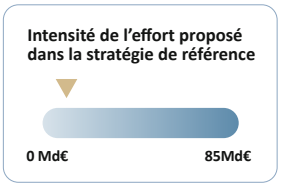
FICHE 13

Choix technologiques

Orienter la stratégie d'évolution du réseau vers les solutions techniques les plus compétitives pour les consommateurs



SITUATION ACTUELLE

Le réseau public de transport d'électricité en France est composé des lignes (souterraines et aériennes) et des postes électriques allant de 63 kV à 400 kV. Il est organisé selon plusieurs niveaux de tension :

- la structure à très haute tension (réseau 400 kV et une partie du réseau 225 kV) assure le maillage du territoire national en évacuant l'électricité depuis les principaux sites de production (centrales nucléaires, hydrauliques et thermiques) vers les centres de consommation et permet l'interconnexion avec les pays voisins ;
- les réseaux 63-90 kV et la majorité du réseau 225 kV permettent de répartir l'énergie entre les régions et d'assurer l'alimentation des distributeurs d'électricité.

Toutes ces infrastructures sont exploitées par RTE de manière coordonnée.

Le besoin de renforcer ce réseau n'est pas une nouveauté du SDDR 2025. Dans les *Futurs énergétiques 2050*, RTE avait indiqué qu'un système énergétique neutre en carbone avait pour pendant une plus grande visibilité des infrastructures nécessaires pour produire et acheminer l'énergie. L'Agence internationale de l'énergie parvient à la même conclusion dans son rapport d'octobre 2023 sur les réseaux électriques. C'est également le cas du rapport Draghi dans le rapport sur la compétitivité européenne, qui mentionne expressément les infrastructures de réseau.

En effet, l'électricité doit se substituer à des énergies fossiles – extraites hors de France et essentiellement transportées par pipelines ou bateaux. Produire sur le territoire une part croissante de l'énergie consommée par les Français conduit donc, invariablement, à davantage d'infrastructures de production et de réseau sur le territoire national.

ENJEUX POUR LE RÉSEAU

Pour réaliser ces renforcements, une partie des choix qui relèvent de RTE en tant que maître d'ouvrage et qui sont proposés dans la SDDR est de nature technique. Ces choix portent sur la part respective des lignes aériennes et souterraines, l'utilisation du maillage existant du réseau ou de la construction des nouvelles infrastructures loin du réseau existant pour accroître son maillage, les possibilités de mutualiser les infrastructures pour limiter les interventions sur un même territoire, le rythme de renouvellement des infrastructures.

Les transformations décrites dans les différentes fiches concernent différents types de territoires. Par exemple :

- Le renouvellement et l'adaptation au changement climatique porte sur un grand nombre de lignes partout en France, majoritairement sur les niveaux de tension 63, 90 kV voire 225 kV (un quart du réseau aérien dans les quinze prochaines années) ;
- Le renforcement de la structure du réseau à très haute tension concerne un petit nombre de projets et quelques lignes électriques à 400 kV (et plus rarement 225 kV) ;
- Le renforcement du réseau pour alimenter les zones industrielles est un élément-clé d'attractivité des territoires concernés et répond à la demande des collectivités : il concerne des zones géographiques spécifiques, à commencer par les principaux bassins industrialo-portuaires ;
- Le raccordement de l'éolien en mer s'intègre à la planification maritime : il concerne un faible nombre de projets mais dont le coût unitaire est important.

Le SDDR décrit la stratégie d'ensemble pour réaliser ces infrastructures dans une optique d'aménagement du territoire et tient compte des enjeux propres à chaque niveau de tension. Les projets qui découleront de la stratégie retenue suite aux phases d'avis et de participation du public seront discutés au niveau local conformément au cadre législatif et réglementaire en vigueur.

Cette stratégie repose sur trois principes fondamentaux : (1) la mutualisation (les projets doivent répondre à plusieurs besoins), (2) la priorisation (les projets doivent être justifiés dans plusieurs scénarios et le niveau de priorité dans le programme industriel de RTE doit être transparent) et (3) la compétitivité des solutions techniques (le réseau public doit rester un élément de compétitivité pour la France).

