



CentraleSupélec

Note complémentaire
de la tierce-expertise sur les solutions de renforcement de
l'alimentation électrique de la zone industrialo-portuaire de Fos-
sur-mer

Réflexions sur des solutions complémentaires de renforcement du réseau
électrique

(version du 27 mai 2025)

Marc Petit

1 Préambule

Les compléments présentés dans cette note doivent être vus comme une réflexion exploratoire sur des solutions complémentaires de renforcement qui pourraient donner lieu à des études plus approfondies afin d'évaluer leur réel potentiel.

La proposition initiale faite par RTE pour le nouveau tronçon a été construite sur la base d'une capacité de transit requise évaluée à 4400 MW. Si un tel dimensionnement ne pose pas de difficultés particulières pour une ligne 400 kV aérienne à deux circuits, ce n'est pas le cas pour tout autre choix technologique.

Il s'agit ici d'initier des réflexions qui pourraient contribuer à réduire les écarts (en particulier de coût et délais) entre les choix technologiques.

2 Discussion

Les besoins de renforcement du réseau électrique dans la zone Provence-Alpes-Côte d'Azur s'inscrivent pleinement dans la stratégie française et européenne de décarbonation. Toutefois plusieurs incertitudes sont à mentionner :

- L'électrification des process industriels par le vecteur hydrogène fait face à une difficulté majeure : un coût de production encore très élevé par rapport à de l'hydrogène « gris » produit à partir d'énergie fossile ;
- Des maturités technologiques pas encore atteintes :
 - o Combustion H2 (pour les centrales CCG),
 - o Réduction du fer par H2 (sidérurgie),
 - o Electrolyseurs de forte puissance,
- Un questionnement sur un report de certains objectifs de décarbonation par la commission Européenne ;
- Une électrification des usages qui peine à s'enclencher car les investissements à réaliser sont onéreux, et un manque de visibilité pour les industriels ;
- Une demande d'électricité pas suffisamment flexible pour être davantage en synergie avec la production photovoltaïque en France et en Europe, ce qui conduit à des prix très faibles voire négatifs en journée sur les marchés électriques à court terme (principalement entre avril et octobre).

A la vue de ces incertitudes, il y a donc une probabilité non nulle d'un décalage dans le temps de certains projets qui amène à proposer une évolution du réseau électrique en plusieurs étapes.

Par ailleurs, il s'agirait de réfléchir à des solutions qui permettraient de mieux exploiter la capacité de transit de l'axe Réaltor-Ponteau-Feuillane, car il a été montré que dans la boucle proposée par RTE cet axe est peu chargé.

Etape n°1 (2026-2030). Il s'agirait de mener les travaux prévus par RTE autour de l'infrastructure existante, à savoir :

- La création du poste 400 kV de Roquerousse,
- Le changement des conducteurs sur l'axe Roquerousse-Réaltor
- L'exploitation en 400 kV de l'axe Réaltor-Ponteau-Feuillane

A ces trois actions, s'ajouterait un bouclage de l'alimentation de Feuillane, mais pour une puissance plus faible (1 GW ou 2 GW par exemple) et la recherche d'une meilleure exploitation de la capacité de transit de l'axe Réaltor-Ponteau-Feuillane, sans exclure l'appel aux CCG. Même si ces CCG fournissent de l'électricité carbonée, le renforcement du réseau - même dans une moindre mesure par

rapport au projet proposé par RTE – permettra de réduire le nombre d’heures d’appel de ces groupes ce qui contribuera dans un premier temps à une réduction de l’empreinte carbone de l’industrie. Bien-sûr, la réalisation d’un bouclage de puissance de plus faible puissance amènerait à concevoir une solution différente de celle proposée par RTE, car pour la solution RTE il n’y a aucun intérêt à la faire de moindre puissance (le dimensionnement en puissance dépend uniquement du nombre de conducteurs installés, à savoir 2, 3 ou 4 en faisceau).

Etape n°2 (2028-2035). Accueil des parcs offshore de la zone de Fos/mer (250 + 500 MW), en étudiant la possibilité d’accélérer ces projets.

