

**Client** prof. Mario Monti - Coordonnateur Européen pour l'interconnexion électrique entre la France et l'Espagne

**Sujet** Localisation du nouvel axe d'interconnexion entre la France et l'Espagne et aperçu sur le schéma directeur des Pyrénées. Cahier n° 3

### Commande

**Notes** version originale en langue française

Ce document ne peut pas être reproduit sauf dans sa version intégrale sans autorisation écrite de CESI

**N. de pages** 25

**N. de pages annexées:** 0

**Date d'émission:** 28 avril 2008

**Prepared** IMP - Cova Bruno  
A8010862 2982 ALI  
Michele de Nigris (CESI RICERCA)

**Verified** SIS - Ardito Antonio  
A8010862 2935 VER

**Approved** SIS - Il Responsabile - Ardito Antonio  
A8010862 2935 APP

PUBBLICATO A8010862 (PAD - 1044271)

Mod. RAPP v. 01

*Table des matières*

<b>1</b>	<b>AVANT-PROPOS .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>SCHEMA DIRECTEUR ELECTRIQUE DES PYRENEES .....</b>	<b>4</b>
2.1	Premier projet envisagé dans les Pyrénées Orientales.....	6
2.2	Le choix de l'ouest ou du centre des Pyrénées pour les futurs projets.....	8
<b>3</b>	<b>AUGMENTATION DE LA CAPACITE D'ECHANGE AU MOYEN DE RENFORCEMENTS DES LIGNES EXISTANTES .....</b>	<b>10</b>
3.1	Renforcements des lignes existantes .....	15
3.2	Construction d'une nouvelle ligne.....	20
<b>4</b>	<b>LOCALISATION OPTIMALE DU NOUVEL AXE ENTRE LA FRANCE ET L'ESPAGNE</b>	<b>22</b>
<b>5</b>	<b>REFERENCES .....</b>	<b>24</b>
	<b>ANNEXE 1. CRITERE DE SECURITE N-1 DEFINI DANS L' « OPERATIONAL HANDBOOK » DE UCTE.....</b>	<b>25</b>

## 1 AVANT-PROPOS

Dans la première étape de notre analyse nous avons examiné l'état des infrastructures électriques transpyrénéennes, les niveaux d'échanges entre la France et l'Espagne et nous avons identifié les éléments justificatifs de l'augmentation de la capacité d'échange entre ces deux Pays sur la base des informations mises à la dispositions par les acteurs concernés (Gestionnaires de Réseau, Autorités de Régulation et Gouvernementales). On s'est aussi référé à des études déjà conduites par des institutions internationales, notamment la Commission Européenne (cahier d'étude n° 1 [1]). De plus, dans la deuxième partie de la première étape on a présenté de façon générale les technologies qui pourraient être adoptées pour la réalisation d'une nouvelle interconnexion (cahier d'étude n° 2 [2]).

Suite à l'analyse effectuée sur la nécessité d'augmentation de la capacité d'échange, dans cette étape nous présentons la façon d'atteindre une capacité d'échange plus élevée en examinant tout d'abord les possibles renforcements des lignes existantes. Après avoir montré l'impossibilité d'atteindre la capacité nette d'échange souhaitée au moyen de renforcements des lignes existantes, nous avons considéré la localisation du possible nouvel axe transpyrénéen.

Pour donner une vision plus élargie sur les nécessités de transport transfrontalier dans le moyen-long terme, ce cahier rappelle d'abord les objectifs identifiés dans le schéma directeur des Pyrénées en se référant aux objectifs européens d'intégration des réseaux de transport, aux études disponibles, aux élaborations des gestionnaires de réseau et aux décisions prises au niveau politique.

## 2 SCHEMA DIRECTEUR ELECTRIQUE DES PYRENEES

*La capacité nette d'échange envisagée dans le schéma directeur des Pyrénées est de 4000 MW. Cette valeur a été établie par les gouvernements de la France et de l'Espagne dès l'an 2001. Cette capacité d'échange permettrait de se rapprocher à l'objectif de 10% de taux d'interconnexion fixé par le sommet de Barcelone de 2001, tout en restant encore remarquablement en deçà de cet objectif.*

*De plus, cette capacité d'échange est cohérente avec les résultats du scénario «à haute efficacité de la demande et à haute pénétration des énergies renouvelables» élaboré dans le cadre d'une étude conduite pour la Direction Générale Energie et Transport de la Commission Européenne.*

*Pour atteindre cette capacité il est nécessaire d'envisager deux nouveaux axes transfrontaliers. Le premier axe devrait se situer dans la partie orientale des Pyrénées pour mieux équilibrer les flux de puissance, tandis que le deuxième axe devrait être localisé au centre ou à l'ouest des Pyrénées.*

*De toute façon le choix de détail de la localisation du nouvel axe d'interconnexion à travers les Pyrénées Centrales ou Atlantiques sera le résultat d'une étude d'optimisation sur le système de génération-transport qui doit encore être exécutée.*

L'évaluation d'un schéma directeur, qui puisse donner les indications sur les nécessités de renforcement du réseau de transport sur une période de moyen-long terme (au moins deux décennies), doit forcément être basée sur des scénarios de développement de la demande et de la génération. Tant la demande (volume et profil temporel de consommation de puissance) que la composition du parc de génération dépendent à leur tour d'une série de facteurs externes, tels que :

- l'évolution des prix des combustibles ;
- l'évolution du produit intérieur brut de chaque pays ;
- les actions pour améliorer l'efficacité de la demande ;
- les actions pour augmenter la pénétration de la production des énergies renouvelables ;
- d'autres décisions pour la plupart liées aux stratégies politiques comme le niveau maximal de dépendance d'importation d'énergie primaire (ex. : gaz, charbon, pétrole).

Les résultats de renforcement du réseau sont évidemment remarquablement affectés par les facteurs susmentionnés. De plus, ces facteurs externes ne sont pas constants dans le temps, mais ils évoluent parfois assez sensiblement.

Parmi les scénarios disponibles une des références les plus importantes et reconnues au niveau européen est représentée par l'étude publiée par la Commission Européenne en 2003 « European Energy and Transport Trends to 2030 » [3] (« scénario de base »), qui donne une vision du développement du secteur énergétique et des transports pour l'Union Européenne élargie<sup>1</sup>. Pour l'exécution de l'étude le modèle PRIMES a été adopté; cet outil a été développé par l'Université Technique d'Athènes pour compte de la Commission Européenne DG-TREN [4]. Puis en 2004 une série de scénarios additionnels (« scénarios variants ») a été élaborée pour analyser la sensibilité de l'évolution de la demande et du parc de génération aux facteurs externes sus-indiqués [5]<sup>2</sup>. Parmi les variantes possibles, le scénario « à haute efficacité de la demande et à haute pénétration des énergies renouvelables (RES) » peut être considéré comme le plus significatif compte tenu des orientations des pays membres de l'Union Européenne. En effet l'engagement européen d'augmenter l'emploi de RES a été récemment établi dans

<sup>1</sup> Union Européenne élargie : composée par le 27 pays membres plus Suisse, Norvège et Turquie.

<sup>2</sup> Une ultérieure mise à jour des scénarios énergétiques pour les 27 pays membres de l'Union Européenne a été faite en 2007 : « European Energy and Transport : Trends to 2030 – Update 2007 », document disponible sur le site Internet : [http://ec.europa.eu/dgs/energy\\_transport](http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport)

le "Livre Vert" (« *Green Paper* ») [6] sur la stratégie européenne pour une énergie soutenable, compétitive et sûre, publié en mars 2006, dans lequel trois piliers principaux pour la politique d'énergie ont été tracés: soutenabilité, compétitivité et sécurité de l'approvisionnement. En particulier, la soutenabilité des besoins énergétiques devra s'appuyer sur "*le développement des sources d'énergie renouvelables compétitives*", "*la diminution du taux de croissance de la demande d'énergie en Europe*" et "*un effort global pour arrêter le changement du climat*". Finalement, des engagements fermes pour la nouvelle politique d'énergie de l'Europe ont été réaffirmés par le Conseil de Chefs de Gouvernement, tenu en mars 2007, où, afin de satisfaire l'objectif de limiter l'augmentation de la température à +2°C au-dessus du niveau préindustriel, trois cibles principales ont été établies pour 2020:

- diminution des émissions des gaz à effet de serre (GHG) de 30% par rapport à 1990, pourvu que tous les pays développés s'engagent dans des réductions comparables d'émissions, dans le cas contraire l'engagement de l'UE vise à une réduction du 20% des GHG;
- diminution de la consommation d'énergie du 20% par rapport aux projections du « *scénario de base* »;
- contribution d'au moins 20% de RES par rapport au total de la demande d'énergie.

