



Le réseau de l'intelligence électrique

Schéma décennal  
de développement  
du réseau  
**Édition 2014**

I/	<b>SYNTHÈSE</b>	<b>1</b>	V/	<b>FLUIDIFIER LES FLUX &amp; FACILITER LES SECOURS EN EUROPE</b>	<b>55</b>
II/	<b>LES ENJEUX DU DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU</b>	<b>9</b>		Les énergies renouvelables introduisent un double changement d'échelle pour les réseaux	58
	RTE publie la 4ème édition du Schéma décennal de développement du réseau	10		« Les capacités d'interconnexion doivent doubler pour permettre la transition énergétique en Europe » (ENTSO-E, TYNDP 2014)	60
	Les missions de RTE	13		Renforcer l'interconnexion avec les Îles Britanniques	62
	Pourquoi des réseaux ?			Le projet IFA2 de nouvelle interconnexion France-Angleterre	64
	Pourquoi « interconnecter » les territoires ?	14		Le projet FAB : interconnecter France et Angleterre, évacuer la future production hydrolienne au large d'Aurigny	65
	Les quatre défis de la transition énergétique pour le réseau	16		Le projet de création d'une interconnexion France-Irlande	66
	Comment être au rendez-vous de la transition énergétique ?	18		Renforcer l'interconnexion avec le Benelux	68
	Une nécessaire rationalisation des procédures administratives	20		Renforcer l'interconnexion avec l'Allemagne	70
	L'évaluation environnementale du Schéma décennal de développement du réseau	22		Renforcer l'interconnexion avec la Suisse	72
	Des investissements industriels, des emplois induits	24		Renforcer l'interconnexion avec la l'Italie	74
III/	<b>LE RÉSEAU D'AUJOURD'HUI EN QUELQUES CHIFFRES</b>	<b>25</b>		Le projet Savoie-Piémont	76
	Le réseau de transport d'électricité au 31 décembre 2013	26		Renforcer l'interconnexion avec l'Espagne	78
	Renouvellement et gestion des actifs du réseau existant	28		Le projet d'interconnexion avec l'Espagne à l'est des Pyrénées	80
	Potentiels de raccordement pour l'accueil de production	30	VI/	<b>FLUIDIFIER LES FLUX ET FACILITER LES SECOURS INTERRÉGIONAUX</b>	<b>83</b>
	Qualité de l'électricité et performance du réseau	32		Le projet Lille – Arras	86
	Principales mises en service en 2014	34		Le projet Charleville – Reims	87
IV/	<b>HYPOTHÈSES ET SCÉNARIOS</b>	<b>37</b>		Adaptation du réseau alsacien	88
	L'évolution de la consommation électrique en France continentale à moyen terme	38		Passage à 400 kV de la ligne à 225 kV existante entre Cergy et Persan	90
	Évolution de la production d'électricité en France à moyen terme	40		Travaux de maintenance pour sécuriser et optimiser le réseau 400 kV existant entre Lyon et Montélimar	92
	Quatre scénarios prospectifs long-terme	42		Le projet Midi Provence	93
	Les perspectives long-terme de l'évolution de la consommation électrique en France continentale	46		Restructuration du réseau de transport du Massif Central	94
	Les perspectives long-terme de l'évolution de la production en France	48		Perspectives d'évolution des flux sur la façade Est du pays	96
	Des équilibres régionaux potentiellement tr7s différents d'aujourd'hui	52		Les besoins de renforcement du réseau de transport entre la Normandie et le sud parisien	98
				Perspectives d'évolution des flux le long de la façade atlantique	100



<b>VII/ SÉCURISER L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE EN PÉRIODE DE POINTE</b>	<b>104</b>	<b>XI/ PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT PAR RÉGION ADMINISTRATIVE</b>	<b>157</b>
Le filet de sécurité PACA	106	Alsace	157
Le filet de sécurité Bretagne	108	Aquitaine	171
Le projet « Deux Loire »	110	Auvergne	185
Le projet Haute Durance	112	Basse Normandie	197
Le projet sud Pays-de-Loire	114	Bourgogne	213
		Bretagne	227
		Centre	241
<b>VIII/ ACCUEILLIR LA PRODUCTION</b>	<b>117</b>	Champagne Ardenne	255
Les Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) : une synthèse nationale	120	Franche Comté	267
Accueillir la production éolienne offshore	124	Haute Normandie	283
Accueil du potentiel hydrolien	126	Ile-de-France	197
		Languedoc Roussillon	311
		Limousin	325
<b>IX/ VEILLER À LA SÛRETÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE</b>	<b>127</b>	Lorraine	339
		Midi Pyrénées	353
		Nord Pas de Calais	369
		Pays de la Loire	383
		Picardie	398
		Poitou Charente	411
		Provence Alpes Côte d'Azur	425
		Rhône Alpes	441
<b>X/ TABLEAU DE SYNTHÈSE DES PRINCIPALES INFRASTRUCTURES</b>	<b>131</b>	<b>XII/ ANNEXES</b>	<b>457</b>
		Compte-rendu de la consultation sur le Schéma décennal 2014	458
		Évaluation des flux à travers le territoire français 2030	460
		Le TYNDP, une vision partagée du développement à dix ans du réseau de transport de l'électricité en Europe	467
		Le système électrique	474
		Les études de développement du réseau	482
		Les actions de RTE en matière d'environnement	492





|

# Synthèse

# RTE

publie son 4<sup>ème</sup> Schéma décennal de développement du réseau

Conformément aux missions qui lui sont confiées par le législateur, RTE élabore tous les ans et rend public un schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité en France.

*Ce Schéma décennal répertorie les projets de développement du réseau que RTE propose de réaliser et de mettre en service dans les trois ans, et présente les principales infrastructures de transport d'électricité à envisager dans les dix ans à venir ; au-delà, il esquisse les possibles besoins d'adaptation du réseau selon différents scénarios de transition énergétique.*

## AU TOTAL, PLUS DE 2000 KM D'OUVRAGES TRÈS HAUTE TENSION CRÉÉS OU RENFORCÉS DANS LA DÉCENNIE

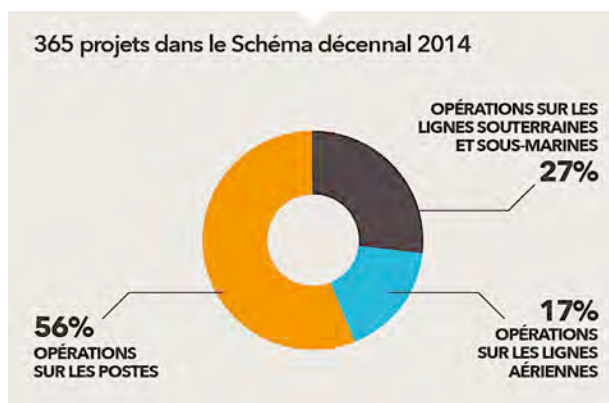
Dans la décennie à venir, RTE prévoit :

- 1000 km de nouveaux ouvrages souterrains et sous-marins en courant continu et les stations de conversion associées ;
- Et environ 700 km de renforcements du réseau électrique existant ou de nouveaux circuits en courant alternatif aérien 400 kV en substitution d'ouvrages existants.
- Dans le même temps doivent être construits près de 400 km de liaisons souterraines et un peu plus de 100 km de liaisons aériennes en courant alternatif 225 kV.

> Tous niveaux de tension confondus, ce sont 365 projets qui sont listés dans ce Schéma décennal :

- 58 opérations sur les liaisons aériennes incluant plusieurs projets de dépose ;
- 102 constructions de liaisons souterraines ;
- 205 aménagements de postes électriques.

Au total, près de 80% du réseau est développé en souterrain ou sous-marin.



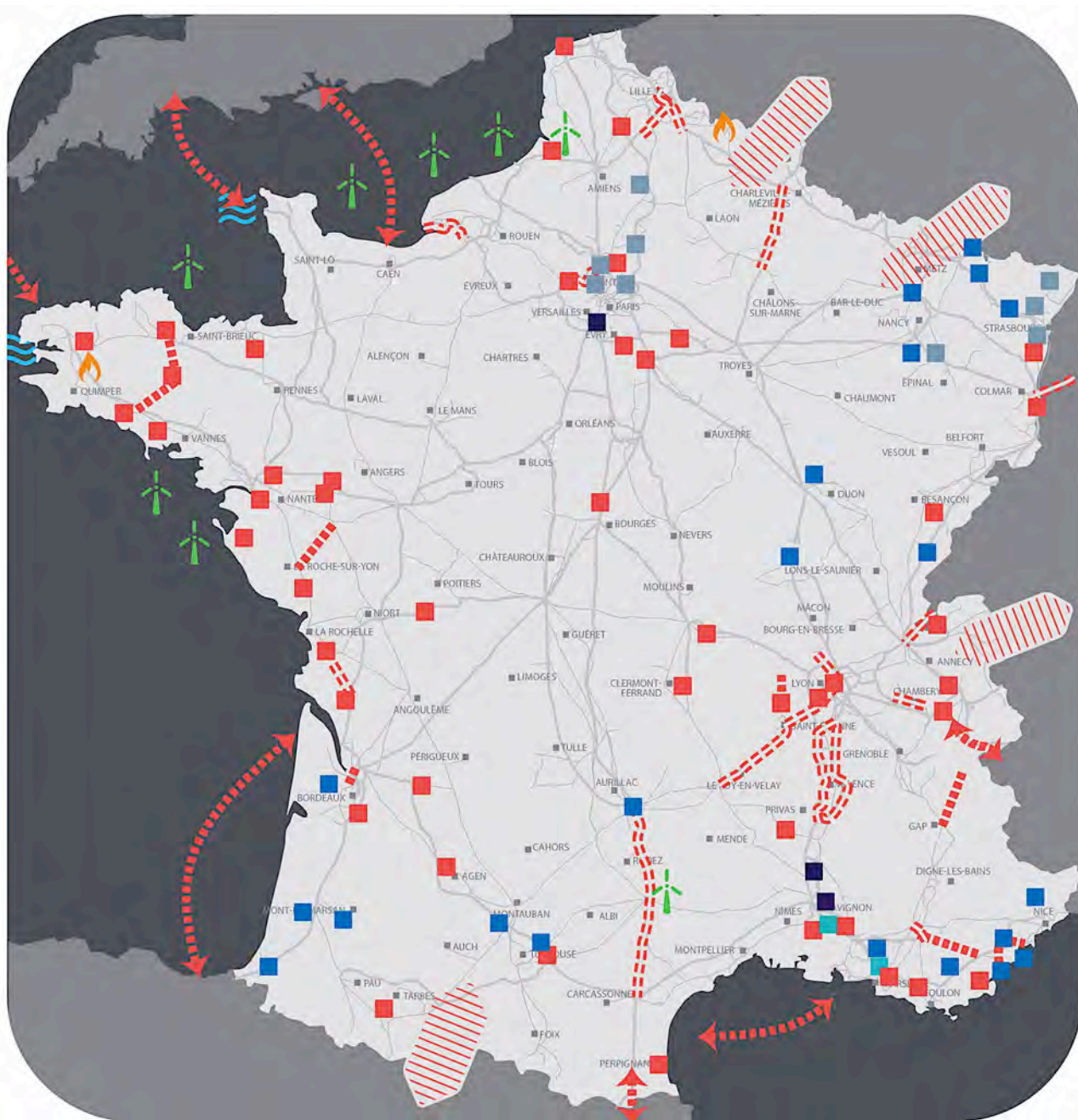
## DES INVESTISSEMENTS CLÉS POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Les investissements réseau permettent dans les 10 ans de :

- > répondre aux ambitions des *Schémas Régionaux Climat Air Énergie (SRCAE)*,
- > créer 4 GW de capacité d'accueil de production éolienne offshore supplémentaire et 10 GW de capacité d'interconnexion additionnelle,
- > sécuriser l'alimentation des territoires à la démographie dynamique.

La carte qui suit présente les principaux projets à 10 ans présentés dans le *SDDR*.

CARTE DES PRINCIPAUX PROJETS



**RÉSEAU EXISTANT**

- Ligne 400 kV
- Ligne 225 kV

**RÉSEAU EN PROJET**

- Projet de renforcement de ligne
- Projet de création de nouvelle ligne
- ||||||| Projet à l'étude
- □ □ □ □ Projet de création ou d'adaptation de poste électrique

**Finalité**

- Sécurité d'alimentation
- Gestion des tensions basses
- Gestion des tensions hautes
- Maîtrise des intensités de court-circuit
- Stabilité du réseau

**Accueil de production**

- 🔥 Cycle combiné gaz
- 🌿 Énergies renouvelables
- 🌊 Hydroliennes

## DES RÉGIONS SOLIDAIRES AVEC LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

### > Un « mix<sup>1</sup> » énergétique appelé à évoluer d'ici 2020.

La fermeture, d'ici 2016, des plus anciennes centrales au charbon ou au fioul est programmée en vertu des directives européennes réglementant les rejets polluants. La centrale nucléaire de Fessenheim doit également cesser sa production en 2017 alors que l'EPR de Flamanville sera mis en service. Conformément au cadre politique et législatif, RTE prévoit également un développement soutenu des énergies solaire et éolienne. Les premières éoliennes off-shore doivent ainsi produire leurs premiers kWh en 2018.

### > Cette transformation du mix énergétique entraîne une modification des flux d'électricité.

Ils seront de plus en plus volatils et amples du nord au sud de la France (et aussi de l'Europe, comme expliqué par ENTSO-E<sup>2</sup> dans son propre plan à dix ans).

### > Le réseau 400 kV, qui assure les échanges d'électricité et la solidarité entre les régions, sera ainsi de plus en plus sollicité.

RTE s'attache donc à renforcer la capacité du réseau là où risquent d'apparaître des goulots d'étranglement, pour à la fois permettre à chaque instant la fluidité des échanges entre territoires excédentaires et déficitaires en électricité et sécuriser l'approvisionnement des régions traversées. C'est le rôle des projets Lille-Arras, Charleville-Reims, Cergy-Persan dans le Val d'Oise, de restructuration du réseau alsacien au nord du pays ou encore des projets Lyon-Montélimar et, au sud, Midi-Provence.

### > RTE réalise aussi de nombreux investissements dans les postes ou sur les liaisons existants : capacités de transformation supplémentaires, nouveaux disjoncteurs, etc.

Il s'agit de ménager de nouvelles possibilités de raccordement pour ses clients (entre autres, dans le cadre des Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables), et de maintenir les capacités de contrôle de la tension et des flux sur le réseau. RTE entend ainsi pérenniser le haut niveau de sûreté du système électrique français au service de ses clients, grands industriels et distributeurs au premier chef.

<sup>1</sup> Le mix énergétique définit l'ensemble des sources d'énergies différentes utilisées pour produire l'électricité (énergies renouvelables, thermique...)

<sup>2</sup> ENTSO-E : l'association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens.



### > À plus long terme, le réseau devra évoluer pour mettre en œuvre la transition énergétique décidée par les pouvoirs publics.

Les ouvrages d'ores et déjà en travaux ou planifiés dans la décennie à venir apparaissent nécessaires quels que soient les scénarios d'évolution du mix énergétique. Des décisions d'investissement complémentaires pourront être requises si une transition énergétique plus ambitieuse est engagée. En particulier, si une réduction de la puissance nucléaire installée est décidée, le sud du pays sera probablement le plus concerné, compte tenu de la grande capacité de production nucléaire installée dans les vallées du Rhône et de la Loire.

*A contrario*, l'essentiel des nouvelles capacités de production est attendu plutôt au nord du pays : éolien terrestre et offshore, hydroliennes...

À noter que de par son faible facteur de charge (rapport entre l'électricité réellement produite et la capacité théorique), ce n'est que de façon très marginale que le photovoltaïque devrait y contribuer, en dehors des journées d'été. L'INSEE prévoit également que la population augmentera relativement plus dans les régions littorales de la Méditerranée et de l'Atlantique que dans celles du nord et de l'est.

De ces différentes tendances résulterait une dépendance croissante des régions du sud du pays vis-à-vis des régions excédentaires du nord et de l'est, rendant nécessaire le renforcement du réseau au nord du Massif central, entre la Normandie et le grand sud parisien, dans le quart nord-est, voire dans le centre ouest.



**LES CAPACITÉS D'INTERCONNEXION DOIVENT ÊTRE ACCRUES AVEC L'ENSEMBLE DES PAYS VOISINS**

- > **Le développement des énergies renouvelables entraîne une plus grande variabilité de la production et des flux d'électricité en Europe.**

Le renforcement des interconnexions est ainsi essentiel à la solidarité européenne. Il sécurise l'approvisionnement de la France comme de ses voisins.

Tous les pays peuvent accéder à une électricité au moindre coût en profitant de la complémentarité de leurs mix de production.

La France fournit ainsi de l'électricité aux pays limitrophes la plupart du temps quand ses productions nucléaire et renouvelable sont abondantes ; à l'inverse, elle importe de l'électricité lors des pointes de consommation en hiver.

- > **Au carrefour des échanges européens à l'ouest du continent, la France doit s'interconnecter de plus en plus avec l'ensemble de ses voisins.**

Outre le renforcement de l'interconnexion avec l'Espagne à l'est des Pyrénées en 2015, RTE va commencer les travaux d'un nouvel ouvrage avec l'Italie.

D'autres liaisons à courant continu sont à l'étude : avec l'Espagne par le golfe de Gascogne, avec l'Irlande et la Grande-Bretagne.

Des reconstructions d'ouvrages d'interconnexion avec la Belgique, l'Allemagne et la Suisse doivent permettre d'augmenter les capacités d'échange avec ces pays.

- > **Toutes frontières confondues, près de 10 GW d'accroissement des capacités d'interconnexions sont à l'étude ou en projet pour une mise en service dans la décennie.**



CAPACITÉS DES INTERCONNEXIONS (GW)		Actuellement	Accroissement attendu
FRANCE	IRLANDE	0	+0,7
FRANCE	ANGLETERRE	2	+2 à +3,4
FRANCE	BELGIQUE	3,6	+0,6 à +1,3
FRANCE	ALLEMAGNE	2,6	+0,3 à +2
FRANCE	SUISSE	3,2	+0,5 à +1,5
FRANCE	ITALIE	1,2	+1
FRANCE	ESPAGNE	1,4	+3,6

(\*) capacité limitée à 1,8 GW si congestion en amont sur le réseau allemand

## **RTE IDENTIFIE DES BESOINS D'INVESTISSEMENT D'EN MOYENNE 1,5 MILLIARD D'EUROS CHAQUE ANNÉE POUR ADAPTER LE RÉSEAU DE TRANSPORT FRANÇAIS AUX MUTATIONS DU MIX ÉNERGÉTIQUE**

- > **Les investissements de développement du réseau sont estimés, aux conditions économiques actuelles, à environ un milliard d'euros par année de la décennie à venir, en fonction de la conjoncture.**

Une part de ces investissements répondra aux besoins de raccordements des clients. Financée en grande partie par les demandeurs, cette part est appelée à croître, notamment avec les raccordements éoliens offshore.

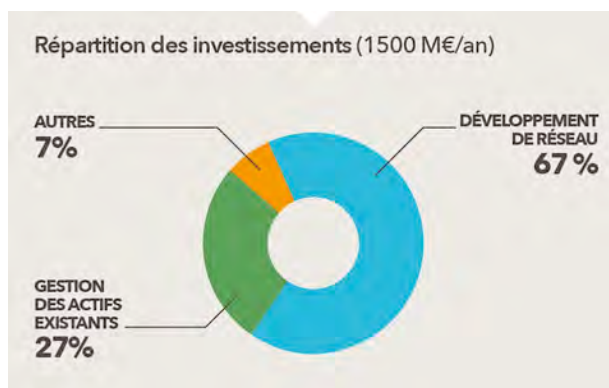
- > **S'y ajouteront environ 400 millions d'euros par an pour renouveler les équipements arrivant en fin de vie sur l'ensemble du territoire.**

Ces très nombreux investissements rendent possible la pérennisation du service rendu par les ouvrages concernés. Ne faisant l'objet d'aucune évolution fonctionnelle ou de consistance, ceux-ci ne sont pas détaillés dans le présent schéma décennal.

- > **Au-delà de ces investissements sur le réseau haute tension, plus de 100 millions d'euros permettront chaque année de couvrir :**

- les besoins de systèmes d'information : contrôle à distance du réseau, plates-formes d'échanges d'informations avec les clients de RTE et les acteurs du marché ;
- les besoins de télécommunications, de logistique et d'immobilier.

Cruciaux pour prévoir, surveiller en temps réel et réagir efficacement, les systèmes d'information et de télécommunications participent directement à « l'intelligence » du système et de la performance. Leur déploiement est, en ce sens indissociable de celui des infrastructures à haute tension.



Tout en tenant compte de l'évolution de la conjoncture économique, RTE maintient ainsi un effort soutenu d'investissement sur l'ensemble du territoire français pour assurer la sécurité d'approvisionnement du pays et permettre les évolutions du mix énergétique.

### 165 PROJETS DU VOLET À TROIS ANS DU SDDR SERONT MENÉS À LEUR TERME ENTRE 2015 ET 2017

- > Sur les 196 projets du volet à trois ans de l'édition 2013, 44 ont été mis en service comme prévu en 2014.

148 projets se déroulent comme prévu. En particulier la réalisation des ouvrages des « filets de sécurité » PACA et Bretagne est en phase avec les prévisions. Quatre projets sont reportés à une date ultérieure.

- > Sur les 46 projets en écart par rapport au calendrier annoncé l'an passé, la moitié a été reprogrammée afin de s'adapter à l'avancement des projets des clients.

Seuls quatre le sont pour cause d'aléas de chantier. En particulier, le projet de ligne souterraine à courant continu entre la France et l'Espagne à l'est des Pyrénées, bien qu'entièrement réalisé à l'été 2014 ne sera mis en service qu'à l'été 2015 au terme de la campagne d'essais rigoureuse de l'ouvrage.

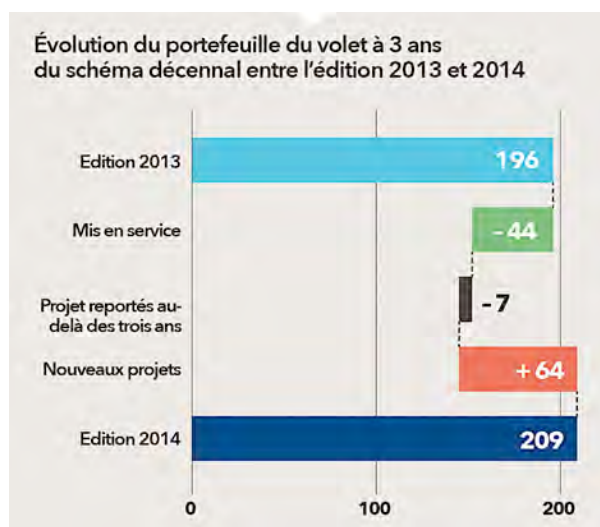
- > D'ici dix ans, d'importants projets structurants viendront sécuriser l'approvisionnement en électricité et participeront à la solidarité électrique entre les territoires.

Outre les filets de sécurité PACA et Bretagne, RTE prévoit d'ici 2020 la mise en service d'ouvrages-clés 225 kV pour sécuriser l'alimentation électrique du sud des Pays de Loire et de la Vendée, des départements de la Haute Loire et de la Loire, de la Haute-Durance ainsi que de nombreuses métropoles régionales, notamment le long des littoraux méditerranéen et atlantique à la démographie très dynamique.

À l'exception des littoraux et de quelques territoires connaissant un fort développement démographique, la consommation devrait peu évoluer d'ici 2030.

Pour autant, le réseau doit s'adapter en profondeur pour intégrer les énergies renouvelables en fort développement, en France et en Europe.

- > 30 projets intègrent le périmètre du volet à 3 ans.



## LE SCHÉMA DÉCENNAL EST ÉLABORÉ APRÈS CONSULTATION PAR RTE DES PARTIES INTÉRESSÉES ET MIS À JOUR CHAQUE ANNÉE

Il est également soumis tous les ans à la *Commission de régulation de l'énergie (CRE)*.

### > La présente édition du Schéma décennal actualise et enrichit le document publié en 2013.

Elle s'appuie notamment sur les dernières mises à jour du *TYNDP d'ENTSO-E* (niveau européen) et du *Bilan prévisionnel* de RTE (niveau français) publiés à l'été 2014. De plus, elle intègre les suggestions du public formulées dans le cadre de la consultation ouverte pour l'édition précédente de novembre à décembre 2013, et par des membres du *Comité des Clients Utilisateurs* de RTE (*CURTE*) au travers des travaux de sa commission « Perspectives du réseau ».

Elle prend également en compte les recommandations formulées par la *CRE* dans sa délibération du 26 juin 2014. En particulier, le schéma décennal 2014 est enrichi de cartes détaillant les hypothèses structurantes de production et de consommation à l'horizon 10 ans pour chaque région ; il donne une perspective quant aux besoins éventuels d'adaptation du réseau au-delà de 2025 ; et les bénéfices des projets – contribution à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, des pertes sur le réseau, etc. – sont désormais explicitement quantifiés.

### > Enfin le Schéma décennal 2014 fait l'objet d'une évaluation environnementale dans un document dédié.

L'évaluation environnementale du Schéma décennal publié par RTE est réalisée par le cabinet spécialisé BRLi. Cet exercice rigoureux analyse l'ensemble des impacts (climat, biodiversité, population, paysage et patrimoine culturel, etc.), positifs ou négatifs, des projets portés dans le Schéma décennal afin d'éclairer concertations et décisions des pouvoirs publics.

Le public est invité à faire part de ses remarques sur cette édition du Schéma décennal jusqu'au 19 décembre 2014 : [consultationSDDR@rte-france.com](mailto:consultationSDDR@rte-france.com)

## LE SCHÉMA DÉCENNAL S'APPUIE SUR DES ANALYSES À MOYEN ET LONG TERMES

Le schéma décennal s'appuie sur les analyses à moyen et long terme d'évolution de la consommation et du mix énergétique en France et en Europe lesquelles sont rassemblées dans le *Bilan prévisionnel* de l'équilibre offre-demande de l'électricité en France publié par RTE.

Il intègre, pour toutes les régions les ayant approuvés, les objectifs des *Schémas régionaux climat air énergie* et les conclusions des *Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables* qui en découlent. Il constitue le complément, au niveau national, du plan décennal européen (*Ten-year network development plan – TYNDP*) et des plans régionaux européens publiés par *ENTSO-E*, l'association des gestionnaires de réseau de transport européens<sup>3</sup>.

Ces derniers présentent, tous les deux ans, une vision actualisée des principaux projets de développement du réseau communautaire de transport d'électricité nécessaires à l'échelle européenne dans les dix ans.

<sup>3</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity

A close-up photograph of several copper busbars, which are cylindrical components used in electrical power distribution. The busbars are made of copper and have a ribbed texture. They are arranged in a row, with some overlapping. A white circular overlay is centered over the image, containing the text. The background is a blurred, light-colored surface.

II  
**Les enjeux de  
développement  
du réseau**

### RTE publie son 4<sup>ème</sup> Schéma décennal de développement du réseau

**Conformément aux missions qui lui sont confiées par le législateur, RTE élabore tous les ans et rend public un Schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité en France<sup>1</sup>.**

➤ Ce Schéma décennal répertorie les projets de développement de réseau que RTE propose de réaliser et mettre en service dans les trois ans et présente les principales infrastructures de transport d'électricité à envisager dans les dix ans à venir ; au-delà, il esquisse les possibles besoins d'adaptation du réseau selon différents scénarios de transition énergétique. Chaque année, RTE élabore et met à jour le Schéma décennal après une vaste concertation auprès des parties intéressées. Le Schéma décennal est ensuite soumis à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

➤ Le présent Schéma décennal s'appuie sur les analyses à moyen et long terme d'évolution de la consommation et du mix énergétique en France et en Europe, lesquelles sont rassemblées dans le Bilan prévisionnel<sup>2</sup> de l'équilibre offre-demande de l'électricité en France publié par RTE en septembre 2014. Il intègre, pour chaque région, les objectifs des Schémas régionaux Climat Air Énergie (SRCAE) et les conclusions des Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) qui en découlent.

➤ Le Schéma décennal constitue le complément, au niveau national, du plan décennal européen (Ten-Year Network Development Plan – TYNDP) et des plans régionaux européens publiés par ENTSO-E<sup>3</sup>, l'association des gestionnaires de réseau de transport européens.

Ces derniers présentent, tous les deux ans, une vision actualisée des principaux projets de développement du réseau communautaire de transport d'électricité nécessaires à l'échelle européenne dans les dix ans.

Le TYNDP 2014<sup>4</sup> a été publié par ENTSO-E en juillet 2014 pour consultation du public avant soumission à l'autorité européenne de régulation (Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER) en octobre 2014.

#### ➤ Une démarche faisant l'objet d'une vaste concertation.

RTE engage en amont de la rédaction du Schéma décennal une phase de concertation auprès des utilisateurs du réseau de transport d'électricité et de représentants d'associations de protection de la nature.

Ces échanges, qui ont lieu dans le cadre de réunions plénières de la Commission perspectives du réseau du Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport de l'Électricité (CURTE), permettent aux différents acteurs de s'accorder sur les scénarios à étudier ainsi que sur les informations présentées dans le Schéma décennal.

RTE soumet ensuite à la consultation du public une version projet du document. Cette consultation consiste à mettre à disposition de tous sur le site web de RTE, pendant un mois, une version téléchargeable du projet du document et de sa synthèse. Il est possible de réagir via une adresse de messagerie électronique dédiée : [consultationSDDR@rte-france.com](mailto:consultationSDDR@rte-france.com).

#### La consultation publique sur le Schéma décennal 2014 a lieu du 15 novembre au 31 décembre 2014.

Après prise en compte des remarques, une nouvelle version du document est envoyée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) qui engage alors sa propre phase de consultation publique avant de rendre un avis sous forme d'une délibération.

Au-delà de la phase de consultation formelle, RTE reste à l'écoute et poursuit tout au long de l'année les discussions avec les parties prenantes, au travers des réunions de la Commission perspectives du réseau du CURTE, des démarches et procédures de concertation à l'occasion des projets ou d'autres réunions de travail avec l'ensemble des parties prenantes concernées

<sup>1</sup> Directive Européenne 2009/72/CE du 13/07/2009 et Ordonnance n° 2011-504 du 09 mai 2011 et L 321-6 du code de l'énergie.

<sup>2</sup> Document téléchargeable sur le site de RTE : [http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque\\_docs/vie\\_systeme/annuelles/bilan\\_previsionnel/bilan\\_complet\\_2014.pdf](http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_complet_2014.pdf)

<sup>3</sup> Le rôle d'ENTSO-E, l'association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens, comme celui du TYNDP sont encadrés par le règlement CE/714/2009. [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)

<sup>4</sup> Document disponible sur le site internet d'ENTSO-E : <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/tyndp/Pages/default.aspx>

## UN DOCUMENT ENCORE ENRICHIS

➤ La présente édition du Schéma décennal actualise et enrichit le document publié en 2013.

Elle s'appuie notamment sur les dernières mises à jour du TYNDP d'ENTSO-E (niveau européen) et du Bilan prévisionnel de RTE (niveau français) publiés à l'été 2014.

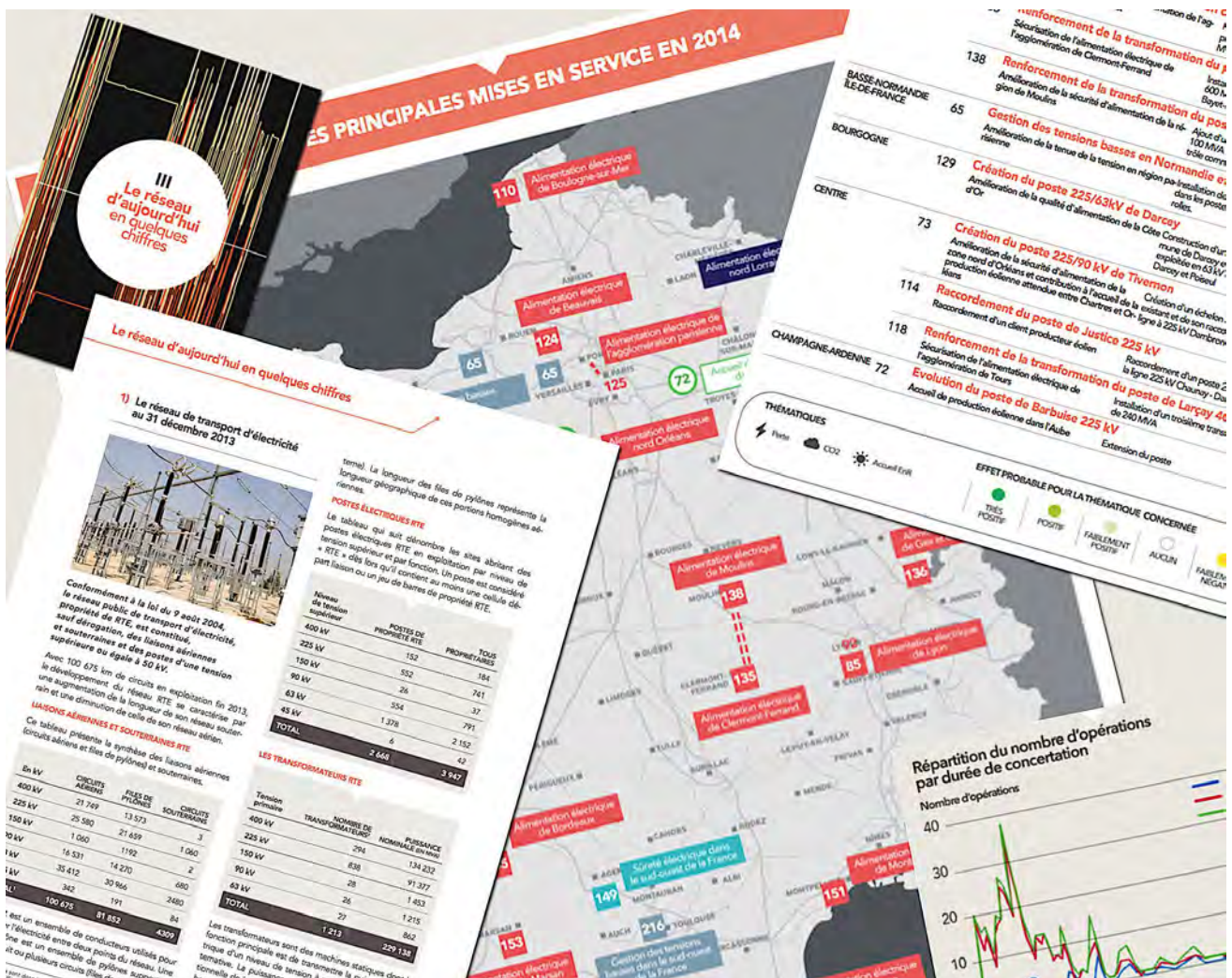
De plus, elle intègre les suggestions du public formulées dans le cadre de la consultation ouverte pour l'édition précédente de novembre à décembre 2013 et des membres de la Commission perspectives du réseau du CURTE.

Dans sa délibération du 26 juin 2014, la CRE « considère que le Schéma décennal de développement du réseau [2013] couvre dans l'ensemble les besoins en matière d'investissement et qu'il est globalement cohérent avec le TYNDP 2012 ».

Elle formule également un certain nombre de recommandations. Pour en tenir compte :

- Le Schéma décennal 2014 est enrichi en particulier de cartes détaillant les hypothèses structurantes de production et de consommation à l'horizon 10 ans pour chaque région administrative ;
- Il donne une perspective quant aux besoins éventuels d'adaptation du réseau au-delà de 2025 ;
- Les bénéfices des projets – contribution à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, des pertes sur le réseau, etc. – sont désormais explicitement quantifiés ;
- Et les méthodologies d'études sont également complétées en annexe.

Enfin, le Schéma décennal de développement du réseau 2014 fait l'objet d'une évaluation environnementale complète, présentée dans un document dédié.



## UN DOCUMENT MODULAIRE POUR FACILITER LA LECTURE

- > **Le Schéma décennal de développement du réseau est structuré en une collection d'articles autoportants, qui constituent chacune un titre de section et se complètent les uns les autres.**

Le lecteur peut ainsi se focaliser sur ses centres d'intérêt sans s'obliger à une lecture in extenso.

Le document rappelle d'abord les enjeux du développement du réseau.

Après un rapide portrait du réseau de transport de l'électricité en 2014, le document revient sur les hypothèses de production et de consommation d'électricité à moyen et à long terme tirées du *Bilan prévisionnel*.

- > **Le Schéma décennal présente une vue d'ensemble des principales infrastructures de transport d'électricité envisagées dans les dix ans à venir.**

Ce chapitre est ainsi organisé par grands éclairages permettant de mettre en perspective les renforcements du réseau de transport avec les services attendus par ces projets d'infrastructures.

1. Fluidifier les transits et faciliter les secours mutuels entre pays voisins ;
2. Fluidifier les transits entre les régions françaises ;
3. Accompagner l'évolution de la consommation d'électricité des territoires ;
4. Accueillir les moyens de production d'électricité ;
5. Veiller à la sûreté de fonctionnement du système électrique.

Les principaux projets font l'objet de focus dédiés plus détaillés. Des cartes et un tableau de synthèse des projets présentés accompagnent cette vue d'ensemble nationale.

- > **Des synthèses régionales présentent, par région administrative les perspectives de développement du réseau de transport.**

Ces synthèses comportent les rubriques suivantes :

- État des lieux du réseau actuel ;
- Liste et carte des ouvrages mis en service au cours de l'année 2014 ;
- Évolution de la consommation et de la production ;
- Rappel des ambitions régionales des *Schémas régionaux Climat Air Énergie (SRCAE)*, ou synthèse des *Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)* lorsque ceux-ci sont validés ;
- Liste et carte des projets dont la mise en service est prévue dans les 3 ans (tous niveaux de tension confondus) ainsi que des principales infrastructures à mettre en service dans les 10 ans. Cette liste est complétée par les projets créés ou renforcés dans le cadre des *S3REnR* validés et disponibles au moment de la rédaction du document ;
- Perspectives de développement du réseau au-delà de l'horizon 10 ans.

Le *Schéma décennal de développement du réseau* présente la meilleure information connue de RTE à fin 2014. La situation des projets est toutefois susceptible d'évoluer très rapidement. C'est notamment le cas dans le cadre des phases de concertation relatives à chaque projet. Ces phases de concertation ont en effet pour objectif d'adapter les projets aux attentes et contraintes des parties prenantes et aux spécificités des territoires. Les perspectives tracées à moyen/long terme sont présentées par RTE dans une démarche de partage et de transparence mais n'ont pas à ce stade de caractère décisionnel.



### Les missions de RTE



- > RTE est une entreprise de service. Sa mission fondamentale est d'assurer à tous ses clients l'accès à une alimentation électrique économique, sûre et propre.

Cela veut dire les connecter physiquement par une infrastructure adaptée ; cela implique en outre leur fournir tous les outils et services qui leur permettent d'en tirer parti pour répondre à leurs besoins, dans un souci d'efficacité économique, de respect de l'environnement et de sécurité d'approvisionnement en énergie.

Ces missions sont essentielles à l'activité économique et concourent au bien-être de la collectivité en les faisant bénéficier d'une électricité de bonne qualité.

Tout cela dans le cadre d'orientations générales fixées par les pouvoirs publics et la *Commission De Régulation de l'Énergie*, et en répondant aux attentes de la société quant à l'impact (« l'empreinte ») des activités de transport d'électricité.

- > RTE assure ses missions en veillant à la sécurité des biens et des personnes, la sûreté du système, la qualité de l'électricité et l'efficacité du réseau au plus juste coût pour la collectivité.

➤ Plus précisément, la **sûreté du système** consiste à réduire le risque d'incidents de grande ampleur, pouvant conduire dans des cas extrêmes à un « black-out », c'est-à-dire une coupure de l'alimentation électrique généralisée à l'ensemble du pays ou à une zone encore plus vaste. Le développement du réseau contribue au respect du niveau de sûreté défini par les pouvoirs publics<sup>5</sup>, notamment à travers l'installation de dispositifs visant à réduire le risque d'écroulement de la tension.

➤ RTE propose en outre des **services** et **prestations** pour répondre aux attentes spécifiques de ses clients. Le premier concerne l'accès au réseau et les engagements associés en matière de **qualité de l'électricité** (cf. section dédiée).

➤ Enfin, à **l'échelle nationale et européenne**, RTE développe et opère des services d'intermédiation qui complètent l'infrastructure réseau à haute et très haute tension. Exploités directement ou au travers de filiales (comme *EPEX*), ces services facilitent la fluidité des échanges d'information et d'énergie entre les différents acteurs du secteur électrique. Ils donnent en retour à RTE des leviers d'intervention plus nombreux et mieux adaptés pour exploiter le réseau.

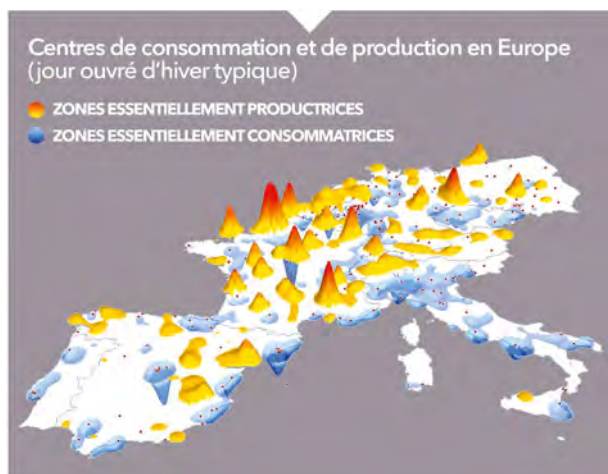
- > RTE anticipe les attentes de la société en matière d'approvisionnement en énergie.

Il met son expertise à disposition des pouvoirs publics, des acteurs privés et du grand public pour éclairer les tendances, et faciliter leurs prises de décisions. Le *Bilan prévisionnel* et le *Schéma décennal* contribuent à partager les perspectives qui s'ouvrent à l'horizon dix-quinze ans, et le dialogue qu'ils instaurent aide à réduire les incertitudes et clarifier les actions à engager, qu'il s'agisse d'adaptation du parc de production, de flexibilité de la demande, ou d'évolution du réseau et de l'offre de services associée.

- > L'ensemble des missions et engagements de RTE conduisent aux objectifs et enjeux du développement présentés dans le Schéma décennal de développement du réseau.

<sup>5</sup> Pour plus d'informations, consulter le Mémento de la sûreté, disponible sur le site internet de RTE : [http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf\\_zip/publications-annuelles/memento\\_surete\\_2004\\_complet\\_.pdf](http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/publications-annuelles/memento_surete_2004_complet_.pdf)

### Pourquoi des réseaux ? Pourquoi « interconnecter » les territoires ?



- > **Un réseau de transport d'électricité connecte les lieux de production aux centres de consommation.**

Pratiquement dès la naissance de l'industrie électrique, à la fin du XIX<sup>e</sup> siècle, très tôt et très vite, les réseaux électriques se sont développés en s'interconnectant : construire une infrastructure de réseau maillée permet à la fois de rendre une meilleure qualité de fourniture et de limiter considérablement les ressources nécessaires pour produire l'électricité. Cette infrastructure de réseau électrique – comme tout autre type de réseau – est en cela d'autant plus efficace qu'elle interconnecte davantage d'utilisateurs. Ainsi le réseau constitue-t-il une réponse à trois types de préoccupations : la sécurité d'approvisionnement, l'économie, la desserte du territoire.

#### LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

- > **La continuité de service est assurée en dépit des incidents les plus communs.**

Et ce selon la « règle du N-1 », qui stipule que la panne de n'importe quel élément du système électrique ne doit pas affecter les utilisateurs connectés.

En permettant à l'un de compléter l'autre, la mise en réseau des moyens de production permet de mutualiser les risques de perturbations susceptibles d'affecter le système électrique (panne d'une centrale, intermittence du vent, vague de froid, etc.) et par suite, comme un système d'assurance, de réduire considérablement les besoins de

« capacités de réserve » (production ou stockage) et autres mesures palliatives.

Ainsi, les utilisateurs peuvent soutirer plus ou moins d'électricité (ou, s'agissant des unités de production, produire plus ou moins d'électricité) à tout instant sans préavis, car la gêne est négligeable pour les autres utilisateurs dès lors que cette variation est petite par rapport à la taille de l'ensemble du système interconnecté.

À noter que la qualité de l'électricité (en fréquence, tension) est d'autant plus élevée que le réseau est maillé.

#### L'ÉCONOMIE

- > **Moteur historique de l'interconnexion, le foisonnement des consommations rend les besoins d'investissement en production bien moindres.**

On peut à titre d'illustration comparer le total des puissances souscrites par chacun des clients finaux connectés aux réseaux français de transport et de distribution – de l'ordre de 400 GW – à la consommation effective totale en France – comprise en 2012 entre 35 GW en creux d'août et 102 GW au pic de froid de février – et la capacité de production installée – 125 GW.

Par ailleurs, la mise en réseau des moyens de production permet de les spécialiser : quelques-uns, plus flexibles et donc relativement plus chers, pour suivre les variations de la demande ; d'autres, moins flexibles mais plus économiques dans la durée pour produire « en base », à longueur de temps. Leur conception en est ainsi rationalisée, profitant d'économies d'échelle ou de séries pour diminuer les coûts unitaires, c'est-à-dire au MW installé, du parc.

Le réseau permet donc de marier un « mix énergétique », qui tire le meilleur parti de chaque filière et organise la complémentarité de ces moyens de production, du moins cher au plus cher.

Ce *merit order* (ou ordre dans lequel le réseau fait appel aux différentes sources de production d'électricité) commence par la production dite « fatale » des filières hydraulique (fil-de-l'eau), éolienne et photovoltaïque, c'est-à-dire les énergies de flux, dont la ressource – débit des rivières, vent, soleil –, gratuite, est perdue si elle n'est pas transformée en électricité.

Ainsi, le réseau permet de limiter à la fois le coût des investissements et d'exploitation du système électrique dans son ensemble et la consommation des ressources naturelles.

### LA DESSERTE DU TERRITOIRE

- > Grâce au réseau, les utilisateurs, notamment industriels, peuvent s'installer sur tout le territoire, et pas seulement à proximité des centres de production, sans se soucier de leur alimentation électrique.

Réciproquement, il est possible de tirer parti de ressources éloignées des centres de consommation (par exemple hydraulique de montagne, énergies en mer, etc.) pour produire l'électricité dont les utilisateurs ont besoin. Le réseau est ainsi l'outil-clé dans la composition d'un bouquet énergétique optimal.

### DES BÉNÉFICES CONCRETS POUR TOUS

- > L'infrastructure que gère RTE permet d'interconnecter l'ensemble des utilisateurs français entre eux et avec les autres utilisateurs européens.

En effet, l'interconnexion des réseaux européens permet de gagner encore significativement dans chacun des domaines évoqués précédemment. On peut en donner deux illustrations :

➤ La pointe de consommation synchrone de l'Allemagne, du Benelux et de la France (environ 205 GW) est aujourd'hui de l'ordre de 4 GW inférieure à la somme de leurs pointes individuelles. Leur interconnexion permet ainsi sur ce seul critère de diminuer de 2% la capacité de production installée nécessaire à leur approvisionnement.

➤ D'autre part, en matière de dimensionnement des réserves, l'aléa majeur, en France l'hiver, est aujourd'hui la sensibilité de la consommation à la température ; en Allemagne, c'est l'aléa de production éolienne qui est le plus important. Isolés, chacun des deux pays devrait se doter de capacités de production ou d'effacement de consommation à hauteur d'une vingtaine de gigawatts<sup>6</sup> ; interconnectés, les deux risques étant largement décorrélés, les deux pays peuvent partager cette charge. Interconnectée avec ses voisins européens, la France a, de ce fait, seulement besoin aujourd'hui en hiver de prévoir une « marge de 8 heures » de l'ordre de 4,5 GW (le risque d'erreur de prévision sur la demande, liée à l'erreur de prévision des températures, en est la cause principale).

<sup>6</sup> Il s'agit d'un ordre de grandeur. Cette comparaison pays isolé/pays interconnecté est théorique dans la mesure où le dimensionnement de parcs européens isolés serait tout autre qu'il ne l'est aujourd'hui, sachant pouvoir bénéficier de l'interconnexion.

### Les quatre défis de la transition énergétique pour le réseau



Aujourd'hui, le principal enjeu du réseau de transport est d'accompagner la profonde mutation énergétique en cours, en répondant à quatre défis principaux.

#### > La mutualisation de l'ensemble des moyens de production

Au niveau européen, en premier lieu, la mutualisation de l'ensemble des moyens de production, en particulier aujourd'hui des *énergies renouvelables*, se traduit :

- par un besoin de développement des capacités d'échange avec les pays voisins,
- par le renforcement ou la création de lignes transfrontalières,
- voire par le renforcement du réseau français en amont lorsqu'il est lui-même limitant.

Il est notamment plus efficace de mutualiser et compenser à l'échelle européenne les variations locales de production éolienne ou d'absorber sur un plus large périmètre les excédents lors des pics de production solaire.

Depuis quelques années RTE s'est attaché à relancer les projets de création de nouvelles infrastructures transfrontalières ou d'optimisation de l'utilisation des infrastructures existantes, avec ses homologues, en utilisant des solutions techniques innovantes à même de répondre aux attentes sociétales en matière de respect de l'environnement.

Les études correspondantes sont maintenant réalisées au niveau européen dans le cadre d'ENTSO-E (l'association des gestionnaires de réseau européens), afin d'établir la meilleure implantation possible compte tenu des charges induites par l'insertion de ces nouvelles technologies dans les réseaux publics de transport, et d'en évaluer in fine l'utilité pour la collectivité européenne des utilisateurs des réseaux.

Les projets structurants au niveau européen sont dorénavant inscrits dans le *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)* élaboré par ENTSO-E ce qui donne à l'ensemble des acteurs du marché une vision partagée des évolutions à moyen terme du réseau électrique européen.

#### > L'accueil de nouveaux moyens de production d'électricité

Deuxième défi, ce développement doit également permettre l'accueil de nouveaux moyens de production d'électricité, notamment renouvelables, avec une nouvelle répartition géographique en Europe et dans les régions voisines de ces sources d'électricité.

Il s'agit notamment d'absorber la production croissante d'électricité éolienne dans les mers septentrionales, en mer Baltique et sur leur pourtour, ainsi que la production croissante d'électricité d'origine renouvelable dans l'est et le sud de l'Europe.

En France, RTE accélère de façon anticipée le développement de son réseau, afin de créer des « zones d'accueil » pour des productions en *énergies renouvelables* (éolien, photovoltaïque...) en s'appuyant notamment sur les dispositions de la loi *Grenelle II*.

De plus, un effort particulier sera porté sur les renforcements de réseau rendus nécessaires par l'arrivée de production dans le cadre de l'appel d'offre éolien en mer.

#### > La sécurisation de l'alimentation électrique des territoires

Au niveau plus local, la sécurisation de l'alimentation électrique des territoires qu'il s'agisse de zones pour lesquelles la consommation est en forte croissance, ou de zones fragiles en termes d'équilibre production / consommation ou de structure de réseau constitue le troisième défi.

Cela passe par la mise en œuvre d'un ensemble de solutions de court et moyen termes visant à rehausser le niveau de sécurité actuel, et par le lancement de solutions à plus long terme visant à apporter une sécurisation pérenne.

Le pacte électrique breton et le « filet de sécurité » proposé en région PACA en sont des exemples concrets.

➤ **Le développement du réseau planifié est mis en œuvre dans une attention constante de préservation de l'environnement.**

Enfin, le dernier défi concerne le développement du réseau planifié et mis en œuvre dans une attention constante de préservation de l'environnement, en concertation avec les parties prenantes.

En complément de la concertation amont engagée dans le cadre de la Commission perspectives du réseau (CPR) du Comité des clients utilisateurs de RTE (*CURTE*) sur les scénarios long terme et les plans de développement, RTE s'engage à réaliser des concertations aussi approfondies que nécessaire lors de la définition et la réalisation des projets en facilitant la participation des parties prenantes à la définition et l'amélioration du projet.

Une fois le projet et son tracé définis, notamment à travers le *Plan d'Accompagnement de Projet* (PAP), RTE propose des mesures d'insertion et d'accompagnement correspondant aux attentes de la collectivité.

➤ **Les incertitudes liées à l'évolution du système électrique rendent délicate l'élaboration d'une vision partagée de la nécessaire adaptation du réseau.**

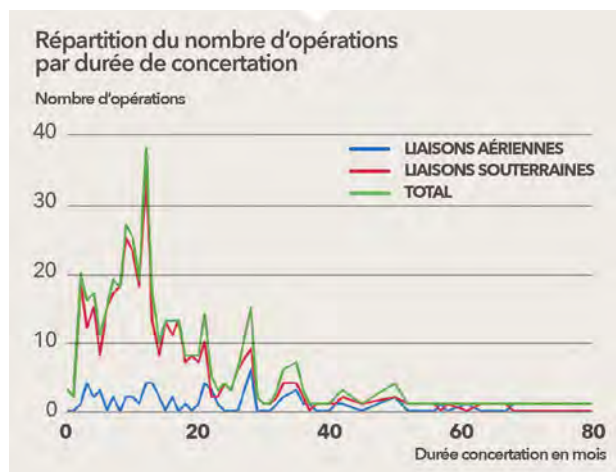
En premier lieu, si l'évolution de la consommation électrique est liée au contexte économique, elle dépend également du rythme de développement spécifique de certains usages de l'électricité (nouvelles technologies de l'information et de la communication, développement de l'usage du véhicule électrique...) et de l'attitude des consommateurs.

De plus, l'évolution du volume, de la localisation et de la nature de la production électrique dépend de l'évolution du marché européen, des stratégies industrielles des acteurs, mais aussi des conditions locales de présence de ressources et de sensibilité environnementale.

Des incertitudes de nature aléatoire (disponibilité des ouvrages, apports d'eau pour la production hydraulique, niveau de vent pour la production éolienne...) influent aussi sur le dimensionnement du réseau.

RTE vise à maîtriser les risques liés à l'ensemble de ces incertitudes, à travers un processus et des règles d'études robustes.

### Comment être au rendez-vous de la transition énergétique ?



➤ **La transition énergétique nécessite d'améliorer l'efficacité de la concertation.**

Comme le montre le graphe ci-dessus, la majorité des projets fait l'objet de concertations d'une durée inférieure à deux ans.

Ainsi, les délais de concertation prescrits par le règlement européen relatif aux projets d'intérêt commun<sup>7</sup>, à savoir un an et demi, apparaissent réalistes et raisonnables pour la plupart d'entre eux.

En revanche, certaines concertations s'étalent sur de très nombreuses années. Cela est notamment dû à l'absence d'encadrement de ces délais dans le domaine électrique.

Dans un tel contexte, dans la mesure où la réglementation qui s'applique aux ouvrages du réseau public de transport comme aux autres ouvrages linéaires est abondante, complexe et fait intervenir de nombreux services de l'État différents, la mise en place d'une organisation en mode projet entre les services de l'État devient toujours plus précieuse pour fluidifier les échanges et dépasser les éventuels blocages qu'ilustrant certaines longues concertations.

L'État a décidé le développement d'une telle organisation lors du Comité interministériel pour la modernisation de l'action publique du 17 juillet 2013 (décision n°20). La transition énergétique mérite une telle organisation afin de ne pas indexer les décisions politiques qui lui sont relatives, sur un fonctionnement administratif inadapté.

La concertation doit également être mise en œuvre afin que les projets puissent être décidés par les pouvoirs publics dans des délais compatibles avec les exigences de la transition énergétique. Cela requiert l'implication de RTE, mais aussi l'arbitrage des pouvoirs publics

Une réflexion devrait donc être engagée pour faire en sorte que les procédures de concertation garantissent une participation active du public tout en décourageant les oppositions stériles et trop souvent instrumentalisées par quelques groupes de pression. À cette fin, les concertations menées par RTE sous l'égide d'un garant indépendant préservent la qualité de l'information et de la participation du public et la tenue des délais.

La mise en œuvre de la transition énergétique exige une large prise de conscience au sein de l'administration comme de la société civile de l'urgence dans laquelle se trouve la collectivité de trouver des solutions aux difficultés auxquelles est confronté le développement du réseau public de transport.

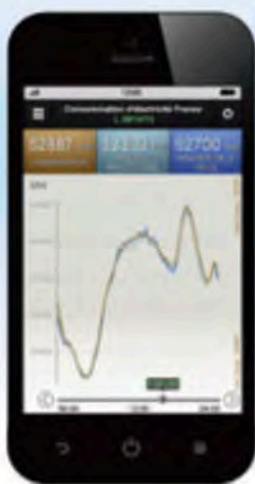
On ne peut pas attendre, comme l'indique la *Commission européenne* :

- **« L'urgence qu'il y a à trouver ces investissements distingue clairement les infrastructures énergétiques des infrastructures d'autres secteurs, en ce sens que les réseaux énergétiques sont une condition préalable à la réalisation des objectifs fixés pour 2020 en matière d'énergie et à plus long terme pour le climat. »**

<sup>7</sup> Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 (JOUE du 25 avril 2013) concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes



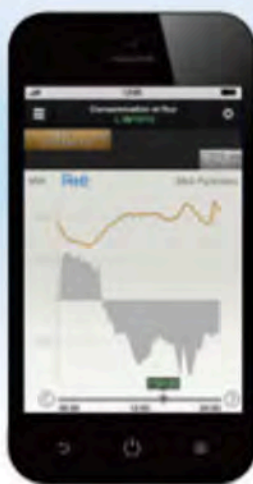
## Tout savoir de l'électricité en France et dans votre Région



### Visualiser en temps réel les caractéristiques de l'électricité en France

Cette application vous permet de découvrir au fil des heures les variations :

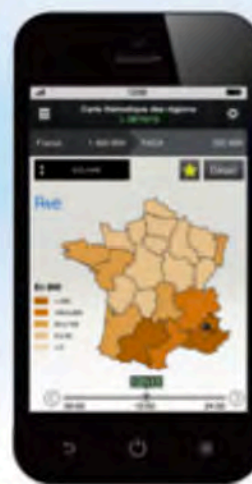
- ▶ De la production par filière
- ▶ De la consommation
- ▶ Des émissions de CO<sub>2</sub> associées à la production électrique
- ▶ Des échanges commerciaux d'électricité aux frontières



### Découvrir les caractéristiques de votre région heure par heure

- ▶ La production par filière et la consommation de votre région
- ▶ Bilan électrique heure par heure en fonction de la consommation de votre région

*Les données régionales sont disponibles en différé.*



### Mettre en perspectives les données de votre région

- ▶ Observer l'importance de la solidarité interrégionale
- ▶ En un coup d'œil comparer la situation des régions
- ▶ Au fil des heures, constater les variations de ces indicateurs

### Un outil de transparence à la disposition de tous

Pour réaliser vos études, les données sont également disponibles en téléchargement avec un historique remontant au 1<sup>er</sup> janvier 2012.



*RTE met à la disposition du public des données sur la base de comptages effectués sur son réseau et à partir d'informations transmises par ERDF, les Entreprises locales de distribution et certains producteurs.*

### Une nécessaire rationalisation des procédures administratives

Pour permettre les évolutions du réseau rendues nécessaires par la transition énergétique, l'Union européenne et le gouvernement ont engagé des démarches de rationalisation des procédures administratives.

#### LES PROCÉDURES D'AUTORISATION SONT PARTICULIÈREMENT LONGUES EN FRANCE

Le risque que certains des ouvrages décrits dans le *Schéma décennal* ne soient pas réalisés à temps, et par conséquent, que la transition énergétique en soit ainsi entravée, est une hypothèse à considérer. Cette situation trouve notamment sa source dans les procédures réglementaires qui au cours des dernières années se sont largement additionnées et complexifiées.

« La complexité du droit et des procédures administratives constitue un frein au développement de l'activité économique, et au dynamisme des entreprises françaises » indique le Gouvernement dans une communication du 30 avril 2014.

Cela est particulièrement vrai s'agissant des lignes électriques, dans la mesure où existent aujourd'hui des règles plus contraignantes que celles instituées par le seul cadre européen, de telle sorte que les délais qui sont qualifiés de longs à l'étranger seraient considérés courts en France :

Le délai médian en Europe est de 4 ans ; le délai moyen est seulement de 2 ans au Portugal ou en République tchèque et de 6 ans en France (source : Commission européenne). Mais il peut dépasser dix ans !

### DE LA JUSTIFICATION À LA MISE EN SERVICE D'UN OUVRAGE DE RÉSEAU

Pour mettre en service une nouvelle liaison électrique à très haute tension, le processus est le suivant : l'administration (*DGEC* ou *DREAL*) se prononce d'abord sur la justification du projet de réseau. À cette fin, elle compare les avantages que celui-ci procure (réponse aux contraintes observées sur le réseau, coûts évités pour la collectivité, intégration des énergies renouvelables, etc.) à ses éventuels inconvénients (coût du projet, impact environnemental et social). Une concertation placée sous l'égide du préfet peut alors débuter.

Quand certains seuils définis par la réglementation sont dépassés, elle peut être précédée, si la *Commission nationale du débat public (CNDP)* le décide ainsi, d'un débat public – d'une durée d'environ un an et demi, qui s'ajoute au délai global ou d'une concertation avec garant nommé par la *CNDP* qui vient alors compléter la concertation placée sous l'égide du préfet.

Dans le cas général, cette concertation associe l'ensemble des parties prenantes et cherche à définir une zone, puis le meilleur fuseau dans lequel pourra s'inscrire le projet de liaison électrique au regard de l'ensemble des contraintes environnementales et sociales recensées. La durée de cette étape n'est pas encadrée : c'est au préfet que revient cette décision.

*A contrario*, les délais d'obtention des autorisations administratives sont en général définis par la réglementation.

En pratique, environ deux années sont nécessaires pour obtenir une déclaration d'utilité publique (environ de dix à seize mois) et trois mois supplémentaires en cas de mise en compatibilité de documents d'urbanisme, auxquels doivent être ajoutés les permis de construire (environ quatre mois), les approbations du projet d'ouvrage (*APO* - autorisations visant à vérifier la conformité de l'ouvrage avec les règles techniques auxquelles les infrastructures électriques sont soumises réglementairement en environ trois mois), les mises en servitude (environ trois mois) ou, dans le cas d'une construction de poste, les expropriations (environ dix-huit mois). Selon les caractéristiques du milieu, diverses autorisations sont par ailleurs nécessaires, comme pour tous les projets en général : autorisations loi sur l'eau, dérogations à la protection des espèces protégées, etc.

Ces procédures nécessitent de consulter les services de l'ensemble des administrations territoriales concernées, la plupart des administrations d'État en région (les préfetures, les directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (*DREAL*), des affaires culturelles (*DRAC*), les agences régionales de santé (*ARS*), l'aviation civile, les directions départementales des territoires et de la mer (*DDTM*), etc. sont concernées à un titre ou à un autre), ainsi que certaines administrations centrales au premier rang desquelles la direction générale de l'énergie et du climat (*DGEC*).





### **LES PROCÉDURES D'AUTORISATION PEUVENT ÊTRE RATIONALISÉES SANS ÉRODER LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT NI LE DÉBAT CITOYEN**

- **Les procédures d'autorisation permettent d'adapter un projet aux spécificités d'un territoire, d'éviter, de réduire, ou à défaut de compenser ses effets sur l'environnement, de les évaluer finement et de permettre aux citoyens de participer aux décisions publiques.**

Cependant, certaines procédures d'autorisation se sont au fil du temps accumulées et complexifiées sans toujours apporter un gain pour l'environnement ou le public proportionné aux enjeux du développement du réseau électrique. Cet aspect apparaît avec d'autant plus d'acuité quand on compare les procédures applicables au réseau en France soit à celles en vigueur à l'étranger, soit aux dispositions relatives à d'autres infrastructures industrielles : comment comprendre qu'une interconnexion a récemment fait l'objet d'une enquête publique en France et pas dans l'autre pays concerné alors que celui-ci est soumis aux mêmes directives européennes ? Comment justifier que si les canalisations de gaz sont soumises à la procédure de débat public quand leur longueur dépasse 200 km, le seuil pour les liaisons 400 kV souterraines est ramené à seulement 10 km ?

Cette situation conduit à un décalage très pénalisant entre les procédures auxquelles sont soumis les installations industrielles et celles des ouvrages devant les raccorder ; quand les unes durent environ deux ans, celles du réseau public de transport s'étalent sur environ six ans, voire bien davantage...

### **POUR ATTEINDRE LES OBJECTIFS DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE ET CLIMATIQUE, LE GOUVERNEMENT CHERCHE À ACCÉLÉRER LES PROCÉDURES D'AUTORISATION**

- **« Il est essentiel d'accélérer la rénovation des infrastructures énergétiques existantes et d'en construire de nouvelles pour atteindre les objectifs des politiques énergétique et climatique de l'Union.<sup>8</sup>»**

Tel est le constat dressé par le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne qui les ont conduits à adopter le règlement européen n°347/2013 sur les infrastructures énergétiques.

Celui-ci implique de raccourcir la procédure d'élaboration des projets, ou à minima de ces projets, à vingt-quatre mois et la procédure réglementaire d'autorisation à dix-huit mois.

Dans le cadre du « choc de simplification » et de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le gouvernement a engagé des démarches qui poursuivent cet objectif.

<sup>8</sup> Règlement (UE) n°347/2013 du Parlement européen et du Conseil

### L'évaluation environnementale du Schéma décennal de développement du réseau

- **Le développement à moyen et long terme du réseau de transport d'électricité peut avoir des incidences sur l'environnement qu'il est nécessaire d'anticiper.**

Pour ce faire, et dans le respect de la réglementation<sup>9</sup>, RTE a réalisé une évaluation environnementale du *Schéma décennal* 2014. Cette évaluation identifie, décrit et évalue à l'échelle nationale les possibles conséquences environnementales, positives comme négatives, du développement du réseau à l'horizon 2024.

Dès 2011, RTE s'était engagé de façon volontaire à réaliser une telle évaluation au travers de la déclaration européenne sur le développement des réseaux électriques et la conservation de la nature en Europe<sup>10</sup>.

La démarche d'évaluation environnementale présente un double avantage : d'une part, elle est un outil d'appui à la décision et, d'autre part, elle s'inscrit dans un processus d'information et de dialogue avec les parties prenantes.

#### UN OUTIL D'APPUI À LA DÉCISION

- **Adossée au Schéma décennal, l'évaluation environnementale constitue un outil d'appui à la décision dans la définition des futurs projets d'ouvrages de transport d'électricité.**

Plus précisément, c'est en enrichissant le *Schéma décennal* d'une vision synoptique et stratégique sur ses possibles effets sur les enjeux environnementaux, qu'elle contribue à en conforter les grandes orientations.

Ainsi, l'évaluation environnementale présente les choix de développement du réseau et les raisons les justifiant, notamment du point de vue de la préservation de l'environnement.

Dans cette perspective, et en dépit de son approche globale, le rapport d'évaluation s'attache à donner un premier aperçu des bénéfices associés à chacun des projets présentés dans le *Schéma décennal* : outre des

<sup>9</sup> Décret n°2012-616 du 2 mai 2012 relatif à l'évaluation de certains plans et documents ayant une incidence sur l'environnement.

<sup>10</sup> European Grid Declaration on Electricity Network Development and Nature Conservation in Europe, Renewable Grid Initiative, [http://renewables-grid.eu/uploads/media/EU\\_Grid\\_Decl\\_signed\\_January\\_2013.pdf](http://renewables-grid.eu/uploads/media/EU_Grid_Decl_signed_January_2013.pdf). Cette déclaration a été ratifiée dans le cadre de la Renewable Grid Initiative, qui regroupe des associations de protection de l'environnement et des gestionnaires de réseau de transport d'électricité avec l'objectif de favoriser le développement du réseau nécessaire à l'intégration des énergies renouvelables

représentations cartographiques des projets permettant d'anticiper de possibles interactions entre ceux-ci et leur environnement immédiat, les opportunités en termes de limitation des pertes sur le réseau, d'accueil des *énergies renouvelables*, ou encore de contribution à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, sont également décrites.

Enfin, y sont annoncées, sur la base d'une analyse de l'état initial de l'environnement, les mesures prévues pour éviter, réduire et, le cas échéant, compenser les incidences négatives susceptibles de résulter de la mise en œuvre du *Schéma décennal*.

L'ensemble de ces indications doit contribuer à éclairer dans sa décision l'autorité administrative chargée d'approuver le *Schéma décennal*, en l'assurant de la pertinence des choix effectués et du caractère d'utilité publique des projets.

C'est au ministre en charge de l'énergie qu'il revient d'approuver le schéma après avis de la *Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)* et de l'*Autorité Environnementale du Conseil Général de l'Environnement et du Développement Durable*, et consultation du public.

#### UN OUTIL DE DIALOGUE AVEC LES PARTIES PRENANTES

- **Outil d'aide à la décision, l'évaluation environnementale constitue également un élément primordial du processus de concertation.**

En effet, elle intervient très en amont des projets pour à la fois favoriser la prise d'information par les parties prenantes et permettre la discussion sur les choix de développement.

En tant que volet complémentaire du *Schéma décennal*, le rapport d'évaluation environnementale a vocation à être soumis à consultation publique.

Dans ce processus de construction itérative des orientations de développement du réseau, cette démarche contribue à favoriser la participation du public en illustrant de façon transparente et tangible, par le recours à des arguments d'ordre environnemental, dans un sens très large, et non plus uniquement énergétique, l'utilité des projets d'ouvrages de transport d'électricité.

En ce sens, l'évaluation environnementale constitue, dès la complexe étape de planification, une base de dialogue avec les parties prenantes pour aider la collectivité à dessiner les contours de son avenir énergétique.

### LES PRINCIPALES CONCLUSIONS DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE DU SCHÉMA DÉCENNAL 2014

- L'évaluation de l'impact environnemental du Schéma décennal a été réalisée en 2014 par le cabinet spécialisé BRLi, et fait l'objet d'un document dédié.

La prise en compte de l'environnement dans le Schéma décennal 2014 est jugée nettement plus importante que dans la première version (2011). Outre l'accent mis sur l'intégration des énergies renouvelables et le développement d'indicateurs de suivi des projets à caractère environnemental, une annexe est dédiée à la présentation des principaux engagements de RTE en matière d'environnement. La poursuite de cette démarche est encouragée par l'évaluateur, en réponse au défi « planification et mise en œuvre du réseau dans une attention constante de préservation de l'environnement, en concertation avec les parties prenantes ».

L'analyse des effets du *Schéma décennal* a été réalisée en prenant en compte les composantes de l'environnement les plus susceptibles d'être influencées par sa mise en œuvre : patrimoine naturel (biodiversité, continuités écologiques et sites Natura 2000), paysages, population, climat et activités liées aux milieux naturels (agriculture, sylviculture et pêche).