- 2031 → Fos (250 MW, AO6)
- 2032-2034 → Fos (500 MW, AO9)

Et se donner un temps de réflexion supplémentaire avec une meilleure visibilité sur la programmation pluri-annuelle de l’énergie (la future loi PPE-3 pour les horizons 2030 et 2035 n’a pas encore été votée par le parlement) afin de construire un scénario plus global pour les régions Provence-Alpes-Côte d’Azur et Occitanie qui intégrerait le besoin de renforcement de l’axe LaGaudière-Tavel, et le raccordement des projets éoliens en mer :

- 2035 → Golfe du Lion Centre, GLC (2 GW, AO10)
- 2040+ → Golfe du Lion Est, GLE (1,1 GW, AOxx)

L’idée serait de définir cette évolution du schéma de renforcement d’ici 2027 pour une mise en service d’ici 2035. Ce délai permettrait d’étudier la pertinence technico-économique d’une remise à jour du projet Midi-Provence. En cas de réponse négative, un deuxième renforcement terrestre de la zone de Fos/mer devrait être proposé.

3 Les variantes proposées

Les variantes proposées ci-après s’inscrivent dans le renforcement « étagé » du réseau électrique. Certaines de ces variantes utilisent une réactualisation de la liaison Midi-Provence. Comme déjà mentionné, la mutualisation de Midi-Provence avec les besoins de la zone de Fos/mer dépend du sens de transit des flux sur l’axe LaGaudière-Tavel. A ce propos, l’analyse des échanges sur les interconnexions entre la France et l’Espagne (annexe du rapport complet) indique que les flux peuvent être aussi bien en import qu’en export (donc des flux dans les deux sens entre Tavel et LaGaudière). Ainsi il faudrait mener une étude spécifique pour bien caractériser le potentiel de complémentarité.

Au travers de ces variantes, il s’agit aussi de mieux exploiter la capacité de Réaltor-Ponteau-Feuillane lorsqu’elle sera exploitée à 400 kV, en faisant appel à des moyens de pilotage des flux, même s’il est clair que l’axe Roquerousse-Réaltor restera un point faible du réseau électrique.

Au travers d’une solution de moindre dimensionnement entre Jonquières et Feuillane, cela devrait ouvrir le champ à davantage de solutions techniques raisonnables. Bien-sûr, ces variantes devraient être travaillées techniquement (d’abord d’un point de vue électrotechnique) pour voir si on peut aboutir à des solutions réalisables en termes de coûts et délais.

3.1 Alternative n°1

Cette alternative (figure 1) est une évolution du projet proposé par le collectif THT 13/30 dont le but vise à réduire le dimensionnement de l'axe Jonquières-Feuillane pour faciliter sa réalisation et réduire son coût. L'idée est de construire cet axe en lui donnant une capacité de réglage des flux de puissance en s'appuyant sur des équipements de la famille des FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), que ce soient des transformateurs déphaseurs, des systèmes de compensation série, ou des équipements à base d'électronique de puissance. Car sans moyens de réglage, l'axe Jonquières-Feuillane absorberait trop de puissance. L'utilisation d'une liaison à courant continu de 1 GW n'est pas non plus exclue, même si l'objectif serait de trouver une solution pilotable en courant alternatif moins coûteuse qu'une solution en courant continu.

Cette nouvelle configuration de l'axe Jonquières-Feuillane ferait partie de l'étape n°1, puis serait complétée par une liaison Midi-Provence de 2 GW en étape n°2. La définition technologique et le dimensionnement serait à faire au regard des besoins de raccordement des parcs éolien offshore, et des schémas d'exploitation identifiés.

