Le réseau
de transport
d'électricité

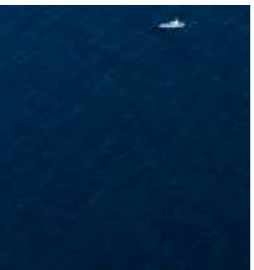
Stratégies fonctionnelles

documentées pour
la restructuration
de l'alimentation
électrique de la zone
industrialo-portuaire
de Fos et du Sud-Est

Synthèse des stratégies étudiées

Sommaire

3	Besoins de la zone industrialo-portuaire de Fos et du Sud-Est de la France
5	14 stratégies fonctionnelles étudiées
7	Tableau récapitulatif des stratégies fonctionnelles étudiées
8	Liaisons souterraines à courant alternatif 400 kV ou 225 kV
10	Enfouissements partiels d'une liaison aérienne 400 kV entre Feuillane et Jonquières
12	Liaisons à courant continu sous-terraines, sous-marines ou sous-fluviales
14	Liaisons aériennes à courant alternatif 400 kV
17	Annexes



Besoins de la zone industrialo-portuaire de Fos et du Sud-Est de la France

Le réseau électrique alimentant le Sud-Est de la France a très peu évolué depuis la fin des années 1980. Après une vague d'incidents majeurs qui ont affecté la région entre 2005 et 2009, l'alimentation électrique a pu être sécurisée grâce à un renforcement ciblé du réseau 225 kV dans l'Est de la région, à la mise en service de plusieurs centrales à gaz dans la zone de Fos et à la stabilisation de la consommation d'électricité depuis 2010.

Face aux besoins électriques identifiés, des renforcements et optimisations ont été engagés sur les ouvrages déjà existants du réseau de transport d'électricité et devraient se concrétiser d'ici 2029. Ils permettront d'augmenter la capacité d'accueil régionale à hauteur de 600 MW à 1 200 MW moyennant le recours à de la production locale carbonée, mais ne couvrent qu'un quart de ces nouveaux besoins électriques.

Dans ce cadre, les grands besoins fonctionnels auxquels la restructuration de l'alimentation régionale doit répondre sont les suivants :

A) Une capacité de transit supplémentaire de 4400 MW à Fos

Les projets industriels en cours sur la zone industrialo-portuaire (ZIP) de Fos-sur-Mer (décarbonation, réindustrialisation, production d'hydrogène vert…), se traduisent par une forte augmentation de la consommation électrique à l'horizon 2030, à laquelle s'ajoutent les nouveaux besoins électriques régionaux liés par exemple au développement du numérique et des mobilités électriques ainsi que l'électrification des navires à quai. Ces nouveaux besoins électriques identifiés représentent un quasi doublement de la consommation électrique de la région, soit au global environ 7 000 MW, dont près de 5 000 MW d'ici 2030 (d'après le scénario médian publié par l'État en mai 2025). Même dans les scénarios les plus bas produits par les services de l'État, les besoins apparaissent dès 2028-2029 et projettent *a minima* une consommation supplémentaire dans la région de 4 000 MW en 2031.

B) Une mise en oeuvre à horizon 2029 pour ne pas retarder voire hypothéquer la décarbonation des industries existantes et le développement de nouvelles industries en lien avec la transition énergétique sur la ZIP de Fos-sur-Mer

Dans un contexte de concurrence internationale, y compris d'attractivité des territoires, la réalisation de ces projets porteurs de souveraineté industrielle serait fortement remise en question si les industriels anticipaient un retard dans la mise à disposition de leurs alimentations électriques. La création de plusieurs milliers d'emplois annoncés dans le cadre de ces projets n'adviendrait pas.

C) Une alimentation électrique fiable et disponible, construite pour plusieurs dizaines d'années, sans devoir compter sur la production locale carbonée, pour améliorer la sécurité d'alimentation électrique de l'ensemble de manière pérenne

La robustesse de l'alimentation électrique doit être adaptée aux enjeux de continuité d'alimentation du territoire et de sécurisation de l'alimentation à venir du territoire dans un contexte de doublement de la consommation. En outre, elle doit notamment permettre de disposer d'une capacité d'accueil additionnelle d'environ 2 000 MW pour de la consommation flexible (modulable à la baisse à certaines périodes en fonction des situations de consommation, de production et des conditions du réseau électrique).

