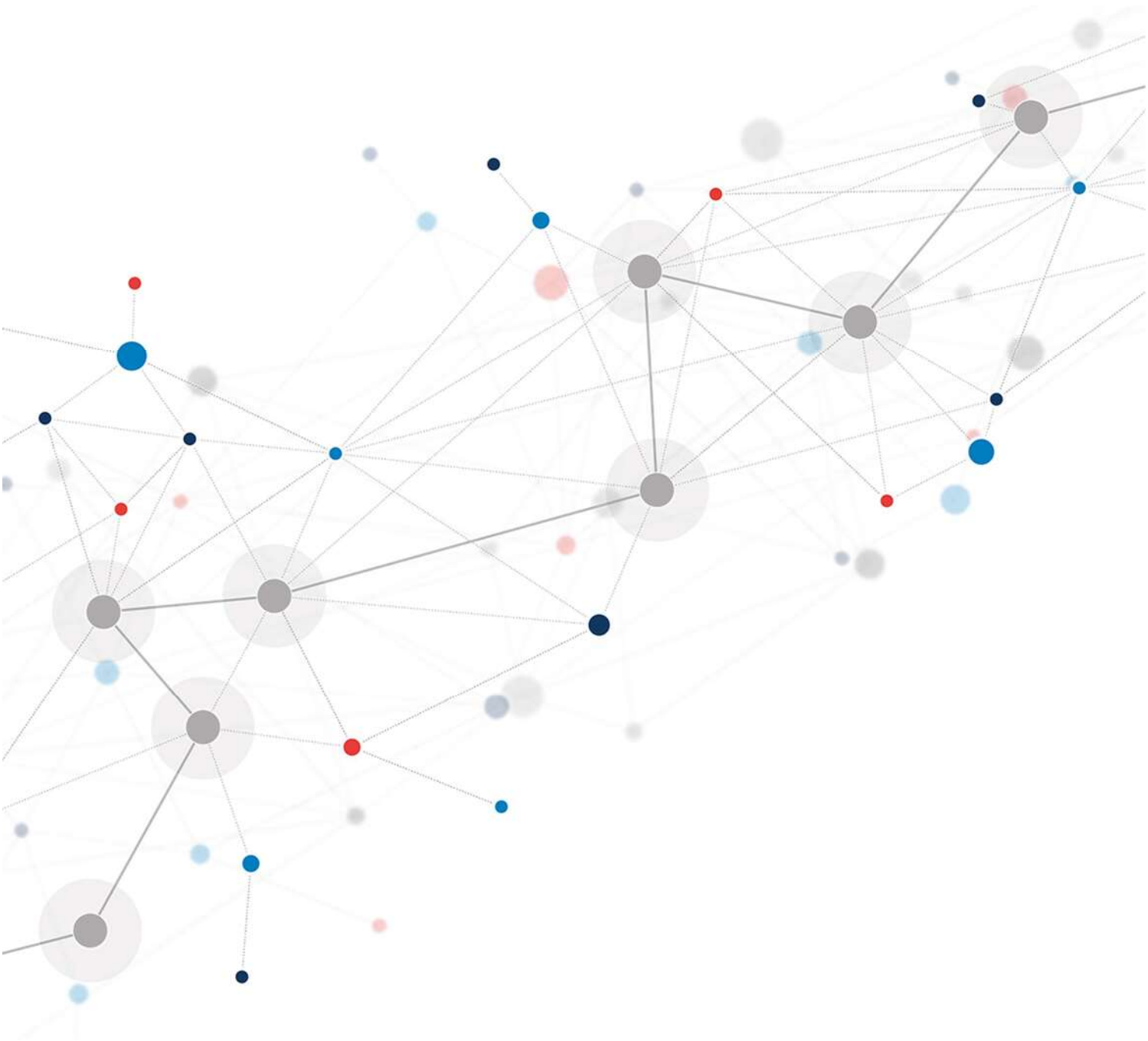
Comparaison internationale des plans d'investissements dans les réseaux de transport d'électricité

Résumé exécutif

Fabien Roques, Charles Verhaeghe, Augustin Lorne, Simon Malleret, Maël Demortier, Victor Loisel, Maxime Amadio

Février 2025
Rapport public



Objectifs de l'étude et mandat de Compass Lexecon

Les gestionnaires de réseau de transport (GRT) en Europe et au-delà sont confrontés à une accélération de la transition énergétique et à des besoins croissants d'adaptation des réseaux électriques.

Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), les investissements dans les réseaux devraient presque doubler d'ici 2030 au niveau mondial[1]. En Europe, la Commission estimait en 2022 dans le plan REPowerEU que des investissements à hauteur de 584 milliards d'euros seraient nécessaires dans les réseaux électriques d'ici 2030[2].

Dans ce contexte et dans le cadre des travaux de préparation de son schéma décennal de développement du réseau (SDDR) 2024, RTE, en co-pilotage avec la Commission de régulation de l'énergie (CRE), a mandaté Compass Lexecon pour analyser les stratégies publiques de différents pays en matière d'évolution des réseaux de transport. Cette étude permet de mettre en perspective la stratégie française, présentée dans le SDDR 2024, au regard de celles de ses homologues.

Les 6 États retenus pour l'analyse comparative sont : (i) les Pays-Bas, (ii) la Belgique, (iii) l'Allemagne, (iv) la Grande-Bretagne, (v) l'Italie, et (vi) la Californie.

Figure 1 – Périmètre des Etats couverts par l'étude comparative

Ce rapport présente une synthèse des principaux enseignements de ce travail de benchmark. Ce rapport est accompagné de fiches détaillées par Etats.

1 International Energy Agency (2023) Electricity grids and secure energy transitions, disponible ici.

2 Commission européenne (2022) Commission staff working document - Implementing the REPowerEU action plan: investment needs, hydrogen accelerator and achieving bio-methane targets, disponible ici.

Table des matières

	Objectifs de l'étude et mandat de Compass Lexecon	2
1.	Contexte : Présentation du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité français.	5
2.	Le SDDR de RTE évalue les besoins de réseau sur l'ensemble des volets industriels d'investissement sur le réseau, ce que ne font pas tous les plans des autres GRT.	6
3.	Dans les pays de l'étude, la transition énergétique se traduit par des prévisions de hausse de la consommation d'électricité et par le développement des énergies bas-carbone.	7
4.	Les investissements dans les réseaux sont nécessaires pour accompagner la transition énergétique et doivent être planifiés avec anticipation.	8
5.	L'ensemble des GRT étudiés présentent des plans d'investissement sur les réseaux de transport en forte croissance.	10
6.	Le SDDR français présente une trajectoire d'investissements relativement plus faible que celle des pays voisins.	10
7.	Les GRT prévoient d'investir de façon significative dans l'adaptation de la structure des réseaux de transport.	12
8.	Les GRT explorent différentes solutions techniques et de flexibilité pour limiter les investissements.	14
9.	Le développement des réseaux en mer devient un élément prépondérant des plans d'investissement.	16
10.	Les pays avec le plus fort développement de l'éolien en mer développent des solutions pour optimiser les infrastructures et maîtriser les coûts.	17
11.	Des évolutions de méthode et de doctrine sont mises en œuvre pour limiter les coûts de renouvellement du réseau.	19
12.	L'adaptation au changement climatique ne fait pas l'objet d'une analyse explicite dans la majorité des plans de développement du réseau.	20
13.	La maîtrise des émissions de SF6 est un objectif environnemental partagé par l'ensemble des GRT au regard de son pouvoir de réchauffement.	21
14.	Le SDDR français fait preuve d'une transparence accrue et présente une trajectoire d'investissements priorisée.	22
15.	La réussite des stratégies de développement des réseaux de transport passe par des actions de maîtrise des coûts et de maîtrise industrielle et par la sécurisation du financement.	23
	Liste des abréviations	25

Références 26

Clause de non-responsabilité 30

1. Contexte : Présentation du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité français.

1 Le SDDR est un plan-programme dont la publication est encadrée par le droit européen (directive marché intérieur de l'électricité[3]) et français (code de l'énergie[4] et code de l'environnement[5]).

2 La dernière version du SDDR publiée par RTE date de 2019 et était structurée autour de cinq volets industriels : le renouvellement, les adaptations et les raccordements, les interconnexions, le réseau en mer et l'ossature numérique.

3 Le SDDR porte sur un horizon de 15 ans, au-delà des prérogatives légales qui fixent un horizon de 10 ans. Cela permet de donner une vision d'ensemble des besoins d'investissement et prendre en compte la dynamique de développement des projets de réseau[6].

4 Depuis 2019, les objectifs de la politique énergétique européenne et française ont été à nouveau précisés et conduisent à renforcer la place de l'électricité dans le mix énergétique à moyen terme[7] :

- l'objectif fixé au niveau européen consiste à baisser les émissions nettes de 55% entre 1990 et 2030 (la dernière stratégie bas-carbone française publiée en 2020 prévoyait une réduction de 40% des émissions brutes) conduisant à devoir accélérer la transition des énergies fossiles vers les énergies bas-carbone, et notamment vers l'électricité ;
- la France poursuit parallèlement un second objectif stratégique : la volonté de renforcer la souveraineté énergétique et industrielle du pays, par la réindustrialisation et la maîtrise des technologies clés de la transition énergétique.

5 La France a ainsi redéfini l'orientation de sa politique énergétique dans l'objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2050 : électrification renforcée des usages, décarbonation de l'industrie et des transports, et déploiement de moyens de production bas-carbone par la relance du nucléaire et l'accélération du déploiement des renouvelables, en particulier de l'éolien en mer et du solaire.

6 En parallèle, la France met en place le troisième plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC). Le plan, mis en consultation publique, identifie des actions concrètes d'adaptation au changement climatique qui concernent entre autres les opérateurs publics.

7 Dans le SDDR 2024, RTE actualise le plan de développement du réseau à 5, 10 et 15 ans sur l'ensemble des volets industriels, de façon cohérente avec le nouveau contexte d'accélération de la transition énergétique, et intégrant les besoins d'adaptation du réseau de transport d'électricité au changement climatique[8]. Le calendrier d'élaboration du SDDR est présenté dans la Figure 2 ci-dessous.

8 RTE a annoncé, dans la consultation publique du SDDR[8], des perspectives d'investissements de l'ordre de 100 milliards d'euros d'ici 2040.