Pour respecter ces principes, un équilibre a été recherché entre plusieurs dimensions sur chaque niveau de tension : le coût, la maîtrise industrielle, l'incidence sur l'environnement, les attentes du public, la compatibilité avec les projets du territoire et la rapidité de déploiement.

DESCRIPTION DE LA STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET DES CHOIX D'OPTIMISATION

Mutualiser au maximum les différents facteurs d'évolution du réseau dans une infrastructure unique permettant de traiter plusieurs besoins

RTE met déjà en œuvre ce principe dans plusieurs projets :

- La ligne Amiens – Petit-Caux répond à la fois aux besoins d'évacuer la production future des EPR de Penly et de celle des éoliennes en mer de Seine-Maritime.
- La reconstruction du poste d'évacuation de la centrale de Gravelines répond à un enjeu de vétusté et est dimensionnée en intégrant les besoins du Dunkerquois.
- Les solutions de raccordement des éoliennes en mer du Golfe de Gascogne sont étudiées en intégrant la possibilité qu'elles permettent également de faire transiter de l'électricité de la Gironde à la Loire-Atlantique pour remédier aux congestions projetées sur le réseau de la façade atlantique.
- La planification des infrastructures au niveau régional, avec les S3REnR, permet d'éviter des raccordements au cas par cas.

Le SDDR propose de pousser plus loin cette logique de mutualisation :

Pour le raccordement des consommateurs, la nouvelle approche proposée par RTE vise à favoriser le développement de zones d'attractivité pour la consommation industrielle et à donner de la visibilité sur le développement de la capacité d'accueil du réseau pour favoriser la mutualisation des besoins (*cf.* fiche n°5).

Pour le renouvellement des infrastructures existantes, RTE a défini un programme qui répond également aux enjeux d'adaptation au changement climatique. Ce programme évite de réaliser plusieurs opérations d'ingénierie sur une même infrastructure. Il conduit par ailleurs à augmenter la capacité de transit du réseau grâce à l'utilisation de câbles plus performants sur

le plan technique, ce qui facilite les raccordements (+50% de capacité de transit suite au renouvellement de lignes dont les câbles ne peuvent supporter une chaleur supérieure à 45°C).

Pour les réseaux 63 kV à 225 kV, il est également possible d'accroître l'optimisation par rapport aux schémas de planification actuels (S3REnR), notamment en retenant une meilleure coordination entre les infrastructures de réseau et le développement des énergies renouvelables terrestres (politique de l'offre), en incitant à la bonne localisation et au fonctionnement optimisé des batteries et en mutualisant les infrastructures pour plusieurs usages (p. ex. : besoins des métropoles, autoroutes).



Privilégier l'optimisation du réseau existant

Concrètement, cela se traduit par la proposition de prioriser le remplacement des câbles sur les lignes existantes ou la réhabilitation de certaines lignes avec des câbles plus performants (par rapport à la création de nouvelles infrastructures). Sur le réseau 400 kV, cette solution pourrait être proposée sur plus de 700 km de rangées de pylônes (phase 2).

Cette stratégie nécessite néanmoins de pouvoir rendre indisponibles les infrastructures, ce qui peut avoir un impact sur les utilisateurs du réseau électrique et accroît l'exposition au risque d'avaries pendant les périodes de travaux sur le réseau (*cf*. fiche n°12).

RTE proposera donc de revoir les règles de gestion prévisionnelle et les contrats d'accès au réseau pour permettre la réalisation de ces travaux et assurer une plus forte coordination entre les plannings de maintenance des utilisateurs du réseau et ceux de RTE (*cf*. fiche n°12).

Cette situation n'est pas propre au réseau électrique : d'autres gestionnaires d'infrastructures linéaires doivent mettre en place des dispositifs spécifiques pour faire évoluer leurs infrastructures (p. ex. : réseau ferroviaire sur les lignes régionales comme sur les lignes à grande vitesse).



