



Source photo : CCCA-BTP

En janvier 2025, la Cour des comptes européenne publiait un rapport appelant à un électrochoc concernant les réseaux électriques, estimant que, pour atteindre la neutralité carbone en 2050, l'UE doit investir à cette échéance de l'ordre de 2 000 milliards d'euros dans ses réseaux. En France, les deux opérateurs nationaux (RTE et Enedis) annoncent des investissements cumulés de 196 milliards d'euros à 2040. Dans tous les cas, l'électrification des usages pour atteindre la décarbonation et limiter l'importation d'énergies fossiles passe par les réseaux, avec des impacts forts sur le prix final de l'électricité. Cette note d'analyse présente des clés de lecture.

## Analyse

Avril 2025

## Sommaire

<b>1</b>	<b>DECARBONATION EN EUROPE : LES ENJEUX DES RESEAUX DANS LA TRANSITION ENERGETIQUE</b>	<b>3</b>
1.1	LES OBJECTIFS DE L’UE : IMPACTS SUR LES RESEAUX DU DEVELOPPEMENT DE L’ELECTRIFICATION .....	3
1.1.1	<i>L’électrification, moteur de l’action de l’UE pour le climat</i> .....	3
1.1.2	<i>Les réseaux : une forte évolution en moins de 10 ans</i> .....	4
1.2	LA TRANSITION ENERGETIQUE REQUIERT DES INVESTISSEMENTS A GRANDE ECHELLE DANS LE RESEAU .....	5
1.2.1	<i>Rappels : réseaux de transports et de distribution</i> .....	5
1.2.2	<i>Les moteurs des investissements dans le réseau</i> .....	6
1.2.3	<i>Le montant des investissements anticipés à l’horizon 2050 : entre 2000 et 2600 milliards d’euros à 2050</i> .....	7
1.2.4	<i>Impact sur les factures des consommateurs</i> .....	7
1.2.5	<i>L’impact du développement des réseaux n’est pas que financier : planification, équipements, emplois</i> .....	8
1.3	LA NECESSAIRE OPTIMISATION DES INVESTISSEMENTS DANS LE RESEAU : LA FLEXIBILITE .....	8
<b>2</b>	<b>LA SITUATION EN FRANCE</b> .....	<b>9</b>
2.1	RAPPELS DE L’ORGANISATION DES RESEAUX : MONOPOLE REGULE ET REGIME DE CONCESSIONS.....	9
2.2	UNE REMUNERATION DEFINIE PAR LE TURPE.....	9
2.2.1	<i>Rémunération (activité régulée) et principes sous-jacents</i> .....	9
2.2.2	<i>Evolution du TURPE sur 10 ans et impact sur les factures (consommateurs particuliers) ...</i>	10
2.2.3	<i>TURPE 7 : les innovations sur la flexibilité</i> .....	10
2.3	POLITIQUE D’INVESTISSEMENTS EN FRANCE POUR LES PRINCIPAUX OPERATEURS.....	11
2.3.1	<i>RTE : 100 milliards d’euros à l’horizon 2040</i> .....	11
2.3.2	<i>Enedis : 96 milliards d’euros à l’horizon 2040</i> .....	11
2.3.3	<i>Les recommandations du rapport du Sénat de juillet 2024 et des pistes de réflexion</i> .....	12
2.3.4	<i>En conclusion</i> .....	12

# 1 Décarbonation en Europe : les enjeux des réseaux dans la transition énergétique

## 1.1 Les objectifs de l'UE : impacts sur les réseaux du développement de l'électrification

### 1.1.1 L'électrification, moteur de l'action de l'UE pour le climat

#### Évolution des objectifs de l'UE en matière de climat et d'énergie

Source : adaptée de la Cour des comptes européenne, situation en juin 2024, avril 2025

Année	Textes Européens	Objectifs temporels			
		2025	2030	2040	2050
2014		Réduction des émissions de GES de 40%			
2018	Paquet législatif sur l'énergie propre	Part des ENR d'au moins 30%			
		Augmentation de 32,5% de l'efficacité énergétique			
2020	« Une stratégie de l'UE pour l'intégration du système énergétique »	60 GW d'éolien en mer	300 GW d'éolien en mer		
		1 GW d'énergie océanique extracôtière	40 GW d'énergie océanique extracôtière		
2021	Paquet "Fit for 55"	30% d'élec dans la consommation d'énergie finale	50% d'élec dans la consommation d'énergie finale		
		Réduction des émissions de GES de 55%	Réduction des émissions de GES de 100%		
2022	«Plan REPowerEU»	Réduction d'au moins 11,7% de la consommation d'énergie			
		320 GW d'énergie solaire	600 GW d'énergie solaire		
2023	«Le chaînon manquant des réseaux - Un plan d'action de l'UE pour les réseaux»	Part des ENR d'au moins 42,5%			
		Au moins 100 GW d'énergie éolienne et solaire			
		Au moins 111 GW d'ENR produite en mer	317 GW d'ENR produite en mer		
2024	Réforme de l'organisation du marché de l'électricité	500 GW d'éolien			
		Réduction des émissions de GES de 50%	Réduction des émissions de GES de 100%		
		Part des ENR d'au moins 90% (nucléaire compris)			
		50% d'élec dans la consommation d'énergie finale			

■ Objectif de l'UE en matière de climat et d'énergie  
 ■ Principales prévisions concernant le système électrique

#### A l'horizon 2040, l'UE s'est fixé comme objectif 50% d'électricité dans la consommation d'énergie finale, porté par :

- **Le développement des sources renouvelables** : doublement de la capacité d'éolien entre 2023 et 2030, triplement de la capacité solaire au même horizon,
- **Le développement de la consommation électrique porté par :**
  - **Le chauffage** : d'abord dans le résidentiel avec le développement des pompes à chaleur (objectif entre 2023 et 2030 : X1,5), ensuite dans le tertiaire,
  - **La mobilité** : et notamment le développement des véhicules électriques (l'objectif de l'UE est un parc de 30 millions de véhicules zéro émission à l'horizon 2030),
  - **L'industrie** : passage à l'électrification des process industriels,
  - **L'hydrogène** : développement prévu de 40 GW d'électrolyseurs.