9 RTE a défini trois enjeux majeurs pour la stratégie de développement du réseau : (i) le raccordement des installations de production et de consommation d'électricité, (ii) l'adaptation de

---

3 Parlement européen et Conseil de l'Union européenne (2019) Directive 2019/944, disponible ici.
4 Code de l'énergie (2023) Article L.321-6, disponible ici.
5 Code de l'environnement (2023) Articles L.121-8, disponible ici, et R.122-17, disponible ici.
6 RTE (2019) Schéma décennal de développement du réseau, disponible ici.
7 RTE (2023) Bilan prévisionnel Édition 2023 – synthèse, disponible ici.
8 RTE (2024) Schéma décennal de développement du réseau 2024. Consultation Publique - Document A. – disponible ici.

la structure du réseau de grand transport et (iii) l'adaptation du réseau au changement climatique en s'appuyant sur le programme de renouvellement.

Figure 2 – Calendrier d'élaboration du SDDR

Source : Compass Lexecon, sur la base de la consultation publique du SDDR.

2. Le SDDR évalue les besoins de réseau sur l'ensemble des volets industriels d'investissement sur le réseau, ce que ne font pas tous les plans des autres GRT.

10 Comme présenté sur la Figure 3 le SDDR couvre un périmètre industriel plus large que celui des autres GRT, incluant les adaptations et les raccordements, le renouvellement et l'adaptation au changement climatique, le raccordement de l'éolien en mer, les interconnexions et l'ossature numérique. Seul le plan belge présente un périmètre aussi complet.

11 Les autres GRT ne prennent **pas en compte de manière systématique les dépenses de renouvellement** dans leurs plans de développement. Cette différence peut s'expliquer pour certaines régions par des raisons de gouvernance, comme en Grande-Bretagne ou en Californie où l'opérateur du système, en charge du plan de développement du réseau, est différent des propriétaires du réseau physique, responsables de son entretien et de son renouvellement.

12 Outre RTE, les Pays-Bas, la Belgique, et l'Italie intègrent le renouvellement dans leur plan national de développement mais ne fournissent pas nécessairement le même niveau de détail sur les dépenses.

13 Le SDDR français intègre l'**adaptation du réseau au changement climatique** dans la stratégie de développement du réseau alors que les autres plans étudiés ne couvrent pas cet enjeu de façon spécifique. Seule l'Italie en a fait un plan d'investissement dédié[9].

14 Enfin, RTE réalise une **analyse environnementale intégrée au SDDR**. Ce volet n'est pas systématiquement intégré dans les plans de développement du réseau des autres GRT. Ces aspects peuvent cependant être traités dans d'autres publications. En Allemagne par exemple, l'analyse environnementale du plan de développement du réseau des GRT est conduite par le régulateur BNetzA.

9 Les dépenses associées sont néanmoins incluses dans les investissements du plan de développement de Terna, présentés en Figure 6.

15 Cette hétérogénéité dans les périmètres des plans de développement des réseaux doit donc être prise en considération lors de la comparaison des montants d'investissements.

Figure 3 – Comparaison des volets couverts par les plans de développement de réseau pour les GRT étudiés

Source : Compass Lexecon, sur la base des plans de développement de réseau. Note : analyse environnementale réalisée par le régulateur en Allemagne.

3. Dans les pays de l'étude, la transition énergétique se traduit par des prévisions de hausse de la consommation d'électricité et par le développement des énergies bas-carbone.

16 En Europe, les objectifs fixés par l'UE dans le cadre du paquet de mesures législatives « *Fit for 55* » sont déclinés par les Etats membres et se traduisent par une hausse prévisionnelle de la demande d'électricité et l'accélération du déploiement des moyens de production bas-carbone nécessaires pour atteindre les objectifs de décarbonation (Tableau 1).

17 Du côté de la consommation, la transition énergétique passe par l'électrification des usages, la décarbonation de l'industrie, des transports et du chauffage et par le renforcement de l'efficacité et la sobriété énergétiques.

18 Du côté de la production d'électricité, en réponse à l'objectif de décarbonation de leurs mix de production et à la hausse de la demande, les Etats étudiés accélèrent le déploiement des énergies renouvelables maritimes et/ou terrestres et font recours, dans certains cas, au nucléaire ou à la décarbonation des moyens de production thermiques en utilisant des gaz de synthèse ou du biométhane.

Tableau 1 – Croissance de la demande électrique, capacités de production renouvelables et nucléaires à installer

Etat								
Horizon temporel	*2040 A / 2040 B*	*2037 / 2045*	*2030 / 2035*	*2040*	*2030 A / 2030 B*	*2033*	*2032*	*2034*
Croissance prévisionnelle de la demande par rapport à 2023 (%)	+47% / +36%	+101% / +142%	+22% / +54%	*Non précisé*	+19% / +13%	+41%	+20%	+49%
Capacité d'éolien terrestre et de solaire à installer (GW)	100 / 70	384 / 461	26 / 45	45	41 / 31	42	57	13
Capacité d'éolien en mer à installer (GW)	26 / 18	47 / 62	28 / 56	10	3 / 2,5	20	9	4
Evolution de la capacité nucléaire installée (GW)	+5 / 0	-4,1	-1,5 / -0,9	0	+2 / +2	0	0	-2,9

Source : Compass Lexecon, sur la base des plans de développement de réseau.
Notes : La capacité à installer est calculée comme la différence entre la capacité cible à l'horizon du plan et la capacité installée en 2022. Les chiffres de capacité renouvelable présentés dans ce tableau sont arrondis à l'unité, bien que dans les hypothèses sous-jacentes de GRT puissent être plus précises.

4. Les investissements dans les réseaux sont nécessaires pour accompagner la transition énergétique et doivent être planifiés avec anticipation.

19 L'étude montre que l'ensemble des Etats analysés prévoient des investissements significatifs pour adapter leurs réseaux de transport d'électricité pour accompagner l'électrification des usages et la hausse de la consommation d'électricité d'une part, et pour intégrer les nouvelles sources de production décarbonée d'autre part.

20 **Si les investissements ne sont pas réalisés dans un calendrier adapté, le réseau électrique peut devenir un élément bloquant de la transition énergétique** et un goulet d'étranglement pour le développement des énergies renouvelables et pour l'électrification de nouveaux usages.

21 La planification du développement du réseau doit prendre en compte que les délais de développement du réseau de transport sont importants, notamment du fait des procédures d'autorisation et des contraintes d'acceptabilité, et dépassent souvent le temps nécessaire à la construction de nouveaux sites de production renouvelable ou à l'électrification des sites industriels.

- Aujourd'hui, des projets d'installation de production d'électricité renouvelable sont parfois confrontés à de longs délais d'attente pour obtenir leur raccordement[10]. WindEurope estime par exemple que la capacité totale d'éolien (terrestre et en mer) en liste d'attente pour la

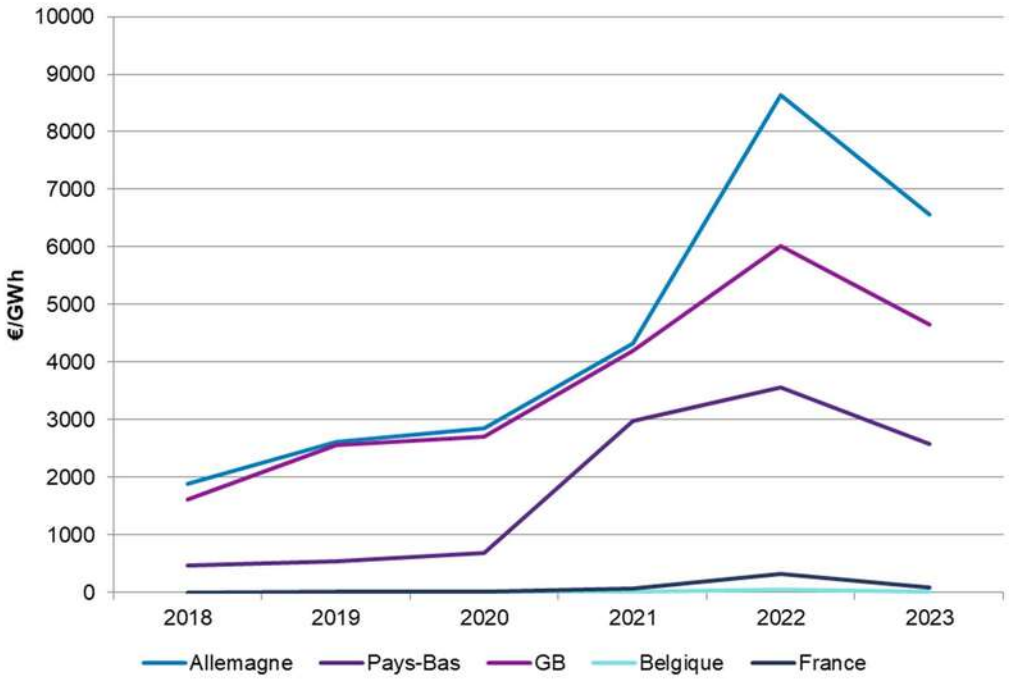
10 Commission européenne (2023) Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions - Le chaînon manquant des réseaux - Un plan d'action de l'UE pour les réseaux, disponible ici.

réalisation d'une étude de raccordement au réseau atteint 70 GW en Allemagne, 145 GW en Grande-Bretagne et 191 GW en Italie[11].

- Outre les projets d'électrification de sites industriels et de développement de nouveaux sites, le développement des data centres est un enjeu croissant. Ainsi, la capacité des data centres en Europe devrait passer de 10 GW aujourd'hui à 35 GW en 2030, doublant sa part dans la consommation d'électricité en Europe[12].

22 La prévision des besoins de développement des réseaux de transport est fondamentale pour adapter les réseaux aux évolutions du système électrique et éviter ainsi une hausse structurelle des contraintes sur les réseaux et des coûts de congestion. Du fait de l'accélération de la transition énergétique particulièrement marquée dans certains pays, et pas toujours suffisamment anticipée par les GRT dans leurs plans d'investissements, certains GRT font actuellement face à des congestions majeures sur leurs réseaux, coûteuses à résoudre et en hausse, comme indiqué sur la Figure 4. En 2023, **les coûts de gestion des congestions s'élevaient à 3,1 Md€ en Allemagne et 1,3 Md€ en Grande-Bretagne** alors qu'en France, ils ne représentaient que 38 M€.