Définir des critères de choix entre technologie aérienne et souterraine en fonction des différents niveaux de tension

Pour les réseaux de tension inférieure ou égale à 225 kV

Faisant suite à l'avis de la Commission de régulation de l'énergie sur le précédent SDDR qui avait refusé le passage en souterrain de manière systématique en cas de création ou reconstruction d'ouvrages sur les réseaux de tension inférieure à 225 kV, RTE propose de définir des critères de choix entre technologie aérienne et souterraine en fonction des différents niveaux de tension.

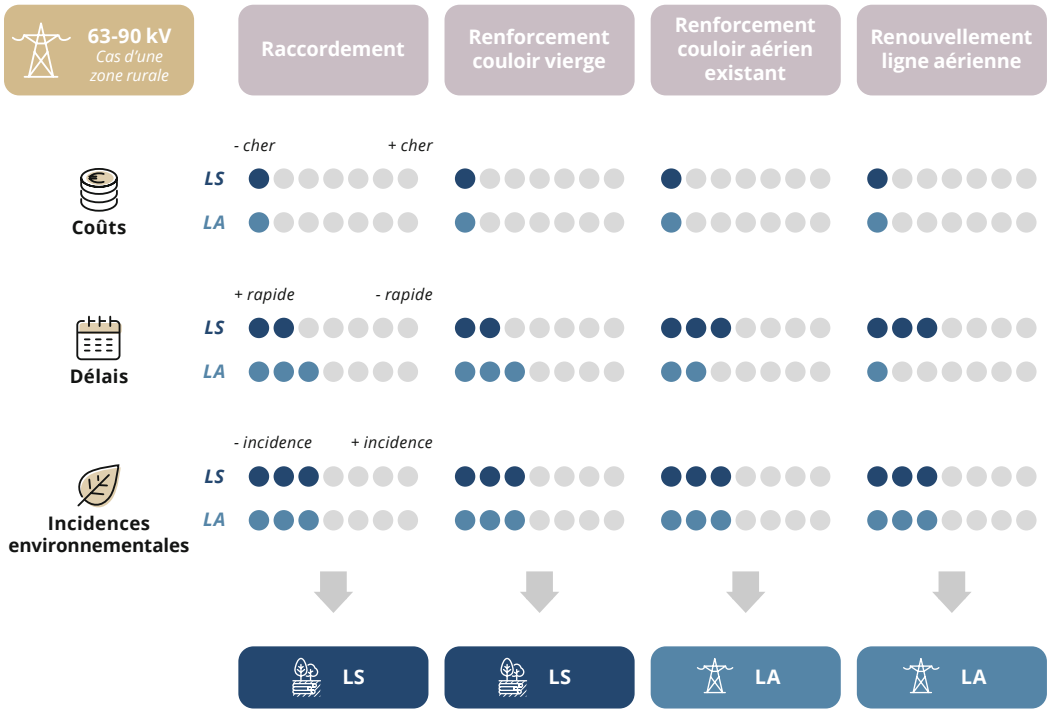
Sur le plan économique, les lignes souterraines 225 kV sont plus onéreuses que les lignes aériennes de capacité comparable (d'en moyenne 65%). Les lignes souterraines 63 et 90 kV ont toutefois un coût équivalent en zone rurale (moins de 5% d'écart) voire plus faible dans les zones plus urbanisées (si l'on intègre la valeur du foncier mobilisé par les lignes).

Sur le plan environnemental, si les lignes aériennes présentent des incidences sur le cadre de vie et sur l'avifaune (bien que RTE ait prévu d'augmenter de manière importante le linéaire de réseau équipé de balises prévues à cet effet – *cf*. fiche n°14), les lignes souterraines présentent un bilan matière plus défavorables, qui l'est encore plus lorsqu'elles nécessitent la mise en place d'équipements spécifiques additionnels et consommateurs de ressources minérales (selfs de compensation) pour les besoins de stabilité du réseau.

