Castilla y León, los corredores de evacuación de Asturias y Galicia no son suficientes sino que han de complementarse con desarrollos adicionales que refuercen la conexión entre Castilla y León y el centro peninsular, tanto por constituir la principal área consumidora neta como por aportar una mayor posibilidad de transporte a otras zonas potencialmente consumidoras.

Así, se plantea la necesidad de un nuevo corredor de 400 kV previsto entre la zona de Castilla y León y la zona centro (área de Madrid) que permitirá a medio plazo soslayar las eventuales limitaciones de evacuación de la nueva generación. Ello es especialmente relevante habida cuenta del notable programa eólico previsto en dichas zonas (particularmente, Galicia y Castilla y León).

- Zona Norte (Cantabria, País Vasco, Navarra, Rioja).- Aunque se trata de zonas históricamente consumidoras, las previsiones de nueva generación hacen que a largo plazo puedan sobrepasar el equilibrio energético y resultar excedentarias. Ante tal circunstancia, la minimización de las eventuales restricciones de producción requiere el desarrollo de la red de transporte de 400 kV. En todo caso, la concentración de

generación en el sureste de dicha zona (Rioja y sur de Navarra) puede originar restricciones estructurales, habida cuenta de la confluencia de generación térmica y parques eólicos.

- Zona Nordeste (Aragón, Cataluña).- En el caso de Aragón, se repite el caso de zona excedentaria actual y futura. A las posibles dificultades apuntadas previamente, se une la necesidad de refuerzo de la conexión con la zona Centro y Levante (Comunidad Valenciana). Mientras que el nuevo eje de 400 kV Aragón-Centro tiene una puesta en servicio próxima, el refuerzo Aragón-Levante se sitúa en un horizonte más alejado, lo que puede conllevar limitaciones en la evacuación de la potencia regional.

En el caso de Cataluña, desde la perspectiva de las limitaciones regionales se presenta aún un margen por el fuerte consumo interno. No obstante, desde una perspectiva local se pone de manifiesto una concentración de potencia instalada en la zona de Tarragona, donde pueden aparecer restricciones de operación en la que la red de 220 kV. Asimismo, el crecimiento de la generación regional en escenarios de elevada importación desde Francia puede requerir a medio/largo plazo desarrollos adicionales a los previstos con objeto de reforzar la conexión Cataluña-Comunidad Valenciana.

- Zona Levante (Comunidad Valenciana, Murcia).- Se trata de zonas eléctricas deficitarias con necesidad de nueva generación. En el caso de la Comunidad Valenciana los refuerzos internos considerados permiten la previsión de una operación sin restricciones en el corto/medio plazo. En el caso de Murcia, la concentración de nueva generación exige desarrollos de red a corto plazo.

Para el conjunto de la zona, la eventual evolución hacia escenarios muy excedentarios podría causar restricciones estructurales a medio/largo plazo, que se pondrían especialmente de relieve en zonas de elevada concentración como Sagunto-Castellón y Bahía de Escombreras.

- Zona Centro (Extremadura, Castilla-La Mancha, Madrid).- Se trata de zonas que no presentan problemas de evacuación a corto plazo (en el caso de Extremadura, no se han recibido hasta el momento de elaborar este informe solicitudes de acceso significativas). En el caso de Castilla-La Mancha, el elevado contingente de generación eólica prevista constituye el principal reto para su integración en el sistema. El caso de Madrid constituye una singularidad, en cuanto que resulta la única zona con perspectivas de continuar su carácter deficitario; la ausencia de congestiones en el corto/medio plazo y la necesidad de corregir restricciones de tensión permite apuntar a un amplio margen para el acceso de nuevos agentes.

- Zona Sur (Andalucía).- Con carácter energético deficitario, esta zona presenta posibilidades de expansión del equipo de generación muy elevadas, que podrían llegar a plantear –en el largo plazo- restricciones de evacuación regional. En lo referente a las condiciones locales, y en relación con las previsiones, destacan las restricciones que la zona de Huelva presenta para la nueva generación como consecuencia del déficit de red de transporte que permanece hasta la realización de nuevos ejes de transporte, y en especial con un nuevo eje de 400 kV. Asimismo, la zona oriental presenta limitaciones estructurales para la conexión de generación eólica en el corto y medio plazo (considerando las elevadas previsiones de la zona), que requiere un mallado adicional de la red de transporte.

Por otra parte, la superación del carácter deficitario actual y la evolución hacia excedentes elevados exige el desarrollo de la red de transporte de 400 kV sur-centro.

Orientaciones generales de ubicación geográfica

Se expone a continuación una clasificación indicativa de localización geográfica preferente de nueva generación, en la que se valoran los aspectos previamente mencionados:

Tabla 6.4: Localización geográfica preferente de la nueva generación.