Figure 4 – Coûts de gestion des congestions par rapport à la demande d'électricité (€/GWh)



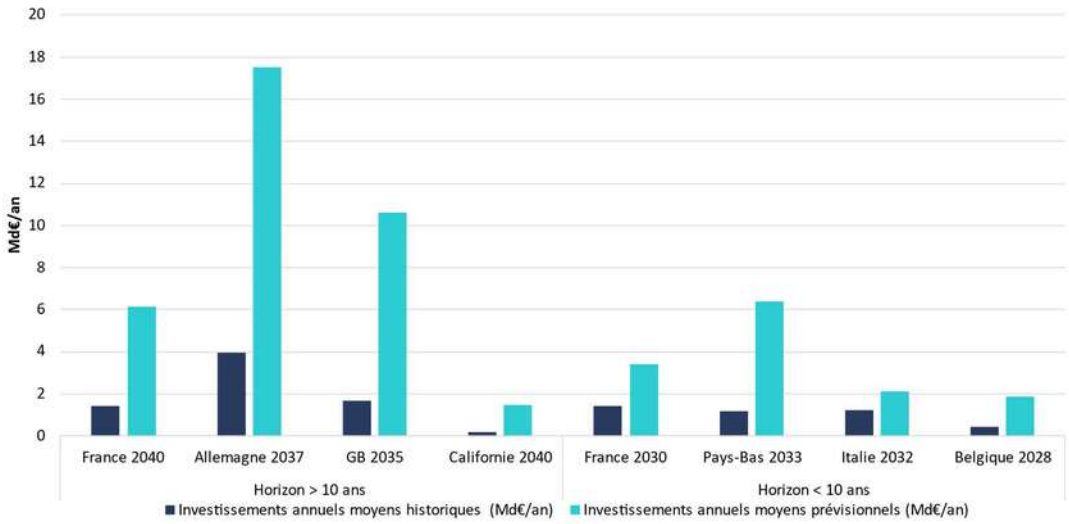
Source : Compass Lexecon, données ENTSO-E, NESO, RTE (coûts de congestion) et Eurostat (demande totale d'électricité).
Notes : l'Italie n'est pas incluse dans ce graphique, car les congestions sont en partie prises en compte avec les multiples zones de prix du pays. Ainsi, une partie des contraintes n'apparaissent pas comme un coût pour le GRT au même titre que les autres pays ayant une zone de prix unique.

11 WindEurope (2024) Grid access challenges for wind farms in Europe, disponible ici.
12 McKinsey (2024) The role of power in unlocking the European AI revolution, disponible ici.

5. L'ensemble des GRT étudiés présentent des plans d'investissement sur les réseaux de transport en forte croissance.

23 Les GRT analysés prévoient de **multiplier les investissements par un facteur de 4 à 6 par rapport à leur moyenne historique**, comme présenté sur la Figure 5. En effet, les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité sont confrontés aux besoins de raccordement des nouveaux utilisateurs du réseau et d'adaptation de la structure du réseau pour les intégrer.

Figure 5 – Investissements annuels totaux dans les plans de développement de réseau de transport des GRT étudiés - historiques et prévisionnels (Md€/an - moyenne)



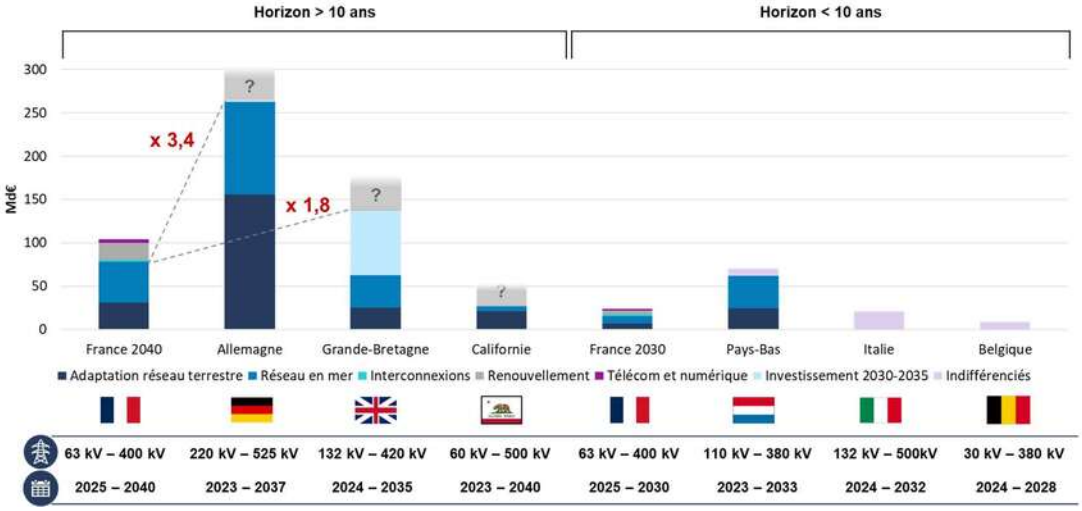
Source : Compass Lexecon, sur la base des plans de développement de réseau et des décisions tarifaires (Belgique).
Notes : L'investissement annuel est calculé sur les périodes suivantes : Allemagne 2023-2037, GB 2023-2035, Italie 2023-2032, Belgique 2024-2028, Californie 2022-2040, France 2024-2040. L'investissement historique est calculé comme suit : pour l'Allemagne, la GB et la France, la moyenne des investissements entre 2019-2023 ; pour la Belgique, la moyenne annuelle des périodes tarifaires 2016-2019 et 2020-2023 ; pour les Pays-Bas, la moyenne des investissements entre 2018-2022 ; et pour la Californie, la moyenne des investissements pour les projets approuvés par les plans annuels entre 2016-2021. Pour la Californie, les investissements des projets approuvés ont été relativement faibles entre 2016 et 2021 et ont beaucoup augmenté après 2021.

6. Le SDDR français présente une trajectoire d'investissements relativement plus faible que celle des pays voisins.

24 La Figure 6 ci-dessous illustre l'ampleur des investissements prévus par les GRT, mais aussi des différences substantielles entre eux. Malgré un périmètre plus restreint, les plans d'investissements allemand ou britannique prévoient des montants d'investissements significativement supérieurs au plan français. En effet, **le plan allemand prévoit plus de 250 Md€ d'investissements**, contre 100 Md€ pour RTE sur 15 ans.

25 Ces différences doivent aussi être mises en perspective des horizons temporels et des niveaux de tension couverts dans les plans. Parmi les plans européens, seul le SDDR couvre à la fois une période de quinze ans jusqu'en 2040 et les besoins réseau pour des niveaux de tension allant jusqu'à 63 kV.

Figure 6 – Comparaison des investissements prévus (avec différences de périmètre et d'horizon temporel) dans les plans de développement de réseau des GRT étudiés (Md€)

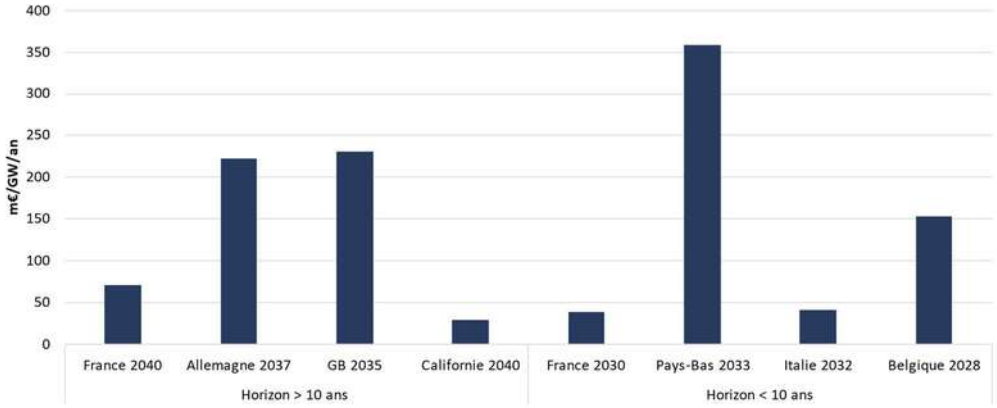


Source : Compass Lexecon, sur la base des plans de développement de réseau et des décisions tarifaires.
Notes : pour la Belgique, le plan d'investissement fédéral pour le réseau 110kV-380kV porte sur la période 2024 – 2034, mais les montants d'investissements n'y sont pas précisés. Elia a cependant publié des trajectoires d'investissements pour la période 2024-2028 dans le cadre d'une publication trimestrielle, pour l'ensemble du réseau d'Elia, correspondant aux niveaux de tension 30 kV-380kV[13].

26 Les investissements prévus dans le plan de RTE, rapportés à la taille du système électrique français (par exemple, rapportés à la demande de pointe sur la Figure 7 ou à la longueur du réseau sur la Figure 8), apparaissent comme plus faibles que la plupart des pays de l'analyse comparative. Ces écarts – significatifs – peuvent s'expliquer par différents facteurs, tels que des différences dans les perspectives de déploiement des moyens de production ou d'électrification, une meilleure répartition de ces moyens par rapport aux foyers de consommation, la structure du réseau et un réseau initialement moins congestionné, etc.

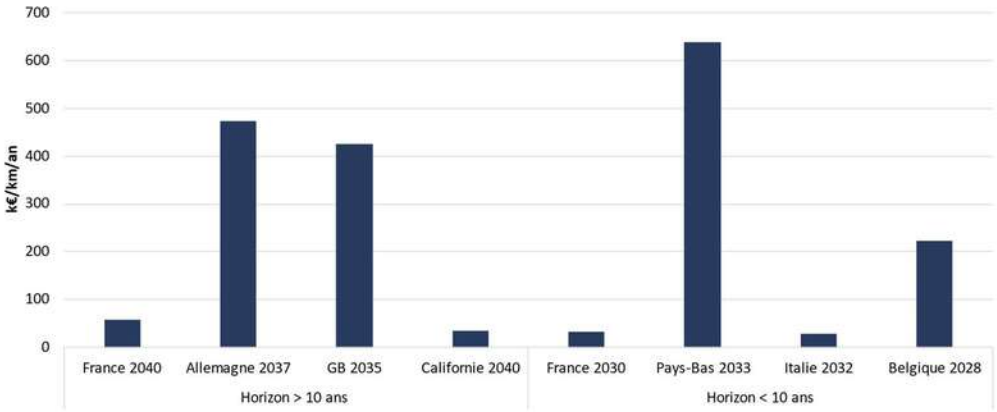
13 Elia group (2023) Déclaration intermédiaire : Elia Group Q3 2023, disponible ici.