La stratégie proposée par RTE prévoit donc que le recours à la technologie aérienne soit la référence en dehors de quatre cas :

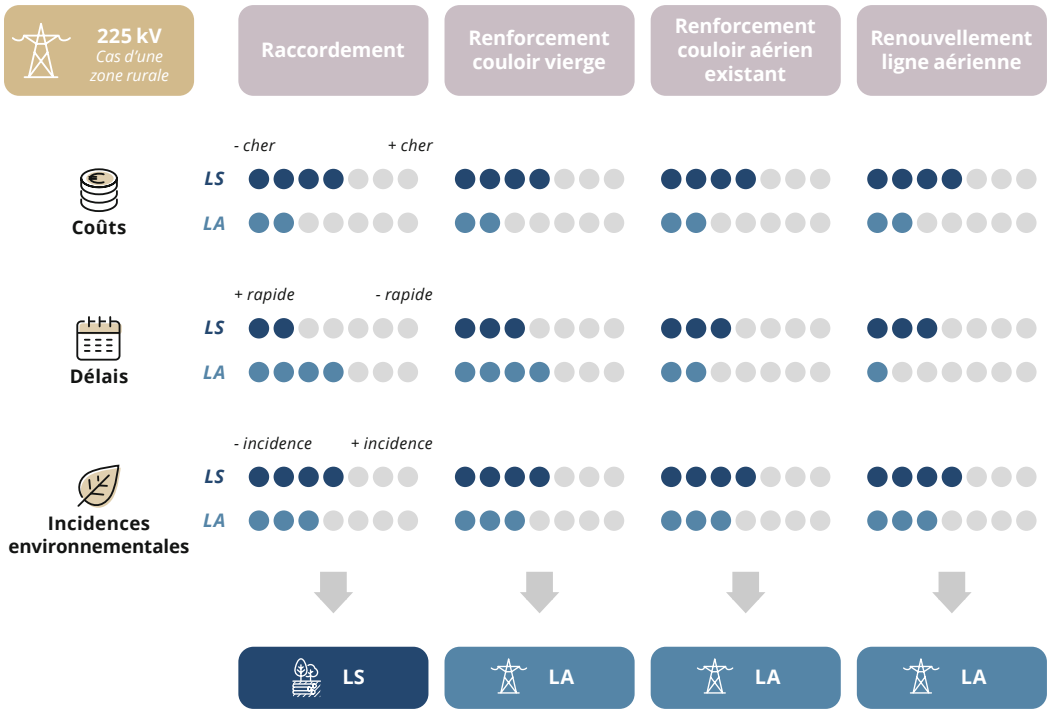
- Les raccordements de nouveaux usagers (pour accélérer les raccordements et sauf demande des utilisateurs concernés de passer en technologie aérienne) ;
- Les renforcements en site vierge de lignes de réseau de tension 63-90 kV (moins de 5% d'écart entre un renforcement aérien et un renforcement souterrain en zone rurale) ;
- Les zones urbaines (pour des contraintes de foncier) ;
- Les zones où il existe des enjeux écologiques très forts et où le passage en souterrain constitue une alternative pertinente et démontrée.

La stratégie prévoit également une information des collectivités concernées par la construction d'une nouvelle infrastructure aérienne pour leur permettre, le cas échéant, de financer la mise en souterrain de ces infrastructures. La loi prévoit déjà cette possibilité pour les ouvrages existants (dispositif MESIL). Il s'agit de l'élargir : lorsque la stratégie prévoit l'utilisation de la technologie aérienne, RTE pourra proposer aux collectivités territoriales qui le souhaitent de prendre à leur charge le surcoût pour financer la mise en souterrain.



- *Sur le 63-90 kV, le coût des deux technologies est comparable*
- *Sur le 63-90 kV, les incidences environnementales des technologies sont de nature différente mais comparable en intensité (avifaune, consommation de matières, etc.)*

