



Fiche pédagogique

LES DIFFÉRENTS SCHÉMAS DE PLANIFICATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES



Avec la transition énergétique, les éléments centraux du système électrique français que sont les réseaux de transport et de distribution d'électricité¹ connaissent de profondes mutations. Il est ainsi estimé que sur la période allant de 2017 à 2030, ils nécessiteront entre 5,9 et 6,3 Mds € d'investissement par an².

Afin de limiter l'augmentation de la facture des consommateurs finals - la part correspondant à la prise en charge des coûts de réseau représente en moyenne en France 29 %³ de la facture du consommateur - il est nécessaire d'optimiser ces investissements via une planification cohérente. L'OIE fait le point sur les schémas de développement aux niveaux régional, national et européen des réseaux de transport.

1. OIE, Les réseaux au cœur du système électrique, mars 2017
2. UFE, L'électricité au service d'une transition écologique et solidaire, 2017
3. OIE, Prix et coûts de l'électricité, juin 2018



POURQUOI UNE PLANIFICATION DES RÉSEAUX ?

La planification des réseaux peut être définie comme l'anticipation des futurs besoins en lignes, câbles et postes d'un système électrique, dans le but d'adapter les réseaux aux évolutions du système (consommation, mix énergétique, échanges aux frontières), et ce de manière optimale d'un point de vue technico-économique. Elle concerne à la fois le raccordement de nouvelles unités de production ou de consommation, le renforcement des infrastructures existantes et la création de nouveaux ouvrages. Pour être effective, la planification doit également prendre en compte les interactions entre ces futures installations. Un tel exercice est complexe, c'est pour cette raison qu'il existe plusieurs documents de planification des réseaux intervenant à différents échelons :

- **Régional, avec notamment les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR) ;**
- **National, avec le Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) ;**
- **Européen, avec le Ten-Year Network Development Plan (TYNDP).**

Ces documents constituent des trajectoires de développement pour couvrir les futurs besoins en matière de réseaux. Certains d'entre eux peuvent être révisés ou adaptés en cours de période. Leur cohérence permet de construire un ensemble de boucles de rétroaction entre les différentes hypothèses, créant ainsi un lien effectif entre échelles géographiques.

Dans les années à venir, l'utilité et les

besoins en planification seront renforcés par les évolutions que connaissent les réseaux. En effet, l'architecture historique des réseaux descendants, qui connectent des moyens de production centralisés vers des consommateurs finals, laisse progressivement place à une architecture de réseaux combinant moyens de production centralisés et décentralisés et soumis à des flux multidirectionnels.

A l'horizon 2050, l'étude de l'ADEME⁴ sur un mix 100 % renouvelable chiffre le coût des investissements dans les réseaux générés par une telle évolution à 13,7 Mds d'€ par an (en coût actualisé).

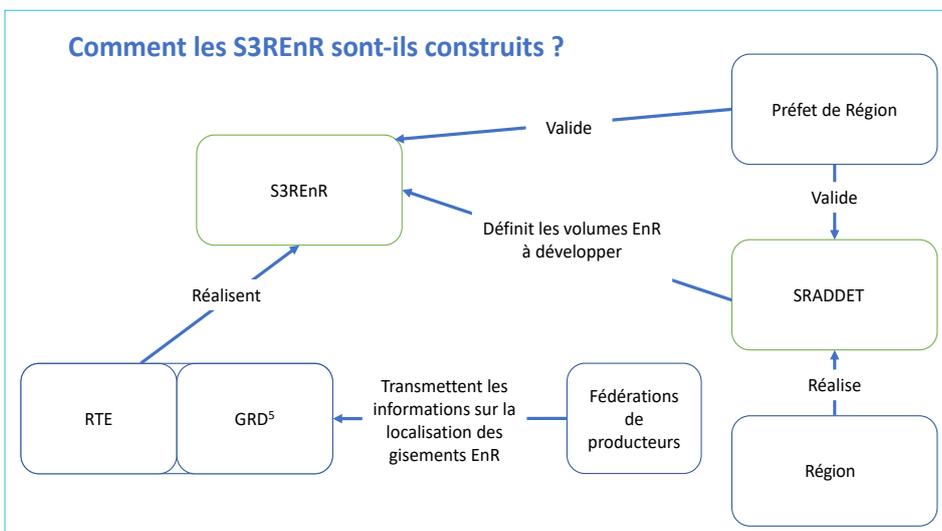
« QUI FAIT QUOI ? » : TABLEAU COMPARATIF DES DIFFÉRENTS SCHEMAS

	S3REnR	SDDR	TYNDP
Qui réalise le document ?	RTE avec ENEDIS et les ELD	RTE	ENTSO-E
Quels documents sont pris en compte ?	SRADDET	Bilan Prévisionnel (BP), PPE, S3REnR, TYNDP	Plans nationaux
Qui valide le document ?	Préfet de Région	Examen par la CRE	Avis de l'ACER
Quelle fréquence de réalisation ?	Dans les 6 mois qui suivent l'approbation du SRADDET	Tous les ans	Tous les deux ans