Figure 7 – Investissements annuels moyens prévus dans les plans de développement de réseau de transport des GRT étudiés rapportés à la demande de pointe en 2022 (m€ prévus par an par GW de demande de pointe en 2022)



Source : Compass Lexecon, sur la base des plans de développement de réseau et des décisions tarifaires (Belgique), plan d'investissement (Italie).

Figure 8 – Investissements annuels moyens prévus dans les plans de développement de réseau de transport des GRT étudiés rapportés à la longueur du réseau actuel (k€ prévus par an par km de réseau existant)



Source : Compass Lexecon, sur la base des plans de développement de réseau et des décisions tarifaires (Belgique), plan d'investissement (Italie).

7. Les GRT prévoient d'investir de façon significative dans l'adaptation de la structure des réseaux de transport (très haute tension).

27 La plupart des GRT envisagent des **évolutions significatives de la structure du réseau très haute tension** de transport d'électricité. Des projets d'infrastructures majeurs sont ainsi prévus dans plusieurs pays, comme le montre la Figure 9.

28 Ces évolutions de structure du réseau sont notamment induites par le développement de nouveaux centres de production localisés loin des zones de forte consommation. Cela crée des transits importants, par exemple du nord au sud comme en Grande-Bretagne ou en Allemagne, et des contraintes sur le réseau qui justifient ces investissements.

- En Allemagne, par exemple, le plan de développement du réseau prévoit des projets d'extension et de renforcement, pour une distance totale s'élevant à plus de 19 000 km de lignes à horizon 2037. Ceci représente 50% de la taille actuelle du réseau de transport (38 000 km).

29 Plusieurs GRT prévoient de renforcer le réseau par de grands axes pour résoudre des congestions croissantes et faciliter le transit entre les zones de production et de consommation. Cependant, ces 'couloirs' ou 'corridors' font face à des **difficultés d'acceptabilité importantes**. De ce fait, certains de ces projets sont réalisés en souterrain et en courant continu (*Direct Current* ou DC en anglais) malgré les coûts plus élevés de cette technologie, voire en passant par la mer. Cette pratique se retrouve notamment en Grande-Bretagne, en Italie (projet *Hypergrid*[14]) et en Allemagne. Elle participe de l'écart de coût entre le plan français et les autres.

- Les projets DC, même en souterrain, restent complexes et surtout longs. En Allemagne par exemple, la réalisation des grandes lignes DC nécessite environ entre 10 et 16 ans[15], une fois inscrites dans le plan fédéral (*Bundesbedarfsplan*[16]).

30 Pour autant, **les GRT étudiés n'ont pas systématiquement recours à des technologies souterraines sur la très haute tension**. Chaque pays y fait recours de façon différente notamment en fonction des contraintes d'acceptabilité et de l'impact environnemental du réseau.

- En Belgique, Le principe du *statu quo* s'applique aux adaptations du réseau, stipulant que la longueur du réseau aérien ne doit pas augmenter. Pour les niveaux de tension inférieurs ou égaux à 150 kV, une règle impose à Elia que toutes les nouvelles lignes doivent être souterraines. L'enfouissement des nouvelles lignes 380 kV est étudié au cas par cas.

- En Allemagne, les GRT ont recours par défaut à des liaisons en courant alternatif (AC), généralement réalisées sous forme aérienne (sauf en zones urbaines). Les difficultés d'acceptation et les contraintes environnementales peuvent néanmoins conduire les GRT à enfouir ces lignes. Pour les lignes de technologie DC, l'enfouissement est prévu par la loi.

- En France, sur la très haute tension (HTB3), RTE déploie par principe le réseau aérien et fait au cas par cas sur les niveaux de tension plus faibles. RTE avait proposé, dans le cadre du SDDR 2019, de faire systématiquement du souterrain mais la CRE avait demandé qu'une analyse au cas par cas soit réalisée.

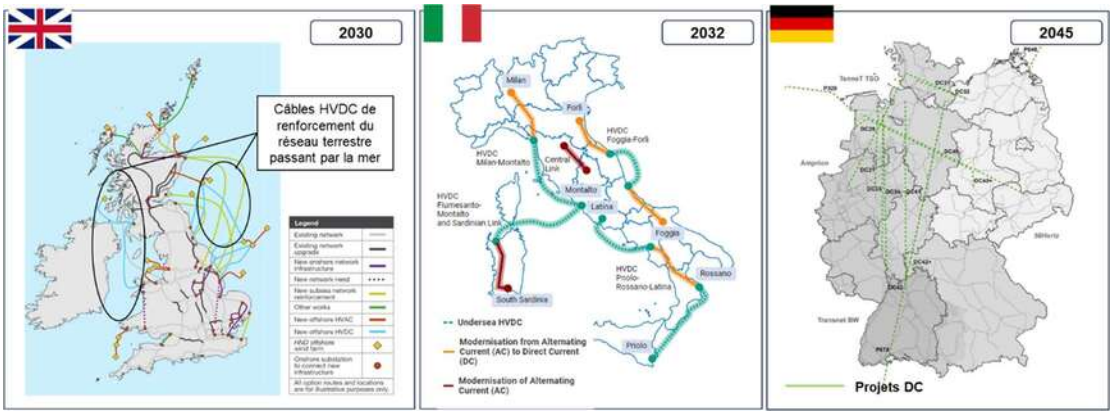
---

14 Les investissements du plan de Terna pour 2023-2032 ne couvrent pas la totalité des coûts du projet *Hypergrid*. Sur cet horizon de temps, le projet *Hypergrid* représente 11 Md€, mais des investissements supplémentaires pourraient intervenir après 2032, représentant jusqu'à 30 Md€ (qui s'ajouteraient aux 11 Md€).

15 BMWK (2024) État actuel de l'extension du réseau (réseau de transport), disponible ici.

16 Les mesures du NEP validées par la BNetzA constituent la base du *Bundesbedarfsplan* (BBP). Avec l'adoption du BBP, la nécessité des projets identifiés est rendue juridiquement contraignante dans la loi sur le *Bundesbedarfsplan* (BBPIG). Ainsi, les GRT sont dans l'obligation de mettre en œuvre les projets de développement de réseau de transport inscrits dans le BBP.

Figure 9 – Projets de corridors dans les plans de développement en Grande-Bretagne, Italie et Allemagne



Source : Compass Lexecon, sur la base de données publiées par Terna, NESO et les GRT allemands.

8. Les GRT explorent différentes solutions techniques et de flexibilité pour limiter les investissements.

31 **La plupart des GRT envisage le recours à de solutions techniques et de flexibilité comme alternatives ou en complément des renforcements ou des extensions de réseau** afin de limiter les investissements.

32 Chaque GRT fait des choix en fonction de son contexte, car la valeur de chaque solution et son incidence sur la définition des besoins de développement du réseau dépendent des pays, des mix de production, des structures de réseau…

33 L'étude comparative montre que le développement de la plupart des solutions alternatives et leur intégration dans le réseau est encore à un stade précoce ou en phase de démonstration.

- Comme mis en évidence par Compass Lexecon en 2024[17] dans un rapport pour CurrEnt Europe[18], le réseau britannique est notamment caractérisé par l'utilisation de **systèmes de contrôle de flux de puissance**[19], afin de rediriger la puissance des lignes surchargées vers les lignes sous-utilisées et résoudre ainsi les goulets d'étranglement.
- En Belgique, le **recours à des technologies de câbles avancées**[20] est une option à laquelle Elia fait recours pour augmenter la capacité de certaines lignes.
- Le recours aux ***dynamic line rating*** (DLR)[21] est mentionné par l'ensemble des GRT sauf CAISO. En Allemagne, Tennet avait déployé des DLR sur 21% de son réseau en 2022, et a

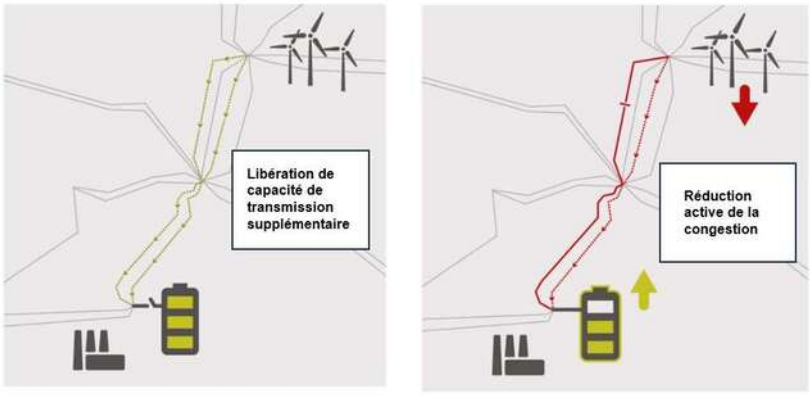
17 Compass Lexecon (2024) Prospects for innovative power grid technologies, disponible ici.
18 L'association sectorielle représentant les entreprises de technologies de réseau innovantes en Europe.
19 *Advanced power flow control solutions*
20 Par example des cables de type HTLS – *High Temperature Low Sag*
21 Solution technologique permettant d'évaluer la capacité maximum des câbles en fonction de l'état en temps réel du système

pour objectif d'atteindre 80% en 2030[22]. En Belgique, Elia a déployé des DLR sur une trentaine de ses lignes[23].

- Le **stockage par batteries** n'est *a priori* pas considéré pour se substituer à des investissements sur le réseau de transport. En Grande Bretagne, à ce stade, il n'est pas considéré pour le réseau de transport du fait de la durée des contraintes principalement, mais il est cependant considéré pour le réseau de distribution, en tant que flexibilité commerciale, car la nature des contraintes est différente. Les GRT allemands testent le recours aux « *grid boosters* » (Figure 10), c'est-à-dire des batteries détenues directement par les GRT, afin de gérer des situations de congestions sur le réseau. De manière générale, le stockage semble être considéré pour les réseaux de répartition < 225 kV et non pour le grand transport > 400 kV.

- RTE déploie des solutions de flexibilité qui comprennent des automates, des DLR et du stockage par batteries pour décongestionner le réseau (projet RINGO). RTE a aussi lancé un appel d'offres visant à valoriser les flexibilités comme des solutions alternatives aux adaptations du réseau de transport d'électricité.