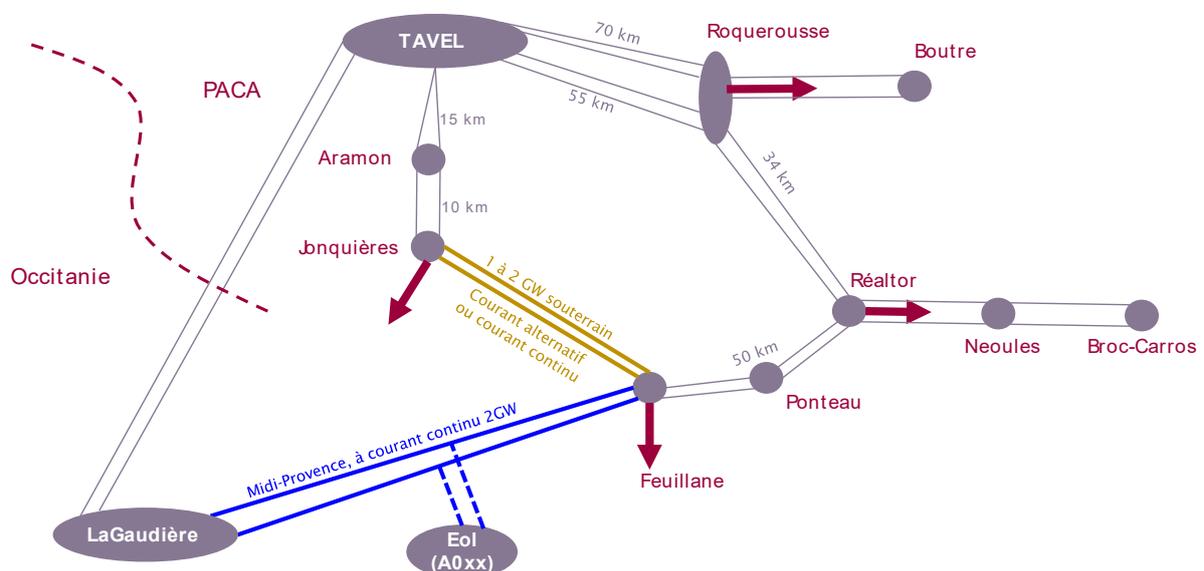


Figure 1 : alternative n°1 pour le renforcement du réseau. L'axe Jonquières-Feuillane devrait intégrer des moyens de réglage des flux (une solution à courant continu n'est pas la priorité pour cet axe)

3.2 Alternative n°2

Cette alternative est une évolution de la précédente. Ici l'axe de 1 ou 2 GW est envisagé depuis le poste de Roquerousse (l'hypothèse de départ est de dire qu'on ne touche à rien dans la zone Jonquières-Feuillane), avec une partie aérienne et une partie souterraine le long de la N569 en profitant des accotements larges. Dans ce schéma la boucle de Feuillane est plus petite, et l'axe Tavel-Roquerousse devient encore plus critique (capacité de 7 GW selon la nature actuelle des circuits). Malgré tout, les 4 circuits disponibles entre Tavel et Roquerousse offrent une certaine sécurité (risque incendie mis à part peut-être, ce qui peut être rédhibitoire), mais un changement de conducteurs sur la ligne qui aujourd'hui va jusqu'à Réaltor serait utile pour mieux passer les périodes de pointe. Dans ce schéma, c'est désormais le poste de Roquerousse qui devient le poste clé d'alimentation de la région PACA. Cette alternative paraît moins bonne que la précédente. La liaison complémentaire Roquerousse-Feuillane qui est envisagée est plus courte (environ 40km), ce qui rendrait indispensable l'utilisation de dispositif de contrôle des flux pour les limiter à 1 ou 2 GW (si c'est le dimensionnement de l'axe).