- **Les projets proposés dans le Schéma décennal, qui répondent aux axes de développement du réseau, s'inscrivent en grande partie au niveau d'ouvrages RTE existants (actions de renforcement, de reconstruction, etc.)**

Les créations d'infrastructures sont majoritairement envisagées au sein des fuseaux d'infrastructures de transport existantes sur le territoire national (type autoroutes, voies ferrées, lignes électriques), évitant ou réduisant ainsi l'effet sur l'environnement et l'emprise sur de nouveaux espaces. Une analyse cartographique, tenant compte de la valeur patrimoniale des espaces traversés, a permis d'identifier les zones sensibles à la mise en œuvre des projets à l'étude du Schéma décennal pour chaque composante de l'environnement. La façade atlantique et la Manche sont principalement concernées, en lien avec les projets d'interconnexion et de raccordement des parcs éoliens en mer, la partie est de la France étant également susceptible d'être impactée par des projets plus diversifiés et d'ampleur plus limitée (interconnexions mais aussi créations de postes aériens). Les composantes de l'environnement les plus concernées sont le paysage (co-visibilité des liaisons et postes aériens, tranchées forestières) et le patrimoine naturel (perturbation du milieu et des espèces en phase travaux, risque de collision au niveau des couloirs de migration de l'avifaune, etc.).

- **La planification du développement du réseau de transport, à travers les axes de développement du Schéma décennal, permet donc d'optimiser les infrastructures existantes et d'inscrire les projets dans une perspective de développement sur le long terme, garantissant ainsi leur pertinence dans la durée.**

Les incidences négatives sur l'environnement sont limitées au niveau stratégique. A travers l'accueil de nouvelles productions et un meilleur maillage du réseau, la mise en œuvre du Schéma décennal a même un effet positif sur plusieurs enjeux environnementaux, notamment en lien avec le développement des énergies renouvelables, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la sécurisation de l'alimentation électrique pour les populations et les activités économiques qui en dépendent.

- **De nombreux partenariats et dispositifs sont mis en place par RTE pour accompagner la réalisation des projets et permettent globalement de maîtriser les effets négatifs associés.**

Au-delà de ces dispositions en faveur de l'environnement, l'évaluateur a proposé des mesures complémentaires (renforcement des partenariats, poursuite de l'acquisition de connaissances, etc.) afin de limiter les incidences négatives identifiées dans l'analyse des effets du Schéma décennal, ainsi qu'une liste d'indicateurs pour suivre leur mise en œuvre.



### Des investissements industriels, des emplois induits

#### RTE INVESTIT DURABLEMENT DANS LE RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT

- Pour adapter le réseau public de transport d'électricité aux défis de la mutation du paysage énergétique, de nombreux équipements sont à réaliser dans les dix prochaines années.

Ainsi plusieurs milliers de kilomètres de nouvelles lignes et plusieurs dizaines de nouveaux postes électriques devront être construits.

D'ici à l'horizon 2030, RTE envisage d'investir plusieurs dizaines de milliards d'euros. À moyen terme, les investissements de RTE s'élèvent à près de 1,5 milliard d'euros par an. Ce montant est important : pour en prendre la mesure, il suffit de le comparer à celui des investissements des sociétés non financières qui représentait 251 milliards d'euros en 2013 selon l'INSEE.

À court terme, ces investissements sont d'autant plus bénéfiques pour l'économie française qu'ils sont contracycliques : ils augmentent alors que le volume des investissements des sociétés non financières s'est érodé en France d'environ 1% entre 2012 et 2013 selon les derniers chiffres de l'INSEE.



#### LES ACHATS DE RTE CRÉENT DE NOMBREUX EMPLOIS SUR L'ENSEMBLE DU TERRITOIRE

- Sans évoquer ici l'importance du service rendu à la collectivité par le réseau public de transport, l'activité de RTE induit des emplois en dehors de l'entreprise.

Selon les données de l'INSEE relatives aux industries des biens d'équipements, les achats de RTE engendrent l'équivalent de 12 300 emplois indirects en France auprès des fournisseurs de rang 1, dont près de 2600 au sein de PME directement en relation contractuelle avec RTE.

Enfin, ces achats se conjuguent à une politique en matière d'achat privilégiant des partenariats qui s'inscrivent dans la durée : presque 80 % des achats de RTE sont ainsi menés dans le cadre de marchés cadres pluri-annuels.

Cette stabilité est indispensable pour jeter les bases économiques permettant aux sous-traitants de RTE de recruter de nouveaux collaborateurs.



III

**Le réseau  
d'aujourd'hui  
en quelques  
chiffres**

## Le réseau de transport d'électricité au 31 décembre 2013



**Conformément à la loi du 9 août 2004, le réseau public de transport d'électricité, propriété de RTE, est constitué, sauf dérogation, des liaisons aériennes et souterraines et des postes d'une tension supérieure ou égale à 50 kV.**

Avec 100 675 km de circuits en exploitation fin 2013, le développement du réseau RTE se caractérise par une augmentation de la longueur de son réseau souterrain et une diminution de celle de son réseau aérien.

### LIAISONS AÉRIENNES ET SOUTERRAINES RTE

Ce tableau présente la synthèse des liaisons aériennes (circuits aériens et files de pylônes) et souterraines.

En km	CIRCUITS AÉRIENS	FILES DE PYLÔNES	CIRCUITS SOUTERRAINS
400 kV	21 749	13 573	3
225 kV	25 580	21 659	1 060
150 kV	1 060	1 192	2
90 kV	16 531	14 270	680
63 kV	35 412	30 966	2 480
≤45 kV	342	191	84
<b>TOTAL<sup>1</sup></b>	<b>100 675</b>	<b>81 852</b>	<b>4 309</b>

Un circuit est un ensemble de conducteurs utilisés pour transporter l'électricité entre deux points du réseau. Une file de pylône est un ensemble de pylônes supportant un seul circuit ou plusieurs circuits (files de pylônes multi-terne). La longueur des files de pylônes représente la

<sup>1</sup> Les totaux partiels sont donnés en valeurs arrondies. Il peut en résulter qu'un total général soit différent de la somme des totaux partiels.

longueur géographique de ces portions homogènes aériennes.

### POSTES ÉLECTRIQUES RTE

Le tableau qui suit dénombre les sites abritant des postes électriques RTE en exploitation par niveau de tension supérieur et par fonction. Un poste est considéré « RTE » dès lors qu'il contient au moins une cellule départ liaison ou un jeu de barres de propriété RTE.

Niveau de tension supérieur	NOMBRE DE POSTES DE PROPRIÉTÉ RTE	NOMBRE DE POSTES TOUS PROPRIÉTAIRES
400 kV	152	184
225 kV	552	741
150 kV	26	37
90 kV	554	791
63 kV	1 378	2 152
45 kV	6	42
<b>TOTAL</b>	<b>2 668</b>	<b>3 947</b>

### TRANSFORMATEURS RTE

Tension primaire	NOMBRE DE TRANSFORMATEURS <sup>2</sup>	PUISSANCE NOMINALE (EN MVA)
400 kV	294	134 232
225 kV	838	91 377
150 kV	28	1 453
90 kV	26	1 215
63 kV	27	862
<b>TOTAL</b>	<b>1 213</b>	<b>229 138</b>

Les transformateurs sont des machines statiques dont la fonction principale est de transmettre la puissance électrique d'un niveau de tension à un autre en tension alternative. La puissance nominale est la valeur conventionnelle de la puissance apparente destinée à servir de base à la construction du transformateur, aux garanties du constructeur et aux essais.

<sup>2</sup> Les transformateurs alimentant les réseaux de distribution sont propriété des gestionnaires de réseau de distribution et n'apparaissent pas dans ces statistiques dénombrant les matériels de RTE.

LE RÉSEAU DE TRANSPORT 400 ET 225 KV AU 31/12/2013



**RÉSEAU EXISTANT**

- Ligne 400 kV
- Ligne 225 kV

### Renouvellement et gestion des actifs du réseau existant

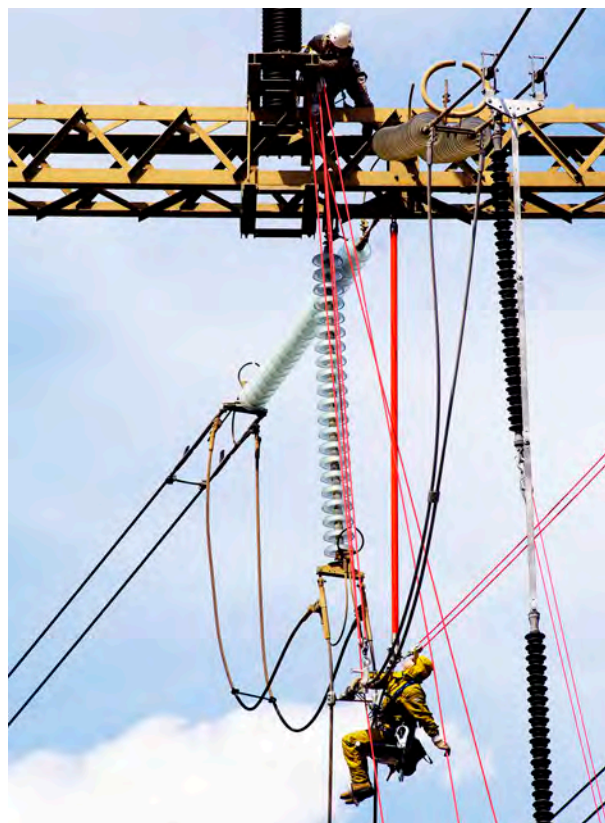
- **Un haut niveau de service rendu en termes de sûreté, qualité, sécurité d'approvisionnement exige des équipements fiables.**

Aussi, RTE doit-il planifier en temps opportun les actions techniques destinées à maintenir la performance de ses installations. RTE a donc adopté une démarche industrielle de gestion des installations spécifique à chaque type d'ouvrages : liaisons aériennes et souterraines, postes haute et basse tension.

Elle repose sur une analyse de l'état technique des différents éléments constitutifs des ouvrages afin d'évaluer le niveau de dégradation et les risques d'obsolescence fonctionnelle ou technologique. Pour chaque élément sont évalués les facteurs spécifiques qui entament sa durabilité et sa valeur.

L'évolution de la technologie, l'offre industrielle disponible et la faisabilité des solutions d'un point de vue environnemental sont aussi analysées. Les politiques techniques de gestion des actifs élaborées fixent les principes, les résultats attendus et les ressources associées. RTE consacre au moins un quart des investissements sur le réseau au renouvellement.

Par définition, ces très nombreuses opérations ne modifient pas la consistance technique des ouvrages, leurs capacités et leur aspect. Elles ne sont donc pas répertoriées dans le Schéma décennal de développement du réseau.



#### UNE APPROCHE PAR TYPE D'ÉLÉMENTS

- **Les éléments constitutifs des ouvrages sont traités différemment selon leur nature.**

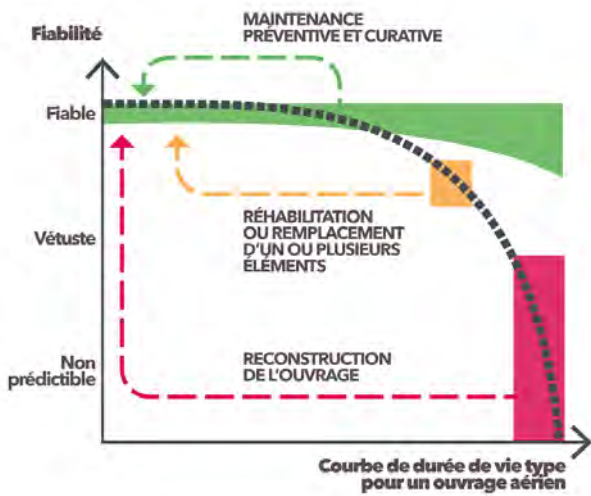
À titre d'exemple, on distingue pour les liaisons aériennes : les conducteurs (les câbles qui conduisent le courant), les supports (poteaux en béton ou en bois, pylônes treillis en acier...). Pour les postes : les jeux de barres, disjoncteurs, sectionneurs, transformateurs de mesure... Chaque élément constitutif d'un ouvrage fait l'objet d'actions de maintenance et de renouvellement spécifiques.

L'approche par éléments constitutifs des ouvrages met en œuvre des critères de niveaux de dégradation, d'âge et d'obsolescence technologique. Elle repose sur une connaissance des modes de vieillissement génériques des composants, une analyse de la fiabilité du comportement des matériels, une analyse des états des matériels et du dire d'expert.

Elle permet, selon l'enjeu, de cibler les matériels qui en ont besoin, d'agir en temps voulu et de faire face à l'accélération progressive des besoins de renouvellement pour les ouvrages construits après-guerre. Enfin, elle favorise une réalisation des travaux à une échelle industrielle.



### DE LA MAINTENANCE AU RENOUVELLEMENT



#### > La gestion des actifs existants couvre tout le cycle de vie des ouvrages.

Elle se traduit par la mise en œuvre d'opérations de maintenance courante, de réhabilitation ou de remplacement des éléments lorsqu'ils arrivent en fin de vie afin de maintenir la fonction des ouvrages. Elle conduit dans certains cas à une reconstruction complète de l'ouvrage concerné.

Les actions de maintenance courante incluent :

➤ Les actions de maintenance courante préventive des différentes familles de matériels de réseau, selon une approche d'optimisation de la maintenance par la fiabilité :

- Systèmes de protections et d'automatismes,
- Appareillages électriques haute tension,
- Lignes aériennes et souterraines.

➤ Les actions de maintenance curative, destinées à rétablir le fonctionnement de tel ou tel élément (dépannage) et son état (réparation).

Les actions de maintenance à visée patrimoniale corrigent les dégradations dues à l'âge que la maintenance courante ne peut prévenir. Un ou plusieurs éléments de l'ouvrage sont alors réhabilités ou remplacés. Enfin, le choix peut se porter sur la reconstruction de l'ouvrage : démantèlement et édification d'un nouvel ouvrage à fonctionnalités et caractéristiques identiques. Ces actions de gestion d'actif du patrimoine physique sont alors considérées dans une vision globale du réseau.

### Potentiels de raccordement pour l'accueil de production

- > **Un potentiel de raccordement représente la capacité de production qu'il est possible de raccorder dans une portion du territoire sans dépassement de la capacité du réseau.**

Il est calculé en supposant que les installations de production existantes (sauf celles dont l'arrêt est programmé) sont en service mais aussi les projets d'ores et déjà déclarés de futures installations de production (projets dit « en file d'attente »). Compte tenu de la multiplicité des situations qui peuvent être rencontrées (hiver ou été, heures pleines ou creuses, ventées ou non, etc.), le potentiel de raccordement est un ordre de grandeur à destination des industriels investisseurs, sans préjudice de résultats que livrerait l'étude de raccordement d'une nouvelle installation de production précisément définie.

- > **RTE affiche sur son site internet, dans l'espace dédié aux producteurs, la carte des « potentiels de raccordement » de production sur le réseau, reproduite ci-après.**

La carte des potentiels de raccordement à l'horizon 2019 sur le réseau 400 kV présente les zones favorables au raccordement de production et les zones qui nécessiteraient des développements pour accueillir de nouveaux groupes de production.

Un potentiel de raccordement nul sur une zone géographique indique qu'une fois les éventuels projets en file d'attente pris en compte, le réseau ne peut plus accepter de puissance supplémentaire sans être renforcé.

L'analyse des risques de congestion sur le réseau à cet horizon conduit à découper le territoire national en 26 zones.

Celles-ci sont définies de telle manière que les lignes qui les composent soient robustes à l'arrivée de production, alors que les lignes frontalières entre zones, au contraire, constituent les premiers goulets d'étranglement.

Pour chacune de ces zones, sont précisés le potentiel de raccordement et le volume des projets en file d'attente.

Le volume des projets en file d'attente donne une idée de l'attrait de chaque zone en termes d'installation de production.

Les données relatives aux files d'attente sont établies en collaboration avec les *gestionnaires de réseaux de distribution*, RTE étant responsable du calcul et de l'information sur les potentiels de raccordement.

Une évolution des données affichées a été réalisée en 2014 dans le cadre de l'élaboration et de la mise en œuvre des *Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)*. Cet affichage des capacités d'accueils des schémas est disponible sur le site [www.capareseau.fr](http://www.capareseau.fr) pour les régions dont le **S3REnR** est approuvé.

Au 1<sup>er</sup> octobre, 10 régions ont validé leur *S3REnR* pour un total d'environ 10 GW de capacités réservées.

Les évolutions entre la carte 2013 et celle-ci sont dues à l'évolution des scénarios d'échanges, aux nouvelles prévisions de consommation et de production.

- > **Au total, le réseau 400 kV offre 48 GW de capacité d'accueil de production**

**LES POTENTIELS DE RACCORDEMENT À L'HORIZON 2019 SUR LE RÉSEAU 400 KV  
(CALCULÉS EN SEPTEMBRE 2014)**



- Poste 400 kV
- Ligne à 1 circuit
- Ligne à 2 circuits et plus avec au moins 1 circuit en 400 kV
- Interconnexion en courant continu

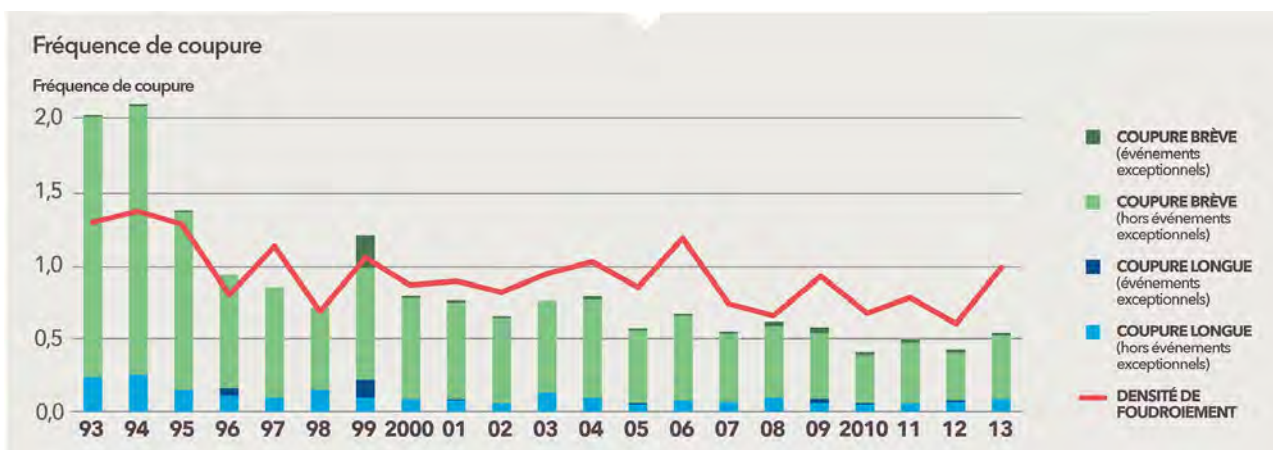
**Zones avec potentiel de raccordement (en MW)**

- 1 - 999
- 1000 - 1999
- 2000 - 4000

**(1800)** Volume réservé en file d'attente raccordé en THT (unités supérieures à 250 MW)

**2000** Potentiel de raccordement additionnel (en MW)

(\*) Les 1000 MW de la file d'attente correspondent à une nouvelle interconnexion



## Qualité de l'électricité et performance du réseau

### > La qualité de l'électricité sur le réseau de RTE reste à un bon niveau en 2013.

Une fréquence de coupure<sup>3</sup> de 0,54 dont 0,10 coupure longue (plus haute valeur observée depuis 2008) et 0,44 coupure brève (valeur inférieure à la moyenne des 10 dernières années) ;

Un temps de coupure équivalent<sup>4</sup> (TCE) de 3 minutes et 1 seconde, hors événement exceptionnel, soit une valeur légèrement inférieure à la moyenne des résultats observés ces 10 dernières années.

Ces bons résultats sont en recul par rapport aux très bons résultats enregistrés en 2012, ce qui s'explique notamment par l'activité orageuse, en augmentation de 65% par rapport à l'année précédente, ainsi que plusieurs épisodes de vents violents et de neige.

En dépit de conditions climatiques défavorables, les indicateurs restent donc corrects et traduisent les actions mises en œuvre par RTE en matière d'investissements, de maintenance et d'exploitation du réseau. RTE poursuit ses efforts afin de consolider ces bons résultats dans la durée, et satisfaire les attentes de ses clients.

### LA CONTINUITÉ D'ALIMENTATION

Les indicateurs de continuité sont établis en considérant le périmètre des sites consommateurs et distributeurs, soit un peu plus de 2700 sites, dont près de 2250 postes

<sup>3</sup> La fréquence de coupure représente le nombre moyen de coupures fortuites par site dans l'année.

<sup>4</sup> Le temps de coupure équivalent (TCE) est un indice qui caractérise l'ampleur des coupures en considérant le volume d'énergie non distribuée (END) ramené à la puissance moyenne distribuée au cours de l'année.

sources à la frontière entre le réseau de transport et les réseaux de distribution.

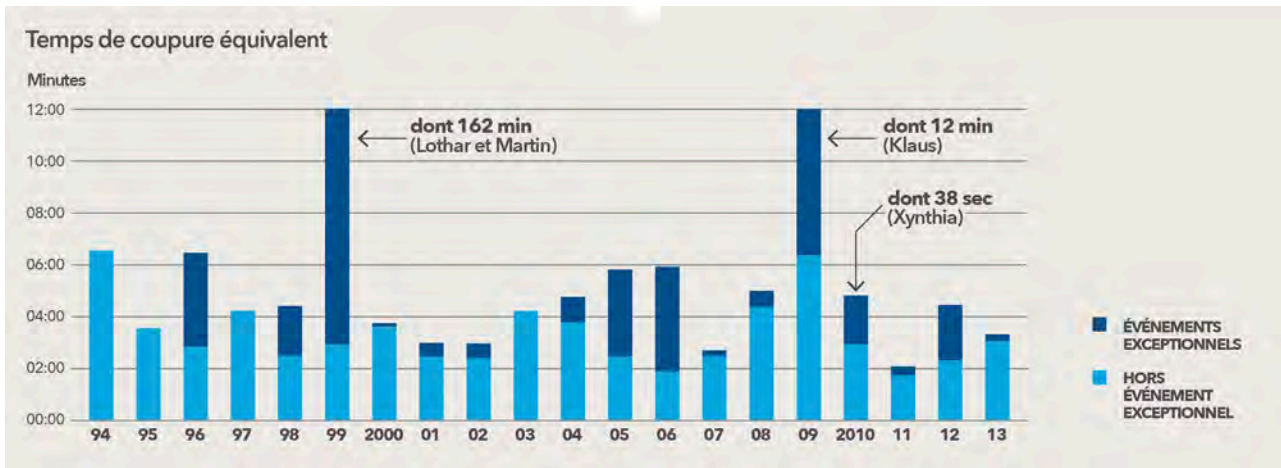
En termes de Fréquence de coupure, en moyenne, hors événement exceptionnel, un site raccordé au réseau public de transport a subi en 2013 : 0,10 coupure longue (CL), 0,44 coupure brève (CB). En termes de répartition des coupures, selon les sites, il est à noter qu'en 2013 :

- 92 % des sites clients n'ont subi aucune coupure longue ;
- 80 % aucune coupure brève ;
- 1,0 % plus d'une coupure longue ;
- 1,3 % plus de cinq coupures brèves.

En 2013, le temps de coupure équivalent toutes causes confondues s'élève à 3 minutes et 18 secondes. Ce temps de coupure correspond à une énergie non distribuée d'environ 2750 MWh. Ce résultat global prend en compte deux événements exceptionnels qui ont engendré 17 secondes de TCE.

- La rupture de deux conducteurs de phases par un hélicoptère a entraîné la coupure d'un client industriel et de deux sites de production le 4 juin dans le département de l'Isère.
- Le second événement porte sur l'épisode d'orages violents (foudre et vents violents) les 26 et 27 juillet 2013<sup>5</sup> qui a eu pour conséquence la coupure d'environ 420 000 foyers (source ERDF) sur un large axe sud-ouest – nord-est de la France.

<sup>5</sup> En particulier, avec plus de 100 000 impacts, le 27 juillet constitue un record absolu en nombre d'impacts de foudre observés sur une journée (le précédent record était d'environ 78 000 impacts le 6 août 1999).

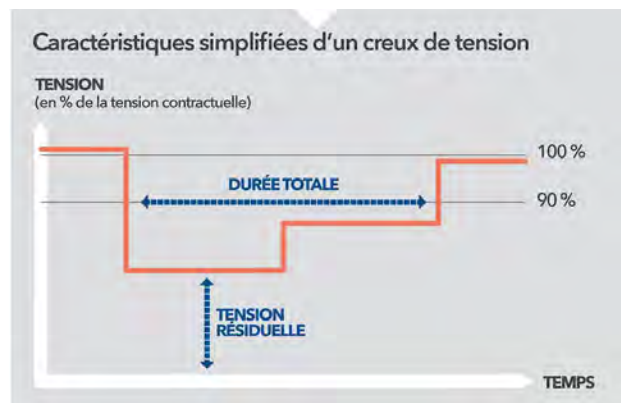


### LA QUALITÉ DE L'ONDE DE TENSION

Du fait de la sensibilité importante de certains processus industriels aux creux de tension, les performances du réseau en matière de qualité de l'onde de tension font l'objet d'un suivi particulier grâce aux appareils de mesure disposés aux points de connexion avec certains sites clients. Même si la caractérisation d'un creux de tension fait intervenir de nombreux paramètres (par exemple : l'évolution de la profondeur au cours du temps, le nombre de tensions impactées), chaque creux de tension enregistré est ici résumé de façon très simplifiée par :

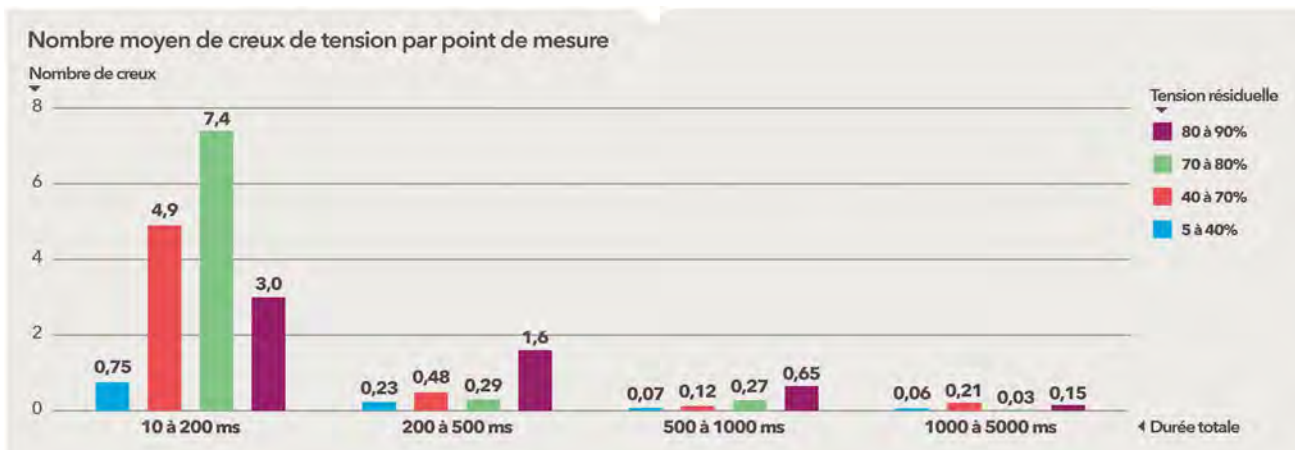
- Sa durée totale : durée pendant laquelle au moins une des trois tensions du système triphasé est inférieure à 90 % de la tension d'alimentation déclarée,
- La tension résiduelle minimale atteinte pendant toute la durée du creux.

Les statistiques ci-dessous présentent le nombre moyen de creux de tension par site en 2013, par classes de « durée totale / tension résiduelle minimale », conformément à la classification retenue dans la norme européenne EN 50160 (version 2010).



L'augmentation du nombre de creux de tension observée en 2013 (environ + 30% par rapport à 2012) s'explique en grande partie par la forte augmentation de l'activité orageuse.



Les variations au-delà des tolérances prévues pour les autres types de perturbations (variations lentes de tension, flicker, harmoniques, déséquilibre...) sont très rares et font l'objet d'un examen au cas par cas.



## Principales mises en service en 2014

Sont présentés ici un tableau et une carte listant les principales infrastructures mises en service en 2014 (carte et tableau réalisés à partir des informations les plus à jour au moment de l'édition du document).

- Les volets régionaux présentent un panorama plus complet.
- Les indicateurs Pertes, CO<sub>2</sub> et accueil des énergies renouvelables sont donnés à titre indicatif. Ces indicateurs permettent d'inter-comparer les apports de chaque projet.

Région	Carte	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
AQUITAINE	104	<b>Renforcement de la transformation du poste de Pessac 225 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Renforcement de la transformation par le remplacement de deux transformateurs 225 / 63 kV de 100 MVA par des appareils de 170 MVA	  
	148	<b>Installation d'un transformateur déphaseur au poste de Bacalan 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Bordeaux	Installation d'un transformateur déphaseur de 600 MVA au poste de Bacalan	  
	153	<b>Renforcement de la transformation du poste de Naoutot 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Mont-de-Marsan	Renforcement de la transformation 225/63 kV du poste par ajout d'un transformateur de 170 MVA	  
	155	<b>Renforcement de la transformation du poste de Saucats 400 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Installation d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA et d'un couplage	  
	545	<b>Renforcement de la transformation du poste 400 kV de Marquis</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Bordeaux	Renforcement de la transformation 400 kV / 225 kV par le remplacement d'un auto transformateur 300 MVA par un 600 MVA suite à une avarie.	  
AUVERGNE	135	<b>Renforcement de la transformation du poste de Rulhat 400 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Clermont-Ferrand	Installation d'un auto-transformateur 400 / 225 kV de 600 MVA et exploitation du second terme de la liaison Bayet-Rulhat 225 kV à 400 kV	  
	138	<b>Renforcement de la transformation du poste de Séminaire 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la région de Moulins	Ajout d'un deuxième transformateur 225/63 kV de 100 MVA au poste de Séminaire et passage en contrôle commande numérique	  
BASSE-NORMANDIE ÎLE-DE-FRANCE	65	<b>Gestion des tensions basses en Normandie et ouest Parisien - Phase 1</b> Amélioration de la tenue de la tension en région parisienne	Installation de batteries de condensateurs 225 kV dans les postes de Taute, Rougemontier et Mézerolles.	  
BOURGOGNE	129	<b>Création du poste 225/63 kV de Darcey</b> Amélioration de la qualité d'alimentation de la Côte d'Or	Construction d'un poste 225 / 63 kV dans la commune de Darcey et d'une liaison souterraine 90 kV exploitée en 63 kV d'une longueur de 20 km entre Darcey et Poiseul	  
CENTRE	73	<b>Création du poste 225/90 kV de Tivernon</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone nord d'Orléans et contribution à l'accueil de la production éolienne attendue entre Chartres et Orléans	Création d'un échelon à 225 kV dans le poste à 90 kV existant et de son raccordement en souterrain sur la ligne à 225 kV Dambron-Les Carrés-Villejust n°1	  
	114	<b>Raccordement du poste de Justice 225 kV</b> Raccordement d'un client producteur éolien	Raccordement d'un poste 225/20 kV en piquage sur la ligne 225 kV Chaunay - Dambron	n/a  
	118	<b>Renforcement de la transformation du poste de Larçay 400 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Tours	Installation d'un troisième transformateur 400 / 90 kV de 240 MVA	  
CHAMPAGNE-ARDENNE	72	<b>Évolution du poste de Barbuise 225 kV</b> Accueil de production éolienne dans l'Aube	Extension du poste	n/a  
ÎLE-DE-FRANCE	125	<b>Création d'une liaison souterraine Nanterre - Puteaux 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation du nord ouest parisien	Construction d'une troisième liaison souterraine et adaptation des postes encadrants	  
	128	<b>CSPR de Nanterre</b> Amélioration de la tenue de la tension de l'ouest parisien	Installation d'un compensateur statique de puissance réactive au poste de Nanterre 225 kV	 n/a 

Région	Carte	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
LANGUEDOC-ROUSSILLON	151	<b>Adaptation du poste de Tamareau 400 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Montpellier	Installation d'un deuxième couplage et d'un sectionnement de barres 400 kV	  
	154	<b>Renforcement de la transformation du poste de Baixas 400 kV et renforcement de l'alimentation du poste de Mas Bruno</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'agglomération de Perpignan	Création d'un échelon 225 kV au poste de Mas-Bruno. Création d'une double liaison souterraine 225 kV de 7,6 km entre les postes de Baixas et Mas Bruno et installation d'un auto-transformateur de 300 MVA au poste de Baixas	  
LORRAINE	107	<b>Augmentation de la tenue aux courts-circuits du poste de Saint Hubert 225 kV</b> Sécurisation de l'alimentation de la zone de Thionville et de l'industrie nord-lorraine	Augmentation de la tenue aux courts-circuits du poste de St Hubert 225 kV	  
	108	<b>Renforcement de la transformation du poste de Laneuveville 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Nancy	Remplacement de deux transformateurs de 100 MVA par deux appareils de 170 MVA	  
MIDI-PYRÉNÉES	149	<b>Donzac 400 kV</b> Diminution des coûts de redispatching	Remplacement des disjoncteurs 400 kV existant par des appareils plus performants	  
	216	<b>Gestion des tensions basses dans le sud-ouest de la France - Phase 2</b> Amélioration de la tenue de la tension dans le sud-ouest de la France	Installation d'environ 760 Mvar de condensateurs aux postes de Ginestous, Lafourguette, Lesquive, Portet et Verfeil	  
NORD-PAS-DE-CALAIS	110	<b>Renforcement de la transformation du poste de Echinghen 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Boulogne-sur-Mer	Renforcement de la transformation 225/90 kV par l'installation d'un transformateur de 100 MVA	  
PACA	97	<b>Raccordement du poste de Vieux Port 225 kV</b> Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge de l'agglomération de Marseille	Construction d'une liaison souterraine 225 kV de 3,6 km et d'un poste blindé 225/20kV	  
PAYS DE LA LOIRE	115	<b>Renforcement de l'alimentation électrique de la Mayenne</b> Sécurisation de l'alimentation électrique du département de la Mayenne	Ajout d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA au poste d'Oudon et construction d'une liaison souterraine à 225 kV de 20 km environ entre les postes de Oudon et Laval	  
PICARDIE	124	<b>Renforcement de la capacité de transformation du poste de Remise 400 kV et restructuration de ses alimentations</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Beauvais	Création d'un échelon 225 kV (autotransformateur de 300 MVA) au poste 400 kV de Remise et exploitation à 225 kV du deuxième terme de la liaison aérienne Patis - Remise actuellement exploité à 63 kV et renouvellement de l'alimentation de St Sépulcre par la création d'un poste 225 kV en coupure sur la ligne Patis - Terrier	  
RHÔNE-ALPES	85	<b>Renforcement de la transformation du poste de La Mouche 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation du sud de Lyon	Renouvellement partiel du poste et installation d'un nouveau transformateur 225/63 kV de 100 MVA	  
	92	<b>Création d'une liaison souterraine Perrache - St Amour 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation du poste-source de Perrache	Création d'une liaison souterraine 225 kV de 6 km et travaux sur le poste 225 kV blindé de Perrache	  
	136	<b>Renforcement de la transformation du poste de Bois Tollot 400 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique du Pays de Gex et des environs de Bellegarde	Installation d'un transformateur 400 / 63 kV de 150 MVA	  

**BÉNÉFICES**

 Perte  CO2  Accueil EnR

n/a Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

  
TRÈS POSITIF

  
POSITIF

  
FAIBLEMENT POSITIF

  
NÉGLIGABLE

  
FAIBLEMENT NÉGATIF

  
NÉGATIF

  
FORTEMENT NÉGATIF

CARTE DES PRINCIPALES MISES EN SERVICE EN 2014



RÉSEAU EXISTANT

- Ligne 400 kV
- Ligne 225 kV

RÉSEAU EN PROJET

- Projet de renforcement de ligne
- Projet de création de nouvelle ligne
- ||||||| Projet à l'étude
- Projet de création ou d'adaptation de poste électrique

Finalité

- Sécurité d'alimentation
- Gestion des tensions basses
- Gestion des tensions hautes
- Maîtrise des intensités de court-circuit
- Stabilité du réseau

Accueil de production

- 🔥 Cycle combiné gaz
- 🌿 Énergies renouvelables
- 🌊 Hydroliennes





**IV**  
**Hypothèses  
& scénarios**

## L'évolution de la consommation électrique en France continentale à moyen terme

### > Le Bilan prévisionnel 2014 publié par RTE en septembre 2014 étudie quatre scénarios d'évolution de la consommation à moyen terme.

Le « scénario de référence » est celui d'un redressement progressif de l'activité économique, avec un taux de croissance du PIB atteignant 1.5%/an à partir de 2016, mais sans rattrapage de la production industrielle d'avant crise :

- La consommation électrique du secteur résidentiel reste soutenue : elle est directement liée au nombre de ménages, et tirée à la hausse par la diffusion des techniques d'information et de communication et le développement du chauffage électrique (bien qu'un ralentissement soit observé dans ce domaine suite à la nouvelle réglementation thermique des bâtiments entrée en vigueur au 1er janvier 2013).
- La consommation électrique du secteur industriel recule dans un contexte de crise économique : elle est en baisse depuis 2011, avec peu d'espoir de retournement à court terme compte tenu des perspectives moroses de l'activité industrielle (faible investissement dans l'appareil productif depuis mi-2011, ralentissement des exports et atonie de la demande intérieure dans la zone euro).

- Le secteur des services voit sa consommation d'électricité augmenter, portée par une légère croissance de l'activité du secteur malgré la crise, et donc plus de surfaces d'activités, compensant ainsi les économies d'énergie attendues des réglementations sur l'éclairage et le chauffage.

Ces perspectives sont revues à la baisse par rapport à celles du Bilan prévisionnel 2013, traduisant notamment l'ampleur de la crise actuelle et de ses conséquences sur la production industrielle.

Ce « scénario de référence » pour le moyen terme est encadré par une fourchette d'incertitudes explorée à l'aide de scénarios encadrants :

➤ **La variante « basse »** cumule notamment un scénario pessimiste d'évolution démographique et de croissance économique, une amélioration tendancielle de l'efficacité énergétique et un contexte de prix défavorable au développement de produits consommateurs d'électricité ;

➤ **La variante « MDE renforcée »** suppose une accélération de la maîtrise de la demande en énergie (MDE) ;

➤ **La variante « haute »** cumule un scénario optimiste d'évolution démographique et de croissance économique, mais aussi une moindre amélioration de l'efficacité énergétique et un contexte de prix plus favorable au développement de produits consommateurs d'électricité.

### Principaux indicateurs d'évolution de la consommation à moyen terme selon les scénarios à 2019

SCÉNARIO	VARIANTE BASSE	VARIANTE MDE RENFORCÉE	RÉFÉRENCE	VARIANTE HAUTE
Consommation intérieure annuelle	468,7 TWh	481,4 TWh	488,4 TWh	502,7 TWh
Pointe « à une chance sur 10 » <sup>20</sup>	99,8 GW	101,6 GW	102,8 GW	105,3 GW

<sup>20</sup> La pointe à une chance sur 10 est le niveau de qui a une chance sur 10 d'être dépassé au moins 1 heure au cours de l'hiver.

À titre de comparaison, le 8 février 2012, la consommation française a atteint 102 GW.

➤ **Ces incertitudes fortes à l'échelle du pays se retrouvent localement et souvent dans des proportions plus importantes.**

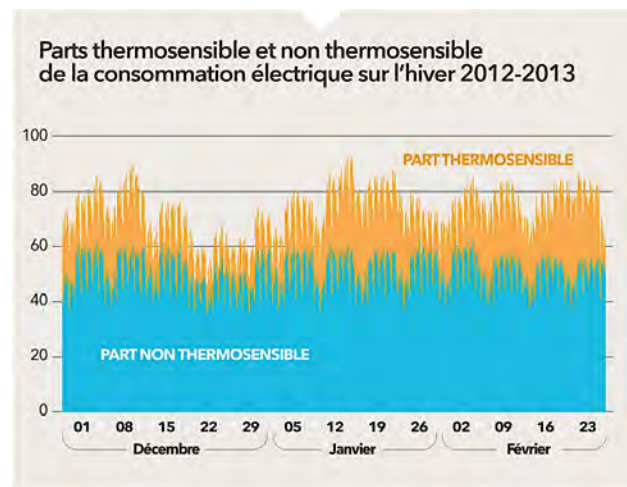
La réalisation ou non de projets de zones d'activités ou la fermeture d'une usine par exemple peut représenter une part très significative de la consommation locale.

Or certains territoires apparaissent très dynamiques pour les années à venir : le littoral méditerranéen, la Bretagne et le Sud-ouest notamment, quand le reste du pays voit sa consommation stagner voire diminuer notamment dans le Nord-est.

Si le bilan prévisionnel ne souligne qu'une baisse des marges d'approvisionnement à moyen terme, mais pas de manque de production, le Schéma décennal illustre le besoin de renforcer le réseau pour assurer la sécurité d'alimentation de certaines régions ou villes dans les toutes prochaines années. Ces besoins restent circonscrits à des territoires connaissant un dynamisme démographique ou économique remarquable.

Ces risques de sécurité d'alimentation sont principalement liés à l'augmentation de la consommation d'hiver. C'est la consommation à la pointe lors de vagues de froid qui alors dimensionne du réseau, du fait de la part importante du chauffage électrique : ce qui est ici présenté à l'échelle du pays tout entier se retrouve, toutes proportions gardées, à l'échelle de chaque territoire et particulièrement sur tout le littoral ouest.

La vague de froid de 2013 confirme en effet que la sensibilité de la consommation électrique à la température en hiver reste de l'ordre de 2400 MW/°C à 19h pour l'ensemble du pays. La récente baisse des parts de marché du chauffage électrique dans la construction neuve liée aux nouvelles normes de construction et à la baisse des dispositifs de soutien au chauffage par pompe à chaleur réduit les risques d'augmentation de ce gradient, mais, compte tenu de l'importance du parc immobilier existant chauffé à l'électricité, une baisse significative de cet effet est peu probable d'ici dix ans, horizon du Schéma décennal.



### Évolution de la production d'électricité en France à moyen terme

- > De par le nombre de projets en jeu, répartis sur tout le territoire national, le développement des énergies renouvelables marque l'évolution du parc de production sur la période du SDDR.

Les graphiques ci-dessous décrivent les perspectives à moyen terme de mise en service d'éoliennes terrestres et de panneaux photovoltaïques.

Pour le parc éolien terrestre comme pour le parc photovoltaïque, l'analyse de la conjoncture présentée dans le Bilan prévisionnel conduit à retenir une croissance dans chacune des filières de 800 MW/an. Cette trajectoire est une hypothèse moyenne pour l'ensemble du pays.

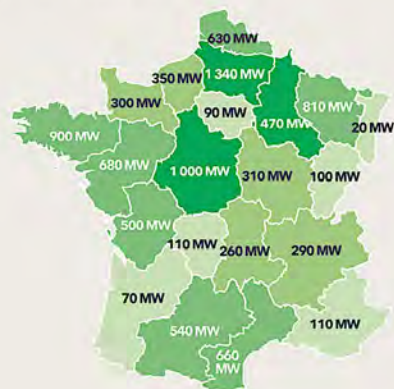
Cependant, éolien et photovoltaïque pourront se développer à un rythme différent selon les régions. De plus, RTE est tenu par la loi de développer les capacités d'accueil en fonction des objectifs de chaque *Schéma régional Climat-Air-Énergie (SRCAE)*, qui, en cumulé, représentent environ 30 GW d'éolien terrestre et 14 GW de photovoltaïque à l'horizon 2020. Les projets correspondants sont détaillés dans les *Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables* et synthétisés dans le schéma décennal.

En outre, conformément à l'appel d'offre gouvernemental, les premières éoliennes en mer seront raccordées en 2018. De plus, des fermes pilotes hydroliennes (30 MW au total) sont attendues au large du Cotentin pour 2016.

Hypothèse de puissance photovoltaïque en service en 2017 6,4 GW au total



Hypothèse de puissance éolienne terrestre en service en 2017 10,5 GW au total



> **Si le développement des énergies renouvelables constitue le principal défi du développement du réseau dans les prochaines années, l'essentiel de la production reste d'origine nucléaire, hydraulique, charbon, gaz et fioul :**

➤ La puissance nucléaire installée reste stable d'ici 2018, la mise en service de l'EPR de Flamanville compensant presque l'arrêt annoncé de Fessenheim.

➤ Toutefois, les directives européennes *GIC* et *IED* entraînent la fermeture de plus de 7 GW de centrales thermiques au fioul et au charbon entre 2013 et fin 2015.

Le fonctionnement des cycles combinés au gaz est pénalisé par un contexte défavorable des prix des combustibles, du CO<sub>2</sub> et de l'électricité et certaines installations sont temporairement fermées.

➤ Aucune évolution majeure du parc hydroélectrique n'est annoncée pour les prochaines années.

Enfin, le développement de nouvelles capacités d'effacement devrait compenser la fin des effacements tarifaires historiques en maintenant la capacité d'effacement à une valeur minimale de 3 GW.

### Actualisation 2014 de l'offre totale en France à l'horizon 2019 en GW

GW	01/01/2014	2015	2016	2017	2018	2019
Nucléaire	63,1	63,1	63,1	61,4	63,0	63,0
Charbon	5,0	4,3	2,9	2,9	2,9	2,9
Cycles combinés gaz	5,3	4,4	4,4	5,0	5,0	5,4
Fioul et turbines à combustion	7,0	7,0	3,1	3,1	3,1	3,1
Thermique décentralisé non énergies renouvelables	6,0	5,9	5,9	5,6	5,6	5,5
Thermique décentralisé énergies renouvelables	1,1	1,1	1,3	1,3	1,3	1,4
Hydroélectricité (turbinage)	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2
Éolien	8,1	8,9	9,7	10,5	11,3	12,1
Photovoltaïque	4,3	5,0	5,7	6,4	7,1	7,8
Effacement de consommation	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0

## Quatre scénarios prospectifs long-terme

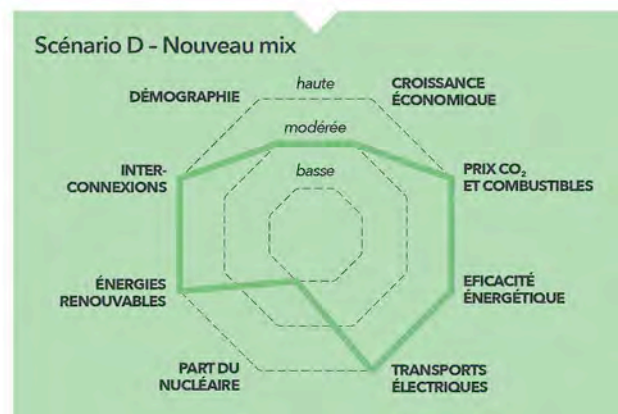
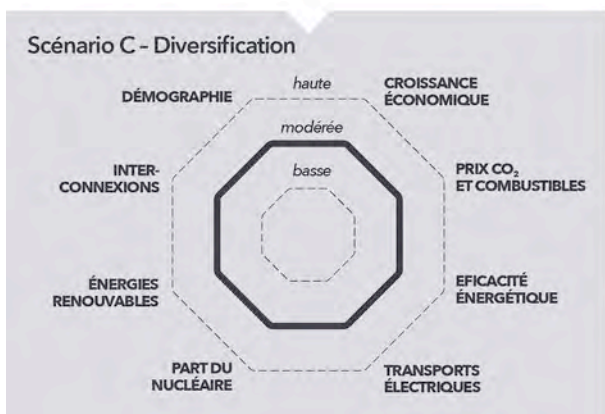
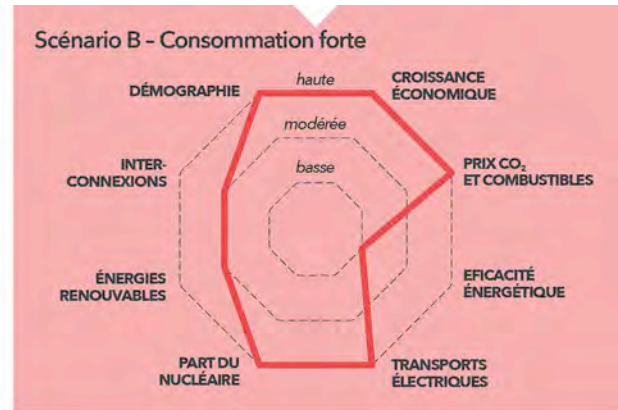
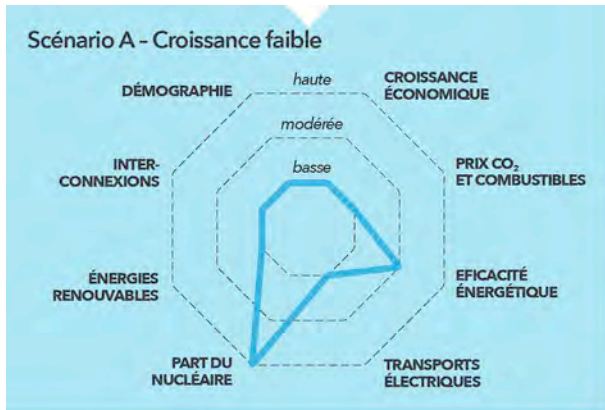
➤ **Huit grands paramètres peuvent caractériser l’approvisionnement en énergie de la France à long terme :**

- Quatre concernent la demande : la démographie, la croissance économique, l’amélioration de l’efficacité énergétique, le développement des transports électriques,
- Les autres facteurs sont : le prix du CO<sub>2</sub>, le devenir du parc nucléaire, le développement des énergies renouvelables, et le niveau d’interconnexion de la France avec ses voisins.

Ce dernier facteur n’est pas, à la différence des autres, un facteur exogène, mais reflète les besoins d’optimisation de l’équilibre offre-demande par foisonnement des aléas, mutualisation des moyens et solidarités internationales.

Les développements de capacité de production gaz, d’effacement ou de stockage lui sont globalement corrélés.

➤ **Dans son Bilan prévisionnel 2014, RTE a ainsi proposé quatre scénarios prospectifs, constituant des contextes cohérents et suffisamment contrastés pour alimenter les analyses de robustesse du réseau.**



► **Le scénario A « Croissance faible »** est fondé sur des évolutions tendanciennes, notamment un contexte économique peu porteur et le maintien de la part actuelle du nucléaire dans le mix de production. Malgré les contraintes de pouvoir d'achat, des efforts de maîtrise de la demande en énergie sont entrepris, en matière de techniques et d'habitudes de consommation, afin de limiter la facture énergétique. Mais la faiblesse de l'investissement des acteurs économiques n'aboutit pas aux transferts d'usages significatifs vers l'électricité.

► **Le scénario B « Consommation forte »** suppose un développement dynamique du système autour d'un transfert d'usages important des énergies fossiles vers l'électricité compensant les efforts d'efficacité énergétique, une poursuite des politiques énergétiques exist-

tantes de développement des *énergies renouvelables* et une capacité nucléaire égale au plafond des 63,2 GW fixé par le projet de loi pour la transition énergétique.

► **Le scénario C « Diversification »** envisage l'accroissement de l'efficacité énergétique et l'essor des énergies renouvelables, et aboutit à un mix électrique diversifié dans la perspective d'une réduction significative à 60 % de la part du nucléaire dans le mix de production.

► **Le scénario D « Nouveau mix »** repose sur une sobriété énergétique, qui permet de réduire la consommation, et développement des énergies renouvelables ramenant la part du nucléaire à 50 % du mix de production.

> Les principales caractéristiques de ces scénarios à 2030 sont résumées dans le tableau ci-après.

	Scénario A Croissance faible	Scénario B Consommation forte	Scénario C Diversification	Scénario D Nouveau mix
<b>PARAMÈTRES MACRO-ÉCONOMIQUES</b>				
Démographie	67,3 millions d'habitants 31,4 millions de ménages	68,8 millions d'habitants 32,1 millions de ménages	68,3 millions d'habitants 31,9 millions de ménages	68,3 millions d'habitants 31,9 millions de ménages
Croissance économique 2015-2030	+1,2% /an	+1,9% /an	+1,5% /an	+1,5% /an
Prix des énergies primaires	Prix du CO <sub>2</sub> : 20 €/t Centrales charbon moins chères que centrales gaz	Prix du CO <sub>2</sub> : 95 €/t Centrales charbon plus chères que centrales gaz	Prix du CO <sub>2</sub> : 33 €/t Centrales charbon moins chères que centrales gaz	Prix du CO <sub>2</sub> : 95 €/t Centrales charbon plus chères que centrales gaz
<b>CONSOMMATION ET SOLDE EXPORTATEUR ANNUELS (TWh)</b>				
Consommation annuelle hors pompage	447,8 TWh  La consommation décroît de 6,5% d'ici 2030 par rapport à aujourd'hui, du fait de la faible croissance économique et l'amélioration de l'efficacité énergétique pour 79 TWh.	545,8 TWh  La consommation croît de 14% d'ici 2030 par rapport à aujourd'hui, portée par les transferts et nouveaux usages, malgré 82 TWh d'efficacité énergétique.	500,6 TWh  La consommation croît de 4,5% d'ici 2030 par rapport à aujourd'hui, portée les transferts et nouveaux usages, compte tenu de 79 TWh d'efficacité énergétique.	481,1 TWh  La consommation reste globalement stable d'ici 2030 par rapport à aujourd'hui, avec un effort de plus de 105 TWh d'efficacité énergétique compensant des transferts d'usages.
Pompage annuel	6,7 TWh	7,2 TWh	7,0 TWh	9,0 TWh
Solde exportateur annuel	97,4 TWh	72,5 TWh	43,6 TWh	26,3 TWh
<b>TOTAL</b>	<b>551,9 TWh</b>	<b>625,5 TWh</b>	<b>551,2 TWh</b>	<b>516,4 TWh</b>
<b>POINTE « À UNE CHANCE SUR 10 »<sup>21</sup> (GW)</b>				
Pointe « à une chance sur 10 »	96 GW  La pointe « à une chance sur 10 » décroît de 4 GW par rapport à 2014.	114 GW  La pointe « à une chance sur 10 » croît de 14 GW par rapport à 2014.	105 GW  La pointe « à une chance sur 10 » croît de 5 GW par rapport à 2014.	100 GW  La pointe « à une chance sur 10 » est sensiblement la même qu'en 2014.
<b>CAPACITÉS INSTALLÉES DE PRODUCTION (GW)</b>				
Nucléaire	57,6 GW  La part du nucléaire est de 70 % du mix de production pour une capacité en service de 57,6 GW, soit une réduction de la capacité équivalente à 6 tranches 900 MW.	63,0 GW  La part du nucléaire est maintenue à près de 70 % du mix de production.	47,7 GW  La part du nucléaire est près de 60 % du mix de production pour une capacité en service de 47,7 GW en 2030, soit une réduction équivalente à 17 tranches 900 MW.	37,6 GW  La part du nucléaire est de 50 % du mix de production pour une capacité en service de 37,6 GW en 2030 soit une réduction équivalente à 28 tranches 900 MW.

<sup>21</sup> La pointe à une chance sur 10 est le niveau de puissance qui a une chance sur 10 d'être dépassé au moins 1 heure au cours de l'hiver. À titre de comparaison, le 8 février 2012, la consommation française a atteint 102 GW.



	Scénario A Croissance faible	Scénario B Consommation forte	Scénario C Diversification	Scénario D Nouveau mix
Charbon	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW
Cycles combinés au gaz	5,4 GW	5,4 GW	9,9 GW	9,4 GW
Thermique décentralisé non renouvelable	5,4 GW	5,4 GW	5,4 GW	5,4 GW
	Compte tenu de la réglementation et de la durée d'exploitation des groupes, une dizaine de gigawatts de production thermique à flamme en service aujourd'hui est déclassée d'ici à 2030.	Compte tenu de la réglementation et de la durée d'exploitation des groupes, une dizaine de gigawatts de production thermique à flamme en service aujourd'hui est déclassée d'ici à 2030.	Compte tenu de la réglementation et de la durée d'exploitation des groupes, une dizaine de gigawatts de production thermique à flamme en service aujourd'hui est déclassée d'ici à 2030.  4,5 GW de nouvelles capacités de semi base sont alors nécessaires à l'équilibre du système en 2030.	Compte tenu de la réglementation et de la durée d'exploitation des groupes, une dizaine de gigawatts de production thermique à flamme en service aujourd'hui est déclassée d'ici à 2030.  4 GW de nouvelles capacités de semi base sont alors nécessaires à l'équilibre du système en 2030.
Moyens de pointe (production ou effacements)	4,4 GW	9,9 GW	11,4 GW	11,4 GW
		L'équilibre du système en 2030 requiert 5,5 GW de nouvelles capacités de pointe, production ou effacements.	L'équilibre du système en 2030 requiert 7 GW de nouvelles capacités de pointe, production ou effacements.	L'équilibre du système en 2030 requiert 7 GW de nouvelles capacités de pointe, production ou effacements.
Thermique décentralisé renouvelable	1,4 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,8 GW
Hydroélectricité (dont STEP <sup>22</sup> )	25,2 GW	25,2 GW	25,2 GW	27,2 GW
Éolien terrestre	18,7 GW	24,4 GW	24,4 GW	27,6 GW
Éolien en mer	3,0 GW	5,5 GW	5,5 GW	9,0 GW
Photovoltaïque	12,3 GW	16,4 GW	16,4 GW	24,1 GW
Hydroliennes	0,0 GW	1,5 GW	1,5 GW	3,0 GW
	En 2030, les énergies renouvelables couvrent près de 30 % de la consommation finale (hors pompage).	En 2030, les énergies renouvelables couvrent près de 30 % de la consommation finale (hors pompage).	En 2030, les énergies renouvelables couvrent plus de 30 % de la consommation finale (hors pompage).	En 2030, les énergies renouvelables couvrent 40 % de la consommation finale (hors pompage).
<b>TOTAL PUISSANCE INSTALLÉE</b>	<b>135,1 GW</b>	<b>160,0 GW</b>	<b>150,7 GW</b>	<b>158,2 GW</b>

## CAPACITÉS D'INTERCONNEXIONS (GW)

Capacité d'import hiver	16 GW	20 GW	20 GW	24 GW
Capacité d'export hiver	20 GW	25 GW	25 GW	29 GW

Les autres pays européens sont également modélisés de façon détaillée pour simuler les échanges d'énergie aux frontières afin de recourir aux moyens de production les moins chers. Cette modélisation s'appuie sur les données partagées au sein d'ENTSO-E<sup>23</sup> pour établir le *Ten-Year Network Development Plan 2014 (TYNDP)*.

Les hypothèses retenues sont présentées avec plus de détail dans le *Bilan prévisionnel 2014*.

<sup>22</sup> STEP : Station de Transfert d'Énergie par Pompage

<sup>23</sup> ENTSO-E : European Network of Transmission System Operators for Electricity, l'association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens.

### Les perspectives long-terme de l'évolution de la consommation électrique en France continentale

#### ENTRE CROISSANCE OU DÉCROISSANCE, DES SCÉNARIOS TRÈS OUVERTS

##### > La consommation d'électricité de la France continentale était de 493 TWh en 2013<sup>24</sup>

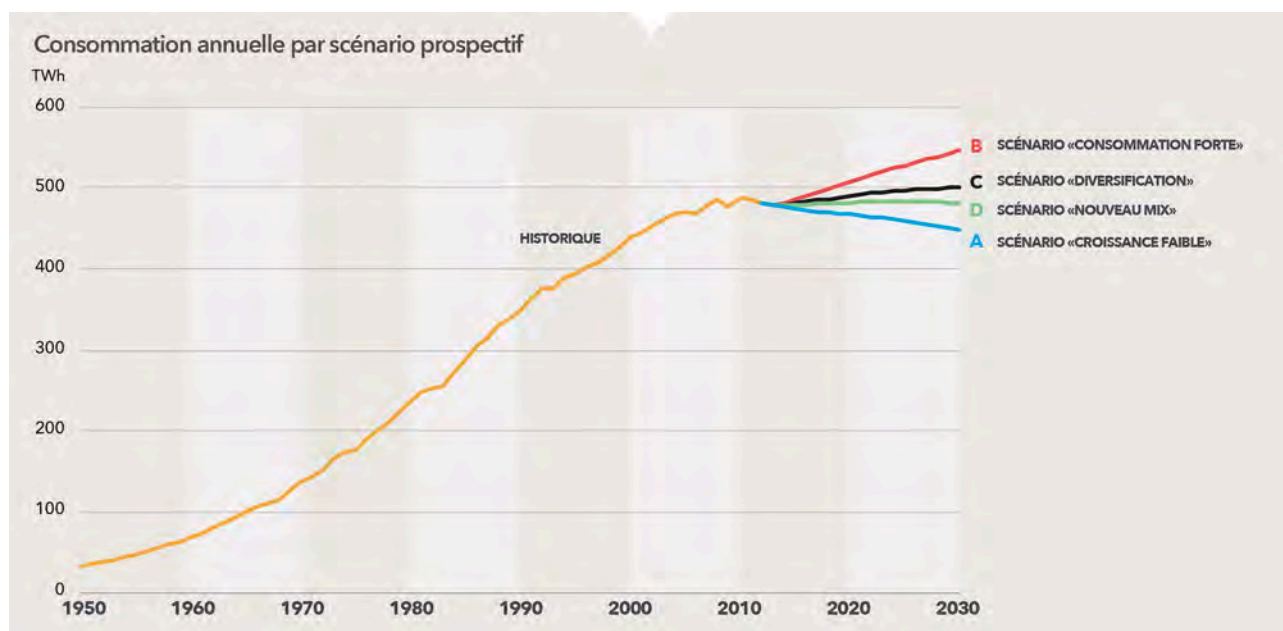
Son évolution dans les prochaines années dépendra de la démographie, du dynamisme de l'économie, de l'évolution des modes de vie (diffusion des technologies de l'information, développement du véhicule électrique, etc.) et de la rapidité de pénétration des mesures d'efficacité énergétique.

Par suite, RTE a tracé dans le *Bilan prévisionnel 2014* quatre scénarios à l'horizon 2030.

Les perspectives d'évolution de la consommation française à 2030 sont ainsi très différenciées avec une fourchette d'incertitude d'environ 100 TWh.

La puissance appelée à la pointe lors de fortes vagues de froid (appréciée via la puissance dite « à une chance sur 10 »<sup>25</sup>) varie également largement d'un scénario à l'autre, entre 96 GW et 114 GW.

Ces larges écarts entre les scénarios reflètent les incertitudes qui pèsent sur les différents facteurs d'évolution de la consommation nationale.



<sup>24</sup> Valeur corrigée des aléas climatiques et de l'année bissextile.

<sup>25</sup> La pointe à une chance sur 10 est le niveau de puissance qui a une chance sur 10 d'être dépassé au moins 1 heure au cours de l'hiver. À titre de comparaison, le 8 février 2012, la consommation française a atteint 102 GW.

## DES TERRITOIRES TRÈS CONTRASTÉS

- Les études de développement de réseau s'intéressent à l'évolution de la consommation de chaque territoire.

À cette échelle, les prévisions sont très contrastées, comme l'illustre la carte de la croissance de la consommation des régions.

Cette vision implique des dynamiques régionales de la croissance de la demande électrique différenciées, illustrées par les cartes ci-contre. Les dynamiques locales mises en évidence sont cohérentes avec la vision régionale de la croissance de la population (projection de l'INSEE).

➤ Le premier facteur de différenciation est la démographie. Si la natalité est relativement homogène à l'échelle du pays, les régions se différencient par leur solde migratoire. Les régions du littoral méditerranéen ou de la façade atlantique sont ainsi très dynamiques, alors que du nord-est au Massif central, la population stagne, voire baisse.

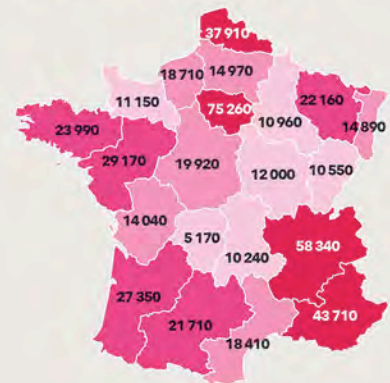
➤ Le second facteur est le dynamisme économique et l'industrialisation. Ce facteur est lui aussi local : le réseau de transport d'électricité doit ainsi s'adapter pour accompagner le développement d'une industrie ou d'une zone d'activités.

Par suite, l'évolution de la consommation ne motive une adaptation du réseau que pour quelques territoires, où l'accroissement démographique attendu est remarquable, et ce quel que soit le scénario du Bilan prévisionnel.

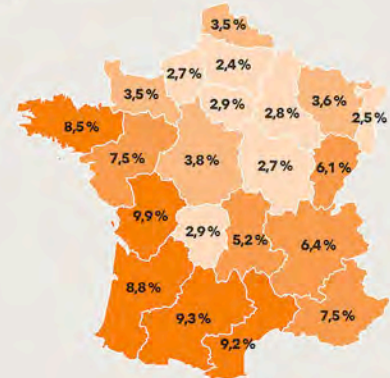
- Une trentaine de projets de renforcement du réseau sont ainsi programmés dans les dix ans pour sécuriser l'alimentation sur ces territoires.

A *contrario*, sur l'essentiel du territoire français, le réseau est suffisamment dimensionné pour satisfaire une demande atone.

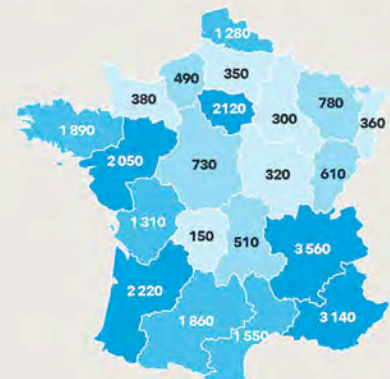
Consommation régionale d'électricité en 2030 dans le scénario C « Diversification » (GWh)



Taux de croissance de la consommation régionale d'électricité entre 2013 et 2030 dans le scénario C « Diversification »



Croissance de la consommation régionale d'électricité entre 2013 et 2030 dans le scénario C « Diversification » (GWh)



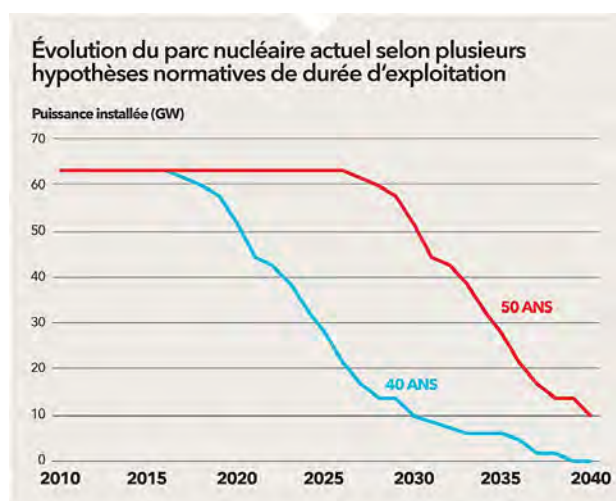
### Les perspectives long-terme de l'évolution de la production en France

#### LE PARC DE PRODUCTION NUCLÉAIRE

De 1977 à 1999, 58 réacteurs nucléaires ont été mis en service pour une puissance de 61,6 GW, soit trois groupes nucléaires et une puissance de 3 GW par an. D'ici à 2017, un réacteur de type EPR doit être mis en service à Flamanville et deux réacteurs doivent être arrêtés.

À plus long terme, la durée d'exploitation du parc nucléaire est un paramètre clé de l'évolution de l'offre de production française. Son impact sur le système électrique français est renforcé par le nombre très important de groupes construits sur une courte période. L'hypothèse d'une durée de vie identique pour l'ensemble des groupes provoquerait de façon mécanique une réduction tout aussi importante du parc nucléaire français, sur une période similaire. Il est en tout état de cause souhaitable d'anticiper la problématique du renouvellement ou du remplacement de ces réacteurs afin d'étaler dans le temps les investissements nécessaires, que ce soit pour le renouveler ou lui substituer d'autres moyens de production.

Ainsi, d'ici 2030, un éventuel arrêt des centrales à l'issue d'une durée d'exploitation de 40 ans concernerait 51 des 58 groupes actuellement en service soit 85 % de la puissance actuellement en exploitation. Toujours à 2030, 13 groupes, soit moins de 20 % de la puissance installée, auraient été mis en service depuis plus de 50 ans.



- > S'agissant pour RTE d'éclairer les conséquences en termes de flux sur le réseau des différentes trajectoires envisageables pour le parc nucléaire, les scénarios prospectifs à long terme s'attachent donc à couvrir cette incertitude par des hypothèses contrastées de production allant de 38 à 63 GW

Au-delà du volume global, RTE ne dispose pas à ce jour de calendrier et n'a pas connaissance des critères fondant les choix de déclassement des réacteurs nucléaires existants. Les perspectives de construction éventuelles de nouveaux réacteurs ne sont pas non plus précisées. Or, la localisation effective des capacités de production envisagées dans chacun des scénarios est déterminante pour le réseau. Cette incertitude structure les analyses de flux long-terme réalisées pour le *Schéma décennal 2014*.

#### LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

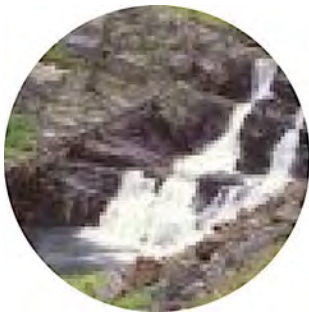
La principale source renouvelable d'électricité est aujourd'hui l'énergie hydraulique, avec un peu plus de 60 TWh de production annuelle moyenne.

- > Les installations actuelles de production d'origine hydraulique ne devraient pas connaître de développement majeur dans les dix prochaines années.

RTE estime que la mise en service de nouveaux équipements ou la modernisation d'équipements existants permettront de compenser les pertes de productible liées à l'accroissement des débits réservés et à l'application de nouvelles dispositions réglementaires. Il est cependant possible que des réaménagements importants de vallées hydrauliques soient réalisés. Comme dans les Alpes suisses, allemandes et autrichiennes, ou dans la péninsule ibérique, de nouvelles stations de transfert d'énergie par pompage pourraient être construites. 2 GW de nouvelles installations sont ainsi envisagés dans le scénario D « Nouveau mix ».

- > Hors hydraulique, un développement significatif est envisagé pour le reste du parc renouvelable, photovoltaïque et éolien terrestre, mais aussi maritime, hydrolien ou biomasse.

Contrairement à une idée répandue, ces développements n'auront pas qu'un impact local : compte tenu des puissances cumulées concernées, qui plus est concentrées géographiquement à l'échelle nationale et européenne, ils modifieront structurellement les flux électriques sur le réseau de transport français et européen.