Pour une évaluation indicative des renforcements transfrontaliers au niveau européen on peut donc faire référence au scénario «*à haute efficacité de la demande et à haute pénétration des énergies renouvelables*» considéré dans l'étude EU-TEN ENERGY INVEST conduite en 2005 pour la Direction Générale Energie et Transport de la Commission Européenne (EC-DG-TREN) [7]. En ce qui concerne la consommation, ce scénario prévoit pour la période 2005-2025 une augmentation de la demande dans l'UE-30 de +26% ( $\approx 3660$  TWh/an en 2025) à comparer à une augmentation de +42% dans le *scénario de base* ( $\approx 4250$  TWh/an en 2025). Pour la pénétration des RES dans le secteur électrique on fait référence au « scénario de meilleure stratégie » (« *policy scenario* ») du projet FORRES [8], qui a aussi été exécuté pour la EC-DG-TREN en 2005. Le « *policy scenario* » de l'étude FORRES estime pour l'année 2020 une croissance de la production électrique de RES jusqu'à 34% de la consommation totale dans l'UE-25, dont la plus part est générée par les parcs éoliens (12.8% de la demande, équivalent à 460 TWh/an). L'intégration d'une grande quantité de production éolienne dans les réseaux européens de transport rend nécessaire une capacité d'échanges transfrontaliers plus importante que dans le cas de « *scénario de base* », puisque les centres de production d'énergie éolienne sont généralement situés loin des centres de consommations et leur production est de type « non contrôlable ». En adoptant le scénario «*à haute efficacité de la demande et à haute pénétration des énergies renouvelables*» on estime nécessaire d'augmenter au niveau européen les capacités transfrontalières d'échange d'environ 28 GW dans les deux prochaines décennies par rapport à une augmentation de seulement 13 GW estimée pour le scénario de base.

En ce qui concerne notamment la frontière franco-espagnole, on a évalué la nécessité d'augmenter la capacité nette d'échange de 3300 MW, ce qui conduirait à une capacité nette totale de 4700 MW. En réalité dans le scénario «*à haute efficacité de la demande et à haute pénétration des énergies renouvelables*» le modèle mathématique d'optimisation utilisé dans l'EU TEN-ENERGY INVEST tient compte du coût des lignes transfrontalières sans considérer les renforcements qui pourraient s'avérer nécessaires en amont et en aval. Ces coûts additionnels vont limiter l'expansion de la capacité transfrontalière de façon parfois non négligeable (15-20% ou plus en relation à la distribution des centres de consommation et de la structure de réseau du transport). Donc, une valeur d'environ 4000 MW de capacité nette d'échange peut être considérée comme adéquate à un horizon de vingt ans.

Cette valeur est d'ailleurs cohérente avec les indications reçues par les Gestionnaires de Réseau Français et Espagnol, ainsi que les accords établis entre les gouvernements de la France et de l'Espagne. En effet, lors du sommet franco-espagnol du 12 octobre 2001, les gouvernements français et espagnol se sont engagés à renforcer la capacité d'interconnexion entre leurs pays : un premier objectif à court terme a

été fixé à 2600 MW au moins, l'objectif à moyen terme étant de 4000 MW. Cette valeur de 4000 MW permettrait de se rapprocher de l'objectif de 10% de taux d'interconnexion fixé par le sommet de Barcelone de 2001, tout en restant encore sensiblement en deçà de l'objectif. On remarquera en effet que la valeur cible de 4000 MW représente moins de 5 %<sup>3</sup> de la puissance installée en Espagne, et un peu moins de 10% de la puissance maximale appelée à la pointe<sup>4</sup> qui d'ailleurs va augmenter d'année en année.

Selon les informations reçues par REE, actuellement le total de la capacité nette d'échange (NTC) atteint en Espagne 3.73% de la puissance installée (valeur de l'année 2007) et 2.16% si l'on considère l'entière péninsule ibérique. Cette valeur pourrait atteindre pour l'Espagne 4.20% en 2016 (en se référant à la puissance installée pour cette année), grâce aux trois nouvelles lignes planifiées vers le Portugal et 5.20% si on inclut une nouvelle interconnexion avec la France.

Pour atteindre la capacité d'échange souhaitée de 4000 MW il est nécessaire d'envisager deux nouveaux axes transfrontaliers.

## 2.1 Premier projet envisagé dans les Pyrénées Orientales

Le premier projet permet de répondre à l'équilibre naturel des flux électriques comme illustré dans le chapitre 4. En effet, en 2007 les flux électriques transitant sur la ligne 400kV de l'Est (Baixas-Vic) ont été supérieurs pendant environ 70% du temps aux flux électriques transitant sur les lignes 400 kV et 225/220 kV à l'Ouest (Argia-Hernani et Arkale-Argia).

La répartition naturelle des flux électriques sur l'interconnexion dépend en grande partie de la localisation des zones de production et de consommation sur les régions proches de la frontière. Etant donné l'accroissement de consommation envisagé notamment en Catalogne espagnole, cette situation de flux prépondérant à l'Est de la frontière va se maintenir dans le futur. Afin d'optimiser l'utilisation d'une nouvelle ligne d'interconnexion, il est donc souhaitable de positionner son tracé à l'Est des Pyrénées.

De plus, pour bien dimensionner un système d'infrastructures électriques, il est important, de connaître non seulement la croissance de la consommation et de la production, mais encore leur localisation. Les figures suivantes (déjà illustrées aussi en [1]) montrent le solde production / consommation à la pointe de consommation de 2006, et la prévision correspondante pour 2016. On observe qu'en Espagne, il n'y a pas coïncidence entre les zones à plus grande production et à plus grande consommation<sup>5</sup>. Les cartes de Fig. 2-1 mettent en évidence le chemin naturel des flux électriques depuis les zones excédentaires en production (en rouge) vers les zones déficitaires (en bleu) les plus proches. On peut observer que le Nord de la Catalogne est fortement déficitaire et qu'elle est essentiellement alimentée par la production du Sud de la région, mais elle induit aussi des flux importants sur la ligne 400 kV d'interconnexion avec la France Vic-Baixas. Ces caractéristiques se maintiendront dans le futur, ce qui illustre la nécessité de soulager cette ligne en zone Est des Pyrénées, avec un renforcement de l'interconnexion dans cette même zone.

---

<sup>3</sup> En se référant à la capacité totale brute en Espagne (environ 86 GW). Le rapport « capacité nette d'échange » - « puissance installée » est encore plus faible si l'on considère l'entière péninsule ibérique avec une capacité totale qui dépasse les 100 GW. En réalité, puisque environ 17% de la puissance installée actuellement en Espagne est de type éolien non-contrôlable, il faudrait tenir compte du facteur de disponibilité simultanée de la production éolienne en réduisant donc la valeur totale de la puissance installée.

<sup>4</sup> La pointe de consommation enregistrée le 17 décembre 2007 a dépassé les 45.000 MW.

<sup>5</sup> Cette situation est d'ailleurs commune à plusieurs autres pays européens.

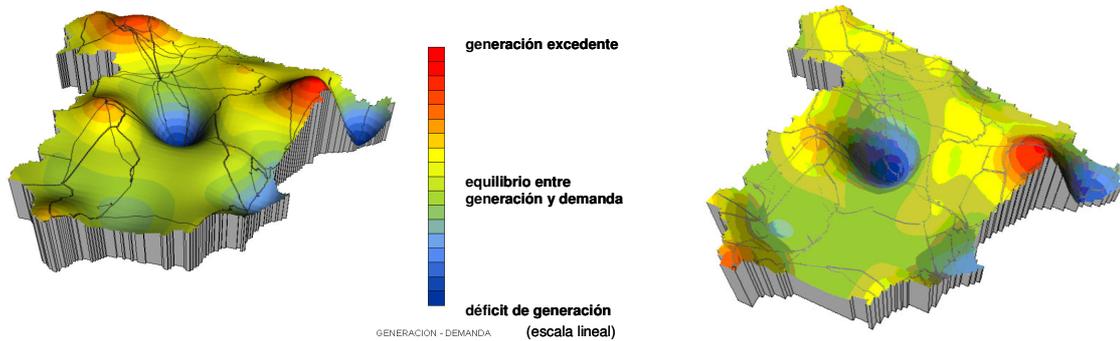


Fig. 2-1 Cartes fournissant le solde (production – consommation) en Espagne aux pointes de consommation des années 2006 et 2016 (source REE)

En tenant compte les éléments justificatifs illustrés en [1], pour optimiser l’utilisation de la nouvelle interconnexion à l’est des Pyrénées il est souhaitable d’atteindre une capacité nette d’échange d’environ 2800 MW. Une ligne aérienne à 400 kV ayant une capacité physique de 4000 MVA ou une ligne enfouie ayant une capacité équivalente permettrait d’atteindre de façon certaine cette capacité nette d’échange, comme confirmé aussi dans les rapports d’étude [15] et [9]. En revanche, dans le cas du choix du courant continu, la nouvelle liaison pourrait être dimensionnée exactement pour la capacité additionnelle souhaitée (1400 MW).