#### Un large consensus existe sur la nécessité d'une expansion majeure des réseaux électriques afin de répondre à la demande future liée à l'électrification des usages. Ce développement des réseaux va s'accompagner d'investissements très importants liés à :

- **Un sous-investissement structurel** : l'UE dispose du réseau électrique le plus étendu au monde, mais il est aussi vieillissant : au sein de l'UE, la durée de vie moyenne des lignes électriques va de 40 à 60 ans, selon qu'elles sont composées de câbles souterrains ou de lignes aériennes, et environ 40% des réseaux de distribution ont aujourd'hui plus de 40 ans. Ainsi, de nombreux actifs actuellement utilisés nécessitent un remplacement direct ou une maintenance et une amélioration grâce à l'intégration de technologies numériques.
- **L'électrification des usages** : le processus d'électrification implique un besoin croissant 1) de nouvelles connexions pour intégrer l'électricité produite à partir de sources renouvelables

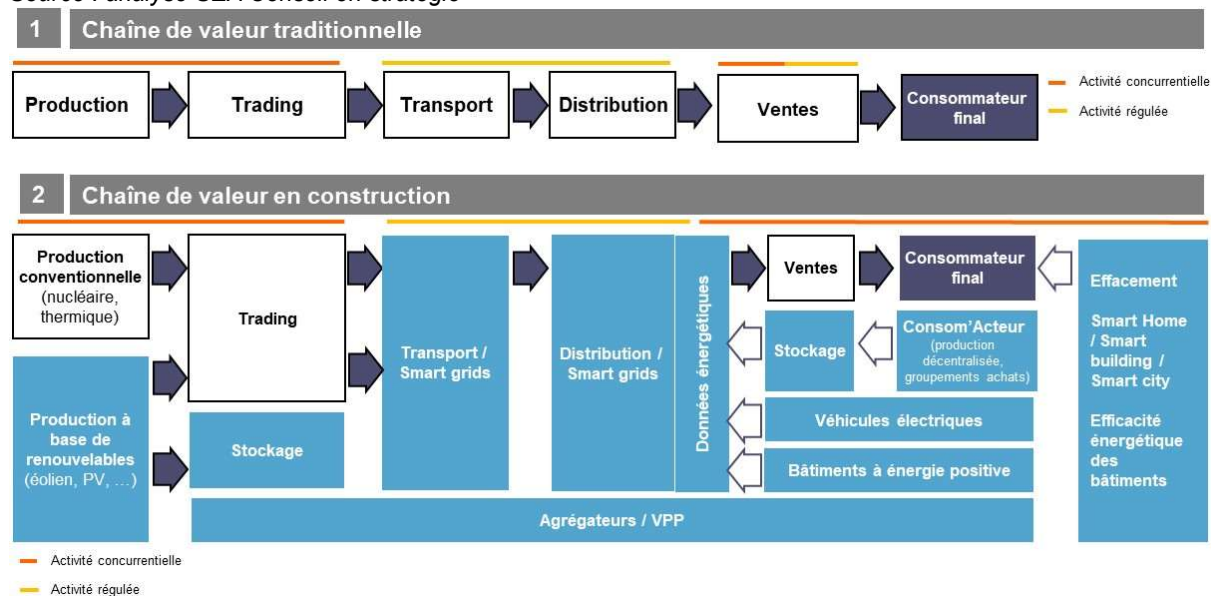
(nouvelles connexions au réseau, à la fois transfrontalières et nationales), 2) du développement d'une infrastructure de recharge pour les véhicules électriques, et 3) de la capacité à gérer des charges beaucoup plus élevées provenant de bâtiments et d'usines électrifiés.

- **La gestion de la complexité** : la part croissante de la production distribuée (énergies renouvelables, éolien, solaire), des véhicules électriques, a considérablement accru la complexité des systèmes électriques. Les réseaux devront s'appuyer sur de la big data et des algorithmes pour gérer les systèmes électriques de manière prédictive. Cela nécessitera des investissements dans des logiciels, des capteurs et du matériel « intelligent ».

### 1.1.2 Les réseaux : une forte évolution en moins de 10 ans

#### Evolution de la chaîne de valeur de l'électricité

Source : analyse SEA Conseil en stratégie



Le marché de l'électricité était autrefois dominé par des monopoles verticalement intégrés, l'électricité allant en sens unique, avec des actifs de production centralisés (nucléaire, hydraulique, CCGT) jusqu'aux consommateurs en passant par des réseaux électriques (Cf. premier schéma, chaîne de valeur traditionnelle).