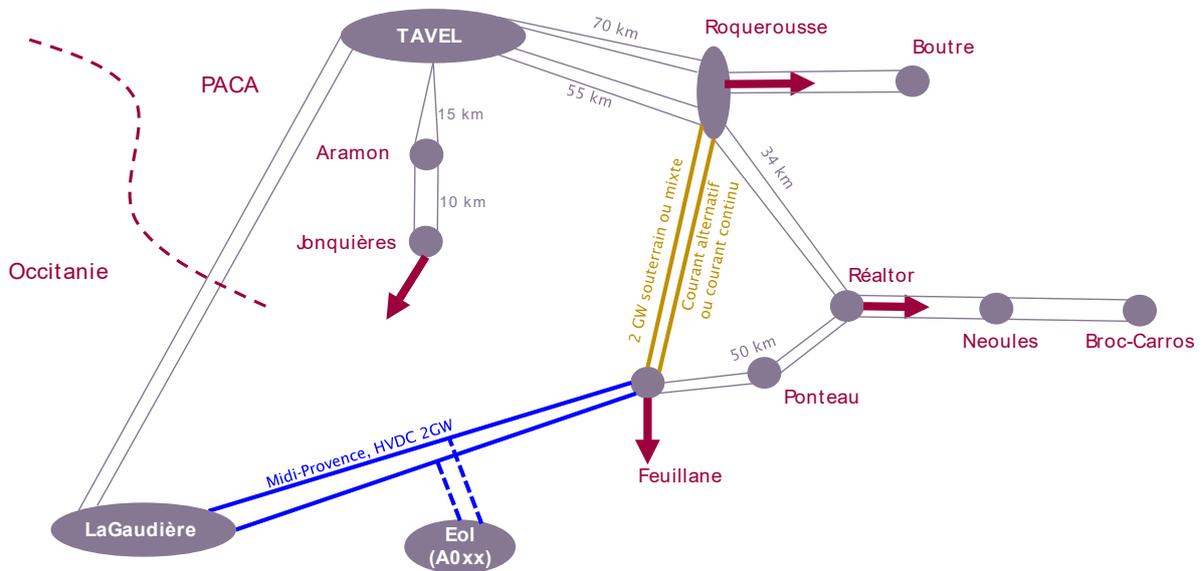


Figure 2 : alternative n°2 pour le renforcement du réseau avec un premier axe depuis Roquerousse

3.3 Capacités d'accueil des alternatives 1 et 2

Une estimation des capacités d'accueil a été faite pour ces deux alternatives, sur la base des incidents les plus défavorables (pour l'alternative n°2 il s'agit de la perte d'un double circuit en amont de Roquerousse).

Pour l'alternative n°2, on considère également que le tronçon Tavel-Roquerousse a été renforcé pour être porté à environ 9 GW (2*2500 MW + 2*2200 MW) et que des équipements de gestion de la tension sont utilisés si besoin (il faudrait vérifier si le réseau en amont de Tavel pourrait apporter ces 9 GW).

	Étape 1	Étape 2 avec Midi-Provence	
Alternative 1 Axe terrestre J-F, à 1 GW	Schéma 'N' → + 2 GW (sans les CCG) Schéma 'N-1' → 0 (sans les CCG) → + 1 GW avec les CCG	Schéma 'N' → + 4 GW (sans les CCG) Schéma 'N-1' → + 2 GW (sans les CCG) → + 3,5 GW (avec les CCG)	+ 2 GW variable (éolien offshore de Fos)
Alternative 2 Axe terrestre R-F, à 2 GW	Schéma 'N' → + 3,3 GW (sans les CCG) Schéma 'N-1' → 0 GW (sans les CCG) → + 1,8 GW avec les CCG	Schéma 'N' → + 5,3 GW (sans les CCG) Schéma 'N-1' → 1,3 GW (sans les CCG) → + 3,5 GW (avec les CCG)	

3.4 Alternative n°3

Cette alternative viserait à proposer une solution dans le cas où la liaison Midi-Provence ne s'avérerait pas suffisamment pertinente. Cette alternative n°3 pourrait être vue comme le résultat de l'étape n°2 après abandon de Midi-Provence.

L'alternative n°3a apporterait un maillage à Feuillane avec trois voies d'alimentation. Il faudrait étudier en détail les besoins en termes d'équipements de réglage des flux de puissance, et le comportement sur des schémas d'exploitation en 'N' et 'N-1'. En termes de dimensionnement l'idée serait d'avoir deux axes de 1 à 2 GW chacun et une capacité de réglage des flux pour exploiter la pleine capacité de l'axe Réaltor-Feuillane.