Le projet dans les Pyrénées Orientales tel qu’envisagé à ce jour par les Gestionnaires de Réseau consiste à créer une liaison à 400 kV entre les postes de Baixas-Santa Llogaia-Ramis-Bescano’.

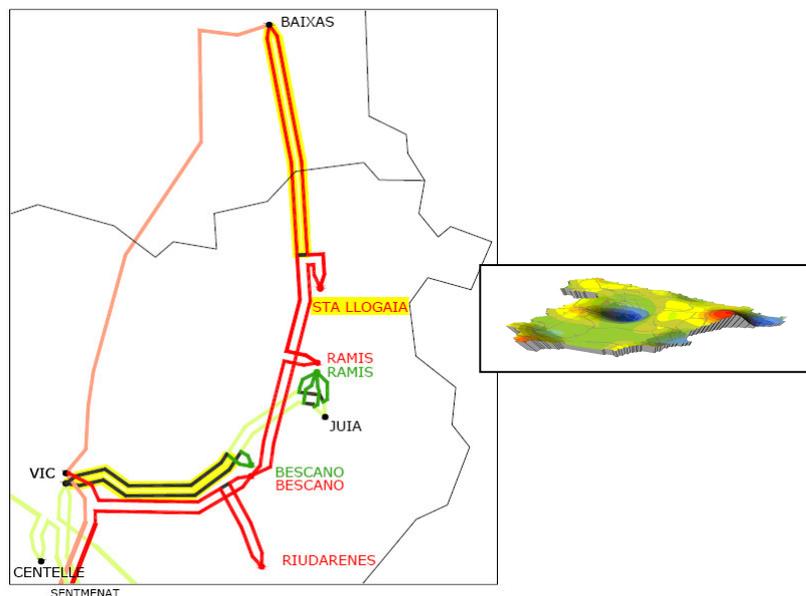


Fig. 2-2 Possible tracé de la nouvelle liaison terrestre à l’Est des Pyrénées (source RTE et REE)

La possibilité d’enfouir le tronçon transfrontalier (Baixas-Sta. Llogaia) est à l’étude en prenant en compte la sensibilité environnementale des zones traversées et le surcoût occasionné par rapport à la technologie aérienne en 400 kV. Le tronçon du nouvel axe au sud de Sta.Llogaia/Ramis’ serait complété par de nouvelles lignes aériennes à 400 kV jusqu’aux postes de Bescano’, Vic et de Sentmenat.

En réalité la nécessité impérieuse de renforcer le réseau de la zone de Gérone tout comme la nécessité d'une alimentation adéquate pour le train à grande vitesse dans les délais requis, alimentation impossible avec le réseau actuel, ont conduit en 2005 à séparer en Espagne l'instruction de la partie Sentmenat / Vic jusqu'à Santa Llogaia, de la partie transfrontalière entre Santa Llogaia et Baixas. Selon les informations les plus récentes, le développement du réseau 400 kV depuis Sentmenat jusqu'à Bescano est actuellement en cours d'instruction ou de réalisation, et sa mise en service est prévue pour 2009. Le projet relatif au tronçon Bescano'-Ramis-Santa Llogaia est encore en phase d'obtention des autorisations et sa mise en service est prévue fin 2010. Comme mentionné ci-dessus, le choix de la solution technologique pour le dernier tronçon transfrontalier (Baixas-Sta. Llogaia) est actuellement en phase de définition.

## 2.2 Le choix de l'ouest ou du centre des Pyrénées pour les futurs projets

L'atteinte du palier 4000 MW nécessiterait la création d'une deuxième ligne à 400 kV traversant les Pyrénées. Ce nouveau projet, envisagé à plus long terme par rapport au premier, devrait être situé au Centre ou à l'Ouest des Pyrénées (Fig. 2-3) de façon à garder un équilibre dans les capacités physiques des lignes transfrontalières aussi bien que dans les flux internationaux attendus. Le territoire à l'étude pour ce projet couvre quatre départements en France : les Pyrénées Atlantiques, les Hautes-Pyrénées, la Haute-Garonne et l'Ariège et concerne deux provinces espagnoles : la Navarre et l'Aragon. Selon les informations actuellement disponibles chez les Gestionnaires de réseau, ce projet ultérieur est encore au stade des études préliminaires et ne pourra être précisé qu'une fois connues les caractéristiques techniques du projet à l'Est des Pyrénées, car les caractéristiques de ce premier projet peuvent avoir une influence non négligeable sur le projet ultérieur.

Repositionner un nouveau projet à l'Est des Pyrénées ne permettrait pas de répondre au mieux aux nouveaux besoins électriques et induirait des renforcements lourds sur le réseau amont. C'est pourquoi le projet ultérieur ne se situerait pas à l'Est des Pyrénées mais au Centre ou à l'Ouest.

On remarquera en effet qu'en 2007 les flux électriques transitant sur la ligne 400 kV à l'Ouest ont tout de même été supérieurs pendant environ 30% du temps aux flux électriques transitant sur la ligne 400 kV à l'Est. Ces lignes sont, en général, très chargées dans les situations d'export d'électricité de l'Espagne vers la France, la zone nord de l'Espagne étant fortement productrice, alors que le sud-ouest de la France est plutôt déficitaire. Etant donné que les prévisions de flux d'export de l'Espagne vers la France sont à la hausse, il sera nécessaire de renforcer ces lignes par une nouvelle infrastructure au centre ou à l'ouest des Pyrénées.

De toute façon le choix de détail de la localisation du nouvel axe d'interconnexion à travers les Pyrénées Centrales ou Atlantiques sera le résultat d'une étude d'optimisation sur le système de génération-transport qui doit encore être exécutée.

Il est utile de souligner que, dans la perspective de la réalisation du nouvel axe ferroviaire à grande capacité France-Espagne (Projet Prioritaire n°16 du Réseau Transeuropéen de Transport), la possibilité de jumeler l'infrastructure ferroviaire – en particulier au niveau du tunnel de base - avec l'interconnexion électrique devrait être étudiée dans le cadre des études de préfaisabilité relatives à ce projet qui devraient être lancées dans les prochaines années.

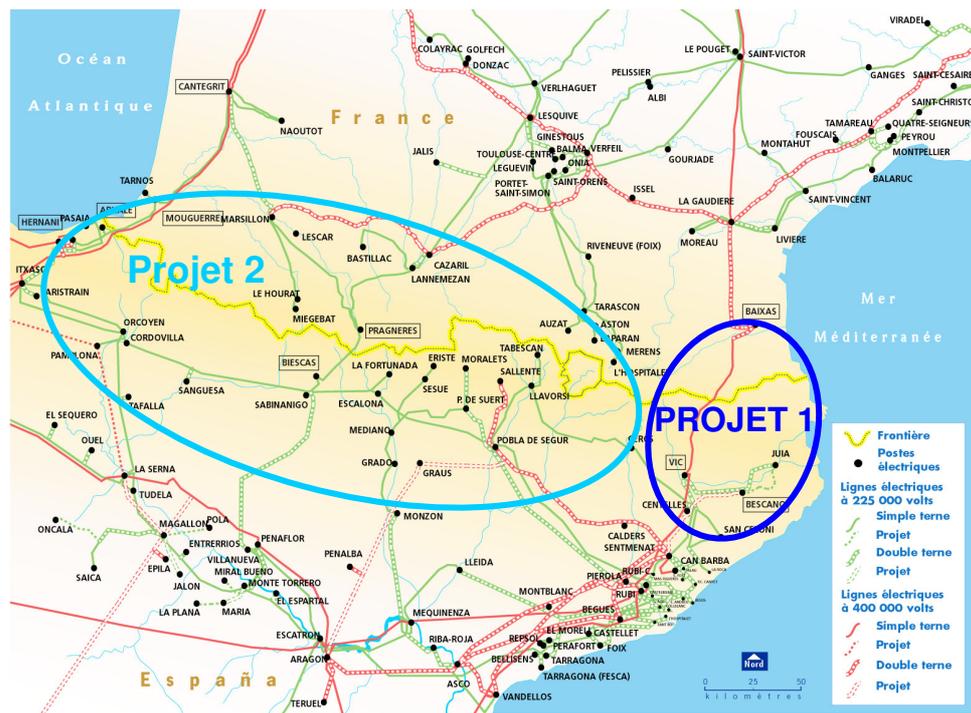


Fig. 2-3 Projets d'interconnexion sur la chaîne pyrénéenne

### 3 AUGMENTATION DE LA CAPACITE D'ÉCHANGE AU MOYEN DE RENFORCEMENTS DES LIGNES EXISTANTES

*Pour augmenter la capacité nette d'échange jusqu'à la valeur de 2800 MW tout en évitant la construction de nouveaux couloirs électriques, on a examiné les possibles renforcements des lignes transfrontalières existantes. A ce but on a analysé :*

- ✓ renforcements simples (doublement des lignes 400 kV Baixas-Vic ou Argia-Hernani),*
- ✓ renforcements repartis (interventions multiples sur plusieurs axes le long de la chaîne des Pyrénées),*
- ✓ solutions hybrides (renforcements des lignes existantes et réalisation d'une nouvelle ligne le long du tracé des lignes existantes).*

*Aucune des solutions examinées ne permet d'atteindre la capacité nette d'échange souhaitée en respectant les critères de sécurité adoptés par les Gestionnaires de Réseau français et espagnol.*

Dans l'analyse des besoins pour une nouvelle interconnexion entre la France et l'Espagne (cahier CESI n° 1 [1]), on a mis en évidence la nécessité d'augmenter la capacité nette d'échange pour une série de raisons, notamment :

- sûreté du système électrique et qualité de la fourniture ;
- sécurité d'approvisionnement pour chacun des systèmes électriques interconnectés ;
- intégration des marchés nationaux/régionaux de l'électricité.