Zona	Subzona	Pot. (MW) Solicitada	Pérdidas	Solución Restricciones	Necesidad Refuerzos Locales	Necesidad Refuerzos Interregionales	Prioridad Resultante
Noroeste	Galicia	1.600	1	1	3	1	Baja
	Asturias	1.200	1	1	2	1	Baja
	Castilla y León	1.600	2	1	3	2	Media
Norte	Cantabria	1.220	3	2	3	2	Media
	País Vasco	2.750	3	2	3	2	Media
	Navarra	800	3	1	3	2	Media
	Rioja	800	3	1	4	2	Media
Nordeste	Aragón	3.200	3	1	3	2	Media
	Cataluña	5.200	4	3	3	2	Alta
Levante	C. Valenciana	4.400	4	3	3	2	Alta
	Murcia	3.600	4	3	3	2	Alta
Centro	Extremadura	-	3	2	3	3	Alta
	Madrid	2.000	4	4	4	4	Muy Alta
	Castilla-La Mancha	800	4	4	4	3	Muy Alta
Sur	Andalucía	9.210	4	4	3	3	Muy Alta

Criterio de calificación : Preferente (4) >>>> No preferente (1)

Aspectos particulares de la generación en régimen especial

Como aspecto complementario a los que de índole técnica y económica se han reflejado en los apartados precedentes, resulta de interés poner de manifiesto la necesidad de fomentar mecanismos de coordinación interregional (entre Comunidades Autónomas) que permitan conseguir soluciones de desarrollo de red de la mayor eficiencia. Ello es particularmente importante en aquellas actuaciones orientadas a la evacuación de generación especial (y más particularmente, debido a su envergadura y previsión de evolución, en el desarrollo de la generación eólica). En este contexto, tanto la gestión por parte de Red Eléctrica de las solicitudes de acceso a la red de transporte como la participación en los distintos planes regionales, se enmarcan en un contexto de apoyo a la nueva generación y adecuación a los estudios locales y regionales llevados a cabo.

Sin embargo, como quiera que la utilidad de la red de transporte trasciende a los usuarios de una Comunidad Autónoma, los estudios regionales requieren ser complementados con una coordinación posterior que permita una asignación de posibilidades de evacuación con independencia de la localización administrativa de las subestaciones o infraestructuras de evacuación, sino teniendo en cuenta las posibilidades conjuntas.

Este reto se presenta especialmente en dos “frentes” complementarios, de distinto horizonte temporal:

- en el corto plazo, la adopción de soluciones comunes –ubicación de nuevas subestaciones o líneas con criterios interregionales- y la adecuada asignación de posibilidades existentes y previstas de evacuación en una zona (por compartir los agentes implicados las limitaciones de un elemento de red o elementos contiguos).
- en el medio plazo, la racionalización de los planes regionales en función de las posibilidades del sistema eléctrico peninsular.

6.6 Criterios generales de dimensionamiento máximo.

Se exponen en este apartado los criterios generales que, junto con los expuestos en los apartados anteriores, han dado lugar a definir unos límites orientativos para la concentración máxima de generación admisible por nudo y en el sistema eléctrico peninsular español, este último referido a la generación eólica.

6.6.1. Máxima concentración en nudos

En el momento actual, en las previsiones de evolución de generación en el sistema español se detectan algunos casos de elevada concentración de solicitudes de nueva generación que, además de exigir la identificación de los refuerzos necesarios y de la valoración de su idoneidad, cuestionan su aceptabilidad para el sistema considerando un conjunto de aspectos.

Para ello, se ha analizado el funcionamiento del sistema en régimen permanente y transitorio, con objeto de valorar la posibilidad de que la evolución del sistema tras contingencia pueda conducir a condiciones de inestabilidad.

Los criterios generales de dimensionamiento de la máxima concentración de generación en una zona se clasifican en:

– Criterios generales de diseño

- Asociados a una distribución energética zonal equilibrada, a un desarrollo topológico armónico, a las limitaciones de la apartamentación - fundamentalmente por magnitudes límite de potencia de cortocircuito - , siempre bajo el supuesto de un adecuado funcionamiento de las protecciones. Se hace preciso realizar análisis particulares de las distintas ubicaciones, siendo difícil la adopción de límites genéricos para el conjunto del sistema eléctrico español.