Avec l'ouverture à la concurrence sur la production et la fourniture, avec aussi le développement des usages, de nouveaux acteurs sont apparus (développement ENR), des nouveaux métiers (agrégateurs), de nouvelles sources de stockage de l'électricité (batteries stationnaires, batteries de voitures), les modes de consommation ont également évolué (autoconsommation). La chaîne de valeur s'en est trouvée bouleversée (Cf. schéma 2, chaîne de valeur en construction<sup>1</sup>), et concernant les réseaux électriques, et notamment la distribution, cela change la manière dont ils sont gérés. Ils intègrent de plus en plus souvent de nombreux générateurs de petite ou moyenne taille fonctionnant avec des énergies renouvelables, ainsi que des ressources de flexibilité (par exemple, des systèmes de stockage). Les réseaux sont également concernés par l'augmentation de la consommation due aux nouveaux usages (véhicules électriques, pompes à chaleur). À l'horizon 2030, 70% des sources d'électricité renouvelable devraient être connectées au niveau de la distribution, et cette part devrait passer à 80% à l'horizon 2040.

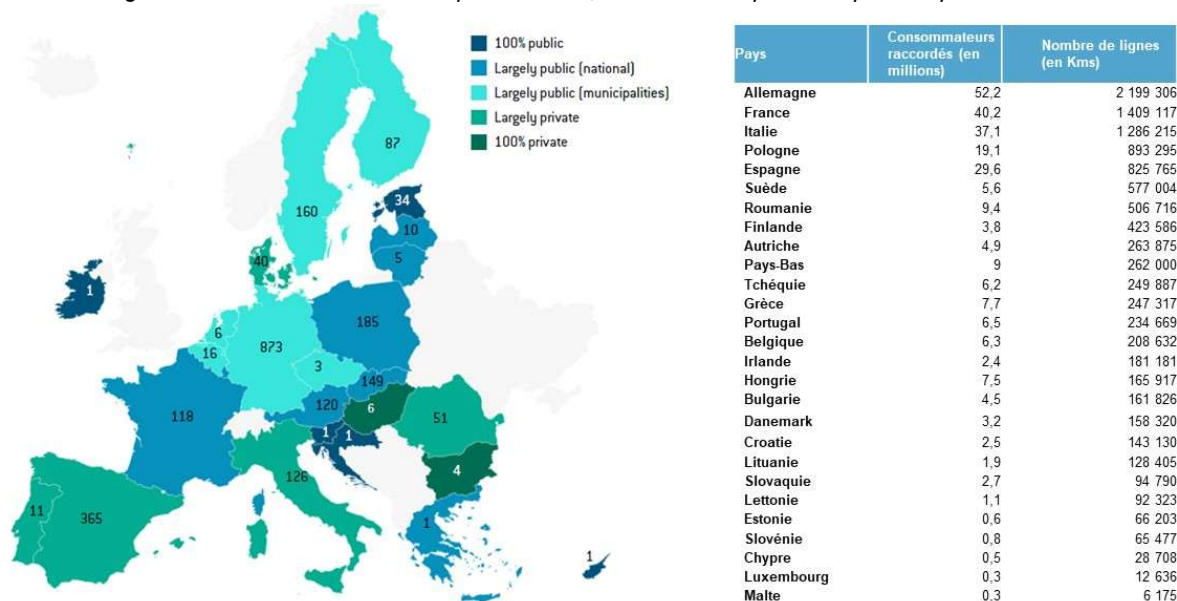
<sup>1</sup> Voir l'étude SEA, « Secteur de l'électricité : quelle transition ? » ici : <https://www.seaconseil.com/wordpress/wp-content/uploads/2017/11/SEAEvolutionSecteur032016.pdf>

## 1.2 La transition énergétique requiert des investissements à grande échelle dans le réseau

### 1.2.1 Rappels : les réseaux de transports et de distribution en Europe

#### GRD par pays de l'UE, consommateurs raccordés et nombre de kilomètres de lignes

Source : Bruegel et E3G sur données CEER pour la carte, Cour des comptes européenne pour les données



N.B. : selon les pays, les GRD vont d'une seule entreprise publique couvrant l'ensemble du réseau à des centaines d'entités en grande partie privées.

Le réseau électrique européen est constitué des réseaux de transport (haute tension), qui acheminent l'électricité sur de longues distances, et des réseaux de distribution (moyenne et basse tension), qui relie la plupart des utilisateurs à l'ensemble du système. Les réseaux de transport se connectent à plus d'un millier de nœuds (là où trois lignes ou plus se rejoignent et se connectent généralement au réseau de distribution) et il existe plusieurs millions de points de connexion dans les réseaux de distribution. Les réseaux de transport de la plupart des pays européens voisins sont interconnectés.

#### Valeur des actifs de quelques gestionnaires de réseaux européens (en milliards d'euros)

Source : S&P Ratings, 2024

Pays	Transport		GRD	
	Nom	Valeur des actifs	Nom	Valeur des actifs
France	RTE	16,7	Enedis	53,7
Portugal			EDP	7,6
Italie	Terna	20,4	Enel	44
Allemagne	Eurogrid	6,8	E.on	36
Espagne			Endesa	11,4
UK	National Grid	64,6		

\* Enel est opérateur de réseau en Italie, Espagne et en Amérique Latine

\*\* Chiffres 2022 pour Eurogrid

E.On est opérateur de réseau en Allemagne, Suède et autres pays en Europe de l'Est

\*\*\* Chiffres 2022 pour Endesa

L'UE compte 30 gestionnaires de réseau de transport (GRT) et plusieurs milliers de gestionnaires de réseau de distribution (GRD). Les réseaux de distribution d'électricité représentent la majeure partie de l'infrastructure du réseau électrique, ce qui se reflète dans la valeur des actifs, comme indiqué dans les exemples présentés ci-avant. Les rendements obtenus par les GRT et les GRD et leurs incitations à l'investissement sont déterminés par les régulateurs nationaux, chaque pays de l'UE adoptant une approche réglementaire distincte.