LES S3REN R : UNE PLANIFICATION RÉGIONALE DES RÉSEAUX POUR FACILITER L'ACCUEIL DES ENR ET RÉPARTIR LES COÛTS ENTRE PRODUCTEURS

Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR) poursuivent un double objectif : planifier localement les besoins en réseaux (création de nouveaux ouvrages et renforcement d'ouvrages existants) induits par le développement de nouveaux moyens de production d'énergies renouvelables et répartir les coûts des nouveaux ouvrages entre les différents producteurs.

La planification régionale des réseaux a pour vertu de répartir équitablement les coûts de réseaux entre acteurs. Cette mutualisation est nécessaire pour éviter que certains producteurs ne soient lésés par leur ordre d'arrivée à proximité du réseau électrique. En d'autres mots, sans processus de mutualisation, les producteurs arrivés les premiers pourraient bénéficier des infrastructures déjà existantes, tandis qu'une fois les



infrastructures existantes saturées, les suivants devraient eux-mêmes financer des infrastructures (postes, lignes) de réseaux, ce qui constituerait un frein très fort à la création de nouveaux

moyens de production décentralisés. Réciproquement, sans mutualisation, des producteurs arrivés en premier pourraient se retrouver à financer un renforcement du réseau, qui bénéficierait aux suivants.

4. ADEME, Mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations, juin 2016
 5. Gestionnaires des réseaux de distribution (Enedis, ELD)



Afin de faire prendre en charge par les producteurs les coûts des créations d'ouvrages qu'ils engendrent pour les réseaux de transport et de distribution, un système de quote-part a été mis en place dans les schémas. La quote-part (en €/MW) est le rapport entre la somme des ouvrages mutualisés et la capacité d'accueil du schéma considéré. Ainsi, en plus du coût de leur raccordement propre, les producteurs EnR prennent en charge une quote-part, **qui correspond au prorata de leur capacité installée. Les coûts générés par les ouvrages construits pour garantir le bon fonctionnement du réseau après leur raccordement sont ainsi répartis de manière équitable entre les projets.** Un signal économique qui tient compte des caractéristiques des réseaux à la maille régionale et qui incite à optimiser la localisation des projets est ainsi transmis aux producteurs.

Les S3REnR sont encadrés par l'article L. 321-7 du Code de l'Énergie ainsi que par le Décret n° 2018-544 du 28 juin 2018⁶. En 2014, en accord avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution (ENEDIS et les Entreprises Locales de Distribution), RTE avait ainsi élaboré les schémas des 21 régions⁷ relevant de l'ancienne organisation des territoires. Après avis des Autorités Organisatrices de la Distribution d'Électricité (AODE), ces 21 schémas avaient été approuvés par les Préfets de régions et étaient entrés en application.

Afin de calculer la quote-part que les producteurs paient et de réaliser une planification régionale des besoins en réseaux créés par les énergies renouvelables, les S3REnR doivent servir à identifier les ouvrages à créer ou à renforcer sur les réseaux pour atteindre les objectifs en matière d'énergies renouvelables fixés par les SRADDET (voir encadré). Pour cela, ils doivent détailler les postes sources, les postes du réseau public de transport, ainsi que les liaisons entre ces différents postes et le réseau public de transport, existants ou à construire. Le coût détaillé prévisionnel par ouvrage doit également y figurer. Pour finir, le schéma doit préciser la capacité d'accueil globale et les capacités réservées aux EnR rendues disponibles par le schéma, accompagnées d'une carte de tous les ouvrages qu'il comprend⁸.

Les offres de raccordement intelligentes (ORI)

Les S3REnR portent sur les coûts de création de nouveaux ouvrages et de renforcement d'ouvrages existants dédiés aux besoins d'évacuation de la production EnR, mais les coûts de raccordement reliant une installation spécifique au réseau restent à la charge du producteur. Celui-ci peut cependant chercher à diminuer ces derniers grâce aux Offres de Raccordement Intelligentes (ORI). Les ORI permettent de co-optimiser les coûts de réseaux et de production. Signée par le producteur et le gestionnaire de réseau de distribution concerné, l'ORI prévoit une puissance minimale garantie d'évacuation, d'énergie qui est inférieure à la puissance maximale que peut fournir le producteur. Le gestionnaire de réseau pourrait proposer ce type de raccordement garantissant une évacuation moindre d'énergie si elle limite les travaux et donc les coûts, mais aussi les délais pour la mise en service de l'installation (ce qui représente un gain pour le producteur). Ces offres peuvent créer un bénéfice à la fois pour le producteur et pour la collectivité en permettant d'éviter la construction de réseaux qui ne seraient utilisés que quelques heures dans l'année. Ainsi, les ORI constituent une possibilité supplémentaire pour les producteurs, par rapport aux offres de raccordement de référence (ORR), qui prévoient, quant à elles, l'évacuation de la totalité de production.