Figure 10 – Illustration du concept de *boosters* de réseau



Source : Compass Lexecon sur la base de TransnetBW – Netzbooster (Transnet BW, n.d.).

34 L'usage des **flexibilités commerciales**, à travers lesquelles un GRT contractualise en amont et rémunère des utilisateurs de réseau pour moduler leur production ou consommation à certains moments afin de réduire les congestions, est une solution émergente. Le recours aux flexibilités commerciales comme alternatives à des solutions de réseau reste le plus souvent du domaine du projet pilote ou de l'exception au niveau du réseau de grand transport (> 400 kV), alors qu'elles se développent pour les réseaux de répartition (< 225 kV) et la distribution, notamment en Grande-Bretagne. Leur prise en compte dans les plans de développement de réseau fait en outre l'objet de réflexions actives au sein de plusieurs des pays considérés.

- En Grande-Bretagne, les flexibilités commerciales sont systématiquement incluses dans l'analyse coût-bénéfice pour identifier les solutions les plus avantageuses et définir le plan de développement du réseau. Sur 128 solutions suggérées par NESO[24] en 2022, et résultant de l'analyse coût bénéfice, 8 solutions de flexibilités commerciales ont été proposées, notamment

22 Tennet (2024) Overhead line monitoring, disponible ici.
23 Site web d'Elia, disponible ici.
24 National Energy System Operator (NESO) depuis le 1er octobre 2024, anciennement National Grid Electricity System Operator (NGESO), est l'opérateur du système électrique et gazier britannique.

la modulation de la charge de certains consommateurs[25]. NESO est le seul gestionnaire de réseau à le faire de manière systématique.

35 L'utilisation de **raccordements flexibles** (développés en France, en Grande-Bretagne, en Belgique et aux Pays-Bas), au moins temporaires, se multiplie. Ces solutions permettent de raccorder de nouveaux utilisateurs ou actifs sur le réseau sans nécessairement attendre que la capacité de réseau nécessaire soit disponible, contre la possibilité de réduire temporairement la charge de l'actif sur le réseau selon un accord contractuel conclu au moment du raccordement. En France et en Belgique, des raccordements flexibles permanents peuvent être proposés par le GRT[26].

36 RTE fait recours explicitement à la méthode dite du **dimensionnement optimal**, selon laquelle une partie de la production peut être écrêtée de manière ponctuelle pour limiter les congestions sur le réseau, tout en permettant de réduire fortement les besoins d'investissements[27]. Une logique implicite mais analogue existe dans les plans des autres GRT étudiés, car ils s'autorisent un volume de *redispatching* résiduel non-nul une fois les adaptations réalisées, généralement de l'écrêtement de production renouvelable dans les zones de surplus de production.

37 **Ainsi, la plupart des GRT prennent en considération les flexibilités disponibles, dans l'identification des besoins de *redispatching* et d'adaptation du réseau**, qu'elles soient ou non contractualisées en amont.

38 La **localisation des nouveaux moyens de production**, des nouveaux usages d'électricité mais aussi des ressources flexibles est un élément important, et figure comme hypothèse structurante du dimensionnement du réseau. Pour un volume de capacité flexible et renouvelable donné, les besoins de développement de réseau sont très différents selon que les actifs flexibles sont localisés proches ou non des actifs de production renouvelables et que leur mode de fonctionnement est corrélé à celui des EnR. Certains font des hypothèses « optimistes » sur leur disponibilité et leur localisation.

- En Allemagne par exemple, les GRT font l'hypothèse d'une localisation optimisée des électrolyseurs, qui contribuent donc de façon optimale à la gestion des contraintes du réseau. Il en va de même pour les grandes batteries localisées à proximité d'installations PV au sol ou de sites éoliens dans la modélisation des GRT. Cependant, il n'existe pas de politiques incitatives particulières guidant la localisation de ces actifs en Allemagne.

9. Le développement des réseaux en mer devient un élément prépondérant des plans d'investissement.

39 La décarbonation du mix de production passe dans de nombreux pays par le développement de l'éolien en mer. Le raccordement de l'éolien en mer et le développement du réseau en mer

25 NESO (2022) Network Options Assessment 2021/22 Refresh, disponible ici.

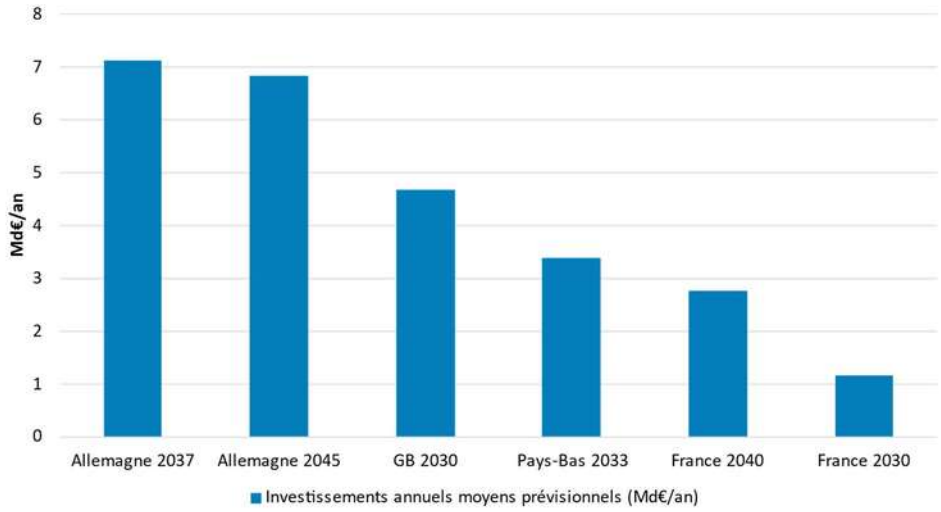
26 En Belgique, lors du raccordement, Elia peut étudier la possibilité de proposer des raccordements flexibles ou « non-fermes », c'est-à-dire incluant temporairement des limitations ponctuelles d'injection ou de soutirage non compensées pour accélérer le raccordement des utilisateurs. Ces réductions peuvent potentiellement être durables lorsque les investissements nécessaires pour les éviter ne figurent pas au plan d'investissement et ne sont pas jugés économiquement pertinents, sous réserve d'approbation du régulateur.

27 RTE (2021. Futurs énergétiques 2050, disponible ici.

deviennent un enjeu majeur de transformation du réseau de transport d'électricité et un des postes principaux des plans d'investissements (Figure 11).

- L'Allemagne présente le plan d'investissement le plus élevé et un rythme de développement d'environ 3,2 GW/an à horizon 2037. Les investissements associés représentent 40% de leur plan de développement de réseau sur cet horizon de temps.
- Le raccordement de l'éolien en mer représente environ 55% des investissements prévus dans les dix prochaines années aux Pays-Bas.

Figure 11 – Investissements prévus dans le réseau en mer par an dans les plans de développement de réseau des GRT étudiés (Md€/an)



Source : Compass Lexecon, sur la base de données publiées par Tennet, 50Hertz, Amprion & TransnetBW ; Tennet ; ESO.

10. Les pays avec le plus fort développement de l'éolien en mer développent des solutions pour optimiser les infrastructures et maîtriser les coûts.

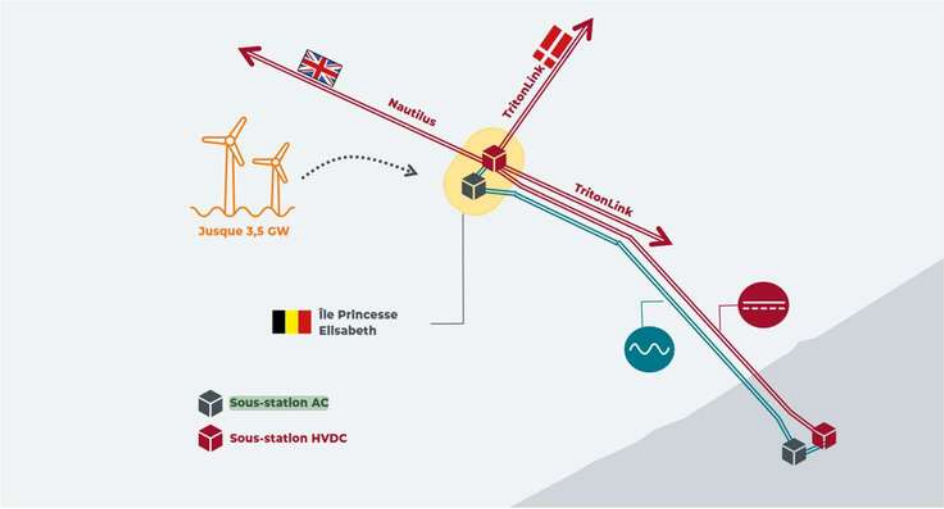
40 Au vu des montants d'investissements en jeu et des enjeux d'intégration aux réseaux terrestres existants, les GRT cherchent des leviers d'optimisation des raccordements de l'éolien en mer.

41 Trois types de stratégies se dégagent dans les plans d'investissements des GRT : mutualisation des ouvrages, optimisation des points d'atterrage et standardisation des technologies.

42 La logique de raccordements projet par projet fait place progressivement à des solutions qui **mutualisent les raccordements** dans des zones de développement ou via la construction d'interconnexions « hybrides », c'est-à-dire permettant à la fois les échanges transfrontaliers et le raccordement de production offshore.

- Cette mutualisation peut se matérialiser par le développement de plateformes en mer pour mutualiser le raccordement (comme par exemple le projet d'île énergétique Princesse Elisabeth au large de la Belgique).
- La mutualisation des raccordements est également considérée en Grande-Bretagne, en Allemagne ou aux Pays-Bas.

Figure 12 – Schéma illustrant le principe de mutualisation des ouvrages avec l'île Princesse Elisabeth

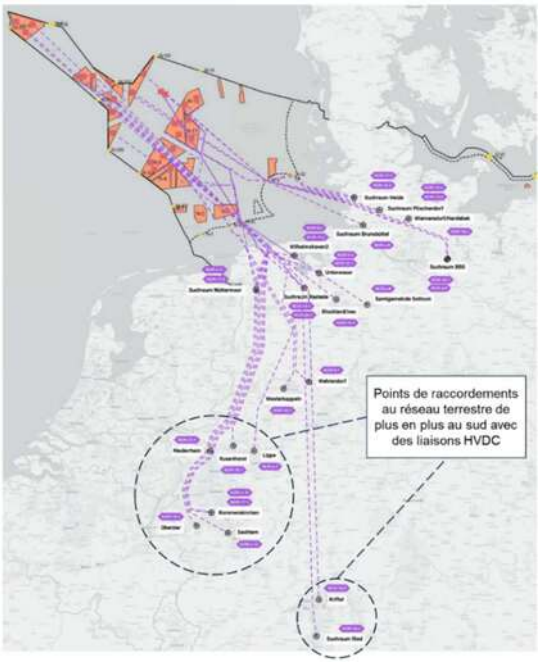


Source : (Elia, 2023).