## 1.2.2 Les moteurs des investissements dans le réseau

### Les moteurs des investissements dans les réseaux

Source : d'après Cour des comptes européenne – 2025

Approche conventionnelle	Utilisation plus efficace des réseaux	Durabilité
<p><b>Extension du réseau</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Demande accrue en électricité</li> <li>▪ Intégration des énergies renouvelables</li> </ul> <p><b>Maintenance du réseau et renouvellement</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Infrastructures vieillissantes</li> <li>▪ Interventions habituelles</li> </ul>	<p><b>Innovations technologiques</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Réduire les pertes</li> <li>▪ Mieux utiliser les capacités existantes</li> </ul>	<p><b>Adaptation aux changements climatiques</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Anticiper les événements liés au changements climatiques</li> </ul>

Comme le rappelle la Cour des comptes européenne, les trois grands piliers des investissements à réaliser dans les réseaux européens sont :

- **L'extension du réseau, dictée par la demande croissante en électricité** (en particulier, une augmentation attendue de 60% de la consommation quotidienne en heure de pointe entre 2020 et 2050) et par les endroits où des sources d'énergies renouvelables sont disponibles. Les sources de production centralisées sont souvent stratégiquement situées à proximité des grands centres de consommation et des zones habitées afin de réduire autant que possible les pertes d'électricité et la longueur des lignes de transmission requises. Aujourd'hui, avec le développement des ENR, les lieux de production sont souvent situés dans des régions ensoleillées ou venteuses où des terrains sont disponibles, et le réseau doit donc être étendu pour atteindre ces sites.
- **Le renforcement du réseau par le recours à des technologies intelligentes et innovantes pour l'adapter aux sources d'énergie renouvelables** : contrairement aux actifs centralisés, qui permettent de moduler la production en fonction de la demande, les sources d'énergie renouvelables sont caractérisées par une intermittence et une variabilité plus fortes, un facteur qui complique l'équilibrage du système. Par ailleurs, le réseau européen a été conçu à l'origine pour opérer en courant alternatif (un type de courant électrique qui change de sens plusieurs fois par seconde à intervalles réguliers). Or, plusieurs sources d'énergie renouvelables produisent du courant continu (ne circulant que dans un seul sens), qui doit être converti pour être compatible avec le réseau et pouvoir être utilisé.
- **Les travaux de maintenance et de renouvellement du réseau** constituent un autre moteur clé des investissements, notamment en raison de l'âge avancé de l'infrastructure, mais aussi en raison de la nécessaire adaptation au changement climatique (par exemple dans des matériaux plus robustes et plus résistants aux intempéries ou dans des sous-stations capables de faire face aux inondations en cas de montée des eaux.

Sur ces investissements, un tiers devraient être consacrés aux réseaux de transport et deux tiers aux réseaux de distribution. La plupart des investissements planifiés visent à moderniser et à étendre les réseaux de transport (4 % de l'ensemble du réseau). Les investissements dans les réseaux de distribution devraient quant à eux porter sur le renforcement, le renouvellement et les remplacements.

### 1.2.3 Le montant des investissements anticipés à l'horizon 2050 : entre 2000 et 2600 milliards d'euros à 2050

#### Projections des investissements sur les réseaux à l'horizon 2050 dans l'UE

Source : ACER et Cour des comptes - 2024 / 2025

Source	Date	Investissement annuel	Investissement total
<b>Investissements passés</b>	-	30 Mds€ / an	
<b>ERT (European Round Table for industry)</b>	2024	Environ 75 Mds€ / an	1950 Md€
<b>Ember</b>	2024	63 Mds€ / an jusqu'en 2030 85 Mds€ à partir de 2030	2100 Mds€
<b>ENTSO-E</b>	2024	96 Mds€ / an	2500 Mds€*
<b>Eurelectric</b>	2024	100 Mds€**	2600 Mds€
<b>Cour des comptes européenne</b>	2025	72 Mds€ / an jusqu'en 2030 68 Mds€ à partir de 2030	<b>1871 Mds€</b>

\* Extrapolation des 834 Mds€ d'investissement dans les réseaux de transport

\*\* Extrapolation des 67 Mds€ / an d'investissement dans les réseaux de distribution

#### En 2024, plusieurs travaux ont été réalisés pour évaluer les investissements futurs sur les réseaux dans l'Union Européenne. Ces travaux sont convergents (malgré les disparités) :

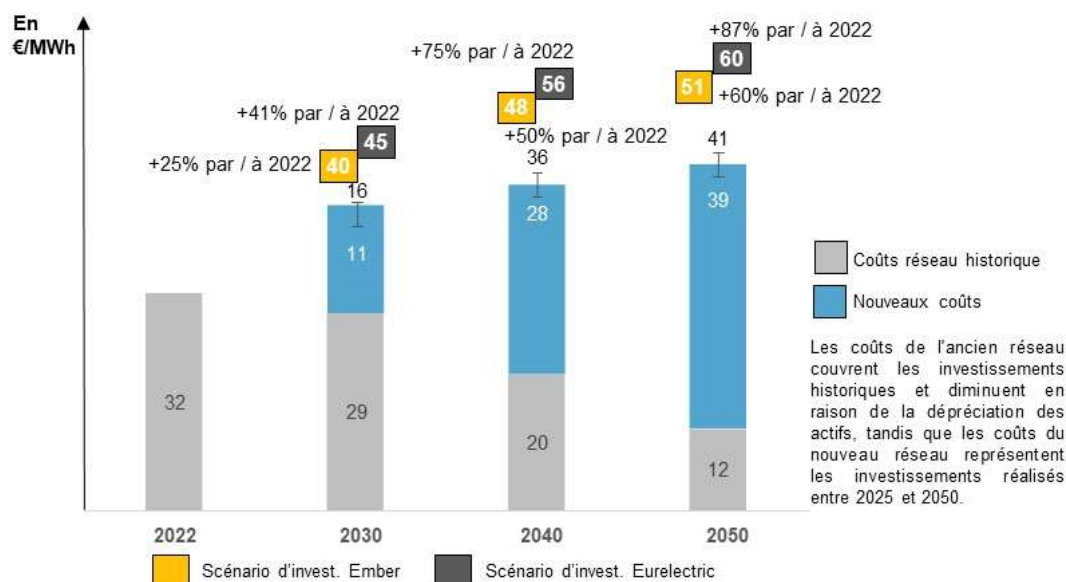
- European Round Table (ERT)<sup>2</sup> estime les investissements futurs à 75 Mds€ / an, soit près de 2000 milliards jusqu'à 2050,
- Ember, think tank dans l'énergie, estime ce montant à 2100 milliards d'Euros,
- Eurelectric (association européenne de l'électricité) et d'ENTSO-E (association européenne regroupant les GRT), montants compris entre 2500 et 2600 milliards d'euros.