> **Au-delà de leur raccordement, l'adaptation du réseau de transport au développement de ces capacités de production est donc indispensable.**

RTE contribue d'ores et déjà activement aux *Schémas régionaux Climat-Air-Énergie (SRCAE)* élaborés par l'État et les régions, et à l'atteinte de leurs objectifs en matière d'énergies renouvelables. Les *Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)* élaborés par RTE concrétisent la priorité d'accès au réseau des énergies renouvelables, qui bénéficieront de capacités d'accueil dédiées pendant dix ans. Ils vont aussi permettre de mieux articuler la planification du réseau de RTE avec celle des énergies renouvelables.

L'insertion à grande échelle de productions à base d'énergies primaires par nature intermittentes et plus ou moins prévisibles (vent, ensoleillement, marée, etc.) devrait conduire à modifier les modalités de gestion du système électrique. Ainsi, l'exigence de disponibilité de certaines capacités de production très flexibles afin de pallier la variation soudaine de la production intermittente (réserve à la hausse et à la baisse) pourrait être croissante. De même, le maintien en condition opérationnelle du réseau de transport (maîtrise des flux et tenue du niveau de tension notamment) pourrait requérir localement la disponibilité de capacités de production classiques pour assurer un niveau minimal de production malgré l'intermittence des productions renouvelables.

### LE PARC DE PRODUCTION THERMIQUE

En application des directives européennes réglementant les émissions des grandes installations de combustion, l'arrêt des centrales au charbon et au fioul les plus anciennes est programmé par leurs opérateurs d'ici à fin 2015.

Peu de projets de nouvelles centrales à gaz sont aujourd'hui lancés en Europe, dans un contexte de stabilité de la consommation européenne, de croissance des énergies renouvelables et de coût du CO<sub>2</sub> bas.

De plus, compte tenu de la réglementation et de la durée d'exploitation des centrales, une dizaine de gigawatts de production thermique à flamme (charbon et fioul) en service aujourd'hui sera déclassée d'ici 2030.

Afin de garantir la fourniture d'électricité, RTE estime pourtant l'apparition d'un besoin en moyens de semi-base supplémentaires dans les scénarios C et D pour respectivement 4,5 et 4,0 GW. Des centrales à gaz aujourd'hui temporairement fermées faute de débouchés, pourraient ainsi être réactivées. Par ailleurs, l'hypothèse prise pour le schéma décennal 2014 est que les capacités nouvelles seront des centrales à gaz, construites sur les sites existants proches des capacités de stockage gaz par nature flexibles, à proximité des terminaux méthaniens, dans les zones industrielles de Fos, de Dunkerque et dans l'estuaire de la Loire.

### LES MOYENS DE POINTE

Afin d'assurer l'équilibre offre-demande et le maintien en conditions opérationnelles du système électrique, de nouveaux moyens de pointe sont nécessaires dans trois des quatre scénarios envisagés.

Ces moyens peuvent être de type production ou effacement de consommation. Le mécanisme de capacité en cours d'élaboration devrait favoriser leur déploiement.

Quels qu'ils soient, on peut faire l'hypothèse que ces moyens de production ou d'effacement seront localisés à proximité des principaux centres de consommation

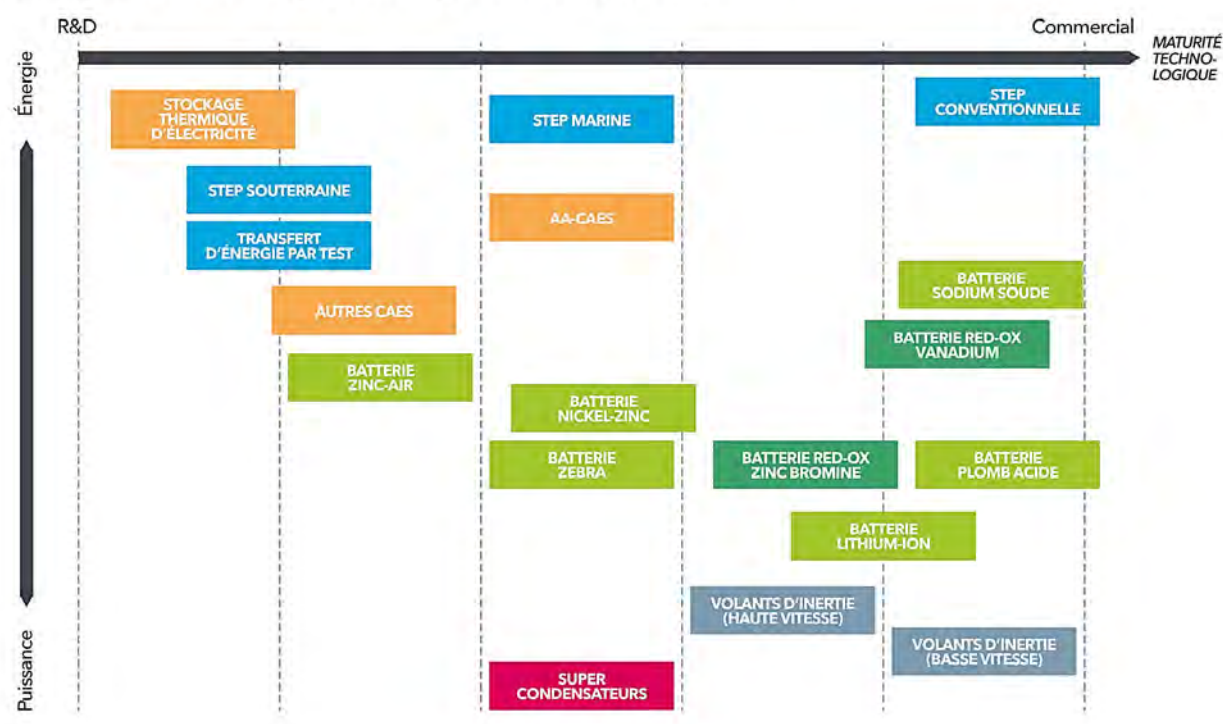
## LE RÉSEAU DE TRANSPORT PERMET DE COMPENSER LES LIMITES ACTUELLES DES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE

Le développement massif de productions qui offrent actuellement peu ou pas de pilotage de la puissance produite (cogénération, biomasse, éolien, photovoltaïque, etc.) rend plus difficile le nécessaire équilibre à tout instant entre production et consommation.

Différentes expérimentations sont en cours depuis plusieurs années pour le développement de technologies de stockage et de restitution d'énergie.

RTE est attentif au développement de la recherche dans des solutions de stockage d'énergie sous forme d'électricité dans les batteries (des véhicules électriques ou non), de chaleur, d'air comprimé, de gaz issu de méthanation, etc.

Niveau de maturité technologique des moyens de stockage d'électricité



L'ADEME, la DGCIS (Direction générale de la compétitivité de l'industrie et des services, au sein du ministère de l'économie, de l'industrie et du numérique) et l'ATEE (Association technique énergie environnement), qui regroupe des industriels fournissant des équipements ou des services liés à l'énergie), ont commandité une étude, publiée en novembre 2013, visant à évaluer les besoins de stockage du système électrique français.

➤ **Ce rapport arrive aux conclusions suivantes :**

➤ Un système électrique où les énergies renouvelables fluctuantes occupent une place importante, mais pas prédominante (entre 20 et 40 % de la production énergétique annuelle), peut fonctionner sans qu'il soit nécessaire de développer des moyens de stockage au-delà de ceux qui existent aujourd'hui :

- D'une part, les besoins de flexibilité n'augmentent que faiblement par rapport à ceux induits par la variabilité de la seule consommation (les premiers gigawatts de photovoltaïque ont même tendance à réduire l'amplitude journalière des puissances à produire par les moyens dispatchables en été) ;
- D'autre part, ces besoins de flexibilité supplémentaires peuvent être satisfaits par le pilotage de la consommation de certains usages (principalement ceux qui offrent des opportunités de stockage côté utilisateur, telles la recharge des batteries de véhicules électriques, ou la production d'eau chaude sanitaire), ou par des systèmes biénergie fonctionnant à l'électricité lorsque son prix est bas, et avec une autre énergie complémentaire en cas contraire.

➤ En France métropolitaine, à l'horizon 2030, les seuls stockages d'électricité de masse rentables sont les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), pour un gisement potentiel évalué entre 1 et 1,5 GW .

➤ Le stockage d'électricité décentralisé ou diffus s'avère la plupart du temps moins intéressant économiquement que des solutions de renforcement du réseau ou d'écrêtement de la production intermittente excédentaire.

Ces conclusions confortent les analyses de RTE et de ses homologues d'ENTSO-E, l'association européenne des gestionnaires de réseau de transport d'électricité. Les projets de stockage présentés dans le cadre du *Ten Year Network Development Plan (TYNDP)* d'ENTSO-E sont dans leur très grande majorité des stations de transfert d'énergie par pompage, c'est-à-dire des installations de forte puissance raccordées directement au réseau de transport.

En l'absence de perspective de développement de capacité de stockage dans des puissances et des énergies à la hauteur des besoins pour assurer le bon fonctionnement du système électrique, le rôle du réseau dans la mutualisation des moyens est d'autant plus grand et son adaptation nécessaire.

Par ailleurs, la mise en œuvre de technologies de stockage, quelles qu'elles soient, se traduira par le développement d'une infrastructure dédiée que le réseau électrique permettra d'optimiser.

## Des équilibres régionaux potentiellement très différents d'aujourd'hui

### > Une évolution possible du mix énergétique français...

Le scénario D « Nouveau mix » est celui des quatre scénarios qui suppose la plus grande transformation du système électrique. Avec seulement 38 GW de capacité nucléaire sur le territoire, c'est aussi le scénario pour lequel l'influence de la réduction de la capacité nucléaire se fait le plus sentir.

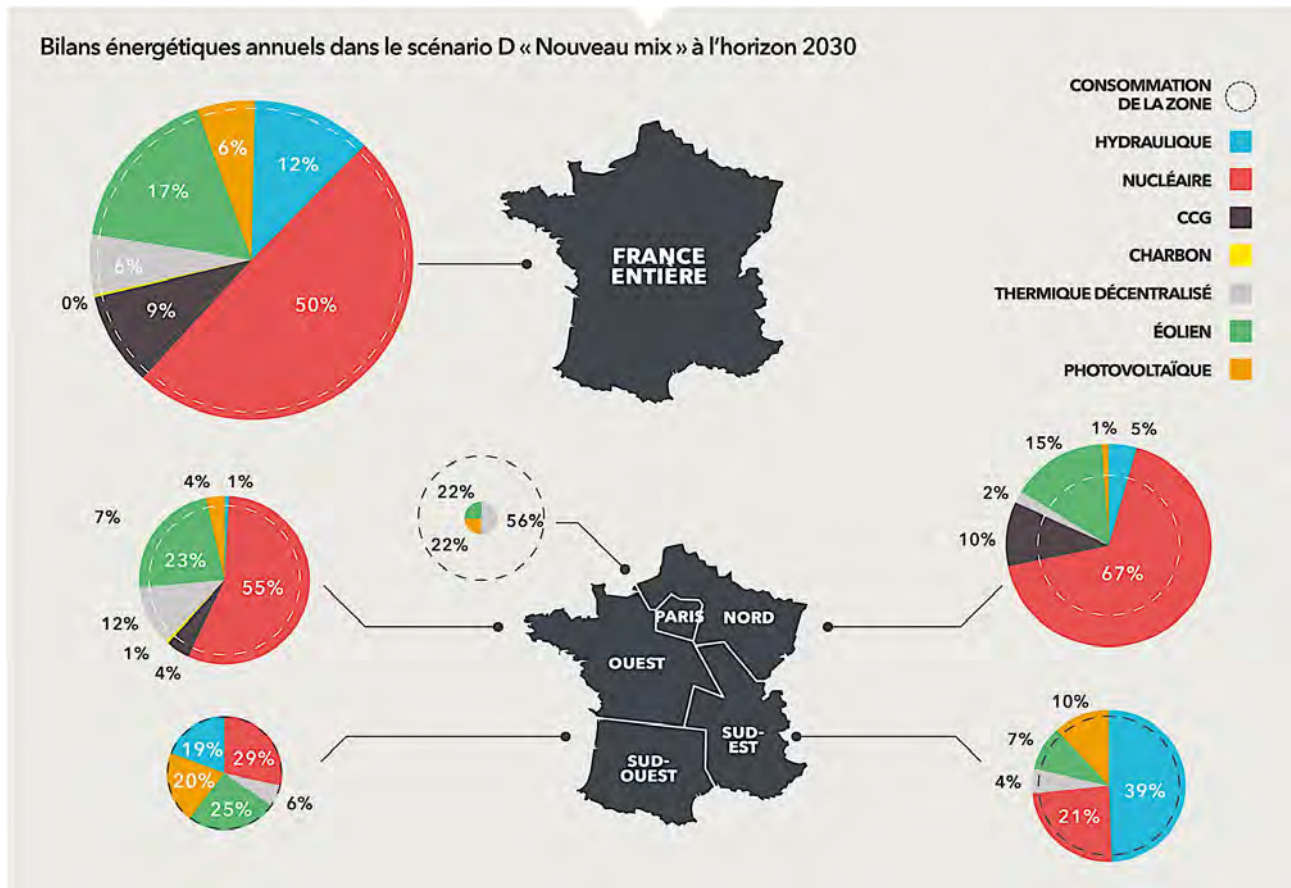
Les 34 tranches nucléaires les plus anciennes sont essentiellement situées au sud de Paris (hors 2 à Fessenheim et 6 à Gravelines) alors que les tranches les plus récentes sont plutôt situées au nord de la France (hors les centrales de Golfech, Saint-Alban et Civaux). Par ailleurs, les tranches de bord de mer disposent d'une meilleure opportunité de refroidissement, notamment dans une perspective de réchauffement climatique. Enfin, certains sites sont relativement isolés et structurants pour l'économie locale et sont plus susceptibles d'être préservés.

Si l'on juge ces trois facteurs pertinents pour guider les hypothèses à retenir pour l'évolution du parc nucléaire, on est amené à envisager une baisse non homogène de production sur le territoire, plus forte au sud, dans les régions où la production nucléaire est à la fois la plus ancienne et la plus concentrée, dans la vallée du Rhône et le val de Loire en tête.

### > ... peut bouleverser les bilans électriques régionaux d'ici 2030.

Pour fixer les idées, on peut distinguer les cinq grandes zones, que présente la figure ci-dessous : nord-est, Ile-de-France, ouest, sud-ouest et sud-est. Cette caractérisation simplifiée masque des disparités importantes à l'intérieur de chaque zone, mais elle permet d'apprécier les enjeux les plus importants.

Le graphe ci-après compare la consommation et la production électrique annuelles des cinq zones et pour la France entière. Il figure pour chacune un disque coloré dont la surface est proportionnelle à la production de la zone (en TWh/an), avec la ventilation par énergie primaire ; et un autre disque pointillé en superposition, dont la surface représente le niveau de consommation (en TWh/an).





Le graphe montre :

► Une France équilibrée du point de vue de son mix électrique, avec une production intérieure annuelle très légèrement supérieure à sa consommation avec un solde exportateur de 26 TWh.

► L'Île-de-France importe la quasi-intégralité de sa consommation (comme aujourd'hui).

► Le sud-est importateur, d'un peu plus de 20 TWh, alors qu'il est aujourd'hui exportateur : cette région est très peuplée et dans ce scénario, le développement des énergies renouvelables ne compense pas la diminution importante de la production nucléaire installée dans la vallée du Rhône (-70 TWh) que suppose ce scénario.

► À l'inverse, l'ouest, aujourd'hui importateur devient exportateur, en dépit de la diminution de la puissance nucléaire installée le long de la Loire envisagée ici, et ce, grâce notamment au développement de production en mer, éolienne et hydrolienne. Les régions Centre et Bretagne, aujourd'hui respectivement exportatrice et importatrice actuellement, présentent chacune dans ce scénario un solde annuel plus équilibré.

► Le sud-ouest avec un solde annuel équilibré, plus de la moitié de sa production étant assurée par des énergies renouvelables ; hydraulique, éolien et solaire. Si en moyenne annuelle le sud-ouest apparaît ainsi équilibré, cela cache une très grande variabilité des bilans production-consommation horo-saisonniers.

► Le nord-est ressort dans ce scénario encore plus exportateur qu'il ne l'est aujourd'hui. Ses excédents alimentent pour l'essentiel la région parisienne, et le sud-est.

► **Par rapport à la situation actuelle, on observe ici des équilibres territoriaux nouveaux, avec une redistribution nord-sud.**

Avec le développement de l'éolien à 75% dans la moitié nord du pays, et un potentiel de 15 GW offshore essentiellement le long des côtes de la Manche, la production augmente à l'ouest, au nord et à l'est de Paris ; une diminution de la part du nucléaire qui affecterait les régions où la production nucléaire est aujourd'hui la plus importante conduit un grand quart sud-est à devenir importateur.

Cette redistribution nord-sud s'observe aussi à l'échelle européenne au fur et à mesure que se développent les énergies renouvelables.

► **De toutes celles étudiées, cette évolution du système électrique français est celle qui se révèle la plus exigeante en termes de renforcements du réseau français.**

Bien que plausible, elle n'est cependant qu'une traduction possible du scénario D « Nouveau mix » en termes de localisation de production parmi de multiples autres.



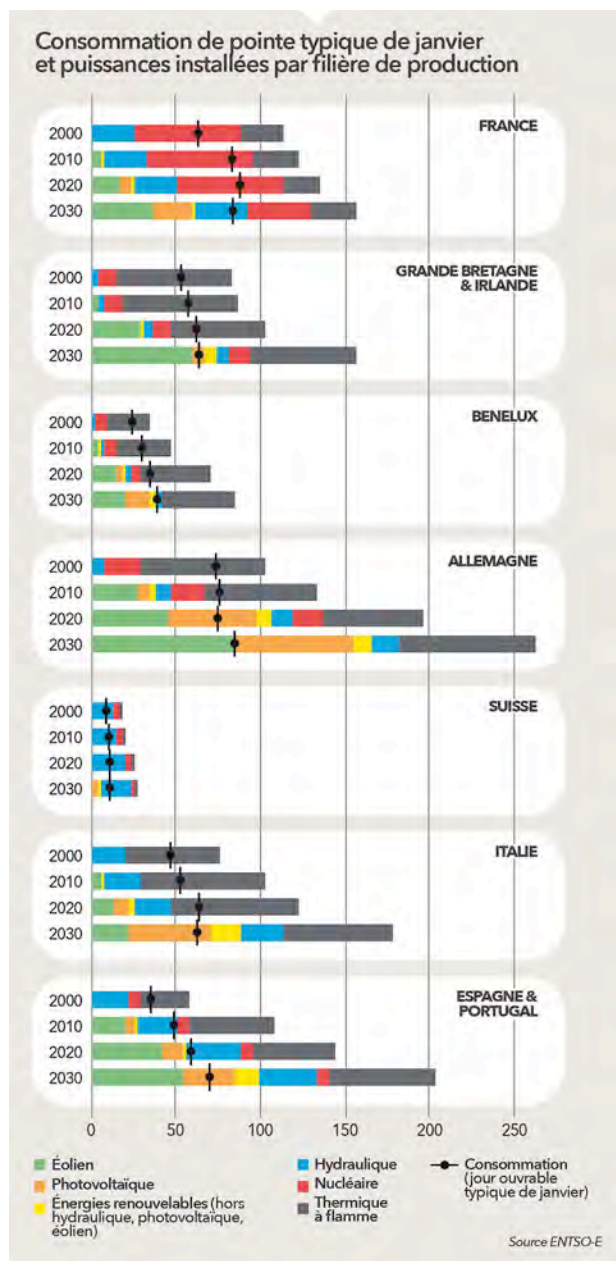
The background of the image is a close-up, low-angle shot of several European Union flags. The flags are blue with a circle of twelve gold stars. They are flying against a clear, light blue sky. The perspective is from below, looking up at the flags, which are slightly out of focus in the foreground and background, creating a sense of depth and movement.

V

Fluidifier  
les **flux**  
& faciliter  
les **secours**  
en Europe

**DANS SON SCHEMA DÉCENNAL DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU EUROPÉEN<sup>1</sup> ENTSO-E<sup>2</sup> MONTRE QUE LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES CONDUIT À UNE FORTE AUGMENTATION DE LA TAILLE DU PARC DE PRODUCTION INSTALLÉ EN EUROPE.**

- Dans le même temps, la consommation croît faiblement en Europe occidentale.



<sup>1</sup> En anglais : Ten-Year Network Development Plan, TYNDP. Il est disponible sur [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu).

<sup>2</sup> ENTSO-E : European Network of Transmission System Operators for Electricity, association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens.

- C'est le développement des énergies renouvelables qui appelle les projets de développement du réseau de transport d'électricité :

80% des projets d'importance européenne permettent de raccorder les énergies renouvelables ou lever les congestions entre zones où se concentrent les productions renouvelables et zones de consommation (ou de stockage hydraulique en montagne).

- Dans les dix prochaines années, ENTSO-E prévoit des flux particulièrement importants :

- Entre les îles britanniques et le continent, du fait d'un fort développement d'éoliennes en Irlande, Ecosse, et au large de l'Angleterre, requérant une capacité d'interconnexion totale de 7 à 10 GW ;

- Entre la péninsule ibérique et le reste de l'Europe, là encore du fait du fort développement éolien, requérant une capacité d'interconnexion totale d'au moins 5 GW ;

- Au cœur de l'Europe occidentale : l'alternance du nord au sud de concentrations éoliennes (de la mer du Nord à la Mer baltique, de la Manche à la Champagne et au Centre), d'aires urbaines denses (région parisienne, l'arc de Manchester à Milan), et des capacités de stockage hydrauliques (Alpes, et dans une moindre mesure Scandinavie) en fait le siège de flux importants et variables, requérant selon les endroits des capacités de transport entre 5 et plus de 10 GW.

De plus, le projet en cours e-Highway<sup>3</sup> 2050, soutenu par l'Union européenne évalue le développement des réseaux à l'horizon 2050 et confirme ces grandes tendances.

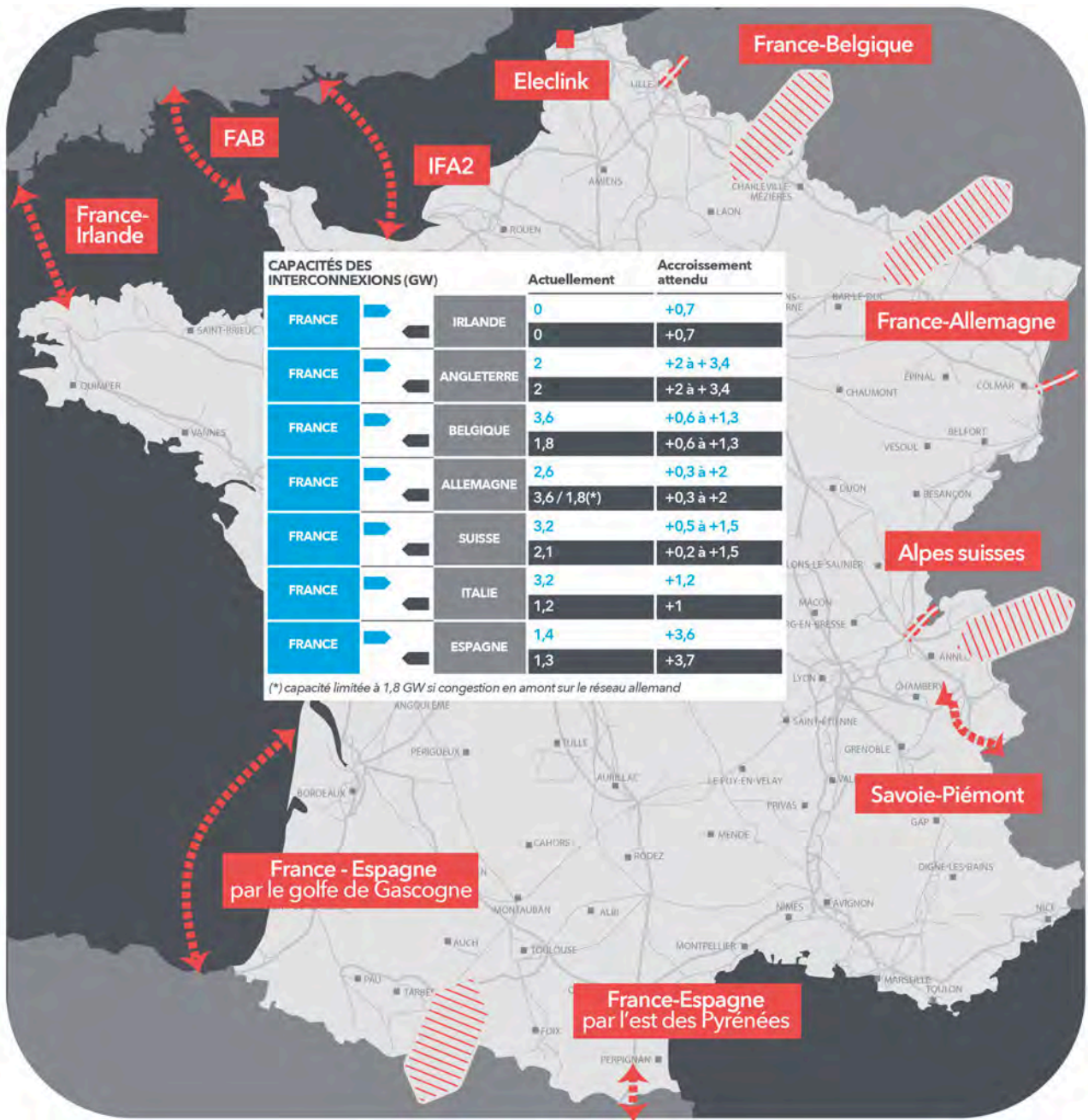


La France est ainsi à un véritable carrefour des échanges d'électricité en Europe.

- Les capacités d'interconnexion actuelles n'apparaissent pas suffisantes et des projets de renforcements sont en construction ou à l'étude sur l'ensemble des frontières.

<sup>3</sup> Site internet : <http://www.e-highway2050.eu/e-highway2050/>

DÉVELOPPER LES CAPACITÉS D'ÉCHANGES AVEC LES PAYS VOISINS



RÉSEAU EXISTANT	RÉSEAU EN PROJET
— Ligne 400 kV	--- Projet de renforcement de ligne
— Ligne 225 kV	■■■■■ Projet de création de nouvelle ligne
	Projet à l'étude
	□□□□□ Projet de création ou d'adaptation de poste électrique

## Les énergies renouvelables introduisent un double changement d'échelle pour les réseaux

### UN PREMIER CHANGEMENT D'ÉCHELLE, EN PUISSANCE : UNE PLUS GRANDE CAPACITÉ INSTALLÉE

➤ Recourir à l'éolien ou au photovoltaïque pour produire de l'électricité implique un parc de production d'une puissance installée totale plus grande qu'en recourant à des centrales thermiques pilotables.

La production effective dépend :

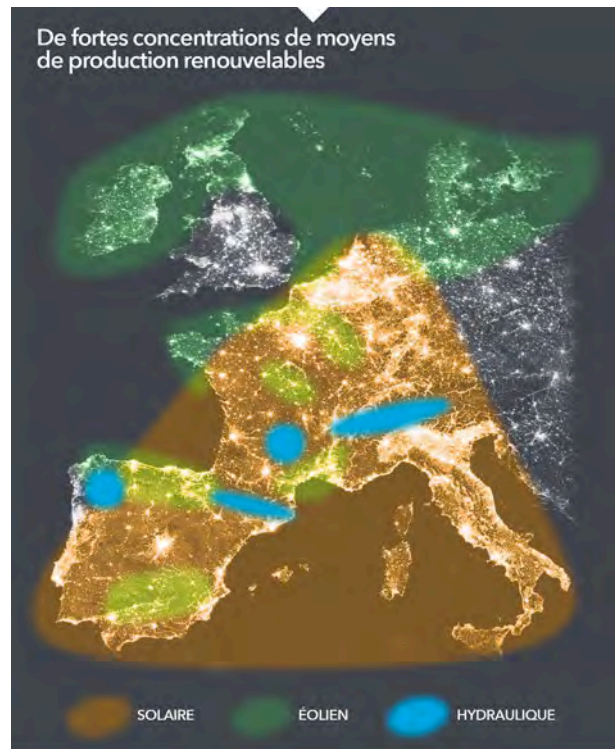
- au premier chef, de la disponibilité des ressources primaires pour les *énergies renouvelables* (précipitations, ensoleillement, vent)
- et des contraintes opérationnelles pour les centrales thermiques (temps de démarrage, maintenance éventuelle, pannes possibles).

On peut ainsi garder en mémoire les ordres de grandeur des ratios entre la production installée et la production annuelle moyenne disponible de chaque filière de production ci-dessous.

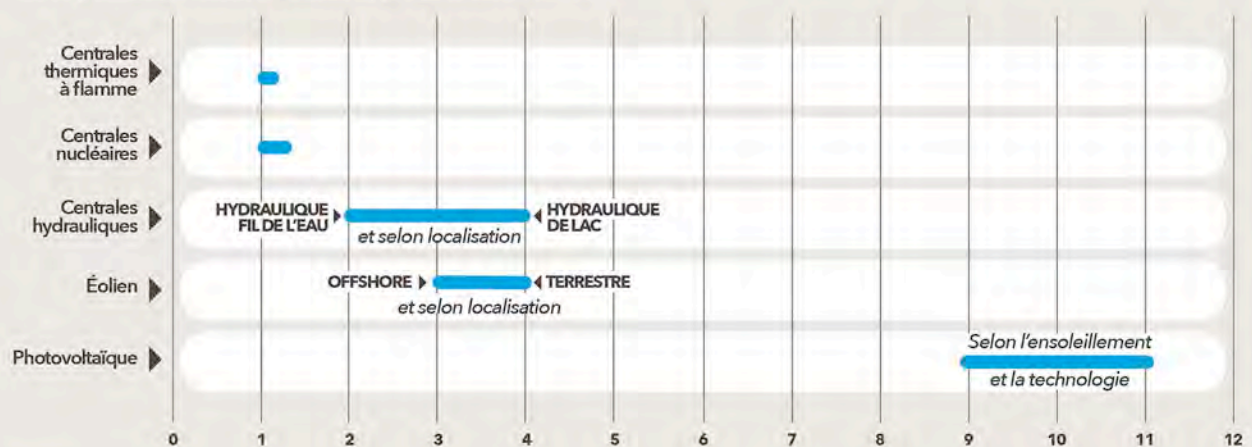
Ainsi, pour une même production moyenne, il faut disposer de plus grandes capacités installées en énergies intermittentes (solaire, éolien), qui présentent des facteurs 3 à 10, qu'en centrales thermiques (nucléaire, énergies fossiles ou biomasse) qui présentent des facteurs plus proches de 1.

### UN SECOND CHANGEMENT D'ÉCHELLE, SPATIAL : DE PLUS GRANDES CONCENTRATIONS DE PRODUCTION

On peut illustrer le second changement d'échelle, spatial, avec une carte d'Europe, montrant les foyers de population (illuminés de nuit) ; et les zones favorables au développement des énergies renouvelables. Les grands bassins de développement d'éoliennes s'intercalent entre les centres de consommation.



### Ratios puissance installée/puissance produite à l'année



Source ENTSO-E

- **La carte montre une distance caractéristique d'environ 1000 à 2000 km entre les régions où se concentrent des zones de développements éoliens et solaires de un à plusieurs dizaines de gigawatts.**

Ainsi, suivant que le vent souffle plus ou moins fort sur le Finistère ibérique ou la mer du Nord ou que le soleil illumine l'Europe ou non, une importante part de l'alimentation des bassins de populations vient plutôt du nord ou du sud.

### **CE DOUBLE CHANGEMENT D'ÉCHELLE DEMANDE DE NOUVELLES CAPACITÉS DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ**

Les deux changements d'échelle, en puissance et spatial, sont directement motivés par le développement massif de technologies éolienne et photovoltaïque, qui tendent à devenir les aléas dominants (c'est déjà le cas en Allemagne aujourd'hui).

L'hydraulique – qui présente lui-aussi un aléa spécifique, selon que les précipitations sont abondantes ou non dans l'année, mais dont la production reste programmable – aidera à lisser les tensions nouvelles sur l'équilibre offre-demande.

Les nouvelles stations de transfert d'énergie par pompe dans les Alpes et en Norvège en seront un outil privilégié, sous réserve de permettre l'acheminement des excédents de production éolienne des côtes vers les massifs montagneux.

Les variations de production et de flux plus amples sur de grandes distances qui résultent du développement des énergies renouvelables, sont mesurables, prévisibles, et les gestionnaires de réseau se donnent les moyens d'anticiper et gérer ces situations.

- **Coreso a ainsi été créé pour anticiper les flux sur le réseau à l'échelle de l'Europe de l'ouest et proposer à RTE et ses homologues des solutions pour les gérer.**

Il faut cependant que les capacités d'interconnexion permettent effectivement de distribuer aux territoires voisins des surplus de production renouvelable, peu, pas ou moins carbonée et meilleur marché.

- L'Espagne et l'Allemagne connaissent d'ores et déjà des situations où des éoliennes doivent être déconnectées et de l'énergie « gratuite » est ainsi perdue faute de capacité d'export suffisante.
- Les îles britanniques risquent de connaître demain ces mêmes difficultés si leurs capacités d'échange ne sont pas augmentées.

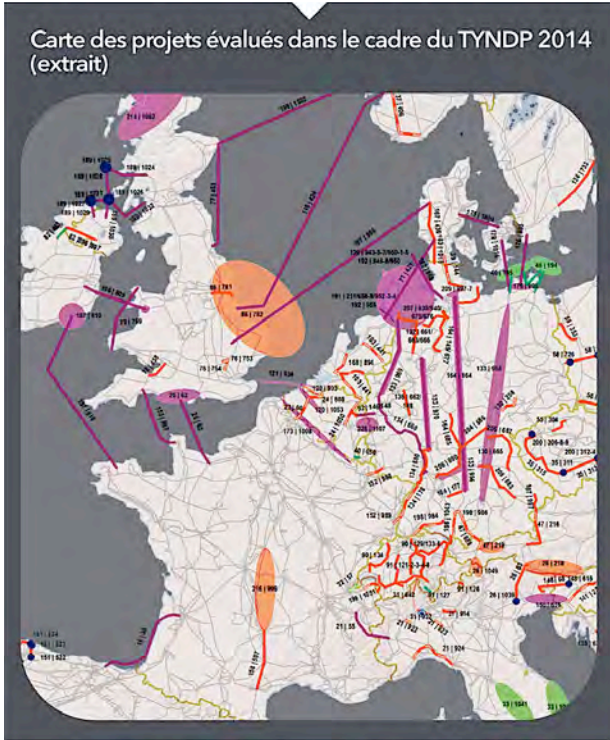
*A contrario*, les pompes à chaleur, qui permettent très efficacement de limiter la consommation de ressources primaires pour le chauffage et la climatisation, contribuent à accentuer la sensibilité du système électrique aux températures, froides l'hiver, chaudes l'été.

La France dès aujourd'hui (l'Allemagne peut-être demain ?) devra donc ainsi disposer de capacités d'importation adaptées.

Ces capacités d'interconnexion devront être d'autant plus importantes qu'il s'agira de transporter de l'électricité sur des distances plus longues.

- **Les projets de développement importants d'énergies renouvelables hors sol européen (en mer du Nord, dans les pays au sud de la Méditerranée...) constituent ainsi des défis à relever, avec des projets de « Supergrid » à l'horizon 2030 ou 2050.**

« Les capacités d'interconnexion doivent doubler pour permettre la transition énergétique en Europe »  
(ENTSO-E, TYNDP 2014)



Les besoins de développement du réseau européen sont étudiés au sein d'ENTSO-E, l'association des gestionnaires de réseau de transport européens instituée par le règlement CE/714/2009. ENTSO-E réalise notamment le schéma décennal de développement du réseau européen (en anglais : *Ten-Year Network Development Plan, TYNDP*, disponible sur [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)) dont la dernière mise à jour a été publiée en juillet 2014.

Le développement des réseaux européens apparaît en effet comme essentiel pour atteindre les objectifs de la politique énergétique européenne :

- La sécurité d'approvisionnement,
- L'intégration des énergies renouvelables,
- La lutte contre le réchauffement climatique,
- ainsi qu'un marché de l'électricité compétitif et intégré.

« L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ENTRAÎNE DES FLUX NORD-SUD PLUS AMPLES, PLUS VOLATILS SUR DE PLUS GRANDES DISTANCES EN EUROPE D'ICI 2030 » (ENTSO-E, TYNDP 2014)

➤ L'orientation nord-sud de ces nouveaux flux sur le réseau européen est dictée par la géographie.

Du nord au sud, l'Europe est un millefeuille où alternent :

- Les centres de consommation : l'arc de Manchester à Milan, englobant le Benelux, la Ruhr et le sud de l'Allemagne ; la région parisienne ; le littoral méditerranéen ;
- De grandes concentrations d'énergies renouvelables : de l'Irlande à la Baltique, de la Manche à la Champagne et au Centre, du Portugal à la Grèce ;
- Et les massifs montagneux et leurs barrages.

Selon la météo, la production éolienne dans le nord de l'Espagne ou dans le nord de l'Allemagne peut varier de l'ordre de 10 GW simultanément. La consommation française peut aussi varier dans cette proportion aujourd'hui au cours d'une vague de froid. Les flux sur les réseaux sont affectés sur une distance de 1000 à 2000 km par des aléas.

Les capacités de stockage des barrages (des Alpes pour l'essentiel) peuvent permettre de lisser les écarts pour l'équilibre offre-demande mais ne limitent pas ces flux.

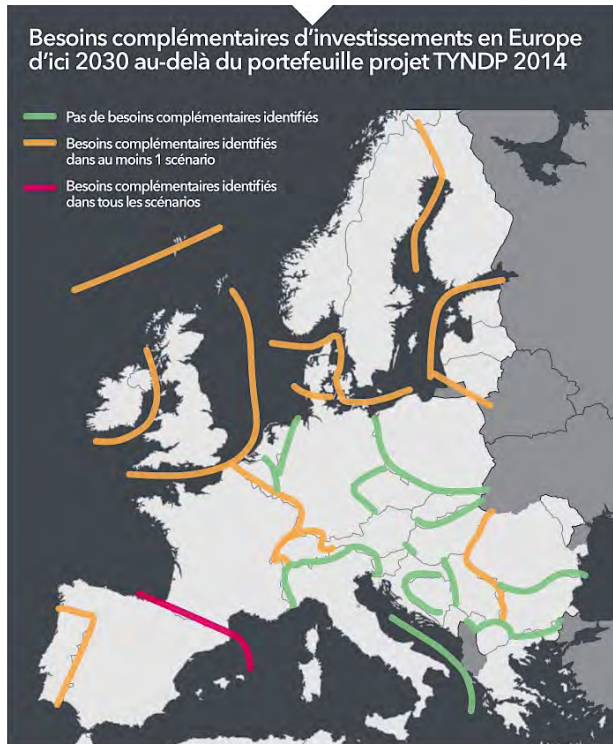
Par contraste, il y a quelques années, le parc de production était majoritairement constitué de centrales thermiques réparties de façon relativement homogène sur l'ensemble du territoire européen, avec, pour fixer les idées, des puissances et des distances aux zones de consommation caractéristiques de l'ordre respectivement de 1 GW et de 100 à 300 km.

➤ Ce double changement d'échelle, en volume et spatial, est le principal moteur du développement du réseau européen.



### UN DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE 1% PAR AN POUR PERMETTRE AU PARC DE PRODUCTION DE CROÎTRE DE 3% PAR AN

- Au total, ENTSO-E identifie près de 150 milliards d'euros d'investissements à réaliser sur les réseaux, en vue de fluidifier les échanges d'énergie en Europe.



Ces investissements permettent de faire face aux besoins d'échanges d'énergie essentiels entre les différents pays du continent.

Le scénario de base d'ENTSO-E (« Vision 1 ») envisage que 40% de la consommation d'électricité européenne soient couverts par les *énergies renouvelables*. Il nécessite en moyenne un doublement des capacités d'interconnexion actuelles.

Pour faire face à des transitions énergétiques plus ambitieuses (50% ou 60% de la demande assurés par les énergies renouvelables), des renforcements complémentaires devront être proposés (sur les frontières illustrées en orange sur la carte ci-contre).

A la frontière espagnole, les projets en cours d'étude permettent de quadrupler la capacité actuelle et d'atteindre 5 GW.

Elle apparaît cependant en rouge sur la carte dans la mesure où ce niveau d'interconnexion apparaît insuffisant dans l'ensemble des scénarios étudiés par ENTSO-E pour tirer pleinement parti du potentiel d'énergies renouvelables de la péninsule ibérique.

## Renforcer l'interconnexion avec les Îles Britanniques



### L'EXPLOITATION D'UN FORT POTENTIAL ÉOLIEN APPELLE DES ÉCHANGES PLUS IMPORTANTS AVEC LE CONTINENT

- **Le mix énergétique du Royaume-Uni et de l'Irlande est principalement constitué de centrales thermiques au gaz.**

Dans la décennie à venir, les deux pays font face au défi du remplacement de leurs parcs de production charbon et nucléaire. Disposant d'un gisement exceptionnel en Europe, ils organisent le développement massif de la production éolienne, notamment off-shore. Des groupes nucléaires de forte puissance sont également planifiés en Angleterre et au Pays de Galles.

➤ La construction des nouvelles capacités de production d'ici 2020 compensera seulement en partie la fermeture des centrales les plus anciennes au Royaume-Uni à cet horizon. Les Îles britanniques devraient alors être importatrices.

➤ Selon les projections d'ENTSO-E, à l'horizon 2030, l'Irlande et Royaume-Uni seront soit d'importants exportateurs d'électricité (s'ils développent leur parc selon leurs objectifs initiaux) soit présenteront un solde global d'échanges plus équilibré voire importateur (dans le cas contraire).

➤ Dès l'horizon 2020 cependant, et a fortiori en 2030, la variabilité de la production éolienne et le fonctionnement de centrales de taille unitaire inédite en Grande-Bretagne rendront plus délicate la gestion de l'équilibre offre-demande.

Au-delà des échanges d'électricité, le développement des interconnexions vise aussi à donner les leviers d'action nécessaire dans ce domaine et à sécuriser le fonctionnement de ces systèmes insulaires.

### QUELS BÉNÉFICES ATTENDRE DU DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS AVEC LES ÎLES BRITANNIQUES ?

Dans les dix prochaines années, ENTSO-E (l'association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens) prévoit des flux particulièrement importants entre les îles britanniques et le continent. Un fort développement d'éoliennes en Irlande, Ecosse, et au large de l'Angleterre, requiert une capacité d'interconnexion totale de 7 à plus de 10 GW avec le continent à l'horizon 2030.

Les nouvelles capacités d'interconnexion permettront de mettre à profit la complémentarité des parcs de production existants et futurs de part et d'autre de la Manche et de la mer du Nord. Le développement massif des énergies renouvelables dans les prochaines années (plusieurs milliers de mégawatts dans chacun des deux pays) induira des flux dans les deux sens, très variables selon les conditions climatiques de chacun des pays (vent fort ou faible, température). Les prix de gros de l'électricité de part et d'autre en seront d'autant moins volatils. Enfin, le potentiel d'énergies marines au large du Cotentin, dans les eaux françaises ou au large des îles anglo-normandes est important. Il devra être aiguillé pour partie vers la France et pour partie vers le Royaume-Uni : il apparaît d'emblée plus pertinent de favoriser le développement de cette ressource en organisant une coopération internationale.

ENTSO-E a évalué les retombées économiques pour la collectivité d'un accroissement de 1 GW de la capacité d'interconnexion entre la France et les Îles britanniques de l'ordre de 170-250 M€/an pour le scénario Vision 3 d'ENTSO-E économisés par de moindres approvisionnements en charbon, gaz et fioul pour l'ensemble des pays concernés.

- **7 GW d'interconnexion voir plus entre les Îles britanniques et leurs voisins continentaux ressortent bénéfiques pour la collectivité dans le TYNDP 2014.**

## LES CAPACITÉS D'INTERCONNEXION FRANCE-GB/IRLANDE ET LEURS PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT

**Les îles britanniques constituent aujourd'hui une « péninsule électrique » en Europe.**

L'Angleterre est reliée au continent par une liaison à courant continu avec la France de 2000 MW depuis 1986 (IFA) et par une liaison avec les Pays-Bas de 1000 MW depuis le 1er avril 2011.

RTE conduit plusieurs études avec ses partenaires, pour conduire les projets de lignes sous-marines à courant continu IFA2, FAB, et France-Irlande. Les trois projets ont été retenus comme « projets d'intérêt commun » par l'Union Européenne dans le cadre de la législation communautaire sur les infrastructures d'électricité.

Par ailleurs, un nouvel ouvrage d'interconnexion via les infrastructures du tunnel sous la Manche est à l'étude par un consortium associant Eurotunnel (Eleclink). Les caractéristiques techniques de l'ouvrage, restent à préciser. RTE a analysé l'intégration de cet ouvrage sur le réseau français. Une proposition technique et financière a été signée avec le porteur de projet.

Le *Schéma décennal* considère 3 GW de capacité totale d'interconnexion entre la France et les Iles britanniques dans le scénario A « Croissance faible », 4 GW dans les scénarios B « Consommation forte » et C « Diversification » et 6 GW dans le scénario D « Nouveau mix ».

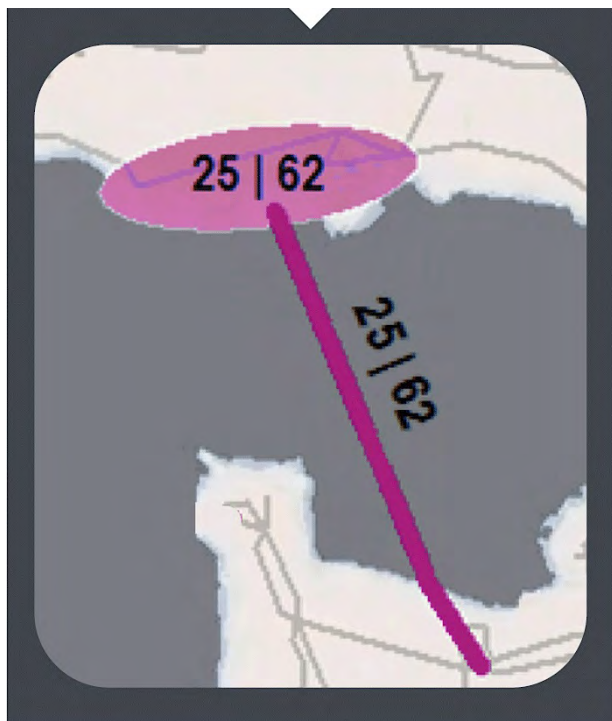
### Capacités caractéristiques en hiver au 01/01/2013

De France vers GB	2000 MW	De France vers Irlande	0
De GB vers France	2000 MW	D'Irlande vers France	0

### Capacités d'interconnexion et perspectives de développement

LIBELLÉ	FRONTIÈRE	CAPACITÉ ADDITIONNELLE	HORIZON
IFA2	France - Royaume-Uni	+1000 MW	2020
France-Alderney-Britain (FAB)	France - Royaume-Uni	1400 MW	2022
Celtic Interconnector	France - Irlande	+700 MW	2025
Eleclink	France - Royaume-Uni	+1000 MW	2016

### Le projet IFA2 de nouvelle interconnexion France-Angleterre



- > RTE et National Grid Interconnected Limited (NGIL) ont signé un accord le 11 novembre 2010 pour mener une étude de faisabilité d'une nouvelle interconnexion à courant continu : « IFA2 »

Ce projet vient en complément de la liaison de 2000 MW fonctionnant entre la France et le Royaume-Uni depuis 1986.

Cette nouvelle interconnexion entre la Normandie et l'Angleterre, d'une puissance de 1000 MW et d'une longueur de l'ordre de 200 km, pourrait être mise en service en 2020.

Le raccordement est prévu en des points du réseau 400 kV éloignés des points de raccordement de la première interconnexion IFA 2000, de façon à éviter l'apparition de trop fortes congestions sur le réseau 400 kV du Pas-de-Calais et du Kent.

Ce raccordement est aujourd'hui envisagé entre le littoral bas-normand et le sud de l'Angleterre, à hauteur de l'île de Wight.

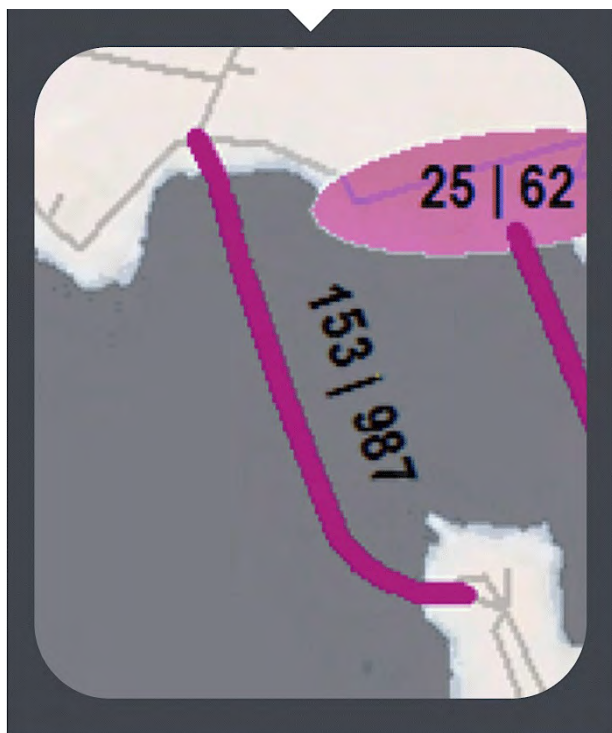
Les analyses des fonds marins ont permis de proposer un tracé au printemps 2013 et de vérifier l'équilibre du projet en précisant bénéfices et coûts.

- > IFA2 permettra de mettre à profit la complémentarité des parcs de production existants et futurs de part et d'autre de la Manche et de la mer du Nord.

Le développement massif des énergies renouvelables dans les prochaines années (plusieurs milliers de mégawatts dans chacun des deux pays) induira des flux dans les deux sens, très variables selon les conditions climatiques de chacun des pays (vent fort ou faible, température). Les prix de gros de l'électricité de part et d'autre en seront d'autant moins volatils.

- > Ce projet a été retenu comme « projet d'intérêt commun » par l'Union européenne le 14 octobre 2013 dans le cadre de la législation communautaire sur les infrastructures dans le secteur de l'énergie.

**Le projet FAB : interconnecter France et Angleterre, évacuer la future production hydrolienne au large d'Aurigny**



- **En partenariat avec la société FABLink, RTE développe une liaison d'interconnexion à courant continu entre le Cotentin et le sud de l'Angleterre.**

Le projet constituera par ailleurs un élément favorable pour l'évacuation de la production hydrolienne prévue dans les eaux d'Aurigny.

La liaison aurait à terme une double fonction : lorsque l'énergie des courants n'utilisera pas ces ouvrages à plein, la capacité restante sera utilisée pour optimiser les échanges entre la France et la Grande-Bretagne.

Le raccordement de la liaison est prévu sur le réseau 400 kV du Cotentin en France, et à proximité d'Exeter dans le Devon en Grande-Bretagne.

En France, grâce au renforcement du réseau bas-normand par le projet Cotentin-Maine mis en service en 2012, aucun renforcement amont ne sera rendu nécessaire par le projet.

Après une première étape ayant permis de confirmer son intérêt et les éléments de faisabilité, le projet est entré dans une phase de développement avec l'objectif de mettre à disposition une capacité supplémentaire de 1400 MW vers 2022.

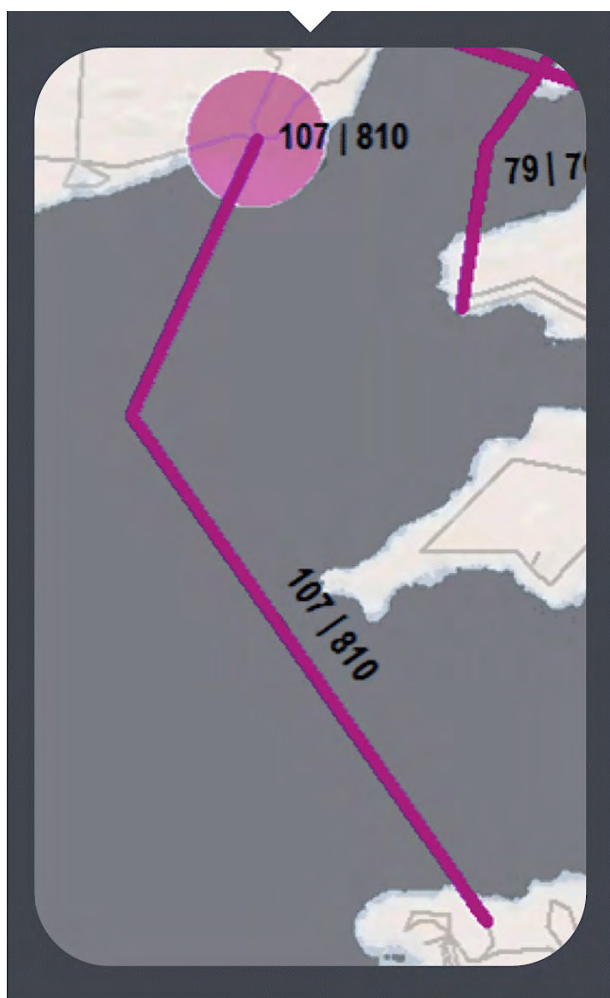
Un accord de développement a ainsi été signé avec FABLink en octobre 2013. Les études de développement se poursuivent en vue d'obtenir une déclaration d'utilité publique en 2016.

- **FAB permettra de mettre à profit la complémentarité des parcs de production existants et futurs de part et d'autre de la Manche et de la mer du Nord.**

Le développement massif des énergies renouvelables dans les prochaines années (plusieurs milliers de mégawatts dans chacun des deux pays) induira des flux dans les deux sens, très variables selon les conditions climatiques de chacun des pays (vent fort ou faible, température). Les prix de gros de l'électricité de part et d'autre en seront d'autant moins volatils.

- **Le 14 octobre 2013, le projet a été déclaré « projet d'intérêt commun » par l'Union Européenne dans le cadre de la législation communautaire sur les infrastructures dans le secteur de l'énergie.**

### Le projet de création d'une interconnexion France-Irlande



*RTE et son homologue irlandais, Eirgrid, ont signé un protocole d'accord en vue d'étudier la faisabilité d'une interconnexion électrique sous-marine reliant la France et l'Irlande.*

L'Irlande constitue un système électrique, desservant une consommation de 4 GW en pointe, très favorable à l'accueil de production éolienne, bien au-delà de ses propres besoins.

L'interconnexion France-Irlande contribuerait à une meilleure intégration des énergies renouvelables à l'échelle européenne, tout en sécurisant davantage le réseau irlandais.

Il permettrait aussi de ré-équilibrer l'approvisionnement de la Bretagne.

> **Ce projet a été retenu le 14 octobre 2013 comme « projet d'intérêt commun » par l'Union Européenne dans le cadre de la législation communautaire sur les infrastructures dans le secteur de l'énergie.**

Cette liaison en courant continu de 600 km, d'une capacité de 700 MW environ et reliant la côte sud de l'Irlande à la Bretagne pourrait voir le jour à partir de 2025.

Après une première phase d'études « bibliographiques », des campagnes géophysiques (étude du relief et de la couche de surface des fonds marins) puis géotechniques (étude de la nature des fonds marins par prélèvements), prévues pendant les étés 2014 et 2015, viendront préciser la faisabilité de l'ouvrage à construire.

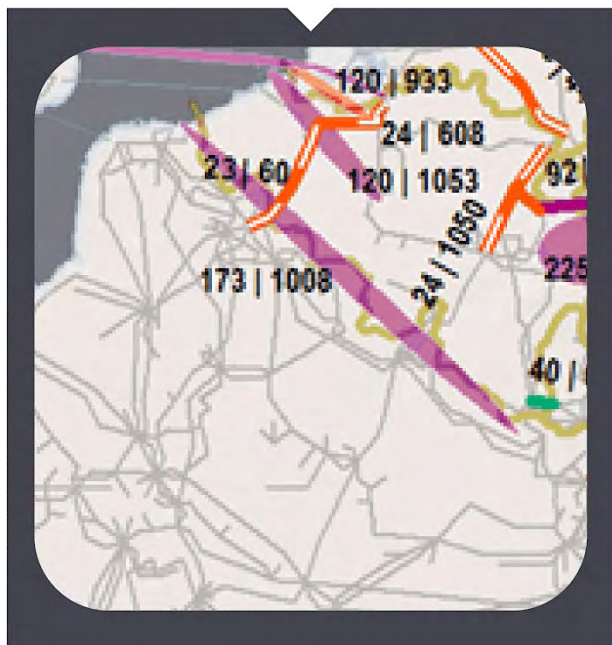
### Coreso

Coreso est le centre de coordination technique des opérateurs de réseaux de transport d'électricité. Basé à Bruxelles, il associe RTE, Elia, 50 Hertz, National grid et Terna. Depuis février 2009, Coreso fournit des prévisions de flux et de marges d'exploitation du réseau et propose des actions correctrices coordonnées, que les opérateurs de réseau peuvent appliquer pour maîtriser la sécurité du réseau électrique. [www.coreso.eu](http://www.coreso.eu)



## Renforcer l'interconnexion avec le Benelux

Titre : Projets d'intérêt européen (Entso-E, Tyndp 2014, extrait)



### UN BASSIN DE CONSOMMATION DYNAMIQUE, UN RECOURS CROISSANT À L'ÉOLIEN DE LA MER DU NORD

*Avec la planification de la fermeture des centrales nucléaires belges d'ici 2025, la production d'électricité du Benelux dépendra principalement du gaz, de plus en plus importé, et de l'énergie éolienne développée le long de ses côtes.*

Pays-Bas, Belgique et Luxembourg cherchent donc à développer leurs interconnexions avec les pays voisins, pour réguler leur approvisionnement électrique : sécuriser leur alimentation ou exporter leur surplus. Ces tendances sont sensibles tant à l'horizon 2020 que 2030.

Les enjeux de développement des interconnexions seront d'autant plus aigus que les capacités de production éolienne en mer seront importantes (compte tenu de la taille du territoire, toutes les éoliennes installées seront soumises simultanément aux mêmes conditions de vent et produiront ou non sensiblement en même temps.)

### QUELS BÉNÉFICES ATTENDRE DU DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS AVEC LA BELGIQUE ?

Avec le développement de l'éolien en mer du Nord, la frontière nord-est de la France est susceptible de connaître des flux tantôt exportateurs, tantôt importateurs.

- > **ENTSO-E (l'association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens) prévoit une amplitude totale des flux avec la Belgique et l'Allemagne de l'ordre de 7 à 10 GW à l'horizon 2030.**

Les 10 GW peuvent être dépassés si 60% de la demande d'électricité doit être couverte par les *Énergies Renouvelables*. ENTSO-E a évalué qu'un accroissement de l'ordre de 1 GW de la capacité d'interconnexion entre la France et la Belgique représenterait un gain pouvant atteindre 20 M€/an en retombées économiques pour la collectivité européenne.

Cette somme représente d'une part l'économie constituée par un recours croissant aux énergies renouvelables et une diminution du recours aux énergies fossiles et d'autre part l'amélioration de la sécurité d'alimentation à la pointe.

Le développement de 1 GW de capacité d'interconnexion supplémentaire apparaît ainsi souhaitable pour la collectivité, et ce quel que soit le niveau de transition énergétique en Europe d'ici 2020-2030.

Il est probable que développer plus avant l'interconnexion serait bénéfique dès lors que les capacités éoliennes continueront de se développer (et de façon d'autant plus certaine que les renforcements seraient peu coûteux).



## LES CAPACITÉS D'INTERCONNEXION FRANCE-BELGIQUE ET LEURS PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT

La Belgique et la France sont interconnectées par trois circuits 400 kV et deux à 225 kV. Un câble 225 kV relie le réseau de RTE à un client luxembourgeois.

RTE a étudié avec Elia, son homologue belge, dans le cadre d'ENTSO-E les moyens d'augmenter la capacité d'interconnexion entre les deux pays.

### > Un projet de changement des conducteurs des deux circuits entre Avelin et Avelgem par des câbles à faible dilatation est à l'étude.

Ce projet nécessite une mise à niveau du réseau belge jusqu'au poste de Horta. À plus long terme, si ce renforcement se révèle insuffisant, un ouvrage complémentaire pourrait être envisagé entre les deux pays.

Les paramètres principaux de cette étude sont le développement de l'énergie éolienne en France et en Belgique, la construction de cycles combinés gaz dans la zone de Dunkerque tirant parti du terminal méthanier, et la fermeture de centrales thermiques en Belgique.

Il est par ailleurs à noter que, suite à l'étude menée en 2011 par la France, la Belgique, l'Allemagne et le Luxembourg, ce dernier a choisi de renforcer son alimentation à 225 kV à partir de l'Allemagne et de la Belgique, sans projet d'interconnexion des quatre pays.

Le *Schéma décennal* considère 4 GW de capacité totale d'interconnexion entre la France et la Belgique dans les scénarios A « Croissance faible », B « Consommation forte » et C « Diversification » et 5 GW dans le scénario D « Nouveau mix ».

### Capacités caractéristiques en hiver au 01/01/2013

De France vers Belgique : 3600 MW

De Belgique vers France : 1800 MW

### Capacités d'interconnexion et perspectives de développement

	FRONTIÈRE	CAPACITÉ ADDITIONNELLE	HORIZON
Renforcement de l'interconnexion belge	France - Belgique	+1000 MW	Entre 2021 et 2023

## Renforcer l'interconnexion avec l'Allemagne



➤ **L'Allemagne a d'ores et déjà engagé une transition énergétique d'envergure avec la fermeture de ses centrales nucléaires, le recours aux énergies éoliennes et solaires.**

Plus de 35 GW de panneaux photovoltaïques et autant d'éolien sont installés à ce jour. Ce sont des volumes très importants au regard de la taille du pays (sa consommation en hiver est de l'ordre de 90 GW).

De fait, l'Allemagne tantôt exporte ses surplus à ses voisins, tantôt importe de l'électricité. Et bien que les installations, notamment photovoltaïques, soient chacune plutôt petite, on remarque aux frontières du pays des flux d'exports/imports directement liés à la disponibilité instantanée des ressources éoliennes et solaires.

➤ Les centrales nucléaires, ainsi que les centrales au charbon les plus anciennes, qui sont fermées ou vont bientôt l'être, sont situées surtout au sud et à l'ouest du pays, proches des centres de consommation.

➤ *A contrario*, le gisement éolien est situé principalement au nord, et en mer ; et de nouvelles capacités de stockage hydraulique sont développées dans les Alpes.

Le barycentre de la production se déplace ainsi vers les côtes de la mer du Nord quand la consommation et les moyens de régulation sont pour l'essentiel au sud. Il en résulte des flux nord sud importants à travers toute l'Allemagne et chez ses voisins.

➤ **L'Allemagne ambitionne de porter ses capacités renouvelables à l'horizon 2024 à environ 68 GW pour l'éolien et 56 pour le photovoltaïque ; et à l'horizon 2034, à 97 et 60 GW respectivement.** (Source : Schéma décennal allemand « NEP2014 », scénario de référence)

➤ Les capacités du réseau allemand doivent ainsi être doublées d'ici dix ans, avec un renforcement d'environ 5000 km de réseau existant et la création de plus de 3500 km de nouveaux ouvrages à travers tout le pays.

➤ En particulier, la création d'ici 2024 de 4 corridors Nord-Sud à courant continu, pour une puissance totale de 12 GW, rapprochera électriquement les régions consommatrices du sud de l'Allemagne aux zones de production éolienne du nord.

Pour plus d'information, on peut se reporter au Schéma décennal de développement du réseau allemand : [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de).

### QUELS BÉNÉFICES ATTENDRE DU DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS AVEC L'ALLEMAGNE ?

Avec le développement de l'éolien en mer du Nord, la frontière nord-est de la France est susceptible de connaître des flux tantôt exportateurs, tantôt importateurs.

**ENTSO-E (l'association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens) prévoit une amplitude totale des flux avec la Belgique et l'Allemagne de l'ordre de 7 à 10 GW à l'horizon 2030**

Les 10 GW peuvent être dépassés si 60% de la demande d'électricité devait être couverte par les énergies renouvelables.

ENTSO-E a évalué les retombées économiques pour la collectivité d'un accroissement de l'ordre de 1GW de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Allemagne à environ 100 M€/an dans le scénario Vision 3 ENTSO-E. Elles représentent l'économie constituée par un recours meilleur aux énergies renouvelables et moindre aux énergies fossiles et par l'amélioration de la sécurité d'alimentation à la pointe qu'apporte un plus grand maillage du réseau.

Concrètement, la Lorraine et l'Alsace seraient approvisionnées par les surplus d'énergies renouvelables allemands ; à contrario, une partie de la production de Lorraine et des Alpes pourra être exportée quand éolien et photovoltaïque produiront moins outre-Rhin.

Le développement de 1 GW de capacité d'interconnexion supplémentaire apparaît ainsi souhaitable pour la collectivité, et ce quel que soit le niveau de transition énergétique en Europe d'ici 2020-2030.

Il est probable que développer plus avant l'interconnexion serait bénéfique dès lors que les capacités éoliennes continueront de se développer (et de façon d'autant plus certaine que les renforcements seraient peu coûteux).

### LES CAPACITÉS D'INTERCONNEXION FRANCE-ALLEMAGNE ET LEURS PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT

L'Allemagne et la France sont interconnectées par trois circuits à 400 kV et un à 225 kV.

RTE a étudié dans le cadre d'ENTSO-E avec Amprion et Transnet BW, ses homologues allemands, les moyens d'augmenter la capacité d'interconnexion entre les deux pays.

**Parmi les différentes stratégies examinées, deux renforcements ont été retenus dans le TYNDP et dans le NEP allemand :**

► Le passage de 225 kV à 400 kV du circuit entre Muhlbach (Alsace) et Eichstetten (Bade). Transnet BW prévoit de programmer désormais ce renforcement à l'horizon dix ans dans le NEP 2015.

► Le remplacement des câbles conducteurs actuels des deux circuits entre Vigy et Uchtelfangen côté allemand. Amprion, qui gère le réseau concerné, étudie la faisabilité de ce renforcement.

Le *Schéma décennal* suppose la mise en service de ces renforcements d'ici 2030 dans tous les scénarios.

#### Capacités caractéristiques en hiver au 01/01/2014

De France vers Allemagne : 2600 MW

D'Allemagne vers France : 3600 MW (ou 1800 MW si congestion en amont)

#### Capacités d'interconnexion et perspectives de développement

	FRONTIÈRE	CAPACITÉ ADDITIONNELLE	HORIZON
Renforcement de l'interconnexion allemande	France - Allemagne	+ 1000 MW à + 2000 MW	Dans les dix ans (à confirmer)

### Renforcer l'interconnexion avec la Suisse



#### LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES SUSCITE DE NOUVELLES CAPACITÉS DE STOCKAGE ET DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE

L'hydroélectricité est exploitée dans tout le massif alpin. Elle constitue l'essentiel de l'électricité produite en Suisse, et fournit des moyens très flexibles d'adaptation de l'offre à la demande à l'ensemble des pays riverains. Cet outil de production se développe, notamment en Suisse et en Autriche.

- **La Suisse prévoit, d'ici 2030, l'installation de 5 GW de STEP (station de transfert d'énergie par pompage) nouvelles, comme moyen de stockage**

Ces STEPS ont vocation à absorber les surplus de production intermittente du nord, les premières mises en service devant intervenir dès 2017.

Son plan de développement du réseau prévoit de réaliser des liaisons nord-sud pour fluidifier les flux à travers le pays, de l'Allemagne aux installations hydrauliques du sud du pays. D'une manière plus générale, on peut s'attendre à ce qu'il en résulte un profil d'échanges de la Suisse avec ses voisins plus marqué : plus d'imports en heures creuses et plus d'exports en heures pleines.

Cette tendance sera d'autant plus marquée que le développement des énergies renouvelables sera soutenu en Europe, en 2020 et en 2030. On peut noter que l'Autriche présente des perspectives très similaires.

#### QUELS BÉNÉFICES ATTENDRE DU DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS AVEC LA SUISSE ?

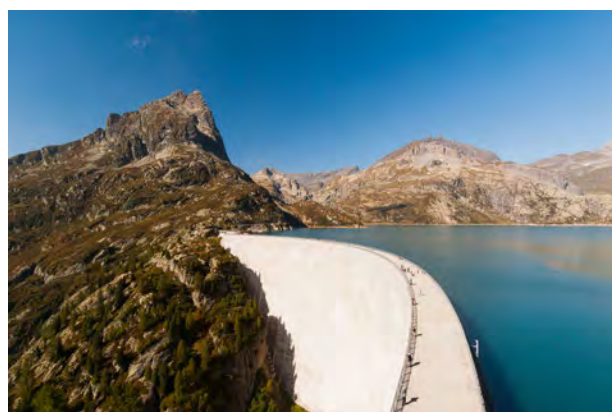
Dans les dix prochaines années, *ENTSO-E* (l'association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens) prévoit des flux particulièrement importants aux frontières de la Suisse.

- **ENTSO-E prévoit des flux de plus de 10 GW au nord avec la France (et au-delà les Îles britanniques, l'Espagne) et surtout l'Allemagne, c'est-à-dire entre les principaux gisements d'énergies renouvelables et ses capacités de stockage hydroélectrique.**

L'interconnexion permettra ainsi de tirer pleinement parti des sources d'énergies renouvelables en stockant les surplus produits en période de faible consommation, et en les restituant en période de faible production d'origine renouvelable.

*ENTSO-E* a évalué les retombées économiques pour la collectivité d'un accroissement de l'ordre de 1 GW de la capacité d'interconnexion entre la France et la Suisse : entre 50 et 70 M€/an pour le scénario Vision 3 d'*ENTSO-E* seraient économisés par un recours meilleur aux énergies renouvelables et moindre aux énergies fossiles.

Le développement d'1 GW de capacité d'interconnexion supplémentaire apparaît ainsi souhaitable pour la collectivité, et ce quel que soit le niveau de transition énergétique en Europe d'ici 2020-2030.



## LES CAPACITÉS D'INTERCONNEXION FRANCE - SUISSE ET LEURS PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT

La Suisse et la France sont interconnectées par trois circuits 400 kV au nord du Jura, un circuit à 400 kV et deux à 225 kV à hauteur du lac Léman, et trois circuits 225 kV en Savoie.

RTE étudie avec Swissgrid dans le cadre d'ENTSO-E la faisabilité d'augmenter la capacité d'interconnexion. Outre le développement de capacités de stockage d'énergie dans les Alpes suisses, les principaux déterminants de cette étude sont la production tout au long de la vallée du Rhône et les besoins d'importations italiens.

> Plusieurs renforcements alternatifs ou complémentaires peuvent être imaginés :

► Une première phase au nord du lac Léman prévoit une augmentation de la capacité de la liaison 225 kV à deux circuits entre les postes de Génissiat et Verbois.