De plus, dans le cas où un nouveau renforcement de l'interconnexion était réalisé dans la partie orientale des Pyrénées, elle pourrait contribuer à sécuriser dans les années futures l'approvisionnement de la Catalogne et des Pyrénées Orientales.

La capacité nette d'échange envisagée entre la France et l'Espagne est d'environ 2800 MW, c'est-à-dire une augmentation de 1400 MW par rapport à la valeur actuelle<sup>6</sup>. Pour augmenter la capacité d'échange à la valeur souhaitée, on a analysé les deux possibilités suivantes :

- a) *renforcements des lignes existantes ;*
- b) *construction d'une nouvelle ligne (aérienne, mixte aéro-souterraine, ou enfouie le long du tronçon transfrontalier).*

En ce qui concerne les renforcements des lignes existantes on a considéré :

- le remplacement des conducteurs actuellement utilisés avec des conducteurs doubles de section 1144mm<sup>2</sup> ;
- la construction d'une ligne supplémentaire à un seul terna le long d'une des lignes existantes ;
- la transformation à 400 kV de la ligne à 220 kV des Pyrénées Centrales.

On a aussi examiné les renforcements repartis sur plusieurs lignes afin d'atteindre la capacité nette d'échange de 2800 MW.

---

<sup>6</sup> Nous rappelons qu'actuellement la capacité nette d'exportation de l'Espagne vers la France est seulement de 500 MW, valeur qui parfois est réduite à 300 MW. Cependant cette limitation est due aux contraintes internes au système de transport de l'Espagne. Après avoir résolu ces contraintes la capacité nette d'échange entre ces pays atteindrait le seuil de 1400 MW dans les deux directions.

La structure du réseau de transport dans les régions de l'Espagne et de la France au voisinage de la frontière est représentée en Fig. 3-1 (schéma indicatif et pas à l'échelle). En particulier les caractéristiques des conducteurs des lignes transfrontalières actuellement installés sont reportées dans le tableau suivant. On peut remarquer que des différentes configurations de conducteurs composent les lignes: la puissance transitée en courant (et donc la capacité de transport de la ligne) sont calculées dans les conditions les plus contraignantes en tenant compte des caractéristiques du tronçon le moins performant de la ligne. Comme illustré dans le par. 3.2 du rapport [1], une série de renforcements a déjà été réalisée sur ces lignes à partir de 1997.

Tab. 3-1 – Caractéristiques des lignes d'interconnexion entre la France et l'Espagne

Ligne	Type de conducteur	Section [mm <sup>2</sup> ]	Capacité de transport (hiver/été) [MVA]
Argia-Hernani 400 kV	<i>Tronçon français:</i> ACSR <sup>(*)</sup> ACSR Almelec	2 x 612 612 + 595 570	1620/1430
	<i>Tronçon espagnol:</i> ACSR	2 x 547,3	1710/1590
Argia-Arkale 220 kV	ACSR	547,3	460/410
Pragnères-Biescas 220 kV	ACSR	325,6	330/270
Baixas-Vic 400 kV	<i>Tronçon français:</i> ACSR Almelec-acier Almelec	2 x 612 2 x 612 2 x 1144	1710/1510
	<i>Tronçon espagnol :</i> ACSR	2 x 591,6	

<sup>(\*)</sup> ACSR : Aluminium Conductor Steel Reinforced (Aluminium-acier)



Pour l'évaluation des solutions recevables qui permettent d'atteindre la capacité nette d'échange de 2800 MW, il faut se référer aux critères de sécurité qui doivent être respectés dans le système interconnecté UCTE. Les critères généraux à respecter sont illustrés dans l' « Operational Handbook » de l'UCTE [11], qui dans le chapitre 3<sup>7</sup> donne la définition du critère de sécurité N-1 comme suit :

### Criteria

**C1. "N-1" CRITERION:** Any probable single event leading to a loss of POWER SYSTEM elements should not endanger the security of interconnected operation, that is, trigger a cascade of trippings or the loss of a significant amount of CONSUMPTION. The remaining network elements, which are still in operation should be able to accommodate the additional load or change of generation, voltage deviation or transient stability regime caused by the initial failure. It is acceptable that in some cases TSOs allow a loss of CONSUMPTION in their own area on condition that its amount is compatible with a secure operation, predictable and locally limited.

**C1.1. Loss of an element.** The loss of any POWER SYSTEM element (generating set, compensating installation or any TRANSMISSION circuit, transformer) must not jeopardise the security of operation of interconnected networks as a result of limits being reached or exceeded for current, VOLTAGE magnitude, STABILITY, etc., and accordingly cannot cause cascade tripping of installations with interruptions in supply. These harmful consequences must be avoided in the system directly supervised by the TSO and also in ADJACENT SYSTEMS. Particular attention is required for TIE-LINES or in the vicinity of borders between different TSOs. The loss of any element according to this "N-1 CRITERION", however, could affect radially supplied areas (and the output of their local power plants) and as such these areas are excluded from this rule.

*Nota : la traduction se trouve dans l'annexe 1 de ce cahier.*

De plus, dans la définition des procédures on établit :

« **Procedures for the N-1 Criterion.** TSOs individually and jointly develop, maintain and implement procedures to comply with the N-1 criterion »<sup>8</sup>

Sur la base des critères généraux établis par l'UCTE, chaque gestionnaire de réseau définit en détail les contraintes opérationnelles en termes de limites de tension aux jeux de barres, de courant dans les lignes et transformateurs, de courbes de capacité des générateurs tant en conditions normales que d'urgence.

En ce qui concerne le critère de sécurité N-1, chaque gestionnaire définit les événements à considérer (ex. : une seule défaillance ou défaillances multiples). Cet aspect est souligné explicitement dans l' « Operational Handbook » de l'UCTE, qui affirme:

« ...Each TSO is directly responsible for coping with the N-1 criterion by taking into account of the loss of one or multiple network elements (N-k elements when such situations can occur with a sufficient probability to threaten the security of operation : e.g. N-2 lines for some double circuit lines when appropriate)... »<sup>9</sup>

<sup>7</sup> « Policy 3- Operational Security »: UCTE Operational Handbook

<sup>8</sup> Procédures pour le critère N-1. Les Gestionnaires de Réseau individuellement et conjointement développent, maintiennent et mettent en place les procédures pour satisfaire le critère N-1.

<sup>9</sup> « ...Chaque Gestionnaire de réseau est directement responsable de satisfaire le critère N-1 en tenant compte de la défaillance d'un ou de plusieurs éléments de réseau (N-k éléments chaque fois qu'une telle situation se vérifie avec une probabilité suffisamment élevée pour mettre en danger l'exploitation du système ; ex. N-2 pour les lignes à double circuit où opportun)... »

Dans le cas spécifique de l'Espagne les événements probables à considérer dans l'analyse de sécurité ont été établis par le Gouvernement Espagnol dans le BOE (Boletín Oficial del Estado) publié le 18 août 1998 qui inclut parmi les « cas probables » le déclenchement soudain des lignes à deux circuits ayant une longueur supérieure à 30 km. La défaillance simultanée de deux composants de réseau est normalement considérée dans le critère de sécurité N-2.

Ce critère, qui est plus restrictif par rapport au critère « standard » N-1 est adopté par plusieurs pays européens. En particulier, le système ibérique peut être considéré comme une "île électrique" qui est très sensible à la perte de tout élément important du réseau ou de génération car le support du reste du système européen à travers les interconnexions est assez modéré et, donc, le risque de potentiels délestages de la charge plus ou moins étendus pourrait se vérifier. Dans le cas des lignes d'interconnexion, la perte des deux circuits de la même ligne (par ex. dû à la ruine subite d'un pylône ou à un court-circuit entre les deux circuits causé par la foudre) pourrait signifier pour la Péninsule ibérique un risque important de perte instantanée d'une capacité importante de l'interconnexion et peut mener à un isolement par rapport au système UCTE.