En 2025, pour sa part, la Cour des comptes européenne a réalisé une enquête auprès des régulateurs de chaque Etat membre et a consolidé les données. De l'étude, il ressort qu'à long terme, les investissements dans le réseau atteindraient 72 milliards d'euros par an jusqu'en 2030, puis baisseraient pour s'établir à 68 milliards d'euros par an de 2031 à 2050, atteignant un total de 1 871 milliards d'euros sur l'ensemble de la période. Comme elle le précise, cela reviendrait à investir, chaque année jusqu'en 2050, 0,41 % du PIB de l'UE de 2023, soit un montant environ 2 fois supérieur à celui des investissements passés.

### 1.2.4 Impact sur les factures des consommateurs

#### Impacts sur les consommateurs des investissements sur les réseaux

Source : calculs ACER



Dans un rapport de décembre 2024, *Electricity infrastructure development to support a competitive and sustainable energy system*, l'ACER (association des régulateurs européens), a réalisé une estimation de l'impact des coûts pour les consommateurs des investissements sur le réseau. Si l'Acer reste

<sup>2</sup> Groupe de représentation d'intérêts créé en 1983 qui rassemble une cinquantaine d'entreprises parmi les plus grandes entreprises dans l'Union européenne.

prudente sur les calculs, elle anticipe un doublement du coût pour le consommateur des réseaux : de 32 €/MWh en 2022 à un possible 51 €/MWh (sur données du scénario Ember), voire 60 €/MWh (sur données du scénario Eurelectric) en 2050. L'ACER précise ainsi : « Les coûts de réseau devenant l'un des principaux facteurs de coût de l'électricité, il est essentiel pour la compétitivité de contenir leur augmentation. Des investissements rentables dans le réseau sont indispensables pour maintenir les coûts totaux de l'électricité à un niveau bas pour les consommateurs finaux. »

Dans son rapport, la Cour des comptes européenne rappelle que « trouver un équilibre entre le besoin d'investir et celui de maintenir les factures d'électricité à un niveau abordable pour les consommateurs, en particulier les ménages et les industries grandes consommatrices d'énergie, relève du défi. » Ainsi, l'équation est complexe (et ancienne) de savoir comment encourager les investissements tout en protégeant les consommateurs. Le rapport précise que « l'Union européenne a un rôle crucial à jouer, en améliorant notamment la gouvernance et la planification générales, ainsi qu'en mettant en place l'environnement réglementaire requis », précisant qu'en parallèle, « il incombe aux États membres et aux gestionnaires de développer le réseau et de résoudre les difficultés d'ordre pratique, réglementaire et financier. »

### 1.2.5 L'impact du développement des réseaux n'est pas que financier : planification, équipements, emplois

Dans son rapport, la Cour des comptes européenne note trois facteurs extra-financiers d'importance dans les futurs investissements réseaux, à savoir :

- **Les enjeux de planification** : le temps total requis pour les investissements dans le réseau est consacré pour environ un quart à sa planification. En moyenne, et compte tenu du processus d'obtention des permis, la phase de préparation des investissements dans les réseaux dure approximativement 4 ans pour ceux de transport et 2 ans et demi pour ceux de distribution,
- **Les enjeux d'accès aux matériaux et équipements** : l'Europe est en concurrence avec d'autres pays pour se procurer les matériaux et équipements nécessaires au développement de ses réseaux, étant donné la forte augmentation de la demande mondiale et les pressions croissantes subies par la chaîne d'approvisionnement. Ces difficultés s'aggraveront encore du fait des objectifs énergétiques et climatiques nationaux fixés par les gouvernements.
- **Les enjeux de ressources humaines** : la transition énergétique requiert également une main-d'œuvre qualifiée pour réaliser les travaux liés aux investissements et à la maintenance du réseau.

## 1.3 La nécessaire optimisation des investissements dans le réseau : la flexibilité

**Solutions de flexibilité permettant de répondre aux fluctuations de l'offre et de la demande**

Source : adapté d'ACER / CEER

Temps réel	Quotidien / Semaine	Mois / Année
Demand-side response (effacement / participation active)		Efficacité énergétique
Stockage par batteries		
Stockage (en fonction de la technologie)		
Stockage par pompage (STEP)		
		Hydrogène / biométhane
Interconnexions électriques		
Stockage de gaz		
Recours à la production pilotable (CCGT)		



A mesure que la production intermittente d'électricité gagne en importance et que la demande augmente, le réseau est soumis à des pics plus élevés ainsi qu'à une fluctuation et une imprévisibilité plus grandes aussi bien de la demande que de l'offre. Pour atténuer le développement des capacités, une solution consiste à accroître la flexibilité du réseau et du système électrique, solutions qui se mettent en place progressivement et pour lesquelles l'ACER et le CEER au niveau européen sont de solides défenseurs, objet de leur dernier rapport et auquel on se référera pour le descriptif détaillé des solutions de flexibilité<sup>3</sup>.