Les SRADDET

Les Schémas Régionaux d'Aménagement de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET), ont été créés par la loi NOTRe en fusionnant divers schémas d'aménagement et de planification régionaux, parmi lesquels les Schémas Régionaux Climat Air Énergie (SRCAE). Les SRADDET sont élaborés par les régions et approuvés par les représentants de l'État, associés lors du processus d'élaboration. Ils visent notamment à donner des objectifs de moyen et long terme aux régions en matière de maîtrise et de valorisation de l'énergie ainsi que de lutte contre le changement climatique. A ce titre, des objectifs de valorisation du potentiel territorial en matière d'énergies renouvelables y seront intégrés. Les SRADDET devront être adoptés au début de l'année 2019 dans chacune des régions, soit trois années après le renouvellement des conseils régionaux.

Par exemple le S3REnR pour la région Provence Alpes Côte d'Azur, adopté en 2014, s'est basé sur le différentiel entre l'existant et les objectifs régionaux en matière d'énergies renouvelables pour aboutir à une capacité d'accueil de 1932 MW. Rapportés aux investissements supplémentaires de création d'ouvrages sur le réseau de transport et de distribution nécessaires, cela a permis de définir une quote-part régionale de 18 480 €/MW que les producteurs ont intégrée à leurs projets.

Au 1^{er} février 2018, cette quote-part variait de 0 €/MW (en Alsace) à 70 460€/MW (en Midi Pyrénées)⁹, reflétant ainsi l'hétérogénéité des investissements à réaliser pour adapter les réseaux électriques au développement de nouveaux moyens de production EnR. Lorsque qu'un projet de parc se fait jour à un emplacement ne disposant pas de capacités réservées suffisantes, RTE peut procéder à un transfert¹⁰ de capacité depuis un ou plusieurs autres postes électriques de la région.

S'il n'est pas possible d'opérer de tels transferts, RTE dispose également de la possibilité d'adapter les schémas dans les limites suivantes :

- ne pas augmenter la capacité d'accueil de plus de 300 MW ou 20 %
- ne pas réaliser une augmentation de la quote-part unitaire à plus de 8 000 €/MW
- ne pas générer d'investissement sur le réseau supérieur à 200 000 € par MW de capacité créée.

Enfin, en accord avec les GRD concernés, RTE peut être amené à procéder à une révision du schéma à la suite :

- d'une demande du préfet de région
- d'une révision du Schéma Régional Climat Air Énergie (désormais fusionné dans le SRADDET)
- de l'identification par l'état technique et financier d'une difficulté de mise en œuvre
- de l'attribution des deux tiers de la capacité d'accueil globale du schéma.

6. Décret n° 2018-544 du 28 juin 2018 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas

7. Le périmètre des régions a évolué depuis la loi NOTRe jusqu'à n'avoir plus que 12 régions. Les futurs S3REnR devront tenir compte de cette évolution.

8. La liste des postes sources et de leur capacité d'accueil est disponible (sans valeur contractuelle) sur le site tenu par RTE et ENEDIS : <https://www.capareseau.fr/>

9. Rappelons tout de même que ces coûts restent, pour l'heure, inférieurs d'au moins un facteur 10 au coût de construction des nouveaux moyens de production eux-mêmes.

10. Ce type de transfert est prévu par l'article D. 321-21 du code de l'Énergie



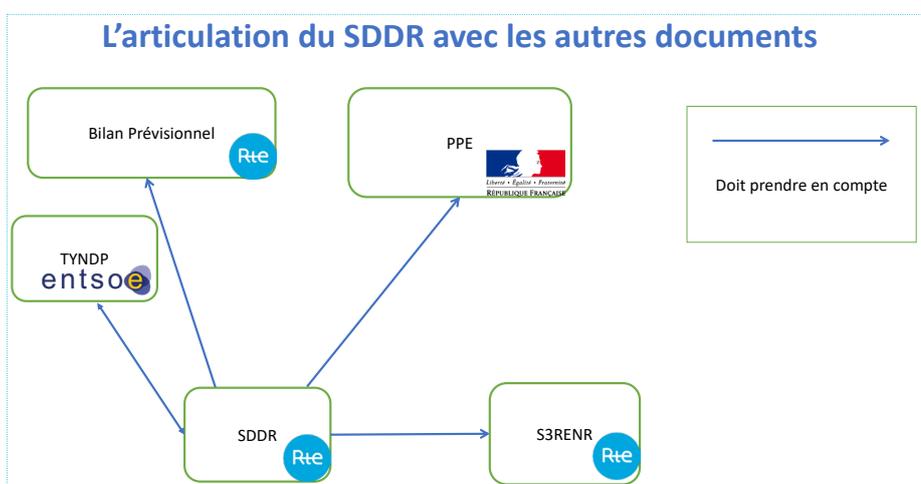
Et la planification du réseau de distribution ?

