

EDF adresse à la CRE les réponses suivantes au questionnaire soumis dans le cadre de cette consultation.

**1. La méthodologie utilisée par RTE et décrite dans l'annexe V du SDDR pour identifier les contraintes et sélectionner les projets est-elle suffisamment explicite ?**

EDF considère que la méthodologie simplifiée selon laquelle RTE réalise les études de développement de réseau à long-terme est satisfaisante.

RTE précise que cette méthodologie se fonde notamment sur le calcul des capacités commerciales d'échanges (NTC) « reposant sur une répartition équitable de la marge physique de nos ouvrages entre nos diverses frontières » (Annexe V p. 503).

EDF comprend la nécessité de recourir à l'horizon considéré à cette approche simplifiée (méthode de type « ATC based ») mais insiste sur la nécessité de s'assurer que les situations de congestion du réseau européen et leurs impacts sur les capacités d'échanges à court-terme seront pris en compte.

A cet égard, EDF souligne que les incertitudes relatives à la mise en place de la méthode de calcul des capacités d'échanges à court-terme fondée sur les flux (« Flow-Based ») sont désormais levées sur certaines frontières (zone Continental West-Europe).

EDF considère que l'impact d'une telle évolution sur l'anticipation des modalités de « répartition équitable de la marge physique entre les frontières » et, par voie de conséquence, sur des capacités d'échanges à long-terme considérées par RTE doit être analysé et quantifié

**2. Les modalités actuelles de consultation des acteurs par RTE sur les scénarios du bilan prévisionnel vous donnent-elles satisfaction ?**

EDF est satisfaite des modalités de consultation mises en place aujourd'hui par RTE dans le cadre de l'élaboration de ces scénarios.

EDF souligne l'importance d'assurer un niveau maximal de transparence vis-à-vis des acteurs afin de faciliter l'appropriation par les acteurs des scénarios considérés et des études fondées sur ces mêmes scénarios.

**3. Considérez-vous que les scénarios élaborés par RTE à 2030 permettent d'encadrer de façon raisonnable le champ des possibles à cet horizon ?**

Les évolutions possibles des mix électriques français et européens pourraient conduire aux horizons d'études ciblés par RTE à des flux et des contraintes sur les réseaux très différents de ceux d'aujourd'hui. Il est donc essentiel que le champ des possibles encadrant de telles évolutions soit correctement appréhendé en amont des études de développement de réseau réalisées par RTE.

**4. Les besoins de sécurisation de l'alimentation des territoires en France à dix ans vous semblent-ils correctement pris en comptes ?**

**5. Les besoins d'investissements en vue d'assurer les secours entre territoires vous semblent-ils clairs au regard des fragilités identifiées et de leurs déterminants ? Leur prise en compte par RTE permet-elle de répondre aux besoins de développement du réseau ?**

EDF considère que les besoins de sécurisation de l'alimentation des territoires en France et des besoins d'investissements requis en vue d'assurer les secours entre ces territoires sont correctement pris en compte par RTE dans son analyse.

L'expérience et l'expertise de RTE, reconnues dans ce domaine, doivent être partagées afin d'apporter leurs concours à une démarche similaire d'évaluation coordonnée de ces besoins au niveau régional en Europe (voir question 8).

**6. Les perspectives de développements des réseaux destinés à accueillir la production permettent-elles selon vous de répondre aux besoins des acteurs ?**

Pour anticiper au mieux les évolutions possibles du marché électrique européen et orienter en conséquence leurs décisions d'exploitation ou d'investissements, les producteurs sont amenés à réaliser des études dont la qualité est conditionnée par l'utilisation de modèles fiables et représentatifs du système électrique européen.

A cet égard, EDF maintient sa demande de pouvoir disposer d'une description électrotechnique des réseaux de transport pour différents points de fonctionnement (ex. hiver/été – pointe/creux) et à différentes échéances : topologie (nœuds), impédance des lignes, IST (anciennement IMAP).