En réponse à ces besoins, RTE a proposé une stratégie globale de restructuration de la connexion électrique du Sud-Est pour un investissement de près d'un milliard d'euros dans le Gard et les Bouches-du-Rhône. Elle projette de renforcer le réseau existant et de le développer, tout en l'adaptant au changement climatique et au risque accru de canicules, d'incendies et de crues. Cette stratégie doit permettre d'assurer la sécurisation électrique de la Région, en lien avec le renouveau industriel des territoires dans la dynamique qu'ils ont adoptée et les délais qu'ils se sont fixés.

Cette stratégie repose notamment sur le projet de création d'une ligne électrique aérienne à 2 circuits 400 kV entre Fos-sur-Mer et Jonquières-Saint-Vincent, seule solution technique accessible permettant de répondre aux trois grands besoins fonctionnels du cahier des charges de l'État et des industriels présentés ci-avant, qui inclut des mesures de limitation de l'empreinte du réseau.

Cette solution présente néanmoins des impacts environnementaux, au-delà de son impact positif sur le changement climatique, en particulier sur le paysage, la biodiversité ou l'agriculture : depuis le début du projet, RTE met en oeuvre la démarche Éviter, Réduire, Compenser (ERC) pour réduire autant que possible ces impacts (choix du fuseau de moindre impact évitant les espaces naturels les plus sensibles et les habitations, balises avifaunes…) et compenser les impacts résiduels, notamment en limitant l'empreinte du réseau à une maille plus large, en agissant sur le réseau existant. Ainsi, d'ici 2035, dans le Gard et les Bouches-du-Rhône, pour tout nouveau pylône très haute tension implanté, trois pylônes de tension inférieure seront déposés.

2 14 stratégies fonctionnelles étudiées

Afin de proposer une solution permettant de répondre au besoin défini par l'État, RTE a envisagé plusieurs stratégies et les a étudiées. Les stratégies qui ne permettaient pas de répondre au besoin pour des raisons de faisabilité technique, de sécurité ou de disproportion en termes de planning/délais et/ou de coût ont été écartées. Seules les stratégies qui permettent de répondre au besoin ont constitué des solutions de substitution raisonnables. Elles ont alors fait l'objet d'études et de comparaisons plus poussées afin d'éclairer les concertations préalables.

À ce titre, en amont du lancement de la concertation, RTE a soumis un dossier de Justification Technico-Economique (JTE) à l'État qui l'a déclaré recevable le 17 octobre 2023. Sur le présent projet, plusieurs stratégies ont été écartées dès la soumission du dossier de JTE car elles ne répondaient pas au besoin.

Une concertation des parties prenantes a été lancée, en application de la circulaire du 9 septembre 2002 relative au développement des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité dite « circulaire Fontaine ».

Elle s'est intégrée à une concertation préalable du public réalisée dans le cadre de la loi APER, sous l'égide du préfet coordonnateur, du 12 février 2024 au 7 avril 2024. Lors de cette phase de concertation, le besoin, le projet et les fuseaux ont été présentés et une forte attente d'éclaircissements sur les stratégies écartées a été manifestée. Des réponses ont été apportées en séance, notamment lors de la réunion de clôture de cette phase à Fos-sur-Mer, le 4 avril 2024.

C'est dans ce cadre et à la demande du préfet coordonateur que RTE a rédigé une étude technique des stratégies souterraines écartées. Elle a été mise à disposition du public le 9 septembre 2024 en amont de la réunion de clotûre de la concertation « Fontaine », qui a permis de déterminer un fuseau de moindre impact du projet Feuillane – Jonquières.

Cette note présente les analyses qui l'ont conduit à écarter, très en amont, certaines stratégies, en particulier le développement du réseau en technologie souterraine, en courant alternatif (225 000 volts et 400 000 volts) et en courant continu, avec une variante qui consisterait à positionner les ouvrages en partie dans le Rhône. De manière concommitante, RTE a également publié une étude technique sur les stratégies aériennes écartées.

Lors de la détermination du fuseau de moindre impact le 27 septembre 2024, l'État a formulé une demande complémentaire : la réalisation d'une tierce-expertise indépendante relative à l'enfouissement total ou partiel de la ligne tel que demandé par certains acteurs du territoire. Cette tierce-expertise a été confiée par l'État à Monsieur Marc Petit, professeur à l'école Centrale-Supelec et directeur du département d'enseignement sur les systèmes d'énergie électrique et membre du laboratoire GeePs (Génie Electrique et Electronique de Paris).