En suivant les mêmes critères, le Portugal et l'Italie [14], ainsi que d'autres systèmes « périphériques » qui se trouvent en conditions similaires, considèrent la défaillance des deux circuits de la même ligne. Au contraire, dans d'autres pays européens ayant un réseau fortement maillé et interconnecté (ex. la France), le défaut de deux circuits n'a pas le même genre de conséquences et il n'est pas systématiquement considéré dans l'analyse de sécurité.

En général les contraintes de sécurité, qui doivent être respectées par les Gestionnaires de Réseau, sont illustrées dans les codes de réseau (« *grid code* ») qui sont des documents publics<sup>10</sup>. Dans notre cas spécifique REE et RTE adoptent les limites suivantes en ce qui concerne les surcharges tolérables en conditions d'urgence (« *contingency condition* »):

✓ Surcharge acceptable en condition d'urgence

- Espagne [12]:

- Lignes internes: 15% de surcharge pour une durée maximale de 20 min. Ce qui signifie que la surcharge est acceptable seulement si elle peut être éliminée au moyen de mesures opérationnelles dans un délai inférieur à 20 minutes. Si ce n'est pas possible, aucune surcharge en conditions N-1 n'est tolérée;
- Lignes d'interconnexion: 0% de surcharge (une surcharge jusqu'à 30% est acceptée pendant la régulation primaire de fréquence)
- Câbles enterrés : 0% de surcharge
- Transformateurs : dans de cas de défaillance d'un seul circuit des lignes à double circuit on peut tolérer des surcharges jusqu'à 20% en hiver, 15% en automne et printemps et 10% en été. Des surcharges plus importantes peuvent être acceptées en conditions transitoires en cas de défaillance de deux circuits de la même ligne.

- France [13]:

- Lignes internes: les lignes THT sont surchargeables à un taux défini au cas par cas avec des délais de retour sous l'IMAP<sup>11</sup> de 20 min, 10 min ou 5min.
- Lignes d'interconnexion : 0% de surcharge dans le cas de l'interconnexion avec l'Espagne, car le Gestionnaire Français ne peut pas réduire les éventuelles surcharges au moyen d'actions opérationnelles internes à son système.

<sup>10</sup> Normalement les codes de réseau sont mis à disposition dans les sites Internet des gestionnaires de réseau.

<sup>11</sup> IMAP : Intensité Maximale Admissible en Permanence (Ampacity)

### 3.1 Renforcements des lignes existantes

Les renforcements des lignes existantes pris en compte sont les suivants:

a) *renforcements simples* :

1. le **doublément de la ligne Argia-Hernani 400kV**, c'est-à-dire le remplacement de la ligne actuelle en simple terne par une ligne en double terne ayant des conducteurs de mêmes caractéristiques que les conducteurs actuellement installés sur la ligne ;
2. le **doublément de la ligne Baixas-Vic 400kV**, c'est-à-dire le remplacement de la ligne actuelle en simple terne par une ligne en double terne ayant des conducteurs de mêmes caractéristiques que les conducteurs actuellement installés sur la ligne ;

b) *renforcements répartis* (interventions multiples sur plusieurs axes le long de la chaîne des Pyrénées):

3. renforcement **simultané des lignes existantes Argia-Hernani 400kV et Baixas-Vic 400kV** par remplacement des conducteurs actuellement utilisés avec des conducteurs doubles de section  $1144\text{mm}^2$  et renforcement ou remplacement des pylônes
4. renforcement **simultané des lignes existantes Argia-Hernani 400kV et Baixas-Vic 400kV** par remplacement des conducteurs actuellement utilisés avec des conducteurs doubles de section  $1144\text{mm}^2$  , **doublément de la ligne existante Baixas-Vic 400kV** par construction d'une ligne supplémentaire à un seul terne ayant des conducteurs doubles de section  $1144\text{mm}^2$
5. doublément **simultané en structure double terne des lignes 400kV Argia-Hernani et Baixas-Vic** (c'est à dire le remplacement de la ligne actuelle en simple terne par une ligne en double terne ayant des conducteurs de même caractéristiques que les conducteurs actuellement installés sur la ligne) ;
6. **transformation à 400kV de la ligne Pragnères-Biescas 220kV** et d'une partie de réseau en amont et en aval
7. renforcement **simultané des lignes existantes Argia-Hernani 400kV et Baixas-Vic 400kV** par remplacement des conducteurs actuellement utilisés avec des conducteurs doubles de section  $1144\text{mm}^2$  et **transformation à 400kV de la ligne Pragnères-Biescas 220kV** et d'une partie de réseau en amont et en aval
8. **doublément de la ligne existante Baixas-Vic 400kV par construction d'une ligne supplémentaire** à un seul terne avec des conducteurs doubles de section  $1144\text{mm}^2$  , et **transformation à 400kV de la ligne Pragnères-Biescas 220kV** et d'une partie de réseau en amont et en aval
9. **renforcement de la ligne existante Argia-Hernani 400kV** par remplacement des conducteurs actuellement utilisés avec des conducteurs doubles de section  $1144\text{mm}^2$ , **doublément de la ligne existante Baixas-Vic 400kV** par construction d'une ligne supplémentaire à un seul terne ayant des conducteurs doubles de section  $1144\text{mm}^2$  et **transformation à 400kV de la ligne Pragnères-Biescas 220kV** et d'une partie de réseau en amont et en aval ;

c) *solutions hybrides* (renforcements des lignes existantes et réalisation d'une nouvelle ligne):

10. **renforcement simultané des lignes existantes Argia-Hernani et Baixas-Vic 400kV** par remplacement des conducteurs actuellement utilisés avec des conducteurs doubles de section 1144mm<sup>2</sup>, **construction d'une ligne supplémentaire à un seul terna entre Baixas et Bescano'** ayant des conducteurs doubles de section 1144mm<sup>2</sup>
11. **renforcement de la ligne existante Baixas-Vic 400kV** par remplacement des conducteurs actuellement utilisés avec des conducteurs doubles de section 1144mm<sup>2</sup>, **construction d'une ligne supplémentaire à un seul terna entre Baixas et Bescanò** ayant des conducteurs doubles de section 1144mm<sup>2</sup>.

Les possibilités de renforcements illustrées ci-dessus ont été déjà prises en compte lors de l'expertise CESI conduite en 2003 et les résultats peuvent être considérés encore valables puisque dans les régions de frontière le niveau de la charge a évolué de façon assez modérée ces dernières années tandis que la production a été en légère diminution du côté français (notamment dans les départements de l'Ariège et Hautes Pyrénées) et elle a augmenté très faiblement du côté espagnol (région du Pays Basque et de la Navarre) [1].

Les tableaux suivants synthétisent les résultats obtenus pour chaque solution. Comme mentionné auparavant, les analyses ont été conduites en se référant aux critères de sécurité de l'UCTE<sup>12</sup> et aux limites opérationnelles adoptées par les gestionnaires de réseau. Par conséquent, dans les résultats illustrés dans les tableaux on ne tient pas compte des contraintes additionnelles à caractère environnemental, économique, temps de réalisation.

Tab. 3-2 – Renforcements simples

Solution	Acceptable (oui/non)	Dans le négatif, pourquoi
a)-1. <b>Doublement de la ligne Argia-Hernani 400kV</b>	<b>non</b>	Le déclenchement de la ligne Baixas-Vic cause une surcharge intolérable sur la Pragnères-Biescas.  La défaillance des deux ternes de la ligne Argia-Hernani (400kV) cause des surcharges intolérables sur les lignes restantes de l'Ouest et Centre Pyrénées et des autres lignes de la région avec un effet de cascade qui conduit à la séparation de la France par rapport à la Péninsule Ibérique.
a)-2. <b>Doublement de la ligne Baixas-Vic 400kV</b>	<b>non</b>	Le déclenchement de la ligne Argia-Hernani cause une surcharge intolérable sur la ligne Argia-Arkale, qui serait déclenchée suite à l'intervention d'un dispositif automatique, et une surcharge modérée sur la ligne Pragnères-Biescas.  La défaillance des deux ternes de la ligne Baixas-Vic risque de causer l'effondrement du réseau

**On peut donc conclure que le doublement des lignes 400 kV existantes ne permet pas d'atteindre la capacité d'échange de 2800 MW.**

<sup>12</sup> UCTE : Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité (voir : [www.ucte.org](http://www.ucte.org)).