## 2 La situation en France

### 2.1 Rappels de l'organisation des réseaux : monopole régulé et régime de concessions

Les activités de transport et de distribution de l'électricité sont toutes les deux en monopole sous régime de concession avec des caractéristiques différenciées sur les deux réseaux :

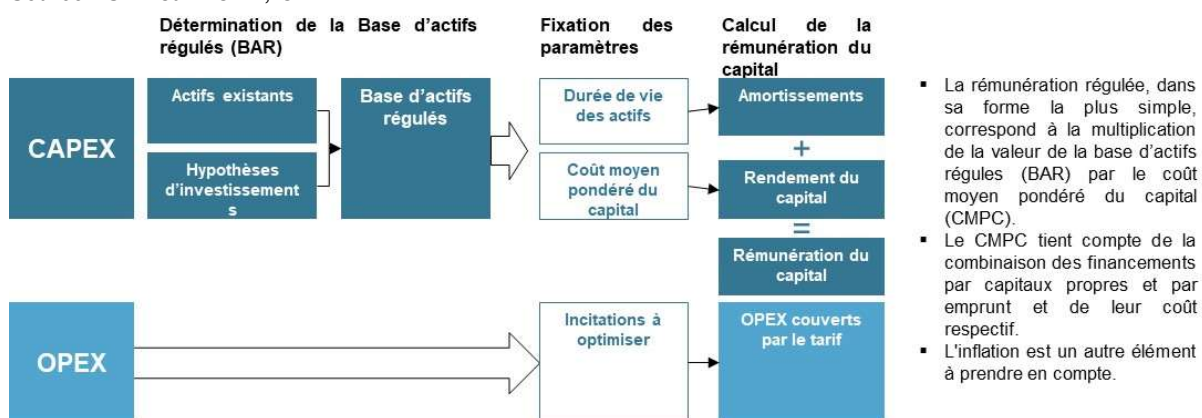
- **Transport** : concession d'Etat, en monopole, attribuée à Réseau de transport d'électricité (RTE), dont le capital est détenu à 50,1 % par EDF, à 29,9 % par la Caisse des dépôts et à 20 % par CNP assurances.
- **Distribution** : le réseau de distribution est la propriété des communes ou de leurs groupements au titre de leur statut d'autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE, sous forme de Métropoles, Syndicats d'énergies). L'activité de distribution relève d'un monopole régulé et reste organisée sous forme de concessions par zones géographiques<sup>4</sup>. Le réseau de distribution est opéré par Enedis (filiale à 100% d'EDF) qui exploite des concessions sur 95% du réseau, le reste étant géré par des entreprises locales de distribution (ELD), dont la majorité sont rattachées à des collectivités territoriales<sup>5</sup>.

### 2.2 Une rémunération définie par le TURPE

#### 2.2.1 Rémunération (activité régulée) et principes sous-jacents

##### Présentation simplifiée des revenus des opérateurs de réseaux (TURPE)

Source : SEA sur ACER, CRE



Le GRT et les GRD étant des monopoles naturels opérant dans un secteur réglementé, le cadre de recouvrement des coûts et de rémunération (les « revenus autorisés »), est fixé par le régulateur. Ces recettes autorisées sont ensuite facturées aux utilisateurs, principalement sous la forme de tarifs de réseau. La logique sous-tendue est de couvrir les coûts des gestionnaires de réseaux « dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace » au bénéfice du consommateur final et d'inciter les opérateurs à améliorer leur efficacité malgré l'absence de pression concurrentielle.

<sup>3</sup> *Unlocking flexibility: No-regret actions to remove barriers to demand response*, 2025 Monitoring Report, 9 April 2025

<sup>4</sup> Voir étude SEA, *La distribution d'électricité en France, quelles évolutions ?*, janvier 2011, ici : <https://www.seaconseil.com/wordpress/wp-content/uploads/2020/04/SEA-ACR-EvolDistri-Janv-2011.pdf>

<sup>5</sup> Sur les ELD, voir note SEA, *Les ELD en 2023 : moins nombreuses mais plus fortes*, ici : <https://www.seaconseil.com/wordpress/wp-content/uploads/2023/05/SEA-Les-ELD-en-2023-Mai2023-VF.pdf>

## 2.2.2 Evolution du TURPE sur 10 ans et impact sur les factures (consommateurs particuliers) Évolution de la composante acheminement des TRVe des particuliers (2013-2024) en euros par MWh

Source : commission d'enquête du Sénat, d'après les délibérations de la CRE portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité, 2024



Entre 2013 et 2024, le niveau de TURPE dans les prix facturés aux clients particuliers a augmenté de près de 40% et pour rappel, le TURPE 7 a été annoncé avec une **hausse de 7,7%** au 1er février 2025 (non reportée sur le graphique).