EDF relève qu'une telle représentation est mise à disposition par le GRT anglais « National Grid » dans le cadre des mises à jour de son plan de développement à 7 ans. Cette mise à disposition se justifie pleinement au sein de la zone CWE compte-tenu du démarrage du couplage des marchés « flow-based » (qui allouera la capacité journalière de manière détaillée en fonction des caractéristiques physiques du réseau). L'initiative récente du GRT belge Elia de publier les caractéristiques techniques<sup>1</sup> de son réseau à très haute-tension (380-220 kV) répond à cette attente et EDF invite donc RTE à adopter également cette bonne pratique.

EDF maintient également son souhait de disposer d'une vision plus précise du coût des projets à l'instar de ce qui est proposé au niveau européen (fourchette de coûts intégrée dans la présentation du TYNDP).

Enfin, le schéma décennal de RTE devrait comporter une estimation des coûts de développement des réseaux de chaque scénario exprimées simplement en €/MWh de hausse ou de baisse des tarifs d'accès au réseau de transport. La soutenabilité pour le client final de cet impact est en effet un élément important qui doit être pris en compte dans les analyses.

---

<sup>1</sup> Incluant la longueur des lignes, leurs puissances nominales ou leur impédance.

<http://www.elia.be/fr/grid-data/Grid-Technical-Data>

## 7. Les perspectives de développement des interconnexions et les besoins auxquels ces développements répondent vous semblent-ils clairs et suffisamment étayés ?

EDF souhaite rappeler l'importance pour les acteurs de marché de disposer de visibilité sur les évolutions des capacités d'échanges commerciaux, ce qui est déterminant pour l'anticipation de l'évolution du marché électrique européen.

EDF reconnaît une avancée dans la présentation par RTE de ces évolutions. La présentation de cette nouvelle édition inclut une description et une estimation plus précises des capacités d'interconnexion de la France avec ses voisins, de leurs perspectives de développement et de l'accroissement des capacités d'échanges à l'import et à l'export qui pourraient en résulter.

EDF souhaite néanmoins que cette vision soit encore précisée et complétée :

- **L'analyse des évolutions des capacités commerciales doit être étendue afin de tenir compte de la plus large diversité des situations qui peuvent être rencontrées (hiver ou été, heures pleines ou creuses, ventées ou non, etc.).**

Les évolutions possibles des mix électriques français et européens (en particulier le développement des énergies renouvelables concentré dans certaines régions) pourraient conduire, à l'horizon 2030, à des équilibres très différents d'aujourd'hui et fortement dépendants, à chaque instant, des conditions climatiques (vent fort ou faible, ensoleillement, température) de chacune des régions.

Dans ce contexte, l'évolution des capacités d'échanges commerciales ne peut pas être appréhendée en analysant uniquement l'heure de pointe hivernale. Cette analyse doit être étendue afin d'étudier une plus large diversité de situations susceptibles d'affecter les flux, la localisation et l'intensité des contraintes qui conditionneront l'évolution des capacités d'échanges commerciales.

EDF maintient ainsi son souhait (commentaire n° 34) de disposer d'une description des évolutions de capacités commerciales différenciée par saison (notamment été, hiver) et par poste horaire (heures pointe/creuses).

- **La signification des niveaux de capacités d'import et d'export agrégés pour chacun des scénarios (page 45) doit être clarifiée.**

EDF a relevé lors de la consultation menée par RTE son interrogation relative au fait que la somme des capacités détaillées par frontière ne permettait pas de reboucler précisément sur les niveaux agrégés par scénario indiqués en page 45.

En réponse à cette interrogation (commentaire n° 35), RTE précise que ces niveaux agrégés correspondent à des niveaux de capacité totale « raisonnablement envisageables » en import et export, sans préciser davantage la méthode sur laquelle est fondée cette appréciation.

EDF maintient donc sa demande de clarification sur ce point.

- **La cartographie des potentiels de raccordement de production sur le réseau 400 kV doit être actualisée afin de tenir compte des interconnexions décidées.**

RTE reproduit dans le cadre de la présentation de ce schéma décennal la cartographie des potentiels de raccordements de production sur le réseau 400 kV (page 35). Cette cartographie à

destination des producteurs doit être régulièrement actualisée afin d'informer ces derniers des potentiels de raccordement restants.

A cet égard, EDF rappelle que les interconnexions peuvent être considérées comme des « producteurs » lorsqu'elles fonctionnent en import. En conséquence, il est essentiel que cette actualisation tienne compte, au même titre que les projets d'installation de production, des projets de nouvelles interconnexions décidées.