43 Les GRT cherchent des solutions pour **optimiser les points d'atterrage** en prenant en compte les besoins d'adaptation des réseaux terrestres associés.

- Le plan de développement du réseau allemand prévoit des points de raccordement de l'éolien en mer de plus en plus éloignés des côtes vers le sud afin d'éviter de créer des congestions au nord du pays et permettre une meilleure intégration de la production d'électricité sur le réseau (voir par exemple Figure 13).

Figure 13 – Réseau cible pour le raccordement des sites éoliens de mer du Nord en Allemagne en 2045



Source : NEP 2037 / 2045 (2023), BNetzA (2024), Confirmation du NEP 2037 / 2045.
Notes : Câbles DC en violet, transformateur présenté par un carré rouge, sites éoliens en mer en orange et point de raccordement au réseau terrestre identifié par une croix noire.

44 Afin de réduire les coûts de développement du réseau en mer et sécuriser les approvisionnements, certains GRT mettent en place une politique de **standardisation** des projets de raccordement des sites éoliens et de sécurisation.

45 Par exemple, Tennet, avec son programme 2 GW a développé une approche standardisée de plateformes en mer et câbles DC de 525 kV, dont 14 projets éoliens devraient bénéficier (8 aux Pays-Bas et 6 en Allemagne). A date, au moins 2 projets aux Pays-Bas et 3 en Allemagne ont déjà été sécurisés.

- RTE fait évoluer sa stratégie d'achats pour sécuriser les approvisionnements et standardise (deux paliers techniques de référence en courant continu), massifie (contrat multi-projets) et simplifie (durée réduite pour la préparation et de passation des appels d'offres) les achats[28].

11. Des évolutions de méthode et de doctrine sont mises en œuvre pour limiter les coûts de renouvellement du réseau.

46 Les dépenses de renouvellement ne sont pas prises en compte de manière systématique dans les plans de développement des GRT. **Seuls RTE, les Pays-Bas, la Belgique, et l'Italie couvrent le renouvellement dans leurs plans de développement** du réseau.

47 Le niveau de détail sur les coûts et sur la doctrine de renouvellement est hétérogène, mais une attention croissante semble être portée aux méthodes d'optimisation de ce poste de coûts pour

28 RTE (2024) Communiqué de presse du 5 novembre 2024, disponible ici.

utiliser des **approches fondées sur le « risque »**, plutôt que des stratégies de renouvellement basées uniquement sur « l'âge » des actifs.

- En Belgique et aux Pays-Bas, la doctrine de renouvellement cherche à qualifier l'état des actifs par exemple par des indices de santé et quantifier le risque avec des scores sur les actifs en fonction des conséquences d'une défaillance, afin d'identifier les actifs à renouveler en priorité. Le recours à ce type d'approches permet ainsi d'avancer ou de repousser les investissements de renouvellement, sans que les éléments publiés ne permettent de quantifier l'impact moyen.
- RTE applique des méthodes fondées sur le risque sur certains actifs comme les transformateurs de puissance et priorise le renouvellement des liaisons aériennes selon différents critères de risque dont un critère d'âge. D'autres actifs demeurent en *run-to-failure* (renouvellement après une panne non réparable).

48 La **mutualisation entre les travaux de renouvellement et les besoins de développement** du réseau est une opportunité pour optimiser les coûts et les travaux. La plupart des GRT ne semble pas chercher à mutualiser ces travaux de façon systématique ou cette mutualisation n'est pas toujours explicitement décrite. Cependant, des optimisations peuvent être réalisées en pratique :

- En Grande-Bretagne, les propriétaires du réseau physique peuvent parfois optimiser adaptation et renouvellement dans la mise en œuvre du plan de réseau. Cette pratique n'est toutefois pas systématisée et ne transparait pas dans le plan établi par NESO en amont.
- En Allemagne, de la même façon, l'optimisation entre adaptation et renouvellement n'est pas étudiée dans le cadre de l'élaboration du plan de développement, mais les experts peuvent identifier des synergies. La différence de traitement régulatoire entre les adaptations (*pass-through*) et les renouvellements (basés sur une trajectoire prévisionnelle non-corrigée ex post) pouvait inciter les GRT à retarder certains travaux de renouvellement pour les réaliser conjointement à des adaptations de réseau[29].

12. L'adaptation au changement climatique ne fait pas l'objet d'une analyse explicite dans la majorité des plans de développement du réseau.

49 Adapter le réseau au changement climatique, en menant un grand programme de renouvellement des infrastructures les plus sensibles »[30], est un des trois enjeux principaux mis en avant par RTE pour le SDDR 2024, comme indiqué sur la Figure 14.

50 *A contrario*, dans les autres plans de développement étudiés dans le cadre de cette étude, l'adaptation au changement climatique n'est pas présentée comme faisant l'objet d'une attention particulière, hormis en Italie.

51 Les risques climatiques priorisés par les GRT peuvent être différents :

- En Italie, Terna prend en compte la neige alourdissant les lignes, les vents violents entraînant notamment la chute d'arbres, l'instabilité hydrologique, inondations, glissements de terrain et coulées de boue et l'augmentation des dépôts de polluants liés à de longues périodes de sécheresse.

29 PwC (2023) Improving TSO regulation in the context of the European Green Deal, disponible ici.
30 RTE (2024) Schéma décennal de développement du réseau 2024 Consultation Publique - Document A, disponible ici.

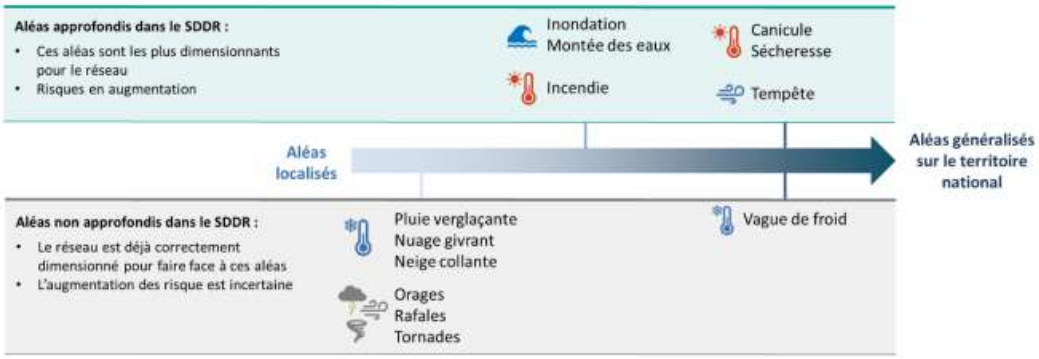
- En France, le programme de sécurisation mécanique mis en œuvre à la suite des tempêtes de 1999 a permis d'améliorer la résilience du réseau de transport aux tempêtes. Dans son SDDR 2024, RTE priorise ainsi les risques associés à la hausse des températures pour les liaisons aériennes et les risques d'inondation pour les postes (Figure 14).

52 Outre l'Italie et la France, plusieurs GRT ont indiqué en entretien prendre en compte un certain nombre de risques climatiques, ainsi que leur accroissement du fait du changement climatique, dans le dimensionnement et le renouvellement de leurs réseaux.

- Par exemple, en Grande-Bretagne, NESO fournit quelques éléments méthodologiques pour la modélisation des aléas climatiques et compte aussi améliorer la résilience au risque d'inondation, estimé comme très important.

- Parmi les risques climatiques étudiés, les incendies sont aussi un sujet dans les études de développement de réseau des GRT. Ceux-ci sont par exemple pris en compte par Elia pour évaluer les conséquences du changement climatique dans le développement du réseau fédéral[31], et font l'objet d'analyses détaillées en Californie afin d'identifier des projets pouvant mitiger l'impact d'épisodes de feux de forêts[32].

Figure 14 – Illustration des aléas approfondis dans le SDDR



Source : RTE, Consultation publique du SDDR – Hypothèses et analyses technico-économiques.

13. La maîtrise des émissions de SF6 est un objectif environnemental partagé par l'ensemble des GRT au regard de son pouvoir de réchauffement.

53 Plusieurs des plans de GRT étudiés ne **couvrent pas explicitement les enjeux environnementaux**. Ils ne font typiquement pas l'objet d'une section dédiée et une analyse environnementale n'est pas systématiquement associée au plan de développement, bien que ces aspects puissent être traités par les GRT dans d'autres publications.

54 Pour autant, les **émissions liées aux fuites de gaz SF6**, utilisé comme isolant notamment dans les postes électriques sous enveloppe métallique (PSEM) et les disjoncteurs aériens[33], constituent

31 Elia (2023) Plan de développement fédéral du réseau de transport 2024-2034. Page 70, disponible ici.
32 Voir par exemple CAISO (2022) 2021-2022 Transmission Plan. Pages 354-370, disponible ici.
33 RTE (2024), site web « L'action de RTE face au changement climatique », disponible ici.

un sujet de préoccupation pour l'ensemble des GRT étudiés à cause de son pouvoir de réchauffement 23.500 fois supérieur au CO_2 (Figure 15).

55 Le taux de fuites dépend en grande partie du vieillissement et de l'état du parc PSEM et disjoncteurs. Des objectifs de réduction sont soit fixés et incités par la régulation, comme en Grande-Bretagne, soit fixés de manière volontaire, comme aux Pays-Bas. RTE s'est engagé dans son plan de transition à ne pas dépasser un plafond d'émissions de SF6 jusqu'en 2026, à hauteur de 4 tonnes / an[34], et a mis en place une solution de colmatage des fuites des PSEM pour les réduire à court-terme sans devoir les remplacer. A plus long-terme, RTE prévoit le remplacement des PSEM et des disjoncteurs et le passage à des technologies sans SF6 pour continuer à réduire les fuites sur la durée.