### 2.2.3 TURPE 7 : les innovations sur la flexibilité

La Commission de régulation de l'énergie a introduit plusieurs innovations pour encourager la flexibilité dans le cadre du TURPE 7 (en vigueur depuis février 2025), tant pour le réseau de transport (RTE) que pour la distribution (Enedis, ELD) et notamment :

- **Incitations économiques au recours à la flexibilité** : les gestionnaires de réseau sont incités à privilégier la flexibilité (stockage, modulation de la demande et de la production, offres de raccordement flexibles) en complément ou en substitution au renforcement physique du réseau. Lorsqu'ils optent pour la flexibilité, ils conservent une part de l'économie générée, créant ainsi un intérêt financier direct à utiliser ce levier.
- **Tarifification spécifique pour les sites d'injection-soutirage** : le TURPE 7 introduit une tarification transitoire et optionnelle pour les sites capables d'ajuster symétriquement leur injection et leur soutirage (par exemple, batteries ou sites industriels flexibles).
- **Régulation incitative et système de bonus/malus** : la CRE met en place une régulation incitative visant à réduire les délais de raccordement, notamment pour les projets prioritaires issus des S3REnR. Un système de bonus/malus financier est instauré pour récompenser ou sanctionner les gestionnaires selon leur performance par rapport aux objectifs de raccordement.
- **Adaptation des plages d'heures creuses** : le TURPE 7 prévoit une évolution des plages d'heures creuses afin de mieux répondre aux contraintes locales du réseau, notamment pour intégrer la production photovoltaïque abondante l'après-midi en été. Cela permet de déplacer la consommation vers les moments les plus favorables pour le réseau, limitant ainsi les congestions et optimisant l'utilisation des énergies renouvelables.
- **Standardisation des raccordements flexibles** : la CRE encourage la mise en œuvre de gabarits pour standardiser les raccordements flexibles, en particulier pour les capacités de stockage. Cette mesure vise à réduire les coûts et les délais de raccordement, en échange de limitations ciblées à l'injection ou au soutirage.
- **Généralisation de solutions numériques et projets pilotes** : la généralisation progressive du projet Reflex chez Enedis est encouragée. Ce projet vise à optimiser le dimensionnement et l'exploitation du réseau grâce à une meilleure mobilisation des flexibilités locales et à l'intégration de solutions numériques avancées.

## 2.3 Politique d'investissements en France pour les principaux opérateurs

### 2.3.1 RTE : 100 milliards d'euros à l'horizon 2040

#### Investissements prévisionnels des infrastructures du réseau de transport à 2040

Source : données RTE

Trois grands piliers	Montant estimé (Md€)	Description
<b>Renouveler le réseau et l'adapter au changement climatique</b>	24	Au total 23 500 km de lignes, 85 000 pylônes et le système de télécom et contrôle commande seront renouvelés sur l'ensemble du territoire et dans tous les milieux (montagne, campagne, littoral, zones urbaines, etc.)
<b>Raccordement des énergies renouvelables et du nucléaire</b>	53	Raccordement des parcs éoliens en mer, nouveaux réacteurs nucléaires, projets industriels.
<b>Renforcement des lignes haute tension</b>	16,5	Renforcement de la « colonne vertébrale » du réseau pour accueillir des flux accrus.

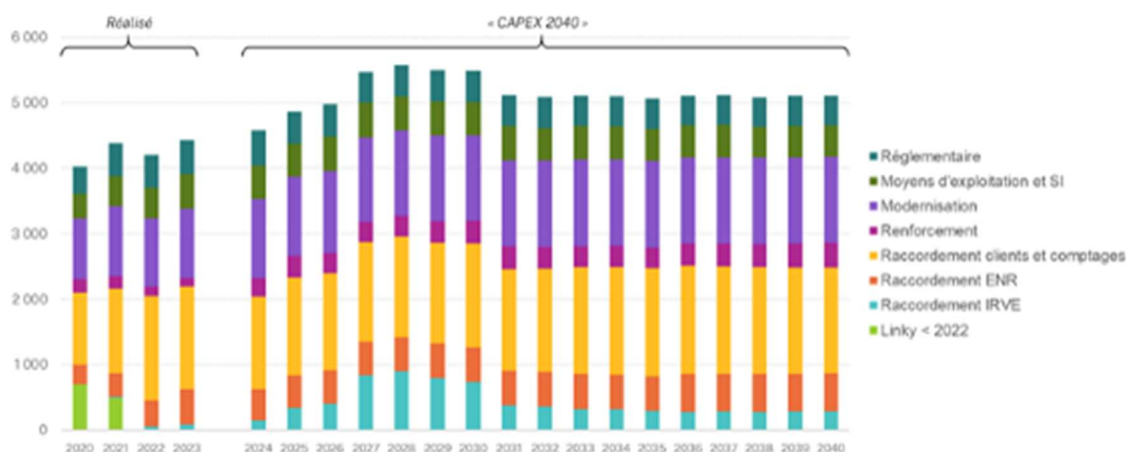
En 2025, RTE a présenté son schéma Directeur de Développement du Réseau (SDDR), qui inclut le plan d'investissements à 2040. Selon la version actuelle du schéma, les investissements se présentent selon le découpage suivant :

- 24 milliards d'euros doivent être consacrés au renouvellement et adapter le réseau au changement climatique.
- 53 milliards d'euros sont estimés pour le raccordement au réseau de nouveaux centres de consommation industriels (à Dunkerque, au Havre, à Fos-sur-Mer et, dans un deuxième temps, éventuellement sur sept autres sites) ainsi que d'installations de production d'électricité bas carbone (comme les nouveaux réacteurs nucléaires de type EPR 2, les installations photovoltaïques et éoliennes terrestres et, en particulier, les éoliennes offshore, pour lesquelles une toute nouvelle infrastructure devra être construite).
- 16,5 milliards d'euros doivent être investis dans le renforcement ciblé et stratégique du réseau à très haute tension.