Chaque année, les gestionnaires de réseaux publics d'électricité (RTE, ENEDIS et les ELD) établissent conjointement un état technique et financier de la mise en œuvre du schéma, adressé au préfet et publié sur le site de RTE.

En plus de leur rôle dans l'élaboration des S3REnR, les gestionnaires de réseaux publics de distribution (ENEDIS et les ELD), réalisent une planification locale des réseaux de distribution. En application de l'article L. 332-8 du code de l'énergie, les GRD ont ainsi pour mission « d'assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux, en informant annuellement l'autorité organisatrice de la distribution de leur réalisation ». La relation contractuelle est prévue par le contrat de concession signé entre les autorités concédantes et les GRD.

UNE PLANIFICATION À LA MAILLE NATIONALE DES RÉSEAUX DE TRANSPORT : LE SDDR

L'articulation du SDDR avec les autres documents



L'article L. 321-6 du Code de l'énergie confie au gestionnaire du réseau de transport, RTE, la mission d'élaborer un document national : le Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR). Ce document, qui prévoit les développements futurs du réseau de transport, doit prendre en compte différents documents de programmation en matière d'énergie que sont la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE), le Bilan Prévisionnel (BP) établi par RTE, les S3REnR. Le schéma est soumis à l'examen de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), qui vérifie sa cohérence avec le schéma décennal de développement du réseau européen, le TYNDP (voir encadré).

Alors que les S3REnR se concentrent sur les seuls moyens de production EnR, le SDDR intègre « l'offre et la demande

existantes ainsi que les hypothèses raisonnables à moyen terme de l'évolution de la production, de la consommation et des échanges d'électricité sur les réseaux transfrontaliers ». Sur la base de ces hypothèses, ce document liste les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les 10 prochaines années, ainsi qu'une vision prospective du réseau à horizon long terme du bilan prévisionnel.

En pratique, RTE croise les données issues des différents documents de planification, afin de proposer des hypothèses de localisation de la consommation et de la production, pour être en capacité de modéliser les futurs besoins en réseaux. Dans cette optique, le SDDR reprend les hypothèses issues des scénarios du BP en

matière de consommation et de production d'électricité et en propose une déclinaison territoriale et locale. Par exemple, pour les données de consommation, en lien avec les gestionnaires de réseau de distribution qui ont une connaissance fine en la matière, RTE réalise une déclinaison régionale des différentes trajectoires du BP, tout en intégrant les dynamiques territoriales. Cela permet d'établir une courbe de charge future par région. Au niveau des futures capacités de production, la méthode est similaire, avec l'ajout de données issues des documents programmatiques locaux d'énergies renouvelables (SRADDET). Ces hypothèses sont ainsi utilisées pour réaliser une modélisation du réseau futur, basée sur le réseau existant, et les limites qu'il pourrait rencontrer à l'avenir.

Le SDDR comprend également une seconde partie, regroupant les projets qui seront réalisés dans les trois prochaines années. Dans la continuité du SDDR, le programme d'investissement annuel de RTE prévoyant la construction de ces nouvelles infrastructures à horizon de trois ans doit être approuvé par la CRE. Dans le cas où un investissement prévu par le schéma n'est pas réalisé et que cet investissement demeure pertinent, la CRE peut mettre en demeure RTE. Si cette mise en demeure n'obtient pas de réponse dans un délai de trois mois, la CRE dispose de la possibilité d'organiser un appel d'offres ouvert à des investisseurs tiers.

Le Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)

Le schéma décennal de développement des réseaux européens est le document élaboré par l'association européenne des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E). Ce document évalue les projets ayant un impact transfrontalier (qu'il s'agisse d'interconnexions ou de lignes internes) en fonction de leur intérêt technico-économique à l'échelle européenne. L'édition 2016 du TYNDP propose quatre scénarios prévoyant notamment une pénétration plus ou moins importante des EnR dans le mix électrique européen. À l'aune de ces scénarios, ENTSO-E réalise une étude coût-bénéfice de chacun des projets proposés par les GRT nationaux membres d'ENTSO-E ou par des promoteurs privés, sur la base d'une méthodologie approuvée par la Commission européenne. L'intérêt d'un projet pouvant dépendre selon les différents scénarios, l'inscription d'un projet au TYNDP n'équivaut pas à une garantie de réalisation future : le TYNDP est non contraignant.