

RTE et le Schéma de développement du réseau électrique

La cigale et la fourmi

Jean-Pierre Pervès

La Fontaine nous pardonnera, mais nous nous trouvons dans une situation révélatrice de la gouvernance de notre pays. La **fourmi** Réseau de Transport haute tension d'Électricité (RTE), à l'issue d'un travail considérable, qui s'appuie sur des scénarios et des hypothèses couvrant de nombreux domaines, dont certains sont éloignés de son cœur de métier (bâtiments, transports, transition environnementale et climatique), nous propose un investissement de 96 milliards sur 15 ans dans son Schéma de Développement du Réseau électrique (SDDR). Il est soumis à consultation depuis quatre mois par la Commission nationale du débat public. Il devrait être complété par un investissement de 100 milliards € dans les réseaux moyenne et basse tension de ENEDIS. Malheureusement, la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC) n'a pas jugé opportun de présenter en parallèle le plan de développement d'ENEDIS et celui de RTE ; pourtant l'un ne va pas sans l'autre. Comprenez qui pourra !

Pendant ce temps-là, la **cigale** étatique promène une nonchalance mêlée d'indécision, faisant danser de concert nucléaire et EnRi (un « en même-temps » mortifère) avec: une Stratégie Nationale Bas Carbone hors sol (la SNBC 3), publiée il y a moins d'un mois et déjà oubliée, un projet confidentiel de Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE3), sans base solide ni étude d'impact, qui surnage dans le marigot ministériel, une ADEME qui, comme d'habitude, nous invente un futur idéologique radical pour bientôt et, enfin, une France qui rêve avec des Schémas régionaux qui restent résolument arrimés à la défunte LTECV de 2015, tout en attendant des décisions fortes sur le nucléaire.

Mais simultanément une guêpe parasitoïde, la Commission européenne, a décidé de s'attaquer aux fourmis, chafouine d'avoir dû accepter un embryon de neutralité technologique incluant le nucléaire. Elle nous propose un « Paquet réseau » monstrueux, de 730 milliards d'euros pour les seuls réseaux de distribution électriques (et 240 milliards d'euros en prime pour les réseaux d'hydrogène), dont la France supportera une bonne part. Objectif : dépouiller la fourmi RTE et ses semblables dans les États-membres européens d'une large part de leurs attributions pour les confier à une administration transnationale, bien sûr éclairée ! Et ce « paquet cadeau » est bien sûr exclusivement en faveur de ses tribus EnRi dominatrices (vikings, teutons, ibères) !

Le SDDR, reposant ainsi sur des fondations bien fragiles, est-il bien la vision pertinente attendue compte tenu des lourds travaux de préparation réalisés ? S'est-il suffisamment libéré d'orientations anciennes, fortement remises en cause par la réalité d'une consommation atone d'électricité et d'une surproduction caractérisée par une instabilité croissante de la production ? **PNC-France estime que le SDDR devrait être mis en suspens, puis être réactualisé lorsque les arbitrages de l'État auront été présentés, cette fois sur la base d'une étude d'impact sérieuse.** C'est ce qu'il propose dans son cahier d'acteur, ci-après

PNC-France alerte aussi, c'est vital, sur une nécessaire remise en cause du « paquet réseaux » de la Commission européenne. Plutôt que de vouloir centraliser à l'excès la gestion des réseaux européens, **l'Europe devrait plutôt s'honorer d'une action d'intérêt commun, à savoir, demander aux États-membres d'assumer et d'assurer la stabilité de leurs réseaux électriques respectifs tout en épargnant les pays voisins**

de leurs surproductions intempestives. Stop au grignotement systématique du principe de subsidiarité par la Commission européenne ! Cette subsidiarité est pourtant clairement reconnue en matière énergétique, au bénéfice des États-membres, par le traité de Lisbonne.

Dessin Nicolas



Janvier 2026

CNDP et « Schéma De Développement du Réseau électrique » de RTE (SDDR)
Contribution de PNC-France à la consultation

1. Dans l'incertitude, comment s'engager pour dix ans ?

Le SDDR représente un travail considérable et présente, ce qui est louable, des solutions de référence dans chaque domaine. Mais le montant des investissements de la solution de référence est trop ambitieux dans les conditions économiques actuelles, avec un surinvestissement en EnRi. La forte priorité donnée à l'électrification des usages est correcte mais une baisse du coût de l'électricité est indispensable pour la réussir.

RTE n'a pu s'appuyer sur aucun document stratégique validé par le gouvernement.

- Les deux schémas de RTE et ENEDIS, liés technologiquement, auraient dû être présentés simultanément par la DGEC.
- Le SDDR s'inspire encore d'une version non approuvée de la PPE3.
- L'atonie de la consommation d'électricité devrait se poursuivre quelques années, alors que les objectifs et la file d'attente des raccordements d'EnRi sont trop importants.
- La responsabilisation des producteurs d'EnRi reste largement lettre morte. La question de la modulation des productions pilotable n'est même pas évoquée !
- Le « paquet réseaux » de la CE (730 Mds€ de réseaux), strictement dédié aux EnRi, est inacceptable et porte le risque d'un développement incontrôlable des modes communs.