La tierce-expertise sur les solutions de renforcement de l'alimentation électrique de la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer a été publiée le 23 mai 2025 sur le site de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) et a fait l'objet d'une présentation en réunion publique,

à Arles, le 2 juin 2025. Les résultats de la tierce-expertise ont été portés à la connaissance du public dans le cadre du débat public de zone « Fos Berre Provence », intervenu du 2 avril au 13 juillet 2025. Les études publiées dans le cadre du processus de concertation, y compris le rapport de tierce-expertise, sont venues confirmer l'analyse initiale de RTE.

La tierce-expertise conclut notamment au fait que la stratégie aérienne retenue est la seule solution qui permette de répondre au besoin, en particulier en termes de puissance apportée, de sécurisation de l'alimentation électrique du territoire et de délais de mise en oeuvre. C'est dans ce cadre et afin d'apporter des analyses techniques pour la bonne information du public lors du débat public territorial de Fos-Étang de Berre, que RTE a étudié certaines stratégies complémentaires, écartées par la suite.

Au total, ce sont 14 stratégies réparties en 4 familles qui ont été étudiées et documentées, expliquant les raisons qui ont conduit à retenir la solution privilégiée.

Les caractéristiques, avantages et inconvénients de ces différentes stratégies par rapport aux trois grands besoins fonctionnels du cahier des charges de l'État et des industriels sont présentés et synthétisés dans la suite de cette note.