Figure 15 – Objectifs fixés par les GRT pour limiter les pertes de SF6

Pays						
Taux de fuite actuel	• Taux de fuite en 2023 : 0,67%		• 1,3% en 2021 pour NGET	• 0,28% en 2023, 0,46% en 2022	• 0,41% en 2022	• 0,13% en 2022
Objectif de taux de pertes de SF6 fixé	• < 4 tonnes/an jusqu'à 2026	• Pas d'objectif chiffré identifié.	• Entre 0,38 et 1,18% selon les GRT	• < 0,28% jusqu'à 2030	• < 0,45% pour 2020-2025	• < 0,25 % en 2030

Source : Compass Lexecon sur la base de Terna[35], Elia[36], Ofgem[37] et TenneT[38] et RTE[39].

14. Le SDDR français fait preuve d'une transparence accrue et présente une trajectoire d'investissements priorisée.

56 La comparaison des différents plans de développement du réseau avec le plan français fait ressortir plusieurs points positifs du SDDR au regard du **périmètre couvert**, de la **transparence des hypothèses et des méthodes**.

- Le SDDR couvre un périmètre industriel plus large que celui des autres GRT, intégrant les adaptations et les raccordements, le renouvellement et l'adaptation au changement climatique, le raccordement de l'éolien en mer, les interconnexions et l'ossature numérique. Seul le plan belge présente un périmètre aussi complet.
- Les méthodes sous-jacentes sont détaillées et justifiées, démontrant un effort important de transparence vis-à-vis du secteur. Sur les flexibilités, certains GRT ont intégré une démarche plus systématique, notamment en Grande-Bretagne.

34 RTE (2023) Plan de transition 2023-2026, disponible ici.
35 Terna (2022) 2022 Key indicator tables, disponible ici, et Terna (2024) Climate change, disponible ici.
36 Elia (2023) Full-year results: Elia Group accelerates decarbonisation and electrification, in line with Europe's pressing needs, disponible ici.
37 Ofgem (2021) Decision - RIIO-2 Final Determinations Electricity Transmission System Annex (REVISED), disponible ici
38 Tennet (2023) TenneT's climate transition plan, disponible ici, et Tennet (2024) Additional CSR Data Document 2023, disponible ici.
39 RTE (2023) Plan de transition 2023-2026, disponible ici.

- De plus, le SDDR français comporte un chiffrage détaillé des investissements, ce qui n'est pas le cas dans tous les plans étudiés. Il présente en particulier le chiffrage de différents scénarios et l'explication des choix retenus.
- Pour finir, le SDDR français intègre les enjeux environnementaux et l'adaptation du réseau au changement climatique alors que ces deux thèmes ne sont pas explicitement couverts dans la plupart des plans de développement des GRT étudiés.

57 Dans un contexte où les besoins d'investissements dans les réseaux en Europe sont significatifs, RTE présente des **niveaux d'investissement proportionnellement plus faibles que ceux des GRT voisins**. Ces écarts – significatifs – peuvent s'expliquer par différents facteurs, tels que des différences dans les perspectives de déploiement des moyens de production ou d'électrification, une meilleure répartition de ces moyens par rapport aux foyers de consommation, la structure du réseau et un réseau initialement moins congestionné, comme indiqué en Figure 4.

58 En complément, RTE présente une **stratégie de développement du réseau priorisée**. En effet, RTE explique dans la consultation publique du SDDR que la trajectoire d'investissements identifiée ne correspond pas à une simple somme de tous les besoins envisageables d'évolution du réseau mais à une trajectoire priorisée pour limiter les coûts du réseau et maintenir un bon niveau de service.

15. La réussite des stratégies de développement des réseaux de transport passe par des actions de maîtrise des coûts et de maîtrise industrielle et par la sécurisation du financement.

59 L'analyse des plans de développement du réseau nous a permis d'identifier plusieurs conditions de réussite à approfondir, communes à l'ensemble des GRT.

60 Au regard de l'ampleur des investissements prévus, **les actions et les incitations pour maîtriser les coûts se multiplient**. C'est le cas pour le réseau en mer par exemple, pour lequel les leviers identifiés incluent la mutualisation via des plateformes en mer avec un raccordement mutualisé, l'optimisation des points d'atterrage et la standardisation. Dans le SDDR, RTE met également en œuvre des leviers de maîtrise des coûts, tels que la priorisation des investissements ou la standardisation et la restructuration de ses politiques d'achat.

61 Certains pays considèrent aussi le renforcement des incitations pour orienter la localisation des moyens de production, de consommation et des flexibilités ainsi que l'amélioration de la planification et une exploitation plus coordonnée des réseaux afin de maîtriser les coûts de développement.

62 L'ampleur des investissements peut aussi questionner la **faisabilité industrielle de la mise en œuvre concrète des plans**. En effet, la réussite des stratégies de développement de réseau dépend de la maîtrise des chaînes d'approvisionnement. Or, des tensions se font déjà ressentir sur les chaînes d'approvisionnement, l'accès aux matières premières ou pour embaucher la main d'œuvre nécessaire. Ces questions de processus achats et de sécurisation des approvisionnements sont identifiées comme majeures par RTE dans sa consultation publique sur le SDDR[40] et font l'objet de réflexions par plusieurs GRT.

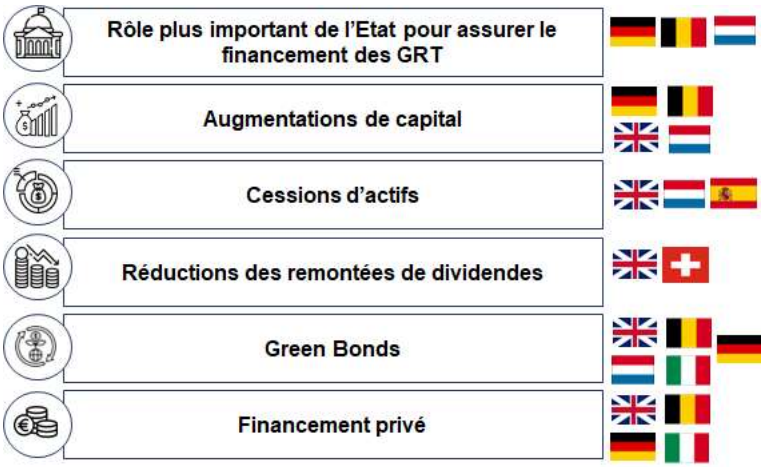
40 RTE (2024) Schéma décennal de développement du réseau 2024 Consultation Publique - Document A, disponible ici.

63 Enfin, un constat commun aux pays de l'étude est que les besoins d'investissements massifs prévus par les GRT soulèvent des **questions de financement importantes**. Comme illustré sur la Figure 16, différents leviers sont envisagés ou déjà mobilisés dans ces pays :

- Des **réductions de dividendes** peuvent être décidées, bien que de telles mesures soient rares : parmi les GRT étudiés, seul SSE plc. (structure mère de SHET) a annoncé abaisser ses dividendes 2024 de 38% par rapport à 2023, indiquant s'attendre à des investissements records pour l'année 2024[41].
- Des **augmentations de capital** peuvent être réalisées par certains GRT : c'est par exemple le cas d'Elia, avec une injection de capital de 4 à 4,5 Md€ prévue d'ici 2028, *via* notamment une prise de participation de l'Etat fédéral belge à travers le fonds souverain SFPIM[42]. De même, National Grid a réalisé une levée de capitaux à hauteur d'environ 8 Md€ en 2024[43]. De son côté, l'Etat néerlandais a réalisé des injections de capital dans Tennet NL de près de 4,8 Md€ entre 2016 et 2023, dont 2,8 Md€ en 2022 et 2023[44].
- Par ailleurs, certains pays peuvent faire appel à des **contributions d'investisseurs privés**. En Allemagne par exemple, par le biais d'entités juridiques distinctes, des co-investisseurs peuvent apporter des fonds propres pour des projets de raccordement du réseau en mer. Cette option a par exemple été utilisée par Tennet pour le raccordement de trois parcs éoliens en mer[45].

64 Ainsi, les investissements prévus par le SDDR français requièrent une réflexion approfondie au regard des enjeux associés à leur financement pour RTE, pour ses actionnaires et pour les pouvoirs publics dans l'optique d'assurer une maitrise du modèle économique de l'entreprise.

Figure 16 – Leviers de sécurisation du financement envisagés ou mobilisés



Source : Compass Lexecon, sur la base de données publiques.

41 SSE plc (2024) Annual report 2023, disponible ici.
42 Steel (2023) Elia en quête de plus de 4 milliards d'euros de capitaux frais. L'Echo (8 décembre 2023).
43 National Grid plc (2024), 7 for 24 fully underwritten Rights Issue to raise c.£7 billion, disponible ici.
44 TenneT. (n.d.). Financial Statements.
45 TenneT. (n.d.). Financial Statements.

Liste des abréviations

AC	Courant alternatif
ACB	Analyse coût-bénéfice
ACER	*Agency for the cooperation of energy regulators*
AIE	Agence internationale de l'énergie
BNetzA	*Bundesnetzagentur*
CAISO	*California independent system operator*
CE	Commission européenne
CRE	Commission de régulation de l'énergie
DC	Courant continu
DLR	*Dynamic line rating*
ENR	Énergies renouvelables
ENTSO-E	*European network of transmission system operators for electricity*
ESO	*Electricity system operator*
GB	Grande-Bretagne
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
HTB 2/3	Niveau de haute tension B 2 (150 ou 225 kV) / 3 (400 kV)
ISO	*Independent system operator*
NEP	*Netzentwicklungsplan*
NESO	*National energy system operator*
NGESO	*National Grid Electricity System Operator*
RTE	Réseau de transport d'électricité
SDDR	Schéma décennal de développement du réseau
SFPIM	Société fédérale de participations et d'investissement
SHET	*Scottish Hydro Electric Transmission*
SSE	*Scottish and Southern Energy*
TSO	*Transmission system operator*, c'est-à-dire le GRT

Références

article L321-6. (2023, Novembre). *Code de l'énergie*.

articles L.121-8 et R.122-17. (2023). *Code de l'environnement*. Von https://www.legifrance.gouv.fr/codes/texte_lc/LEGITEXT000006074220/2024-11-06/ abgerufen

Aurora . (13. February 2024). *Comment: Missing the point: What a delay to Hinkley Point C means for the GB power market.* Von https://auroraer.com/sector/flexible-energy-storage/comment-missing-the-point-what-a-delay-to-hinkley-point-c-means-for-the-gb-power-market/ abgerufen