### 2.3.2 Enedis : 96 milliards d'euros à l'horizon 2040

#### Chronique des investissements d'Enedis à 2040

Source : rapport de la commission du Sénat / Enedis



Pour sa part, Enedis a présenté un plan d'investissement à 2040 de l'ordre de 96 milliards d'euros, dans une logique de fort développement des raccordements de moyens de production renouvelables et de bornes de recharge pour véhicules électriques. Enedis considère que ce programme d'investissements a vocation à relever quatre défis principaux :

- l'accélération rapide du rythme de raccordement des capacités de production renouvelables intermittentes, de plus en plus portée par la filière photovoltaïque,
- l'électrification des usages qui se manifeste principalement pour Enedis par le raccordement des infrastructures de recharge de véhicules électriques,
- le traitement systématique des ouvrages présentant des risques de défaillance, particulièrement en regard du changement climatique,

- la préparation et le démarrage, dès 2030, du renouvellement des compteurs Linky et de la chaîne communicante.

Comme rappelé par la Commission d'enquête du Sénat<sup>6</sup>, les investissements d'Enedis doivent ainsi culminer à environ 5,5 milliards d'euros par an entre 2027 et 2030 avant de se stabiliser durablement à un niveau supérieur à 5 milliards d'euros par an (à titre de comparaison, les dépenses d'investissements réalisées entre 2020 et 2023 se sont établies entre 4 milliards et 4,4 milliards d'euros annuels).

### 2.3.3 Les recommandations du rapport du Sénat de juillet 2024 et des pistes de réflexion

#### Recommandations sur les réseaux du rapport du Sénat « Éclairer l'avenir : l'électricité aux horizons 2035 et 2050 », propose plusieurs recommandations.

Source : Rapport n° 714 (2023-2024), tome I, déposé le 2 juillet 2024

Recommandations	Destinataire	Echéance	Support / Action
<b>Recommandation n° 14</b> Tout en veillant à l'équilibre du développement des territoires et aux conditions d'une meilleure répartition des recettes tirées par les collectivités de l'implantation de capacités de production d'énergies renouvelables, il convient de limiter la dispersion des sites de production électrique afin d'optimiser les investissements nécessaires aux réseaux de transports et de distribution.	État (ministère en charge de l'Énergie) RTE Enedis	Dès à présent	Schéma directeur et Plan de développement des réseaux
<b>Recommandation n°15</b> Optimiser le calcul du TURPE pour modérer ses augmentations prévisionnelles, notamment en remettant en cause la mutualisation de certaines dépenses de raccordements et en réduisant le taux de rémunération des actifs de Enedis et de RTE.	Gouvernement (ministère chargé de l'énergie), CRE, RTE, Enedis, actionnaires de RTE et Enedis	2024	Réglementaire
<b>Recommandation n°16</b> Veiller au juste besoin en matière d'interconnexions : - en conditionnant strictement le développement de nouvelles interconnexions à leur intérêt économique pour la France ; - en obtenant une contribution européenne au renforcement des réseaux français qui résulte des besoins de transit d'électrons sur le territoire national entre des zones de production et de consommation situées hors de nos frontières.	Gouvernement (ministère chargé de l'énergie) CRE RTE	2024	Négociations européennes

Concernant l'évolution du TURPE, la Cour des comptes européennes exprimait dans son rapport la même interrogation que la Commission du Sénat, précisant que « l'impact à long terme des investissements réseau sur les tarifs de réseau n'est toujours pas clair. Nous avons demandé aux ARN [autorités de régulation] leurs estimations concernant l'effet de l'augmentation des investissements réseau sur les tarifs. La grande majorité d'entre elles (22 dans le cas des tarifs des GRT et 21 dans celui des tarifs des GRD) n'ont pas répondu ou n'avaient réalisé aucune estimation. » Le sujet reste donc ouvert, même si on peut s'étonner qu'aucune référence ne soit faite sur les travaux de l'ACER sur les projections à maille des Etats membres de l'UE sur l'impact des investissements à venir sur le réseau dans les tarifs (cf. supra).

On peut également s'interroger sur les raisons pour lesquelles aucune réflexion plus globale n'est pas menée sur le possible développement d'une cohabitation entre deux systèmes électriques : celui, historique, intégré, où les réseaux ont toute leur place et celui émergent, d'un système décentralisé d'une production locale qui s'affranchit des réseaux (autoconsommation, micro-grids, ...), et qui pourrait également permettre de repenser une partie des investissements dans le système électrique.

### 2.3.4 En conclusion

En écho du rapport de la Cour des comptes européenne, on peut noter que les enjeux et défis de la transition énergétique pour les réseaux sont nombreux, et pour en rappeler les principaux points :

- Un enjeu de modernisation et de renforcement du réseau existant, un enjeu d'extension du réseau,
- Un enjeu structurel : planification, accès aux matériaux et équipements, accès aux ressources humaines,
- Un enjeu financier et son impact sur les tarifs d'utilisation des réseaux.

<sup>6</sup> Rapport au nom de la commission d'enquête sur la production, la consommation et le prix de l'électricité aux horizons 2035 et 2050, Tome 1, juillet 2024



**SEA Conseil en stratégie est un cabinet de conseil qui accompagne ses clients sur des problématiques de croissance**

- sur quels métiers investir, rester ou sortir ?
- comment continuer à croître ou à augmenter la rentabilité sur des activités existantes ?
- quelles sont les opportunités de marché et les menaces concurrentielles ?
- quelles sont les priorités managériales ?