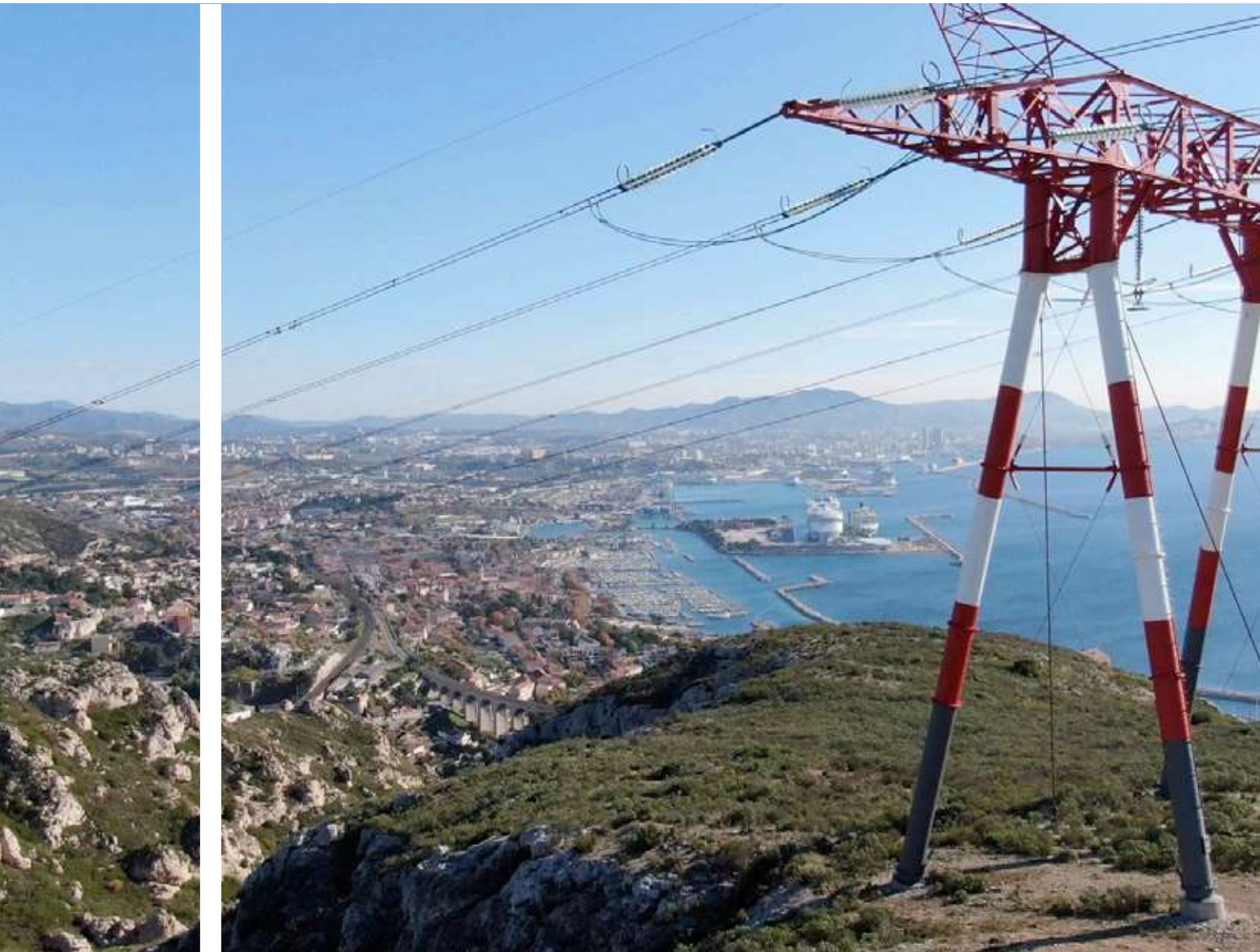


Tableau récapitulatif des stratégies fonctionnelles étudiées

Familles de stratégies	Stratégies fonctionnelles étudiées	
Liaisons souterraines à courant alternatif 400 kV ou 225 kV	Création de liaisons souterraines à 400 kV entre Feuillane et Jonquières	1
	Création de liaisons souterraines à 225 kV entre Feuillane et Jonquières	2
	Création de deux axes 225 kV Roquerousse Feuillane et Feuillane Jonquières	3
Enfouissements partiels « Siphons » d'une liaison aérienne à deux circuits 400 kV entre Feuillane et Jonquières	Enfouissement partiel « Siphon » de 6 km	4
	Enfouissements partiels « Siphon » de 6 et de 10 km	5
	Enfouissement partiel « Siphon » de 25 km	6
Liaisons à courant continu (HVDC) souterraines, sous-marines ou sous-fluviales	Trois liaisons souterraines HVDC entre Feuillane et Jonquières	7
	Stratégie Stop THT 13/30 étape 1 (Feuillane Jonquières HVDC 2 GW)	8
	Stratégie Stop THT 13/30 étape 2 (Feuillane Jonquières HVDC 2 GW + liaison sous-marine HVDC depuis Occitanie)	9
Liaisons aériennes à courant alternatif 400 kV	Création d'une ligne aérienne à deux circuits entre Feuillane et Jonquières	10
	Création d'une liaison aérienne à un circuit entre Feuillane et Jonquières	11
	Remplacement de la ligne aérienne à double circuit 400 kV Tavel - Réaltor - Ponteau - Feuillane par une ligne quadruples circuits	12
	Reconstruction en 400 kV de l'axe Jonquières-Roquerousse et création d'une liaison 400 kV entre Roquerousse et Feuillane avec 15 km de siphon	13
	Création d'un nouvel axe aérien à 2 circuits 400 kV Tavel - Roquerousse - Feuillane	14

4

Famille des liaisons souterraines à courant alternatif 400 kV ou 225 kV

CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES

Les projets de liaisons souterraines à courant alternatif de 400 kV ou 225 kV se heurtent à titre principal à des limites de faisabilité technique (gestion de l'échauffement des câbles et de la puissance réactive) pour transporter une puissance importante sur une longue distance.

De ce fait, la consistance qui permet de répondre aux contraintes techniques induit des délais et des surcoûts très significatifs.

La plus grande liaison souterraine 400 kV actuellement en exploitation en France fait 2,9 km de long pour une capacité de transit de 1 000 MVA. Pour disposer d'une capacité de transit de 4 400 MW sur une longueur de 65 km, la consistance du projet comprendrait :

- **un linéaire de 12 tri-câbles[1] sur un seul tracé** (ou 2 x 4 sur deux tracés distincts), soit 36 câbles électriques en technologie 2 500 mm² Cuivre Optimisé de 64 km de long nécessitant la construction de 768 chambres de jonction bétonnées d'une surface de 384 m² et une emprise de 30 mètres de large pour l'ensemble des liaisons ;
- **une extension de 10 ha des postes de Feuillane et de Jonquières** pour installer 12 départs dans chaque poste et 44 selfs permettant de compenser la puissance réactive produite par les câbles souterrains ;
- **la construction de 2 postes électriques de compensation intermédiaires** de 15 ha chacun sur le tracé de la liaison pour gérer la compensation du réactif des câbles souterrains.

La plus grande liaison souterraine 225 kV actuellement en exploitation en France fait 65 km de long pour une capacité de transit de 500 MVA. Pour disposer d'une capacité de transit de 4 400 MW sur une longueur de 65 km, la consistance du projet comprendrait :

- un linéaire de 16 tri-câbles, soit 48 câbles électriques en technologie 2 500 mm² Cuivre Optimisé de 64 km de long nécessitant la construction de 1 024 chambres de jonction bétonnées d'une surface de 384 m² et une emprise de 33 mètres de large pour l'ensemble des liaisons ;
- une extension de 10 ha des postes de Feuillane et de Jonquières pour installer 16 départs dans chaque poste et 20 selfs permettant de compenser le réactif produit par les câbles souterrains.