Tab. 3-3 – Renforcements répartis

Solution	Acceptable (oui/non)	Dans le négatif, pourquoi
b)-3. <b>Renforcement simultané des lignes existantes Argia-Hernani 400kV et Baixas-Vic 400kV par remplacement des conducteurs (1144 mm<sup>2</sup>) et renforcement ou remplacement des pylônes</b>	<b>non</b>	Le déclenchement de la ligne Argia-Hernani cause une surcharge intolérable sur les lignes Argia-Arkale et Pragnères-Biescas. Le déclenchement de la ligne Baixas-Vic cause une surcharge intolérable sur les lignes Pragnères-Biescas et Argia-Arkale.
b)-4. <b>Renforcement simultané des lignes existantes Argia-Hernani 400kV et Baixas-Vic 400kV</b> <b>Doublement de la ligne existante Baixas-Vic 400kV par construction d'une ligne supplémentaire à un seul terne</b>	<b>non</b>	Le déclenchement de la ligne Argia-Hernani cause une surcharge sur la ligne Argia-Arkale de 20% et une surcharge sur la ligne Pragnères-Biescas de 16%. Ces valeurs ne sont pas acceptables pour les lignes transfrontalières selon les critères de sécurité adoptés par RTE et REE
b)-5 <b>Doublement simultané en structure double terne des lignes 400kV Argia-Hernani et Baixas-Vic</b>	<b>non</b>	<u>Cette solution permet de satisfaire les critères de sécurité N-1 seulement dans le cas de déclenchement d'un seul circuit.</u> Cependant, dans le cas de mise hors service des deux ternes des lignes Argia-Hernani ou Baixas-Vic (sécurité N-2 adopté par REE) on risque des délestages multiples qui peuvent conduire même à un effondrement de réseau.
b)-6 <b>Transformation à 400kV de la ligne Pragnères-Biescas 220kV et d'une partie de réseau en amont et en aval</b>	<b>non</b>	La mise hors service de la ligne 400kV Argia-Hernani provoque une surcharge sur la ligne transfrontalière 220kV Argia-Arkale et la porte au déclenchement avec des ultérieures surcharges sur la ligne Pragnères-Biescas.
b)-7 <b>Renforcement simultané des lignes existantes Argia-Hernani 400kV et Baixas-Vic 400kV, transformation à 400kV de la ligne Pragnères-Biescas 220kV et d'une partie de réseau en amont et en aval</b>	<b>non</b>	La mise hors service de la ligne 400kV Argia-Hernani provoque une surcharge sur la ligne transfrontalière 220kV Argia-Arkale et la porte au déclenchement
b)-8 <b>Doublement de la ligne existante Baixas-Vic 400kV par construction d'une ligne supplémentaire simple terne</b> <b>Transformation à 400kV de la ligne Pragnères-Biescas 220kV et d'une partie de réseau en amont et en aval</b>	<b>non</b>	Cette solution ne permet pas de garantir les critères de sécurité, car le déclenchement de la ligne Argia-Hernani cause des surcharges sur la ligne Argia-Arkale : selon les règles des Gestionnaires de Réseau pour les lignes d'interconnexion aucune surcharge n'est tolérée.
b)-9 <b>Renforcement de la ligne existante Argia-Hernani 400kV</b> <b>Doublement de la ligne existante Baixas-Vic 400kV</b> <b>Transformation à 400kV de la ligne Pragnères-Biescas 220kV</b>	<b>non</b>	Les considérations du point b)-8 sont valables.

Tab. 3-4 – Solutions hybrides : renforcements des lignes existantes et réalisation d'une nouvelle ligne

Solution	Acceptable (oui/non)	Dans le négatif, pourquoi
c)-10. <b>Renforcement simultané des lignes existantes Argia-Hernani et Baixas-Vic 400 kV (remplacement des conducteurs et des pylônes).</b> <b><u>Construction d'une ligne supplémentaire à un seul terne entre Baixas et Bescanò ayant des conducteurs doubles de section 1144mm<sup>2</sup></u></b>	<b>non</b>	Cette solution n'est pas recevable car le déclenchement de la ligne Argia-Hernani cause des surcharges sur les autres lignes 220 kV transfrontalières : selon les règles de sécurité aucune surcharge n'est tolérée sur les lignes transfrontalières.
c)-11. <b>Renforcement de la ligne existante Baixas-Vic 400kV (remplacement des conducteurs et des pylônes).</b> <b><u>Construction d'une ligne supplémentaire à un seul terne entre Baixas et Bescanò ayant des conducteurs doubles de section 1144mm<sup>2</sup>.</u></b>	<b>non</b>	Les même considérations du point précédent sont valables. Donc, le renforcement additionnel de la ligne Argia-Hernani considéré dans le cas « c)-10 » ne donne pas une contribution significative pour atteindre la capacité d'échange souhaitée.

Aucune des solutions analysées n'est recevable tout en considérant les critères de sécurité adoptés par les Gestionnaires de Réseau, notamment pour les lignes transfrontalières. En particulier, dans les cas de renforcement des lignes Baixas-Vic et Argia-Hernani au moyen de deux ternes sur les mêmes poteaux on a vérifié que la perte simultanée des deux circuits, qui n'est pas à exclure, conduirait à des surcharges inacceptables sur les autres lignes. Par exemple, la perte des deux ternes de la ligne Baixas-Vic « renforcée » conduirait à une série de surcharge aussi à l'intérieur de l'Espagne (ex.: Biescas-Sabiñanigo 220 kV) et de la France (ex. : Pragnères-Lannemezan 225 kV, Cantergrit-Saucats 400 kV). Cette situation de surcharges et déclenchements multiples consécutifs de lignes pourrait conduire rapidement à un effondrement du réseau.

De plus, du point de vue de la réalisation pratique de ces ouvrages il faut prendre en considération les aspects suivants [10]:

- **doublement de la ligne Argia-Hernani** : La construction d'une ligne THT à côté de la ligne Argia-Hernani existante, ou la construction d'une ligne double terne 400 kV Argia-Hernani au lieu de la ligne existante est, du point de vue strictement technique, réalisable. Il faut néanmoins tenir compte que :
  - Des travaux sur le tronçon Argia-Hernani (26 km, en France) ne suffisent pas. Il faudrait aussi effectuer des travaux similaires sur le tronçon situé en amont côté français, entre Cantergrit et Argia (84 km).
  - Le couloir existant des lignes Cantergrit-Hernani et Argia-Hernani passe en périphérie urbaine des agglomérations de Bayonne-Biarritz et Saint-Jean-de-Luz, et traverse des zones où ont été construites de nombreuses habitations disséminées dans la campagne. Cela rend très difficile la reconstruction d'un ouvrage double sur le couloir existant, et encore plus difficile la construction d'un ouvrage à côté de l'existant. Il faudrait donc envisager un tracé sur un nouveau couloir plus à l'intérieur du Pays Basque.
- **doublement de la ligne Baixas-Vic** : La construction d'une ligne THT à côté de la ligne Baixas-Vic existante, ou la construction d'une ligne double 400 kV Baixas-Vic au lieu et place de la ligne existante est, du point de vue strictement technique, réalisable. Cependant au-delà de l'impossibilité d'atteindre la capacité d'échange souhaitée, il faut tenir compte des aspects suivants:

- les travaux doivent s'étendre, côté français, sur 45 km. En sortie de Baixas, les 14 km de la ligne actuelle sont en effet déjà dimensionnés pour être exploités en ligne double 400 kV ;
- la solution de suppression de la ligne actuelle par une nouvelle ligne sur le même tracé serait très critique pour la sûreté du système espagnol, car il faudrait que pendant la durée du chantier (durée importante, de l'ordre de plusieurs mois, au mieux) la capacité d'échange soit très limitée, avec des possibilités de secours très réduites en cas de nécessité ;
- pour éviter des situations précaires, on pourrait s'efforcer de conserver la ligne existante pendant la construction de la nouvelle ligne en parallèle. Ensuite, une fois que la nouvelle ligne était mise en service, on pourrait démanteler la ligne actuelle. Néanmoins, une ligne à deux circuits requiert une largeur plus importante que la ligne actuelle (et encore plus si on conserve la ligne existante pendant la construction de la nouvelle). De plus, bien que à sa construction la ligne actuelle ait été disposée à l'écart de l'habitat, les extensions urbaines observées depuis conduisent à rendre pratiquement impossible toute modification dans la zone de Vic. Il faudrait donc rechercher un tracé différent.

Ces dernières considérations sont aussi valables dans le cas de doublement de la ligne à 400 kV Argia-Hernani.

- **Construction d'une nouvelle ligne à un seul circuit.** Il est à remarquer que la différence de l'impact environnemental entre la construction d'une ligne à un seul terna et une ligne à deux ternes est moindre. En outre, si on installe des pylônes à double circuit, même si dans un premier temps on utilise seulement un circuit, il y a néanmoins la possibilité future d'ajouter et exploiter le deuxième circuit avec un impact moindre sur l'environnement. Parfois, le choix de construire dès le début des lignes à deux circuits est un index de « look-ahead capability » (capacité de regarder de l'avant), ce qui pourrait éviter à l'avenir la nécessité de renforcements additionnels.