► Une deuxième phase consisterait en le remplacement de la liaison transfrontalière 225 kV à deux circuits par une nouvelle liaison 400 kV simple circuit au sud du lac Léman (entre les postes de Cornier et Riddes). Cette substitution serait l'occasion d'adapter les tracés actuels pour prendre en compte l'évolution de l'habitat voisin. L'environnement (montagne, climat) rend ce projet très complexe.

Le Schéma décennal suppose ces deux renforcements en service à l'horizon 2030 dans tous les scénarios.

### Capacités caractéristiques en hiver au 01/01/2014

De France vers Suisse : 3200 MW

De Suisse vers France : 1100 MW

### Capacités d'interconnexion et perspectives de développement

	FRONTIÈRE	CAPACITÉ ADDITIONNELLE	HORIZON
Renforcement de l'interconnexion suisse (phase 1)	France - Suisse	Environ + 500 MW de France vers Suisse et + 200 MW de Suisse vers France	D'ici 2020
Renforcement de l'interconnexion suisse (phase 2)	France - Suisse	Environ +1 000 MW de France vers Suisse et +1 500 MW de Suisse vers France	D'ici 2025

## Renforcer l'interconnexion avec l'Italie

### L'ITALIE IMPORTE DE L'ÉLECTRICITÉ POUR MOINS RECOURIR AUX ÉNERGIES FOSSILES

➤ L'alimentation électrique de l'Italie repose essentiellement sur des centrales thermiques relativement plus chères que leurs homologues européennes.

➤ De ce fait, le pays suite recourt à longueur d'année aux importations, avec une capacité d'import à travers sa frontière nord atteignant 8500 MW en hiver aujourd'hui.

➤ À contrario, lors de vagues de froid, l'Italie peut offrir d'importantes capacités de secours à hauteur de 4000 MW sur la frontière nord et dont l'acheminement est limité en direction de la France à un peu plus de 1000 MW.

➤ Par ailleurs, les énergies renouvelables se développent en Italie pour réduire sa dépendance aux énergies fossiles et le pays dispose à ce jour du deuxième parc photovoltaïque après l'Allemagne.

ENTSO-E (l'association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens) prévoit cependant que l'Italie restera importatrice d'électricité d'ici 2020 et 2030.

Ce sera d'autant plus le cas que ses voisins exploiteront leurs gisements renouvelables (notamment en mer du Nord).

### QUELS BÉNÉFICES ATTENDRE DU DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS AVEC L'ITALIE ?

➤ Dans les dix prochaines années, ENTSO-E prévoit toujours de fortes importations par l'Italie depuis la France et ses autres voisins du nord de l'Europe, requérant une capacité d'interconnexion totale de plus 10 GW dans tous les scénarios.

L'essentiel de l'électricité italienne provient de centrales thermiques, et il est très bénéfique de substituer à la combustion de ressources fossiles des importations à plus bas coût et sans émission de carbone, nucléaires mais aussi, et de plus en plus, d'origine renouvelable.

➤ ENTSO-E a évalué les retombées économiques pour la collectivité d'un accroissement de 1 GW de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Italie allant jusqu'à 100 M€/an dans le scénario Vision 3 ENTSO-E économisés par les moindres recours aux énergies fossiles en Italie.

➤ A contrario, l'Italie dispose de capacités de pointe auxquelles la France a recours pour faire face aux consommations exceptionnelles lors de vagues de froid.

Dans ce contexte, un niveau d'interconnexion entre la France et l'Italie de l'ordre de 4 ou 5 GW à l'horizon 2020 et 2030 apparaît souhaitable pour la collectivité et le projet Savoie Piémont permet de s'y hisser.

Ce projet doit s'accompagner par l'augmentation de la capacité de trois lignes de 400 kV au nord de l'Italie pour obtenir l'augmentation de capacité attendue à la frontière.

## LES CAPACITÉS D'INTERCONNEXION FRANCE-ITALIE ET LEURS PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT

Les échanges d'électricité entre la France et l'Italie passent principalement par les lignes à 400 000 volts Albertville - Rondissone et Albertville - Venaus.

Les gouvernements français et italien ont signé un accord sur l'énergie lors du sommet franco-italien de Nice le 30 novembre 2007. Cet accord a été complété par un accord entre RTE et son homologue Terna visant à augmenter de 60 % la capacité d'échanges entre les deux réseaux électriques pour renforcer la sécurité d'approvisionnement énergétique des deux pays.

Cet accord comprend deux volets :

- l'optimisation du réseau électrique transalpin ;
- La création d'une nouvelle liaison d'interconnexion : le projet Savoie-Piémont.

Le premier volet est finalisé, apportant d'ores et déjà 600 MW de capacité d'interconnexion.

- > **Le projet Savoie Piémont vise à construire une liaison à courant continu de 2x600 MW souterraine, empruntant les axes autoroutiers et les infrastructures du tunnel du Fréjus.**

Ce projet a été retenu comme « projet d'intérêt commun » à l'Union Européenne le 14 octobre 2013 dans le cadre de la législation communautaire sur les infrastructures dans le secteur de l'énergie.

Le *Schéma décennal* ne prend pas en compte d'autres renforcements entre la France et l'Italie.

### Capacités caractéristiques en hiver au 01/01/2014

De France vers Italie : 3250 MW

D'Italie vers France : 1160 MW

### Capacités d'interconnexion et perspectives de développement

	FRONTIÈRE	CAPACITÉ ADDITIONNELLE	HORIZON
Savoie Piémont	France - Italie	+ 1200 MW	2019

## Le projet Savoie-Piémont

- Le projet Savoie-Piémont vise à apporter une solution durable à la saturation des capacités du réseau entre la France et l'Italie.

Il consiste à créer une liaison à courant continu entre les postes de Grande-Ile en France et Piossasco en Italie, d'une capacité de 2x600 MW.

Cette liaison sera entièrement réalisée en souterrain. Compte-tenu de la distance à couvrir (190 km dont 95 km côté français), seule la technologie du courant continu est envisageable.

- La création d'une liaison entre la France et l'Italie est rendue possible dans la vallée de la Maurienne grâce à la conjonction de plusieurs éléments :

- Le deuxième tube routier du tunnel du Fréjus – en cours de réalisation – permet de traverser aisément le massif montagneux frontalier.

- Le code de la voirie routière a été modifié fin 2011 pour autoriser, sous condition, l'implantation de liaisons souterraines de transport dans le sens longitudinal des axes autoroutiers. Toutefois, la liaison emprunte aussi sur près de 18 km le réseau routier secondaire ainsi qu'une galerie hydraulique d'EDF sur 1300 mètres.



- La technologie du courant continu en souterrain pour les lignes électriques de forte puissance et de grande longueur est aujourd'hui disponible.

- La présence du poste électrique de Grande-Ile, sur la commune de Sainte-Hélène-du-Lac (ZAC Alpespace), s'avère un point de raccordement idéal pour le projet. Celui-ci, situé au carrefour d'un réseau électrique robuste, présente en plus l'avantage d'être entouré de terrains susceptibles d'accueillir une station de conversion alternatif/continu.

Le projet Savoie-Piémont a été déclaré d'utilité publique à l'été 2012.

- Ce projet a par ailleurs été retenu comme « projet d'intérêt commun » par l'Union Européenne le 14 octobre 2013 dans le cadre de la législation communautaire sur les infrastructures dans le secteur de l'énergie.

RTE travaille aujourd'hui à l'obtention des autorisations ou conventions nécessaires avant l'engagement des travaux (autorisation d'emprunt de l'autoroute, acquisition des terrains en particulier).

Les travaux de construction de la liaison en France ont débuté partiellement en 2014 et doivent se dérouler de 2015 à 2019. Ils comprennent d'une part une station « de conversion » sur la commune de Sainte-Hélène-du-lac dans la combe de Savoie, et d'autre part une liaison entièrement souterraine d'une centaine de kilomètres partant de la station, traversant la combe de Savoie jusqu'à Aiton et remontant ensuite la vallée de la Maurienne jusqu'à la frontière avec l'Italie, dans la galerie du tunnel du Fréjus.



## COURANT ALTERNATIF OU COURANT CONTINU ?

Les réseaux se sont développés depuis le XIXe siècle en utilisant la technologie du courant alternatif. Grâce au transformateur, celle-ci a longtemps été seule à même de transmettre de l'électricité en quantités importantes sur de grandes distances en autorisant des tensions supérieures à quelques centaines de volts. Le disjoncteur est aussi un matériel utilisant les propriétés du courant alternatif. En éliminant rapidement les courts-circuits, il protège utilisateurs et installations et permet le standard de qualité de fourniture élevé qu'offrent aujourd'hui les réseaux électriques.

Depuis le dernier quart du XXe siècle, le transport d'électricité à haute et très haute tension est aussi possible en courant continu grâce à l'électronique de puissance. Le courant alternatif étant devenu un standard, seules des liaisons « point à point » en courant continu ont été construites :

- Afin de pallier les limites de la technologie du courant alternatif (pour franchir plus de quelques dizaines de km en câbles souterrains ou sous-marins ;

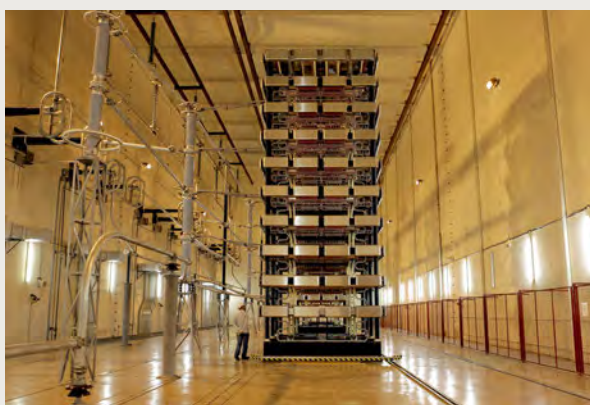
- Pour relier des systèmes électriques alternatifs de fréquence différente ;
- Ou pour franchir plusieurs centaines de km, à l'échelle de continents).

➤ **Le courant continu représente la seule option envisageable pour créer un réseau en mer du Nord susceptible tant d'interconnecter les pays riverains que de transporter de grands volumes de production éolienne offshore.**

A l'intérieur du continent européen, qui dispose déjà d'un réseau haute tension très maillé, créer de nouvelles capacités de transport d'électricité sur de grandes distances peut relever...

➤ ... de l'optimisation du réseau existant en levant ses goulets d'étranglement (à l'exemple des investissements que RTE réalise dans le Nord Pas-de-Calais ou en Champagne-Ardenne)

➤ ... ou de la création de nouveaux axes, éventuellement en courant continu (comme le projet Savoie-Piémont), selon les cas.



Station de conversion courant alternatif-courant continu « Les Mandarins IFA 2000 »

## Renforcer l'interconnexion avec l'Espagne



### LA PRODUCTION ÉOLIENNE ESPAGNOLE EST CONTRAINTE FAUTE DE POUVOIR S'EXPORTER

- **L'Espagne et le Portugal constituent aujourd'hui une « péninsule électrique » en Europe.**

Leur approvisionnement électrique repose pour l'essentiel sur des centrales au gaz, et sur une production déjà très importante et toujours croissante d'énergies renouvelables (notamment éolienne avec 25 GW installés aujourd'hui, principalement dans le quart nord-ouest de la péninsule. Ce sont des volumes élevés : par comparaison, Espagne et Portugal totalisent une consommation de pointe de l'ordre de 50 GW).

- **Cette forte proportion de production variable rend la gestion de l'équilibre offre-demande délicate, avec tantôt le besoin d'exporter des surplus vers la France, tantôt d'importer de l'électricité.**

L'interconnexion actuelle, de relativement faible capacité (de l'ordre de 1 GW) est ainsi saturée, dans un sens ou dans l'autre. Les Espagnols doivent parfois déconnecter des éoliennes faute de pouvoir évacuer cette électricité vers le reste de l'Europe.

Au-delà des échanges d'électricité, le développement des interconnexions vise aussi à résoudre ce problème d'équilibre offre-demande et sécuriser le fonctionnement de ce système quasi-insulaire.

De par la géographie, l'interconnexion de la péninsule ibérique avec l'Europe passe par la France.

La capacité de production d'origine renouvelable devrait continuer de croître et atteindre 40 GW non plus en 2020 mais en 2030, ayant été freinée par la crise économique en 2008.

Avec la crise, les perspectives d'exportation d'électricité d'origine solaire de l'Afrique du nord vers l'Europe ont été revues à la baisse. Mais à terme, le transport de surplus de production d'électricité d'origine solaire d'Afrique du Nord jusqu'au cœur de l'Europe passera en grande partie sur cet axe.

### QUELS BÉNÉFICES ATTENDRE DU DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS AVEC L'ESPAGNE ?

- **Dans les dix prochaines années, ENTSO-E (l'association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens) prévoit une variation importante flux entre la France et l'Espagne, avec des échanges tantôt dans un sens tantôt dans l'autre, de l'ordre de 5 GW.**

ENTSO-E a évalué les bénéfices économiques d'un accroissement de l'ordre de 1 GW de la capacité d'interconnexion entre la France et la péninsule ibérique jusqu'à 100 M€/an pour le scénario *Vision 3* d'ENTSO-E. Ils représentent l'économie d'un recours meilleur aux énergies renouvelables, sans gaspillage, et moindre aux énergies fossiles et l'amélioration de la sécurité d'alimentation à la pointe.

Le renforcement du maillage du réseau sécurise particulièrement l'approvisionnement des régions frontalières de Catalogne, du Languedoc Roussillon ou de l'Aquitaine qui ne produisent pas intégralement sur leur sol l'électricité qu'elles consomment.

## LES CAPACITÉS D'INTERCONNEXION FRANCE-ESPAGNE ET LEURS PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT

L'Espagne et la France sont interconnectées par deux circuits à 400 kV et deux à 225 kV.

Ces capacités d'échange sont depuis plusieurs années saturées, tantôt dans un sens tantôt dans l'autre. Ce phénomène ne faisant qu'empirer au fil du temps.

Cette situation a conduit à plusieurs engagements internationaux, notamment :

Les gouvernements français et espagnol ont entériné, lors du sommet de Perpignan en octobre 2001, l'objectif de porter la capacité d'échange à 2800 MW dans un premier temps, puis à 4000 MW dans un second temps.

Le 25 novembre 2002, le Conseil de l'Union européenne a classé le projet d'interconnexion France-Espagne comme « projet prioritaire d'intérêt européen », témoignant ainsi de l'intérêt de cette nouvelle interconnexion non seulement pour les deux pays directement concernés, mais aussi pour l'ensemble du système électrique européen.

Ces engagements ont fait l'objet d'un suivi régulier par la Commission européenne.

➤ RTE s'est ainsi engagé à « prendre les mesures et à exécuter les travaux nécessaires (...) pour procéder à une augmentation de la capacité commerciale France-Espagne » selon des étapes qui prévoient :

- un premier renforcement de 1200 MW (pour atteindre une capacité de 2800 MW la plupart du temps) ;
- et un second du même type (pour atteindre une capacité a minima de 4000 MW).

➤ RTE et son homologue espagnol REE construisent aujourd'hui une liaison à courant continu entre les postes de Baixas et Santa Llogaia pour porter leur capacité d'interconnexion à 2800 MW d'ici à 2015.

➤ Au-delà, ils étudient la faisabilité d'une nouvelle interconnexion sous-marine dans le golfe de Gascogne, qui permettrait de porter la capacité d'interconnexion pouvant atteindre 5000 MW. En traversant par endroit des fonds marins instables, ce projet constitue un défi d'ingénierie.

Le *Schéma décennal* ne prend pas en compte d'autres renforcements entre la France et l'Espagne.

### Capacités caractéristiques en hiver au 01/01/2013

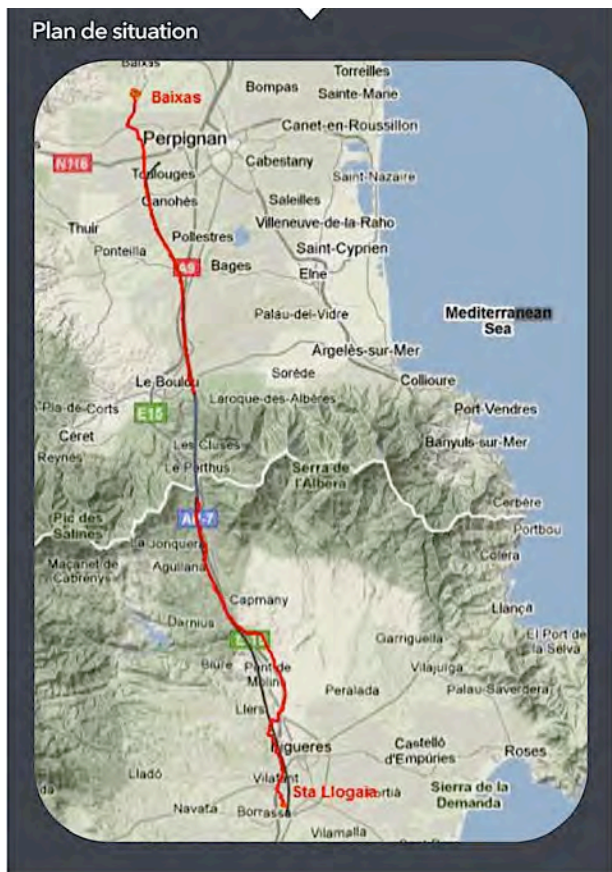
De France vers Espagne : 1400 MW

D'Espagne vers France : 1300 MW

### Capacités d'interconnexion et perspectives de développement

	FRONTIÈRE	CAPACITÉ ADDITIONNELLE	HORIZON
Baixas - Santa Llogaia	France - Espagne	+ 1200 à + 1400 MW	2015
Golfe de Gascogne	France - Espagne	France vers Espagne + 2 200 MW Espagne vers France + 2 500 MW	D'ici 2023 (à confirmer)

## Le projet d'interconnexion avec l'Espagne à l'est des Pyrénées



➤ Le projet Baixas-Santa Llogaia consiste à porter la capacité d'échange entre les deux pays à 2800 MW.

La ligne électrique entre la France et l'Espagne a fait l'objet en 2003 d'un débat public organisé par la Commission nationale du débat public (CNDP), sur la base d'un projet de ligne aérienne traversant la plaine du Roussillon. À la suite de ce débat, au cours duquel s'était exprimée une très forte opposition, la ministre de l'industrie a déclaré renoncer au projet et a demandé à RTE de travailler à une nouvelle solution. Après plusieurs essais infructueux, la médiation de l'Union européenne a permis d'aboutir à la signature le 27 juin 2008, par les chefs de gouvernements français et espagnol, d'un accord de coopération sur l'interconnexion électrique prévoyant une ligne entièrement souterraine et en courant continu, s'appuyant autant que possible sur les infrastructures existantes depuis le poste de conversion de Baixas près de Perpignan dans les Pyrénées-Orientales, jusqu'à Santa Llogaia en Espagne, près de Figueras.

Cette liaison souterraine de 65 km (35 km en France et 30 km en Espagne) représente un investissement d'environ 700M€ répartis pour moitié entre RTE et REE. Ces derniers ont créé, conformément à ce même accord, une filiale commune détenue à parts égales, INELFE, qui a en charge la réalisation de l'interconnexion. Compte tenu de l'intérêt de la liaison pour le fonctionnement du système électrique européen, INELFE a sollicité et obtenu une subvention de 225 M€ de la Commission européenne dans le cadre du plan de relance de l'Union. Les capacités d'échanges à la suite de ce renforcement dépendent fortement des programmes de production respectifs de part et d'autre de la frontière, et notamment de la répartition est/ouest de l'équilibre production/consommation côté espagnol, entre Catalogne et Pays Basque, Asturies, Galice.

À l'horizon 2015, les valeurs de NTC<sup>4</sup> partagées avec REE et communiquées à ENTSO-E sont les suivantes :

NTC (MW)		France vers Espagne	Espagne vers France
<b>Avant renforcement</b>			
HIVER		1 400	1 300
ÉTÉ		1 200	1 200
<b>Après renforcement</b>			
HIVER	Pointe	3 000	1 700
	Creux	2 700	2 800
ÉTÉ	Pointe	2 750	1 700
	Creux	2 550	2 750

Les travaux sont terminés côté français. Compte tenu du calendrier, des travaux réalisés en Espagne, l'ensemble de l'ouvrage est achevé à l'automne 2014. La fin 2014 et le début 2015 sont consacrés aux différents tests et essais de cette liaison très innovante.

➤ La mise en service commerciale proprement dite est programmée pour le second semestre 2015, avant la période hivernale.

Cet ouvrage est la première étape de l'accroissement de la capacité d'interconnexion souhaitée par les gouvernements français et espagnol. Dans l'objectif d'atteindre 5000 MW de capacité d'interconnexion, RTE et REE étudient par ailleurs un autre projet, sous-marin, dans le golfe de Gascogne.

<sup>4</sup> NTC : Net Transfer Capacity. Il s'agit de la possibilité d'assurer au travers d'une frontière le transport d'énergie électrique.

## Le projet golfe de Gascogne



- **Les capacités d'échange d'énergie électrique maximales entre la France et l'Espagne sont insuffisantes tant pour la sécurité du système électrique que pour l'intégration des productions d'électricité d'origine renouvelable.**

Ces capacités d'échange sont depuis plusieurs années saturées, le phénomène s'accroissant avec le développement des énergies renouvelables.

Cette situation a conduit les gouvernements français et espagnol à affirmer leur « volonté d'augmenter les capacités d'échanges à 4000 MW d'ici 2020 par une nouvelle interconnexion électrique entre les deux pays, sur le versant atlantique » (déclaration commune du 22<sup>ème</sup> Sommet franco-espagnol du 10 octobre 2012).

- **Intégrant les exigences de leur gouvernement respectif, RTE et son homologue espagnol REE envisagent la réalisation de cette nouvelle interconnexion par le développement d'une liaison à courant continu sous-marine à travers le golfe de Gascogne entre le Pays basque espagnol et l'Aquitaine.**

Cette liaison devrait même permettre de porter la capacité d'interconnexion à 5000 MW.

La Commission européenne a décidé de qualifier ce projet d'intérêt commun (PIC) et l'a classé parmi les projets d'interconnexion prioritaires.

- **La traversée du golfe de Gascogne par une telle liaison impose de lever une incertitude sur la possibilité technique de franchir le gouf (ou « fosse ») de Capbreton.**

Afin de disposer d'informations sur les fonds marins pour le projet de traversée du gouf, RTE et REE ont réalisé une reconnaissance des fonds marins fin 2013.

Cette reconnaissance a permis de mieux caractériser la morphologie du canyon, d'appréhender les risques résiduels inhérents à la traversée et de déterminer les mesures d'atténuation.

Les résultats permettent de retenir un tracé préférentiel avec le franchissement en eaux peu profondes (à moins 300m).

Des études complémentaires (en particulier des sondages géotechniques), tant sur le plan technique qu'environnemental seront conduites dans les deux prochaines années pour mieux adapter les conditions de pose du câble dans cet environnement.

Si elles confirment la faisabilité du projet, et sous réserve de l'obtention des autorisations nécessaires, celui-ci pourra être mis en service dans les dix ans.





**VI**  
Fluidifier les **flux**  
& faciliter  
les **secours**  
interrégionaux

- > **La solidarité – ou en d'autres termes, les capacités de secours mutuel entre territoires – devra être d'autant plus importante que la production électrique sera soumise à des aléas plus grands.**

En la matière, la constitution d'un mix diversifié est un facteur de diminution des risques. Une répartition homogène des unités de production sur l'ensemble du territoire national est aussi favorable. A contrario, la concentration de moyens de production dans une même région suppose un réseau capable de transporter d'éventuels excédents de production vers les régions consommatrices voisines, ou d'importer de ces régions l'électricité qui pourrait faire défaut en cas d'absence de vent, d'avarie...

### LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE MODIFIE LE MIX MAIS AUSSI LA GÉOGRAPHIE DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

En France, l'objectif de ramener à 50% la part du nucléaire dans le mix électrique d'ici 2025 devrait conduire à une baisse relative du poids de la production nucléaire le long du Rhône et de la Loire.

Les gisements d'énergies renouvelables conduisent à une répartition nord-sud de leur développement sur le territoire national : le potentiel de stockage hydraulique est pour l'essentiel dans la moitié sud du pays ; l'éolien offshore se développe principalement dans la moitié nord du pays (l'essentiel de la production éolienne offshore, et ultérieurement hydrolienne, est attendu dans la Manche) et le photovoltaïque au sud.

- > **Cette relocalisation de la production conduira à de nouvelles solidarités indispensables entre les régions du nord et du sud du pays.**

L'évolution du mix des pays voisins va renforcer cette solidarité nord-sud : l'arrêt des dernières centrales nucléaires allemandes et des premières centrales nucléaires suisses, s'accompagne d'un très fort développement de production renouvelable, notamment éolienne au nord de l'Allemagne. De nouvelles stations de transfert d'énergie par pompage dans les Alpes stockeront l'électricité excédentaire produite par les énergies renouvelables pour la restituer à des heures où la production renouvelable sera moins généreuse.

### LES SECOURS MUTUELS INTERRÉGIONAUX VONT CROÎTRE, D'AUTANT PLUS QUE LE MIX ÉNERGÉTIQUE SE TRANSFORMERA EN FRANCE ET EN EUROPE

- > **L'enjeu principal du développement du réseau de transport d'électricité dans la décennie à venir est d'être au rendez-vous des transformations du mix de production, qui s'accéléreront vers 2020-2025.**

Des renforcements du réseau sont engagés d'ici 2020 : les projets Cergy-Persan, Lille-Arras, Charleville-Reims, et la restructuration du réseau alsacien au nord ; Lyon-Montélimar et Midi-Provence, au sud. Ils libèrent directement des capacités de secours mutuel interrégional.

Entre 2020 et 2025, la ligne à un circuit Gaudière Ruyeres devra être doublée, pour sécuriser l'alimentation du Languedoc-Roussillon en profitant des surplus de Midi-Pyrénées, et faire face à l'augmentation probable des flux nord-sud.

- > **Dans le cadre du scénario D « Nouveau mix », des renforcements complémentaires devront être envisagés :**

- Au nord du Massif central et entre Normandie et grand sud parisien, notamment en cas de forte baisse de production en val de Loire ;

- Dans le grand Est de la France en cas de baisse de production dans la vallée du Rhône.

Les délais de réalisation de tels projets sont de l'ordre de dix ans, et les décisions les concernant doivent être prises rapidement si ces orientations de politique énergétique sont décidées.



**FLUIDIFIER LES TRANSITS INTER-RÉGIONAUX  
ET FACILITER LES SECOURS ENTRE LES TERRITOIRES**



RÉSEAU EXISTANT	RÉSEAU EN PROJET
— Ligne 400 kV	--- Projet de renforcement de ligne
— Ligne 225 kV	■■■■■ Projet de création de nouvelle ligne
	Projet à l'étude
	□ □ □ □ □ Projet de création ou d'adaptation de poste électrique

## Le projet Lille - Arras



- > La ligne simple circuit entre les postes d'Avelin (près de Lille) et de Gavrelle (près d'Arras) est l'une des plus anciennes du réseau 400 kV.

Depuis l'origine, elle contribue à compenser les déséquilibres de production entre les grands bassins de population du nord de la France.

Avec la construction des centrales nucléaires le long des côtes de la Manche ou des frontières du nord est, le réseau s'est étoffé de lignes 400 kV double circuit du Pas-de-Calais aux Ardennes. Par suite, les flux sur la ligne Avelin-Gavrelle, tantôt dans un sens, tantôt dans un autre, sont restés compatibles avec ses capacités.

Depuis quelques années cependant, le développement des énergies renouvelables, dans le nord de la France et plus largement en Europe (Allemagne, Benelux) change la donne. Les gisements de production éolienne alternent avec les concentrations urbaines, notamment de la mer du Nord à la région parisienne.

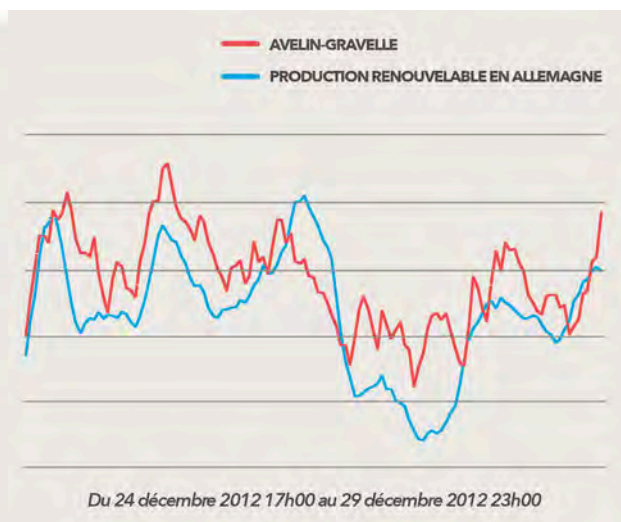
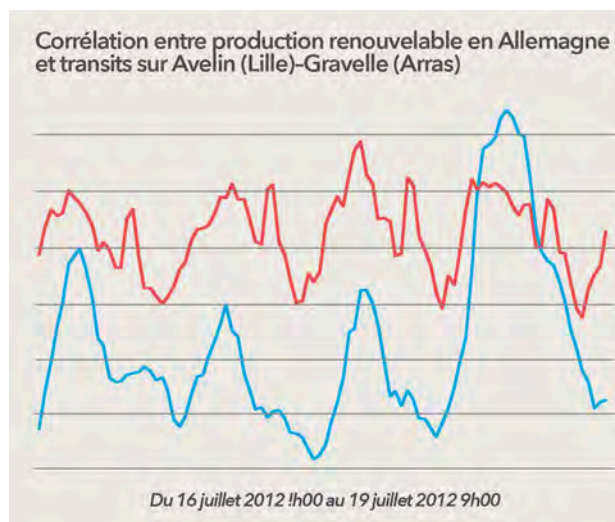
- > Ces plus grandes respirations du système européen sollicitent de plus en plus la ligne 400 kV simple circuit, maillon faible du réseau régional entre Lille et Arras.

Par ailleurs, ces zones à forte densité urbaine ne sont plus sécurisées électriquement à terme par cette ligne 400 kV simple circuit.

- > Son remplacement par une ligne double circuit aérien est apparu à RTE comme la solution de meilleur compromis entre le coût et la préservation de l'environnement.

RTE a saisi la Commission nationale du débat public, qui a organisé un débat public du 6 octobre 2011 au 9 février 2012. Au terme de ce débat RTE a confirmé l'intérêt du projet pour la collectivité et poursuit la concertation en vue d'une mise en service en 2017, sous l'égide d'un garant nommé par la Commission nationale du débat public (CNDP) à la demande de RTE. L'enquête publique associée à ce projet est prévue au second semestre 2015.

Complément nécessaire au projet, l'axe entre Avelin et Mastaing sera aussi renforcé par l'exploitation à 400 kV d'un des quatre circuits aériens de cet axe, construit en technique 400 kV mais actuellement exploité à 225 kV.



## Le projet Charleville - Reims



- > **Le réseau électrique régional est structuré autour d'un axe nord-sud reliant Charleville-Mézières à la région de Troyes via Reims et Châlons-en-Champagne.**

L'axe constitué de la ligne à 400 kV Lonny-Seuil-Vesle suivie de la ligne à 400 kV Mery-Vesle est particulièrement sollicité tant pour alimenter les grandes agglomérations et les sites industriels de la région que pour évacuer la production régionale d'électricité. Il représente la principale ligne d'alimentation électrique d'un vaste territoire comptant près d'un million d'habitants et un important tissu économique.

Cet axe ancien supposera à l'avenir diverses fragilités d'alimentation régionale en électricité, essentiellement liées aux caractéristiques de l'ouvrage et à la structure du réseau électrique de la région et s'avère inadapté aux besoins du territoire.

### **S'agissant de la sécurité d'alimentation, trois fragilités ont été identifiées :**

- ▶ Si la ligne Lonny-Seuil-Vesle connaît une panne, le sud Ardennes, la Marne et le sud de l'Aisne risquent d'importantes coupures d'électricité (de 30 000 à 300 000 habitants selon les cas).

- ▶ La ligne Lonny-Seuil-Vesle connaît de forts flux d'électricité ce qui entraîne des chutes de tension au poste de Vesle (Reims). Les conséquences peuvent aller de coupures dans l'alimentation de la région rémoise jusqu'à un black-out régional ou à plus large échelle.

- ▶ Cet axe électrique régional majeur est chaque année de plus en plus sollicité. Il est proche de sa limite de capacité lors de pointes de consommation hivernales. Pour éviter la surcharge prévisible à court terme, RTE serait conduit à couper des clients ou à limiter la production d'électricité.

- > **Parallèlement, la croissance de la production d'électricité d'origine éolienne dans la région risque de saturer cet axe.**

Demain, cet ouvrage de grand transport, très fortement sollicité, ne pourra plus assurer de manière fiable sa mission.

- > **RTE propose ainsi de reconstruire à deux circuits 400 kV aériens la ligne Lonny-Seuil-Vesle.**

Cette solution permet de répondre de manière pérenne aux besoins des territoires et d'améliorer l'intégration dans l'environnement de l'ouvrage en recherchant un tracé qui prenne en compte les évolutions constatées en termes d'occupation du territoire traversé, depuis les années 1970.

L'enquête publique associée à ce projet s'est déroulée du 23 septembre au 30 octobre 2013, la *Déclaration d'utilité publique (DUP)* a été signée en mai 2014 et les conventionnements avec l'ensemble des propriétaires concernés sont en cours. Les autres procédures administratives nécessaires à la reconstruction de cet ouvrage seront instruites au second semestre 2014.

Les travaux débuteront en 2015, pour une mise en service de la nouvelle liaison double circuit à l'été 2016. En fin d'année suivante la liaison actuelle sera ensuite démontée en 2017. Sous l'égide du préfet des Ardennes, des démarches ont été engagées pour favoriser les retombées économiques locales du projet avec les acteurs économiques et politiques locaux.

- > **Enfin, ce projet intègre dès sa conception la possibilité de raccorder le projet de parc éolien porté par la société Windvision.**

En sécurisant et en renforçant le poste de Vesle d'ici 2016, le réseau de transport d'électricité sera au rendez-vous de la croissance économique de la région Champagne-Ardenne et permettra le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable.

## Adaptation du réseau alsacien

### L'ARRÊT DE LA CENTRALE NUCLÉAIRE DE FESSENHEIM ANNONCÉ POUR FIN 2016 MODIFIE LE BILAN ÉLECTRIQUE DE L'ALSACE

Dans le cadre de la mise en œuvre de la politique énergétique nationale, l'arrêt de la centrale nucléaire de Fessenheim est annoncé pour fin 2016. Les deux tranches nucléaires 900 MW fonctionnent de façon quasi continue dans l'année, contribuant à la production d'électricité nationale et à la régulation de la tension sur l'est de la France. S'il est confirmé, l'arrêt de la centrale va donc conduire à une modification du bilan électrique de la région. D'une situation globalement exportatrice, l'Alsace va devenir importatrice. D'ores et déjà, plusieurs régions françaises consomment sur l'année plus que leur production tout en bénéficiant d'une qualité d'alimentation et d'une sûreté de haut niveau.

Grâce au réseau de transport qui relie l'Alsace aux régions voisines (Lorraine, Franche Comté) et aux pays limitrophes (Allemagne et Suisse), le réseau alsacien est robuste ; il bénéficie notamment des développements réalisés ces dernières années (ligne 400 kV Marlenheim Vigy entre Strasbourg et Metz, poste de Scheer 400 kV au nord de Sélestat) et tire parti des interconnexions avec l'Allemagne et la Suisse, essentielles pour assurer le secours en cas d'incident sur les lignes venant de Lorraine. L'Alsace bénéficie aussi, en son cœur, de la production hydraulique continue du Rhin, proche des zones de consommation.

### APRÈS L'ARRÊT DE FESSENHEIM, LA RÉGION S'APPROVISIONNERA PRINCIPALEMENT PAR LE NORD ET L'OUEST

Au-delà de ces moyens de productions régionaux, les autres moyens de production les plus proches sont la centrale nucléaire de Cattenom, les centrales à gaz du nord Lorraine (qui se substituent progressivement aux centrales à charbon), et la production éolienne de Champagne et Lorraine.

- **L'arrêt de la centrale de Fessenheim se traduira donc par une augmentation importante des flux venant de l'extérieur de la région, essentiellement de Lorraine.**

En l'absence de mesure de maîtrise de ces flux, les transits sur les axes 400 kV convergeant vers le sud de l'Alsace pourraient devenir problématiques en cas d'incident : les flux de l'axe ayant fait l'objet de l'incident

se reporteraient sur les autres axes encore en service, qui seraient alors surchargés.

De même, en l'absence de mesures de maîtrise de la tension, la tenue du plan de tension serait dégradée par l'arrêt de la centrale de Fessenheim. La problématique des tensions basses, lors des pointes de consommation d'hiver, et des tensions hautes lors des creux de consommation conduirait à atteindre, voire à dépasser, les limites découlant des obligations de RTE envers les utilisateurs du réseau.

### RTE A DÉJÀ ENGAGÉ DES MESURES D'ADAPTATION DU RÉSEAU ALSACIEN EN VUE DE L'ARRÊT ANNONCÉ D'ICI FIN 2016 DE LA CENTRALE POUR ASSURER UNE BONNE ALIMENTATION ÉLECTRIQUE DE L'ALSACE

Pour accompagner l'arrêt annoncé de la centrale et compte tenu des délais nécessaires pour adapter les infrastructures électriques, le réseau du centre de l'Alsace doit être aménagé d'ici 2016 de façon à assurer une gestion des flux et une bonne tenue de tension en toute hypothèse. Ces mesures concernent :

- L'installation au poste 400 kV de Muhlbach de 2 transformateurs déphaseurs de 190 MVA chacun. Ces matériels permettront en effet de freiner ou accélérer les flux sur les lignes à 400 kV issues du poste de Muhlbach. De plus, une optimisation de la ligne à 400 kV Muhlbach-Scheer et des remplacements de matériels à Sierentz permettront de fluidifier les transits sur les lignes à 400 kV Muhlbach-Scheer et Muhlbach-Sierentz. Le doublement de Muhlbach Eichstetten enrichira encore les possibilités d'utilisation de ces équipements.

- La création d'une seconde alimentation 400 kV au poste de scheer, grâce au raccordement du circuit 400 kV Bezaumont-Marlenheim de l'ouvrage double circuit 400 kV qui passe à proximité. Cette création permet une meilleure maîtrise des flux en régime d'incident et a un effet favorable sur la tenue de tension de la région.

- L'installation de 320 mvar de condensateurs, répartis en une batterie de 80 Mvar dans chacun des postes 225 kV de Vincey, Graffenstaden, Marlenheim et Batzendorf et de deux selfs de 64 Mvar, l'une au tertiaire d'autotransformateurs 400/225 kV à Marlenheim et à Vincey. Cette action permet d'offrir de nouveaux moyens de régulation de la tension, précédemment apportés par la centrale nucléaire.



La région continuera ainsi de bénéficier d'une qualité d'électricité équivalente ou supérieure à celles d'autres régions du pays, en particulier pour les industriels.

La baisse de la « puissance de court circuit » (qui traduit la robustesse du réseau, sa capacité à absorber les à-coups) sera insignifiante au niveau des postes à 63 kV et 225 kV. Il n'y aura pas d'impact sur les réseaux de distribution.

➤ **Ces mesures permettent donc d'assurer la sûreté et la qualité d'alimentation de l'Alsace. Leur efficacité sera pérenne au moins jusqu'en 2025.**

**RTE RESTE POUR AUTANT VIGILANT, ET DISPOSERA DE SUFFISAMMENT DE TEMPS POUR RÉALISER DES ÉTUDES AVEC SES PARTENAIRES EUROPÉENS SI DES FRAGILITÉS APPARAISSENT AU-DELÀ DE 2025**

Au-delà de 2025, les perspectives de transition énergétique européenne vont concerner la région Alsace, au cœur des enjeux et des réseaux européens. En particulier, le développement soutenu des énergies renouvelables dans le nord de l'Europe et de la France, celui de stations de pompage dans les Alpes, va conduire à amplifier les flux du nord vers le sud.

RTE sera vigilant sur les fragilités qui pourraient émerger sur le réseau alimentant l'Alsace (depuis la Lorraine et l'Allemagne), et au cœur même de l'Alsace. Ces fragilités pourraient apparaître suivant les perspectives de transition énergétique en France et en Europe. Ceci laisse le temps de réaliser les études, notamment avec les gestionnaires de réseau allemands, et de mettre en œuvre les mesures qui pourraient être nécessaires.

## Passage à 400 kV de la ligne à 225 kV existante entre Cergy et Persan

- La sûreté d'alimentation du nord-ouest francilien souffre d'un déséquilibre structurel dû à la capacité limitée du réseau électrique existant entre les postes de Terrier (dans l'Oise) et de Cergy (dans le Val d'Oise).

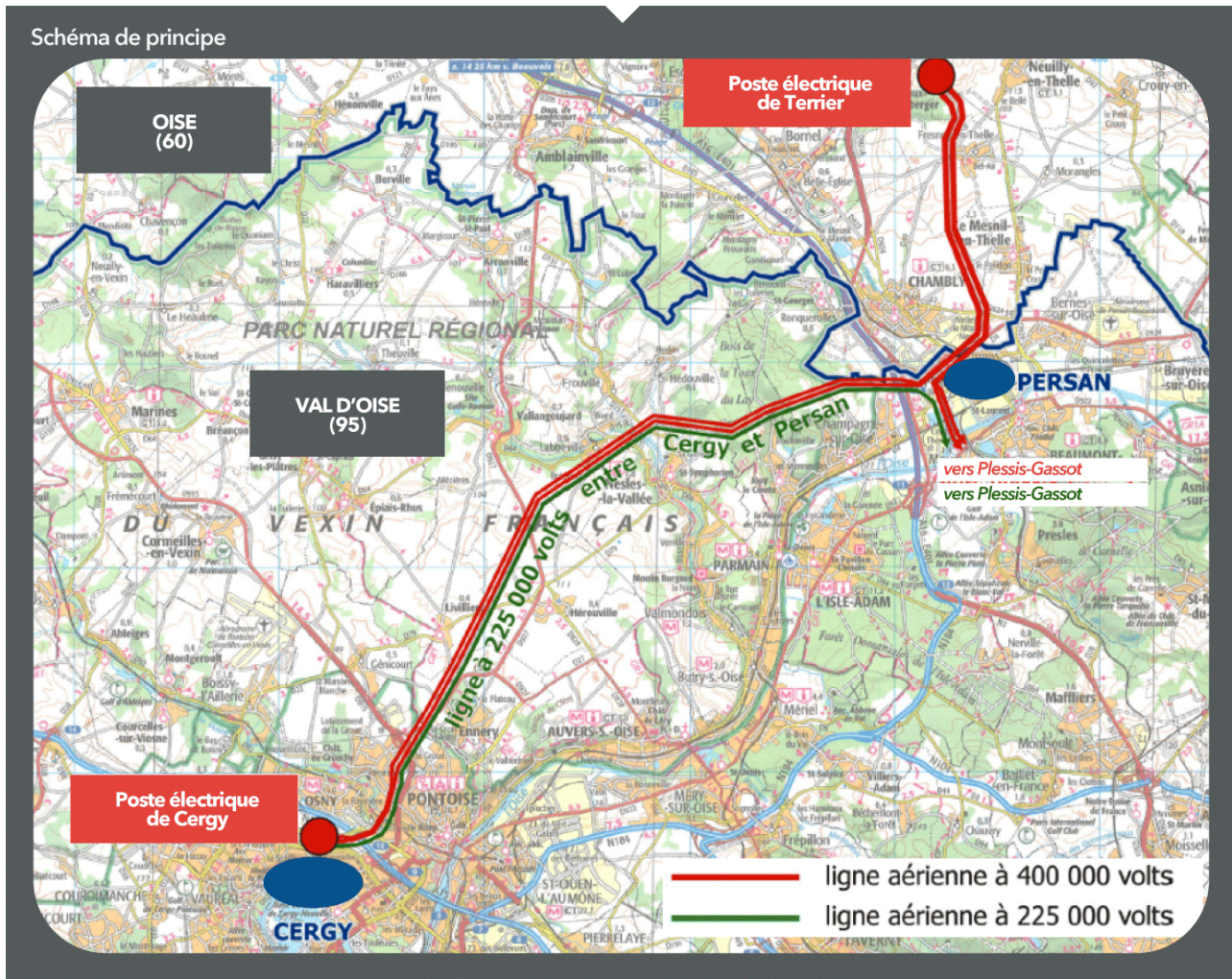
La situation risque de se dégrader dans les années à venir, en raison des évolutions suivantes :

- Une croissance démographique constante depuis plusieurs décennies en Ile-de-France et sur le nord-ouest francilien, entraînant une hausse régulière des pointes de consommation d'électricité ;

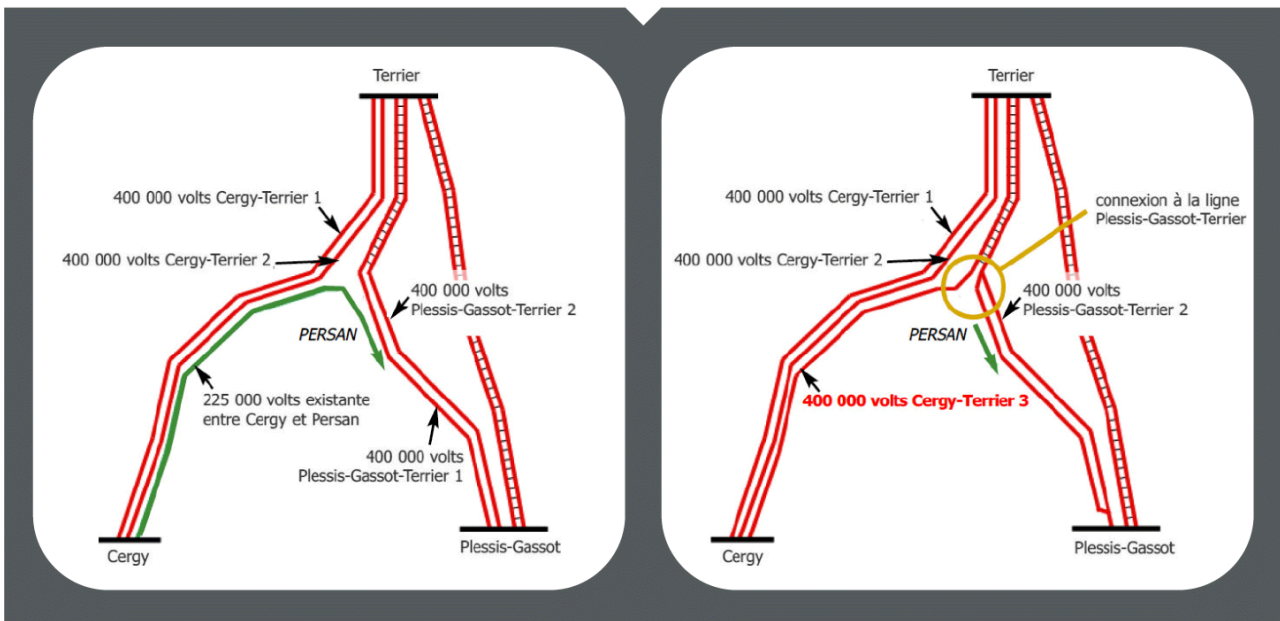
➤ La montée en puissance dans l'alimentation de l'Ile-de-France des productions implantées dans le Nord, en Picardie et en Haute-Normandie, qu'il s'agisse de production renouvelable (notamment les éoliennes en mer et terrestres) ou, dans une moindre mesure, de production thermique (cycles combinés gaz).

Dans un contexte où les flux internationaux nord-sud induits par le développement des énergies renouvelables en Europe augmentent également, l'axe Terrier-Cergy est appelé à être de plus en plus sollicité.

Si rien n'est fait sur cet axe, ses capacités seront atteintes de plus en plus fréquemment, multipliant les risques d'incidents et de coupures.



- La production de plus en plus réduite de la centrale de Porcheville du fait de la réglementation sur les émissions polluantes ;



> RTE propose donc de le renforcer en créant une nouvelle liaison à 400 kV entre les postes de Terrier et de Cergy.

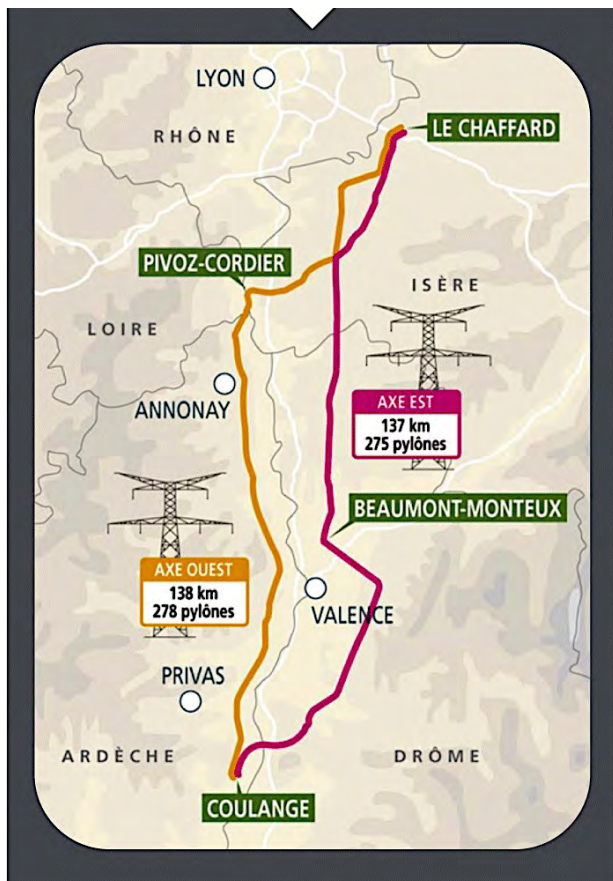
La nouvelle liaison apportera une réponse pérenne aux contraintes au-delà de 2030.

En pratique, il est envisageable de créer cette nouvelle liaison sans construire de file de pylônes supplémentaire, grâce à l'utilisation d'ouvrages existants :

► La ligne à 225 kV existante entre Cergy et Persan peut être réaménagée pour être exploitée en 400 kV en conservant l'essentiel des pylônes existants ;

► À Persan, elle peut être connectée à une ligne à 400 kV existante qui établira la liaison avec Terrier.

### Travaux de maintenance pour sécuriser et optimiser le réseau 400 kv existant entre Lyon et Montélimar



#### DEUX AXES ÉLECTRIQUES STRATÉGIQUES

**Deux axes électriques stratégiques relient Lyon à Montélimar : un axe ouest et un axe est.**

Les deux lignes, chacune à deux circuits à 400 kV supportées par 533 pylônes traversent 4 départements : l'Isère, la Drôme, l'Ardèche et la Loire.

Véritable colonne vertébrale électrique, ce réseau contribue à l'approvisionnement en électricité du territoire français, et à l'alimentation électrique de la Vallée du Rhône. Il permet d'acheminer l'électricité des lieux de production vers les pôles de consommation des régions Rhône-Alpes Auvergne, Provence-Alpes-Côte d'Azur et Languedoc-Roussillon.

#### SÉCURISER ET OPTIMISER LE RÉSEAU

*RTE réalise des opérations de maintenance sur ces 2 axes électriques afin de répondre à un double objectif : sécuriser le réseau existant et l'optimiser.*

Depuis les fortes tempêtes de 1999, RTE s'est engagé dans un programme national de sécurisation du réseau afin de limiter les risques de coupures et leurs conséquences. Il consiste à réaliser des opérations de maintenance pour renforcer les pylônes (fondations et structures), et parfois les remplacer. Ce programme répond à une obligation de sécurisation.

Le contexte énergétique de la Vallée du Rhône a beaucoup évolué, et nécessite d'adapter le réseau existant. Après avoir sécurisé les pylônes, les travaux consisteront à remplacer les câbles actuels par des câbles de même diamètre mais plus performants puisque de dernière génération. Ces câbles conducteurs qui ont une capacité de transit plus élevée permettront à RTE, en situation de secours, d'assurer la continuité de l'alimentation électrique.

#### LE CALENDRIER

*Le rôle stratégique de ces deux axes suppose que l'électricité puisse continuer à transiter pendant les travaux.*

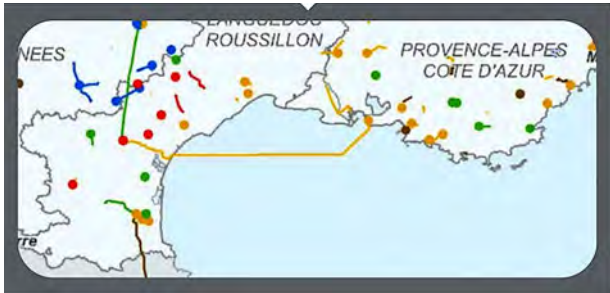
C'est pourquoi les travaux, débutés en 2011, s'échelonnent sur une période allant jusqu'à fin 2016.

RTE prévoit de terminer les travaux sur l'axe est fin 2014. Ceux de l'axe ouest, débutés à l'automne 2013, se dérouleront jusqu'en 2017.

Il s'agit d'un chantier itinérant par phases ce qui permet de s'adapter aux contraintes du réseau et de mieux prendre en compte les spécificités des territoires traversés.



## Le projet Midi-Provence



**Le projet Midi-Provence vise à renforcer le lien entre deux régions dynamiques, Provence-Alpes-Côte d'Azur et Languedoc-Roussillon, pour sécuriser leur alimentation en tirant profit des complémentarités de leur mix électrique.**

Les deux régions connaissent en effet une forte croissance démographique qui soutient leur consommation d'électricité. La production nucléaire de la vallée du Rhône constitue le socle de l'approvisionnement électrique. Il est complété par les productions hydrauliques au fil de l'eau (Rhône, Durance notamment), éolienne (sillons rhodanien, de l'entre-deux-mers), photovoltaïque. Les centrales thermiques des Bouches du Rhône et des grands barrages constituent en outre des moyens de production de « semi-base » et de pointe.

Autour de la Méditerranée, le réseau de transport s'articule autour d'un arc à deux circuits 400 kV de Broc Carros (près de Nice) à Baixas (près de Perpignan). Il s'appuie sur les postes de Tavel (près d'Avignon) et de La Gaudière (au cœur de l'Aude). Avec le développement des énergies renouvelables, les flux deviennent de plus en plus variables sur ce réseau selon la saison, l'heure et les conditions météorologiques (température ambiante, vent, ensoleillement,...).

**Selon que la production est plus importante à l'est ou à l'ouest du golfe du Lion, il apparaît utile de la transférer vers les territoires qui sont dans le même temps déficitaires.**

Cette faculté à diriger la puissance produite là où elle est le plus nécessaire est utile aussi pour pallier la panne éventuelle d'un des circuits de l'arc 400 kV.

**RTE propose donc la construction d'une liaison électrique de près de 210 km entre le poste de La Gaudière et le golfe de Fos.**

Il s'agit d'une liaison sous-marine et souterraine qui traversera le Golfe du Lion, en technologie à courant continu très haute tension.

Le choix de cette solution – traverser le Golfe du Lion en technique sous-marine – est apparu comme le plus pertinent parmi les options étudiées, au regard de sa particularité géographique et géologique unique en France.

En effet, la présence d'un large plateau continental sur fonds sablonneux permet d'enfouir aisément sous le sable des câbles sur près de 160 km, avec une maîtrise des conséquences pour l'environnement et les usages maritimes.

Cette solution nécessite, à ce niveau de puissance (environ 1000 MW) et pour une telle longueur (210 km), le recours à la technologie du courant continu, utilisée jusqu'ici en France seulement pour assurer des échanges électriques internationaux. Cette technologie offre en outre l'avantage de pouvoir piloter les flux avec précision.

**Pour construire cet ouvrage, RTE a engagé un dialogue avec les acteurs des territoires concernés pour en appréhender les spécificités.**

Ce travail conjoint a permis d'identifier des solutions pour intégrer l'ouvrage dans son environnement naturel et humain ces options de passage ont fait l'objet d'une concertation qui a permis de dégager un fuseau de moindre impact, validé par le préfet de région Languedoc-Roussillon, nommé préfet coordonnateur par le ministre en charge de l'énergie.

À l'issue des études environnementales, une enquête publique sera programmée en 2017, pour une mise en service attendue à l'horizon 2020.

### Restructuration du réseau de transport du Massif Central

#### UN RÉSEAU ANCIEN, CONTEMPORAIN DES GRANDS BARRAGES

*Historiquement, le réseau électrique du Massif central s'est développé avec l'essor de l'énergie hydraulique, participant ainsi à la fois à l'acheminement de la production de ses barrages vers les centres de consommation et au maillage du territoire.*

Il constitue le lien le plus direct entre les zones de vent complémentaires du nord et du sud de la France et contribue à distribuer les surplus instantanés de production solaire du sud vers le nord. Plus largement, il représente un lien essentiel pour les échanges européens, notamment avec l'Espagne.

Son ossature est constituée d'un axe à 400 kV construit en simple circuit, qui fait partie des premiers ouvrages mis en service après guerre.

Son exploitation est aujourd'hui proche de ses limites techniques et sa capacité actuelle ne permet pas de faire face, dans les années qui viennent, aux contraintes générées par le développement des énergies renouvelables, l'accroissement des échanges européens ou la mise en œuvre de scénarios plus ambitieux de mix énergétique.

#### LES TERRITOIRES SE DÉVELOPPENT, LE MIX ÉNERGÉTIQUE SE TRANSFORME

▶ Le Sud de la France, dont particulièrement la région Languedoc-Roussillon, connaît une forte croissance démographique et sa consommation d'électricité s'accroît en proportion.

▶ Par ailleurs, dans le cadre de la transition énergétique engagée et le recours accru aux énergies renouvelables, les ambitions inscrites dans les Schémas régionaux climat air énergie des régions Languedoc-Roussillon et Midi-Pyrénées s'élèvent au total à 3000 MW de capacité de production photovoltaïque et à 3600 MW de capacité de production éolienne.

Une grande partie de cette production empruntera naturellement l'axe simple circuit 400 kV existant entre le poste de La Gaudière, près de Carcassonne, et le poste de Rueyres proche d'Aurillac, pour être acheminée ensuite vers les centres de consommation.

D'ores et déjà, la gestion des flux d'énergie correspondants motive, pour une large part, la création du poste à 400 kV de Sud Aveyron.

***Le recours croissant aux énergies renouvelables en France et au-delà en Europe fait que les capacités de stockage hydraulique du Massif central seront toujours plus sollicitées pour stocker les surplus de production d'origine renouvelable durant les périodes de faible consommation, et restituer cette électricité en période de forte consommation.***

Comme les centres de consommation, les bassins de production éolienne, les zones de montagnes et leurs capacités hydrauliques alternent du nord au sud de l'Europe, ce sont des flux nord sud, de plus en plus amples et très variables qui parcourront à terme le réseau français.

Le réseau ancien du Massif central, au cœur du système électrique, sera donc de plus en plus sollicité. En l'état, il constituera un goulet d'étranglement potentiel, fragilisant notamment la sécurité d'approvisionnement des régions avoisinantes.

***Enfin, un mix énergétique comportant beaucoup d'énergies renouvelables peut entraîner la création de nouveaux ouvrages de stockage hydraulique de type Station de transfert d'électricité par pompage (STEP) en montagne.***

A cet égard, l'étude du scénario D « Nouveau mix », qui prévoit aussi la réduction de la taille du parc nucléaire d'un tiers et un développement important des énergies renouvelables, fait l'hypothèse d'un nouvel ouvrage hydraulique au cœur du Massif central et fait état de flux nord sud incompatibles avec les capacités des lignes actuelles.

**UN RENFORCEMENT GRADUÉ DU RÉSEAU, ADAPTÉ AU RYTHME DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE**

*Selon les choix de transition énergétique, plusieurs solutions de renforcement du réseau du Massif central peuvent être envisagées.*

➡ RTE propose une approche graduée et modulaire visant à ne renforcer le réseau que là où le besoin est certain ; et à le faire durablement, c'est-à-dire de façon à pouvoir faire face à l'évolution des flux dans le futur.

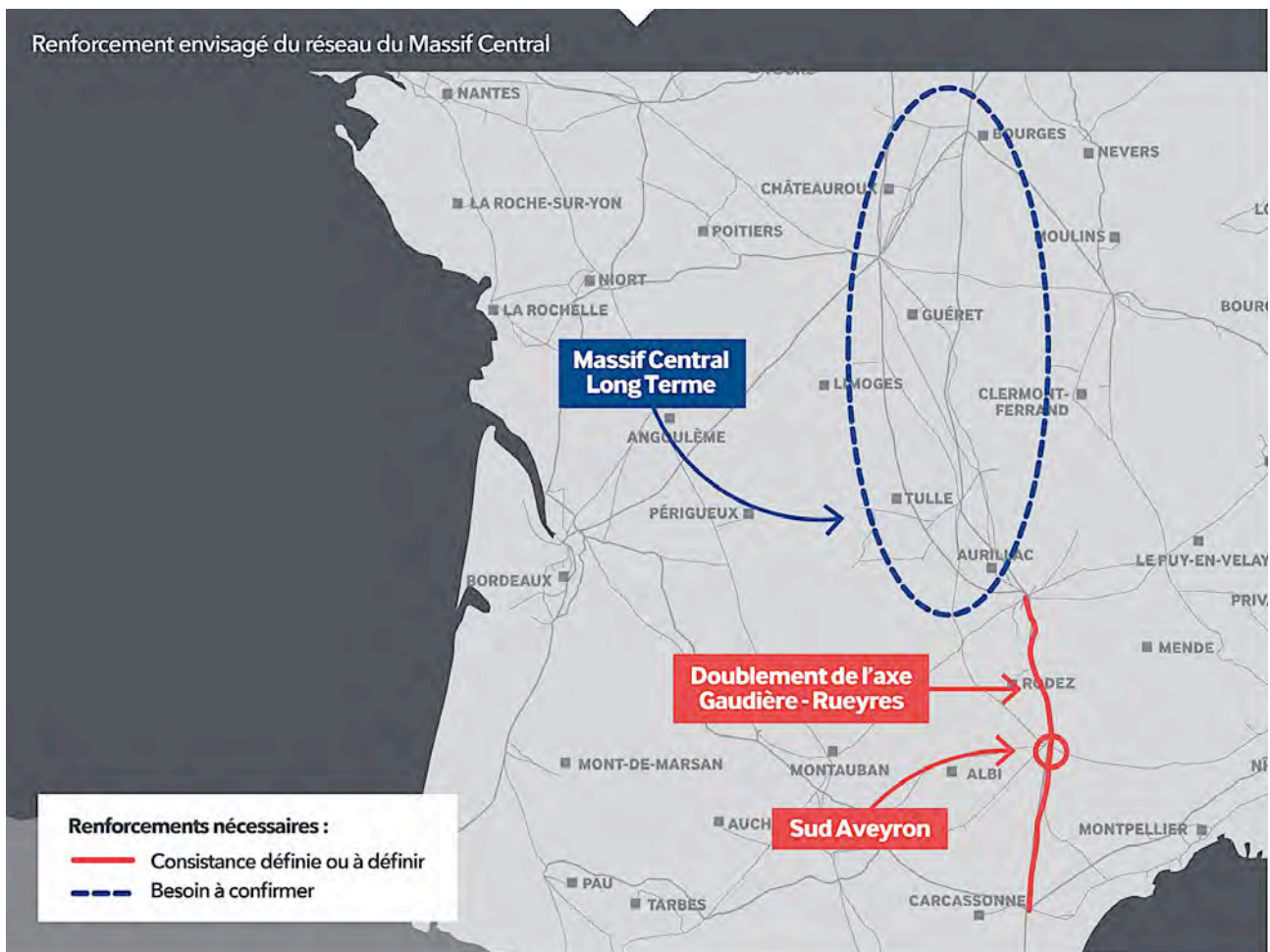
➡ Sans attendre, RTE propose de reconstruire l'axe à 400 kV existant entre La Gaudière et Ruyres pour doubler sa capacité (soit 2000 MW de capacité supplémentaire).

Avec ce renforcement de capacité et dans le contexte de flux d'échange nord-sud importants, la production éolienne et hydraulique ne risquera pas d'être limitée en amont, non plus que les échanges avec l'Espagne en aval, et l'alimentation du Languedoc et du Roussillon sera ainsi sécurisée.

Compte tenu de la qualité environnementale et de la topographie des territoires traversés, une attention particulière sera portée, dès la phase de conception, sur l'insertion de cet ouvrage dans les milieux naturels et agricoles et l'environnement au sens large, en lien avec les riverains et les parties prenantes concernés.

De plus, l'installation de conducteurs de technologie récente et préférentiellement en axe double circuit plutôt que simple permettra à RTE de contribuer à la réduction de la production de CO<sub>2</sub> en réduisant les pertes sur son réseau tout en accroissant sa capacité.

La création de ce nouvel ouvrage aérien, en lieu et place de lignes existantes, constitue une solution robuste adaptée aux différents scénarios de la transition énergétique. En revanche, le renforcement du réseau entre le sud de l'Auvergne et le Centre n'apparaît pas, aujourd'hui, nécessaire. Il pourrait le devenir si le Centre et les Pays-de-la-Loire, à ce jour excédentaires, voyaient leur capacité de production d'électricité fortement diminuer et si, dans le même temps, des capacités de stockage hydrauliques importantes se développaient au cœur du Massif central.



### Perspectives d'évolution des flux sur la façade Est du pays

***Au carrefour de l'Europe, le réseau 400 kV de l'Est de la France va connaître une augmentation de la variabilité des flux qui y transitent, avec des mouvements plus amples et plus volatils qu'aujourd'hui, du fait des évolutions des mix énergétiques en France, en Allemagne et en Suisse.***

► En France, après l'arrêt de la centrale de Fessenheim annoncé pour fin 2016, une évolution du mix électrique d'ici 2025 pourrait modifier la géographie des moyens de production. Le développement annoncé par les pouvoirs publics du photovoltaïque notamment dans le sud-est, et de l'éolien de la Champagne au Languedoc viendra augmenter la variabilité des flux sur la façade est du pays.

► À l'est de nos frontières, l'arrêt programmé des dernières centrales nucléaires en Allemagne en 2022 et des premières en Suisse cette même année, et leur substitution par une poursuite du très fort développement de production éolienne, majoritairement au nord de l'Allemagne, aggrave le déficit de production des régions densément peuplées du sud et de l'ouest de l'Allemagne. L'intermittence des productions renouvelables entraîne par ailleurs de fortes fluctuations journalières.

► Dans le même temps, des stations de transfert d'énergie par pompage sont en construction dans les Alpes allemandes, autrichiennes et surtout suisses, avec de premières mises en service dès 2015, pour plus de 6 GW, comme moyen de stockage pour absorber les surplus de production intermittente du nord.

***Pour faire face à ces évolutions caractéristiques de la transition énergétique, les gestionnaires de réseau des pays concernés ont prévu d'adapter leur réseau de transport d'électricité.***

Ce processus est engagé en Allemagne, dont le plan de développement du réseau prévoit la construction d'un programme très ambitieux de liaisons nord-sud en courant continu, avec la création de 4 grands corridors, pour une puissance totale de 12 GW à l'horizon 2024 et 20 GW à l'horizon 2034, ainsi que l'installation d'environ 30 000 Mvar de moyens de compensation.

Ces renforcements, qui se déploieront progressivement, permettront de canaliser en Allemagne la plupart des flux induits par le transport de l'énergie produite par les parcs éoliens du nord du pays vers les stations de pompage consommatrices situées dans les Alpes. Ils permettent aussi de maintenir un bon plan de tension, limitant ainsi l'impact de la transition énergétique allemande sur les réseaux frontaliers.

***Pour le réseau français, les renforcements à réaliser quels que soient les scénarios d'évolution sont présentés ci-dessous :***

► Le déploiement d'un lot de mesures pour accompagner l'arrêt de Fessenheim annoncé d'ici 2016, visant notamment à optimiser le réseau actuel (voir zoom « Adaptation du réseau alsacien »).

► Entre Reims et Charleville-Mézières, la ligne existante à simple circuit aérien 400 kV accueillera de plus en plus souvent des flux électriques tantôt nord-sud tantôt sud-nord importants : la production éolienne intermittente, notamment régionale, et la consommation de la région en sont les principaux déterminants. La reconstruction à deux circuits aériens 400 kV de l'axe existant apparaît là aussi nécessaire tant pour sécuriser l'alimentation électrique de la Marne, des Ardennes et du sud de l'Aisne que pour transporter la production excédentaire, selon les moments de l'année. Ce projet doit être achevé en 2016 (voir le zoom « Charleville – Reims »).

► Pour permettre les flux naturels depuis le nord du pays vers le sud-est, en y acheminant notamment l'énergie d'origine éolienne produite en Champagne-Ardenne, des travaux seront à réaliser entre Troyes et Dijon, visant à augmenter la capacité du circuit à 400 kV le plus ancien ou à équilibrer les flux entre les différents circuits. L'optimisation de la capacité de l'axe 400 kV entre Reims et Troyes sera également nécessaire.

Simultanément, les capacités des liaisons avec l'Allemagne et la Suisse devront être accrues afin que la complémentarité des parcs de production et des capacités de stockage entre la France et ces pays ne soient pas limitée par les infrastructures de transport. Se référer aux zooms « France-Allemagne, « France-Benelux » et « France-Suisse ».