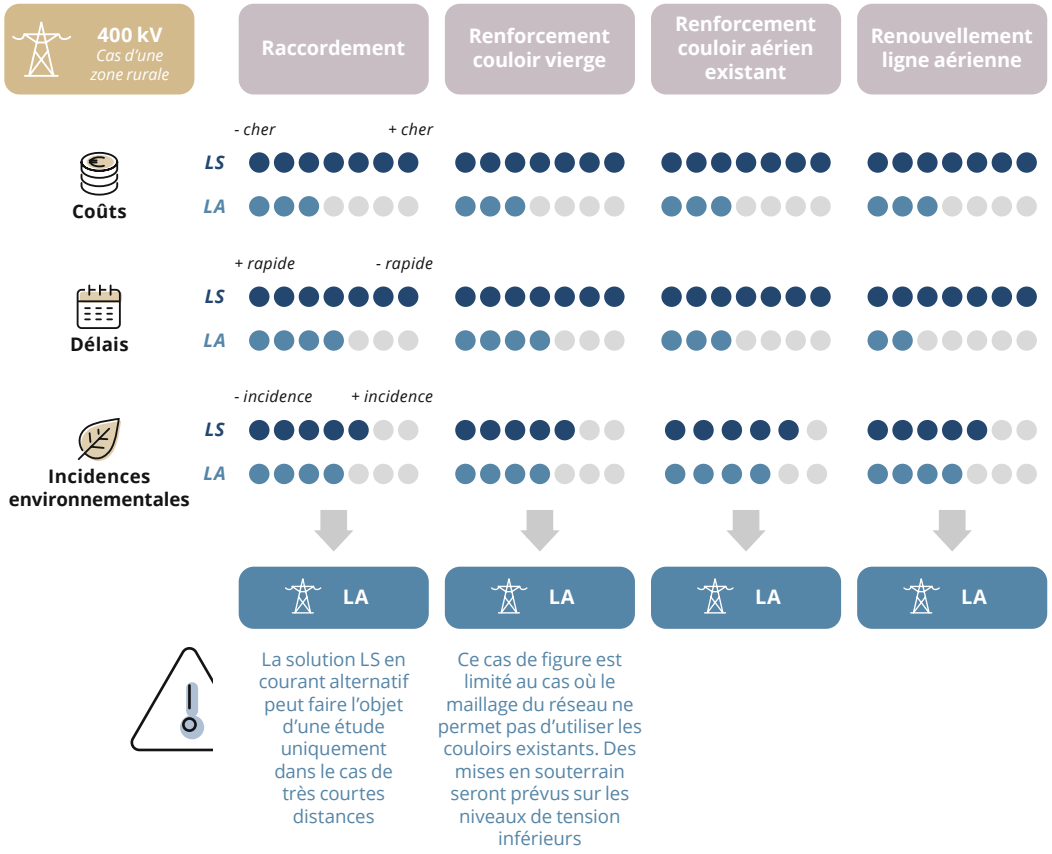
Figure 13.1 – Choix techniques 63-90 kV privilégiés – proposition de RTE



- *Les lignes de forte capacité sont en moyenne 65 % plus onéreuses en technologie souterraine*
- *Du point de vue de la consommation des ressources, les lignes souterraines 225 kV présentent des câbles plus gros et peuvent nécessiter l'installation d'équipements spécifiques pour la stabilité du réseau*

Figure 13.2 – Choix techniques 225 kV privilégiés – proposition de RTE

FICHE 13



- *Les LS HVDC sont nettement plus onéreuses et nécessitent la mise en place de stations de conversion*
- *Les LS HVDC sont soumises à des contraintes très fortes d'approvisionnement*
- *Présence importante de cuivre dans les câbles souterrains et de métaux rares pour l'électronique de puissance nécessaire à la technologie HVDC, associés à davantage de surfaces artificialisées au niveau des stations de conversion*

Figure 13.3 – Choix techniques 400 kV privilégiés – proposition de RTE

Pour le réseau 400 kV

Le choix de la technologie aérienne résulte d'un motif économique (une stratégie exclusivement souterraine nécessiterait un changement de technologie pour passer en courant continu et conduirait à des investissements pour 40 à 70 Md€ supplémentaires), associé à un souci de rapidité (les délais pour fabriquer des câbles à courant continu et des stations de conversion entre courant continu et courant alternatif sont largement supérieurs aux délais constatés pour des technologies à courant alternatif du fait de la saturation des usines européennes).

Les éléments sont présentés en détails dans la fiche n°10 et schématisés dans l'encadré détaillant la stratégie de référence.