– Criterios generales de fiabilidad

- Comportamiento de la regulación primaria, incluyendo la aportación procedente de las interconexiones internacionales con el sistema europeo, Estos criterios representan las limitaciones estructurales más severas, por cuanto que se detectan vulneraciones de los criterios contenidos en los procedimientos P.O.1 (funcionamiento y Seguridad del Sistema Eléctrico Español) y P.O.4 (Gestión de las Interconexiones Internacionales)², función del escenario de intercambio considerado, y que se hacen más patentes al considerar los escenarios extremos. Los análisis de comportamiento en régimen estático ponen de manifiesto que el máximo contingente de generación aceptable de fallo simultáneo puede situarse en el entorno de los 2.000 MW, para las zonas más críticas. La valoración de la magnitud anterior ofrece cierta dependencia de la situación del fallo, aunque la

² Cuando las condiciones establecidas para fallo de grupo se aplican a fallo genérico de generación.

necesidad de contar con el adecuado margen de seguridad justifica su generalización.

Por otra parte, resulta significativo que el desarrollo previsto de la red de interconexión no ofrezca márgenes adicionales sobre las magnitudes precedentes. Esta afirmación se justifica por considerar que la capacidad de la interconexión estará mayoritariamente dedicada a la capacidad comercial, por lo que con mayores intercambios la eventual pérdida de la interconexión provocaría un mayor riesgo de pérdida de suministro.

En lo referente a las condiciones de seguridad, se ha analizado el régimen transitorio con objeto de valorar la posibilidad de que la evolución del sistema tras contingencia pueda conducir a condiciones de inestabilidad. A este respecto el sistema soporta la pérdida intempestiva de 2.000 MW de generación (sin falta previa). Más severa para el sistema resulta ser la pérdida de generación inducida por un cortocircuito previo. Aunque es difícil indicar una cifra única, ya que existe una fuerte dependencia asociada a la ubicación, mallado y tiempo de eliminación del defecto, el límite se encuentra en el entorno de los 2.500 MW, si bien existen nudos del sistema con límites inferiores.

- Comportamiento de la regulación secundaria, de forma que se cumplan los requerimientos y necesidades en el sistema eléctrico peninsular español. En efecto, y a pesar de que puede entenderse como un condicionante con traducción económica, es también un requisito técnico.

En resumen, ante una situación de contingencia, la concentración de generación en un nudo eléctrico supone un cierto riesgo para el sistema: aunque la probabilidad de ocurrencia puede considerarse como reducida, la posibilidad real de dichos incidentes y especialmente la envergadura de las consecuencias aconsejan la limitación de dicha concentración como criterio de desarrollo. A este respecto, las limitaciones más razonables que deberían establecerse para la producción máxima simultánea en un nudo eléctrico se sitúan en el margen 2.000÷2.500 MW, estando la definición concreta de dicho máximo sujeta a la ubicación del nudo eléctrico en cuestión. Para la aplicación de la limitación precedente, y en función de la topología concreta de la zona de estudio, se realizarán los correspondientes estudios de detalle.

En términos prácticos, las zonas que pueden ser sensibles a la limitación mencionada (por ser nudos con altos contingentes de generación prevista) son las siguientes:

- Escombreras: resulta el nudo más representativo, por concentrar en los nudos de Escombreras 400, nuevo parque de Fausita 400 y Nueva Escombreras 400 –parques contiguos a una distancia inferior a 1 km- solicitudes de acceso para 3.600 MW de nueva generación (adicionales a los aproximadamente 500 MW existentes actualmente en 400 kV).
- Sagunto, donde se han solicitado 2.400 MW.

En menor medida y en función de la definición de nudo eléctrico (nudos no contiguos, aunque próximos o de niveles de tensión diferentes) pueden indicarse los siguientes emplazamientos:

- Huelva, donde las solicitudes formales alcanzan los 2.000 MW en 400 kV, además de peticiones de información para potenciales solicitudes adicionales de más de 1.000 MW.
- Arcos de la Frontera, donde sobre el mismo eje de doble circuito de 400 kV (Pinar-Tajo), y en emplazamientos muy próximos, confluyen solicitudes de 2.400 MW.
- Pinar del Rey, en cuyo nudo de 400 kV confluyen la solicitud de 800 MW y la generación actual de Los Barrios (más de 500 MW) así como la posibilidad de importación desde Marruecos (la instalación del segundo circuito en cable permitiría del orden de 900 MW). Hay que tener en cuenta la presencia adicional de más de 700 MW conectados actualmente en Algeciras 220 kV y 800 MW previstos de manera inminente en Pinar 220 kV.
- Bilbao, donde la zona de Santurce agrupa en su nivel de 400 kV la generación actual de más de 400 MW y una previsión de 1.600 MW en sus proximidades, con un nivel de 220 kV con generación actual de más de 300 MW y una nueva generación prevista de 400 MW.
- Tarragona Sur, en donde sobre los aproximadamente 3.100 MW actualmente instalados (Centrales de Ascó y Vandellós), existen solicitudes de acceso de 2.400 MW adicionales.