PNC-France estime que les conditions nécessaires à l'élaboration du SDDR ne sont pas réunies et que la date de clôture de cette consultation, peu urgente, doit être reportée dans l'attente d'une clarification des objectifs nationaux et des résultats de la mission d'évaluation des « coûts des énergies renouvelables pour les finances publiques et leur impact sur le système électrique ». Il faut disposer d'une vision réaliste et globale d'un réseau sûr à l'horizon 2035.

2. Analyse des grandes options

2.1. Développement des EnRi et sécurité

La PPE3, le bilan prévisionnel, la vision 2050 de RTE et le SDDR doivent être révisés suite à la mission Lévy/Tuot d'évaluation du « *coût des énergies renouvelables pour les finances publiques et leur impact sur le système électrique* » alors que semble être retenus en 2030 par le Ministre de l'économie le scénario de référence de RTE et en 2035 un objectif ruineux de 18 GW d'éoliennes marines.

RTE relève un rythme excessif de développement de l'éolien en mer en « l'absence de démarche pour en optimiser le rythme d'installation ». Le tarif annoncé de 45 €₂₀₂₂/MWh est à comparer aux 195 €/MWh des 6 premiers parcs et aux 87 €/MWh de l'éolien terrestre, hors externalités. Et le dernier A.O. en mer a été infructueux.

L'éolien en mer implique 1,7 milliards par GW de liaisons au rivage, et des variations brutales de production sur le réseau national). PNC-France s'inquiète également, comme le montrent les réactions locales, d'études d'impact approximatives.

Les pics solaires ne sont pas abordés dans le SDDR. Avec les puissances invoquées et leur répartition géographique, c'est tout l'équilibre du mix qui est impacté : stockages, flexibilités à développer, contraintes imposées aux productions pilotables.

Le risque considérable des modes communs au niveau européen est masqué.

La première période du SDDR devrait intégrer un ralentissement drastique des projets d'EnR terrestres comme maritimes alors même que les files d'attentes sont excessives.

2.2. Envol des investissements?

Ce presque triplement des investissements d'ici 2030 est-il supportable financièrement pour le pays et gérable en compétences ? L'ambition de décarbonation du pays est en danger avec une électricité coûteuse. RTE devrait proposer une hiérarchisation des investissements donnant au gouvernement la possibilité d'en gérer la temporalité ? Cette feuille de route, très ambitieuse sur le plan industriel inclut une remise à plat du réseau telle qu'aucun autre pays ne l'a programmé

2.3. Priorité à l'industrie

Le raccordement de l'industrie, priorité assumée du SDDR, est correct. Les programmes régionaux, souvent idéologiques, sont très surévalués et le choix de RTE d'optimiser les investissements dans des pôles est plus prudent. Mais il ne faut pas accentuer la désertification industrielle de régions entières, qui hébergent des PME technologiques. **PNC estime que des projets de réseaux industriels locaux (RTE et Enedis) plus modestes sont plus intéressants pour l'emploi et l'économie qu'un développement excessif d'EnR reposant sur des technologies importées.**

2.4. Un hydrogène embryonnaire

Les objectifs sont revus à la baisse: sur 20 GW instruits depuis 2018 seul 0,4 GW auraient, lorsque le SDDR a été élaboré, une convention de raccordement, 3 GW une proposition technique et financière et 2 GW une étude exploratoire. Les demandes de raccordements sont concentrées sur Fos sur Mer et le nord, alors que la CE priviliege un coûteux réseau entre l'Espagne et l'Allemagne, qui bénéficiera essentiellement à ces deux pays. La France ne doit pas participer financièrement à ce projet.

2.5. Jouvences, modernisation et adaptation au climat

PNC-France estime que les objectifs des deux réseaux RTE et ENEDIS peuvent être très différents en fonction du mix retenu, en particulier si le nucléaire reste la colonne vertébrale du mix au milieu du siècle, ce qui simplifierait ces SDDR. Les orientations futures (vision 2050 et PPE3) et les décisions de protection qui seront prises sur les interconnexions transfrontalières, en vue d'un optimum économique, ne sont pas acquises : le SDDR est prématuré.

La proposition d'adaptation au changement climatique de RTE, considérée comme ambitieuse sur le plan industriel, n'a pas été retenue par les pays voisins : est-ce une surinterprétation des conséquences climatiques alors que les conditions hivernales s'adoucissent ?

2.6. Les batteries stationnaires ?

RTE expose la problématique des batteries, selon leurs vocations:

- Participer à l'équilibrage en temps réel (injecter ou soutirer à tout instant). Le besoin est limité à 1 à 2 GW (actuellement 1 GW selon RTE).
- Participer au marché de l'énergie (déplacement d'énergie au cours de la journée).

- Participer à la gestion des congestions journalières, surtout pour écrêter les pics solaires.

La première fonction, développée actuellement, est justifiée car elle libère les réserves de puissance primaire et secondaire qui lui étaient apportées par les groupes tournants des centrales nucléaires et s'élevaient à 2 % de leur puissance nominale. Cette réserve de puissance est progressivement libérée pour être mise sur le marché.