**À long terme, d'autres renforcements peuvent être envisagés.**

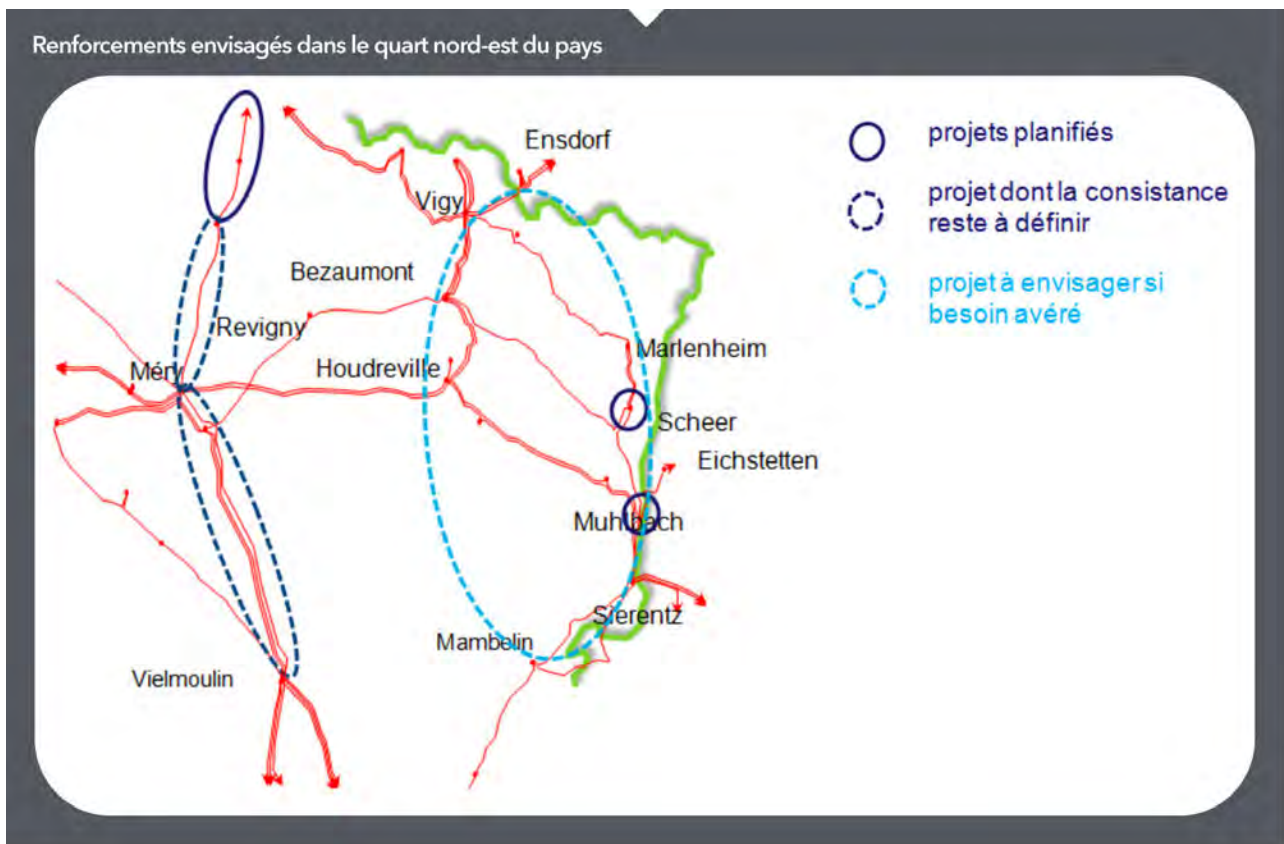
C'est par exemple le cas si l'on combine une production importante en Allemagne (éoliennes notamment) et dans le nord-est de la France (éolien et production thermique), une consommation par pompage des STEP suisses et allemandes, ainsi qu'un niveau de production réduit dans la vallée du Rhône et en Suisse (dans le cas de l'arrêt de tout ou partie des tranches nucléaires).

C'est donc dans des conditions d'exploitation particulières, soumises d'abord à des orientations de transition énergétique affirmées et mises en œuvre, non seulement en France, mais aussi en Suisse et en Allemagne, que ces situations pourraient apparaître.

À ce stade, ces conditions ne sauraient émerger avant une dizaine d'années, et sont fortement soumises aux politiques énergétiques européennes. Pour la France en particulier, elles seront fortement dépendantes des perspectives de développement des énergies renouvelables et des programmations d'arrêts de tranches nucléaires, notamment en vallée du Rhône.

**En résumé, les mesures engagées par RTE et les gestionnaires de réseau allemands seront efficaces a minima jusqu'en 2025.**

Les perspectives de transition énergétique pourraient faire apparaître des fragilités du réseau au-delà de cet horizon. Cela laisse à RTE le temps nécessaire pour réaliser les études, notamment avec ses homologues allemands, et envisager si besoin des mesures complémentaires de renforcement du réseau.



### Les besoins de renforcement du réseau de transport entre la Normandie et le Sud Parisien

*Le grand quart nord-ouest de la France est une région très peuplée, avec de fortes concentrations urbaines (région parisienne, métropole lilloise...) et des territoires moins denses mais dynamiques comme la Bretagne ou les Pays-de-la-Loire.*

La production tend à se développer principalement le long des côtes.

► Un réacteur EPR est en construction sur le site côtier de Flamanville. Un potentiel d'énergie renouvelable offshore (éolien, hydrolien) de plus de 10 000 MW est identifié de la Vendée au Pas-de-Calais (notamment à la suite des appels d'offres lancés pas l'Etat et attribués à plusieurs groupements).

► L'énergie éolienne se développe aussi à l'intérieur des terres, tout particulièrement en Picardie, Champagne-Ardenne et Centre dont les Schémas Régionaux Climat Air Énergie affichent des objectifs ambitieux de plus de 2000 MW d'éolien chacun. Bretagne, Normandie et Pays-de-la-Loire prévoient aussi chacune un total de plus 1000 MW d'éoliennes sur leur sol.

Le réseau 400 kV est désormais à même d'acheminer l'électricité produite dans l'ouest du pays vers les régions aujourd'hui déficitaires (Bretagne et Ile-de-France au premier chef), dans un contexte de croissance importante de la capacité de production installée, et de variabilité de la production éolienne.

#### DES PROJETS ENGAGÉS POUR SÉCURISER L'ALIMENTATION DE L'ILE-DE FRANCE PENDANT LA DÉCENNIE

**La capacité du réseau doit être doublée entre les postes de Persan et de Cergy dans le Val d'Oise en optimisant l'utilisation des ouvrages existants pour créer une nouvelle liaison électrique à 400 kV.**

Cet axe devient un maillon faible entre les productions de la Manche et de la mer du Nord et l'Ile-de-France, région très fortement importatrice d'électricité. Il s'inscrit notamment dans la perspective de réduction de la production des moyens de production thermique classique en Ile-de-France, dans le respect des normes environnementales.

D'autres projets complètent le panorama.

► Le projet d'accueil de changement de conducteurs entre le Havre et Rouen, permettra d'acheminer l'électricité produite par les éoliennes au large de Fécamp vers Rouen et la région parisienne.

► Le projet de reconstruction de la ligne entre Reims et Charleville-Mézières est destiné à sécuriser l'alimentation électrique de la Marne, des Ardennes et du sud de l'Aisne, et à transporter la production renouvelable excédentaire. Il contribuera à l'approvisionnement du bassin parisien par l'est.

#### À PLUS LONG TERME, UN DÉSÉQUILIBRE VA SE CREUSER ENTRE RÉGIONS LITTORALES D'UNE PART, PARIS ET VAL DE LOIRE DE L'AUTRE

Ce déséquilibre dépend des perspectives de poursuite du développement des énergies renouvelables et de réduction de la part d'électricité d'origine nucléaire.

► Tout d'abord, des moyens de production se développent sur les côtes de Bretagne et de Normandie, ou au large, comme à terme le potentiel hydrolien du Cotentin. Ils contribueront à réduire le déficit de production d'électricité que présente aujourd'hui la Bretagne (les excédents pourront aussi être exportés vers les îles britanniques, importatrices – au moins transitoirement – à l'horizon 2020-2025 – voir zooms sur les projets de nouvelles interconnexions avec Irlande et Angleterre). A plus long terme puisqu'envisagés à l'horizon 2030, de l'ordre de 10 000 MW de moyens de production offshore sont attendus.

► Par ailleurs, toutes les centrales du val de Loire - nucléaires ou thermiques - sont relativement anciennes et la question de leur renouvellement se posera. Dans une perspective de réduction du parc nucléaire, la capacité installée du Val de Loire (12 tranches, pour un total de 12 000 MW) sera probablement concernée.

Paradoxalement, lors de journées d'été où l'énergie photovoltaïque du sud de l'Europe et au sud de la Loire transitera vers les pays du nord, notamment la Grande Bretagne, des contraintes de flux sud-nord pourront apparaître dans la région Centre notamment.

Le réseau 400 kV de Normandie, construit relativement récemment pour accueillir la production des sites nucléaires de bord de mer (Paluel, Penly et Flamanville) pourra assumer une évolution significative des flux au prix d'adaptations des postes existants (certains postes anciens pourront être reconstruits).

## • Fluidifier les flux & faciliter les secours interrégionaux

Ce sera d'autant plus facile que la répartition des projets se fera de manière équilibrée du Cotentin à la Mer du nord.

**En revanche, plusieurs ouvrages 400 kV constituant la couronne parisienne du réseau de transport d'électricité, de conception plus ancienne et aujourd'hui proches de leurs limites techniques, nécessiteront des renforcements potentiellement conséquents.**

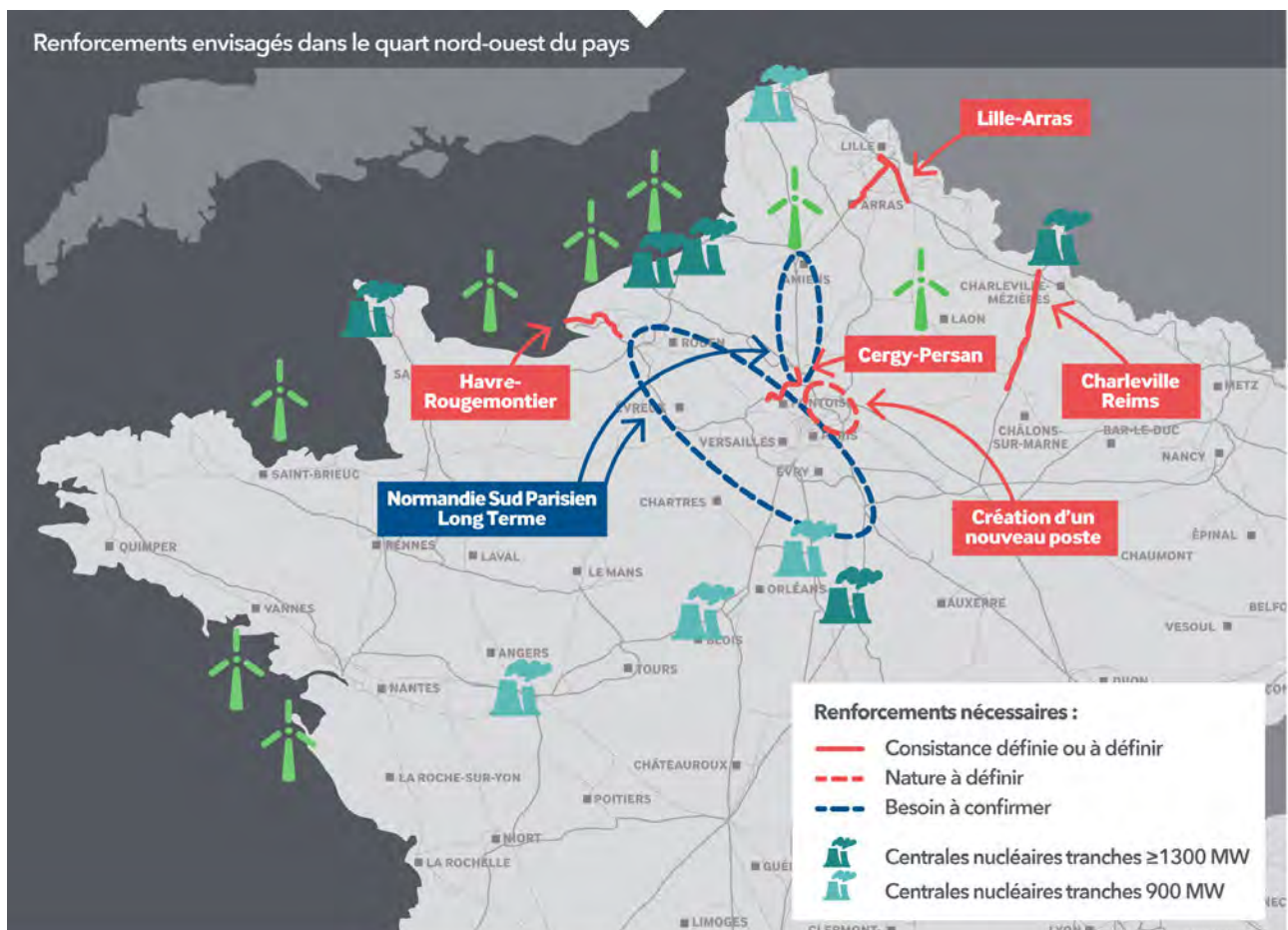
Ainsi, plusieurs renforcements peuvent être envisagés de manière complémentaire et graduée en fonction de l'augmentation du déséquilibre nord-sud introduit par rapport à la situation actuelle :

➤ Dans un premier temps, des travaux dans des postes RTE se révèlent nécessaires pour optimiser les capacités des ouvrages, en particulier en Normandie et sur la couronne parisienne. La création d'un nouveau poste électrique à la croisée de lignes existantes au nord-est de la couronne parisienne pourrait être utile pour un meilleur aiguillage des flux.

➤ Le remplacement d'un couloir de lignes 225 kV par un axe 400 kV au nord-ouest d'Orléans (Chaingy-Dambron) pourrait être nécessaire pour faire face à des contraintes de flux sud-nord.

➤ Des axes anciens aux capacités faibles pourraient nécessiter un renforcement (Argoeuves-Terrier n°3 entre Amiens et le nord de l'Île de France) ou une reconstruction (Chesnoy-Cirolliers entre Evry et Fontainebleau) si certaines configurations de flux s'avéraient fréquentes et marquées (nord-sud pour Argoeuves-Terrier n°3 et est-ouest pour Chesnoy-Cirolliers).

➤ En cas de déséquilibre nord-sud plus important, un renforcement plus lourd de la partie sud-ouest de la couronne parisienne et du lien avec la Normandie sera probablement nécessaire pour sécuriser l'alimentation de l'Île-de-France (un nouvel axe entre l'Eure et le Loiret associé à des renforcements d'axes existants entre Rouen et Dreux (Rougemontier-Mézerolles), ou la reconstruction de lignes existantes dans les Yvelines, l'Essonne et la Seine-et-Marne).



### Perspectives d'évolution des flux le long de la façade atlantique

#### PLUSIEURS PROJETS SÉCURISENT L'ALIMENTATION DES PAYS-DE-LA-LOIRE ET DE POITOU-CHARENTES POUR LA DÉCENNIE À VENIR

RTE réalise plusieurs projets dans le centre ouest. Le plus emblématique est le projet « Sud Pays de Loire » (voir le zoom dédié). Plusieurs projets plus ponctuels, notamment de renforcement de transformation, le complètent pour sécuriser l'alimentation électrique et pour accueillir des projets de production renouvelable pour la décennie à venir.

#### À PLUS LONG TERME, UNE PROFONDE TRANSFORMATION DU MIX ÉNERGÉTIQUE À L'OUEST DU PAYS ?

L'ouest est aujourd'hui principalement alimenté par les centrales nucléaires du val de Loire (12 tranches pour 12 000 MW installés), et plus au sud du Blayais et de Civaux. La centrale thermique de Cordemais, en Loire Atlantique, joue aussi un rôle important pour la sécurité d'approvisionnement.

**Les Schémas régionaux climat air énergie prévoient à l'horizon 2020 de développer le potentiel éolien pour environ 5000 MW du Centre à la Bretagne, et de recourir au photovoltaïque pour un volume comparable dans le sud-ouest.**

A l'horizon 2030, ces volumes pourraient doubler, dans le cadre d'une transition énergétique d'ampleur. En mer, un gisement d'énergie renouvelable (éolien et hydrolien) de plus de 10 000 MW est identifié de la Vendée au Pas-de-Calais. Par ailleurs, toutes les centrales du val de Loire, nucléaires ou thermiques, sont relativement anciennes et la question de leur renouvellement se posera d'ici une quinzaine d'années. Dans le même temps, l'INSEE prédit que la population va augmenter le long de la façade atlantique. La consommation d'électricité s'accroîtra probablement d'autant.

A l'horizon 2030, les perspectives pour l'approvisionnement du centre-ouest sont donc très ouvertes. Elles peuvent être comparables à la situation actuelle, avec une production importante le long de la Loire. Ou au contraire, l'approvisionnement sera dépendant des variations de la production éolienne de la Manche et du val de Loire et photovoltaïque du sud-ouest.

#### UNE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE D'AMPLEUR ENTRAÎNERA DES ÉCHANGES D'ÉNERGIE AMPLES ET VOLATILS ENTRE LE NORD ET LE SUD

**Compte tenu des niveaux de puissance concernés et de la variabilité des Énergies Renouvelables, la transformation du mix envisagée plus haut se traduira par de forts flux d'échange d'énergie sur un grand axe nord-sud et sud-nord**

Par exemple, en été, un flux important du sud vers le nord est probable : la production d'origine photovoltaïque excédentaire du Sud-ouest alimentera les régions de la Loire et Paris. Ce phénomène sera d'autant plus fort qu'il correspondra à des périodes de faible vent au nord. Dans le même temps à l'échelle européenne, et selon la même logique, les surplus de production photovoltaïque en Espagne, conjugués à un faible vent en Allemagne et au Royaume Uni, renforceront encore les flux sud-nord sur la façade atlantique.

Ces flux sud nord seront d'autant plus importants entre le Sud-ouest et le val de Loire que la production nucléaire le long de la Loire sera réduite.

► Le bilan du sud-ouest pourra ainsi être très exportateur en journée d'été dans les scénarios qui prévoient un développement fort des énergies renouvelables. La production pourra être supérieure à la consommation de plus de 6 GW, seuil correspondant à la capacité du réseau actuel.





➤ A l'inverse, un flux d'énergie important du nord vers le sud pourra apparaître, de façon moins fréquente et moins intense, lors de nuits d'hiver avec une combinaison de forte production éolienne dans le nord et l'absence de production photovoltaïque dans le sud-ouest. Le niveau de production du site du Blayais influencera ce flux nord sud.

Il apparaît donc que les équilibres entre production et consommation, gérés au niveau France, ne peuvent pas être assurés au niveau d'une seule région.

#### **LE RÉSEAU DE TRANSPORT DU CENTRE OUEST DEVRA EN CONSÉQUENCE ÊTRE RENFORCÉ**

Ainsi, dans les scénarios qui prévoient un fort développement des énergies renouvelables, le réseau de transport sera fortement sollicité par les échanges interrégionaux amples et volatils évoqués plus haut et il devra vraisemblablement être renforcé.

*Il est prématuré de proposer des options précises, cependant, plusieurs possibilités sont envisagées :*

➤ Le renforcement selon un axe nord sud entre l'Aquitaine et les Pays de la Loire,

➤ Le renforcement selon un axe transversal entre l'Aquitaine et le sud de l'Île de France.





## VII

Sécuriser  
l'alimentation  
électrique  
en période  
de pointe

> **La consommation d'électricité est fonction directe du dynamisme démographique et économique d'un territoire.**

L'évolution de la consommation d'un territoire résulte de plusieurs tendances de fond. A la hausse, elle est tirée par le nombre de ménages et d'entreprises qui s'y installent, par le développement de nouveaux appareils qui accompagnent les nouveaux modes de vie, par le report des énergies fossiles vers l'électricité (transports en commun ferrés, automobiles électriques, pompes à chaleur etc.). À la baisse, elle est tirée par l'amélioration de l'efficacité énergétique des procédés industriels et des appareils domestiques<sup>1</sup>.

Conséquence de la crise économique, la croissance à court terme de la demande nationale a de nouveau été revue à la baisse par RTE dans son dernier *Bilan prévisionnel* de l'équilibre offre-demande d'électricité en France.

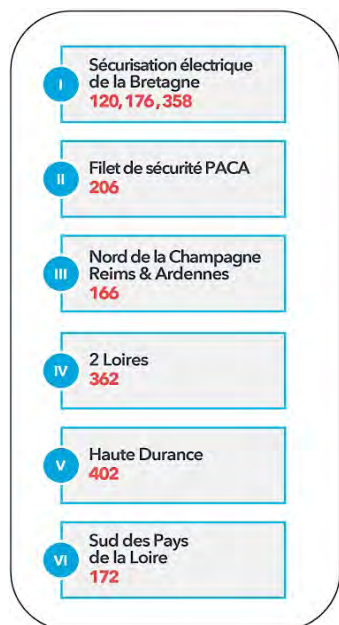
> **Toutefois, des disparités régionales importantes subsistent et certains territoires voient leur consommation électrique continuer à croître rapidement, dès à présent et dans les toutes prochaines années.**

Les projets de sécurisation couvrent un spectre très vaste en termes de consistance : les renforcements consistent souvent à renforcer la capacité des postes électriques en y adjoignant un nouvel appareil de transformation<sup>2</sup>. Dans certains cas, il peut être nécessaire de créer un nouveau poste d'injection 400 kV ou 225 kV, avec un échelon de transformation vers les réseaux de répartition régionaux. La sécurisation des grandes agglomérations peut exiger de substituer au réseau de répartition 63 kV ou 90 kV existant et vieillissant, un réseau plus puissant, généralement en 225 kV.

► Deux régions françaises présentent des fragilités d'alimentation à très court terme : les régions Bretagne et PACA.

► Quatre autres projets se distinguent par la taille du territoire qu'ils concernent, avec construction ou reconstruction d'ouvrages à 400 kV ou 225 kV sur plus de 60 km : la sécurisation du nord de la Champagne, des 2 Loires, de la Haute-Durance et du sud des Pays-de-la-Loire. (Ces projets font l'objet de zooms dédiés.)

► Outre ces importants projets, une cinquantaine d'autres dont la finalité principale est de sécuriser l'alimentation électrique de grandes agglomérations et de territoires dynamiques seront à mettre en service dans les dix ans à venir.



## PROJETS DE SÉCURISATION DE L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE DE GRANDES AGGLOMÉRATIONS ET TERRITOIRES DYNAMIQUES

### Créer de nouveaux postes d'injection

- 173, 233 Agglomération de Nantes et Pays de Retz
- 230 Nord de l'Ille-et-Villaine
- 245 Arles
- 249 Vaucluse
- 255 Perpignan
- 279 Besançon
- 285 Sud Vienne ; sud-est Deux Sèvres ; nord Charente
- 287 Charente Maritime
- 298 Est de la Seine-et-Marne
- 311 Colmar - Sélestat
- 326 Littoral Marseille - Toulon
- 327 Littoral du Var
- 359 Sud du Morbihan
- 395 Sud-ouest du Var
- 416 Bretagne
- 452 Bergerac
- 502 Secteur d'Annemasse
- 683 Secteur de Luçon

### Renforcer les transformations des postes existants

- 118 Agglomération de Tours
- 119 Agglomération de Bourges
- 126 Melun
- 168 Arras
- 180 Sud de la Seine-et-Marne
- 188 Pays mantois
- 200 Nord de St-Étienne
- 201 Aubenas
- 220 Bordeaux
- 321 Savoie
- 328 Haute-Loire, sud Auvergne et agglomération de St-Étienne
- 333 Tarbes
- 345 Agen
- 429 Sud de Nantes
- 507 Agglomération de Lyon
- 524 Est de Nantes
- 525 Rochefort
- 553 Agglomération de Toulouse
- 565 Chambéry
- 567 Vichy

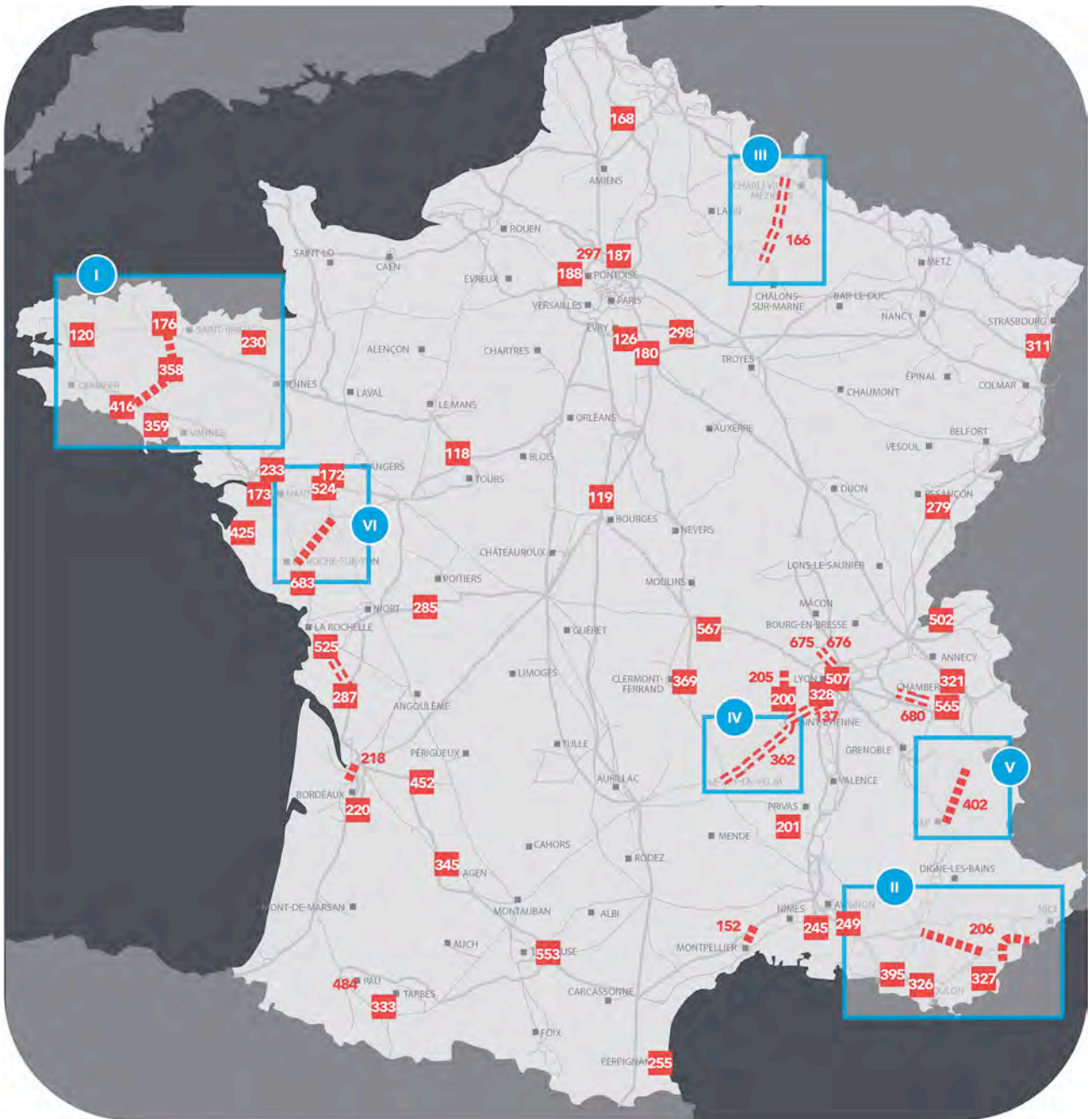
### Renforcer les réseaux d'alimentation électrique des agglomérations

- 137 Saint-Étienne
- 152 Montpellier
- 187 Gonesse
- 205 Plaine du Forez
- 218 Bordeaux
- 297 Région parisienne
- 369 Clermont-Ferrand
- 484 Pau
- 675, 676 Villefranche
- 680 Chambéry - Aix-les-Bains

<sup>1</sup> La production décentralisée vient aussi limiter les soutirages. Mais elle est intermittente, et si son développement n'est pas réellement diffus et proportionné aux consommations caractéristiques des zones où il se concrétise, il reste nécessaire de dimensionner le réseau pour permettre le secours de l'alimentation ou à l'inverse le transport de surplus de production.

<sup>2</sup> Un transformateur permet de transférer l'électricité entre les niveaux de tension du réseau, en l'occurrence des plus hauts vers les plus bas, pour la répartir aux réseaux de distribution et grands sites industriels.

SÉCURISER L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE DES TERRITOIRES



RÉSEAU EXISTANT

- Ligne 400 kV
- Ligne 225 kV

RÉSEAU EN PROJET

- ⋯⋯⋯ Projet de renforcement de ligne
- ■ ■ ■ ■ Projet de création de nouvelle ligne
- ⋯⋯⋯⋯⋯⋯ Projet à l'étude
- ⋯⋯⋯⋯⋯⋯ Projet de création ou d'adaptation de poste électrique

## Le filet de sécurité PACA

### LE RÉSEAU ACTUEL DE PACA ET LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

- > **Le Var, les Alpes-Maritimes et la principauté de Monaco ne produisent que 10 % de l'électricité qu'ils consomment, et dépendent donc de la production acheminée depuis les départements voisins.**

Avant 2010, l'alimentation électrique de l'Est de la région PACA s'appuyait principalement sur un seul axe à un circuit 400 kV situé au sud de la région.

Cet axe, au départ de Tavel (Avignon), dessert les postes électriques de : Réaltor (Marseille - Aix en Provence), Néoules (Toulon - Hyères), Trans (Draguignan - Saint Tropez - Fréjus), Biançon (Cannes - Grasse - Antibes) et Broc Carros (Nice - Menton).

Cette situation présentait plusieurs difficultés :

- Cet axe sud arrivait à saturation aux heures de pointe, notamment en hiver aux heures de forte consommation, avec un risque d'écroulement de tension ;
- En cas d'aléa touchant l'unique circuit à 400 kV qui desservait l'Est PACA (avarie technique, incendie de forêt...), l'ensemble du réseau à 225 kV n'était souvent plus en mesure d'assurer la totalité de l'alimentation de la zone qui était de ce fait exposée à des risques de délestage.

Pour se prémunir de cette fragilité d'alimentation, la construction d'une ligne à 400 kV reliant les postes de Boutre et de Broc Carros avait été proposée par RTE.

La Déclaration d'utilité publique (DUP) de ce projet ayant été annulée par le Conseil d'Etat en juillet 2006, RTE a proposé en 2008 de réaliser rapidement une première phase de travaux palliatifs, puis de développer à terme un « filet de sécurité » pour limiter les risques de coupure dans la région.

### UNE PREMIÈRE PHASE DE TRAVAUX D'OPTIMISATION DU RÉSEAU EXISTANT A ÉTÉ ACHÉVÉE EN 2010 :

- Passage à deux circuits 400 kV de l'axe qui relie Néoules (Toulon) à Broc Carros (Nice). Ceci a permis une augmentation de la capacité de transport de l'axe sud de l'ordre de 30% ;
- Installation d'un transformateur-déphaseur sur la ligne 225 kV Boutre (Manosque) - Coudon, afin d'optimiser l'utilisation de cette ligne ;
- Installation de bancs de condensateurs supplémentaires dans les postes 225 kV pour améliorer le contrôle de la tension.
- En complément de ces travaux, la ligne existante à 225 kV entre la France et l'Italie a été équipée en juin 2012 d'un transformateur-déphaseur de 440 MVA permettant d'en renforcer l'utilisation en secours mutuel entre les deux pays.
- En parallèle, un dispositif éco-citoyen d'appel à la modération de la consommation « ECOWATT PACA » a été déployé et a montré son efficacité avec un impact sur la pointe de consommation en hiver de l'ordre de 3%.

Cette première étape des travaux ne change rien aux conséquences d'une avarie grave sur l'axe sud, désormais double à 400 kV, ou d'un incendie à proximité immédiate de cet axe, comme ceux connus en novembre 2008 et en juillet 2009 ayant entraîné des coupures d'alimentation très importantes.

- > **C'est pourquoi, RTE a retenu la stratégie dite du « filet de sécurité » à 225 kV pour renforcer le réseau et limiter les risques de coupure de l'Est PACA.**

### LE FILET DE SÉCURITÉ PACA DOIT ÊTRE ACHEVÉ EN 2015

#### > RTE s'est engagé à réaliser trois nouvelles liaisons souterraines à 225 kV pour fin 2015.

Elles constitueront des itinéraires « bis » pour l'électricité en cas de coupure de l'« autoroute » principale à 400 kV. Ce nouvel investissement de RTE consiste à renforcer le maillage des lignes existantes en construisant les trois lignes souterraines à 225 kV suivantes (cf. carte supra) :

► Une ligne entre Boutre (Manosque) et Trans-en-Provence (Draguignan) de 65 km,

► Une ligne entre Fréjus et Biançon (Lac de St-Cassien) de 25 km,

► Une ligne entre Biançon et La Bocca (Cannes) de 17 km.

Il faut noter que la réalisation d'une ligne à 225 kV alternatif en souterrain sur un linéaire de 65 km, d'un seul tenant et à ce niveau de puissance, constitue un véritable défi technique. Compte tenu de cette longueur, et pour améliorer la sûreté du système en contribuant à la tenue de tension, en particulier deux selfs de 80 Mvar chacune ont été installés aux postes 225 kV encadrants de Boutre et de Trans. Le filet de sécurité 225 kV permettra d'éviter la mise hors tension totale de l'est de la région, en cas de perte simultanées des deux circuits électriques 400 kV de l'axe sud.

Les travaux ont commencé au mois de juin 2012.

► Deux ans après, la presque totalité des 107 km du génie civil des liaisons souterraines a été réalisée et 3x100 km de câbles ont été déroulés.

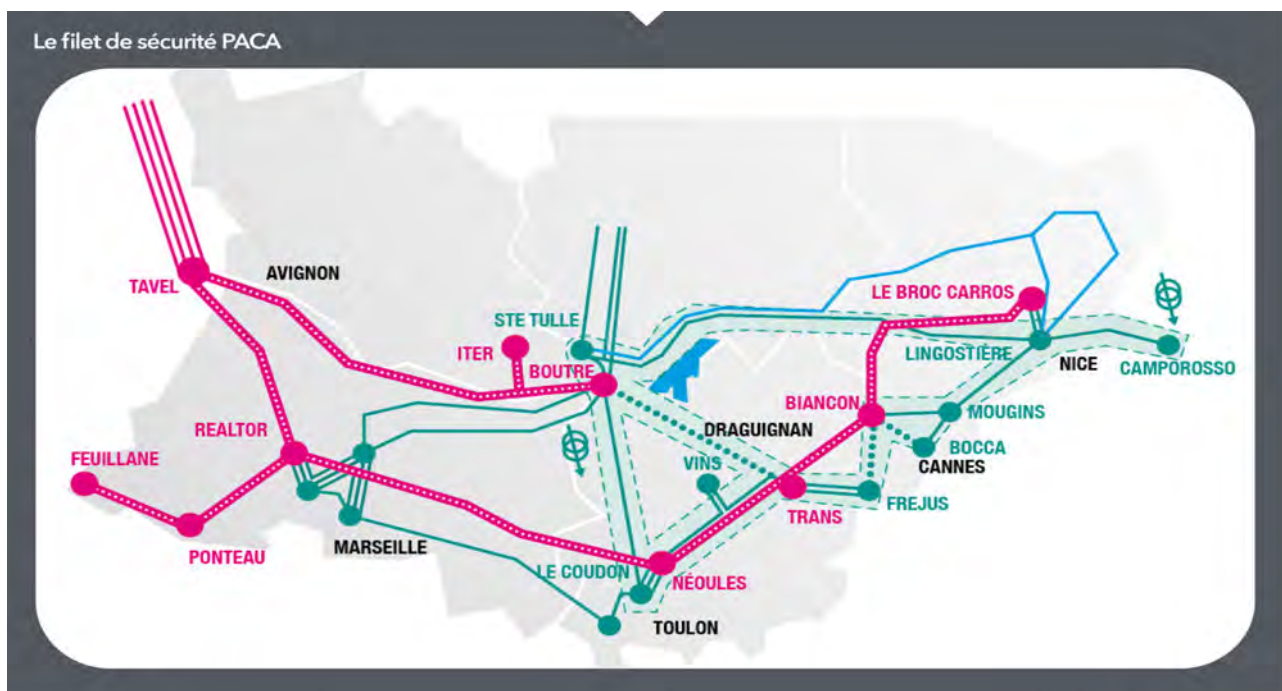
► Au plus fort du chantier, ce sont 7 groupements d'entreprises et jusqu'à 200 personnes qui ont été mobilisés sur une quinzaine de chantiers simultanés pour des travaux qui devraient permettre une mise en service d'ici début 2015.

> Une fois mis en service, le filet de sécurité placera la région Provence-Alpes-Côte d'Azur au même niveau de sécurité d'alimentation électrique que les autres régions françaises.

► L'efficacité dans la durée de ce dispositif est liée à la mise en œuvre des deux autres composantes actées par l'État en même temps que le filet de sécurité PACA : la modulation de la consommation d'électricité, en particulier lors de pointes de consommation, et le développement de production locale d'électricité notamment à partir d'énergies renouvelables.

► Plus les objectifs correspondant à ces deux axes portés par l'État et les collectivités seront atteints dans le cadre d'un contrat d'objectifs, plus l'efficacité du filet de sécurité sera durable.

Pour plus d'informations sur le projet : [www.filetsecuritepaca.rte-france.com](http://www.filetsecuritepaca.rte-france.com)



## Le filet de sécurité Bretagne

### LE RÉSEAU DE TRANSPORT BRETON ET LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

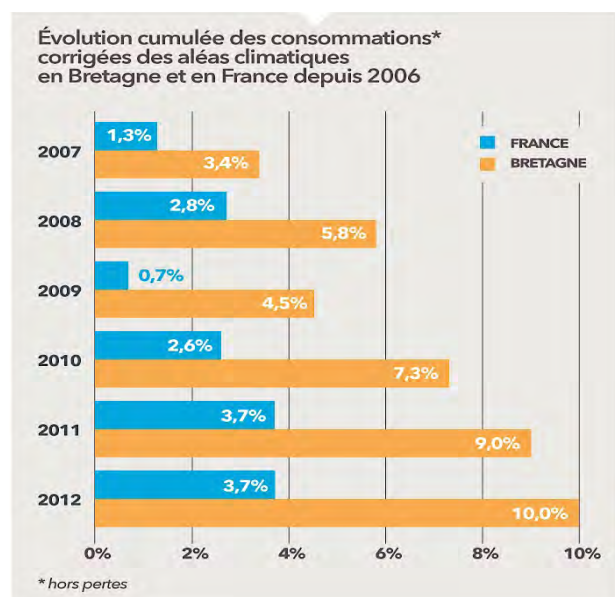
- La Bretagne est toujours confrontée à une forte croissance de la consommation d'électricité et à une faiblesse de ses moyens de production que compense difficilement le réseau de transport d'électricité.

Les moyens de production situés en Bretagne ne fournissent qu'une très faible partie de l'énergie électrique consommée dans la région (12% en 2013, en hausse de 1 point par rapport à 2012). L'énergie électrique consommée en Bretagne est donc essentiellement produite à l'extérieur de la région et acheminée sur de longues distances via le réseau de transport.

- Ce déséquilibre entre l'énergie produite et l'énergie consommée fragilise la sécurité d'alimentation de la Bretagne

Le nord de la Bretagne, recouvrant la majeure partie du département des Côtes-d'Armor ainsi que les agglomérations de St-Malo et de Dinard, dont l'alimentation serait interrompue en cas d'indisponibilité de l'axe à 400 kV Domloup - Plaine Haute,

L'ensemble de la région Bretagne, soumise à un risque d'écroulement de tension (phénomène électrotechnique pouvant provoquer un blackout), causé par l'éloignement entre les sites de production et les centres de consommation.



Pour répondre à cette difficulté, RTE a déjà engagé depuis 2004 un programme important de renforcement des moyens de compensation en procédant à l'installation de batteries de condensateurs et en mettant en service des compensateurs statiques de puissance réactive (CSPR) dans les postes de Plaine-Haute, Poteau-Rouge, Domloup et Cheviré.

Ces matériels permettent d'apporter de l'énergie réactive sur le réseau et participent à la tenue du plan de tension.

Malgré ces investissements déjà réalisés, RTE a dû, lors des pointes de consommation hivernale, mettre en œuvre des mesures de sauvegarde sous forme de baisses limitées et temporaires de la tension afin de diminuer le risque de blackout régional.

### LE PACTE ÉLECTRIQUE BRETON

L'ensemble des actions de MDE (maîtrise de la demande en électricité) et de développement de la production à partir de sources renouvelables retenues dans le Pacte électrique breton permettent de rééquilibrer la part d'énergie produite en Bretagne par rapport à sa consommation.

Cependant, le développement des énergies renouvelables, dont la disponibilité est trop incertaine lors des pointes de consommation, ne permet pas de garantir le niveau de puissance nécessaire lors des périodes de froid et n'est donc pas suffisant à lui seul pour sécuriser l'alimentation électrique de la Bretagne.

L'analyse de risques menée sur la disponibilité du parc de production et des ouvrages du réseau de transport rend nécessaire la construction d'un filet de sécurité et d'une unité de production dans les environs de Brest afin de répondre durablement à la fragilité électrique du nord de la Bretagne et au risque de blackout sur l'ensemble de la région.



## LE FILET DE SÉCURITÉ BRETAGNE



- > Les premiers renforcements du filet de sécurité breton ont consisté à installer entre 2011 et 2013 des moyens de compensation répartis sur l'ensemble du territoire de la région Ouest pour une capacité totale de 1150 Mvar.

Ces moyens de compensation seront complétés par l'injection de production dans l'ouest de la région, la mise en service de la centrale à cycle combiné gaz de Landivisiau et de son raccordement au réseau étant prévu pour fin 2017. L'ensemble de ces installations redonnera la marge de sécurité nécessaire vis-à-vis du risque d'écroulement de tension en Bretagne.

► Pour limiter les risques de coupure sur le Nord-Bretagne, l'installation d'un transformateur-déphaseur au poste de Brennilis (échéance 2015) et le doublement des capacités de transformation 400/225 kV à Plaine-Haute (échéance 2015) sont nécessaires. Au-delà de 2017, le transformateur-déphaseur de Brennilis n'est plus suffisant pour garantir l'alimentation du Nord de la Bretagne.

► Ces renforcements seront donc accompagnés de la création d'un nouvel axe 225 kV reliant le poste de Calan (près de Lorient) à celui de Plaine-Haute (région de Saint-Brieuc) et desservant au passage le poste de Mûr-de-Bretagne, sécurisant ainsi le centre de la Bretagne avec la création d'une injection 225/63 kV (échéance 2017).

► Pour une meilleure régulation des flux, un transformateur-déphaseur devra également être installé au poste de Mûr-de-Bretagne.

Dans l'attente de la mise en service du filet de sécurité breton, la sécurité d'alimentation du Nord-Bretagne restera préoccupante pour les hivers à venir.

### À PLUS LONG TERME

La sécurité d'alimentation de la région au-delà de 2020 devra être examinée en fonction des actions de maîtrise de la demande en électricité effectuées, de l'évolution de la consommation, du développement des énergies renouvelables et, plus particulièrement, en cas de non pérennisation de la production actuelle sur le site de Cordonnais (pour des raisons de réglementation environnementale) et en l'absence de la nouvelle production mobilisable prévue sur la région, permettant de combler ce déficit.



## Le projet « Deux Loire »

L'axe entre Le Puy-en-Velay, l'Yssingelais et Saint-Étienne concentre d'importants pôles urbains et industriels de la Haute-Loire et de la Loire. Sur le plan électrique, cette zone est alimentée par une ligne à 225 kV, qui accompagne depuis près de 70 ans le dynamisme industriel et économique de la région.

- **Construite en 1941, cette ligne atteint aujourd'hui ses limites techniques.**

### UN TERRITOIRE DYNAMIQUE...

Le projet accompagne les ambitions du territoire :

- **Développer les éco-activités** : depuis longtemps déjà, les barrages du Massif central assurent une production d'électricité « verte ». Dans la lignée du Grenelle de l'Environnement, cette production se diversifie : photovoltaïque, éolien et biomasse (filrière bois-énergie). Le Schéma régional climat air énergie (SRCAE) Auvergne publié le 31 juillet 2012 confirme le fort développement de la production d'électricité éolienne sur ce secteur. Le réseau électrique doit être capable d'accueillir cette nouvelle énergie produite régionalement pour la transporter vers les centres de consommation.

- **Accueillir de nouveaux habitants** : d'ici à 2030, le sud du département de la Loire et l'Yssingelais se préparent à accueillir respectivement 50 000 et 20 000 habitants supplémentaires. Cette ambition va de pair avec des besoins accrus en électricité.

- **Conforter l'attractivité économique** : l'est du Massif central accueille de nombreuses entreprises commerciales et industrielles (plasturgie, mécanique, agro-alimentaire...). La compétitivité et l'attractivité du territoire passent par une alimentation électrique fiable.

### ... ALIMENTÉ PAR UN AXE ÉLECTRIQUE VIEILLISSANT

Les territoires du sud Auvergne sont principalement alimentés par une ligne à 225 kV. Cette ligne construite en 1941 arrive en limite de ses capacités.

Bientôt, elle ne suffira plus à transporter l'électricité nécessaire pour accompagner le développement des territoires.

- **L'alimentation électrique doit être sécurisée** : si cette liaison unique est interrompue, tout le réseau du Massif central en sera affecté. Plusieurs centaines de milliers de clients pourraient être privés d'électricité.

- **La solidarité énergétique doit être confortée** : en permettant le passage du courant dans le sens ouest-est mais aussi est-ouest, cette ligne est la seule à assurer un rôle de secours mutuel entre les grandes agglomérations du Puy-en-Velay, de l'Yssingelais et de Saint-Étienne. Si ce lien est rompu, chaque territoire se trouvera fragilisé.

## • Sécuriser l'alimentation électrique en période de pointe

### LE PROJET « DEUX LOIRE » : RECONSTRUIRE LA LIGNE EXISTANTE EN AMÉLIORANT SON TRACÉ

- Le projet remplacera la ligne existante par une nouvelle ligne à deux circuits de plus grande capacité en adaptant son tracé aux évolutions en cours sur le territoire.

La future ligne sera raccordée d'ici à 2017 aux postes électriques de Pratclaux, Sanssac, Trévas et Rivière afin d'alimenter en électricité tous les territoires traversés. Une fois la ligne construite :

- La fiabilité de l'alimentation électrique de la zone sera renforcée par la présence de deux circuits au lieu d'un seul ;
- La solidarité énergétique entre les trois bassins de vie du Puy-en-Velay, de l'Yssingelais et de Saint-Étienne continuera à être assurée ;

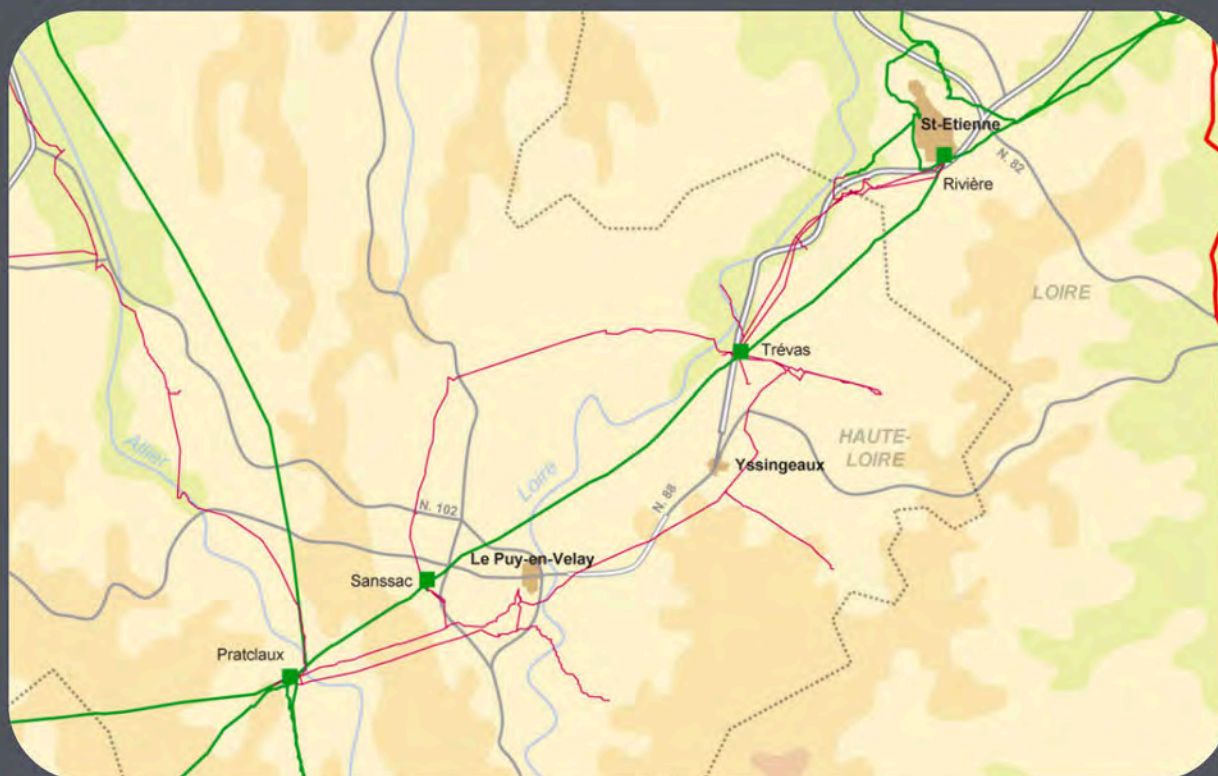
➤ L'accueil d'activités de nouvelles productions d'énergie renouvelable - en cohérence avec la vocation historique du territoire (énergie hydraulique) - sera rendu possible ;

➤ L'ancien ouvrage sera supprimé.

Compte tenu de la capacité d'accueil de production supplémentaire qu'il apportera dans le sud-Auvergne, le projet « Deux Loires » fait partie des investissements figurant à l'état initial du *Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR)* Auvergne approuvé le 27 février 2013.

- Le projet a obtenu une Déclaration d'Utilité Publique en juillet 2014 pour un commencement des travaux prévisibles en 2015.

Le projet Deux Loire



## Le projet Haute-Durance

En 2009, RTE a réalisé en association avec les acteurs du territoire un diagnostic énergétique pour pouvoir accompagner le développement de la haute vallée de la Durance, qui s'étend de l'est de Gap au droit du lac de Serre-Ponçon à Briançon.

### LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE N'EST PLUS ADAPTÉ AUX BESOINS FUTURS DE LA HAUTE-DURANCE

La haute vallée de la Durance est en effet un espace dynamique où les projets se développent. Elle présente une spécificité forte : un afflux de fréquentation touristique durant les périodes hivernales générant une évolution à la hausse de la pointe de consommation caractéristique des stations de ski qui se situe la nuit en hiver.

Or, l'alimentation électrique de ce territoire repose essentiellement sur une ligne unique à 150 kV ancienne, qui montre des signes de vieillissement et n'est plus adaptée aux enjeux énergétiques du territoire pour le XXI<sup>e</sup> siècle.

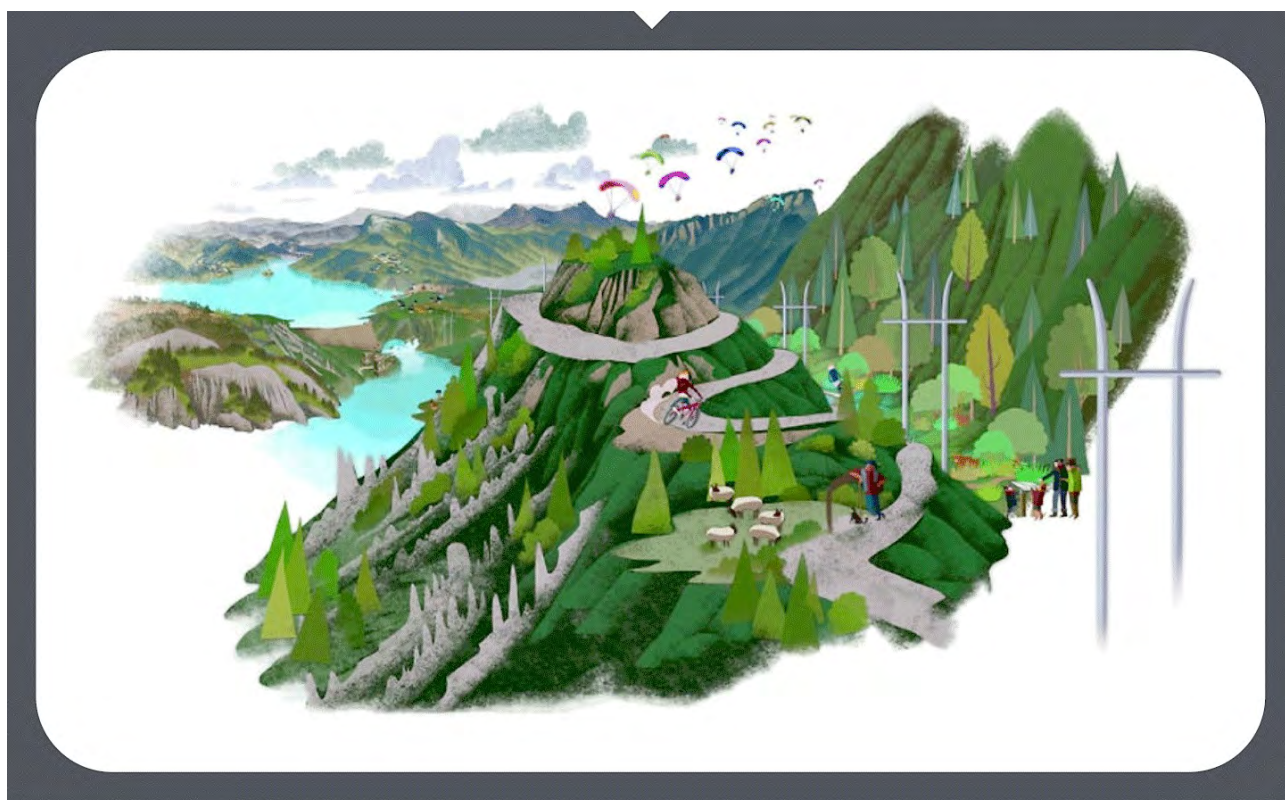
La situation de la Haute-Durance est d'ores et déjà fragile lors du pic de consommation d'électricité en hiver.

> **Aujourd'hui, le réseau de la Haute-Durance, est structuré autour de l'ancienne ligne à 150 kV pour transporter jusqu'à 220 MW d'électricité.**

► Le diagnostic énergétique partagé entre les acteurs du territoire montre que cette limite pourrait être atteinte dès 2016, les besoins du territoire étant estimés à 250 MW à l'horizon 2020.

► Le diagnostic énergétique de la Haute-Durance montrent une augmentation de la consommation d'électricité d'environ 70 à 80 MW d'ici à 2020.

Mais la mise en œuvre, dans le même temps, par les collectivités et l'État de mesures d'incitation et de soutien aux économies d'énergie pourrait permettre de minorer de 20 à 30 MW cette croissance de la consommation.



## • Sécuriser l'alimentation électrique en période de pointe

### LE FUTUR RÉSEAU EST DONC DIMENSIONNÉ POUR UN SCÉNARIO DE CONSOMMATION SOBRE

#### > RTE a conçu un plan d'adaptation progressive du réseau décliné en six projets.

Ils seront réalisés les uns après les autres en fonction des besoins avérés du territoire. Ces projets consistent à créer un réseau à 225 kV en remplacement du réseau à 150 kV actuel afin de transporter l'électricité nécessaire au territoire, et à rénover le réseau à 63 kV actuel (mise en souterrain, reconstruction ou renforcement). Ceci se faisant en réutilisant au mieux les couloirs existants afin de préserver, et si possible améliorer, l'environnement de la Haute-Durance.

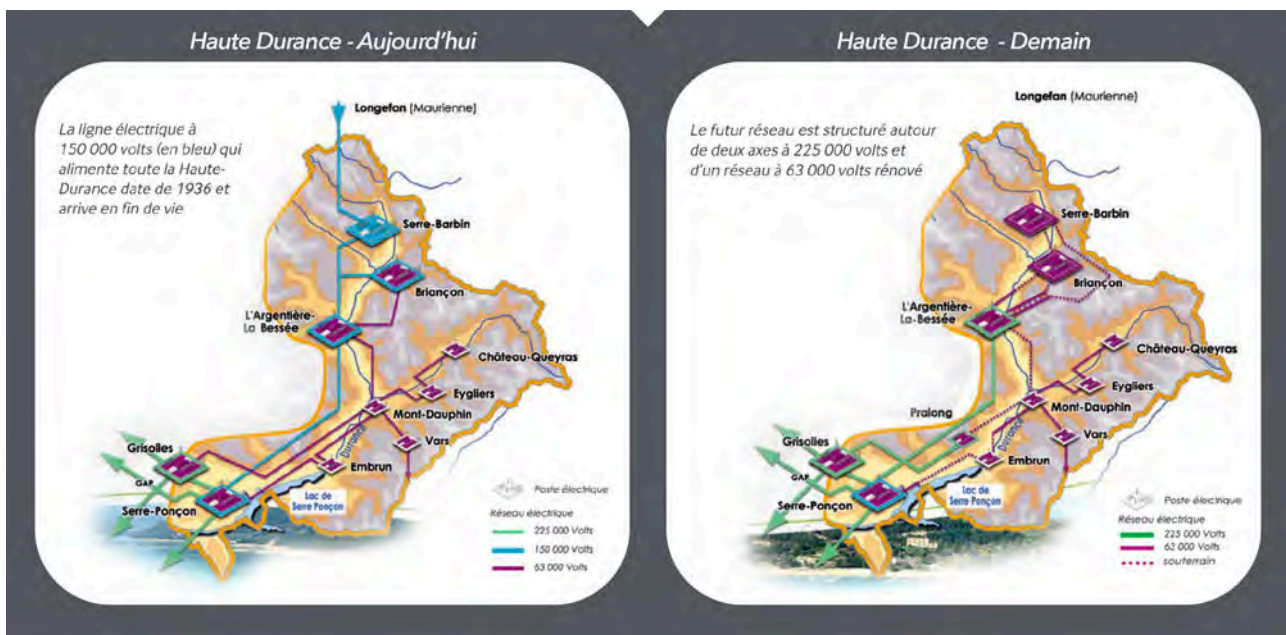
La mise en service de l'ensemble des projets à l'horizon 2020 permettra de plus la suppression du dernier tronçon de la ligne à 150 kV entre Serre-Barbin (Le Monêtier-les-Bains) et Valloire en Maurienne. 200 km de lignes aériennes seront ainsi déposées.

L'ensemble de cette adaptation du réseau de la Haute-Durance devra être mis en service d'ici 2020.

En 2011 et au début 2012, l'État a validé l'ensemble des projets et des fuseaux de moindre impacts des réseaux aériens et souterrains).

Toutes les *Déclarations d'Utilité Publique (DUP)* des projets sont signées.

#### > Les travaux sont prévus pour une durée de 6 ans.



## Le projet sud Pays-de-Loire

### UN TERRITOIRE PARTICULIÈREMENT ATTRACTIF

- > De Nantes à Cholet et La Roche-sur-Yon, le sud des Pays de la Loire connaît une importante croissance démographique. La consommation d'électricité augmente en conséquence.

RTE doit adapter le réseau à très haute tension régional pour garantir l'alimentation électrique et accompagner le développement des territoires.

Avec 3,6 millions d'habitants, la région Pays de la Loire est désormais la 5ème région la plus peuplée de France. Depuis la fin des années 90, elle accueille plus de 30 000 nouveaux habitants chaque année (+0,9 % par an entre 1999 et 2006 selon l'Insee). Le sud de cette région entre Nantes, Cholet et La Roche-sur-Yon connaît les progressions parmi les plus impressionnantes. Très logiquement, la consommation d'électricité augmente sensiblement dans la région qui connaît une progression plus forte que la moyenne nationale.

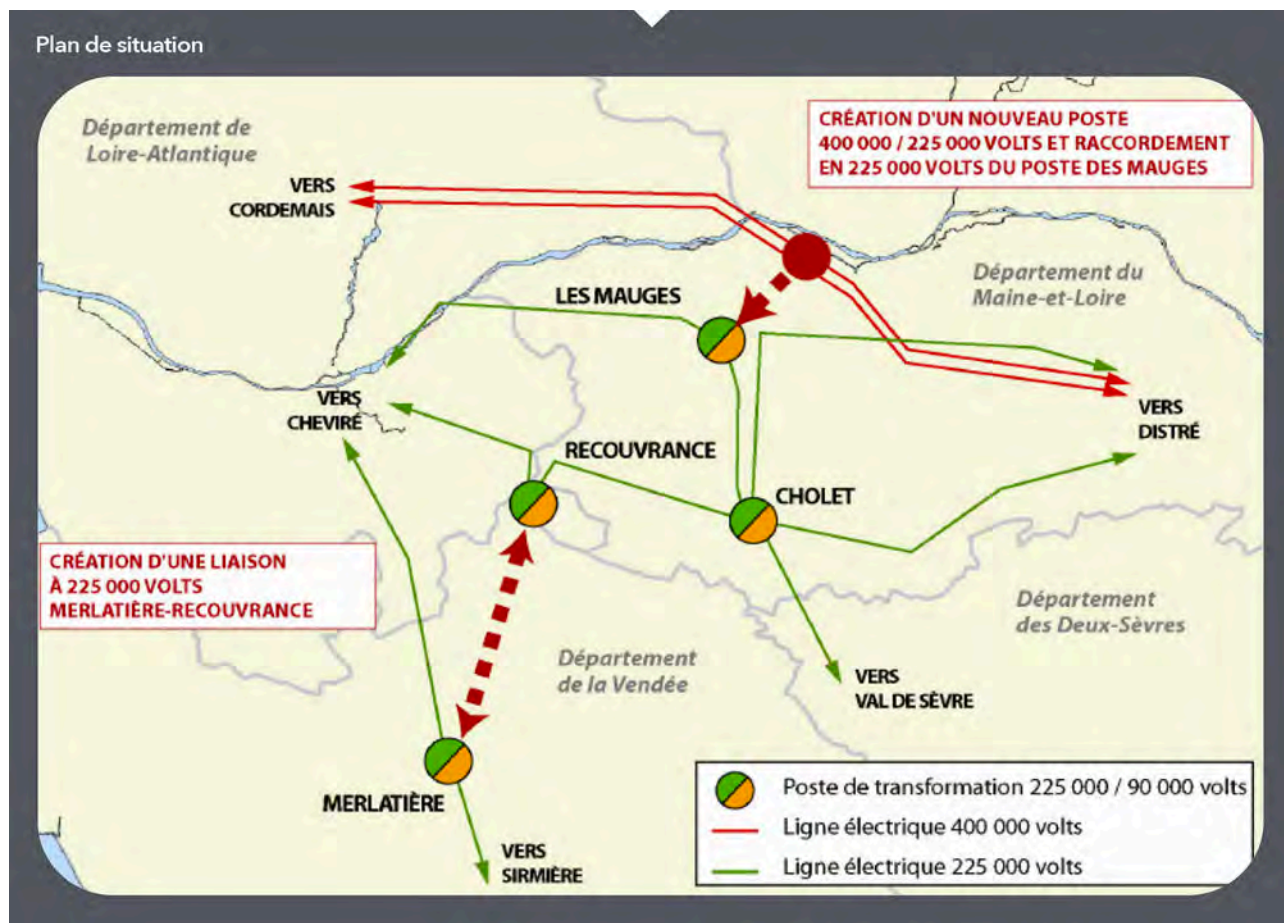
### UN RÉSEAU PROCHE DE LA SATURATION

- > Les lignes existantes à 400 kV contournent le sud des Pays de la Loire en reliant Niort, Saumur et Nantes sans desservir le cœur de ce territoire.

Conséquence, l'électricité nécessaire aux habitants et entreprises du sud des Pays de la Loire passe par le réseau à 225 kV.

Ce réseau de « routes nationales » est d'ores et déjà fortement sollicité alors que le territoire poursuit sa croissance démographique. Ainsi, notamment en hiver, le réseau électrique du sud des Pays de la Loire est proche de la saturation.

La situation est telle qu'il est désormais très difficile de se passer d'une des lignes du réseau, en cas de panne ou pour simples travaux de maintenance par exemple. En effet, lorsqu'une ligne est hors service, l'électricité transite par les lignes voisines. Déjà très sollicitées, elles risquent d'être immédiatement en surcharge. Des coupures préventives (délestages) peuvent s'avérer nécessaires.



#### **LES PRINCIPES DE RENFORCEMENT PROPOSÉS**

- > **Pour garantir durablement l'alimentation électrique du sud des Pays de la Loire, RTE préconise d'agir d'ici 2015 :**

Sur le réseau à 400 kV en créant une nouvelle injection au cœur des Mauges,

Sur le réseau à 225 kV en le renforçant à certains endroits stratégiques.

Cette action à double détente permet :

- ▶ De sécuriser l'alimentation des Mauges et du Choletais par la création d'un nouveau poste 400 / 225 kV et de sa liaison souterraine (9 km) sur le poste des Mauges,

- ▶ De sécuriser l'alimentation de la Vendée par une nouvelle liaison souterraine 225 kV (38 km) entre les postes de Recouvrance (Clisson) et Merlatière (La Roche-sur-Yon).

En renforçant le maillage du réseau 225 kV à partir d'une nouvelle injection à 400 kV, RTE apporte une réponse globale et durable aux besoins en électricité du sud des Pays de la Loire.

Pour le renforcement du Choletais et des Mauges les travaux ont débuté en 2013.

- > **Avec le début des travaux pour la sécurisation de la Vendée en février 2014, l'ensemble du projet est maintenant en travaux.**





A low-angle, close-up photograph of solar panels. The panels are dark blue with a grid of white lines. The background is a bright blue sky with scattered white clouds. A large white circle is overlaid in the center of the image, containing the text.

**VIII**  
**Accueillir la  
production**

- **Compte tenu du temps nécessaire pour mettre en service un nouvel ouvrage du réseau de transport d'électricité, RTE s'efforce d'anticiper les besoins des producteurs d'électricité en développant des « zones d'accueil ».**

Cette anticipation s'appuie sur l'expérience retirée des demandes des producteurs eux-mêmes et sur les dispositions réglementaires et légales, notamment la loi Grenelle II, s'agissant des *énergies renouvelables*.

Les délais de mise en œuvre des renforcements de réseau sont plus longs que les délais de réalisation des moyens de production. Il est donc nécessaire de correctement prévoir et d'engager dès à présent des renforcements adaptés, pour éviter que les installations de production ne fassent l'objet de limitations. Sans préjudice d'installation possible en de nombreux points du territoire, on peut souligner un certain tropisme de nombre de moyens de production de demain vers les façades maritimes, en France comme dans le reste de l'Europe :

- Les centrales thermiques y trouvent une source froide et les ports sont des points d'entrée des combustibles fossiles ;
- Les rivages sont propices au développement d'éolien en mer et à plus long terme d'autres énergies marines.

Les côtes françaises, particulièrement celles de la Manche, sont proches des grands centres urbains européens. RTE envisage donc les différentes possibilités d'accueillir la production de demain en proposant des solutions de développement autant que possible évolutives.

- RTE participe ainsi à l'accueil de toutes les productions.

➤ **Renouvelables terrestres** (éolien et photovoltaïque) au travers de la réalisation des Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) et la poursuite de la création de zones d'accueil en Champagne-Ardenne, dans la Somme, dans l'Aveyron, le Tarn et l'Hérault, ainsi qu'en PACA.

➤ **Éolienne en mer** au travers de la conception et de la réalisation des raccordements des fermes retenues dans le cadre des deux appels d'offres lancés par l'État en 2011 et 2012.

➤ **Hydrolienne** : à la demande du Gouvernement, RTE a examiné les conditions dans lesquelles le potentiel hydrolien du littoral français pouvait être mis en valeur par son raccordement au réseau électrique.

➤ **Centralisée**, avec la création de capacité d'accueil de production au Havre, zone particulièrement favorable à l'accueil de la production thermique (de type charbon ou gaz), et le raccordement d'un cycle combiné gaz parallèlement au développement du « filet de sécurité Bretagne » prévue par le « pacte breton ».

Le lecteur est invité à se reporter aux volets régionaux s'il veut disposer d'un panorama plus complet des renforcements du réseau de transport d'électricité proposés dans le cadre des *Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)*.





## Les Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) : une synthèse nationale

### LES SRCAE DÉFINISSENT LES AMBITIONS DES RÉGIONS EN MATIÈRE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES POUR 2020

Les Schémas régionaux Climat-Air-Énergie (SRCAE) ont été initiés par le décret du 16 juin 2011. Ils définissent en particulier, pour chaque région administrative, les objectifs qualitatifs et quantitatifs de développement de la production d'énergie renouvelable à l'horizon 2020. Ces grandes ambitions sont arrêtées par le préfet de la région après l'approbation du conseil régional.

Pour la partie « Énergie », chaque région s'est fixée des ambitions concernant les potentiels de maîtrise de la demande (élaboration de scénarios de consommations toutes énergies à 2020) et les potentiels de développement des énergies renouvelables terrestres (production de chaleur et d'électricité). Pour la plupart des énergies renouvelables, ces objectifs ont été traduits en puissance installée, avec une localisation plus ou moins affinée suivant les régions. Ainsi l'optimisation du potentiel éolien (qualitatif et quantitatif) est recherchée au travers de l'identification de zones favorables à son développement réalisée dans le *Schéma régional éolien (SRE)*, annexé au SRCAE.

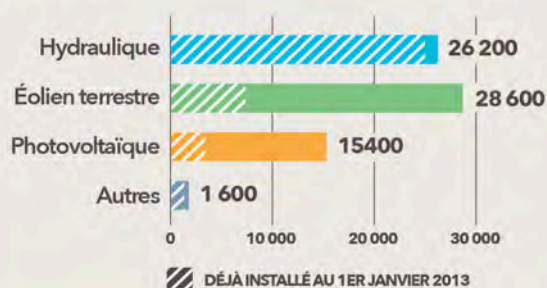
En tant qu'acteur privilégié du système électrique français, RTE a pour objectif d'accompagner le développement des énergies renouvelables et joue un rôle d'expertise auprès des régions afin de confronter leurs objectifs avec les conséquences en termes de raccordement et de renforcement du réseau public de transport. RTE met à disposition sa vision du paysage électrique actuel et son évolution à l'horizon 2020.

#### > Depuis mi 2014, tous les SRCAE ont été validés et publiés.

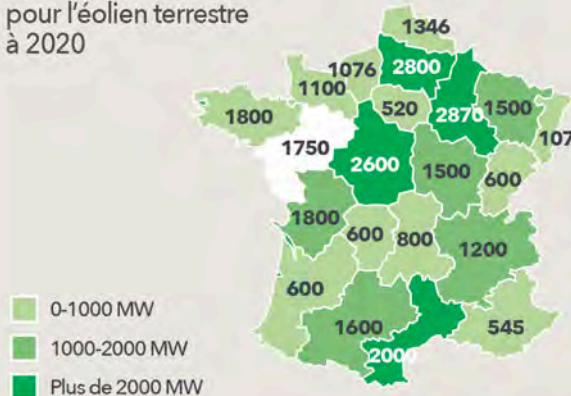
On dispose ainsi aujourd'hui d'une bonne visibilité des objectifs que se sont fixées les régions qui ont construit leur vision partagée de leur futur énergétique à travers les acteurs territoriaux. Au-delà du parc hydraulique déjà installé qui a un fort poids historique, ce sont près de 47 GW de potentiel qui ont été identifiés sur l'ensemble de la France, dont 29 GW d'éolien terrestre et 15 GW de photovoltaïque (dépassant l'objectif national fixé pour 2020 de 19 GW pour l'éolien, et 5,4 GW pour le photovoltaïque).