Pour les nouvelles lignes aériennes, privilégier la construction dans les couloirs existants dès que cela est possible

RTE propose de minimiser l'impact des nouvelles infrastructures électriques en s'appuyant sur le réseau existant. Cette approche permet de limiter l'extension territoriale du réseau et de ne pas multiplier les rangées de pylônes.

Pour la création de nouvelles lignes, la stratégie prévoit que les nouveaux tracés aériens suivent dès que cela est possible les lignes existantes, à environ 50 mètres, et privilégient la construction de pylônes capables d'accueillir plusieurs circuits électriques (c'est-à-dire qu'une seule rangée de pylône doit pouvoir accueillir deux lignes électriques pour éviter d'avoir à construire deux rangées de pylônes). Pour les projets de la phase 2 sur le réseau 400 kV, les études technico-économiques menées dans le cadre du SDDR indiquent que cette solution pourrait être proposée pour environ 1100 km de rangées de pylônes.

Dans les zones géographiques où le maillage du réseau ne permet pas de suivre les infrastructures existantes, RTE combinera la construction de nouvelles lignes avec la mise en souterrain des réseaux de moindre tension aux alentours et cherchera à mutualiser avec les infrastructures déjà présentes sur le territoire (par exemple, en suivant les infrastructures autoroutières).

EXEMPLE : AMIENS PETIT-CAUX (400 KV)

État des lieux

Le principal lien électrique qui relie les régions de la Normandie et des Hauts-de-France est constitué par une double ligne aérienne 400 kV entre les communes de Petit-Caux (76) et d'Argœuves (80). Cet axe électrique actuel supporte des flux de l'ouest vers l'est depuis la Normandie vers les Hauts-de-France.

À l'horizon 2035, le développement attendu des moyens de production d'électricité décarbonés sur la façade normande, en particulier les nouveaux réacteurs nucléaires EPR2 sur le site de Penly et les futurs parcs éoliens en mer (AO 10 et suivants), accompagné de l'évolution prévisible de la consommation d'électricité liée à la décarbonation et la réindustrialisation, notamment de la Vallée de Seine et de la zone de Dunkerque, accentuent l'intensité de ces flux. Le réseau doit donc être adapté afin d'être en mesure d'accompagner ces évolutions.

Options

Pour répondre au besoin de renforcement de cet axe électrique existant entre les deux régions, la création d'un nouvel ouvrage 400 kV est nécessaire.

Compte-tenue de longueur du nouvel axe et de la puissance qu'il doit transiter, la stratégie de référence repose sur la création d'une ligne aérienne 400 kV. Les stratégies en techniques souterraines, en courant alternatif ou continu, ont été écartées pour des raisons de coûts.

Description du projet

Le tracé de la nouvelle ligne aérienne a été adopté à l'issue de la concertation avec les parties prenantes du territoire. Il s'inscrit dans la stratégie d'optimisation consistant à s'appuyer autant que possible sur le tracé des lignes existantes en empruntant le couloir de la ligne 400 kV existante (sur environ un tiers du linéaire), ou en substitution d'une ligne aérienne 225 kV (sur environ un tiers du linéaire), associé à la création d'un nouveau poste intermédiaire venant créer de la capacité d'accueil électrique pour les projets des collectivités. Enfin, la création de la nouvelle ligne aérienne de 80 km s'accompagne également de la mise en souterrain de réseaux aériens à proximité.