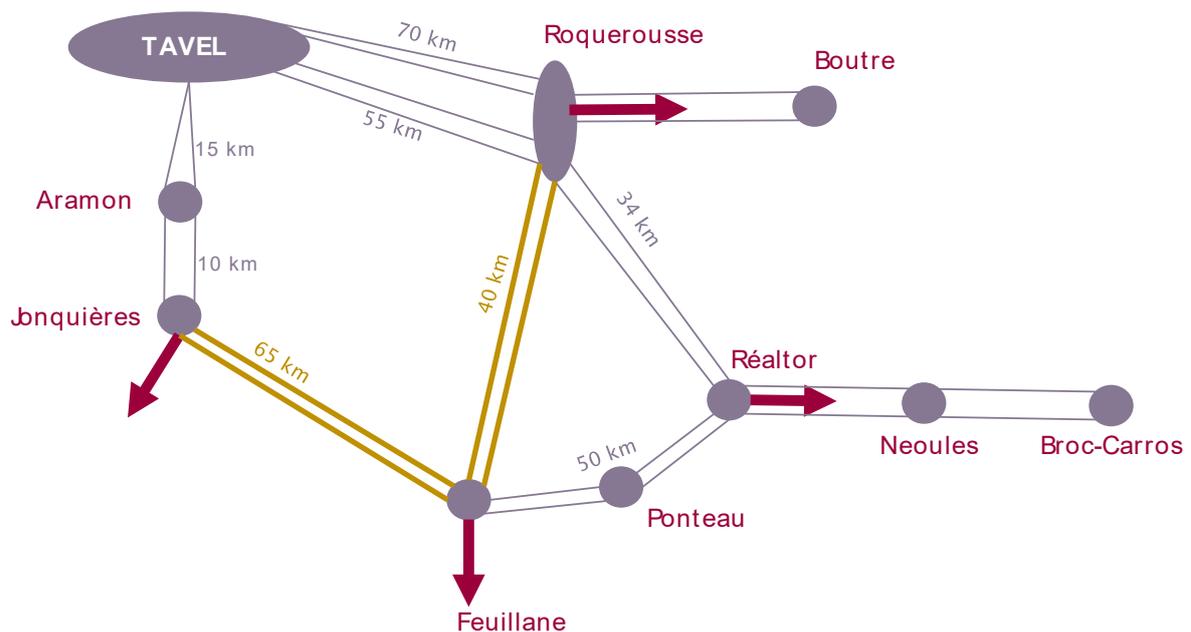


Figure 3 : alternative n°3a avec des liaisons alternatives et des équipements de pilotage des flux

L'alternative n°3b chercherait à exploiter des trajets existants (Jonquières-Roquerousse et Roquerousse-Feuillane). Mais contrairement à la n°3a, il n'y a pas trois voies d'accès à Feuillane.

Il est proposé de regarder le renforcement de l'axe Jonquières-Roquerousse. Par exemple, dans le cadre d'un passage en 400 kV de cet axe, l'utilisation de conducteurs à faible dilatation pourrait permettre d'utiliser des pylônes plus compacts¹. En effet, la meilleure tenue mécanique des conducteurs permet d'avoir un effort de traction plus important ce qui permet de réduire la longueur de la flèche, et ainsi de réduire la hauteur des pylônes tout en conservant la distance de sécurité par rapport au sol.

Le trajet proposé (Jonquières-Roquerousse-Feuillane) passe par Roquerousse, mais avec un schéma d'exploitation en mode normal qui n'utiliserait pas le même jeu de barres. Ainsi en augmentant la longueur de trajet entre Jonquières et Feuillane cela contribue à réduire le phénomène d'aspiration du flux de puissance, en plus de l'utilisation d'équipements de réglage, mais au détriment des pertes.