1. Ensembles de conducteurs unipolaires constituant un système triphasé.

ÉLÉMENTS DE CARACTÉRISATION DES TROIS STRATÉGIES FONCTIONNELLES ÉTUDIÉES

Famille	Liaisons souterraines à courant alternatif 400 kV ou 225 kV		
Numérotation	1	2	3
Stratégies	Création de liaisons souterraines à 400 kV en courant alternatif entre Feuillane et Jonquières	Création de liaisons souterraines à 225 kV en courant alternatif entre Feuillane et Jonquières	Création de deux nouveaux axes 225 kV Roquerousse Feuillane et Feuillane Jonquières
Date de publication par RTE	Septembre 2024	Septembre 2024	Non publié jusqu'alors
Origine de formalisation du document d'étude	Demande de l'État lors de la concertation préalable du public	Demande de l'État lors de la concertation préalable du public	Demande de l'État à l'issue du débat public territorial (complément tierce expertise)
Éléments disponibles en annexe dans le document : liste en page 17	C	C	J
Service rendu – Capacité créée	3 700 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG	3 700 MW sans CCG + 1900MW de CCG	1300 MW sans CCG + 1900 MW de CCG
Service rendu – Sécurisation électrique	Fiabilité et disponibilité moindres sur la partie souterraine et les postes électriques	Non évalué	Non résilient à N-1, dont incendie
Échéance – Délais	> 2035	Impossibilité du fait du nombre de câbles (16 tri-câbles) à installer	2034
Échéance – Risque sur planning	Ampleur des chantiers, la consommation de foncier et les problématiques d'approvisionnement		Concertation sur les 20 km de ligne aérienne, volume d'équipes travaux mobilisées et réalisation d'une galerie de 4km
Coût	2 200 M€	1 750 M€	1 000 M€
Statut	Stratégie écartée	Stratégie écartée	Stratégie écartée

5 Famille des «siphons» de liaisons aériennes à courant alternatif 400 kV

CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES

Les projets de liaison aérienne en courant alternatif 400 kV intégrant une portion souterraine en cours de tracé (un «siphon») se heurtent dans une moindre mesure aux mêmes limites de faisabilité technique (gestion de l'échauffement des câbles et de la puissance réactive) que les projets de liaison souterraine en courant alternatif 400 kV.

De ce fait, la consistance qui permet de répondre aux contraintes techniques des siphons induit des délais et des surcoûts variables en fonction de la longueur souterraine considérée.

Le passage d'un câble aérien à plusieurs tri-câbles souterrains sur une portion du tracé nécessiterait :

- Un linéaire de 12 tri-câbles câbles (ou 8 tri-câbles si deux tracés séparés peuvent être identifiés), soit 36 câbles électriques en technologie 2500 mm² Cuivre Optimisé de la longueur du siphon nécessitant la construction de 12 chambres de jonction bétonnées d'une surface de 384 m² chaque kilomètre et une emprise de 30 mètres de large pour l'ensemble des liaisons ;
- La construction de deux postes électriques de transition aérien/ souterrain. Pour une longueur souterraine inférieure à 6 km, aucun moyen de compensation du réactif n'est nécessaire dans les postes ; au-delà de 6 km de longueur souterraine, des moyens de compensation sont nécessaires en fonction de la longueur totale du siphon.