RTE souhaite développer les deux dernières fonctions avec des réglementations spécifiques, des plages horaires fixées ex-ante et des incitations géographiques. Cela conduit à développer un nouveau marché, dont le coût sera porté par le TURPE ou le marché de capacités (?), avec une nouvelle tarification réseau, spécifique (TURPE 7). Nous estimons que ce seront pour l'essentiel des moyens de compensation de l'intermittence et que les producteurs d'EnRi devraient en supporter le coût (le nucléaire n'est pas rétribué pour le suivi de charge). C'est d'autant plus vrai que ces batteries doivent apporter une réserve de plus longue durée (3 à 4 heures d'autonomie) et seront plus chères.

PNC rappelle que les moyens de pointe pilotables (gaz ou biogaz) ont l'avantage d'une efficacité en toutes saisons, avec peu d'émissions de GES. Leur bilan économique devrait être comparé à celui du couple solaire/ batteries, couple qui a des performances limitées à la journée et très faibles en hiver, mais qui exige de fortes capacités de stockage en été (des dizaines de GW). **Cette question n'est pas abordée par RTE alors que l'urgence est de décarboner les autres secteurs et non un mix électrique décarboné à 95 %.**

2.3. Raccordement EPR2

L'introduction de 6 EPR2 est traitée sérieusement dans le SDDR et ne pose pas de difficultés (même avec 8 EPR2 supplémentaires que PNC estime devoir être programmés). Les besoins réseaux, limités, résultent des concentrations de puissance correspondantes et des implantations sur des sites existants. Ils peuvent de plus être mutualisés avec les besoins d'ensemble du SDDR. Ils devraient peu impacter ENEDIS. Les investissements prévus, limités, seront sans regret.

2.4. Structure du réseau THT, incertitudes et besoin réel

La consommation et le niveau d'expansion des EnRi sont les clés du réseau THT à 15/20 ans. Ces deux données restent incertaines, mais les 5 ans à venir devraient être peu évolutives. Les réseaux descendants des sites nucléaires optimisent le SDDR par rapport à un développement inconsidéré des EnRi. La sécurité du parc bénéficierait d'unités de pointe pilotables supplémentaires (12 GW pilotables ont été arrêtés depuis 2012), avec une modulation raisonnable du nucléaire. L'ASNR, comme le HCEA s'en inquiètent.

2.3. Les interconnexions

Notre pays est un carrefour énergétique européen **et la gestion des modes communs devient déjà un enjeu technique vital**. Pour mémoire, les modes communs de défaillance résultent en particulier d'un espace géographique limité, avec deux fuseaux horaires et des influences atlantiques ou continentales souvent communes. Les moyens intermittents chez nos voisins pourraient rapidement dépasser 1.000 GW.

L'augmentation à l'horizon 2030 des capacités d'export et d'import à 29 GW et 24 GW (+ 40 % environ par rapport à 2025), est dangereuse et inutile face aux intermittences considérables de nos voisins.

La CE n'a pas su réguler et coordonner les développements anarchiques d'EnRi, qui auraient dû être associés à ceux des réseaux et moyens de compensation des intermittences dans chaque pays. Les déséquilibres sont déjà évidents : prix négatifs, loop flows,

Aucune extension de nos interconnexions n'est justifiée d'ici 2030, sauf à congestionner notre réseau, aux dépens des flux contractuels, et à surdimensionner le réseau THT. De nouvelles liaisons avec l'Espagne et l'Allemagne doivent être évitées. Les objectifs des pays mitoyens mettent en danger la sécurité de notre réseau.

Conclusions

PNC-France s'inquiète d'un marché européen qui n'a pas assigné aux États-membres les responsabilités qui leur reviennent et qui ignore le principe de subsidiarité. Des réserves de sécurité du réseau (quelques GW) ont été partagées en fonction des politiques nationales depuis plusieurs décennies, avec succès, mais, depuis une quinzaine d'années, le développement en Europe de modes de défaillance communs est très préoccupant, avec des risques accrus de blackout.

Chaque État-membre porte la pleine responsabilité de l'intermittence qu'il a développée à marche forcée sur son sol, (des dizaines, voire des centaines de GW). L'Allemagne, l'Espagne et le Danemark sont déjà responsables de l'invasion de flux non contractuels et du développement des « loop flows ». Ce « paquet réseau » est au seul avantage des États ayant privilégié le tout renouvelable. Le gouvernement doit s'opposer à ce « paquet réseaux » européen, qui ne respecte pas la souveraineté énergétique de chaque État-membre, garantie par le traité de Lisbonne.

Le calendrier du SDDR met clairement la charrue avant les bœufs (loi Grémillet , SNBC3, PPE3, mission Levy/Tuot, etc. ...) et ignore les conclusions des 2 commissions parlementaires ad hoc. Il n'y a aucune urgence à appliquer SDDR. Les décisions importantes , de relance du nucléaire et de clarification de notre politique énergétique, doivent être prises en amont.