- **Les hypothèses de coûts des projets doivent davantage explicitées.**

Les éléments de coûts relatifs aux projets sont indispensables (au même titre que les estimations de retombées économiques) à la bonne compréhension par les acteurs du niveau de pertinence économique justifiant les développements envisagés dans ce schéma. Ils doivent en particulier permettre d'apprécier la part des coûts relatifs aux renforcements internes des réseaux publics induits par le développement des projets d'interconnexion.

Cet effort de transparence pourrait s'inspirer des pratiques actuelles de l'ENTSO-E mises en œuvre dans le cadre de la présentation du schéma décennal de développement du réseau européen (fourchette de coûts).

## **8. La cohérence des plans européen et français vous semble-t-elle satisfaisante ?**

Dans un contexte de forte intégration des marchés et de développement des énergies renouvelables en Europe, les analyses menées par gestionnaires de réseaux ne peuvent pas être réalisées indépendamment d'une analyse plus large des évolutions possibles à l'échelle régionale et européenne. Ceci implique un niveau élevé de coordination et de cohérence des hypothèses retenues aux différentes échelles.

- **Cohérence des scénarios RTE et ENTSO-E**

Le recours à une approche de construction « bottom-up » de certains des scénarios européens (scénarios SO&AF 1 et 3 élaborés par ENTSO-E) garantit par construction une cohérence des hypothèses retenues vis-à-vis de certains scénarios élaborés par RTE (Croissance faible et Nouveau mix du BP 2014). EDF considère qu'il pourrait être également utile d'introduire au sein des scénarios étudiés par RTE un scénario construit par « déclinaison d'un cadre d'hypothèses européen » (scénario 2 ou scénario 4 du SO&AF).

- **Cohérence de la nature et de la granularité des informations publiées**

Dans un contexte d'intégration européenne, EDF insiste sur l'importance de mettre à disposition de l'ensemble des acteurs une représentation des évolutions potentielles des contraintes physiques et des coûts associés. Cette représentation devrait être, d'une part, être étendue au-delà d'un périmètre national donné et d'autre part, être suffisamment précise pour en caractériser les impacts. Cet effort de transparence initié par « National Grid » et Elia (voir question 6) constitue une bonne pratique qui mérite d'être généralisée à l'ensemble de l'Europe.

- **Cohérence des études menées, au service d'une fourniture sûre et compétitive en Europe**

EDF considère qu'un enjeu déterminant réside dans la mise en œuvre d'études communes pour mieux apprécier le concours des zones voisines interconnectées à la sécurité d'alimentation de chaque zone (en tenant compte des contraintes de congestions réseaux internes et aux frontières) et dimensionner en conséquence la capacité requise pour sécuriser son alimentation.

Le partage par RTE de ses expérience et expertise dans le domaine doivent permettre de contribuer à la dynamique initiée aujourd'hui au niveau régional (Pentalateral Energy Forum - CWE) et européen (ENTSO-E Road Map generation adequacy) vers une telle cible.

**9. Avez-vous des remarques sur le plan à trois ans ? Les projets contenus dans ce plan vous paraissent-ils refléter correctement les besoins de réseaux à cet horizon ?**

Dans un souci de clarté et de transparence, EDF souhaite que les éléments économiques sous-jacents aux choix des projets retenus pour répondre à ces besoins soient clarifiés.

A nouveau, il conviendrait à cet égard que l'estimation même approximative (fourchette) des coûts relatifs à chacun des projets soit publiée.

**10. Les fragilités identifiées à 10 ans pour les réseaux de répartition, leurs déterminants et les projets sélectionnés pour répondre à ces fragilités dans chaque région vous paraissent-ils suffisamment clairs ?**

EDF n'a pas de remarques sur ce point.

**11. Les modalités actuelles de consultation des acteurs par RTE sur le schéma décennal vous donnent-elles satisfaction ?**

EDF relève avec satisfaction les évolutions opérées au fil des mises à jour du schéma décennal en réponse aux remarques des acteurs et salue la démarche consistant à apporter systématiquement une réponse à chacun des commentaires et des questions formulés par les acteurs dans le cadre de la consultation.

ooOoo