Por otra parte, en algunos de estos emplazamientos existen previsiones para la instalación de nueva generación eólica de una magnitud muy significativa; en particular, esta situación se produce principalmente en las zonas de Arcos de la Frontera-Pinar del Rey y Tarragona Sur.

6.6.2 Generación eólica técnicamente admisible en el Sistema Eléctrico Peninsular Español.

Con objeto de determinar la máxima producción eólica que se puede admitir sin afectar a la seguridad y las medidas que se pueden aplicar para aumentar dicho máximo, se ha realizado un análisis exhaustivo de las posibilidades del sistema. El estudio incluye la consideración de los escenarios más verosímiles de producción e instalación de energía eólica, que tienen en cuenta las previsiones regionales, con el objetivo primario de mantener la seguridad del Sistema Eléctrico Peninsular y particularmente la seguridad del Sistema Interconectado Europeo. Se debe indicar que este máximo corresponde a la potencia eléctrica de origen eólico que, en una situación dada (punta o valle), está siendo inyectada en el sistema eléctrico. La potencia así determinada no define la máxima potencia eólica instalada, pudiendo ser esta última mucho mayor, aunque constituye una referencia significativa para un dimensionamiento racional de la misma. En el Anexo 1 del capítulo 6, se refleja la distribución zonal considerada en el estudio

El estudio parte del flujo de cargas de la red de transporte española para un horizonte definido (casos base punta y valle 2004-2008), al que se incorporan los datos dinámicos que permiten modelar los elementos del sistema eléctrico que tienen influencia en la estabilidad transitoria. En los parques eólicos se han modelado protecciones de mínima tensión, lo que ha permitido dar unos criterios iniciales para los requisitos del sistema, en cuanto a las perturbaciones que debe soportar este tipo de generación sin desconexión.

El modelo de sistema eléctrico se somete a distintas perturbaciones: cortocircuitos trifásicos francos en línea, transformadores y subestaciones; pérdida de generación ordinaria; modificación de la generación eólica debido a variaciones en la velocidad del viento; etc.

En la modelización se han considerado dos casos, uno punta y otro valle, ambos con alta penetración eólica.

En la simulación de las contingencias se han tenido en cuenta los criterios generales de protección detallados en el documento "Criterios generales de protección del sistema eléctrico peninsular español" aprobados por la CNE en el año 2001.

Del análisis de los resultados se desprende:

Situación punta de demanda

a) Cortocircuitos.

Con una generación eólica inyectada de 10.000 MW, se cumplen las condiciones de aceptación.

b) Pérdida de generación ordinaria.

Se cumplen los criterios de aceptación.

c) Variación de la velocidad del viento.

La reducción de generación eólica en un 50% en el Valle del Ebro (la de efectos más severos) se compensó al incrementarse el flujo desde Francia, sin que se produjeran sobrecargas.

Por ello se considera que en situación punta el límite de generación eólica es de 10.000 MW (siempre que se temporice el disparo de los generadores eólicos por mínima tensión un mínimo de 500 ms).

Situación Valle

Cuando se ha modelizado la inyección al sistema de 7.300 MW de generación eólica en situación valle no ha sido posible alcanzar los criterios de aceptación.

a) Cortocircuitos.

Para poder evacuar 5.000 MW eólicos en situación valle ha sido necesario temporizar la desconexión de los parques eólicos por mínima tensión a 1 segundo.

b) Pérdida de generación síncrona.

No han aparecido problemas adicionales a los observados en a)

c) Variación de velocidad del viento.

Se cumplen los criterios de aceptación con el valle de 5.000 MW.

Conclusiones:

En la situación punta se considera que el límite de generación eólica inyectada puede ser de hasta 10.000 MW, siempre que se temporice el disparo de los parques eólicos por mínima tensión un mínimo de 500 ms.

En el caso de situación valle y dependiendo de la temporización de los relés de mínima tensión de los generadores eólicos se pueden evacuar 5.000 MW (1 segundo) ó 3.000 MW (500 ms).

Desde el punto de vista de potencia instalada debe tenerse en cuenta el efecto conjunto de los coeficientes de indisponibilidad y no simultaneidad de la generación en todo el territorio peninsular. Estas cifras están pendientes de ser evaluadas con una estadística que sea suficientemente significativa, elaborada a partir de los datos en tiempo real que ya se reciben en Red Eléctrica. En estos momentos las mejores estimaciones sitúan el efecto conjunto de estos coeficientes en el entorno del 75%.

Como hemos visto, la necesidad de salvaguardar la garantía de suministro, exige la limitación de la producción eólica en las distintas situaciones horarias de operación. La consideración de las dichas posibilidades de producción permiten dimensionar de forma preliminar la generación eólica admisible en el sistema eléctrico peninsular español en una potencia instalada del orden de 13.000 MW, incluyendo determinados criterios de parque en las instalaciones de generación.