¹ Article publié dans la revue IEEE Power & Energy Magazine, mars-avril 2025

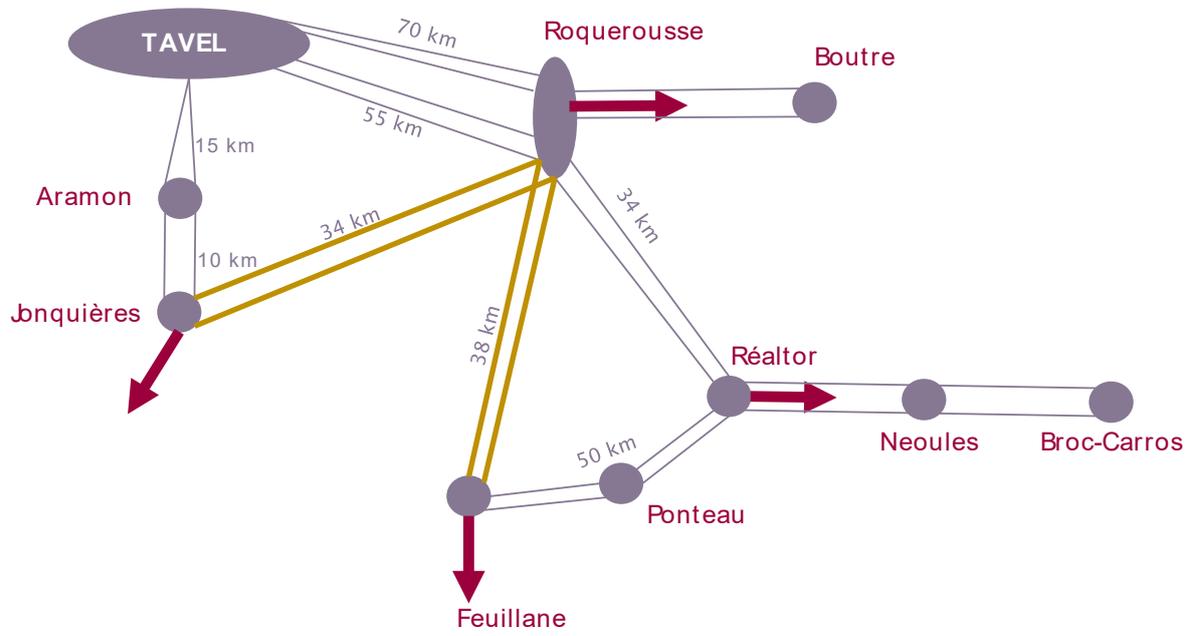


Figure 4 : alternative n°3b

4 Conclusion

La conclusion proposée dans le rapport initial peut être mise à jour de la manière suivante :

A retenir
<p>Liaison 400kV aérien (solution RTE) Meilleur choix technique (coût, délai, fiabilité) en dehors des impacts paysagers et avifaune</p> <p>Liaison 400 kV avec siphons Compromis coût-acceptabilité, contraintes liées aux travaux d'enfouissement sur les zones choisie</p> <p>Liaisons haute tension à courant continu (solution THT 13/30) Points forts : maillage avec la région Occitanie, pilotabilité pour mieux exploiter les capacités de transit des ouvrages, allègement des contraintes d'enfouissement, Points faibles : très coûteux, moindre disponibilité, délais d'approvisionnement des équipements élevés (>5ans), complexité de la partie maritime</p>
<p>Un horizon avec de multiples incertitudes Électrification par le vecteur hydrogène → une rentabilité difficile à atteindre (électrolyse) Des maturités technologiques pas encore atteintes Combustion H2, réduction du fer par H2, électrolyseurs de forte puissance Des objectifs européens de décarbonation repoussés ? Une électrification des usages qui peine à s'enclencher Une géopolitique mondiale complexe</p> <p>Probabilité non négligeable de report de certains projets</p>
<p>Réflexions sur un renforcement du réseau en plusieurs étapes</p> <p>Étape 1 (2026-2030) Poste de Roquerousse Roquerousse-Réaltor (changement de conducteurs) Passage en 400 kV de Réaltor-Ponteau-Feuillane + axe bouclage (puissance intermédiaire)</p> <p>Étape 2 (2028-2035) Accueil des parcs offshore de Fos Arbitrage entre Midi-Provence (2 GW) ou solution complémentaire terrestre</p>
<p>Des propositions d'alternatives qui nécessiteraient d'être approfondies avec ou sans Midi-Provence</p>

5 Annexe

Complément sur l'impact d'une défaillance de la liaison à courant continu.