#### **Notes additionnelles**

✓ **Possibilité de doubler et/ou renforcer les lignes existantes.**

*Il est à rappeler que les pylônes des lignes existantes sont assez anciens avec les lignes 400 kV construites dans les années '60. Le remplacement des conducteurs avec d'autres conducteurs de section plus grande, et donc plus lourds, impliquerait que la plupart des pylônes ne supporteraient pas les efforts mécaniques additionnels et il faudra par conséquent les renforcer ou les reconstruire totalement. Cela causerait une mise hors service prolongée de la ligne pendant les travaux : une ligne de 50 km avec des caractéristiques similaires à celle de la Baixas-Vic nécessiterait d'une période comprise entre 8 mois et une année pour l'adapter aux nouveaux conducteurs. Puisque la ligne Baixas-Vic a une longueur de 110 km le temps nécessaire pour renforcer toute la liaison serait au moins le double. Pendant toute cette période la capacité d'échange entre la Péninsule Ibérique et le reste de l'Europe serait très réduite et la sécurité de système risquerait d'avoir des marges trop faibles en condition de consommation de pointe ou d'indisponibilité d'importantes unités de génération.*

*De plus, l'emprise de terrain le long de la nouvelle ligne renforcée serait plus large.*

✓ **Possibilité de renforcer la ligne 220 kV Pragnères-Biescas en la transformant à 400 kV**

*Le changement de la tension de la ligne Pragnères-Biescas de 220 kV à 400 kV est une intervention très difficile du point de vue technique et environnemental. En outre cette alternative devrait inclure de renforcement des réseaux internes de la France et de l'Espagne. En France il serait nécessaire de reconstruire les lignes existantes jusqu'à Lannemezan et Cazaril. En Espagne il faudrait*

*transformer au niveau 400 kV les lignes 115 et 220 kV jusqu'à Peñaflor et/ou le futur poste Muruarte avec des impacts environnementaux et économiques non négligeables.*

### 3.2 Construction d'une nouvelle ligne

Dans le cas de solutions basées sur la construction de nouvelles lignes on a considéré les deux possibilités suivantes :

- nouvelle ligne 400 kV double terne dans les *Pyrénées Orientales entre le poste de Baixas et de Bescanó*;
- nouvelle ligne 400 kV double terne dans les *Pyrénées Centrales entre le poste de Cazaril en France et de Monzón en Espagne*.

La construction d'une nouvelle ligne double terne entre les *Pyrénées Orientales et la Catalogne* permet d'atteindre la capacité nette d'échange de 2800 MW en satisfaisant les critères de sécurité adoptés par les gestionnaires de réseau, comme démontré en [15]. Cette solution pourrait consister dans :

- **une ligne aérienne double terne** ayant les caractéristiques suivantes:
  - capacité totale des deux ternes d'environ 4000 MVA
  - conducteurs : Aster 2 x 1144 mm<sup>2</sup> (deux câbles par phase).
- **une ligne enfouie sur le tronçon transfrontalier (Baixas-Sta. Llogaia)** composée de deux doubles tricâbles (12 câbles) ayant les caractéristiques :
  - capacité totale des deux doubles tricâbles: 4000 MVA ;
  - Courant nominal : 2887 A ;
  - Type de câbles: 400kV 1x2500 mm<sup>2</sup>.
- **une ligne mixte aéro-souterraine**.

Une autre alternative qui permettrait d'atteindre la capacité d'échange souhaitée peut consister dans l'adoption d'une **liaison en courant continu pour le tronçon transfrontalier** (Baixas-Sta Llogaia). Le schéma de cette liaison (configuration monopolaire, bipolaire, double monopolaire, etc.) aussi bien que la tension continue à adopter doit être objet d'une étude spécifique. En général, la solution en courant continu peut être réalisée :

- en ligne aérienne ;
- câbles terrestres enfouis ;
- câbles sous-marins.

Il est à souligner que l'adoption de la solution en courant continu (CC) est favorable dans le cas de transport « de point à point » sans postes intermédiaires pour absorption/injection de puissance. En effet les schémas d'interconnexion en CC à trois terminaux ou à terminaux multiples sont utilisés très rarement et avec des complications surtout pour la coordination des signaux de contrôle dans les postes de conversion. De plus tous les convertisseurs doivent être dimensionnés pour la même tension en CC, même si l'exigence d'absorption/injection de puissance est faible (risque de surdimensionnement de quelques convertisseurs). Au niveau mondial ils existent très peu d'exemples de liaisons CC multiterminaux : SACOI-1 (1965) et SACOI-2 (1992) entre Italie continentale, Corse et Sardaigne ; Québec-Nouvelle Angleterre (1991) : schéma à quatre terminaux. Dans le cas du projet d'interconnexion

entre la France et l'Espagne, la solution en CC peut donc être envisagée seulement pour le tronçon transfrontalier Baixas-Sta. Llogaia.

Dans les *Pyrénées Centrales* une solution pourrait consister dans la construction d'une nouvelle ligne entre les postes de Cazaril en France et de Monzón en Espagne avec continuation vers Peñalba pour compléter la directrice. Suite aux analyses déjà effectuées en [9] on a vérifié que cette solution permet de garantir un fonctionnement de réseau dans le respect des critères de sécurité recommandés. En effet les situations de fonctionnement en urgence font remarquer qu'aucune surcharge ne se vérifie dans le cas de hors service d'un circuit des lignes transfrontalières. Dans le cas ultérieur de la mise hors tension accidentelle des deux ternes de la nouvelle ligne 400kV dans les Pyrénées Centrales, une légère surcharge sur la ligne transfrontalière Pragnères-Biescas pourrait se vérifier, mais cette surcharge peut être éliminée au moyen de l'action du transformateur déphaseur (phase shifter transformer) de Pragnères. D'autres légères surcharges pourraient se vérifier (en particulier sur la ligne Biescas-Sabiñanigo 220kV) ; cependant, on estime que ces légères surcharges puissent être éliminées dans un délai acceptable sans atteindre les limites d'intervention des protections de la ligne.

#### 4 LOCALISATION OPTIMALE DU NOUVEL AXE ENTRE LA FRANCE ET L'ESPAGNE

*Pour atteindre une capacité nette d'échange entre la France et l'Espagne de 2800 MW, deux alternatives sont possibles:*

- *Pyrénées Orientales ;*
- *Pyrénées Centrales .*

*Cependant l'axe de Pyrénées Orientales se justifie d'avantage par les aspects suivants:*

- ◆ *Meilleur taux de répartition des flux de puissance parmi les lignes transfrontalières ;*
- ◆ *Axe plus court par rapport à celui des Pyrénées Centrales qui aurait une longueur d'environ 240 km*
- ◆ *Possibilité de fermer un « triangle électrique » de lignes 400 kV (Baixas-Vic, Vic-Bescanó, Bescanó-Baixas), qui même en conditions d'urgence, garantit la présence d'au moins une ligne d'alimentation locale à 400 kV.*

Le chapitre précédent a montré que pour atteindre une capacité nette d'échange de 2800 MW entre la France et l'Espagne la construction d'un nouvel axe est nécessaire. Cet axe pourrait se situer

- a) à l'est entre les postes de Baixas et Vic ;
- b) dans les Pyrénées Centrales, réalisé au moyen de la construction d'une nouvelle ligne 400kV entre les postes de Cazaril (France) et de Monzón (Espagne) et son prolongement vers Peñalba et Aragon.

Les deux solutions alternatives, tout en répondant aux critères de sécurité, présentent des différences concernant tant leur exploitation que les efforts d'investissement nécessaires à leur réalisation et gestion. En particulier, le projet Baixas-Bescanó permet de répondre à l'équilibre naturel des flux électriques (Fig. 4-1). Comme déjà rappelé, en 2007 les flux électriques transitant sur la ligne 400kV de l'Est (Baixas-Vic) ont été supérieurs pendant environ 70% du temps aux flux électriques transitant sur la ligne 400kV à l'Ouest (Argia-Hernani).

En outre, cette répartition naturelle des flux électriques à travers la frontière est due à la localisation des zones de production et de consommation sur des régions proches de la frontière. Etant donné le volume et l'accroissement de consommation envisagés notamment en Catalogne espagnole, cette situation va se maintenir dans le futur.