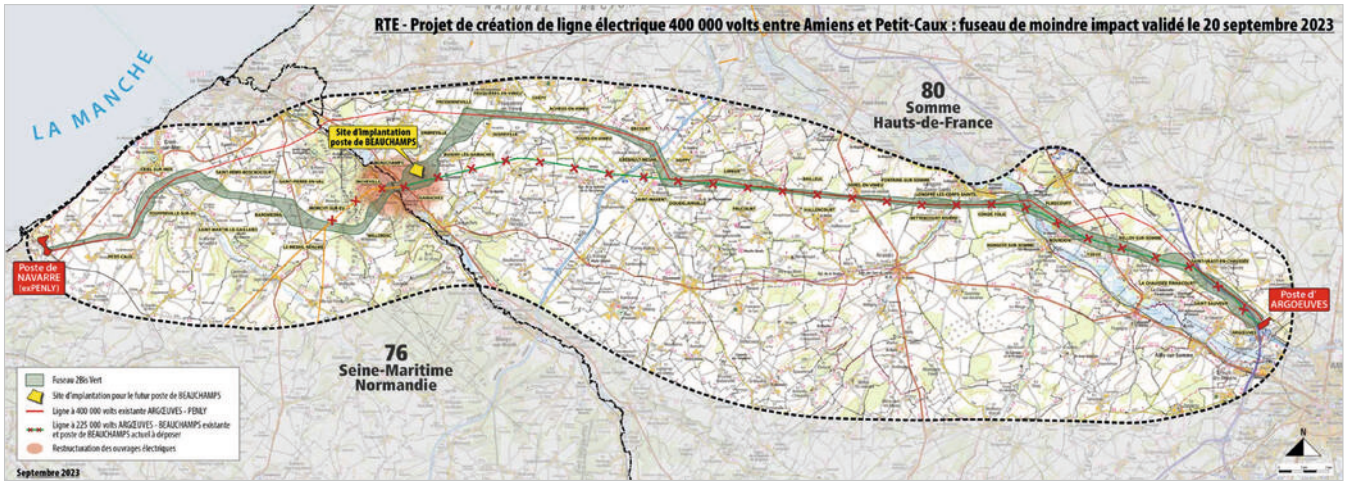


Figure 13.4 – Représentation du projet Amiens Petit-Caux – 400 kV

FICHE 13

EXEMPLE : SARRY-VIELMOULIN (225 KV)

État des lieux

La ligne 225 kV Sarry-Vielmoulin est une ligne aérienne de 64 km située dans le département de l'Yonne et de la Côte d'Or.

Composée de 122 pylônes, elle traverse vingt-trois communes, croise trois voies ferrées électrifiées, vingt routes départementales, des voies fluviales (canal, et ruisseau) et seize lignes électriques de distribution de tension HTA. La ligne actuelle s'insère dans un milieu majoritairement agricole (75%) et forestier (25%) contenant une zone Natura 2000 et croisant des zones nationales d'intérêt écologique, faunistique et floristique (ZNIEFF) de type 1 et 2.

Le tronçon de ligne compris entre le pylône 112 (repéré sur la figure 13.5) et le poste de Vielmoulin est équipé de 107 pylônes en acier noir et de câbles datant de 1948.

Objectifs

Les travaux de réhabilitation consistent à remplacer les 60 km de câbles ainsi que les pylônes en acier noir (les pylônes les plus récents – datant de 1981 et galvanisés – sont conservés).

Description du projet

Les nouveaux pylônes seront implantés dans l'axe de la ligne à moins de 20 mètres des emplacements actuels, leur hauteur sera équivalente et leur silhouette semblable aux pylônes remplacés.

Un suivi écologique sera assuré tout au long du chantier et des aménagements durables de la végétation seront mis en place aux abords de la ligne.

Les travaux sont en cours et la nouvelle ligne sera mise en service fin 2025. Ces opérations de renouvellement du réseau des vallées s'élèvent à environ 30 M€.