Le rapport de tierce expertise a donné des indications sur la disponibilité d'une liaison à courant continu qui est beaucoup plus faible que celle d'une liaison aérienne.

En cas de défaillance sur l'une des deux liaisons à courant continu qui arrivent au poste de Feuilleane, quel serait l'impact sur la capacité disponible pour alimenter la zone PACA ?

Quelle que soit la technologie adoptée pour une liaison 2 GW (tension +/-320 kV ou +/-520 kV avec à chaque fois deux convertisseurs dans chaque poste), ce type de liaison est en mesure de fonctionner à 1 GW en cas d'indisponibilité d'un des deux convertisseurs de poste, ou d'un câble de puissance.

Par ailleurs, dans le rapport, les études ont été faites pour deux configurations :

- Couverture de 90 % des situations avec un besoin de puissance de 1300 MW à Boutre, 2200+700 MW sous Réaltor en direction de Marseille puis Nice, et 900 +3000 MW à Feuilleane. Pour la partie PACA-sud cela fait 6800 MW, et pour la zone PACA cela fait 8,1 GW ;
- Couverture de 99 % des situations avec un besoin de puissance de 1600 MW à Boutre, 2800+700 MW sous Réaltor en direction de Marseille puis Nice, et 900 +3000 MW à Feuilleane. Pour la partie PACA-sud cela fait 7400 MW, et pour la zone PACA cela fait 9 GW.

Ainsi pour le cas des deux défaillances A et B,

- **Défaillance A.** Pour la liaison terrestre, en cas de perte d'un convertisseur de poste ou d'un câble de puissance, cette liaison serait encore capable d'acheminer 1 GW. En ajoutant les 2 GW de la liaison maritime, cela fait un apport de 3 GW sur Feuilleane. Et en considérant les 2*2,5 GW de capacité de la liaison Roquerousse-Réaltor, cela fait 8 GW de capacité disponible pour la zone PACA-sud. Ce qui permet de couvrir les besoins dans les deux configurations mentionnées précédemment ;
- **Défaillance B.** Si pour la liaison maritime il y a un arrachement de tous les câbles sous-marin à un endroit, alors la capacité complète de la liaison sous-marine est perdue. Il resterait alors une capacité de 2+5 = 7 GW pour la zone PACA-sud. Cela peut nécessiter un appel à de la flexibilité ou des CCG.

Dans le cas de l'une des défaillances mentionnées sur les ouvrages à courant continu, la durée d'indisponibilité pourrait être de plusieurs semaines. D'autres incidents peuvent survenir dans la période sur les lignes alternatives. Nous pouvons regarder les deux cas suivants :

- La perte d'un des deux circuits entre Roquerousse et Réaltor. Dans ce cas la capacité de transit de cet axe tombe à 2,5 GW.
 - o Pour la défaillance A, la capacité disponible pour alimenter la zone PACA-sud est de 5,5 GW. Cela peut nécessiter 0,7 GW à 1,6 GW de flexibilité (ou appel aux CCG). Probablement un peu moins si le réseau 225 kV est sollicité dans un mode « secours » ;
 - o Pour la défaillance B, la capacité disponible pour alimenter la zone PACA-sud est de 4,5 GW. Cela peut nécessiter 2,3 GW à 2,9 GW de flexibilité (ou/et appel aux CCG). Probablement un peu moins si le réseau 225 kV est sollicité dans un mode « secours ».