### Ambitions des SRCAE\* validés et en projet au 31 octobre 2014

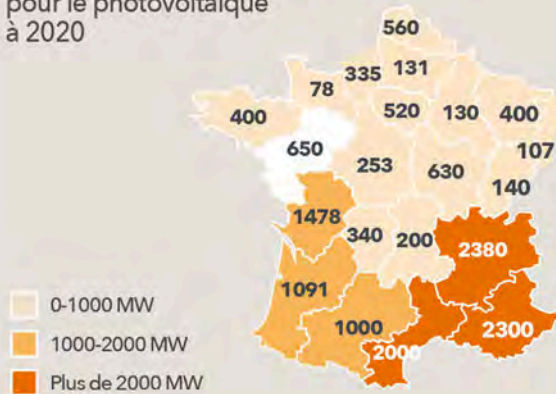
Estimation des ambitions EnR 2020 (MW) sur l'ensemble France métropolitaine (hors Corse)



### Ambition des SRCAE pour l'éolien terrestre à 2020



### Ambition des SRCAE pour le photovoltaïque à 2020

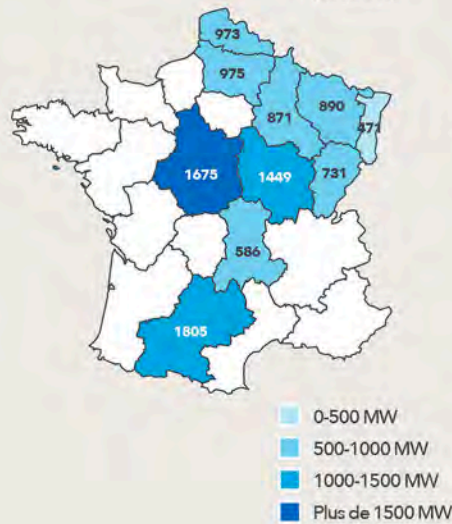


Chiffres clefs des S3EnR déjà publiés au 1<sup>er</sup> octobre 2014

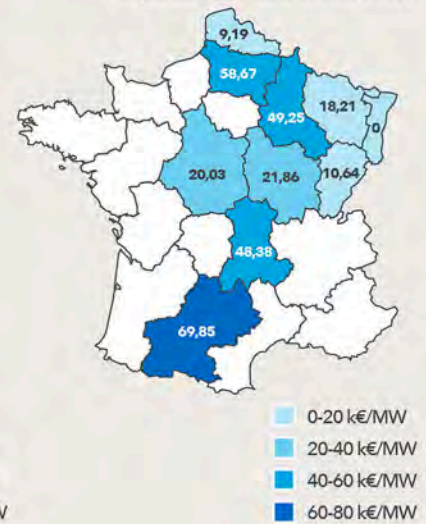
Récapitulatif des 10 régions concernées à l'horizon 2020

Rappel du cumul des ambitions des SRCAE (hors hydraulique historique)	<b>20,7 GW</b>
Cumul des capacités réservées aux EnR	<b>10,5 GW</b>
Moyenne des quote-parts au titre de la mutualisation (réseau public de transport et postes sources)	<b>33,8 k€/MW</b>

Capacités réservées aux énergies renouvelables (enMW)



Quote-parts régionales (réseau public de transport et postes sources, en k€/MW)



LES S3REnR PLANIFIENT L'ÉVOLUTION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE EN PHASE AVEC LE DÉVELOPPEMENT DES PROJETS DE PRODUCTION RENOUVELABLE

- Selon le décret d'application publié le 21 avril 2012, RTE doit élaborer les Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR).

Ces schémas doivent être déposés en préfecture régionale dans les 6 mois qui suivent la publication du SRCAE pour être approuvés par le Préfet.

Les S3REnR sont produits en accord avec les gestionnaires de réseaux de distribution et concertés avec des parties prenantes régionales (les associations de producteurs et les Chambres de Commerce et d'Industrie entre autres).

En fonction des objectifs d'énergies renouvelables validés dans les SRCAE et de leur répartition géographique, affinée avec les distributeurs et les associations de producteurs, RTE étudie et propose les meilleures solutions technico-économiques adaptées à la problématique spécifique des productions renouvelables, leur permettant de se raccorder au réseau, et en leur garantissant pendant dix ans une capacité d'accueil spécifiquement réservée par poste électrique, avec des souplesses prévues suivant les cas.

- Le S3REnR est dorénavant accompagné de son évaluation environnementale associée, garantissant une prise en compte la plus fine possible des impacts environnementaux des évolutions de réseau proposées.

Lorsque la capacité du réseau existant et déjà prévu d'ici 2020 est inexistante ou insuffisante, des solutions de renforcement ou de création de lignes ou postes électriques sont proposées, les coûts de création de réseau étant répartis entre producteurs sur un périmètre de mutualisation par un calcul de quote-part.

Une quote-part (en k€/MW) fixe ainsi la contribution de chaque producteur d'énergies renouvelables<sup>1</sup> qui se raccordera au réseau dans la région, au prorata de sa puissance maximale.

Les S3REnR définissent ainsi concrètement pour chaque région, les lignes ou postes électriques à renforcer ou à créer, leur coût prévisionnel, le calendrier prévisionnel des études à réaliser et procédures à suivre pour la réalisation des travaux, les critères de déclenchement des travaux, les capacités réservées aux producteurs d'énergies renouvelables, ainsi que le financement par chacune des parties (RTE, gestionnaires de réseau de distribution, producteurs d'énergies renouvelables).

<sup>1</sup> Au delà de 36 kVA, puis 100 kVA depuis le 2 juillet 2014 – cf ci-après

## Point d'avancement des SRCAE et des S3EnR au 1<sup>er</sup> octobre 2014

### ● S3REnR approuvés et publiés 10

Bourgogne	21/12/2012
Alsace	21/12/2012
Picardie	28/12/2012
Champagne-Ardenne	28/12/2012
Midi-Pyrénées	07/02/2013
Auvergne	28/02/2013
Centre	05/07/2013
Lorraine	18/11/2013
Nord Pas de Calais	21/01/2014
Franche Comté	26/09/2014

### ● S3REnR déposés 6

Limousin	20/12/2013
Haute Normandie	24/01/2014
Languedoc-Roussillon	01/04/2014
Provence-Alpes-Côte d'Azur	07/05/2014
Basse Normandie	24/09/2014
Aquitaine	26/09/2014

### ● SRCAE approuvés et publiés 5

Ile-de-France	18/12/2012
Poitou-Charentes	18/06/2013
Bretagne	05/11/2013
Rhône-Alpes	13/05/2014
Pays de Loire	22/05/2014



## POINT D'AVANCEMENT DES SRCAE ET S3REnR AU 1<sup>ER</sup> OCTOBRE 2014

*Fin septembre 2014, 10 S3REnR avaient été approuvés et 6 déposés en préfecture pour approbation.*

Les disparités régionales peuvent être importantes en fonction des ambitions quantitatives et qualitatives fixées dans les SRCAE d'une part, et de la capacité d'accueil du réseau électrique d'autre part.

Il peut arriver que dans certaines régions et pour des zones spécifiquement éloignées du réseau ou mal desservies, les nouveaux sites de production nécessitent des besoins de développement importants, susceptibles de provoquer une forte augmentation de la quote-part.

Pour optimiser le traitement de ces zones, RTE propose, lors des phases de concertation, des variantes qui sont discutées avec les producteurs. La mise en débat de ces variantes lors des phases de concertation permet aux parties prenantes de valider ou d'infirmer l'intérêt économique de créations de réseaux destinés à évacuer la production d'énergie renouvelable de ces zones. In fine il appartient au préfet de valider les schémas retenus et les quotes-parts induites.

Des positions parfois divergentes entre les parties prenantes (gestionnaires de réseau, administrations, collectivités locales, producteurs d'énergies renouvelables ou autres, associations de défense de l'environnement, riverains...) ont généré quelques recours contentieux contre certains schémas ; leur instruction est en cours. À la demande du Ministère de l'Écologie du Développement Durable et de l'Énergie, un groupe de travail piloté par la Direction générale Énergie Climat (DGEC) a associé au premier semestre 2013 toutes les parties prenantes, pour améliorer le dispositif issu du décret notamment dans les domaines de la transparence, de la souplesse, et du financement.

Déoulant de cette réflexion, le décret 2014-760 du 2 juillet 2014 modifie le décret 2012-533 du 20 avril 2012 relatif aux Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables :

- Il modifie le seuil de puissance installée au-dessus duquel les installations de production d'électricité d'origine renouvelable sont raccordées dans le cadre d'un Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables. Ce seuil est porté de 36 à 100 kVA.

- Pour permettre la réalisation effective des projets, le nouveau décret met en place un mécanisme de souplesse permettant au gestionnaire du réseau public de transport, en accord avec les gestionnaires de réseau de distribution concernés, de transférer des capacités réservées d'un poste électrique du schéma à un autre poste électrique du schéma, dans la mesure où la quote-part et la capacité d'accueil globale du schéma restent inchangées.
- Le nouveau décret précise, par ailleurs, les modalités de concertation lors de l'élaboration des schémas, les modalités d'adoption des volets géographiques particuliers, le contenu de l'état initial des lieux, les documents que doivent comporter les schémas, les règles relatives au paiement par les producteurs de la quote-part et les propositions de solutions de raccordement.
- Il introduit, enfin, l'obligation de production annuelle d'un état technique de mise en œuvre du schéma et la possibilité de réviser le schéma à la demande du préfet.



## Accueillir la production éolienne offshore

### UN OBJECTIF DE 6 GW D'INSTALLATIONS ÉOLIENNES EN MER À L'HORIZON 2020



Le plan de développement des *Énergies Renouvelables* de la France - issu du Grenelle de l'environnement et présenté le 17 novembre 2008 – vise, en cohérence avec le paquet « Énergie-Climat », à augmenter de 20 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) la production annuelle d'énergies renouvelables.

Cet objectif permettra de porter la part des *énergies renouvelables* à au moins 23 % de la consommation d'électricité finale d'ici à 2020 comme inscrit dans la loi n°2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

Ce plan, décliné par le Grenelle de la mer, ambitionne le développement de 6 000 MW d'installations éoliennes en mer et d'énergies marines en France à l'horizon 2020.

Au printemps 2009, le gouvernement a engagé une concertation afin de définir, pour chaque façade maritime, les zones propices au développement de l'éolien offshore. Dans un premier temps, cinq zones ont été retenues en Manche et dans l'Atlantique.

C'est sur ces cinq zones qu'a été lancé le 11 juillet 2011, le premier appel d'offres éolien offshore pour une puissance totale installée de 3000 MW. Cette sélection a tenu compte des conditions maritimes (profondeur, vitesse du vent etc.), des usages de la mer (plus spécifiquement celles des professionnels de la mer) mais aussi des aspects relatifs à l'insertion dans le réseau électrique des futures unités de production.

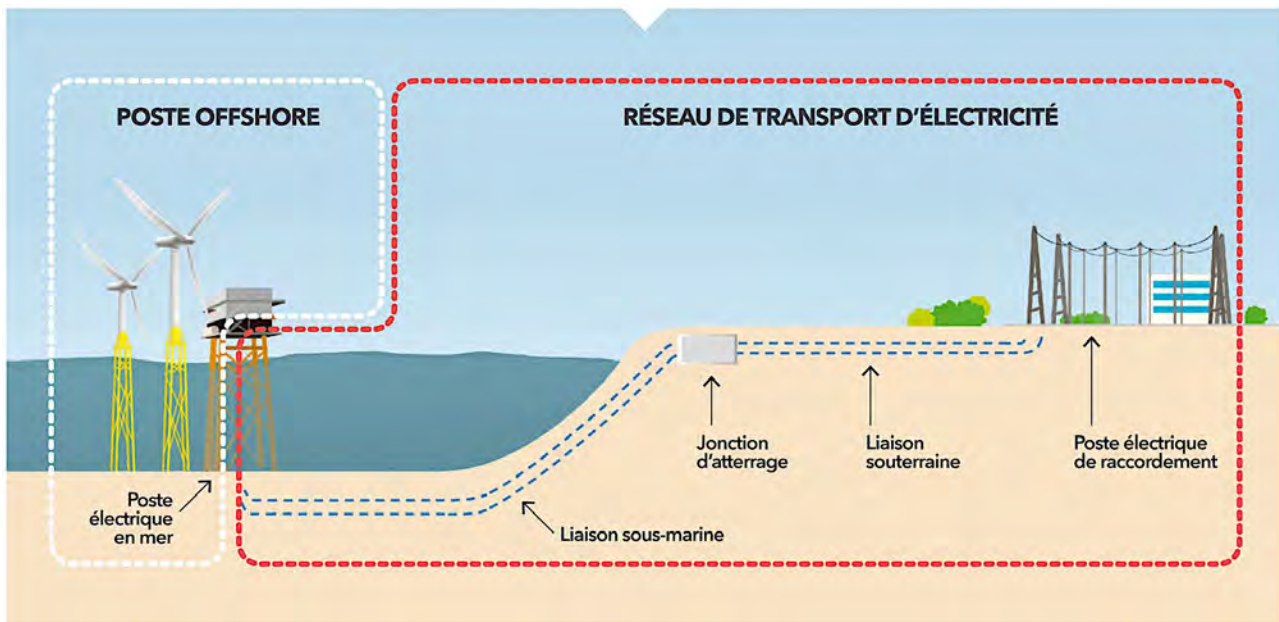
Ce premier appel d'offres implique l'installation de plusieurs centaines d'éoliennes au large des côtes françaises avec pour objectif de produire l'équivalent de 1,75 % de la consommation française. Les lauréats ont été désignés par le gouvernement le 6 avril 2012 pour quatre zones sur les cinq. Cela représente une puissance totale installée de 1928 MW. À l'issue d'une étape de « levée des risques » obligatoire allant jusqu'à octobre 2013, ils ont confirmé la faisabilité du projet.

#### > Les installations seront construites progressivement avec une mise en service échelonnée de 2018 à 2020.

Conformément au cahier des charges de cet appel d'offres, RTE se voit confier la conception et la réalisation des raccordements qui représentent un enjeu d'environ 800 millions d'euros, dans le cadre d'un projet d'investissements de production de l'ordre de 8 milliards d'euros. Un second appel d'offre a été lancé début 2013. Il concerne les zones du littoral français du Tréport et de Noirmoutier pour l'accueil de nouvelles installations. La puissance maximale de chaque zone a été fixée à 500 MW. Les candidats ont remis leurs dossiers en novembre 2013 et les lauréats ont été désignés en mai 2014. Comme pour l'appel d'offres n°1, RTE est chargé de réaliser le raccordement de ces futurs sites de production.







### UN DÉFI TECHNOLOGIQUE

- **Les quatre parcs offshore seront raccordés au réseau terrestre par des câbles sous-marins 225 kV en courant alternatif.**

Longues de 45 à 60 km, ils comprendront une partie sous-marine, jusqu'à deux jonctions d'atterrage construites sous terre sur le littoral, puis une partie terrestre souterraine jusqu'au réseau électrique existant. Compte tenu des longueurs et puissances en jeu, cette technologie est apparue la plus adaptée. Elle implique cependant la mise en œuvre de moyens de compensations et de « contrôle commande » innovants notamment pour maîtriser le plan de tension.

### UN RÉSEAU OFF-SHORE À L'HORIZON 2030 ?

- **Ces projets constituent un enjeu stratégique pour RTE en permettant d'accroître son savoir-faire sur un secteur en plein essor, notamment dans la perspective du développement d'un réseau européen offshore maillé.**

RTE a d'ores et déjà développé des relations fructueuses avec ses homologues européens sur ces questions, notamment en Allemagne, dans les îles britanniques ou les pays scandinaves. RTE a signé en décembre 2010, avec plusieurs gestionnaires de réseau de transport, un protocole d'accord qui va dans ce sens : la *North Seas Countries Offshore Grid Initiative (Initiatives des pays riverains de la mer du Nord, en vue de développer un réseau en mer)*.

Son objectif est de favoriser l'accueil de la production éolienne dans les mers du nord de l'Europe et de poser les bases du développement coordonné d'un réseau sous-marin interconnecté avec le réseau terrestre.

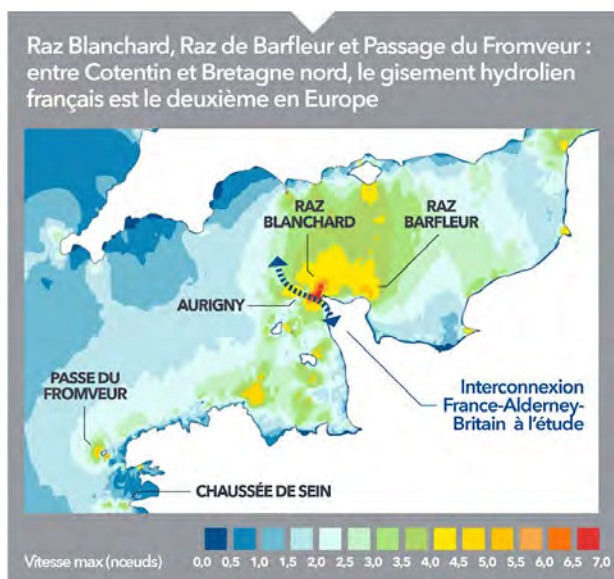
Le développement des réseaux off-shore est un des axes majeurs de la recherche européenne sur les systèmes électriques. Dans le cadre du projet européen *Twenties* ([www.twenties-project.eu](http://www.twenties-project.eu)), RTE a ainsi piloté les travaux visant à développer des parties essentielles de ces futurs réseaux et à les tester au sein de laboratoires d'essais et de simulation.

Ces actions se poursuivent aujourd'hui en vue d'un développement par paliers des solutions via des démonstrateurs pré-industriels qui permettront ensuite le développement des réseaux off-shore maillés en Europe.

L'enjeu est très important : au-delà du développement de l'éolien en mer le long des côtes françaises, la zone comprise entre le Cotentin et la Bretagne constitue le deuxième plus grand gisement de production hydrolienne d'Europe après celui de mer d'Irlande, de l'ordre de 10 GW.

Ce potentiel conduit *ENTSO-E*, l'association des gestionnaires de réseau de transport européens, à envisager un réseau sous-marin maillé à l'horizon 2030, pour permettre l'approvisionnement en énergies renouvelables et la solidarité du système électrique européen.

## Accueillir le potentiel hydrolien



- **Les hydroliennes utilisent la vitesse des courants marins issus des marées pour produire de l'électricité. Cette production est à la fois renouvelable et prévisible.**

Le gisement hydrolien français est le deuxième en Europe, avec un potentiel théorique exploitable estimé de 3 à 5 GW selon les sources. Il se concentre dans le Cotentin et en Bretagne nord, sur quelques sites où l'onde de marée est amplifiée par la configuration des côtes (détroits, caps, goulets).

Raz Blanchard, Raz de Barfleur et Passage du Fromveur : entre Cotentin et Bretagne nord, le gisement hydrolien français est le deuxième en Europe

Le 30 septembre 2013, le Gouvernement a publié un appel à manifestations d'intérêt (AMI) visant à accompagner la réalisation de fermes hydroliennes pilotes, en identifiant deux zones prioritaires : le Raz Blanchard au large du Cotentin, et le Passage du Fromveur, entre Ouessant et Molène. Il s'agit de tester l'installation et le fonctionnement d'un ensemble d'hydroliennes, et de poursuivre ainsi la consolidation de la filière en vue de développer de futures fermes commercialisant l'énergie produite. RTE accompagne cette démarche.

A la demande du Gouvernement, RTE avait examiné dès 2012 les conditions dans lesquelles le potentiel hydrolien du littoral français pouvait être mis en valeur par son raccordement au réseau électrique.

Cette étude prospective de RTE s'inscrit dans le cadre du plan stratégique que les pouvoirs publics entendent mettre en œuvre pour amplifier et soutenir le développement de cette filière naissante des énergies renouvelables marines électriques en France, dans le contexte de la transition énergétique.

- **Les principales conclusions de l'étude sont les suivantes :**

- Grâce à la construction de la nouvelle ligne 400 kV Cotentin-Maine, le réseau 400 kV du Cotentin présente une capacité d'accueil importante. Ainsi, jusqu'à 2,5 GW de production hydrolienne pourra être raccordée sans création de nouvelles lignes 400 kV depuis le Cotentin.

- Les zones propices à l'atterrage des câbles de raccordement sont rares en raison de la topographie de la côte, des contraintes techniques de l'implantation des câbles, et des protections juridiques du littoral. Par ailleurs, la réalisation des ouvrages de raccordement demande des techniques spécifiques de pose et de protection des câbles. En effet, sachant que l'énergie hydrolienne provient de la force des courants, les câbles nécessaires pour relier les hydroliennes à la côte seront, de fait, installés dans des zones de forts courants marins. L'installation de plateformes en mer, (quand des postes de transformation proches des gisements s'avèreront nécessaires), devra également prendre en compte ces conditions maritimes particulières.

- Différentes architectures de raccordement sont possibles selon le volume, le lotissement et la répartition géographique de la production.

- Ainsi, RTE préconise une stratégie progressive et de long terme de développement de l'énergie hydrolienne, optimisant les procédures administratives, permettant d'éviter entre autres que le raccordement des premières fermes expérimentales ne sature les rares zones d'atterrage, tout en favorisant un raccordement dans des délais raisonnables.

De façon complémentaire, RTE recommande également de préciser le cadre économique et juridique de réalisation des raccordements, afin de minimiser le nombre et l'impact des ouvrages créés.

A low-angle photograph of three electricians working on a high-voltage power line tower. The workers are wearing dark, heavy-duty safety gear, including helmets and gloves. They are positioned on a metal cross-arm of the tower, with various cables and insulators visible. The background is a clear, bright blue sky. A large white circle is overlaid in the center of the image, containing the text.

# IX

## Veiller à la **sûreté** du système électrique

- **Veiller à la sûreté du système électrique consiste à s'assurer que le bon fonctionnement d'ensemble protège chaque utilisateur de façon appropriée contre les risques et conséquences de la propagation d'un incident.**

Il s'agit tout particulièrement de prévenir des incidents généralisés type cascade de surcharges, écroulement de tension, rupture de synchronisme, entraînant des black-out, ou des conséquences immédiates d'un court-circuit sur les installations. La construction de nouvelles capacités de transport d'électricité contribue au meilleur maillage du réseau et à la solidarité d'ensemble du système face aux incidents.

Les projets de nouvelles liaisons ou de transformation ne sont donc pas rappelés dans ce chapitre, même s'ils participent directement à la sûreté : sont présentés les équipements spécifiques haute tension, essentiellement des matériels de poste, qui visent spécifiquement à la tenue de tension, la maîtrise des courts circuits et la stabilité en fréquence.

### QU'EST-CE QUE LA SURETÉ ÉLECTRIQUE ?

La notion de sûreté de fonctionnement a été introduite d'abord dans l'armement au cours des années 40 et les méthodes d'étude de la sûreté se sont ensuite développées successivement au cours des années 60 et 70 dans l'aéronautique, le nucléaire et les transports terrestres.

La maîtrise de la sûreté de fonctionnement du système électrique (ou sûreté système) est au cœur des responsabilités confiées par la loi à RTE. Elle se définit comme l'aptitude à :

- Assurer le fonctionnement normal du système
- Limite le nombre d'incidents et éviter les grands incidents
- Limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent.

Une telle définition permet une approche active de l'amélioration de la sûreté. Elle pousse à définir les conséquences inacceptables des incidents, à identifier les événements initiateurs et à définir les parades permettant de limiter les risques.

### TENUE DE LA TENSION ÉLECTRIQUE

- **La maîtrise de la valeur de la tension électrique en tout point du réseau est nécessaire :**

Pour respecter les engagements contractuels de RTE vis-à-vis de ses clients et contribuer au bon fonctionnement de leurs installations,

Pour assurer un fonctionnement correct des composants électriques du réseau sensibles principalement aux risques de surtension,

Et enfin, pour garantir le bon fonctionnement global du système électrique, éviter l'apparition de phénomènes du type « écroulement de tension » et limiter les pertes en ligne en maintenant la tension à un niveau élevé.

Or, la tension est une grandeur locale. Très schématiquement, elle est d'autant plus faible que la consommation est localement forte et que les transits sur les ouvrages du réseau sont importants.

Elle peut être réglée en adaptant localement le déphasage entre intensité et tension. Les groupes de production sont ainsi des moyens privilégiés de réglage de la tension, et fournissent là un « service système ».

- **L'enclenchement de condensateurs contribue à élever la tension ; l'enclenchement de selfs permet au contraire de la diminuer.**

Un *Compensateur statique de puissance réactive (CSPR)* est un dispositif d'électronique de puissance qui permet d'agir dans un sens ou dans l'autre, avec une grande réactivité. Ces leviers – services systèmes et « moyens de compensation » – permettent à RTE de gérer ainsi le « plan de tension », c'est-à-dire maintenir la tension en tout point du réseau à un niveau optimal, aussi haut que possible sans risque de dépasser les capacités des matériels.

Dans cette perspective, RTE a prévu d'installer, sur les dix prochaines années, d'importants moyens de compensation. Ils viennent s'ajouter aux matériels déjà installés.

Deux problématiques sont traitées :

► **La prévention des « tensions basses »**, notamment dans les situations de fonctionnement dégradées après avarie de matériel. Les risques sont tout particulièrement associés aux fortes consommations, et donc concentrées principalement l'hiver, et lors de vagues de froid. L'installation de condensateurs répond directement à cette préoccupation.

► **La prévention des « tensions hautes »**, qui a contrario apparaissent principalement lorsque la charge des ouvrages est faible, particulièrement les câbles souterrains<sup>1</sup> employés de plus en plus fréquemment pour le développement des réseaux tant de distribution que de transport, et le raccordement d'installations de production. C'est le cas notamment en été, lorsque la consommation est plus faible. L'installation de selfs répond directement à cette préoccupation.

### MAÎTRISE DES INTENSITÉS DE COURT-CIRCUIT

Les intensités de court-circuit correspondent aux courants électriques observés lors d'un amorçage sur le réseau ou au sein de l'installation électrique d'un utilisateur, à la suite d'un défaut d'isolement.

Ces courts-circuits peuvent avoir des conséquences graves sur l'intégrité du matériel (échauffements, efforts électrodynamiques voire destruction), sur la sécurité des personnes au voisinage immédiat du défaut, ainsi que sur le fonctionnement du système électrique : chutes de tension profondes, accélérations des alternateurs des groupes de production.

► **Pour lever rapidement ces contraintes, les disjoncteurs du réseau munis de systèmes de protection détectent les défauts d'isolement, et coupent de façon sélective les courants de court-circuit.**

La structure des installations électriques du réseau et le pouvoir de coupure des disjoncteurs doivent être parfaitement dimensionnés vis-à-vis des éventuels courants de court-circuit.

Or le développement de nouvelles installations de production et le renforcement du maillage du réseau qui permettent de mieux « diluer » la pollution de l'onde électrique et d'améliorer la qualité de fourniture, ont aussi pour effet d'augmenter les niveaux de ces courants.

RTE veille donc à ce que les équipements soient toujours adaptés. Dans le cas contraire, et lorsque l'aménagement des schémas électriques n'est pas envisageable, RTE procède à une mise à niveau des matériels.

### STABILITÉ

► **Tous les groupes de production tournent, à chaque instant à la même vitesse.**

C'est la clé de l'équilibre offre demande en temps réel avec une fréquence de fonctionnement de 50 Hz. Un ou plusieurs groupes peuvent se désolidariser du mouvement d'ensemble à la suite d'un incident sur le réseau dans une zone relativement peu maillée par rapport à la puissance qui y est produite (court-circuit mal éliminé, à coup de tension, avarie sur un ouvrage). En une fraction de seconde, l'incident peut se propager ou dégénérer rapidement, découper le système en plusieurs zones. Livrée à elle-même, chaque zone peut, selon sa taille et le hasard du découpage, retrouver un équilibre propre, éventuellement après action de dispositifs d'urgence, ou connaître un black-out<sup>2</sup>.

RTE examine donc les probabilités d'apparition de ces phénomènes, et adapte le cas échéant la structure de son réseau dans les régions à risque.

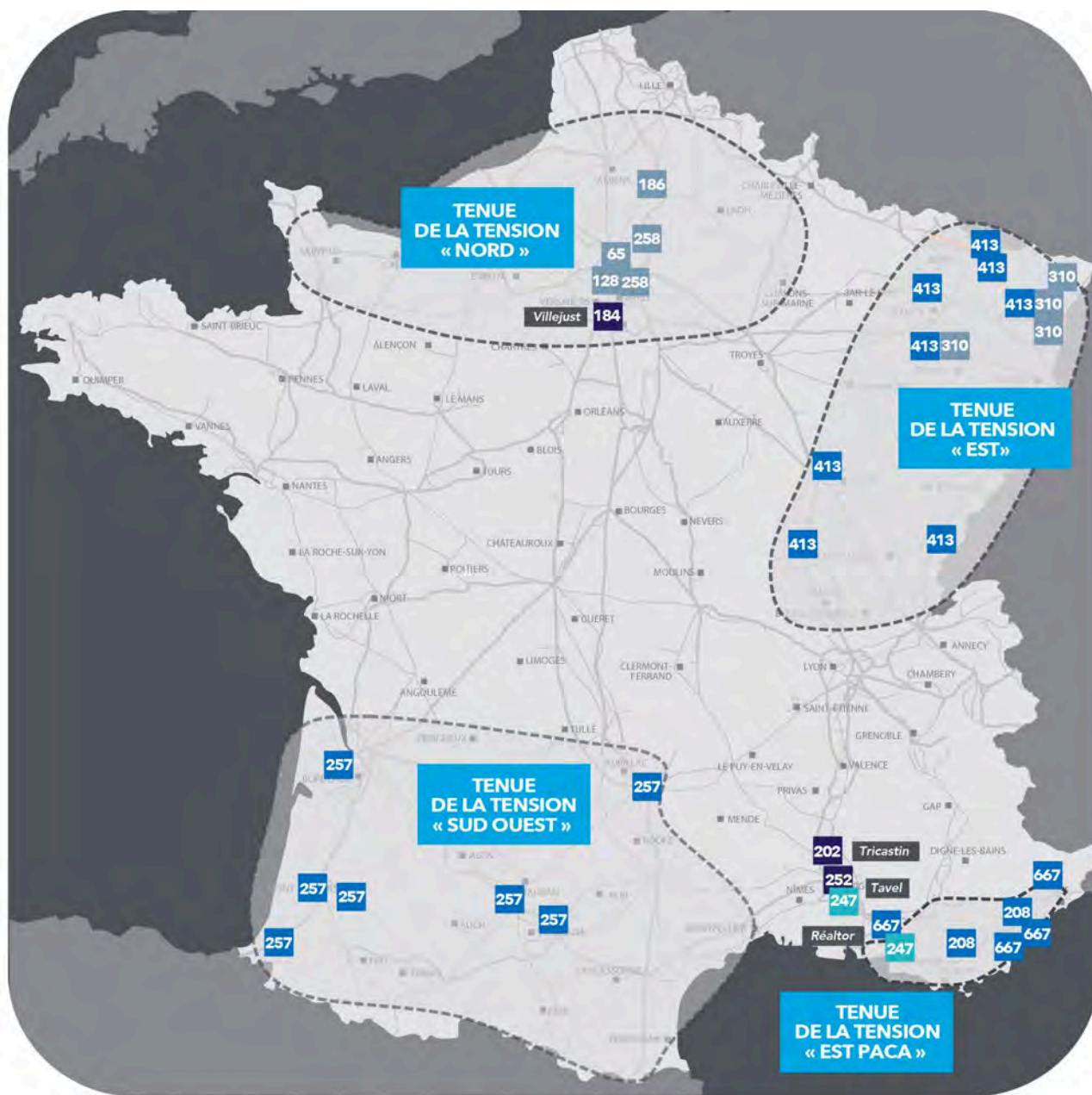
► **L'amélioration du maillage du réseau reste le principal levier.**

La carte ci-contre présente les infrastructures requises par la sûreté du système électrique. (Les ouvrages permettant de fluidifier les transits interrégionaux et internationaux n'y sont pas repris – cf. zooms dédiés).

<sup>1</sup> Leur effet capacitif est bien plus élevé que celui des lignes aériennes. Ils contribuent ainsi à des plans de tension hauts.

<sup>2</sup> L'incident du 4 novembre 2006 est un exemple de découpage du réseau européen en trois zones. L'ouest de l'Europe qui s'est vu instantanément déficitaire de quelques 10 GW de production n'a évité le black out généralisé qu'au prix notamment du délestage automatique de 10% de la consommation raccordée. Si l'alimentation de 90% des utilisateurs du réseau a ainsi été préservée, cette action n'en représente pas moins la plus importante coupure d'électricité à ce jour sur le continent.

VEILLER À LA SÛRETÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE



RÉSEAU EXISTANT

- Ligne 400 kV
- Ligne 225 kV

Finalité

- Gestion des tensions basses
- Gestion des tensions hautes
- Maîtrise des intensités de court-circuit
- Stabilité du réseau



**X**

Tableau de synthèse  
**des principales  
infrastructures**

## QUANTIFICATION DES BÉNÉFICES DES PROJETS

➤ Le schéma décennal 2014 présente une évaluation quantitative des impacts de chaque projet sur le volume total :

- des pertes électriques,
- des émissions de CO<sub>2</sub> en Europe
- et de la capacité d'accueil des énergies renouvelables.

Ils figurent sous forme d'indicateurs dans les différents tableaux de projets présentés dans le document.

Ces impacts sont bénéfiques, sauf exception. Ils sont mesurés en simulant le fonctionnement du système électrique européen dans dix ans, d'une part en considérant le projet en service ; et d'autre part sans lui.

L'impact est ainsi évalué par différence entre les deux situations. S'agissant d'une prévision, l'évaluation ainsi réalisée ne peut être qu'un ordre de grandeur. Elle est cependant réalisée selon le même protocole pour tous les projets et permet donc de les comparer entre eux.

### GAINS D'UN PROJET EN TERMES DE RÉDUCTION DU VOLUME DES PERTES ÉLECTRIQUES

➤ Les pertes sur les réseaux découlent de la répartition à chaque instant de la production et de la consommation sur le territoire.

À chaque instant, elles sont très dépendantes des conditions horosaisonnnières, climatiques, économiques, d'exploitation, etc.

Si productions et consommations sont identiques en tout point, un nouvel ouvrage, en diminuant la résistance d'ensemble du réseau, diminue les pertes sur ce réseau. C'est pour cette raison que la très grande majorité des investissements réseau a un effet bénéfique sur le volume de pertes.

A *contrario*, on peut remarquer que le remplacement de conducteurs par des conducteurs à faible dilatation, qui augmente la capacité de surcharge de l'ouvrage mais lui conserve une résistance similaire, est neutre quant au volume de pertes.

➤ Lorsqu'un projet vise à permettre l'accès à de nouvelles sources d'électricité, l'impact sur le volume de pertes peut être positif ou négatif.

Si au total, la nouvelle source de production est plus proche (resp. plus lointaine) des centres de consommation que celle(s) qu'elle remplace, alors les pertes sur le réseau sont réduites (resp. augmentées).

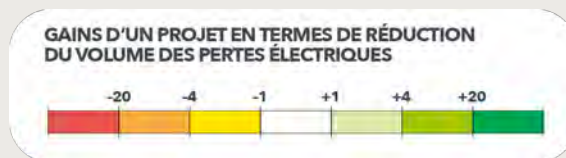
Selon les conditions économiques, la (ou les) centrale(s) remplacées peuvent être situées à différents endroits en Europe, ce qui rend l'estimation parfois difficile, notamment pour un projet très localisé.

➤ Par suite, les projet de raccordement de clients ne sont pas valorisés par convention quant à leur impact sur le volume de pertes.

Les pertes (nouvelles) sur l'ouvrage de raccordement sont supposées être compensées par de moindres pertes ailleurs sur le réseau.

On remarquera qu'à l'augmentation des capacités d'interconnexion est associé un accroissement du volume de pertes sur le réseau. Un tel renforcement permet en effet de profiter de sources de production moins chères disponibles dans les pays originaires des échanges pour éviter le recours à des centrales plus chères dans les pays destinataires des échanges ; et les nouvelles sources de production sont ainsi le plus souvent plus loin des centres consommateurs que les centrales évincées. (Lorsque les capacités d'échanges sont le fait de lignes à courant continu, les pertes dans les convertisseurs viennent encore alourdir le bilan du projet.)

L'impact sur les pertes est valorisé selon l'échelle suivante (en GWh/an) :





**GAINS D'UN PROJET EN TERMES D'ACCUEIL D'ÉNERGIES RENOUVELABLES**

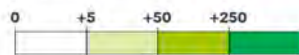
- Un renforcement contribue toujours à augmenter la capacité d'accueil du réseau.

On choisit néanmoins d'identifier spécifiquement les projets visant explicitement à développer de la capacité d'accueil pour les *énergies renouvelables*, qu'il s'agisse de raccordement des *énergies renouvelables* ; ou de renforcement du réseau amont permettant d'éviter de délester de la production renouvelable de façon significative.

- Par convention, tous les autres projets sont considérés avec un impact neutre ou négligeable pour cet indicateur.

Le bénéfice d'un projet en matière d'intégration des énergies renouvelables est selon l'échelle suivante, soit selon le volume de MW qu'il permet de raccorder (en MW) soit selon le volume de production renouvelable dont il évite le délestage (MW/an) :

**GAINS D'UN PROJET EN TERMES D'ACCUEIL D'ÉNERGIES RENOUVELABLES**



**GAINS D'UN PROJET EN TERMES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO<sub>2</sub>**

- L'impact d'un projet sur les émissions de CO<sub>2</sub> en Europe découle de deux phénomènes :

- d'une part son impact sur les pertes réseau : compte tenu de la prépondérance des énergies fossiles dans le mix européen et de leur coût, l'énergie annuelle dissipée en pertes est en pratique autant de production d'électricité d'origine carbonée ;
- d'autre part sa capacité à permettre la substitution de sources *d'énergies renouvelables* ou nucléaires à des centrales recourant aux énergies fossiles, plus chères.

L'impact sur les émissions de CO<sub>2</sub> est valorisé selon l'échelle suivante (en ktCO<sub>2</sub>/an) :




































## Mises en service en 2015

<b>STATUTS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>À l'étude</li> <li>Instruction</li> <li>En travaux</li> <li>Décalé</li> <li>S3REnR</li> </ul>	<b>JALONS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A Envoi JTE</li> <li>B PV fin de concertation</li> <li>C Signature dernière DUP</li> <li>D Ouverture de chantier</li> </ul>	<b>BÉNÉFICES</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Perte</li> <li>CO2</li> <li>Accueil EnR</li> <li>r/a</li> <li>Non Applicable</li> </ul>
<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>TRÈS POSITIF</li> <li>POSITIF</li> <li>FAIBLEMENT POSITIF</li> <li>NÉGLIGABLE</li> <li>FAIBLEMENT NÉGATIF</li> <li>NÉGATIF</li> <li>FORTEMENT NÉGATIF</li> </ul>					

Régions	Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Échéances	Évolution
AQUITAINE	218	▶	<b>Création d'une liaison souterraine Bruges-Marquis 225 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Création d'une liaison 225 kV entre les postes de Bruges et de Marquis 100 MVA par des appareils de 170 MVA		A B 02/2014 C 11/2014 D 12/2014	Se déroule comme prévu (Affiché désormais dans le volet national du Schéma décennal)
	345	▶	<b>Renforcement de la transformation du poste de Colayrac 225 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération d'Agen	Installation d'un troisième transformateur 225/63 kV de 170 MVA		A B C D 08/2014	Se déroule comme prévu (Affiché désormais dans le volet national du Schéma décennal)
AQUITAINE MIDI-PYR.	257	▶	<b>Gestion des tensions hautes dans le sud-ouest de la France</b> Amélioration de la tenue de la tension dans le sud-ouest de la France	Installation de 590 Mvar de moyens de compensation de l'énergie réactive (selfs) à Argia, Lesquive, Ruyres, Verfeil, Cantegrit, Naoutot et Cissac		A B C D 11/2013	Se déroule comme prévu
BOURGOGNE	192	▶	<b>Henri Paul 400 kV</b> Renforcement du réseau pour permettre l'augmentation du trafic sur la LGV sud-est	Création d'un échelon 400 kV au poste d'Henri Paul		A B C D 09/2013	Se déroule comme prévu
BRETAGNE	120	▶	<b>Filet de sécurité Bretagne - Augmentation des capacités de secours depuis le poste de Brennilis 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation des Côtes d'Armor	Installation d'un transformateur déphaseur		A 04/2012 B C D 03/2014	Décalage de quelques mois de la date de mise en service, sans conséquences pour la sécurité d'approvisionnement.
	176	▶	<b>Filet de sécurité Bretagne - Renforcement de la capacité de transformation du poste de Plaine Haute</b> Renforcement du réseau afin de diminuer les congestions sur les lignes 225 kV du nord Bretagne	Installation d'un second autotransformateur de 600 MVA		A 07/2012 B C D 09/2013	Se déroule comme prévu
CENTRE	119	▶	<b>Renforcement de la transformation du poste de Marmagne 400kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bourges	Remplacement d'un appareil de 300 MVA par un appareil de 600 MVA		A 06/2010 B C D 01/2013	Se déroule comme prévu
ÎLE-DE-FRANCE	65	▶	<b>Gestion des tensions basses en Normandie et ouest Parisien - Phase 1</b> Amélioration de la tenue de la tension en région parisienne	Installation de batteries 225 kV au poste de Plessis-Gassot (2x80 Mvar).		A B C D 02/2013	Décalage de quelques mois de la date de mise en service des batteries au poste de Plessis Gassot. Les batteries prévues dans les postes de Taute, Rougemontier et Mézerolles ont été mises en service en 2014.
	126	⚙️	<b>Renforcement de la zone de Sénart</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone de Melun (Seine et Marne)	Extension du jeu de barres, installation d'un nouveau transformateur de 170 MVA, création d'une liaison à 63 kV de 4 km entre les postes de Sénart et de Lesurcq		A 03/2010 B 02/2014 C D 11/2014	Se déroule comme prévu (Affiché désormais dans le volet national du Schéma décennal)

# Tableau de synthèse des principales infrastructures

Régions	Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Échéances	Évolution
ÎLE-DE-FRANCE	180	▶	<b>Renforcement de la transformation du poste de Chesnoy 400 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de la Seine-et-Marne	Ajout d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 300 MVA	  		Se déroule comme prévu
	184	▶	<b>Villejust 400 kV</b> Amélioration de la sûreté du système électrique et gain sur les pertes dans la perspective du raccordement de groupes de production sur la région parisienne	Reconstruction des jeux de barres 400 kV pour une tenue aux courts-circuits de 40 kA	  	A 05/2012 B C D 04/2013	Se déroule comme prévu
	187	⚙️	<b>Renforcement de la transformation et de l'alimentation du poste de Villiers Le Bel 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de Gonesse	Ajout d'un 4ème transformateur de 2x40 MVA, reconstruction en PSEM du poste à 225 kV avec création d'une troisième alimentation 225 kV	  	A 07/2011 B C D	Se déroule comme prévu (Affiché désormais dans le volet national du Schéma décennal)
	188	▶	<b>Renforcement de la transformation du poste des Mureaux 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation du Pays mantois	Renforcement de la transformation par l'installation d'un transformateur de 100 MVA et reconstruction du poste en PSEM	  	A 05/2011 B 07/2012 C D 03/2014	Se déroule comme prévu (Affiché désormais dans le volet national du Schéma décennal)
IDF PICARDIE	258	⚙️	<b>Gestion des tensions basses en Normandie et ouest parisien - Phase 2</b> Amélioration de la tenue de la tension de la Normandie et des Yvelines	Installation de batteries de condensateurs 400 kV (2x150 Mvar) au poste de Sausset et de batteries filtrées 225 kV (1x80 Mvar) au poste de Moru	  	A 02/2013 B C 01/2015 D 02/2015	Se déroule comme prévu
	147	▶	<b>Interconnexion France - Espagne à l'est des Pyrénées</b> Augmentation de la capacité d'interconnexion (passage à 2 800 MW entre la France et l'Espagne, à 2 000 MW entre l'Espagne et la France)	Création d'une liaison souterraine d'interconnexion à courant continu VSC à 320 kV entre les postes de Baixas (France) et Santa Llogaia (Espagne) de 65 km environ dont 35 km en France et d'une capacité de transit de 2 x 1 000 MW	  	A 12/2008 B 03/2010 C 05/2011 D 05/2011	Se déroule comme prévu
LANGUEDOC ROUSSILLON	152	▶	<b>Création d'une liaison souterraine Quatre Seigneurs - Saumade 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Montpellier	Création d'une liaison souterraine à 225 kV entre les deux postes de Quatre Seigneurs et Saumade	  	A 01/2012 B C 04/2014 D 04/2012	Décalage du projet suite des procédures administratives plus longues que prévu
	167	▶	<b>Raccordement du Cycle combiné gaz de Bouchain</b> Raccordement d'un cycle combiné gaz sur le poste de Mastaing 400 kV	Création d'une liaison souterraine 400 kV d'environ 2,4 km	n/a  	A 03/2012 B 10/2012 C D 09/2013	Décalage du projet en lien avec le planning du client
NORD PAS-DE-CALAIS	168	⚙️	<b>Renforcement de la transformation du poste de Gavrelle 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone Arras Douai Lens	Remplacement d'un transformateur existant de 100 MVA par un appareil plus puissant de 170 MVA	  	A B C D 03/2015	Se déroule comme prévu
	142	▶	<b>Création d'une liaison Boutre - Ste Tulle n° 2 225 kV</b> Amélioration de la capacité d'évacuation de la production d'énergie renouvelable	Déroutage d'un deuxième circuit sur une ligne existante et construction d'un tronçon à deux circuits 225 kV en remplacement d'un tronçon existant à un circuit 150 kV	  	A 05/2010 B 05/2011 C 10/2013 D 11/2013	Décalage du projet suite à des procédures administratives plus longues que prévues
PROVENCE ALPES CÔTE D'AZUR	206	▶	<b>Filet de sécurité PACA</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'est PACA	Construction de 3 liaisons souterraines 225 kV : 65 km entre les postes de Boutre et Trans, 24 km entre les postes de Biançon et Fréjus, 17 km entre les postes de Biançon et Bocca	  		Se déroule comme prévu
	208	▶	<b>Gestion des tensions hautes dans l'est PACA</b> Amélioration de la gestion de la tension dans l'est PACA	Installation de selfs dans les postes 225 kV de Biançon (64 Mvar) et de Vins (80 Mvar)	  	A B C D 04/2014	Se déroule comme prévu

Régions	Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Échéances	Évolution
PAYS DE LOIRE	172		<b>Renforcement de l'alimentation électrique du sud Pays de Loire</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de la Vendée, du Choletais et du sud Loire-Atlantique	Création du nouveau poste 400/225 kV des Galoreaux et renforcement du réseau 225 kV par deux liaisons souterraines respectivement de 9 km entre Galoreaux et Mauges et 38 km entre Recouvrance et Merlatière		A 12/2006 B 06/2011 C 11/2013 D 06/2012	Se déroule comme prévu
	173		<b>Pays de Retz : renforcement de l'alimentation</b> Sécurisation de l'alimentation électrique des Pays de Retz (sud de Nantes)	Création d'un échelon 225 kV au poste 63 kV de Brains et installation d'un transformateur de 170 MVA		A 03/2010 B 01/2012 C 08/2014 D 04/2014	Se déroule comme prévu
PICARDIE	165		<b>Création d'un poste 400/225 kV Ouest Amiénois</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'ouest Amiénois et accueil des énergies renouvelables	Création d'un poste 400 kV en coupure sur la ligne 400 kV Argoeuves - Penly avec l'installation d'un AT de 600 MVA et création d'une liaison souterraine 225 kV d'environ 30 km entre Blocaux et le nouveau poste		A 03/2010 B 01/2012 C 12/2013 D 06/2014	Se déroule comme prévu
	186		<b>Gestion des tensions basses dans le nord de la France - Phase 2</b> Amélioration de la gestion de la tension dans le nord de la France	Installation de deux condensateurs au poste de Latena (1x80 Mvar sur l'échelon 225 kV et 1x150 Mvar sur l'échelon 400 kV)		A 02/2013 B C 01/2015 D 02/2015	Se déroule comme prévu
RHÔNE-ALPES	201		<b>Renforcement de la transformation du poste de Boudeyre 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique d'Aubenas	Renforcement de la transformation 225 / 63 kV par l'installation d'un transformateur de 100 MVA. Création d'un couplage 63 kV		A B C D 10/2014	Se déroule comme prévu (Affiché désormais dans le volet national du Schéma décennal)
	202		<b>Tricastin 400 kV</b> Amélioration de la sûreté du système électrique à 400 kV dans la perspective du développement de la production	Reconstruction des transversales basses et des colonnes isolantes du poste 400 kV		A B C D 03/2011	Se déroule comme prévu

## Mises en service en 2016

<b>STATUTS</b>	À l'étude Instruction En travaux Décalé S3REnR	<b>JALONS</b>	<b>A</b> Envoi JTE <b>B</b> PV fin de concertation <b>C</b> Signature dernière DUP <b>D</b> Ouverture de chantier	<b>BÉNÉFICES</b>	Perte CO2 Accueil EnR <i>r/a</i> Non Applicable	
<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b>						
				TRÈS POSITIF POSITIF FAIBLEMENT POSITIF NÉGLIGABLE FAIBLEMENT NÉGATIF NÉGATIF FORTEMENT NÉGATIF		













Régions	Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Échéances	Évolution
AQUITAINE	220		<b>Renforcement de la transformation du poste de Floirac 225 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Renforcement de la transformation par le remplacement d'un transformateur de 70 MVA par un appareil de 170 MVA		A B C D 12/2014	Décalage du projet suite à des difficultés techniques de mise en œuvre
	452		<b>Création d'un poste 225/63 kV Dordogne Ouest</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de Bergerac	Création d'un poste 225/63 kV au croisement des lignes Cubnezais - Tuillères 225 kV et Ste Foy la Grande - Mayet 63 kV		A B C 05/2015 D	Se déroule comme prévu
CHAMPAGNE ARDENNE	166		<b>Charleville - Reims</b> Sécurisation de l'alimentation électrique des agglomérations de la région de Reims et des Ardennes, augmentation de capacité de transit et secours mutuel interrégional nord-sud du réseau	Proposition de reconstruction en double circuit de la ligne 400 kV Lonny-Seuil-Vesle existante – voir zoom dédié		A 06/2010 B 03/2012 C 05/2014 D 03/2015	Se déroule comme prévu
	245		<b>Création du poste 225/63 kV de La Montagnette</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone d'Arles	Création d'un poste 225/63 kV à « La Montagnette » raccordé sur le réseau 225 kV et création d'une liaison souterraine double 63 kV Arles-Montagnette		A 10/2010 B 02/2012 C 10/2014 D 03/2013	Se déroule comme prévu (Affiché désormais dans le volet national du Schéma décennal)
LANGUEDOC ROUSSILLON PACA	252		<b>Tavel 400 kV</b> Amélioration de la sûreté du Système électrique à 400 kV dans la perspective du développement de la production	Remplacement de matériels pour renforcer la tenue aux courants de court-circuit du poste 400 kV		A 05/2009 B C D 06/2011	Se déroule comme prévu
LANGUEDOC ROUSSILLON	310		<b>Restructuration du réseau alsacien</b> Rééquilibrer les flux sur le réseau à l'échelle de la région Alsace pour lever les contraintes liées à l'arrêt de la centrale de Fessenheim et accompagner la transition énergétique	Installation de 320 Mvar de condensateurs et de 2 selfs de 64 Mvar ; double alimentation du poste de Scheer ; renforcement de la structure du poste de Muhlbach ; installation de transformateurs déphaseurs au poste de Muhlbach et de moyens de compensation au poste de Vincey.		A 10/2013 B 08/2014 C 04/2015 <sup>1</sup> D 12/2014 <sup>2</sup> 11/2015 <sup>3</sup> 10/2015	Se déroule comme prévu
LANGUEDOC ROUSSILLON	333		<b>Renforcement de la transformation du poste de Bastillac 150 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de Tarbes	Ajout d'un transformateur 225 / 63 kV au poste de Bastillac		A B C D 10/2015	Se déroule comme prévu (Affiché désormais dans le volet national du Schéma décennal)

<sup>1</sup> Pour les moyens de compensation

<sup>2</sup> Pour les transfos déphaseurs de Muhlbach

<sup>3</sup> pour travaux Scheer

Régions	Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Échéances	Évolution
NORD PAS-DE-CALAIS	474	⚙️	<b>Raccordement de Eleclink</b> Raccordement d'une liaison à courant continu de 1000 MW entre la France et l'Angleterre	Création de 3,5 km de liaison souterraine 400 kV permettant de connecter la liaison au réseau alternatif	n/a n/a n/a	A 02/2013 B 12/2013 C 12/2015 D 08/2016	Se déroule comme prévu
	247	▶️	<b>Travaux aux postes de Tavel et de Réaltor 400 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la région PACA	Fiabilisation des postes de Réaltor par remplacement de disjoncteurs et de Tavel par remplacement de sectionneurs	⚡ ☁️ ☀️	A B C D 06/2013	Se déroule comme prévu
PROVENCE ALPES CÔTE D'AZUR	248	▶️	<b>Boutre-Tavel 400 kV</b> Augmentation de la puissance de court-circuit de l'axe Boutre - Tavel nécessaire au raccordement du client ITER	Passage en 400 kV du terme actuellement exploité en 225 kV de la ligne double Boutre - Tavel	⚡ ☁️ ☀️	A B C D 08/2015	Se déroule comme prévu
	249	▶️	<b>Création du poste 400/225 kV de Plan d'Orgon</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique du Vaucluse	Création d'un échelon 400 kV au poste de Plan d'Orgon comportant un transformateur 400 / 225 kV de 300 MVA en perspective du raccordement d'Iter	⚡ ☁️ ☀️	A 08/2009 B C D 09/2014	Se déroule comme prévu
	667	⚙️	<b>Gestion des tensions hautes en région PACA</b> Amélioration de la gestion de la tension en PACA	Installation de selfs dans les postes de Réaltor, La Bocca, Fréjus et Broc Carros	⚡ ☁️ ☀️		Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
PAYS DE LOIRE	233	▶️	<b>Création du poste 225/63 kV d'Orvault</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Nantes	Création d'un poste 225/63 kV avec installation d'un transformateur de 170 MVA, et ses raccordements souterrain au réseau 225 kV Cordemais - St Joseph et 63 kV au nouveau poste ERDF de Conraie et à la ligne Gesvres-Blain	⚡ ☁️ ☀️	A 12/2009 B 09/2012 C 12/2014 D 01/2014	Se déroule comme prévu
	429	⚙️	<b>Renforcement de la transformation et de l'alimentation du poste de Soullans 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone de Soullans et Challans	Renforcement de la transformation de Soullans et de son alimentation à 225 kV et restructuration du réseau à 90 kV	⚡ ☁️ ☀️	A 01/2013 B 02/2014 C 12/2014 D 12/2015	Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
POITOU CHARENTES	234	▶️	<b>Raccordement du poste SNCF de Clérac 400 kV</b> Raccorder une nouvelle station pour la liaison ferroviaire sud Europe Atlantique	Construction d'un jeu de barres 400 KV équipé de deux cellules lignes et d'une liaison aérienne double terme 400 kV en coupure sur Cubnezais-Plaud	n/a n/a ☀️	A 08/2008 B 01/2011 C 07/2013 D 06/2014	Se déroule comme prévu
	285	⚙️	<b>Création du poste d'étoilement 90 kV de Laitier et raccordement sur Rom</b> Sécurisation de l'alimentation électrique du sud de la Vienne, du sud-est des Deux-Sèvres et du nord de la Charente	Création d'un poste d'étoilement et adjonction d'une alimentation à partir du poste à 400 kV de Rom	⚡ ☁️ ☀️	A 08/2011 B 03/2013 C 01/2015 D 11/2014	Se déroule comme prévu
	289	▶️	<b>Raccordement du poste SNCF de Rom 400 kV</b> Raccordement d'une sous station de la LGV Sud Europe Atlantique	Construction du poste 400 kV de Rom, en coupure sur la ligne Granzay-Valdivienne 1	n/a n/a ☀️	A 08/2010 B 03/2012 C D 05/2014	Se déroule comme prévu
	525	⚙️	<b>Renforcement de la transformation du poste de Farradière 225 kV</b> Renforcement de l'alimentation de la zone de Préguillac	Installation d'un troisième transformateur 225/90kV au poste de Farradière	⚡ ☁️ ☀️	A 07/2014 B C D 11/2015	Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)

Régions	Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Échéances	Évolution
RHÔNE-ALPES	205		<b>Création du poste de Feurs 225 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de la plaine du Forez	Création d'une transformation 225/63 kV au poste de Feurs associée à la création d'une liaison 225 kV (25 km) entre Feurs et Volvon	  	A 02/2012 B 12/2013 C 01/2015 D	Se déroule comme prévu
	239		<b>Lyon-Montélimar</b> Augmentation de la capacité de transit interrégional nord sud du réseau, résorption de limitations de productions nouvelles	Remplacement des conducteurs (ACSS) sur 275 km des lignes aériennes à 400 kV Coulange - Pivoz-Cordier - Le Chaffard et Coulange - Beaumont-Monteux - Le Chaffard (voir zoom dédié)	  	A 10/2007 B 09/2008 C 04/2011 D	Se déroule comme prévu
	675		<b>Renforcement de la capacité de la liaison Boisse Meunière 225 kV</b> Sécurité d'alimentation de la zone de Villefranche	Augmentation de capacité de transit des conducteurs par retenue	  		Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)





## Mises en service en 2017

<b>STATUTS</b> À l'étude Instruction En travaux Décalé S3REnR	<b>JALONS</b> <b>A</b> Envoi JTE <b>B</b> PV fin de concertation <b>C</b> Signature dernière DUP <b>D</b> Ouverture de chantier	<b>BÉNÉFICES</b> Perte CO2 Accueil EnR n/a Non Applicable
<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b> TRÈS POSITIF POSITIF FAIBLEMENT POSITIF NÉGLIGABLE FAIBLEMENT NÉGATIF NÉGATIF FORTEMENT NÉGATIF		

Régions	Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Échéances	Évolution
ALSACE	311		<b>Réaménagement du réseau centre Alsace</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone de Colmar - Sélestat	Installation de deux transformateurs 225/63 kV de 100 MVA au poste de Scheer et construction d'une double liaison souterraine de 13 km entre les postes 63 kV de Scheer et Sélestat		A 01/2012 B 07/2013 C 02/2015 D 03/2015	Se déroule comme prévu
	484		<b>Renforcement de l'alimentation de Pau</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Pau	Passage en 225 kV de la liaison Marsillon - Lescar et création d'une liaison souterraine à kV entre les postes de Lescar et Pau Nord			Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
AUVERGNE	369		<b>Renforcement de l'alimentation de Clermont-Ferrand</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Clermont-Ferrand	Création d'une liaison 225 kV entre les postes de Malintrat et de Sarre et d'une transformation 225/63 kV à Sarre		A 02/2014 B 12/2014 C 01/2016 D 08/2016	Se déroule comme prévu
BOURGOGNE FR.-COMTÉ LORRAINE	413		<b>Gestion des tensions hautes dans l'est de la France</b> Amélioration de la tenue de la tension dans l'est de la France	Installation d'environ 550 Mvar de moyens de compensation dans six postes de l'est de France : Buschbach, Petite Rosselle, Bezaumont, Frasne, Vielmoulin et Henri Paul			Se déroule comme prévu
BRETAGNE	353		<b>Filet de sécurité Bretagne Raccordement d'un cycle combiné gaz sur la commune de Landivisiau au poste de La Martyre</b> Augmenter les marges de sécurité vis-à-vis du risque d'écroulement de tension en Bretagne	Création d'une liaison souterraine à 225 kV de 20 km entre le CCG et le poste de la Martyre	n/a	A 04/2012 B 03/2015 D 11/2015	Décalage du projet en lien avec le planning du client
	358		<b>Filet de sécurité Bretagne Renforcement des capacités du réseau</b> Sécurité d'alimentation du nord et du centre de la Bretagne et création de capacité d'accueil d'environ 300 MW pour les énergies renouvelables	<ul style="list-style-type: none"> <li>Construction d'une liaison simple circuit souterraine 225 kV de 80 km environ et d'une capacité de transit de 500 MVA entre les postes de Calan et Plaine-Haute ;</li> <li>Installation d'un transformateur-déphaseur au poste de Mûr-de-Bretagne</li> </ul>		A 04/2012 B 12/2012 C 01/2015 D 06/2015	Se déroule comme prévu
	359		<b>Création du poste 225/63 kV de Pluvigner</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation du sud du Morbihan entre Vannes et la presqu'île de Quiberon	Création d'un poste 225/63 kV et d'une liaison souterraine à 63 kV		A 09/2014 C 05/2016 D 05/2016	Se déroule comme prévu

Régions	Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Échéances	Évolution
FRANCHE COMTE	279		<b>Création du poste 225/63 kV de Besançon Est</b>	Création d'un poste 225/63 kV renforçant l'alimentation de la zone de Besançon		A 07/2012 B 06/2013 C 07/2015 D 07/2015	Décalage du projet suite aux aléas de travaux (Affiché désormais dans le volet national du Schéma décennal)
			Sécurité d'alimentation de la zone de Besançon				
MIDI PYRÉNÉES	553		<b>Renforcement de la transformation du poste de Saint Orens 225 kV</b>	Ajout d'un 3ème transformateur 225/63 kV de 170 MVA		A B C D 07/2016	Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
			Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Toulouse				
PROVENCE ALPES CÔTE D'AZUR	326		<b>Création du poste 225/63 kV de Castellet</b>	Création du poste 225/63 kV de Castellet équipé d'un transformateur et d'une liaison souterraine 90 kV de 15 km entre ce poste et le poste d'Athélie		A 04/2010 B 04/2012 C 05/2014 D 11/2014	Se déroule comme prévu
			Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone littorale entre Marseille et Toulon.				
PROVENCE ALPES CÔTE D'AZUR	327		<b>Création du poste 225/63 kV de Grimaud</b>	Création du poste 225/63 kV de Grimaud équipé d'un transformateur et raccordement par des liaisons souterraines 225 et 63 kV au réseau existant.		A 03/2005 B 12/2013 C 01/2016 D 01/2013	Se déroule comme prévu
			Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone littorale est du Var.				
PAYS DE LOIRE	524		<b>Renforcement de la transformation du poste de Mauges 225 kV</b>	Ajouter un transformateur de 170 MVA dans le poste des Mauges		A 10/2013 B C D 06/2016	Se déroule comme prévu
			Sécurité d'alimentation de la zone des Mauges				
RHÔNE-ALPES	507		<b>Renforcement de la transformation du poste de Mions 225 kV</b>	Renforcement de la capacité en transformation 225/63 kV		A B C D 03/2017	Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
			Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique au sud de Lyon				
RHÔNE-ALPES	676		<b>Renforcement de la capacité de la liaison Boisse -Joux 225 kV</b>	Augmentation de capacité de transit des conducteurs par retente.			Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
			Sécurité d'alimentation de la zone de Villefranche				
RHÔNE-ALPES AUVERGNE	362		<b>« 2 Loires »</b>	Reconstruction à deux circuits aéro-souterrains 225 kV de l'axe existant 225 kV Pratclaux - Sanssac - Trévas - Rivière (voir zoom dédié)		A 12/2009 B 12/2011 C 09/2014 D 02/2015	Se déroule comme prévu
			Sécurisation de l'alimentation électrique des villes du Puy en Velay, de St Etienne et de l'Yssingelais et accueil d'énergies renouvelables dans le sud Auvergne (Puy de Dôme, Cantal, Lozère, Haute Loire, Ardèche)				

## Mises en service en 2018

<b>STATUTS</b>	À l'étude Instruction En travaux Décalé S3REnR	<b>JALONS</b>	<b>A</b> Envoi JTE <b>B</b> PV fin de concertation <b>C</b> Signature dernière DUP <b>D</b> Ouverture de chantier	<b>BÉNÉFICES</b>	Perte CO2 Accueil EnR r/a Non Applicable
<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b>				TRÈS POSITIF POSITIF FAIBLEMENT POSITIF NÉGLIGABLE FAIBLEMENT NÉGATIF NÉGATIF FORTEMENT NÉGATIF	

Régions	Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Échéances	Évolution
HAUTE-NORMANDIE	295		<b>Renforcement de l'axe à 400 kV Havre- Rougemontier</b> Création de capacité d'accueil pour des projets de production dans la zone du Havre	Remplacement des conducteurs (ACSS) sur 54 km		A B C D 05/2011	Se déroule comme prévu
	297		<b>Passage à 400 kV de la ligne 225 kV entre Cergy et Persan</b> Sécurité d'alimentation de la région parisienne, moindre recours aux centrales de pointe au fioul et acheminement vers Paris de l'éolien off-shore et des productions qui se développent dans le Nord et la Haute-Normandie	Doublement de la couronne parisienne : liaison supplémentaire entre les postes de Cergy et de Terrier – voir zoom dédié		A B C 10/2016 D	Se déroule comme prévu
LANGUEDOC-ROUSSILLON	255		<b>Renforcement du réseau 225 kV de Perpignan</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Perpignan	Création d'un échelon 225 kV au poste de Cabestany et de sa liaison souterraine Mas Bruno - Cabestany 225 kV		A 10/2012 B 12/2014 C 06/2016 D 10/2016	Décalage du projet pour répondre à des exigences environnementales non prévues
	336		<b>Création du poste Sud Aveyron 400 kV</b> Création de capacité d'accueil de production d'énergie renouvelable (potentiel de 1060 à 1560 MW d'énergie éolienne et de 180 MW d'énergie photovoltaïque et hydraulique)	Création d'un poste 400 / 225 kV en coupure sur l'axe Gaudière - Ruyeres comportant deux autotransformateurs 400 / 225 kV de 300 MVA chacun		A 06/2009 B 05/2012 C 11/2015 D	Décalage du projet suite à un report des études techniques à réaliser in-situ
NORD-PAS-DE-CALAIS	473		<b>Lille - Arras</b> Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional nord sud du réseau et sécurisation de l'alimentation locale	Reconstruction en double circuit de la ligne 400 kV existante entre les postes d'Avelin (Lille) et Gavrelle (Arras) – voir zoom dédié		A 11/2010 B 07/2014 C 05/2016 D 10/2015	Décalage de la mise en service à 2018 pour donner plus de temps à la concertation. Le fuseau de moindre impact pour cet ouvrage aérien a été arrêté le 14 octobre 2014
	287		<b>Renforcement de la zone de Préguiillac</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la Charente Maritime	Installation d'un autotransformateur 400/225 kV au poste de Préguiillac et création d'un échelon 225 kV à Préguiillac et Saintes. Exploitation en 225 kV de la liaison Préguiillac-Saintes-Farradière.		A 07/2014 B 06/2015 C 06/2016 D 04/2017	Se déroule comme prévu
RHÔNE-ALPES	321		<b>Renforcement de la transformation du poste de Albertville 400 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de la Savoie	Remplacement d'un auto-transformateur 400/225 kV de 300 MVA par un appareil de 600 MVA au poste d'Albertville			Décalage d'un an, tenant compte d'une évolution moindre de la demande qu'attendu

## Mises en service en 2019
























<b>STATUTS</b> À l'étude Instruction En travaux Décalé S3REnR	<b>JALONS</b> <b>A</b> Envoi JTE <b>B</b> PV fin de concertation <b>C</b> Signature dernière DUP <b>D</b> Ouverture de chantier	<b>BÉNÉFICES</b> Perte CO2 Accueil EnR r/a Non Applicable
<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b> TRÈS POSITIF POSITIF FAIBLEMENT POSITIF NÉGLIGABLE FAIBLEMENT NÉGATIF NÉGATIF FORTEMENT NÉGATIF		

Régions	Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Échéances	Évolution
NORD PAS-DE-CALAIS	357		<b>Augmentation de la capacité de la ligne Avelin - Mastaing 400 kV</b> Augmentation de la capacité de transit	Exploitation en 400 kV d'une ligne existante construite en 400 kV et exploitée jusqu'à présent en 225 kV et travaux au poste 400 kV d'Avelin pour amélioration de la tenue aux courants de court-circuit		A 11/2010 B 07/2014 C 05/2016 D 10/2015	Décalage de deux ans, suite à des difficultés de mises en œuvre, sans conséquence, compte tenu d'une évolution moindre de la demande qu'anticipé
	328		<b>Renforcement de la transformation du poste d'Echalas 400 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de la Haute Loire, du sud Auvergne et de l'agglomération de Saint Etienne	Installation d'un troisième autotransformateur 400 /225 kV de 600 MVA		A 06/2014 B 08/2016 C 08/2016 D 03/2017	Décalage d'un an, suite à des difficultés de mises en œuvre, sans conséquence, compte tenu d'une évolution moindre de la demande qu'anticipé
	370		<b>Interconnexion Savoie - Piémont</b> Augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Italie et renforcement des capacités de secours mutuels entre les deux pays	Création d'une double liaison souterraine à courant continu à 320 kV de 2 x 600 MW entre les postes de Grande-Ile (France) et de Piosasco (Italie) de 95 km sur le territoire français. La traversée de la frontière sera réalisée par la galerie de sécurité du tunnel routier du Fréjus.		A 12/2009 B 11/2010 C D	Se déroule comme prévu
RHÔNE-ALPES	502		<b>Création de l'injection 225/63 kV Sud-Léman</b> Sécurisation de l'alimentation électrique du secteur Annemasse	Création d'un poste 225/63 kV dans le Sud Léman entré en piquage sur l'axe 225 kV Cornier - Allinges et en coupure sur l'axe 63 kV Borly Douvaines		A 02/2014 B 03/2015 C 12/2016 D 09/2017	Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)

## Mises en service en 2020

<b>STATUTS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>À l'étude</li> <li>Instruction</li> <li>En travaux</li> <li>Décalé</li> <li>S3REnR</li> </ul>	<b>JALONS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A Envoi JTE</li> <li>B PV fin de concertation</li> <li>C Signature dernière DUP</li> <li>D Ouverture de chantier</li> </ul>	<b>BÉNÉFICES</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Perte</li> <li>CO2</li> <li>Accueil EnR</li> <li>n/a</li> <li>Non Applicable</li> </ul>
<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>TRÈS POSITIF</li> <li>POSITIF</li> <li>FAIBLEMENT POSITIF</li> <li>NÉGLIGABLE</li> <li>FAIBLEMENT NÉGATIF</li> <li>NÉGATIF</li> <li>FORTEMENT NÉGATIF</li> </ul>					

Régions	Carte	Statut	Projet / Finalités	Consistance sommaire	Bénéfices	Échéances	Évolution
BASSE NORMANDIE	121		<b>Interconnexion France - Angleterre (« IFA2 »)</b> Augmentation de la capacité d'interconnexion	Création d'une liaison d'interconnexion à courant continu d'une puissance de 1 GW et d'une longueur d'environ 200 km en sous-marin et une trentaine de km en souterrain – voir zoom dédié		A 11/2013 B 10/2014 C 10/2017 D	Se déroule comme prévu
	123		<b>Raccordement de la production éolienne offshore Zone de Courseulles-sur-Mer</b> Accompagner le développement de énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 420 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV. Premier raccordement prévu en 2018.	n/a	A 10/2012 B 12/2013 C 05/2016 D 05/2016	Se déroule comme prévu
BRETAGNE	230		<b>Création du poste de Tréfumel</b> Sécurité d'alimentation du nord de l'Ille-et-Vilaine	Création d'un poste 225 / 90 kV sous la ligne à 225 kV Belle Epine - Rance		A 10/2009 B C D	Lancement d'une nouvelle concertation sur le projet
	422		<b>Raccordement de la production éolienne offshore Zone de Saint-Brieuc</b> Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV. Premier raccordement prévu en 2018	n/a		Se déroule comme prévu
HAUTE NORMANDIE	296		<b>Raccordement de la production éolienne offshore Zone de Fécamp</b> Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 480 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV. Premier raccordement prévu en 2018.	n/a	A 10/2012 B 12/2013 C 05/2016 D 05/2016	Se déroule comme prévu
ÎLE DE FRANCE	298		<b>Création d'un nouveau poste 400/63 kV à l'est de la Seine-et-Marne</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'est de la Seine-et-Marne	Création d'un nouveau poste 400/63 kV		A 06/2014 B 06/2016 C 02/2017 D 06/2019	Mise en service décalée de 2018 à 2020 compte tenu des nouvelles hypothèses de consommation et production
LANGUEDOC ROUSSILLON PACA	394		<b>Midi - Provence</b> Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional ouest-est du réseau	Création d'une liaison sous-marine courant continu 320 kV de 220 km, d'une capacité de transit de 1 000 MW entre les Bouches-du-Rhône et l'Aude – voir zoom dédié		A 08/2012 B 06/2014 C 11/2016 D 06/2017	Mise en service décalée de 2018 à 2020 compte tenu des nouvelles hypothèses de consommation et production
