ÉLÉMENTS DE CARACTÉRISATION DES TROIS STRATÉGIES FONCTIONNELLES ÉTUDIÉES

Famille	Enfouissements partiels « Siphons »		
Numérotation	4	5	6
Stratégies	Enfouissement partiel « Siphon » de 6km d'une liaison aérienne à deux circuits à 400 kV entre Feuillane et Jonquières	Enfouissements partiels « Siphon » de 6 et 10 km d'une liaison aérienne à deux circuits à 400 kV entre Feuillane et Jonquières	Enfouissement partiel « Siphon » de 25 km d'une liaison aérienne à deux circuits à 400 kV entre Feuillane et Jonquières
Date de publication par RTE	Mars 2025	Mars 2025	Septembre 2024
Origine de formalisation du document d'étude	Demande de l'État dans le cadre de la tierce-expertise	Demande de l'État dans le cadre de la tierce-expertise	Demande de l'État à l'issue de la concertation préalable du public (février-avril 2024)
Éléments disponibles en annexe dans le document : liste en page 17	E	E	C
Service rendu – Capacité créée	3 700 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG	3 700 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG	3 700 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG
Service rendu – Sécurisation électrique	Fiabilité et disponibilité moindres sur la partie souterraine et les postes électriques		
Échéance – Délais	2031-2034*	2033-2035	> 2035
Échéance – Risque sur planning	Ampleur des chantiers, la consommation de foncier et les problématiques d'approvisionnement		
Coût	560 M€	900 M€	1 500 M€
Statut	Stratégiet écartée	Stratégie écartée	Stratégie écartée

* La date de mise en service dépend des conditions de réalisation du siphon de 6 km. Avec un ensemble de caractéristiques favorables (localisation connue fin 2025, absence d'expropriation pour la maîtrise du foncier, tracés empruntant le domaine routier et des zones anthropisées, capacités des câbliers pour l'approvisionnement de 140 km de liaisons 400 kV), la date au plus tôt se situe en 2031. En fonction des aléas susceptibles de se matérialiser, le délai supplémentaire s'étage entre un à trois ans.

6 Famille des liaisons à courant continu (HVDC) souterraines et sous-marines

CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES

Les stratégies de cette famille s'appuient sur la technologie du courant continu qui est la seule option technique viable pour transporter de l'électricité en grande quantité dans des câbles souterrains ou sous-marins sur de longues distances, sans avoir besoin de postes électriques spécifiques supplémentaires sur le tracé de la liaison. Une ligne en courant continu a besoin de deux stations de conversion situées à chacune de ses extrémités. Elles convertissent le courant alternatif en courant continu et inversement. Pour du transport de grande puissance, les deux paliers techniques principaux pour les câbles sont le 320 kV en configuration monopôle symétrique pour des puissances de transit de l'ordre de 1 000 MW et le 525 kV en configuration bipôle permettant de transiter jusqu'à 2 000 MW.

Les projets de liaisons souterraines à courant continu se heurtent à titre principal à des coûts élevés et à des problématiques d'approvisionnement en matériels électriques (largement observés sur les marchés relatifs au raccordement éolien en mer au niveau européen) rendant impossible une mise en service avant 2035.

Le transit de 4400 MW nécessite une configuration de trois liaisons (2 liaisons 525 kV et 1 liaison 320 kV) totalisant 5 000 MW de capacités. En termes de consistance, un tel projet nécessite :

- un linéaire composé de deux liaisons HVDC 525 kV composées de 3 câbles chacune et une liaison HVDC 320 kV composé de deux câbles, soit un total de 520 km de câbles en technologie 3 000 mm² cuivre nécessitant la construction de 189 chambres de jonction bétonnées ;
- la construction de six stations de conversion de 5 à 6 ha chacune, soit une extension de 18 ha de chacun des postes de Feuillane et Jonquières.

ÉLÉMENTS DE CARACTÉRISATION DES TROIS STRATÉGIES FONCTIONNELLES ÉTUDIÉES

Famille	**Liaisons à courant continu (HVDC) souterraines, sous-marines ou sous-fluviales**		
Numérotation	7	8	9
Stratégies	Trois liaisons souterraines HVDC entre Feuillane et Jonquières	Stratégie Stop THT 13/30 étape 1 (Feuillane Jonquières HVDC 2 GW)	Stratégie Stop THT 13/30 étape 2 (Feuillane Jonquières HVDC 2 GW + liaison sous-marine HVDC depuis Occitanie)
Date de publication par RTE	Juin 2025	Juin 2025	Juin 2025
Origine de formalisation du document d'étude	Demande de l'État lors de la concertation préalable du public	Besoin d'information du public lors du débat public territorial	Besoin d'information du public lors du débat public territorial
Éléments disponibles en annexe dans le document : liste en page 17	C	F	F
Service rendu – Capacité créée	3 700 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG	1 300 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG	3 300 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG
Service rendu – Sécurisation électrique	Indisponibilité longue sur incident et maintenance	Non résilient à N-1, dont incendie.	Indisponibilité longue sur incident et maintenance.
	Moindre maturité, peu de retour d'expérience.		
Échéance – Délais	> 2035	2035	2037
Échéance – Risque sur planning	Complexité des études d'insertion, consommation de foncier et problématiques d'approvisionnement		
Coût	3 600 M€	1 600 - 2 000 M€	surcoût > 3 000 M€
Statut	**Stratégie écartée**	**Stratégie écartée**	**Stratégie écartée**