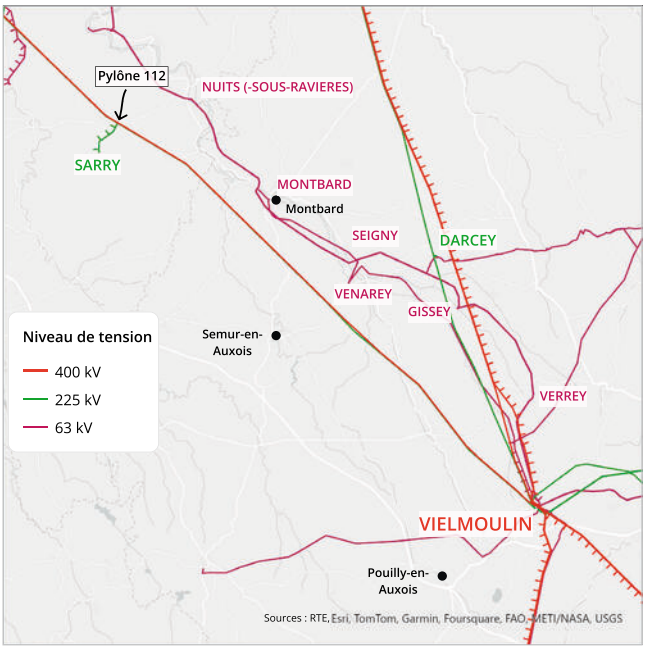


Figure 13.5 – Représentation du projet Sarry – Vielmoulin 225 kV

EXEMPLE :
PROJET DE RACCORDEMENT D'UN PARC DE PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE AU SUD DE TOURS (90 KV)

État des lieux

RTE doit réaliser un raccordement pour un parc photovoltaïque implanté sur la commune d'Auzouer-en-Touraine, située à environ 25 km au nord-est de Tours. Il s'agit d'un projet d'agrivoltaïsme qui a pour objectif de conjuguer production d'énergie solaire et élevage ovin. La puissance du parc photovoltaïque est de 100 MW.

Pour répondre au besoin, la solution retenue consiste à créer une ligne souterraine 90 kV de 6,1 km pour raccorder le futur poste électrique de l'utilisateur concerné au poste électrique public (existant) de Château-Renault. Ce poste est situé sur la commune de Neuville-sur-Brenne.

Cette solution de raccordement en souterrain, à ce niveau de tension, a été retenue conformément à la stratégie de RTE. Elle répond notamment aux délais souhaités par le producteur.

Description du projet

Le tracé de la nouvelle ligne souterraine a été retenu en concertation avec les acteurs du territoire. Il évite ou limite autant que possible les impacts sur les enjeux identifiés : il évite notamment le passage en zone urbaine (centre-ville de Château-Renault), limite les franchissements de cours d'eau, évite les traversées de voies ferrées et les secteurs à sensibilité environnementale élevée. Pour cela, il s'appuie sur des infrastructures existantes (longeant la RN 10). Cette solution facilite la maîtrise du foncier et ne conduit donc pas à une hausse des coûts du projet dans la mesure où cela ne conduit pas à des sur-longueurs importantes. Le projet traverse par ailleurs des parcelles agricoles (en plein champ ou en bordure de champ).

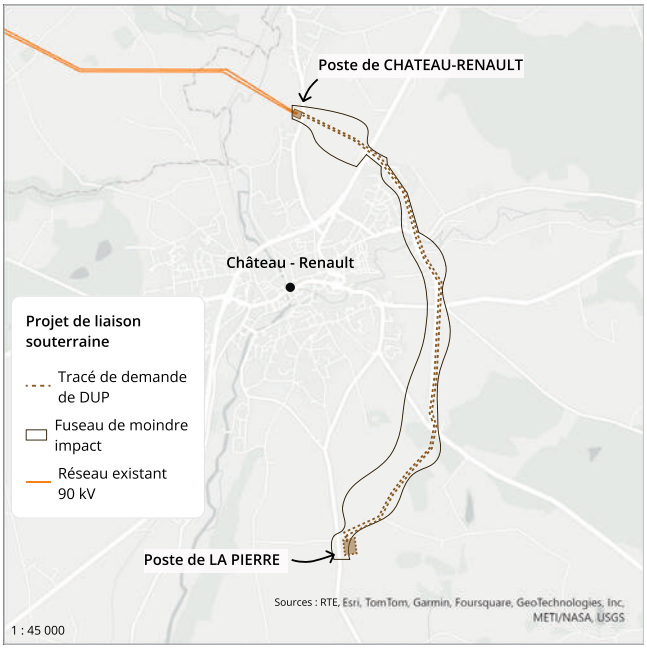


Figure 13.6 – Fuseau de moindre impact proposé pour le projet de raccordement

Les travaux devraient démarrer début 2026 à l'issue des procédures administratives, pour une mise en service en mars 2027. Le coût du projet évalué à environ 7 M€.