BDEW. (2022). *Redispatch in Deutschland.* Von https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Redispatch_Bericht_2023_zum_Berichtsjahr_2022.pdf abgerufen

BMWK. (2024). *État actuel de l'extension du réseau (réseau de transport).* Von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzausbau-schreitet-voran.pdf?__blob=publicationFile&v=17 abgerufen

BNetzA. (2024). *Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037/2045.* Von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-03/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf abgerufen

Commission européenne. (2022). *Commission staff working document - Implementing the REPowerEU action plan: investment needs, hydrogen accelerator and achieving bio-methane targets.* Bruxelles. Von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD%3A2022%3A230%3AFIN abgerufen

Commission européenne. (2023). *Communication de la Commission au Parlement Européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des Régions - Le chaînon manquant des réseaux - Un plan d'acation de l'UE pour les réseaux.*

Commission européenne. (19. janvier 2023). Member States agree new ambition for expanding offshore renewable energy. Von https://energy.ec.europa.eu/news/member-states-agree-new-ambition-expanding-offshore-renewable-energy-2023-01-19_en abgerufen

Commission européenne. (2024). Offshore renewable energy. Von https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/offshore-renewable-energy_en abgerufen

Compass Lexecon. (2024). *Prospects for innovative power grid technologies.*

Department for Energy Security & Net Zero. (January 2024). *Civil Nuclear: Roadmap to 2050.* Von https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65c0e7cac43191000d1a457d/6.8610_DESNZ_Civil_Nuclear_Roadmap_report_Final_Web.pdf abgerufen

directive 2019/944. (5. Juin 2019). *concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE*. Journal officiel de l'Union Européenne.

EDF. (23. January 2024). *Hinkley Point C Update.* Von https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/hinkley-point-c-update-1 abgerufen

Elia. (2023). *Full-year results: Elia Group accelerates decarbonisation and electrification, in line with Europe's pressing needs.* Von https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/press-releases/2023/20230303_elia-group-q4-2022-press-release_eng.pdf abgerufen

Elia. (2023). *Plan de développement fédéral du réseau de transport 2024-2034.*

Elia Group & Orsted. (2024). *Making Hybrids Happen.*

Elia Group & Orsted. (March 2024). *Making Hybrids Happen - Enabling offshore hybrid projects to engance Europe's energy transition.* Von https://issuu.com/eliagroup/docs/elia_group_x_orsted_-_making_hybrids_happen?fr=sNjE0ZTcyMDU2MjU abgerufen

Energy Information Administration. (Mai 2024). *California*. Von State Profile and Energy Estimates: https://www.eia.gov/state/analysis.php?sid=CA abgerufen

European Commission. (28. November 2023). *Grids, the missing link - An EU Action Plan for Grids.* Von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2023%3A757%3AFIN abgerufen

Florence School of Regulation. (June 2023). *Benefit-based incentive regulation to promote efficiency and innovation in addressing system needs.* Von https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/Electricity/Infrastructure_and_network%20development/Infrastructure/Documents/Benefit_based_regulation_2023.pdf abgerufen

International Energy Agency. (2023). *Electricity grids and secure energy transitions.* Von https://iea.blob.core.windows.net/assets/ea2ff609-8180-4312-8de9-494bcf21696d/ElectricityGridsandSecureEnergyTransitions.pdf abgerufen

Ministère de la Transition Ecologique. (Mars 2022). *Pacte éolien en mer entre l'état et la filière.* Von https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/2022.03.14_pacte-eolien-mer.pdf abgerufen

Nationa Grid plc. (23. May 2024). *7 for 24 fully underwritten Rights Issue to raise c.£7 billion.* Von https://www.nationalgrid.com/document/152021/download abgerufen

National Grid ESO. (2022). *Net Zero Market Reform - Phase 3 Assessment and Conclusions.* Von https://www.nationalgrideso.com/document/258871/download abgerufen

NGESO. (2022). *Holistic Network Design - Pathway to 2030.* Von https://www.nationalgrideso.com/document/262681/download abgerufen

NGESO. (2022). *Network Options Assessment 2021/22 Refresh.* Von https://www.nationalgrideso.com/document/262981/download abgerufen

NGESO. (July 2022). *Pathway to 2030 - Holistic Network Design.* Von https://www.nationalgrideso.com/document/262681/download abgerufen

NGESO. (2024). *Beyond 2030 - A national blueprint for a decarbonised electricity system in Great Britain.*

Ofgem. (2021). *Decision - RIIO-2 Final Determinations Electricity Transmission System Annex (REVISED).*

Ofgem. (2021). *RIIO-2 Final Determinations - NGET Annex (REVISED).* Von https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/final_determination_nget_annex_revised.pdf abgerufen

Ofgem. (16. Février 2024). *RIIO-ED2 Distribution System Operation Incentive metrics consultation.* Von https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-02/DSO%20performance%20metrics%20informal%20consultation%20FINAL%20v3.pdf abgerufen

PwC. (2023). *Improving TSO regulation in the context of the European Green Deal.* Von https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2023-01/220801%20TSO%20regulation%20improvements_TenneT%20paper_vSTC1_signed.pdf abgerufen

Règlement 2019/943. (5. Juin 2019). Von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943 abgerufen

RTE. (2019). *Schéma décennal de développement du réseau.* Paris, France. Von https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/le-schema-decennal-de-developpement-du-reseau#Leschema2019 abgerufen

RTE. (2021). *Futurs énergétiques 2050.* Paris, France. Von https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-06/FE2050%20_Rapport%20complet_10.pdf abgerufen

RTE. (2023). *Bilan prévisionnel Édition 2023 - synthèse.* Von https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-09/Bilan-previsionnel-2023-synthese.pdf abgerufen

RTE. (2024). *Bilan prévisionnel - Edition 2023 - Chapitre 2 - La consommation.*

RTE. (2024). *Bilan Prévisionnel 2023-2035.*

RTE. (Septembre 2024). *L'action de RTE face au changement climatique*. Von RTE France: https://www.rte-france.com/rte-en-bref/nos-engagements/laction-de-rte-face-au-changement-climatique abgerufen

RTE. (2024). *Schéma décennal de développement du réseau 2024 Consultation Publique - Document A.* Paris, France. Von https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-03/SDDR2024-Consultation-Publique-doc-A.pdf abgerufen

SSE plc. (2024). *Annual Report 2023.*

Steel, T. (8. Décembre 2023). Elia en quête de plus de 4 milliards d'euros de capitaux frais. *L'Echo*.

Tennet. (2024). *Additional CSR Data Document 2023.* Von https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2024-03/TenneT%20Holding%20-%20Additional%20CSR%20data%20document%202023.pdf abgerufen

Tennet. (2024). *Overhead line monitoring*. Von https://www.tennet.eu/de/freileitungs-monitoring abgerufen

Tennet. (2024). *TenneT's climate transition plan.* Von https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2024-04/Climate%20Transition%20Plan%20TenneT_2023.pdf abgerufen

TenneT. (kein Datum). *Financial Statements.*

Terna . (2024). *Climate change.* Von https://www.terna.it/en/sustainability/environment/climate-change abgerufen

Terna. (2022). *2022 Key indicator tables.* Von https://download.terna.it/terna/2022_Key_indicator_tables_8db3f27bece31b6.pdf abgerufen

Terna. (2023). *The Hypergrid Project and development requirements.* Von https://download.terna.it/terna/2023_Hypergrid_project_and_development_requirements_8db79602cedc732.pdf abgerufen

Transnet BW. (kein Datum). *Netzbooster Kupferzell - Projektporträt*. Von transnetbw.de: https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzbooster-kupferzell/projektportraet abgerufen

WindEurope. (24. June 2024). *Grid access challenges for wind farms in Europe.* Von https://windeurope.org/intelligence-platform/product/grid-access-challenges-for-wind-farms-in-europe/ abgerufen

Clause de non-responsabilité

Cette présentation a été préparée par la société FTI France SAS sous le nom de Compass Lexecon (« Compass Lexecon ») à l'attention de Réseau de Transport d'Électricité (« RTE »), conformément à l'acte d'engagement signé avec RTE (le « Contrat »).

Compass Lexecon décline toute responsabilité et rejette toute obligation de diligence envers quiconque (à l'exception de RTE aux termes du Contrat) pour le contenu de la présentation. En conséquence, Compass Lexecon rejette toute responsabilité pour toutes conséquences résultant du fait qu'une personne (autre que RTE sur la base ci-dessus) aurait agi, ou se serait abstenue d'agir, en se fondant sur cette présentation, ou de décisions prises ou non prises au titre de cette présentation.

Cette présentation contient des informations obtenues ou provenant de diverses sources. Compass Lexecon n'accepte aucune responsabilité concernant la vérification ou l'établissement de la fiabilité de ces sources, ni concernant la vérification des informations ainsi fournies.

Compass Lexecon ne fait aucune déclaration, ni ne donne aucune garantie, expresse ou tacite, d'aucune sorte à quiconque (à l'exception de RTE aux termes du Contrat) quant à l'exactitude ou l'exhaustivité de la présentation.

Cette présentation est rédigée sur la base des informations dont Compass Lexecon dispose à la date de sa rédaction. Il ne tient pas compte des informations nouvelles éventuelles qui auraient pu être portées à notre connaissance après la date de la présentation. Nous ne sommes aucunement tenus de mettre à jour la présentation, ni d'informer un destinataire de la présentation de ces nouvelles informations.

Tous droits d'auteur et autres droits de propriété intellectuelle sur la présentation demeurent la propriété de Compass Lexecon. Tous droits sont réservés.

Avis relatif aux Droits d'Auteur

© 2025 FTI France SAS. Tous droits réservés.

Locations

Europe

Berlin
Brussels
Copenhagen
Düsseldorf
Helsinki
Lisbon
London
Madrid
Milan
Paris

North America

Boston
Chicago
Houston
Los Angeles
Miami
New York
Oakland
Washington, DC

Asia Pacific

Beijing
Singapore

Latin America

Buenos Aires
Santiago

Ce rapport a été préparé par les professionnels de Compass Lexecon. Les opinions exprimées dans ce rapport n'engagent que leurs auteurs et ne représentent pas nécessairement celles de Compass Lexecon, de sa direction, de ses filiales, de ses sociétés affiliées, de ses employés ou de ses clients.