7 Famille des liaisons aériennes à courant alternatif 400 kV

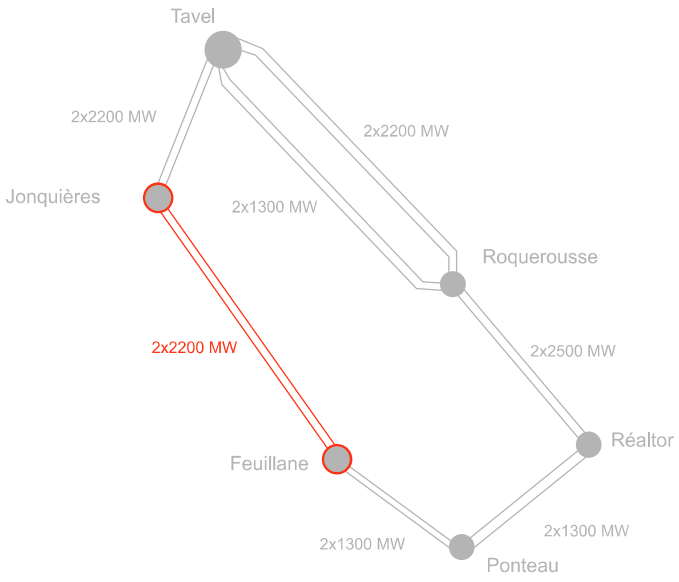
CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES

Les stratégies de cette famille s'appuient sur la technologie aérienne 400 kV qui permet de répondre au besoin de capacités en proposant, comme le note la synthèse de la tierce-expertise, le meilleur choix sur les critères principaux que sont fiabilité, délais et coûts. Les variantes étudiées par rapport à la stratégie retenue portent essentiellement sur des tracés de renforcement des capacités susceptibles d'éviter la création d'une nouvelle liaison aérienne en renforçant des axes existants.

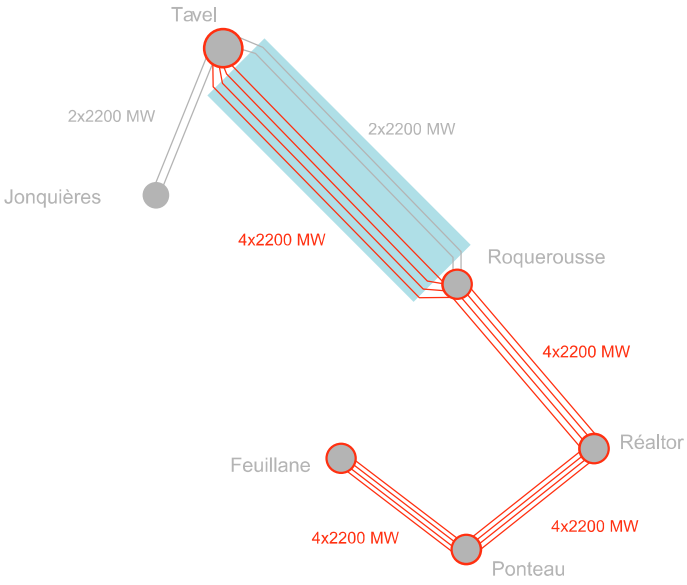
Ces projets alternatifs se heurtent à titre principal à des contraintes de respect des règles d'exploitation du réseau permettant de garantir la sécurité d'alimentation de la zone industrialo-portuaire de Fos.

Les schémas simplifiés ci-après illustrent les contraintes (un « mode commun » : c'est-à-dire qu'un aléa unique pourrait conduire à la mise hors service instantanée des circuits) créées par les stratégies 12 à 14 par rapport à la stratégie de référence (n° 10) retenue par RTE.