Régions	Carte	Statut	Projet / Finalités	Consistance sommaire	Bénéfices	Échéances	Évolution
PROVENCE ALPES CÔTE D'AZUR	395		<b>Création du poste 225/63 kV de Ollières</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone sud ouest du Var	Création du poste 225/63 kV de Ollières équipé d'un transformateur, et d'une liaison souterraine 90 kV de 5 km entre ce poste et le poste St Maximin	  		Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
	402		<b>« Haute Durance »</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation et rénovation de l'alimentation de la Haute Durance et création de capacité d'accueil de production renouvelable	Création d'un réseau à 225 kV, rénovation du réseau à 63 kV actuel (mise en souterrain, reconstruction ou renforcement) et création d'un poste source supplémentaire 225 kV. Dépose de 200 km de réseau existant dont la ligne 150 kV	  	A 06/2008 B 05/2011 C 10/2016 D 05/2014	Se déroule comme prévu
PAYS DE LOIRE	423		<b>Raccordement de la production éolienne offshore Zone de Saint-Nazaire</b> Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir 480 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV. Premier raccordement prévu en 2018.	n/a  		Se déroule comme prévu
	683		<b>Création d'un poste 225/90 kV à proximité de Luçon</b> Sécurité d'alimentation de la zone de Luçon	Création d'un poste 225/90 kV à proximité de Luçon	  		Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
RHÔNE-ALPES	679		<b>Interconnexion France Suisse - Ouest Léman</b> Augmentation des capacités d'échanges à la frontière France/Suisse	Augmentation de capacité de transit de la ligne 225 kV Genissiat Verbois par retente et chargement des conducteurs	  		Aboutissement des études et formalisation du projet avec Swissgrid
	680		<b>Renforcement de la capacité de la liaison 225 kV Aoste-Bissy-Grande-Ile</b> Sécurité d'alimentation de la zone de Chambéry et Aix les Bains	Augmentation de capacité de transit par retente des conducteurs	  		Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)

## Mises en service entre 2021 et 2024

<b>STATUTS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>À l'étude</li> <li>Instruction</li> <li>En travaux</li> <li>Décalé</li> <li>S3REnR</li> </ul>	<b>JALONS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A Envoi JTE</li> <li>B PV fin de concertation</li> <li>C Signature dernière DUP</li> <li>D Ouverture de chantier</li> </ul>	<b>BÉNÉFICES</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Perte</li> <li>CO2</li> <li>Accueil EnR</li> <li>n/a</li> <li>Non Applicable</li> </ul>					
				<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b>						
				TRÈS POSITIF	POSITIF	FAIBLEMENT POSITIF	NÉGLIGABLE	FAIBLEMENT NÉGATIF	NÉGATIF	FORTEMENT NÉGATIF

Régions	Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Échéances	Évolution
<b>AUVERGNE</b>	567		<b>Renforcement de la transformation du poste de La Font 225 kV</b> Sécurité d'alimentation de la zone de Vichy et St Yorre	Renforcement de la capacité en transformation 225/63 kV		Mise en service prévue en 2021	Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
<b>RHÔNE-ALPES</b>	565		<b>Renforcement de la transformation du poste de Grande-Ile 225 kV</b> Sécurité d'alimentation de la zone de Chambéry	Renforcement de la capacité en transformation 225/63 kV		Mise en service prévue en 2021	Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
<b>BASSE NORMANDIE</b>	127		<b>Interconnexion France-Alderney-Great Britain (FAB)</b> Augmentation de la capacité d'interconnexion, évacuation de la production hydrolienne	Création d'une liaison à courant continu d'une puissance de 1 à 1,4 GW et d'une longueur d'environ 170 km en sous-marin et une cinquantaine de km en souterrain – voir zoom décliné		Mise en service prévue en 2022	Se déroule comme prévu
<b>RHÔNE-ALPES</b>	558		<b>Création du poste 400/63 kV de Allemond</b> Restructuration de réseau permettant l'accueil de nouvelles productions et résorption de limitation de production hydraulique existante de la Manche	Création d'un poste 400/63 kV en Manche		Mise en service prévue en 2022	Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
<b>HAUTE NORMANDIE</b>	399		<b>Raccordement de la production éolienne offshore Zone du Tréport</b> Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 480 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre lancé en mars 2013	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV. Premier raccordement prévu en 2021	n/a	Mise en service prévue en 2023	Se déroule comme prévu
<b>NORD PAS-DE-CALAIS</b>	378		<b>Interconnexion France - Belgique</b> Augmentation de la capacité d'interconnexion	Remplacement des câbles conducteurs actuels des deux circuits entre Avelin et Avelgem par des câbles à faible dilatation		Mise en service prévue d'ici 2023	Aboutissement des études et formalisation du projet avec Elia



Régions	Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Échéances	Évolution
PAYS DE LA LOIRE	426		<b>Raccordement de la production éolienne offshore Zone des îles d'Yeu et de Noirmoutier</b>		n/a  	Mise en service prévue en 2023	Se déroule comme prévu
			Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 480 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre lancé en mars 2013	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV. Premier raccordement prévu en 2021			
ALSACE	444		<b>Interconnexion France-Allemagne - passage à 400 kV de Muhlbach-Eichstetten</b>		  	Mise en service prévue dans les 10 ans	Aboutissement des études et formalisation du projet avec Transnet BW
			Augmentation de la capacité d'interconnexion	Exploitation en 400 kV de la ligne existante construite en 400 kV et exploitée jusqu'à présent en 225 kV entre Muhlbach et Eichstetten			
AQUITAINE	476		<b>Interconnexion France - Espagne « golfe de Gascogne »</b>		  	Mise en service prévue dans les 10 ans	Les tracés envisageables pour le franchissement du gouf de Capbreton sont désormais identifiés
			Augmentation de la capacité d'interconnexion	Nouvelle ligne à courant continu sous-marine de 2 GW entre le Pays basque espagnol et l'Aquitaine – voir zoom dédié			
MIDI-PYR. LANGUE. ROUS.	342		<b>Massif central - doublement de Gaudière - Rueyres</b>		  	Mise en service prévue dans les 10 ans	Se déroule comme prévu
			Augmentation de la capacité de transit et de secours mutuel interrégional nord-sud du réseau, et accueil de production renouvelable	Création d'un axe double 400 kV entre les postes existants de La Gaudière et Rueyres, en lieu et place de la ligne simple actuelle – voir zoom dédié			

## Mises en service au-delà de 2024

<b>STATUTS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>À l'étude</li> <li>Instruction</li> <li>En travaux</li> <li>Décalé</li> <li>S3REnR</li> </ul>	<b>JALONS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A Envoi JTE</li> <li>B PV fin de concertation</li> <li>C Signature dernière DUP</li> <li>D Ouverture de chantier</li> </ul>	<b>BÉNÉFICES</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Perte</li> <li>CO2</li> <li>Accueil EnR</li> <li>n/a</li> <li>Non Applicable</li> </ul>					
				<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b>						
				TRÈS POSITIF	POSITIF	FAIBLEMENT POSITIF	NÉGLIGABLE	FAIBLEMENT NÉGATIF	NÉGATIF	FORTEMENT NÉGATIF

Régions	Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Échéances	Évolution
ALSACE	375	🔍	<b>Restructuration du réseau alsacien – long terme</b> Assurer la maîtrise des transits en Alsace en fonction des évolutions du parc de production en France, Allemagne et Suisse	À déterminer – voir zoom dédié	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer (Le doublement de l'axe Muhlbach - Scheer n'apparaît aujourd'hui plus nécessaire)
	BASSE NORMANDIE	158	🔍	<b>Renforcement de la capacité de transformation du poste de Taute 400 kV - phase 2</b> Sécurisation de l'alimentation électrique du Cotentin	Ajout d'un second transformateur 400 / 90 kV de 240 MVA au poste de Taute 400 kV	⚡ ☁️ ☀️	À déterminer (au-delà de 2024)
BRETAGNE		416	🔍	<b>Évolution du poste de Calan</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la Bretagne (stabilité transitoire des groupes de production en pointe Bretagne et manœuvrabilité face aux incidents)	Entrée en coupure du circuit à 400 kV Cordemais - La Martyre dans le poste, installation d'un autotransformateur et création d'une liaison à 225 kV vers Poteau-Rouge	⚡ ☁️ ☀️	À déterminer (au-delà de 2024)
	POITOU CHARENTES	437	🔍	<b>Interconnexion France - Irlande</b> Augmentation de la capacité d'interconnexion	Nouvelle liaison à courant continu de 700 MW	⚡ ☁️ ☀️	Mise en service prévue en 2025
ALSACE LORRAINE			🔍	<b>Façade Atlantique - long terme</b> Augmentation de la capacité de transit nord-sud du réseau dans le sud-ouest de la France	À déterminer – voir zoom dédié	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)
	ALSACE, CENTRE ÎLE-DE-FRANCE HAUTE & BASSE NORMANDIE		🔍	<b>Grand Est - long terme</b> Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional nord-sud du réseau entre Lorraine et Alsace, et entre Champagne et Bourgogne	À déterminer – voir zoom dédié	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)
			🔍	<b>Normandie sud parisien - long terme</b> Augmentation de la capacité de transit nord-sud du réseau si et selon le besoin d'évacuation de productions nouvelles en Normandie (éolien offshore, nucléaire) pour l'acheminer vers les centres de consommation voisins	À déterminer – voir zoom dédié	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)

Régions	Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Échéances	Évolution
ALSACE LORRAINE			<b>Interconnexion France - Allemagne</b> Augmentation de la capacité d'interconnexion en levant le goulot d'étranglement entre Vigy et Uchtelfangen	À déterminer – voir zoom dédié		À déterminer (au-delà de 2024))	À confirmer ( La mise à niveau côté allemand de la ligne existante Vigy Uchtelfangen se révèle difficilement envisageable)
			<b>Massif central - long terme</b> Augmentation de la capacité de transit en lien avec l'évolution du mix énergétique	À déterminer – voir zoom dédié	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024))	À confirmer
MIDI PYRÉNÉES LIMOUSIN			<b>Renforcement de la transformation du poste de Verfeil 400 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Toulouse	Ajout d'un autotransformateur 400/225 kV au poste de Verfeil		À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer
			<b>Renforcement de la transformation du poste de Lesquive 400 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Toulouse	Ajout d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA au poste de Lesquive 400 kV		À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer
MIDI PYRÉNÉES			<b>Création du poste de Roquerousse 400 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la PACA	Création de l'échelon 400 kV au poste de Roquerousse, en coupure sur Tavel Boutre puis Tavel Réaltor, transformation 400/225 kV		À déterminer (au-delà de 2024))	À confirmer
			<b>Création d'un nouveau circuit entre Roquerousse et Réaltor 400 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la PACA	Création d'un nouveau circuit entre Roquerousse et Réaltor		À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer
PROVENCE ALPES CÔTE D'AZUR			<b>Évolution du poste de Génissiat 400 kV</b> Amélioration de la répartition des flux dans le réseau de la zone	Entrée en coupure de l'axe 400 kV Cornier - Montagny au poste de Génissiat (puis reconstruction du poste)		À déterminer (au-delà de 2024))	À confirmer
			<b>Interconnexion France - Suisse</b> Augmentation de la capacité d'interconnexion	A déterminer – voir zoom dédié		À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer (La transformation de la ligne double circuit 225 kV au sud du lac Léman en ligne simple circuit 400 kV se révèle difficile à mettre en œuvre)
RHÔNE-ALPES							

## Abandons

<b>STATUTS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>À l'étude</li> <li>Instruction</li> <li>En travaux</li> <li>Décalé</li> <li>S3REnR</li> </ul>	<b>JALONS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A Envoi JTE</li> <li>B PV fin de concertation</li> <li>C Signature dernière DUP</li> <li>D Ouverture de chantier</li> </ul>	<b>BÉNÉFICES</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Perte</li> <li>CO2</li> <li>Accueil EnR</li> <li>n/a</li> <li>Non Applicable</li> </ul>
<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>TRÈS POSITIF</li> <li>POSITIF</li> <li>FAIBLEMENT POSITIF</li> <li>NÉGLIGABLE</li> <li>FAIBLEMENT NÉGATIF</li> <li>NÉGATIF</li> <li>FORTEMENT NÉGATIF</li> </ul>					

Régions	Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Échéances	Évolution
MIDI PYRENEES			<p><b>Création d'une liaison souterraine Lafourquette - Portet - Saint Simon 225 kV</b></p> <p>Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Toulouse</p>	Création d'une liaison souterraine 225 kV Lafourquette - Portet St Simon et création de l'échelon 225 kV à Lafourquette (agglomération Toulousaine).	n/a n/a n/a		L'intérêt de la solution alternative en 63 kV a été confirmée et ce projet est abandonné



### Les besoins d'adaptation à long terme des réseaux de répartition

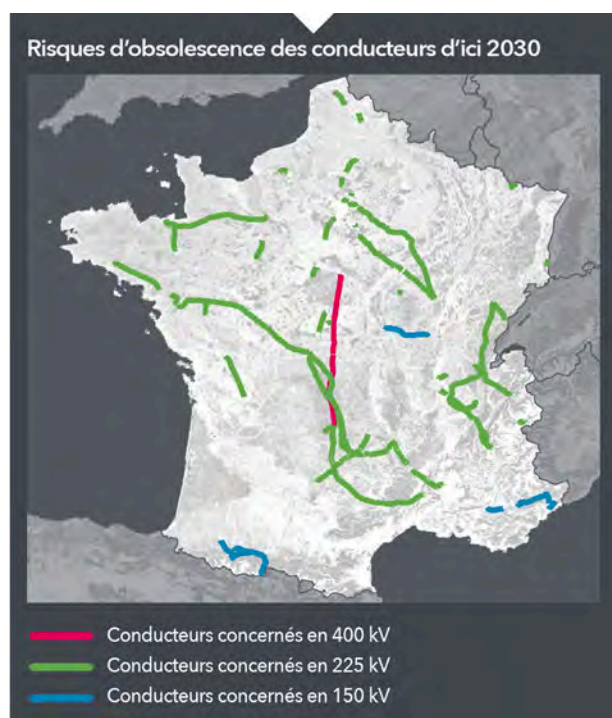
Les réseaux de répartition, de 63 kV à 225 kV, vont devoir s'adapter fortement d'ici 2030 : fort développement des énergies renouvelables en France, changement significatif du mix énergétique européen, croissance atone de la consommation, risque d'obsolescence des ouvrages...

RTE se doit donc d'anticiper ces changements d'hypothèses et anticiper sur le long terme les possibles évolutions de son réseau pour y répondre, en assurant toujours sûreté et la qualité de l'onde électrique.

#### > L'évolution de la consommation reste un moteur important des investissements à prévoir d'ici 2030.

Cela concernera les grandes agglomérations et les zones côtières et touristiques : l'Île-de-France, la Bretagne, Rhône-Alpes, les côtes atlantique et méditerranéenne, l'agglomération toulousaine, etc.

Il s'agira d'augmenter les capacités de transformation de postes électriques existants, parfois de créer des nouveaux postes d'injection depuis le réseau 400 kV (notamment dans le Sud-ouest), et de créer ou renforcer des liaisons 225 kV. Ces investissements restent à confirmer en fonction du taux de croissance effectif de la consommation au cours des prochaines années.



#### > L'accueil des énergies renouvelables motivera l'essentiel des développements de réseau.

Les *Schémas régionaux Climat Air Énergie (SRCAE)* définissent des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables pour chaque région administrative à l'horizon 2020 ; les *Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)* précisent les infrastructures de réseau nécessaires pour les accueillir. La vitesse de concrétisation des projets éoliens et photovoltaïques reste cependant très variable.

Dans les régions les plus propices, des investissements complémentaires aux *S3REnR* actuels seront probables. Ce peut être le cas du développement de l'énergie éolienne en Picardie et en Champagne Ardenne.

#### > D'ici à l'horizon 2030, les ouvrages de répartition vieilliront et le maintien d'un approvisionnement sûr requerra d'importants investissements.

L'obsolescence potentielle des ouvrages dépend non seulement de leur âge, mais aussi de leur nature, des technologies mises en œuvre et des investissements déjà réalisés pour les adapter ou les entretenir.

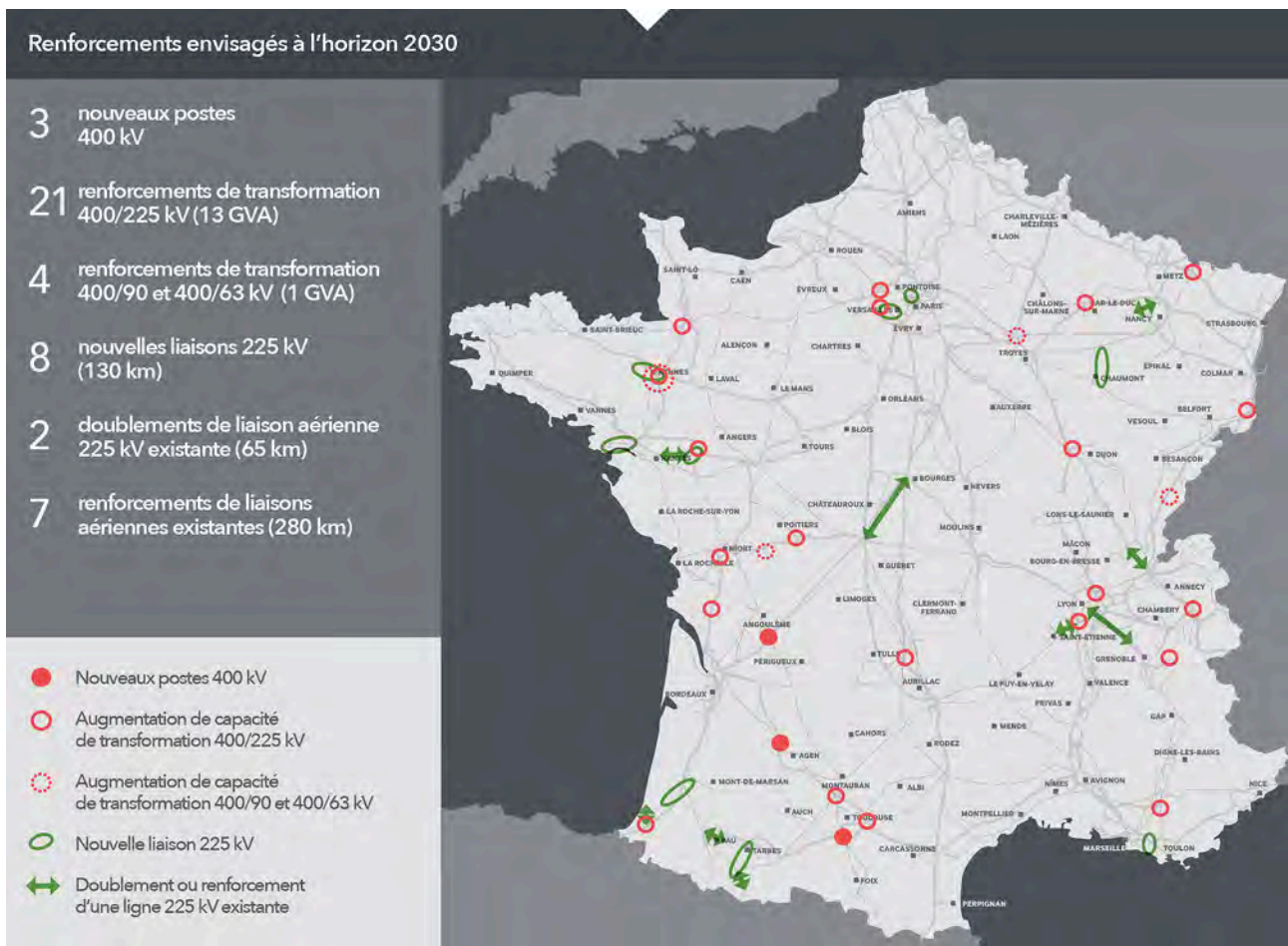
Les différentes régions sont ainsi différemment concernées par les enjeux de gestion des actifs existants.

A titre d'illustration, on peut citer le Massif central et la région Centre, dont les réseaux sont constitués de conducteurs aériens anciens, notamment une grande partie du 225 kV, datant de l'essor de l'énergie hydro-électrique acheminée vers Paris.

L'âge des postes « sous enveloppe métallique » et des liaisons urbaines souterraines 225 kV qui alimentent Paris et sa couronne feront aussi l'objet d'une attention particulière.

#### Risques d'obsolescence des conducteurs THT sur les 20 prochaines années

KM DE LIGNES AÉRIENNES POTENTIELLEMENT CONCERNÉES	
400 kV	300 km
225 kV	3800 km
150 kV	500 km









**XI-01**

Perspectives  
de développement  
**en Alsace**

## L'Alsace, une région au cœur de la transition énergétique

### UNE ÉCONOMIE DYNAMIQUE QUI DISPOSE D'ATOUTS DIVERSIFIÉS

- > **L'Alsace, 3<sup>ème</sup> région française la plus urbanisée, possède une économie dynamique, fortement industrielle, toutefois moins prospère qu'autrefois.**

Le tissu industriel régional est historiquement dynamique et fort, bien que certains secteurs soient désormais concernés par des restructurations (automobile, mécanique, chimie, banque), ou par une disparition progressive (textile, bois-meuble). Cette baisse d'activité est partiellement compensée par le secteur des services.

L'agriculture reste elle dynamique et dominée par la culture des céréales dans la plaine (maïs principalement), la viticulture dans le piémont des Vosges, ainsi que des cultures emblématiques (betterave, chou à choucroute, tabac, houblon etc.).

Le tourisme alsacien dispose d'un potentiel important avec des richesses patrimoniales, culturelles et historiques et un terroir et des paysages très diversifiés. L'offre touristique est attractive avec les centres historiques des villes (Strasbourg, Colmar...), le vignoble (route des Vins) ou les Vosges (route des Crêtes).

- > **En 2013, la consommation finale d'électricité en Alsace a baissé de 4% contre 1,1% sur l'ensemble du territoire national.**

Cette inflexion s'explique en grande partie par la forte baisse de la consommation du secteur industriel par rapport à 2012 (-16%), plus marquée que le rythme constaté au niveau national. La consommation des PME / PMI – particuliers et des professionnels, qui représente plus de 85% de la consommation totale de la région, baisse également (-1,5%).

La pointe de consommation de 2013 s'est élevée à une puissance de 2 611 MW pour une pointe historique de 2 949 MW en 2012, à l'occasion d'un épisode de grand froid.

Toutefois, les perspectives à long terme tablent sur une croissance de la consommation électrique régionale, en moyenne de 0,7% par an en hiver.

### UN RÉSEAU QUI SE MODERNISE...

- > **Les études et expertises menées par RTE, ont permis de définir les axes d'investissement à venir sur le réseau de transport d'électricité.**

Les projets, à réaliser sur la période 2014-2017, concerneront principalement le centre et le sud de l'Alsace. Ils permettront d'une part de garantir durablement l'alimentation des secteurs de Sélestat, Colmar et du Sundgau tout en apportant une vraie plus-value au niveau intégration paysagère. Ainsi, globalement, cela se traduira par la réalisation de 26 km de liaisons souterraines et le démontage de 57 km de lignes aériennes.

L'année 2013 a permis de mener à bien la concertation liée à ces projets qui représentent un investissement total de près de 50 millions d'euros.

### ...ET DOIT S'ADAPTER AU NOUVEAU MIX ÉNERGÉTIQUE

Au delà de ces investissements liés au réseau régional, le réseau électrique de grand transport devra faire face dans les années futures à un enjeu majeur lié aux besoins globaux de la transition énergétique en Europe, accentués et anticipés le cas échéant par l'arrêt de la centrale nucléaire de Fessenheim annoncé pour fin 2016.

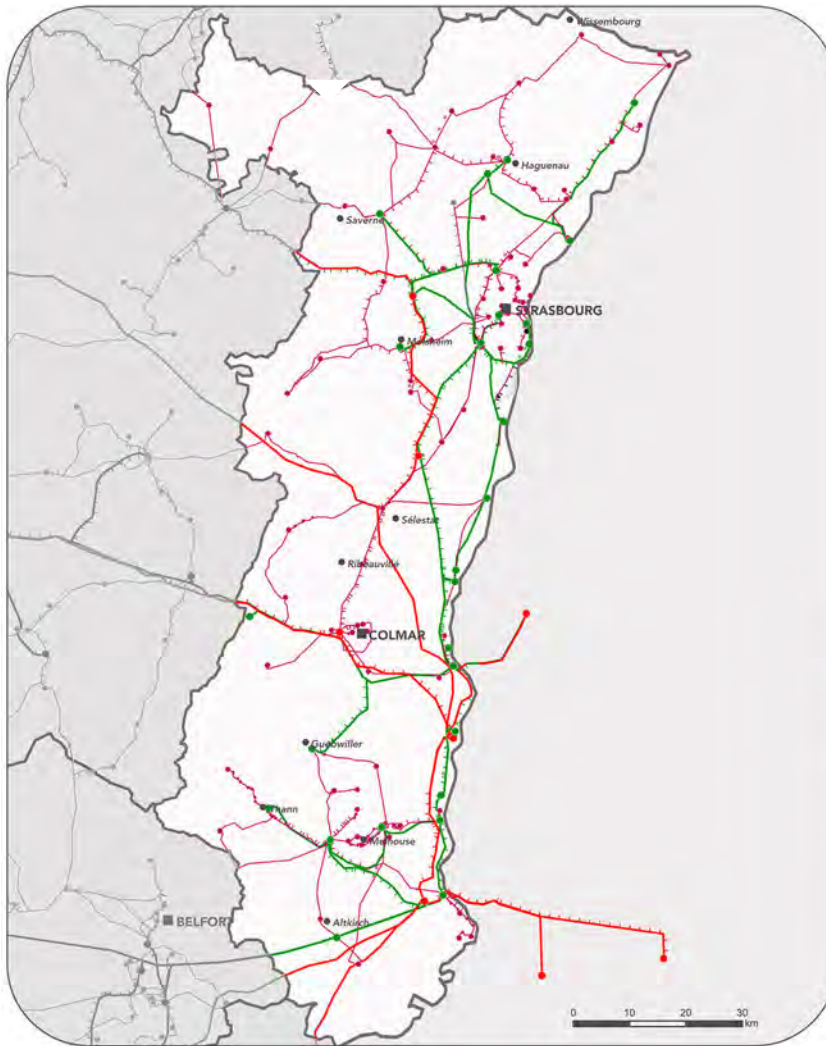
- > **L'arrêt de la centrale de Fessenheim nécessitera d'adapter et d'optimiser le réseau actuel.**

Les travaux mis en œuvre permettront d'augmenter les capacités de transit, de mieux répartir les flux sur les lignes existantes, et d'offrir de nouveaux moyens de régulation de la tension. Ces travaux, d'un montant évalué à environ 50 millions d'euros, seront principalement localisés dans les postes existants. Ils permettront de garantir la sécurité d'alimentation de l'Alsace, et de maintenir la qualité d'électricité nécessaire à l'activité industrielle.

- > **Au-delà de 2025, les perspectives de transition énergétique, tant en France qu'en Europe, vont concerner la région Alsace, au cœur des enjeux et des réseaux européens.**

En fonction de l'ampleur de cette transition, le réseau pourra devoir être adapté. RTE dispose cependant du temps nécessaire pour réaliser des études, notamment avec les gestionnaires de réseau allemands, et de mettre en œuvre les mesures qui pourraient être nécessaires.

Le réseau de transport d'électricité en région Alsace aujourd'hui



**TENSION MAXIMALE DES OUVRAGES**

400KV 225KV 150KV 90KV 63KV

---

**SITES EN EXPLOITATION**

Transformation ● THT  
● HT

---

**LIGNES EN EXPLOITATION**

Nombre de circuits	Lignes aériennes	Câbles souterrains
1 circuit	—	—
2 circuits	— — — — —	— — — — —
3 circuits ou plus	— — — — — — — — — —	— — — — — — — — — —

LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	1423
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	1983
dont : liaisons aériennes	1883
liaisons souterraines	100
NOMBRE DE POSTES	54
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	27
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	5720

## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Alsace en 2014

### TABLEAU DES MISES EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
Aucun projet de développement de réseau mis en service en 2014				

**BÉNÉFICES**

⚡ Perte    ☁ CO2    ☀ Accueil EnR

n/a Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

● TRÈS POSITIF

● POSITIF

● FAIBLEMENT POSITIF









○ NÉGLIGABLE

● FAIBLEMENT NÉGATIF

● NÉGATIF

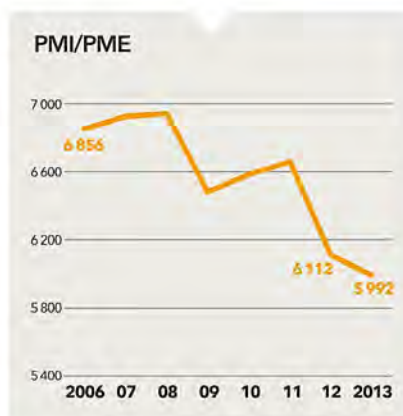
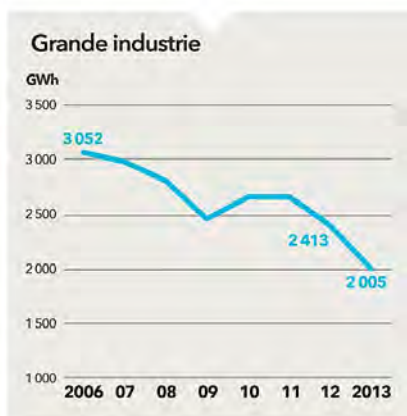
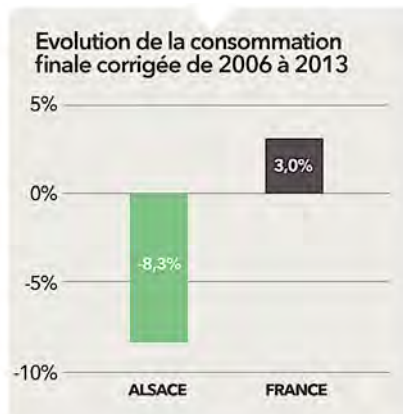
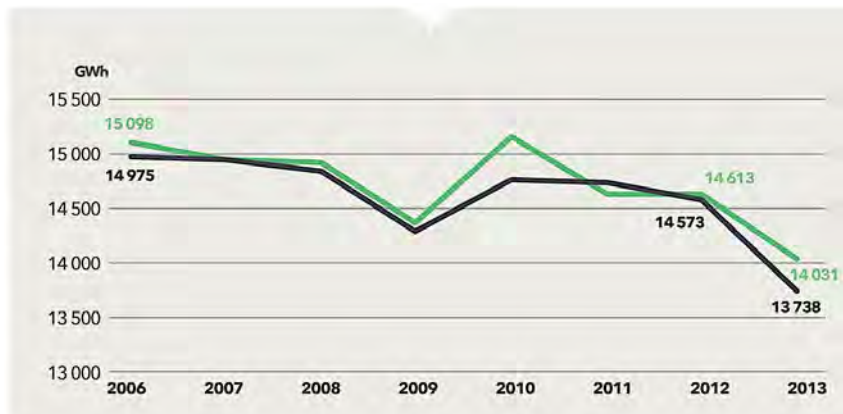
● FORTEMENT NÉGATIF



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sécurité du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

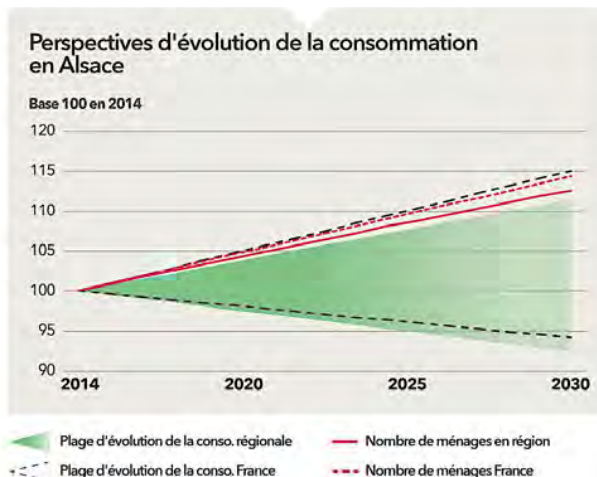
## L'évolution de la consommation d'électricité en région Alsace

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



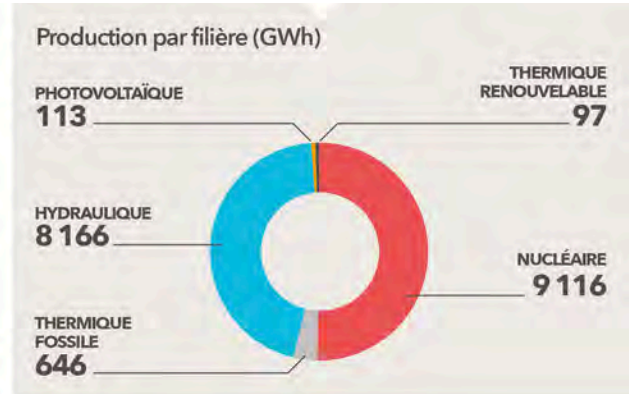
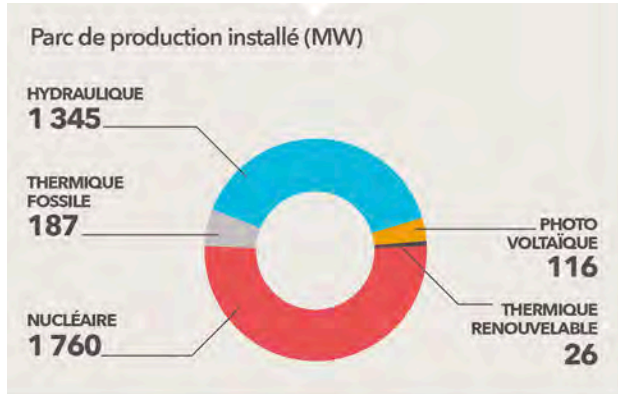
### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

À l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera plus faiblement que la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.

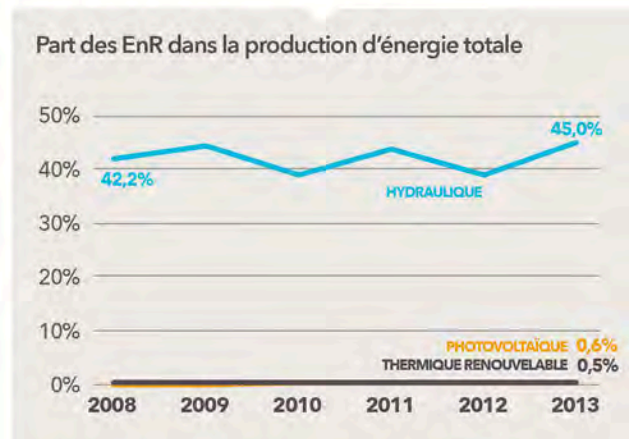
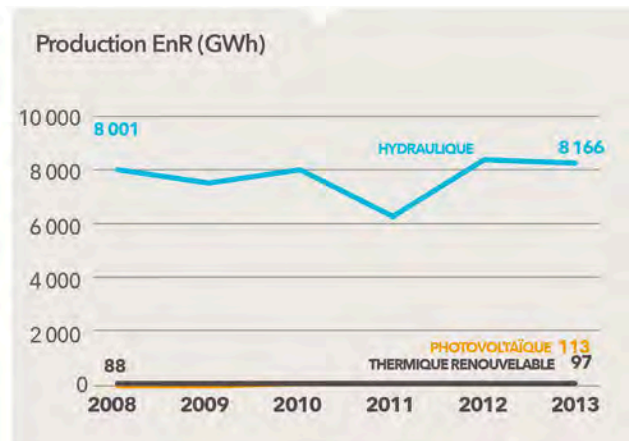
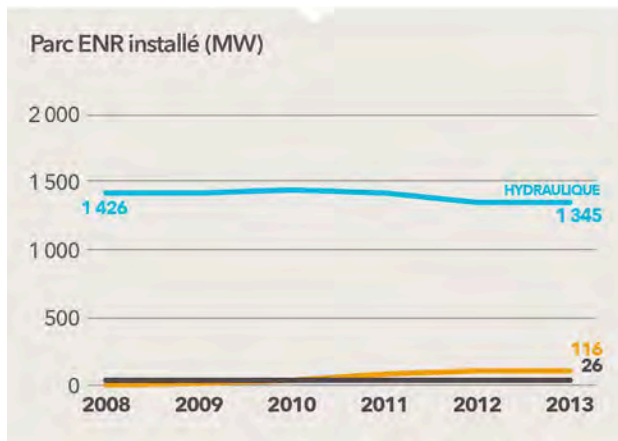


## L'évolution de la production d'électricité en région Alsace

### PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



### LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



**NOTA :** Les données régionales concernant la production éolienne sont commercialement sensibles et ne sont pas reportées sur cette fiche.

### Le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) en région Alsace

---

➤ **Le S3REnR Alsace a été approuvé par le préfet de région le 21 décembre 2012.**

Le schéma proposé par RTE permet de satisfaire l'ambition régionale de l'ensemble des projets *énergies renouvelables* sans renforcement ni création de réseau HT et THT, les projets déjà prévus par les gestionnaires de réseaux dans la région permettant de dégager une capacité d'accueil suffisante pour atteindre l'objectif d'accueil d'*énergies renouvelables*.

➤ **Le S3REnR Alsace permet la réservation de 471 MW de capacités, sans investissement et développement de réseau.**

Les capacités réservées et leur localisation prennent en compte la meilleure vision des projets connus ou potentiels à la date de l'élaboration du schéma.

Elles s'attachent à respecter le nécessaire équilibre territorial entre les gestionnaires de réseau de distribution directement raccordés sur le réseau public de transport, nombreux en Alsace, à savoir ERDF, Électricité de Strasbourg, Hunélec, Vialis, EBM et la Régie de Neuf Brisach.

La mise en œuvre du *S3REnR* ne nécessite pas, au-delà des seuls raccordements, d'investissement réseau spécifique que les promoteurs d'énergie renouvelables devraient supporter à due proportion de la taille de leurs projets.

En d'autres termes, conformément au dispositif *S3REnR*, la quote-part régionale au titre de la mutualisation est nulle.









➤ **Le S3REnR Alsace est disponible sur le site institutionnel RTE à l'adresse suivante :**

<http://www.rte-france.com/fr/nos-activites/accueil-enr/schemas-regionaux-de-raccordement-au-reseau-des-energies-renouvelables-s3renr>



Les nouvelles infrastructures à mettre en service en région Alsace d'ici 2024



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p><small>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</small></p> <p><small>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</small></p>
--	--	--

## TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
238		<b>Raccordement du poste de Hardt 225/20 kV</b> Raccordement poste distributeur	Raccordement poste source	n/a n/a	<b>2016</b> A 12/2011 B 11/2013 C 06/2014 D 06/2014	Décalage du projet en lien avec le planning du client
310		<b>Restructuration du réseau alsacien - Lot 1</b> Rééquilibrer les flux sur le réseau à l'échelle de la région Alsace pour lever les contraintes liées à l'arrêt de la centrale de Fessenheim	Installation de 320 Mvar de condensateurs et de 2 selfs de 64 Mvar ; double alimentation du poste de Scheer ; renforcement de la structure du poste de Muhlbach ; installation de transformateurs déphaseurs au poste de Muhlbach et de moyens de compensation au poste de Vincey		<b>2016</b> A 10/2013 B 08/2014 C 04/2015 <sup>1</sup> 12/2014 <sup>2</sup> 11/2015 <sup>3</sup> D 10/2015	Se déroule comme prévu
303		<b>Raccordement du poste de Neuve Eglise 63 kV</b> Raccordement d'un client distributeur	Raccordement poste source	n/a n/a	<b>2017</b> A 09/2012 B C D 02/2017	Décalage du projet en lien avec le planning du client
311		<b>Réaménagement du réseau centre Alsace</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone de Colmar - Sélestat	Installation de deux transformateurs 225/63 kV de 100 MVA au poste de Scheer et construction d'une double liaison souterraine de 13 km entre les postes 63 kV de Scheer et Sélestat		<b>2017</b> A 01/2012 B 07/2013 C 02/2015 D 03/2015	Se déroule comme prévu
375		<b>Restructuration du réseau alsacien – long terme</b> Assurer la maîtrise des transits en Alsace en fonction des évolutions du parc de production en France, Allemagne et Suisse	À déterminer – voir zoom dédié	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer (Le doublement de l'axe Muhlbach – Scheer n'apparaît aujourd'hui plus nécessaire)
444		<b>Interconnexion France-Allemagne – passage à 400 kV de Muhlbach-Eichstetten</b> Augmentation de la capacité d'interconnexion	Exploitation en 400 kV de la ligne existante construite en 400 kV et exploitée jusqu'à présent en 225 kV entre Muhlbach et Eichstetten – voir zoomé		Mise en service prévue dans les 10 ans	Abouissement des études et formalisation du projet avec Transnet BW
238		<b>Projet « Grand Est »</b> Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional nord-sud du réseau entre Lorraine et Alsace, et entre Champagne et Bourgogne	À déterminer	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	

**STATUTS**

- À l'étude
- Instruction
- En travaux
- Décalé
- S3REnR

**JALONS**

- A** Envoi JTE
- B** PV fin de concertation
- C** Signature dernière DUP
- D** Ouverture de chantier

**BÉNÉFICES**

- Perte
- CO2
- Accueil EnR
- n/a
- Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

- TRÈS POSITIF
- POSITIF
- FAIBLEMENT POSITIF
- NÉGLIGABLE
- FAIBLEMENT NÉGATIF
- NÉGATIF
- FORTEMENT NÉGATIF

<sup>1</sup> Pour les moyens de compensation

<sup>2</sup> Pour les transfos déphaseurs de Muhlbach

<sup>3</sup> Pour travaux Scheer



### Les perspectives long terme en région Alsace

---

- **En complément des actions en cours, détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.**

L'évolution de la consommation électrique et le développement des énergies renouvelables, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents. À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Alsace ».

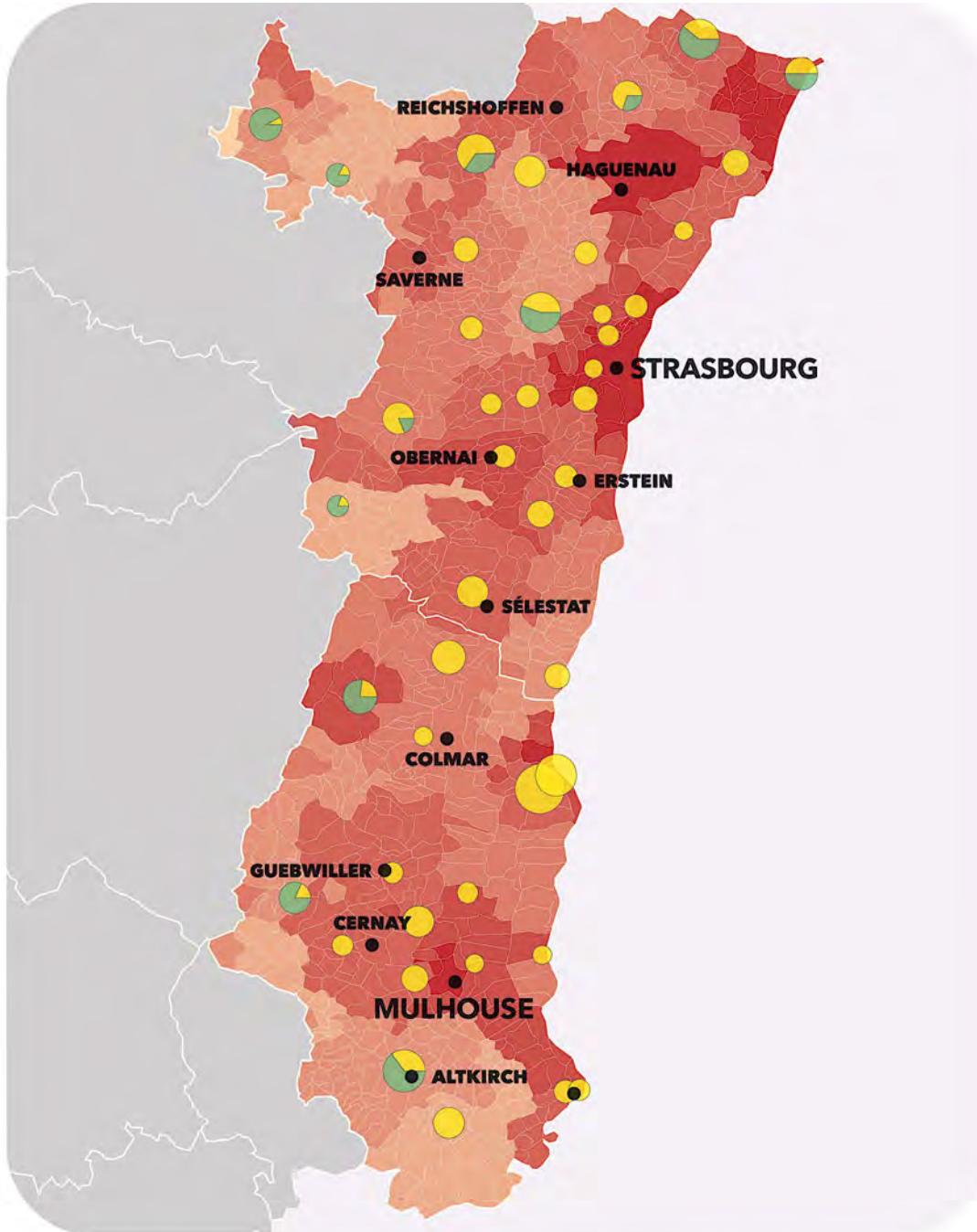
À l'horizon 2025, la croissance régionale moyenne de la consommation électrique est supposée de 0,7 % par an en hiver, et le développement régional des énergies renouvelables conduit à une puissance totale installée de 2132 MW (hydraulique pour l'essentiel).

- **Suite au projet de restructuration du réseau 400 kV alsacien (cf. zoom dédié), le réseau apparaît apte à assurer l'approvisionnement électrique régional.**

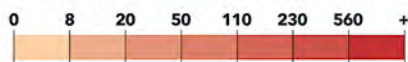
Toutefois, avec des hypothèses de croissance plus soutenue de la consommation, il faudra surveiller le besoin de renforcement de la capacité de transformation à proximité de Mulhouse.

- **RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du schéma décennal.**

Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Alsace



CONSOMMATION PRÉVUE (GWH/AN)



NOTA 1 La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

NOTA 2 Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)







**XI-02**

Perspectives  
de développement  
**en Aquitaine**

## L'Aquitaine, un territoire très attractif

- **Avec ses 41 308 km<sup>2</sup>, l'Aquitaine est la 3<sup>ème</sup> région métropolitaine française par sa superficie qui couvre 7,5 % du territoire métropolitain.**

Territoire très attractif, l'Aquitaine est l'une des trois régions de France continentale affichant la plus forte croissance démographique de ces dix dernières années, quasi-intégralement constituée des flux migratoires régionaux. Son dynamisme démographique s'accélère, à l'image d'autres régions littorales du sud et de l'ouest de la métropole. La population légale 2010 y est de 3,2 millions d'habitants, soit 5,2% des Métropolitains. Depuis 1999, sa population progresse de 1% par an et devrait atteindre 3,9 millions d'habitants d'ici 2040. Tous les territoires, qu'ils soient urbains ou non, bénéficient de cet essor démographique. En lien avec l'attractivité régionale, l'urbanisation se poursuit plus rapidement à l'ouest de la région qu'à l'est. Les couronnes des pôles des grandes aires urbaines profitent le plus de cet essor. La région est structurée autour de douze grandes aires urbaines au sein desquelles vivent 73% des Aquitains sur plus de 38% du territoire de la région. Parmi ces pôles, nous retrouvons Bordeaux – un habitant sur trois –, Biarritz – Anglet - Bayonne (« B-A-B ») et Pau.

- **En 2013, RTE a mesuré une consommation d'électricité de 23,3 TWh pour la région Aquitaine, soit une baisse par rapport à l'année 2012 de 0,4%.**

Ce ralentissement est lié à la baisse de consommation de la grande industrie et des PME/PMI. Cette évolution est comparable à celle perceptible sur l'ensemble du territoire français. Corrigée du facteur météorologique, la consommation de la région Aquitaine est en baisse de 1,4%.

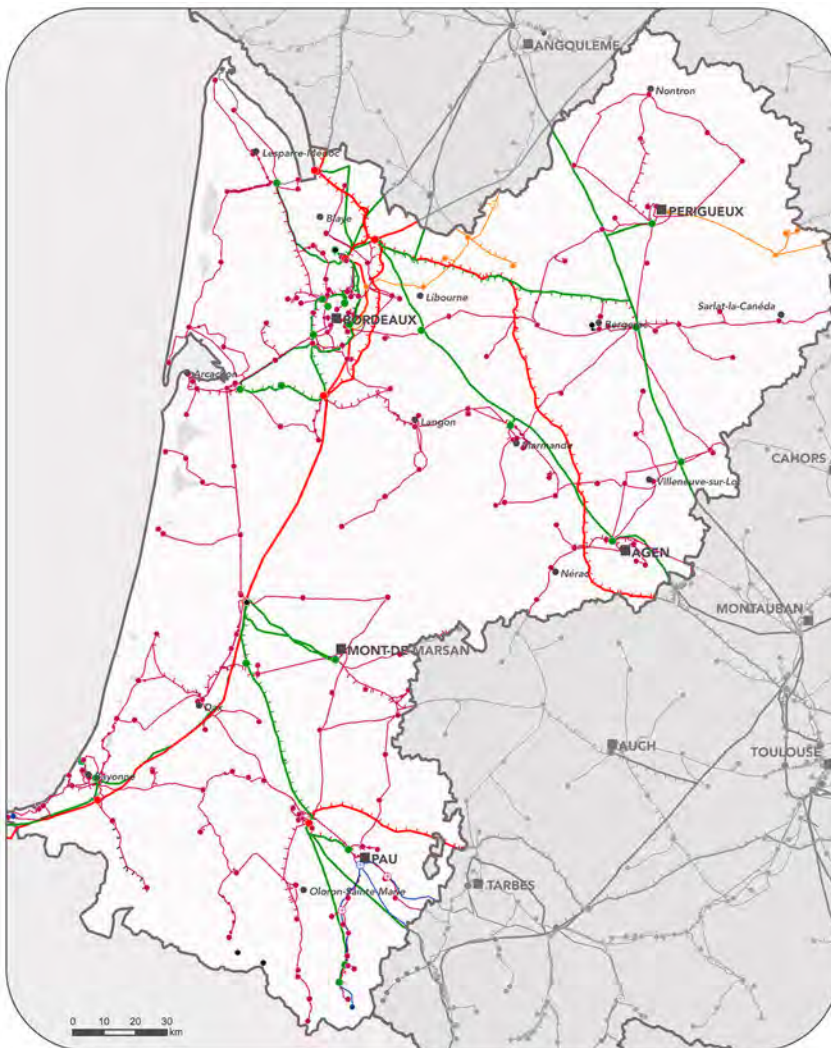
Comme l'indique la fiche « production », la production électrique dans la région Aquitaine est en hausse de 1,3%. Elle atteint 27,7 TWh en 2013 contre 27,4 TWh en 2012. Cette hausse résulte notamment d'une forte hydraulité et d'une croissance de la production photovoltaïque. Passant de 413 à 486 MW, le parc photovoltaïque continue sa progression mais à un rythme moins soutenu que les années précédentes. La production d'énergie solaire associée connaît un progrès comparable (passant de 481 GWh à 533 GWh) et représente 1,9% de la production d'électricité de la région.

- D'une part, l'effort d'investissement de RTE sur la période à venir portera donc en priorité sur le renforcement de l'alimentation de l'agglomération de Bordeaux, mais aussi du B-A-B, d'Agen, de Pau, de Bergerac et du Périgord Noir. À plus long terme, la fiche « Renforcer l'interconnexion avec l'Espagne » apporte un éclairage complémentaire. Plus globalement l'amélioration de la sûreté de fonctionnement du système électrique au niveau régional demeure un enjeu important notamment en période de forte consommation d'électricité.
- D'autre part, il est aussi à noter la poursuite de la sécurisation des postes électriques alimentés par des lignes aériennes en zones boisées de conifères par la reconstruction de ces ouvrages majoritairement en technique souterraine. Une vingtaine d'ouvrage seront reconstruits d'ici à 2017.

Enfin, le *S3REnR* en cours d'élaboration définira les travaux nécessaires à l'accueil des *énergies renouvelables* tels que prévus dans le cadre du *SRCAE* Aquitaine.



Le réseau de transport d'électricité en région Aquitaine aujourd'hui



**TENSION MAXIMALE DES OUVRAGES**

400KV 225KV 150KV 90KV 63KV

---

**SITES EN EXPLOITATION**

Transformation ● THT  
● HT

---





















**LIGNES EN EXPLOITATION**

Nombre de circuits	Lignes aériennes	Câbles souterrains
1 circuit	—	—
2 circuits	—+—	—+—
3 circuits ou plus	—+—+—	—+—+—

LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	5 454
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	6 803
dont : liaisons aériennes	6 435
liaisons souterraines	368
NOMBRE DE POSTES	172
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	70
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	13 325

## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Aquitaine en 2014

TABLEAU DES MISES EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
104	<b>Renforcement de la transformation du poste de Pessac 225 kV</b>	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Renforcement de la transformation par le remplacement de deux transformateurs 225 / 63 kV de 100 MVA par des appareils de 170 MVA	  
148	<b>Installation d'un transformateur déphaseur au poste de Bacalan 225 kV</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Bordeaux	Installation d'un transformateur déphaseur de 600 MVA au poste de Bacalan	  
150	<b>Création d'une liaison souterraine Cantegrit Mimizan 63 kV</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation des Landes	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 38 km entre les postes de Cantegrit et de Mimizan	  
153	<b>Renforcement de la transformation du poste de Naoutot 225 kV</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Mont-de-Marsan	Renforcement de la transformation 225/63 kV du poste par ajout d'un transformateur de 170 MVA	  
155	<b>Renforcement de la transformation du poste de Saucats 400 kV</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Installation d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA et d'un couplage	  
212	<b>Raccordement du poste producteur de Iranger 63 kV</b>	Raccordement d'un nouveau poste client producteur	Raccordement d'un poste producteur depuis la liaison Garein-Roquefort 63 kV	n/a  
545	<b>Renforcement de la transformation du poste 400 kV de Marquis</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Bordeaux	Renforcement de la transformation 400 kV / 225 kV par le remplacement d'un auto transformateur 300 MVA par un 600 MVA suite à une avarie.	  

**BÉNÉFICES**

 Perte  CO2  Accueil EnR

n/a Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

  
TRÈS POSITIF

  
POSITIF

  
FAIBLEMENT POSITIF









  
NÉGLIGABLE

  
FAIBLEMENT NÉGATIF

  
NÉGATIF

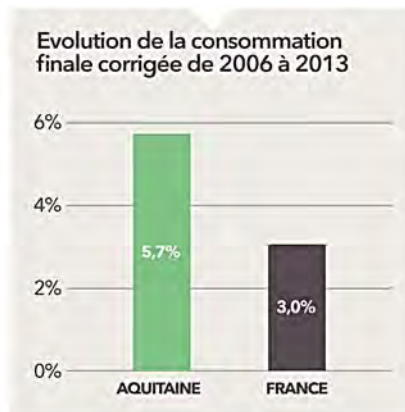
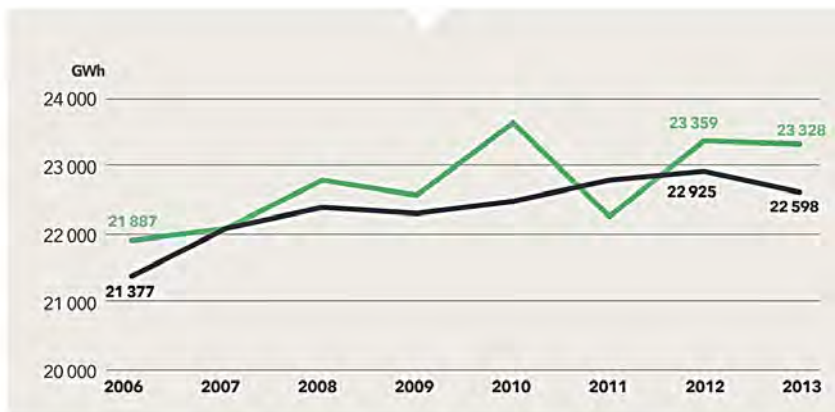
  
FORTEMENT NÉGATIF



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sécurité du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

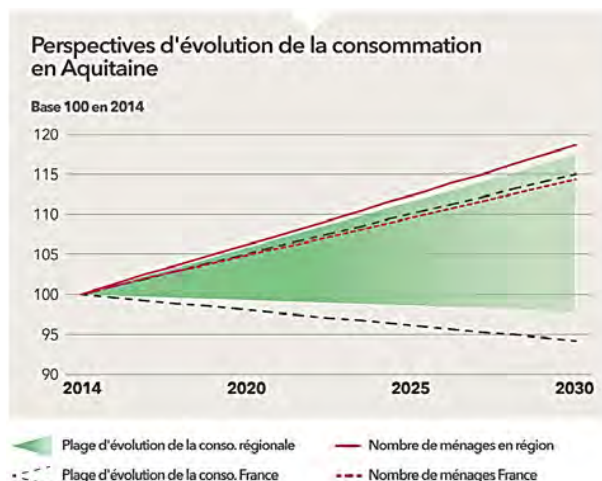
## L'évolution de la consommation d'électricité en région Aquitaine

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



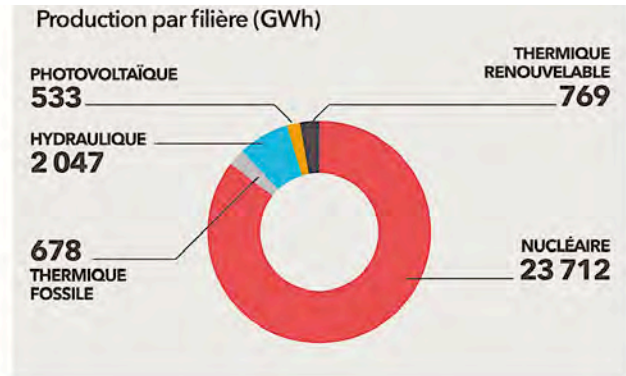
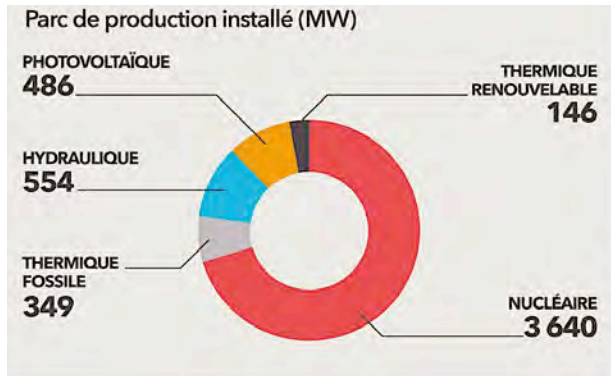
### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

À l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera plus fortement que la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.

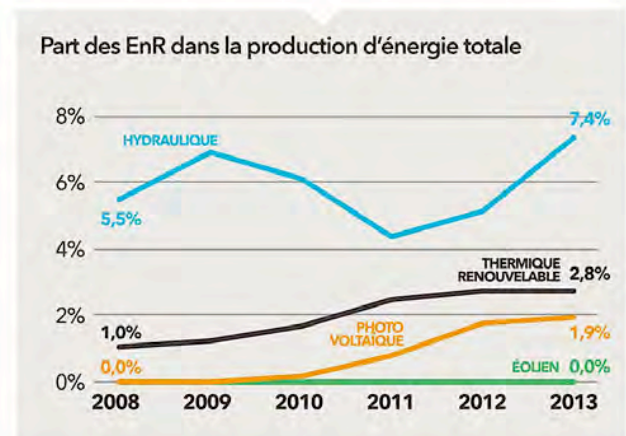
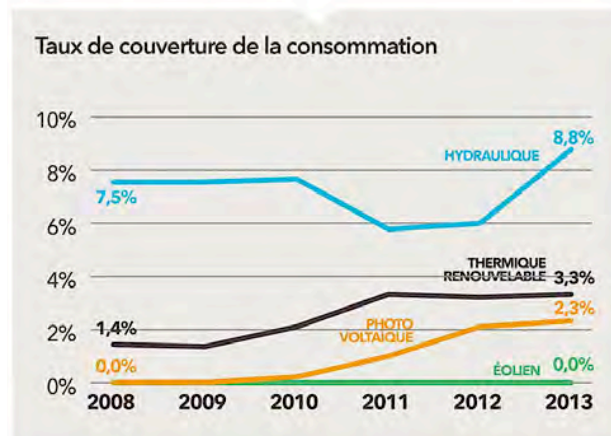
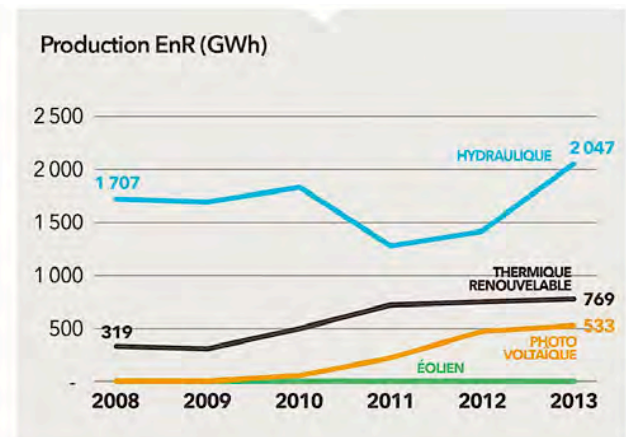
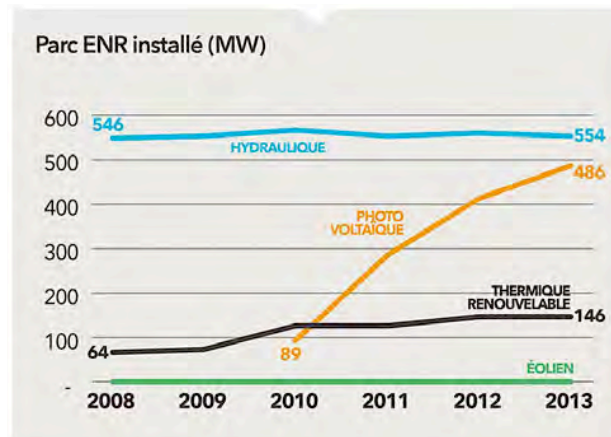


L'évolution de la production d'électricité en région Aquitaine

PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES





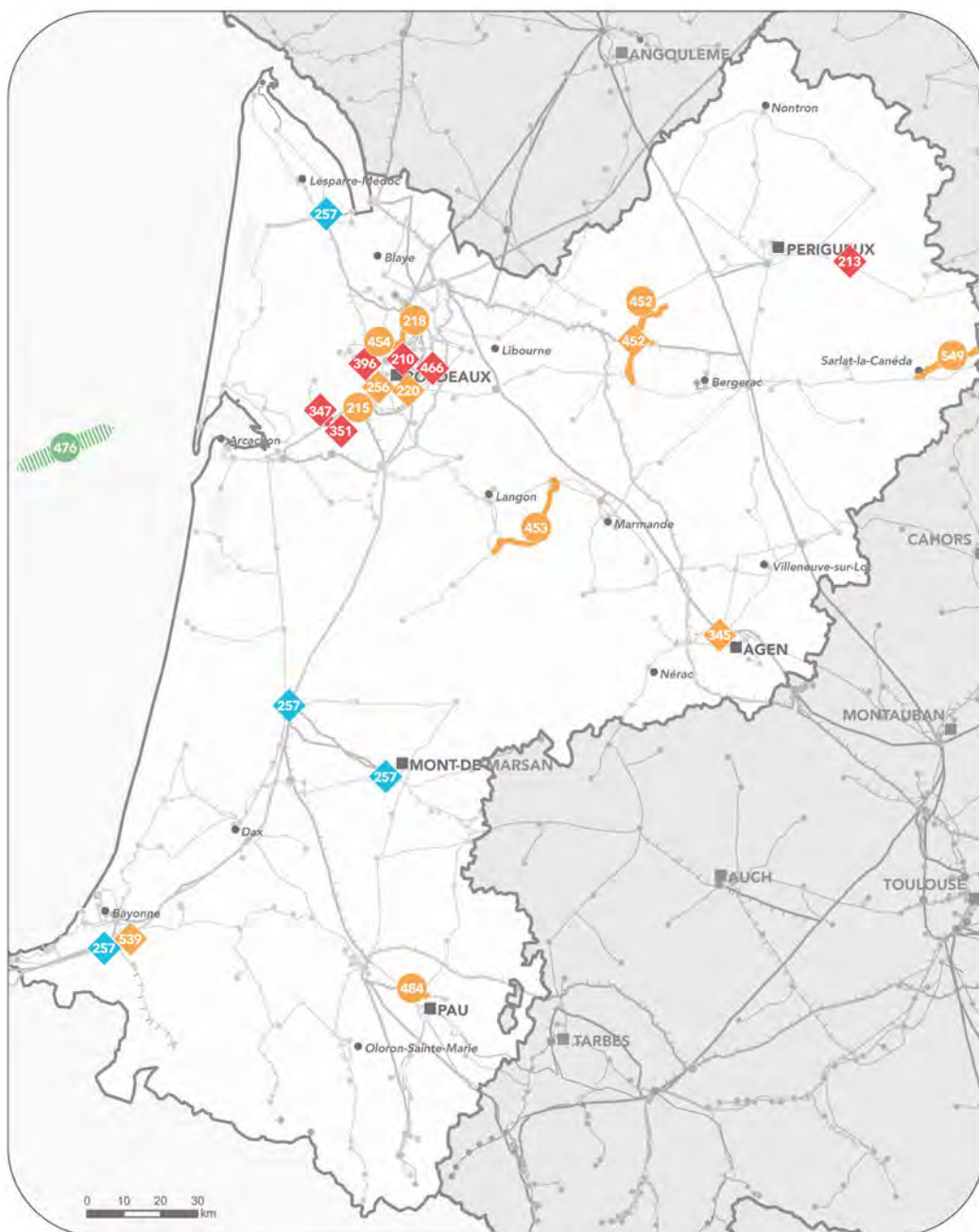
### Le Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Aquitaine

---

Le S3REnR Aquitaine est en cours d'élaboration.

- Le SRCAE de la région a été validé le 27 novembre 2012 ; le gisement à considérer dans le S3REnR est de 1 972 MW à l'horizon 2020.