Dans le cas de construction de **la nouvelle ligne dans les Pyrénées Centrales, le taux de charge de la nouvelle ligne, dans les conditions normales, serait d'à peine 25% de sa capacité : cet ouvrage n'étant pas placé le long de la directrice principale des charges, le niveau de puissance qui pourrait y circuler serait minimal par rapport à son dimensionnement. On risquerait de ce fait d'avoir un ouvrage sous-utilisé.**

**Afin d'optimiser l'utilisation d'une nouvelle ligne d'interconnexion, il est donc souhaitable de positionner son tracé dans les Pyrénées Orientales.**

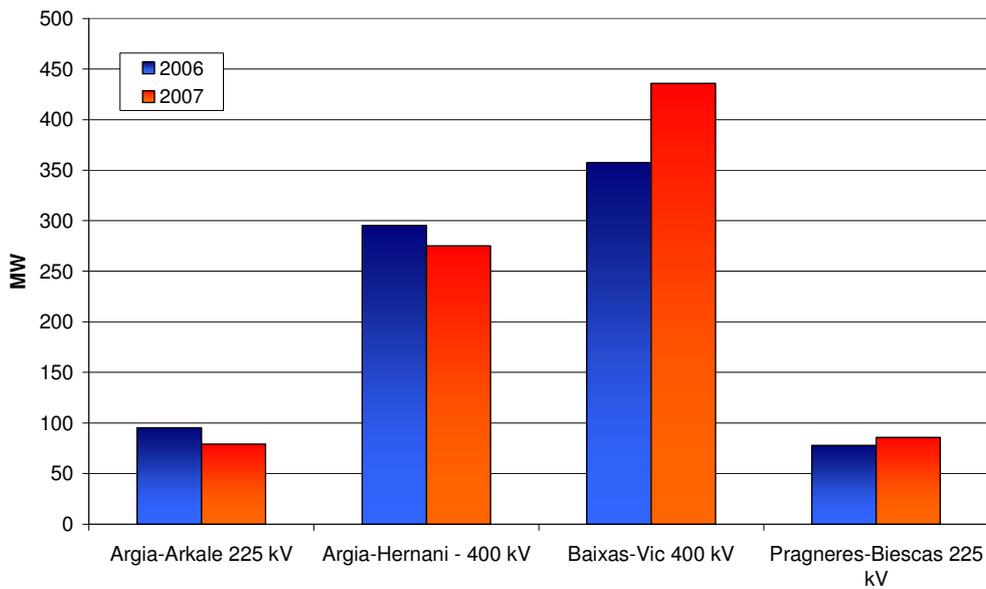


Fig. 4-1 Répartition des flux moyens parmi les lignes d'interconnexion existantes en 2006 et 2007.

Le tableau ci-dessous, repris de l'étude [9], montre d'une façon synthétique les principales différences entre ces deux alternatives.

Tab. 4-1 – Comparaisons des deux alternatives : « Pyrénées Orientales » et « Pyrénées Centrales »

Alternative Pyrénées Orientales (Baixas-Bescanó)	Alternative Pyrénées Centrales (Cazaril- Monzón)
Flux de puissance plus uniformes sur les lignes transfrontalières	La nouvelle ligne aurait un taux d'exploitation assez réduit, qui ne dépasserait pas 25% de la capacité maximale
Possibilité de fermer un « triangle électrique » de lignes 400 kV (Baixas-Vic, Vic-Bescanó, Bescanó-Baixas), qui même en condition d'urgence, garantit la présence d'au moins une ligne d'alimentation locale à 400 kV.	-----
Ligne plus courte (87 km) sur parcours ayant une hauteur maximale sur le niveau de la mer d'environ 600 m	Ligne plus longue (240 km) qui requiert un renforcement du réseau espagnol s'étendant jusqu'à Peñalba. Parcours plus élevé dans les montagnes (hauteur sur le niveau de la mer dépassant 1500 m)
Possibilité de sécuriser l'alimentation de la LGV entre Perpignan et Barcelone tout en satisfaisant les contraintes de qualité de fourniture. Surtout dans le côté espagnol il est indispensable de prolonger le réseau THT jusqu'au Nord-Est de la Catalogne au voisinage de la frontière.	L'alimentation de la LGV requiert les renforcements de réseaux en plus de la construction de la ligne même: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Construction d'une partie de réseau 400kV dans le Nord-Est de la Catalogne espagnole jusqu'au voisinage de la frontière;</li> <li>○ Construction d'une ligne d'alimentation du LGV à 225 kV du côté français.</li> </ul>

## 5 REFERENCES

- [1] B.Cova, M. de Nigris, « *Analyse des besoins pour une nouvelle interconnexion entre la France et l'Espagne – Cahier n. 1* », CESI, rapport A8007147, Milan, mars 2008
- [2] B.Cova, M. de Nigris, « *Analyse des besoins pour une nouvelle interconnexion entre la France et l'Espagne – Cahier n. 2* », CESI, rapport A8008164, Milan, mars 2008
- [3] European Commission, « *European Energy and Transport. Trends to 2030* », E.C. Directorate General for Energy and Transport, Bruxelles, January 2003, available on the E.C. web site: [http://europa.eu.int/comm/dgs/energy\\_transport/figures/trends\\_2030/index\\_en.htm](http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/index_en.htm)
- [4] NTUA, « *PRIMES model E3Mlab – ICCS/NTUA* », University of Athens, web site : <http://www.e3mlab.ntua.gr/manuals/PRIMREFM.pdf>
- [5] European Commission, « *European Energy and Transport. Scenarios on Key Drivers* », E.C. Directorate General for Energy and Transport, Bruxelles, September 2004
- [6] European Commission, “*Green Paper – A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy*”, Brussels, March 2006
- [7] European Commission, “*Project EU-TEN-ENERGY INVEST: estimation of the investments needed for the next two decades in the European transmission networks of electricity and gas*”, E.C. DG-TREN, Dec. 2005, report available on the web site: [http://www.ec.europa.eu/ten/energy/studies/index\\_en.htm](http://www.ec.europa.eu/ten/energy/studies/index_en.htm)
- [8] European Commission - Directorate General Energy and Transport, “*FORRES 2020: Analysis of the renewable energy sources' evolution up to 2020*”, Tender n. TREN/D2/10-2002, April 2005
- [9] B.Cova, M. de Nigris, « *Etude de faisabilité technico-économique d'alternatives à la réalisation d'une ligne à très haute tension entre la France et l'Espagne : complément d'étude de réseau sur l'influence de la localisation de la ligne* », CESI, rapport A3/006235, Milan, mars 2003
- [10] P. Baioni, B. Cova, M. de Nigris, « *Compléments d'étude d'une ligne THT entre la France et l'Espagne à la suite des « Conférences d'acteurs et des premiers auditions publiques »* », CESI, rapport A3/0145224, Milan, avril 2003
- [11] UCTE, “*Operational Handbook -Policy 3*”, disponible sur le site [www.ucte.org](http://www.ucte.org) à la page: <http://www.ucte.org/publications/ophandbook/>
- [12] REE s.a, “*Procedimientos de operación*”, disponible en espagnol sur le site: [http://www.ree.es/operacion/procedimientos\\_operacion.asp](http://www.ree.es/operacion/procedimientos_operacion.asp)
- [13] RTE s.a. « *Mémento de la Sûreté du Système Électrique* », disponible en français sur le site : [http://www.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/vie\\_publi\\_annu\\_memento.jsp](http://www.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/vie_publi_annu_memento.jsp)
- [14] TERNA spa, “*Codice di Rete*”, code de réseau de transport italien, disponible en italien sur le site: [http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA\\_ELETTRICO/codice\\_rete/tabid/106/Default.aspx](http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/codice_rete/tabid/106/Default.aspx)
- [15] B.Cova, M. de Nigris, G. Pirovano, P.Stigliano, « *Etude de faisabilité technico-économique d'alternatives à la réalisation d'une ligne à très haute tension entre la France et l'Espagne* », CESI, rapport A2/038822, Milan, décembre 2002

## ANNEXE 1. CRITERE DE SECURITE N-1 DEFINI DANS L' « OPERATIONAL HANDBOOK » DE UCTE.

### Critère

**C1. Critère « N-1 » :** chaque événement probable qui conduit à la perte de composants le SYSTEME DE TRANSPORT ne doit pas mettre en danger la sécurité de l'exploitation du système interconnecté, c'est-à-dire, démarrer une cascade de déclenchements ou la perte de quantités significatives de CONSOMMATION. Les autres composants de réseau qui restent en service devraient être en condition de supporter la charge additionnelle ou les changements de génération, les déviations de tension et garantir un régime de stabilité transitoire causée par la défaillance initiale. Il est acceptable que dans certains cas les gestionnaires de réseau acceptent le délestage d'utilisateurs dans leur réseau à condition que celui-ci soit compatible avec une exploitation sûre prévisible et géographiquement limitée.

**C1.1. Perte d'un élément.** La perte d'un élément quelconque (unité de génération, installation de compensation ou n'importe quel circuit de transport, transformateur) ne doit pas mettre en danger la sécurité d'exploitation des réseaux interconnectés en raisons des limites qui pourraient être atteintes ou dépassées pour le courant, le niveau de tension, la stabilité, etc. et ne doit pas causer le déclenchement en cascade d'installations en causant des interruptions de l'alimentation. Ces conséquences dangereuses doivent être évitées dans les systèmes directement supervisés par les gestionnaires et aussi dans les systèmes voisins. Une attention particulière est requise pour les lignes d'interconnexion et aux alentours de frontières entre les différentes gestionnaires. La perte d'un élément quelconque en conformité à ce critère N-1 pourrait affecter des régions alimentées en radial (et l'injection des centrales locales) et, de ce fait, ces régions sont exclues de cette règle.