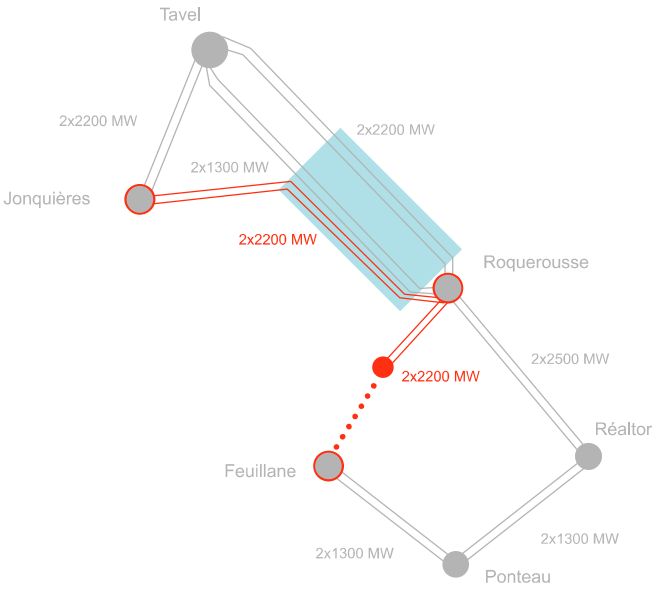
Stratégie 10



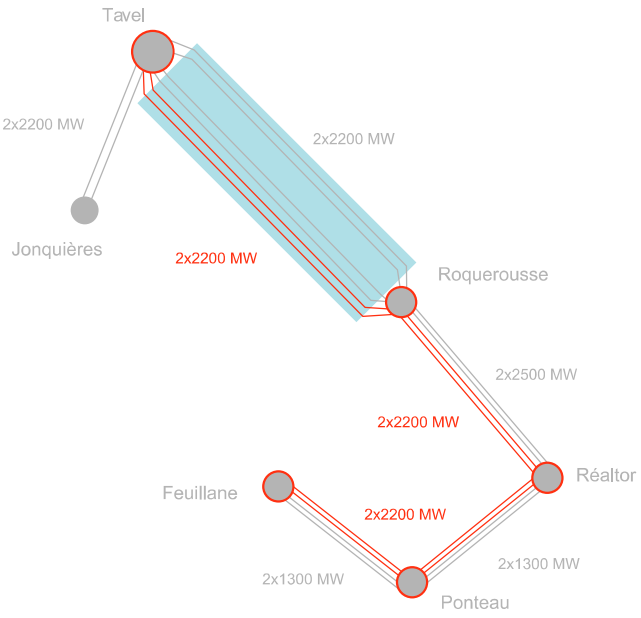
Stratégie 12



Stratégie 13



Stratégie 14



Légende :

- Poste électrique
- Extension de poste existant
- Liaison électrique existante
- Liaison électrique nouvelle (projet)
- Liaison électrique souterraine
- Mode commun

ÉLÉMENTS DE CARACTÉRISATION DES CINQ STRATÉGIES FONCTIONNELLES ÉTUDIÉES

Famille	Liaisons aériennes à courant alternatif 400 kV				
Numérotation	10	11	12	13	14
Stratégies	Création d'une liaison aérienne à deux circuits 400 kV entre Feuillane et Jonquières	Création d'une liaison aérienne à un circuit 400 kV entre Feuillane et Jonquières	Remplacement de la liaison aérienne à deux circuits 400 kV Tavel - Réaltor - Ponteau - Feuillane par une ligne à quatre circuits	Reconstruction en 400 kV de l'axe Jonquières-Roquerousse et création d'une liaison 400 kV Roquerousse - Feuillane avec 15km de siphon vers Feuillane	Création d'un nouvel axe aérien à deux circuits 400 kV Tavel - Roque-rousse - Feuillane
Date de publication par RTE	Octobre 2023	Octobre 2023	Septembre 2024	Octobre 2023	Octobre 2023
Origine de formalisation du document d'étude	JTE	Non étudiée	Demande de l'État à l'issue de la concertation préalable du public	JTE	JTE
Éléments disponibles en annexe dans le document : liste en page 17	A B H	A B D	A B D	D	A B D
Service rendu – Capacité créée	3 700 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG	1 500 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG	3 700 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG	3 700 MW sans CCG + + 1 900 MW de CCG	3 700 MW sans CCG + + 1 900 MW de CCG
Service rendu – Sécurisation électrique	Résilience du réseau électrique régional garantie		Mode commun et zone de fragilité au nord du poste de Roquerousse avec 6 lignes 400 kV à proximité au sein d'un massif potentiellement sujet aux incendies		
Échéance – Délais	2029	2029	Reconstruction en lieu et place impossible	2034-2036	non estimé
Échéance – Risque sur planning	Calendrier écologique durant les travaux (arrêts pendant certaines périodes)			Maîtrise du foncier	
Coût	400 M€	non estimé	non estimé	1 000 M€	non estimé
Statut	**Stratégie retenue**	**Stratégie écartée**	**Stratégie écartée**	**Stratégie écartée**	**Stratégie écartée**