- La perte d'un double circuit entre Tavel et Roquerousse. Dans ce cas la capacité de transit de cet axe initialement à 4 circuits tombe à 2*2,2 GW. Cet axe alimente la zone PACA-nord (Boutre) et PACA-sud (Réaltor et au-delà).
 - o Pour la défaillance A, la capacité disponible pour alimenter la zone PACA est de 7,4 GW (4,4 GW + 3 GW). Cela peut nécessiter 1,3 GW à 1,9 GW de flexibilité (ou appel aux CCG). Probablement un peu moins si le réseau 225 kV est sollicité dans un mode « secours » ;
 - o Pour la défaillance B, la capacité disponible pour alimenter la zone PACA est de 6,4 GW. Cela peut nécessiter 1,7 GW à 2,6 GW de flexibilité (ou/et appel aux CCG). Probablement un peu moins si le réseau 225 kV est sollicité dans un mode « secours ».

Si on souhaite comparer par rapport à une liaison 400 kV aérienne entre Jonquières et Feuillane (J-F), il faudrait considérer une consignation longue d'un des deux circuits de cet axe (événement à probabilité d'occurrence extrêmement faible), que nous pouvons dénommer « défaillance C ». La capacité d'apport sur la zone PACA-Sud par le réseau 400kV serait alors de 2200 à 2300 MW via Jonquières-Feuillane, et 2*2500 MW via Roquerousse-Réaltor. Soit un total de 7,2 GW. Dans cette configuration du réseau, l'axe (J-F) est le facteur limitant. Les remarques suivantes peuvent être faites :

- Pour une couverture de 90 % des situations (tableau 5 du rapport), il faudrait soulager l'axe (J-F) de près de 500 MW (si sa capacité est de 2200 à 2300 MW), cela voudrait dire réduire la consommation de la ZIP d'environ 900 MW (valeur estimée par des calculs de flux de puissance électrique).
- Pour une couverture de 99 % des situations (tableau 6 du rapport), il faudrait soulager l'axe (J-F) de près de 700 MW (si sa capacité est de 2200 à 2300 MW), cela voudrait dire réduire la consommation de la ZIP d'environ 1200 MW (valeur estimée par des calculs de flux de puissance électrique)
- Ainsi, compte-tenu que les flux ne sont pas pilotables (à moins de mettre des équipements spécifiques)
 - o Pour une couverture de 90% des situations, la structure du réseau limite l'apport à 2900 MW (sous Réaltor) et 3000 MW (Feuillane), soit 5,9 GW.
 - o Pour une couverture de 99% des situations, la structure du réseau limite l'apport à 3500 MW (sous Réaltor) et 2700 MW (Feuillane), soit 6,2 GW

Le tableau ci-après compare la capacité d'alimentation de la zone PACA-sud pour les défaillances longues A, B, ou C, combinées avec la perte d'un circuit entre Roquerousse et Réaltor. Il s'agit ici de configuration 'N-2', mais qui sont regardées car le premier incident est supposé conduire à une mise hors tension longue. Dans ces situations 'N-2', la solution à courant continu apporte une meilleure capacité d'alimentation du fait de sa pilotabilité. Dans une solution alternative, les flux ne sont pas pilotables. Cela ne permet pas d'exploiter simultanément la pleine capacité des différents tronçons. Il faut toutefois noter que la défaillance C (avec consignation longue) a une probabilité d'occurrence extrêmement faible.

Il apparait donc qu'**en cas de consignation longue de certains ouvrages, la capacité d'alimentation résiduelle disponible sera meilleure s'il existe des leviers de pilotage des flux**. Cela peut être apporté par les convertisseurs des liaisons à courant continu, des équipements de pilotage pour réseaux en courant alternatif, avec éventuellement des complémentations via le réseau 225 kV ou certaines manœuvres dites « topologiques » (modification du schéma d'exploitation du réseau) qui sont à la main de RTE.

Capacité d'alimentation en PACA-sud	Axe J-F en 400 kV aérien	Solution à courant continu (THT 13/30)
Défaillance A		4,5 GW (F) + 3,5 (Ré) = 8 GW
Défaillance B		3,5 GW (F) + 3,5 (Ré) = 7 GW
Défaillance C	Environ 6 GW	
Défaillance A et un circuit (R-Ré)		5,5 GW
Défaillance B et un circuit (R-Ré)		4,5 GW
Défaillance C et un circuit (R-Ré)	Environ 4 à 4,5 GW	