Les nouvelles infrastructures à mettre en service en région Aquitaine d'ici 2024



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

## TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
210		<b>Raccordement du poste de Benauges 63 kV sous-station</b> Raccordement d'un nouveau poste client consommateur	Raccordement d'un poste consommateur depuis la liaison Etables-Flourac 63 kV n°1	n/a n/a	<b>2015</b>	Décalage du projet en lien avec le planning du client
213		<b>Raccordement du poste ERDF de Manoire 90 kV</b> Raccordement d'un nouveau poste distributeur	Raccordement d'un poste source eRDF depuis la liaison Lesparat - Montignac 90 kV	n/a n/a	<b>2015</b> A B C D 08/2015	Se déroule comme prévu
218		<b>Création d'une liaison souterraine Bruges-Marquis 225 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Création d'une liaison 225 kV entre les postes de Bruges et de Marquis		<b>2015</b> A 02/2014 B 11/2014 C 12/2014 D	Se déroule comme prévu (Affiché désormais dans le volet national du Schéma décennal)
257		<b>Gestion des tensions hautes dans le sud-ouest de la France</b> Amélioration de la tenue de la tension dans le sud-ouest de la France	Installation de 590 Mvar moyens de compensation de l'énergie réactive (Selfs) à Argia, Lesquive, Ruyres, Verfeil, Cantegrit, Naoutot et Cissac		<b>2015</b> A B C D 11/2013	Se déroule comme prévu
345		<b>Renforcement de la transformation du poste de Colayrac 225 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération d'Agen	Installation d'un troisième transformateur 225/63kV de 170 MVA		<b>2015</b> A B C D 08/2014	Se déroule comme prévu (Affiché désormais dans le volet national du Schéma décennal)
351		<b>Raccordement du poste producteur de Cestas 225 kV</b> Raccordement d'un nouveau poste client producteur	Raccordement d'un poste producteur depuis la liaison Masquet-Pessac 225 kV	n/a	<b>2015</b> A 11/2013 B 12/2013 C D 02/2014	Se déroule comme prévu
215		<b>Création d'une double liaison souterraine Paillères - Pessac 63 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Création d'une double liaison souterraine à 63 kV entre les deux postes de Paillères et Pessac		<b>2016</b>	Décalage du projet suite à contraintes liées aux travaux
220		<b>Renforcement de la transformation du poste de Floirac 225 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Renforcement de la transformation par le remplacement d'un transformateur de 70 MVA par un appareil de 170 MVA		<b>2016</b> A B C D 12/2014	Décalage du projet suite à des difficultés techniques de mise en œuvre
347		<b>Raccordement du poste ERDF de Verdery 63 kV</b> Raccordement d'un nouveau poste distributeur	Raccordement d'un poste source eRDF depuis la liaison Pessac-Saint Jean d'Ilac 63 kV	n/a n/a	<b>2016</b> A B C D 06/2015	Décalage du projet en lien avec le planning du client
452		<b>Création d'un poste 225/63 kV Dordogne Ouest</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de Bergerac	Création d'un poste 225/63 kV au croisement des lignes Cubnezais - Tuillères 225 kV et Ste Foy la Grande - Mayet 63 kV		<b>2016</b> A B C 05/2015 D	Se déroule comme prévu
453		<b>Création d'une liaison souterraine Bazas - La Réole 63 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation et sécurisation mécanique	Création d'une liaison souterraine entre Bazas et Réole		<b>2016</b>	Se déroule comme prévu
454		<b>Création d'une liaison aérienne Bruges - Le Pian Médoc 63 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de Bordeaux	Décloubement de la liaison aérienne existante et modification de l'alimentation du client Ford Aquitaine Industries		<b>2016</b>	Se déroule comme prévu
539		<b>Renforcement de la transformation du poste de Argia 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Biarritz - Anglet - Bayonne	Ajout d'un 2nd transformateur 225/63 kV de 170 MVA		<b>2016</b> A B C D 02/2016	



Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
396	Q	<b>Raccordement du poste ERDF de Bissy 225 kV</b> Raccordement d'un nouveau poste distributeur	Raccordement d'un poste source eRDF depuis la liaison Bruges - Pessac 225 kV	n/a n/a	<b>2017</b>	Décalage du projet en lien avec le planning du client
466	⚙️	<b>Raccordement du poste ERDF de Pompignac 63 kV</b> Raccordement d'un nouveau poste distributeur	Raccordement d'un poste source eRDF depuis la liaison Izon-Pontac-Piquage Vayres 63 kV	n/a n/a	<b>2017</b> A B C D 02/2016	Décalage du projet en lien avec le planning du client
484	⚙️	<b>Renforcement de l'alimentation de Pau</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Pau	Passage en 225 kV de la liaison Marsillon - Lescar et création d'une liaison souterraine à 63 kV entre les postes de Lescar et Pau Nord.		<b>2017</b>	Se déroule come prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
549	⚙️	<b>Création d'une liaison souterraine 63kV Ferouge-Sarlat</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation du Périgord noir	Création d'une liaison souterraine à 63 kV entre les postes de Ferouge et Sarlat.		<b>2017</b>	
256	⚙️	<b>Adaptation du poste de Pessac 225 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Réaménagement du poste 225 kV de Pessac		<b>2019</b>	Décalage du projet suite à l'évolution d es hypothèses de consommation
476	Q	<b>Interconnexion France - Espagne « golfe de Gascogne »</b> Augmentation de la capacité d'interconnexion	Nouvelle ligne à courant continu sous-marine de 2 GW entre le Pays basque espagnol et l'Aquitaine – voir zoom dédié		Mise en service prévue dans les 10 ans	Les tracés envisageables pour le franchissement du gouf de Capbreton sont désormais identifiés
	?	<b>Création d'un poste 400/225/63 kV pour alimenter Lot et Lot-et-Garonne</b> Sécurisation de l'alimentation électrique du Lot et du Lot-et-Garonne	Création d'un poste 400/225/63 kV au croisement des lignes Cubnezais – Donzac 400 kV et Gupie – Colayrac 225 kV	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	
	?	<b>Création d'un poste 400/225 kV Dordogne</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de la Dordogne	Création d'un poste 400/225 kV au croisement des lignes Cubnezais – Plaud 400 kV et Fléac – Sanilhac 225 kV	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	
	Q	<b>Projet « Façade Atlantique »</b> Augmentation de la capacité de transit nord-sud du réseau si et selon le besoin d'évacuation de productions nouvelles dans le sud-ouest de la France (éolien et photovoltaïque) pour l'acheminer vers les centres de consommation au nord	À déterminer	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	

**STATUTS**

- Q À l'étude
- ⚙️ Instruction
- 🔄 En travaux
- 📅 Décalé
- 🏗️ S3REnR

**JALONS**

- A Envoi JTE
- B PV fin de concertation
- C Signature dernière DUP
- D Ouverture de chantier

**BÉNÉFICES**

- Perte
- CO2
- Accueil EnR
- n/a Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

- TRÈS POSITIF
- POSITIF
- FAIBLEMENT POSITIF
- NÉGLIGABLE
- FAIBLEMENT NÉGATIF
- NÉGATIF
- FORTEMENT NÉGATIF

## Les perspectives long terme en région Aquitaine

- **En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.**

L'évolution de la consommation électrique et le développement des énergies renouvelables, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents. À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Aquitaine ».

- **A l'horizon 2025, la consommation électrique est supposée croître en moyenne de 1.2% par an en hiver, et le développement régional des énergies renouvelables conduit à une puissance totale installée de 2700 MW.**

Avec ces hypothèses, les perspectives sont les suivantes :

- Même avec l'ensemble des ouvrages du réseau disponibles, des difficultés d'alimentation en hiver et en été pourraient être rencontrées dans les zones très dynamiques de Bayonne Anglet Biarritz, de Dax, d'Agen et de Marmande lors des pointes de consommation ;
- Dans certaines situations de disponibilité partielle du réseau, des difficultés d'alimentation en hiver pourraient apparaître sur les mêmes zones, ainsi que sur l'agglomération de Pau ;
- Dans certaines situations de disponibilité partielle du réseau, des difficultés d'évacuation de production notamment en été pourraient apparaître dans la vallée d'Ossau.

Pour y faire face, RTE envisage et étudie les renforcements du réseau suivants :

- Le renforcement des transformations 400 et 225 kV et des liaisons alimentant la zone de Bayonne-Anglet-Biarritz ;
- Le renforcement de la transformation et de l'alimentation de la ville de Dax ;
- Le renforcement de la transformation et de l'alimentation de la ville de Pau ;
- La restructuration complète du réseau électrique de la vallée d'Ossau.

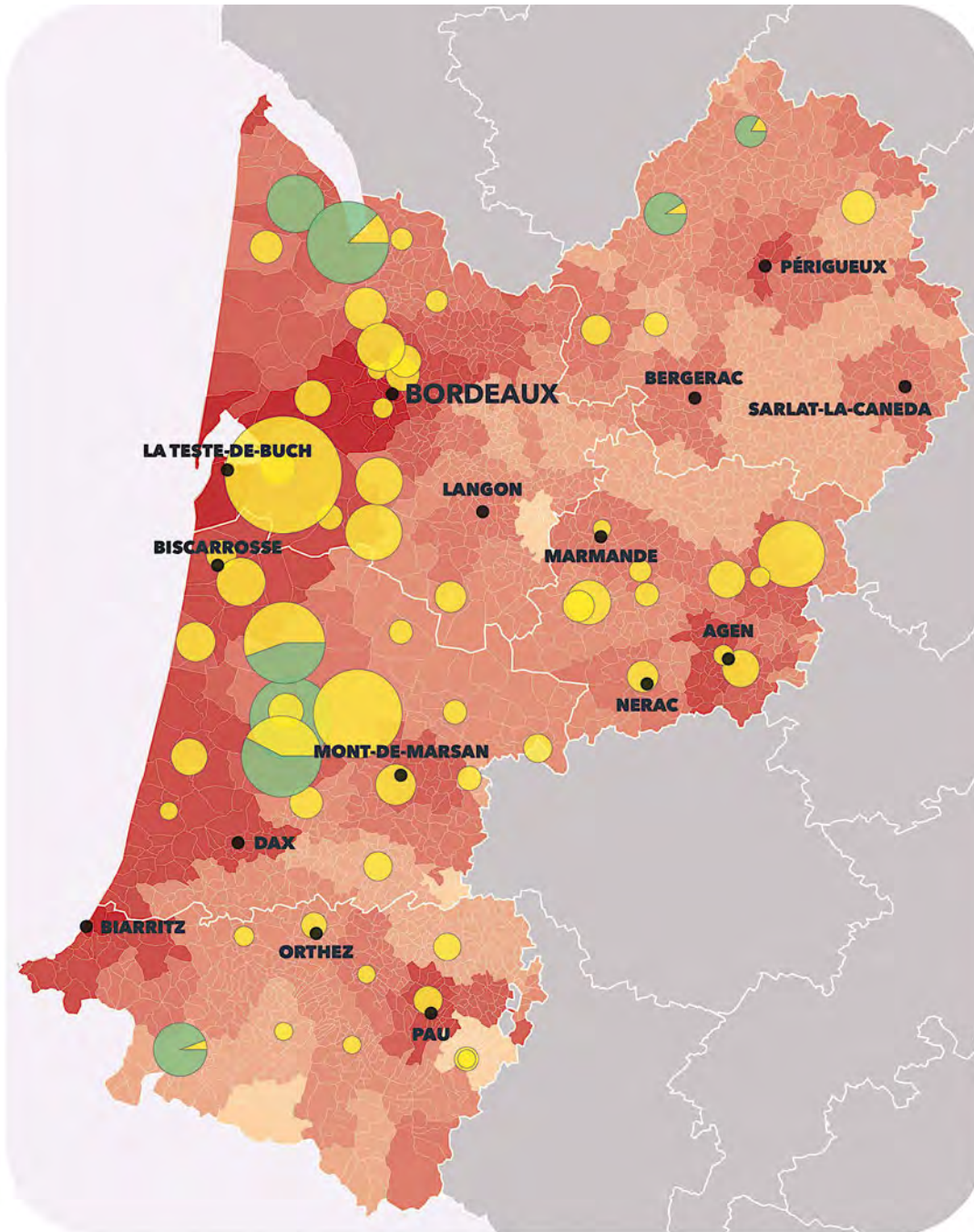
Le besoin d'une nouvelle injection 400 kV entre les villes d'Agen et de Marmande, identifié dès le schéma décennal édition 2012, est désormais repoussé au-delà de l'horizon décennal de l'édition 2014, compte tenu d'une croissance de la consommation d'électricité plus faible qu'initialement attendu.

En complément, la possible obsolescence à cet horizon de certains ouvrages anciens, notamment 150 kV, au pied des Pyrénées permet d'envisager une restructuration locale du réseau.

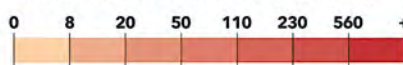
Enfin, l'acheminement des surplus de production renouvelable espagnole motive l'accroissement des capacités d'interconnexion et peut lui aussi conduire à des restructurations du réseau.

- **RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du schéma décennal.**

Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Aquitaine



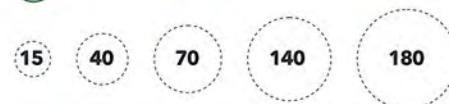
CONSOMMATION PRÉVUE (GWH/AN)



NOTA 1 La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

NOTA 2 Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)







# XI-03

Perspectives  
de développement  
en **Auvergne**

## L'Auvergne

- **La 10<sup>ème</sup> région française en étendue (5% du territoire métropolitain) abrite un peu plus de 2% de la population nationale.**

Réputée pour ses paysages de montagne, ses deux parcs naturels et son tourisme vert, elle est cependant relativement industrialisée, notamment avec le pneumatique, la métallurgie et l'agro-alimentaire. Elle bénéficie depuis quelques années d'importants axes autoroutiers nord-sud et est-ouest qui la relie à ses voisins. On note une certaine concentration de sa population dans un vaste espace urbain centré sur la métropole Clermontoise, puisque 44% des auvergnats y habitent.

- **La consommation électrique régionale, corrigée du facteur météorologique, a progressé de + 5.7% entre 2006 et 2013, bien que le secteur industriel ait souffert de la crise.**

Toutefois, la consommation tend à se stabiliser, à l'instar de celle de l'ensemble du territoire.

- Installée plutôt au sud du territoire, la production électrique régionale s'appuie en grande majorité sur la ressource hydraulique.
- On assiste depuis quelques années au développement de l'éolien également au sud et du photovoltaïque, ces deux sources représentant 21% de l'énergie produite en 2012 (5% seulement en 2008).

- **Il reste que globalement la production locale est loin de couvrir les besoins auvergnats.**

La région doit donc compter sur le réseau de transport à la fois pour relier les zones de productions aux centres de consommation et pour compléter son approvisionnement en électricité. Le réseau doit également faire face à l'évolution des flux interrégionaux sur les plus hautes tensions (225 et 400 kV) et au renouvellement d'une partie des ouvrages, compte tenu de leur âge.

### PRÉPARER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EN COHÉRENCE AVEC LES ORIENTATIONS RÉGIONALES

En publiant son Schéma régional Climat-Air-Énergie (SRCAE) le 31 juillet 2012, l'Auvergne a été parmi les premières régions françaises à se doter d'un document d'orientations définissant entre autres ses objectifs de développement d'énergie renouvelable.

- **Elle prévoit ainsi à l'horizon 2020 un parc de production atteignant 800 MW d'éolien et 200 MW de photovoltaïque.**

À la suite du SRCAE, le Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RER) a été élaboré par RTE avec la contribution d'ERDF, de la région, de l'État et des producteurs.

Le S3RER prévoit ainsi de réserver près de 600 MW de capacités nouvelles aux énergies renouvelables, de créer trois nouveaux postes-sources pour leur raccordement et leur évacuation et de renforcer deux lignes 225 kV.

- **Avant même ce schéma, RTE a décidé un investissement important avec le projet « Deux Loires » prévu pour 2017 :**

- Ainsi, il doublera la capacité de transport en 225 kV entre le Sud-Auvergne et St-Etienne.

- Il améliorera la sécurité d'alimentation du secteur du Puy-en-Velay et la capacité d'accueil pour les productions du Cantal et de la Haute-Loire notamment.

Il est à ce titre cité dans l'état initial du S3RER.

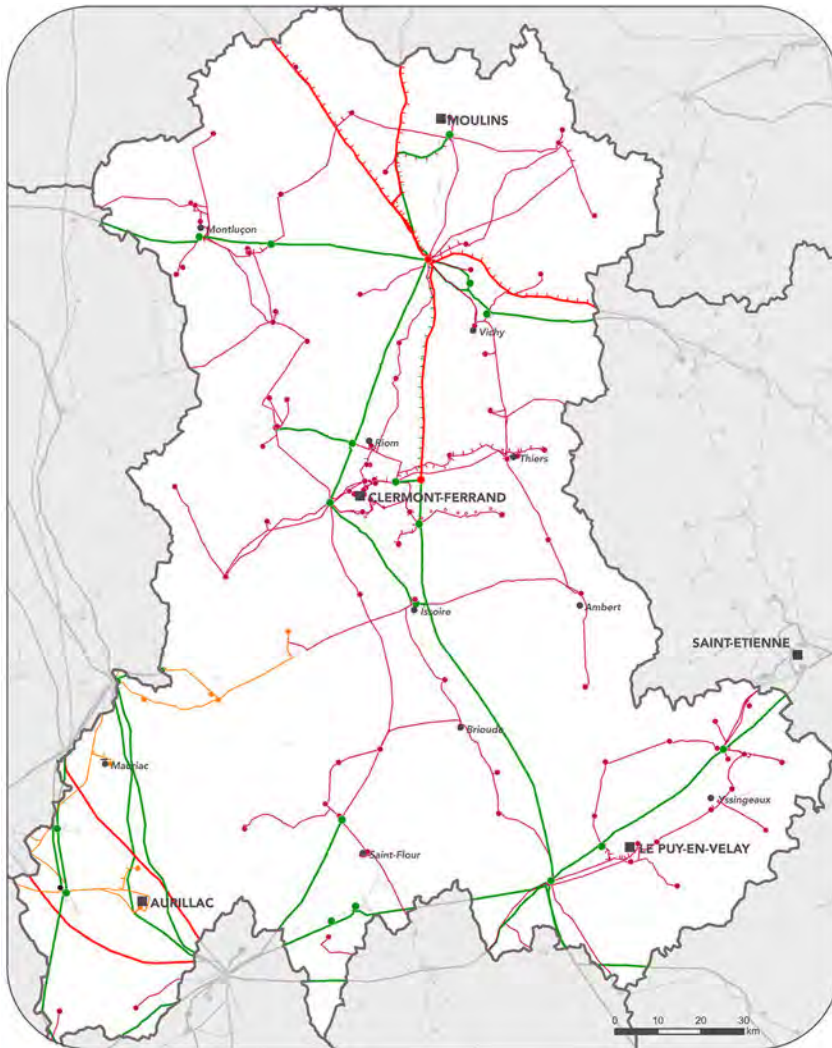
### ACCOMPAGNER LE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE AUVERGNAT EN SÉCURISANT CERTAINS SECTEURS

- Le renforcement de la transformation du poste de Séminaire et la réalisation de travaux d'amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Clermont-Ferrand (projet Rulhat 400 kV) ont été achevés en 2014.

- D'autres renforcements sont prévus dans le but d'accompagner le développement de la ville de Clermont et de ses environs.

- RTE projette un autre renforcement de l'alimentation de Clermont-Ferrand au-delà de 2016, et la création d'une nouvelle liaison souterraine à 63 kV entre Courpière et Olliergues.

## Le réseau de transport d'électricité en Auvergne aujourd'hui



### TENSION MAXIMALE DES OUVRAGES

400KV 225KV 150KV 90KV 63KV

### SITES EN EXPLOITATION

Transformation ● THT  
● HT







### LIGNES EN EXPLOITATION

Nombre de circuits	Lignes aériennes	Câbles souterrains
1 circuit	—	—
2 circuits		—
3 circuits ou plus		—

LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	3 175
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	3 577
dont : liaisons aériennes	3 530
liaisons souterraines	47
NOMBRE DE POSTES	90
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	31
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	4085

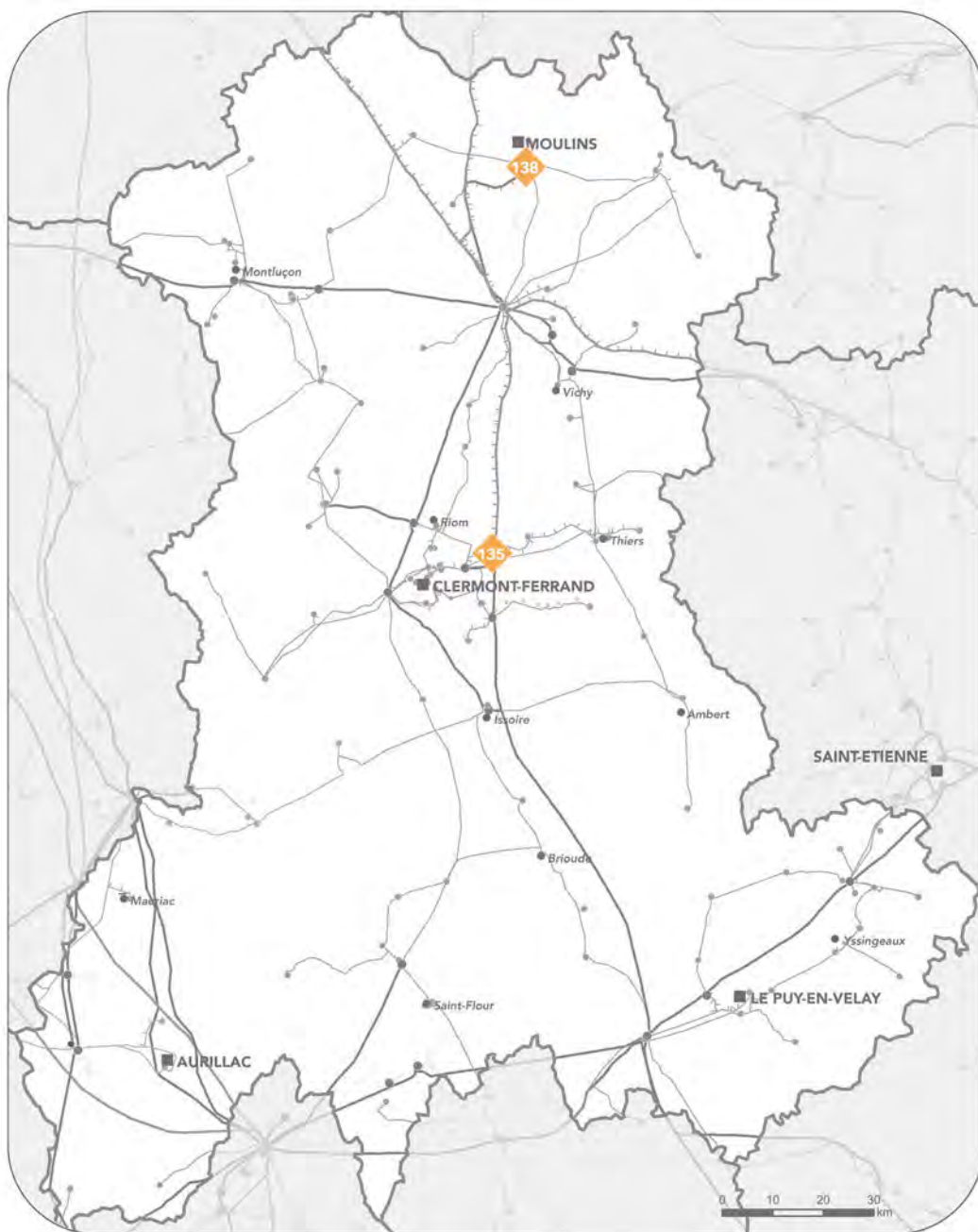
## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Auvergne en 2014









### TABLEAU DES MISES EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
135	<b>Renforcement de la transformation du poste de Rulhat 400 kV</b>	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Clermont-Ferrand	Installation d'un auto-transformateur 400 / 225 kV de 600 MVA et exploitation du second terme de la liaison Bayet-Rulhat 225 kV à 400 kV	  
138	<b>Renforcement de la transformation du poste de Séminaire 225 kV</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la région de Moulins	Ajout d'un deuxième transformateur 225/63 kV de 100 MVA au poste de Séminaire et passage en contrôle commande numérique	  



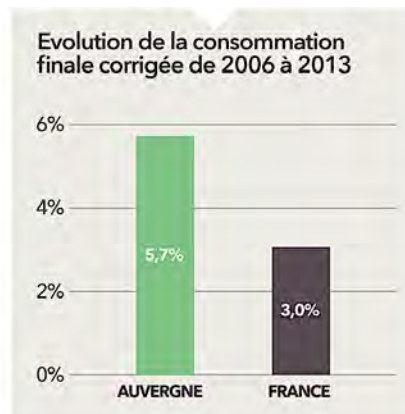
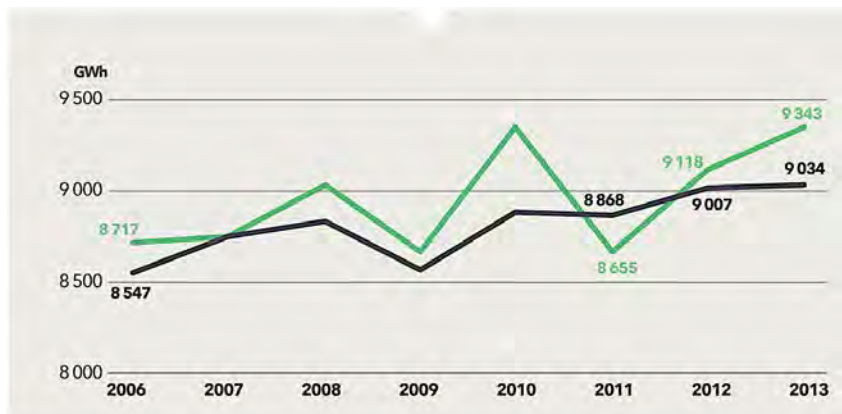




<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sécurité du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRIngenierie</p>
--	--	---

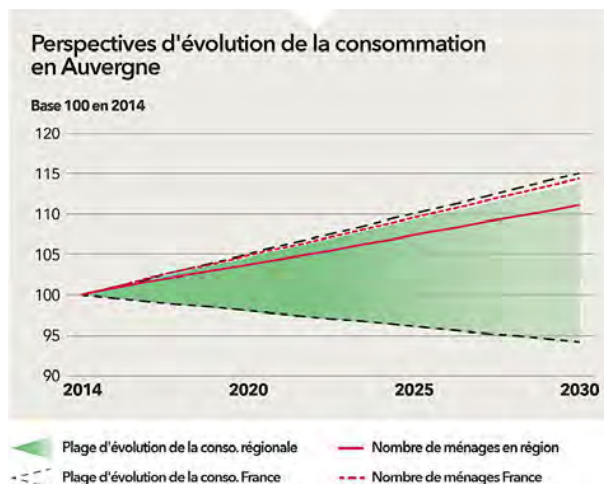
## L'évolution de la consommation d'électricité en région Auvergne

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



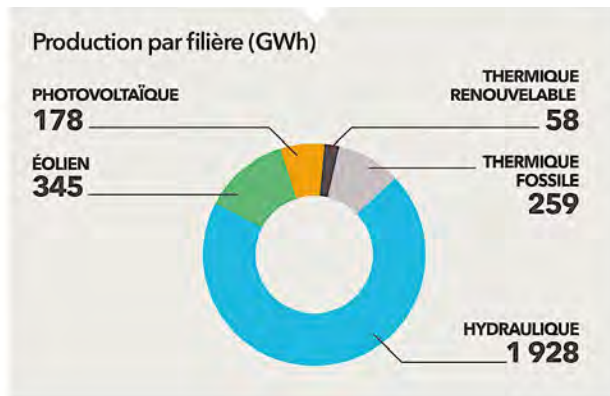
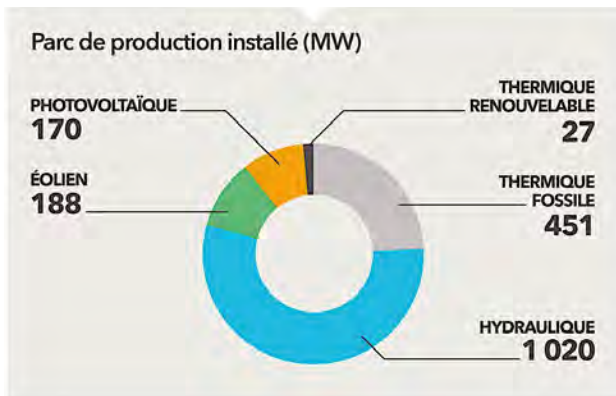
### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

À l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera sensiblement comme la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.

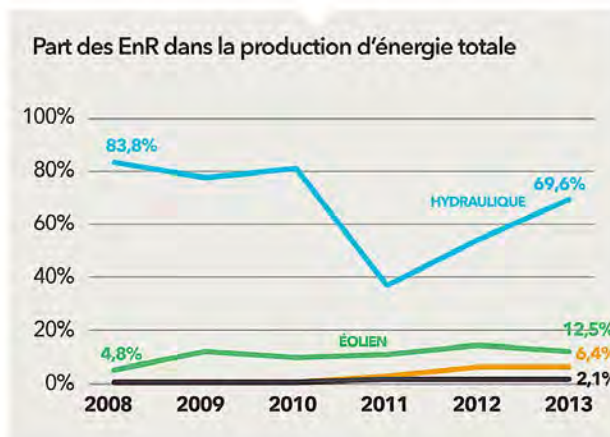
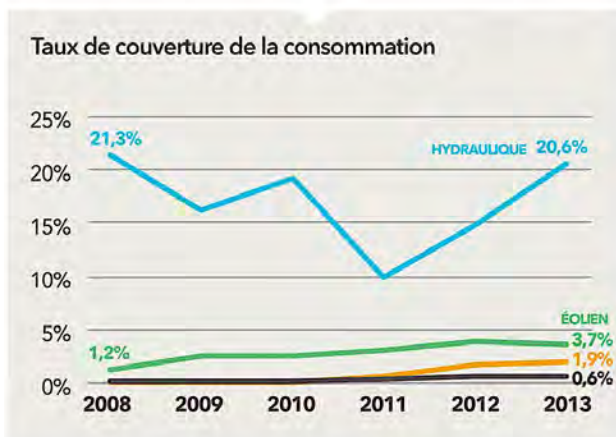
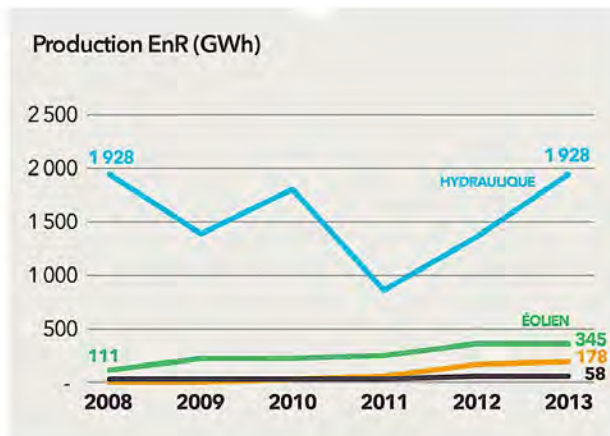
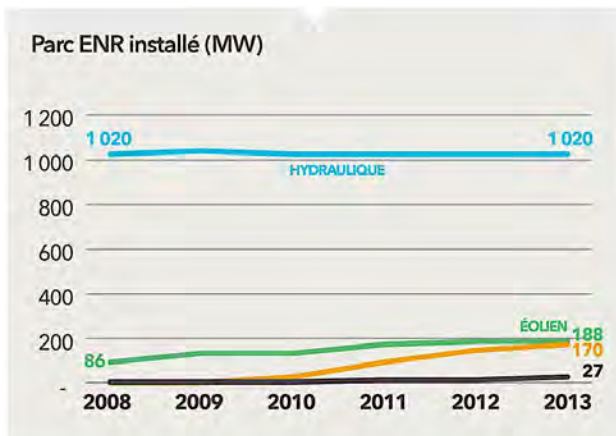


L'évolution de la production d'électricité en région Auvergne

PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



## Le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Auvergne

- Le S3REnR Auvergne a été approuvé par le préfet de région le 27 février 2013.

L'ambition régionale à l'horizon 2020 affichée dans le SRCAE est d'atteindre un objectif de production d'énergies renouvelables équivalente à 30% dans la consommation énergétique finale. Pour parvenir à cet objectif, la cible est de 800 MW pour l'éolien, de 200 MW pour le photovoltaïque et une stabilité du productible pour l'hydroélectricité.

- En considérant l'état initial des productions déjà en service et en file d'attente, l'effort restant à réaliser en Auvergne est de 586 MW : ce volume correspond à la capacité globale réservée en Auvergne dans le schéma.

Certains projets déjà engagés sur la région ont un effet bénéfique sur la capacité d'accueil pour les productions d'énergies renouvelables :

- La réhabilitation des liaisons 225 kV de Ruyres à Margeride et de Margeride à Pratclaux prévue en 2014,
- Le projet Estela prévu en 2016,
- Le projet « Deux Loires » prévu en 2017 (voir fiche régionale).

Le schéma retenu permet notamment d'assurer un développement équilibré de l'éolien pour les 4 départements de l'Auvergne.

- La quote-part régionale au titre de la mutualisation est de 48,4 k€/MW dont 19,2 pour le RPT.

### Les ouvrages RTE créés à l'horizon 2020

#### OUVRAGES CRÉÉS

Zone Aurillac	Entrée en piquage du poste de Gatellier 225kV sur la liaison Breuil - Godin
Zone de Brioude à St Flour	Création de 2 postes-sources : <ul style="list-style-type: none"><li>• Raccordement au niveau de Savignac</li><li>• Raccordement au niveau de la liaison 225kV Issoire-Pratclaux</li></ul>
Zone Montagne Bourbonnaise	Création poste source 225/20 kV et raccordement sur la liaison Font-Riorges

### Les ouvrages RTE renforcés à l'horizon 2020

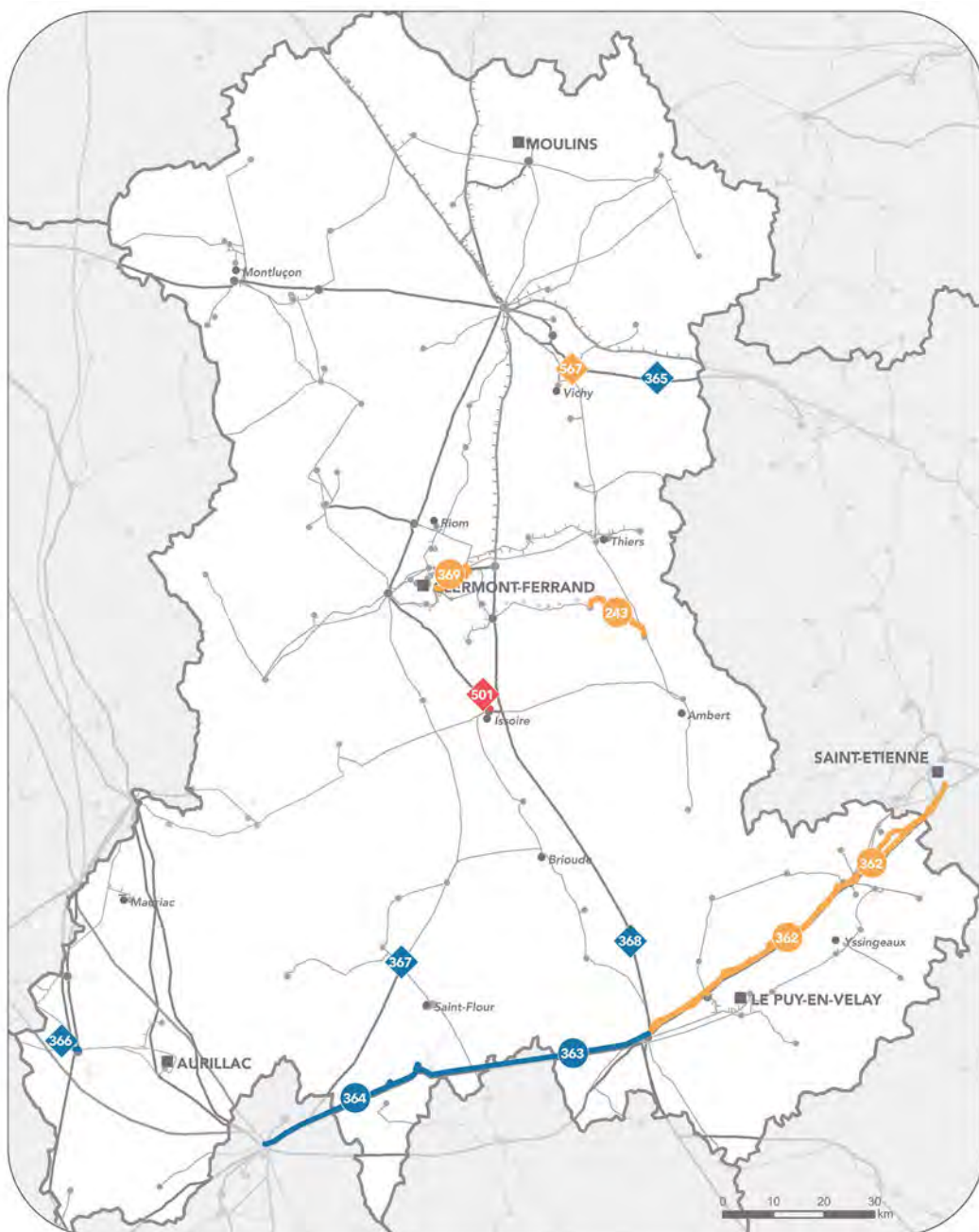
#### OUVRAGES RENFORCÉS









Renforcement de la ligne aérienne 225 kV entre Pratclaux, Grandval et Ruyres

NB : En plus des créations de postes sources mentionnées ici, le S3REnR prévoit aussi des travaux sur les réseaux de distribution.

- Le S3REnR Auvergne est disponible sur le site institutionnel RTE à l'adresse suivante : <http://www.rte-france.com/fr/nos-activites/accueil-enr/schemas-regionaux-de-raccordement-au-reseau-des-energies-renouvelables-s3renr>

Les nouvelles infrastructures à mettre en service en région Auvergne d'ici 2024



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

## TABLEAU DE PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
243		<b>Création d'une liaison souterraine Courpière - Olliergues 63 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la Vallée de la Dore (postes de Ambert, Dore, Olliergues)	Création d'une LS 63 kV d'environ 17 km entre Courpière et Olliergues et des cellules dans les postes		<b>2016</b> A 09/2012 B 06/2013 C 12/2014 D 06/2015	Se déroule comme prévu
501		<b>Raccordement du poste de Constellium par une liaison sur Issoire 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation	Création de 2 liaisons souterraines 225kV de 700 m.	n/a n/a	<b>2016</b> A 12/2013 B C D 03/2015	
362		<b>Projet « 2 Loires »</b> Sécurisation de l'alimentation électrique des villes du Puy en Velay, de St Etienne et de l'Yssingelais et accueil d'énergies renouvelables dans le sud Auvergne (Puy de Dôme, Cantal, Lozère, Haute Loire, Ardèche)	Reconstruction à deux circuits aéro-souterrains 225 kV de l'axe existant 225 kV Pratclaux - Sanssac - Trévas - Rivière		<b>2017</b> A 12/2009 B 12/2011 C 09/2014 D 02/2015	
363		<b>Renforcement de la ligne aérienne 225 kV entre Grandval et Pratclaux</b> Accueil EnR - S3REnR	Retente conducteurs Grandval-Pratclaux 225 kV		<b>2017</b>	
364		<b>Renforcement de la ligne aérienne 225 kV entre Grandval et Rueyres</b> Accueil EnR - S3REnR	Retente conducteurs Rueyres-Grandval 225 kV		<b>2017</b>	
369		<b>Renforcement de l'alimentation de Clermont-Ferrand</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Clermont-Ferrand	Création d'une liaison 225 kV entre les postes de Malintrat et de Sarre et d'une transformation 225/63 kV à Sarre		<b>2017</b> A 02/2014 B 12/2014 C 01/2016 D 08/2016	Se déroule comme prévu
366		<b>Gatellier 225 kV - Travaux poste</b> Accueil EnR - S3REnR	Entrée en piquage du poste Gatellier sur la liaison 225 kV Breuil-Godin		<b>2018</b>	
567		<b>Renforcement de la transformation du poste de La Font 225 kV</b> Sécurité d'alimentation de la zone de Vichy et St Yorre	Renforcement de la capacité en transformation 225/63 kV		<b>2021</b>	Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
365		<b>Raccordement du poste source de la Montagne Bourbonnaise</b> Accueil EnR - S3REnR	Raccordement d'un nouveau poste source 225/HTA en piquage en souterrain (1,5km) sur la ligne 225 kV La Font - Riorges	n/a	Selon évolution des demandes de raccordement	
367		<b>Raccordement du poste source de Savignac</b> Accueil EnR - S3REnR	Raccordement d'un nouveau poste source 225/HTA dans le poste de Savignac	n/a	Selon évolution des demandes de raccordement	
368		<b>Raccordement du poste source dans la zone « de Brioude à St Flour »</b> Accueil EnR - S3REnR	Raccordement d'un poste-source 225/HTA en piquage sur la liaison 225 kV Issoire Pratclaux	n/a	Selon évolution des demandes de raccordement	

**STATUTS**

- À l'étude
- Instruction
- En travaux
- Décalé
- S3REnR

**JALONS**

- A** Envoi JTE
- B** PV fin de concertation
- C** Signature dernière DUP
- D** Ouverture de chantier

**BÉNÉFICES**

Perte CO2 Accueil EnR n/a Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

TRÈS POSITIF

POSITIF

FAIBLEMENT POSITIF

NÉGLIGABLE

FAIBLEMENT NÉGATIF

NÉGATIF

FORTEMENT NÉGATIF



### Les perspectives long terme en région Auvergne

---

- > **En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.**

L'évolution de la consommation électrique et le développement des énergies renouvelables, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents. À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Auvergne ».

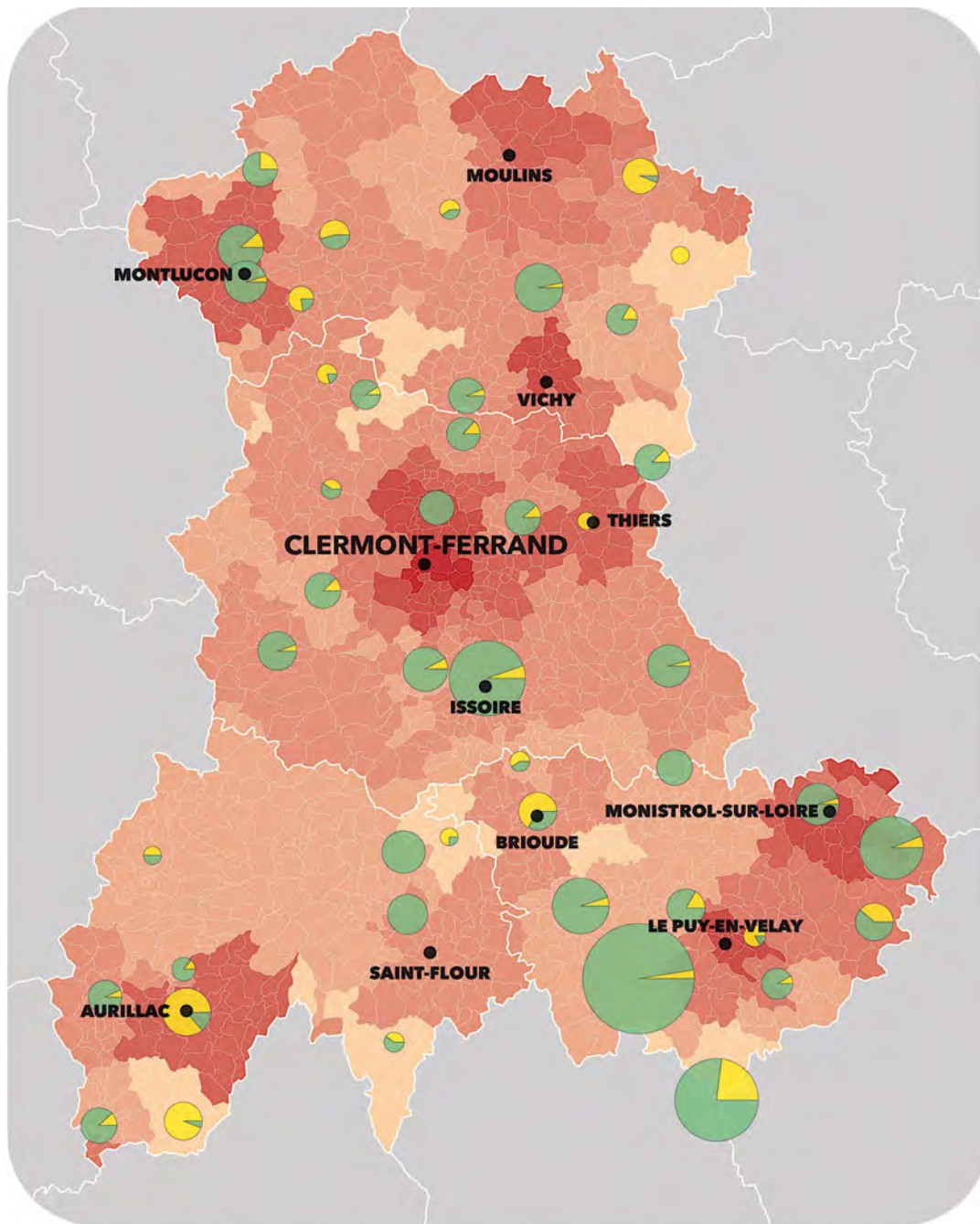
- > **A l'horizon 2025, la consommation électrique est supposée croître en moyenne de 0,6% par an en hiver, et le développement régional des énergies renouvelables conduit à une puissance totale installée de 2220 MW.**

Avec ces hypothèses, les études montrent que dans certaines situations d'avarie sur le réseau, des difficultés d'alimentation en hiver pourraient apparaître dans les zones de Moulins et Vichy, sans toutefois justifier un renforcement.

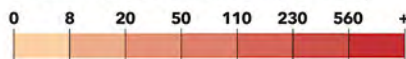
- > **RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du Schéma décennal.**



Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Auvergne



CONSOMMATION PRÉVUE (GWH/AN)



NOTA 1 La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

NOTA 2 Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)







**XI-04**

Perspectives  
de développement  
**en Basse  
Normandie**

## La Basse-Normandie

---

➤ **La Basse-Normandie produit deux fois plus d'électricité qu'elle ne consomme.**

➤ De 2006 à 2013 la CONSOMMATION corrigée des variations saisonnières a crû trois fois plus rapidement en Basse-Normandie (+9,4%) qu'en France (+3%). Les perspectives de croissance de la consommation, corrigées des variations saisonnières, restent stables pour les années à venir.

➤ En 2013, la PRODUCTION augmente de 5% à 18,6 TWh ; cette production est essentiellement d'origine nucléaire.

Le *Schéma régional du climat de l'air et de l'énergie (SRCAE)* a été arrêté par le préfet le 30 décembre 2013, il fixe les grandes orientations régionales notamment en matière de développement des énergies renouvelables.

Au cours du 1er semestre 2014, RTE a travaillé à la réalisation du *Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RENr) Bas Normand*, pour être approuvé par le préfet d'ici la fin de l'année 2014.

➤ **L'engagement de RTE à mettre en œuvre la transition énergétique prend tout son sens en Basse-Normandie car la région est dotée d'un fort potentiel d'énergies marines (éolien offshore et hydroliennes), et d'une infrastructure 400 kV dimensionnée pour accueillir ce potentiel.**

➤ Pour raccorder le parc éolien offshore de Courseulles-sur-Mer (dont la capacité de production sera de 450 MW), RTE construira une liaison double circuit 225 kV sous marine puis souterraine depuis le poste en mer jusqu'au poste de Ranville près de Caen. La mise en service globale du parc est envisagée en 2020.

➤ Par ailleurs, RTE s'inscrit dans la démarche initiée par le gouvernement le 30 septembre 2013 avec la publication d'un appel à manifestation d'intérêt visant l'installation de fermes hydroliennes pilotes sur le Cotentin.

Le développement des *énergies renouvelables* entraîne une plus grande variabilité de la production et des flux d'électricité en Europe. Les capacités d'interconnexion doivent ainsi être accrues avec l'ensemble des pays voisins comme la Grande-Bretagne.

➤ **C'est pourquoi, sur la Basse-Normandie, RTE développe de nouvelles capacités d'interconnexion au travers deux projets majeurs « IFA2 » dans le Calvados et « FAB » dans la Manche.**

➤ « IFA2 » (Interconnexion France Angleterre), nouvelle interconnexion de près de 1000 mégawatts, reliera le littoral du Calvados avec le sud de l'Angleterre. La concertation est en cours et devrait aboutir d'ici la fin de l'année. La mise en service est envisagée pour 2020.

➤ Une autre interconnexion, « FAB » (France Alderney Britain), située entre le nord du Cotentin, l'île d'Aurigny et la Grande-Bretagne, est aussi en cours de concertation. Cette dernière contribuera à l'évacuation à terme de la production hydrolienne et sa mise en service est prévue en 2022.

➤ **Enfin, on notera également :**

➤ Dans le Parc Naturel Régional des marais du Cotentin et du Bessin, les projets de mise en souterrain des lignes électriques 90 kV Periers-Terrette, Alerie-Terrette et Isigny-Terrette ;

➤ -Deux projets importants de renouvellement à l'identique de lignes aériennes, Flers-Launay et Aube Mézerolles, en cours de réalisation ;

➤ Après le renforcement de la desserte de l'île de Jersey (mise en service en 2014 de la ligne 90 kV « Normandie3 »), l'étude d'autres projets avec les îles anglo-normandes ;

➤ Pour renforcer l'alimentation de la Manche, les projets de raccordement des deux postes sources 90 kV de Ger et Le Ghislain, et également le raccordement du poste Fontaine Etoupefour (qui bénéficiera à l'alimentation de l'agglomération de Caen).








**Le réseau de transport d'électricité en Basse-Normandie aujourd'hui**



LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	2 393
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	3 304
dont : liaisons aériennes	3 209
liaisons souterraines	95
NOMBRE DE POSTES	60
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	27
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	5 380









## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Basse-Normandie en 2014

### TABLEAUX DES MISES EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
15	<b>Raccordement du client Jersey Electricity sur le poste de Périers 90 kV</b>	Nouveau raccordement du client Jersey Electricity	Réalisation d'une liaison souterraine de 18 km	n/a n/a 
17	<b>Reconstruction du poste de Périers 90 kV</b>	Sécurité d'alimentation de la zone du Cotentin	Reconstruction du poste 90 kV en PSEM	  
65	<b>Gestion des tensions basses en Normandie et ouest Parisien - Phase 1</b>	Amélioration de la tenue de la tension en région parisienne	Installation de batteries de condensateurs 225 kV dans les postes de Taute, Rougemontier et Mézerolles	  

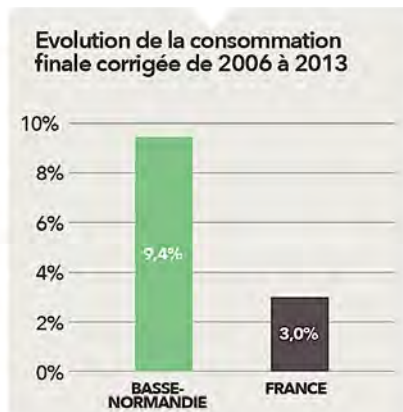
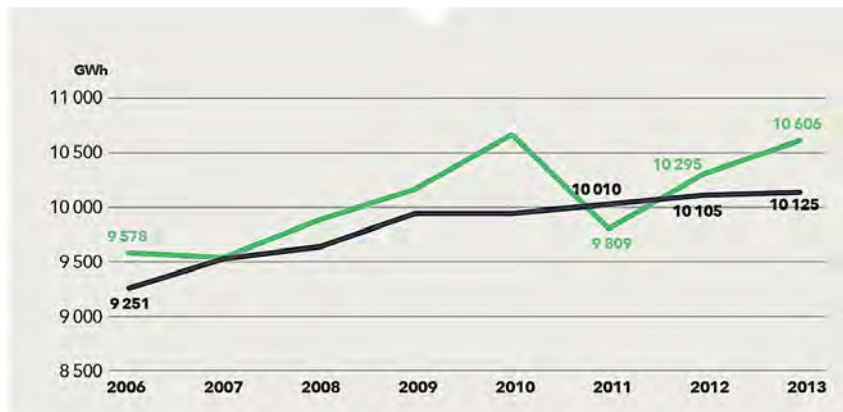




<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

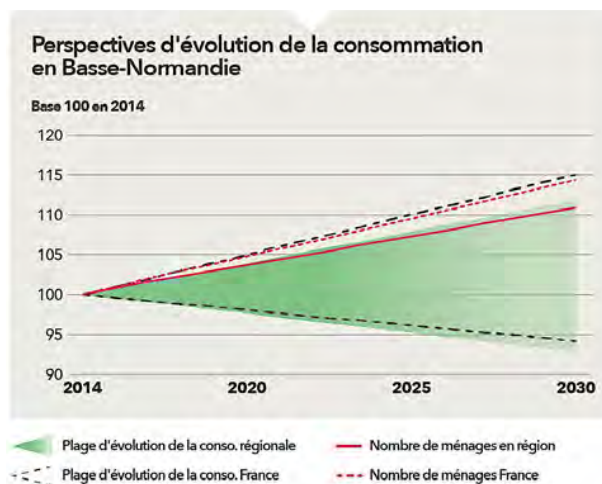
## L'évolution de la consommation d'électricité en région Basse-Normandie

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

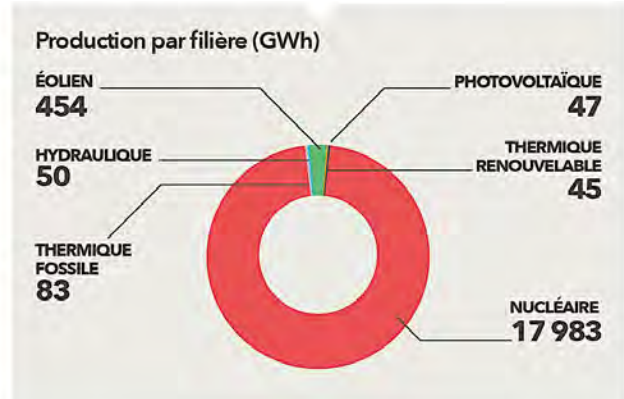
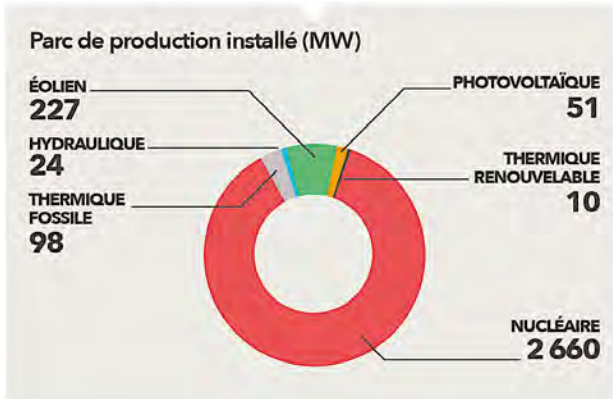
À l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera plus faiblement que la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc..



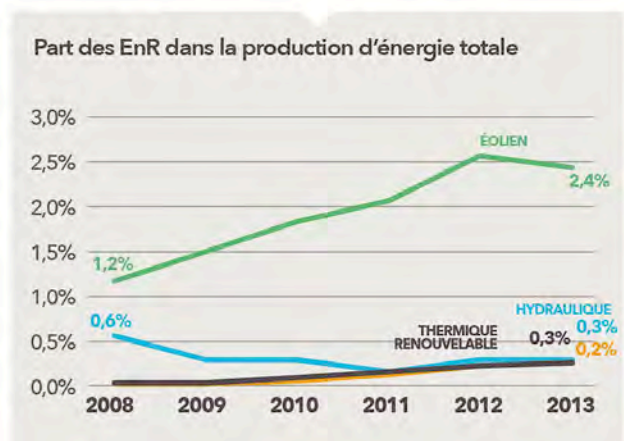
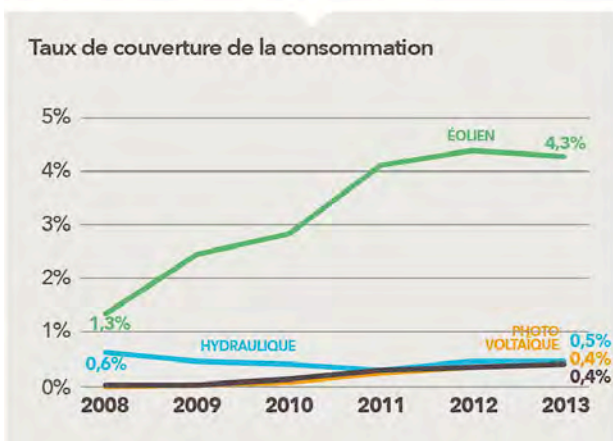
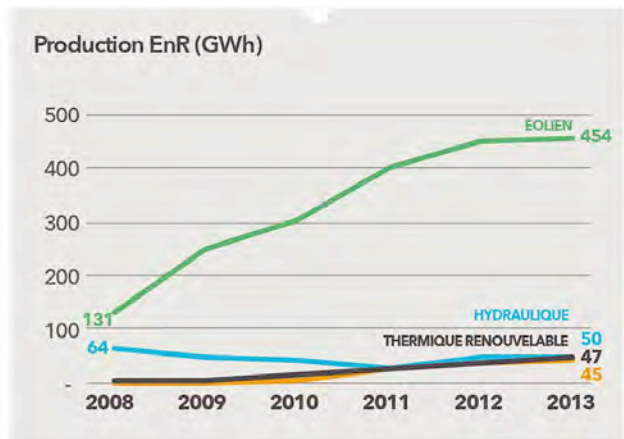
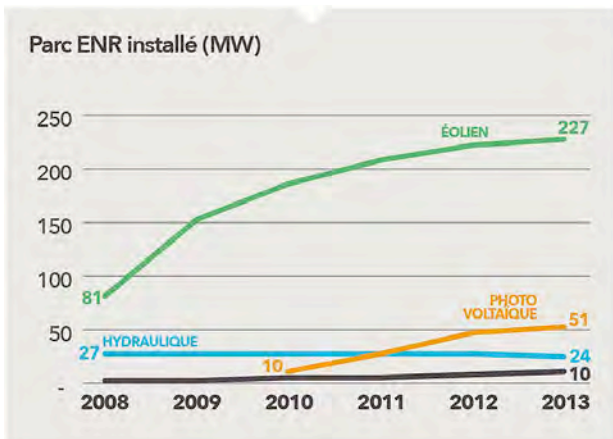


## L'évolution de la production d'électricité en région Basse-Normandie

### PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



### LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



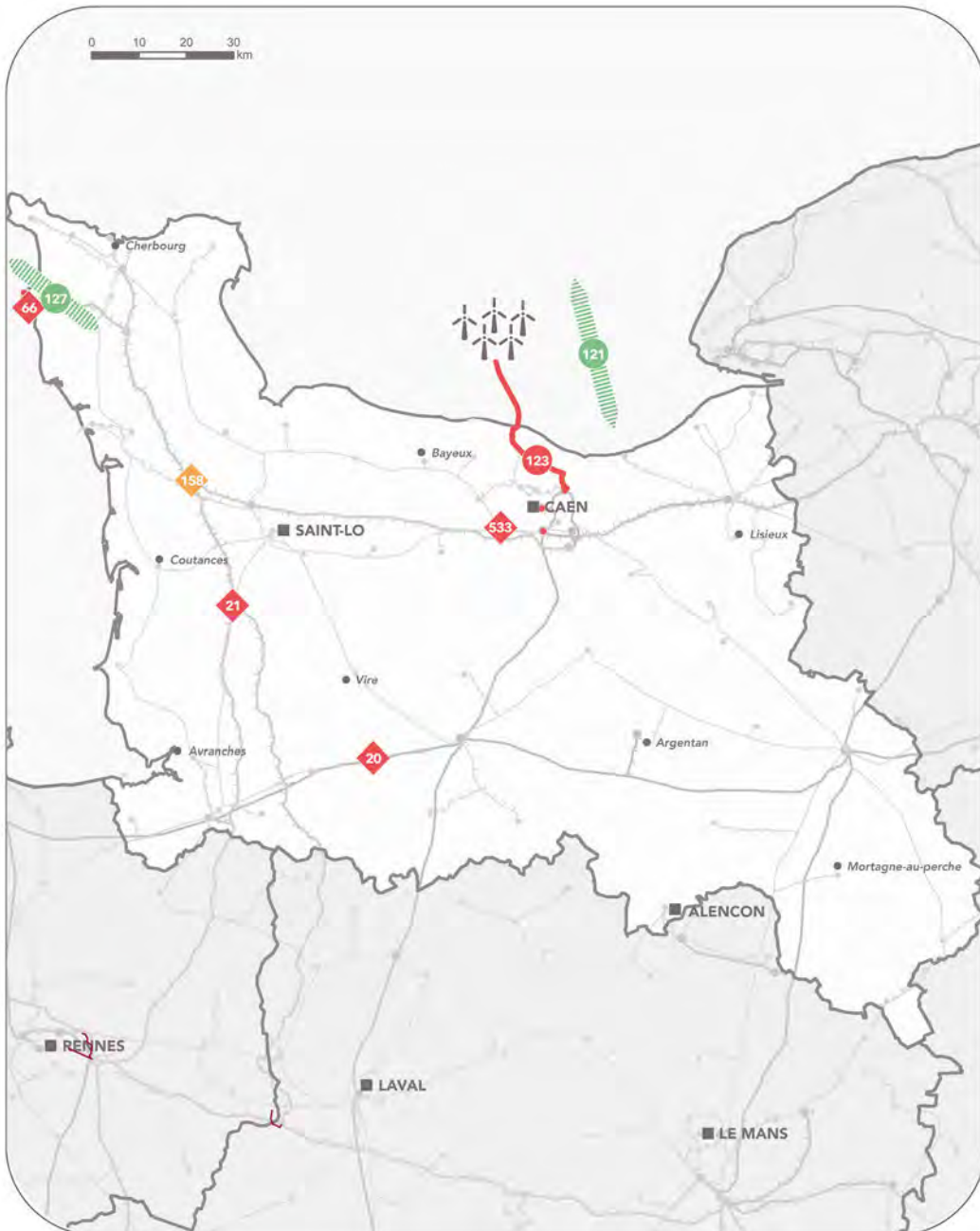
### le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Basse-Normandie

---

*Le S3REnR Basse Normandie est en cours  
d'élaboration.*

Le SRCAE de la région a été validé le 20 décembre 2013. Le gisement total à considérer dans le S3REnR est de 1060 MW à l'horizon 2020.

Les nouvelles infrastructures à mettre en service en région Basse-Normandie d'ici 2024



<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li>◇ Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li>■ Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li>■ Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li>■ Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li>■ Raccordement</li> <li>■ Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

## TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
21		<b>Raccordement du poste de Le Guislain 90 kV</b> Renforcement de la sécurité d'alimentation des environs de Percy (Manche)	Raccordement d'un nouveau poste source en piquage sur la ligne à 90 kV Agneaux – Villedieu	n/a n/a	<b>2016</b>	Décalage du projet suite à contraintes liées à l'instruction du projet
66		<b>Raccordement de l'EPR de Flamanville</b> Évacuation de production	Ripage de la ligne actuelle vers le futur EPR	n/a n/a	<b>2016</b> A 07/2007 B C D	Se déroule comme prévu
20		<b>Raccordement du poste de Ger 90 kV</b> Renforcement de la sécurité d'alimentation des environs de Mortain (Manche)	Raccordement d'un nouveau poste source en piquage sur la ligne à 90 kV Flers – Mortain	n/a n/a	<b>2017</b>	Décalage du projet en lien avec le planning du client
533		<b>Raccordement du poste source 90 kV de Fontaine-Etoupefour</b> Renforcement de l'alimentation la zone de Caen	Raccordement d'un poste source	n/a n/a	<b>2017</b> A 09/2013 B 06/2014 C D 06/2016	
121		<b>Interconnexion France - Angleterre (« IFA2 »)</b> Augmentation de la capacité d'interconnexion	Création d'une liaison d'interconnexion à courant continu d'une puissance de 1 GW et d'une longueur d'environ 200 km en sous-marin et une trentaine de km en souterrain – voir zoom dédié		<b>2020</b> A 11/2013 B 10/2014 C 10/2017 D	Se déroule comme prévu
123		<b>Raccordement de la production éolienne offshore Zone de Courseulles-sur-Mer</b> Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 420 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV. Premier raccordement prévu en 2018.	n/a	<b>2020</b> A 10/2012 B 12/2013 C 05/2016 D 05/2016	Se déroule comme prévu
127		<b>Interconnexion France-Alderney-Great Britain (FAB)</b> Augmentation de la capacité d'interconnexion, évacuation de la production hydrolienne	Création d'une liaison à courant continu d'une puissance de 1 à 1,4 GW et d'une longueur d'environ 170 km en sous-marin et une cinquantaine de km en souterrain – voir zoom dédié		<b>2022</b>	Se déroule comme prévu
158		<b>Renforcement de la capacité de transformation du poste de Taute 400 kV - phase 2</b> Sécurisation de l'alimentation électrique du Cotentin	Ajout d'un second transformateur 400 / 90 kV de 240 MVA au poste de Taute 400 kV	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer
		<b>Normandie sud parisien long terme</b> Augmentation de la capacité de transit nord-sud du réseau si et selon le besoin d'évacuation de productions nouvelles en Normandie (éolien offshore, nucléaire) pour l'acheminer vers les centres de consommation voisins	A déterminer – voir zoom dédié	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer

**STATUTS**

- À l'étude
- Instruction
- En travaux
- Décalé
- S3REnR

**JALONS**

- A** Envoi JTE
- B** PV fin de concertation
- C** Signature dernière DUP
- D** Ouverture de chantier

**BÉNÉFICES**

Perte CO2 Accueil EnR n/a Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

TRÈS POSITIF

POSITIF

FAIBLEMENT POSITIF

NÉGLIGABLE

FAIBLEMENT NÉGATIF

NÉGATIF

FORTEMENT NÉGATIF

- Perspectives de développement en Basse Normandie

### Les perspectives long terme en région Basse-Normandie

---

- > En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.

L'évolution de la consommation électrique et le développement des *énergies renouvelables*, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents.

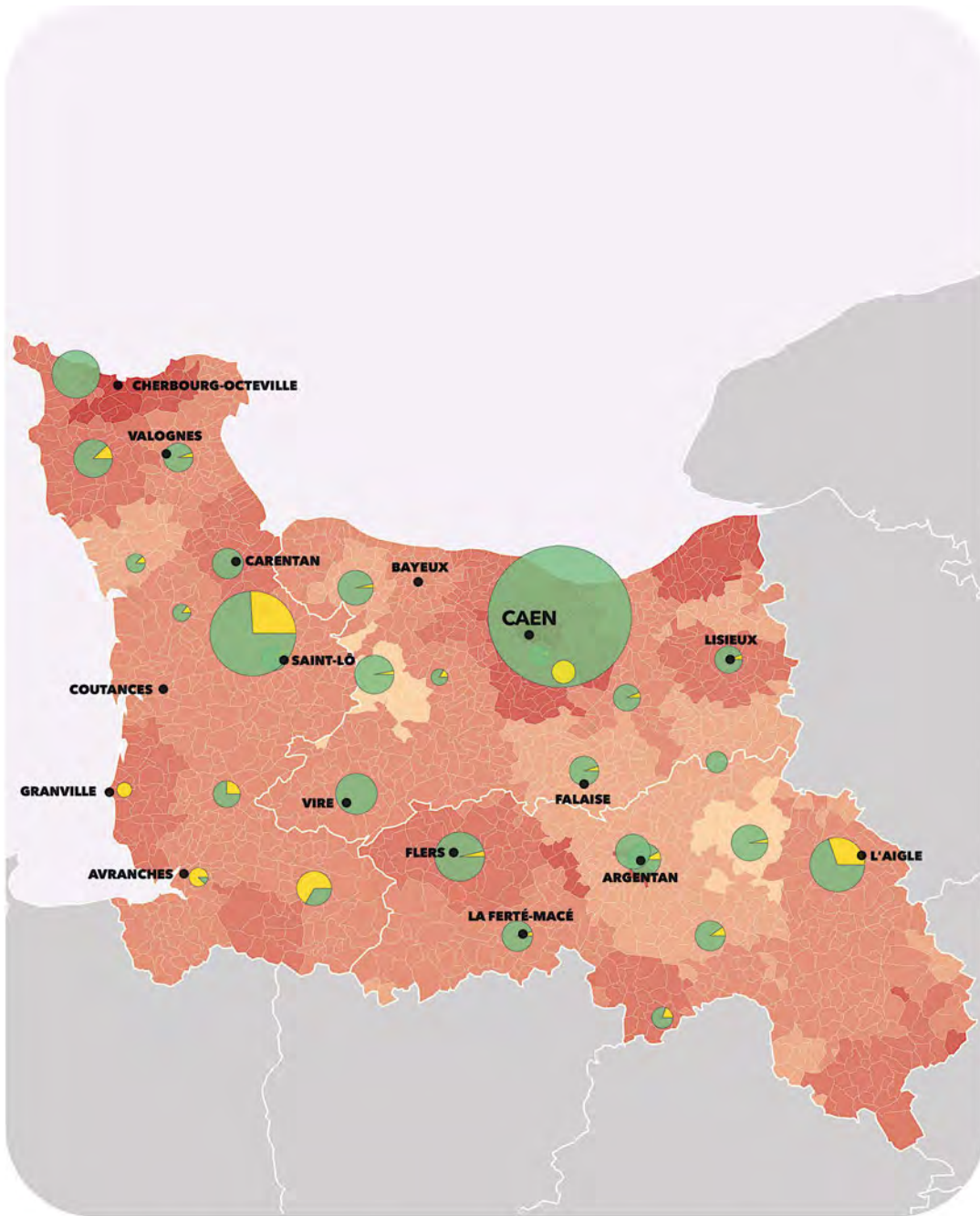
À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Basse-Normandie ».

- > À l'horizon 2025, la consommation électrique est supposée croître en moyenne de 0,4% par an en hiver, et un développement régional des énergies renouvelables conduit à une puissance totale installée de 1100 MW (hors éolien offshore).

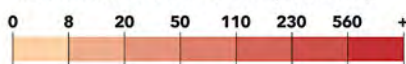
Avec ces hypothèses, même en situation d'avarie d'un ouvrage de réseau, aucune difficulté n'est recensée sur le réseau.

- > RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du schéma décennal.

Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Basse-Normandie



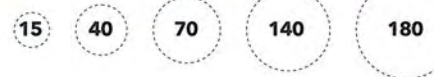
**CONSOMMATION PRÉVUE (GWH/AN)**



**NOTA 1** La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

**NOTA 2** Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer, ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

**ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)**









**XI-05**  
Perspectives  
de développement  
**en Bourgogne**

## Bourgogne : l'énergie du réseau au service de la dynamique régionale

- **En 2013, la consommation finale d'électricité en Bourgogne a augmenté de 1,7% par rapport à 2012, principalement à cause de la fraîcheur des températures.**

Corrigée du facteur météorologique, cette consommation de la région baisse de 2%. La consommation des PME/PMI – particuliers et professionnels, qui représente plus de 85% de la consommation totale de la région, poursuit sa progression depuis 2011 (+2,3% en 2013). Elle se distingue du rythme annuel plutôt stable, constaté à l'échelle française en 2013 (-0,1%).

- **Aujourd'hui, près de 4 300 km de lignes électriques et 160 postes de transformation témoignent d'une couverture relativement mature et homogène de la région.**

Les évolutions récentes ou envisagées par RTE sont déterminées par la volonté d'optimiser le réseau, de veiller à la bonne intégration environnementale de ses installations tout en accompagnant le développement du territoire.

- **La politique d'investissement de RTE se traduit par un engagement de l'ordre de 150 millions d'euros entre 2014 et 2017, qui complètent les 49 millions d'euros déjà investis sur la seule année 2014.**

### LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ, UNE DES CLÉS DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Suite à l'élaboration de son *Schéma régional Climat Air Énergie*, la Bourgogne est la première région française à s'être dotée fin 2012 d'un *Schéma régional de raccordement au réseau des Énergies renouvelables (S3REnR)*.

- **Ce S3REnR prévoit la création de 760 MW de nouvelles capacités de production afin d'atteindre une ambition de 1480 MW d'énergie renouvelable à l'horizon 2020.**

Compte tenu des 43 millions d'euros d'investissements déjà programmés par RTE permettant l'accueil des énergies renouvelables, aucune création de nouvelle ligne électrique n'est nécessaire.

Des travaux seront réalisés dans des postes existants et deux postes électriques seront créés avec ERDF :

- L'un dans le nord-est de la Côte-d'Or,
- L'autre dans l'Yonne entre Tonnerre et Avallon.

Les demandes de raccordement reçues permettent déjà de justifier et d'engager l'essentiel des projets inscrits dans ce schéma, validant l'intérêt du S3REnR et des choix d'investissements proposés.

### UNE ARCHITECTURE DE RÉSEAU AU SERVICE DU TERRITOIRE

➤ Pour répondre à l'enjeu régional de développement économique, symbolisé par ses pôles de compétitivité, RTE a renforcé en 2014 les raccordements de clients industriels à Montbard et à Sallives en Côte-d'Or.

➤ En Saône-et-Loire, la création, en cours, d'une extension 400 kV au poste d'Ecuisses pour 2015, permettra de répondre au besoin de puissance électrique de la LGV Sud Est sans perturber les clients du secteur.

➤ Le maintien d'une bonne qualité de l'électricité a conduit RTE à sécuriser l'alimentation électrique de Chalon-sur-Saône (fin 2013) et du pays Charolais-Brionnais (2014).

➤ La mise en service mi 2014 d'un poste électrique 225 / 63 kV sur la commune de Darcey et d'une liaison souterraine à 63 kV permet de sécuriser le pays d'Auxois en Côte-d'Or.

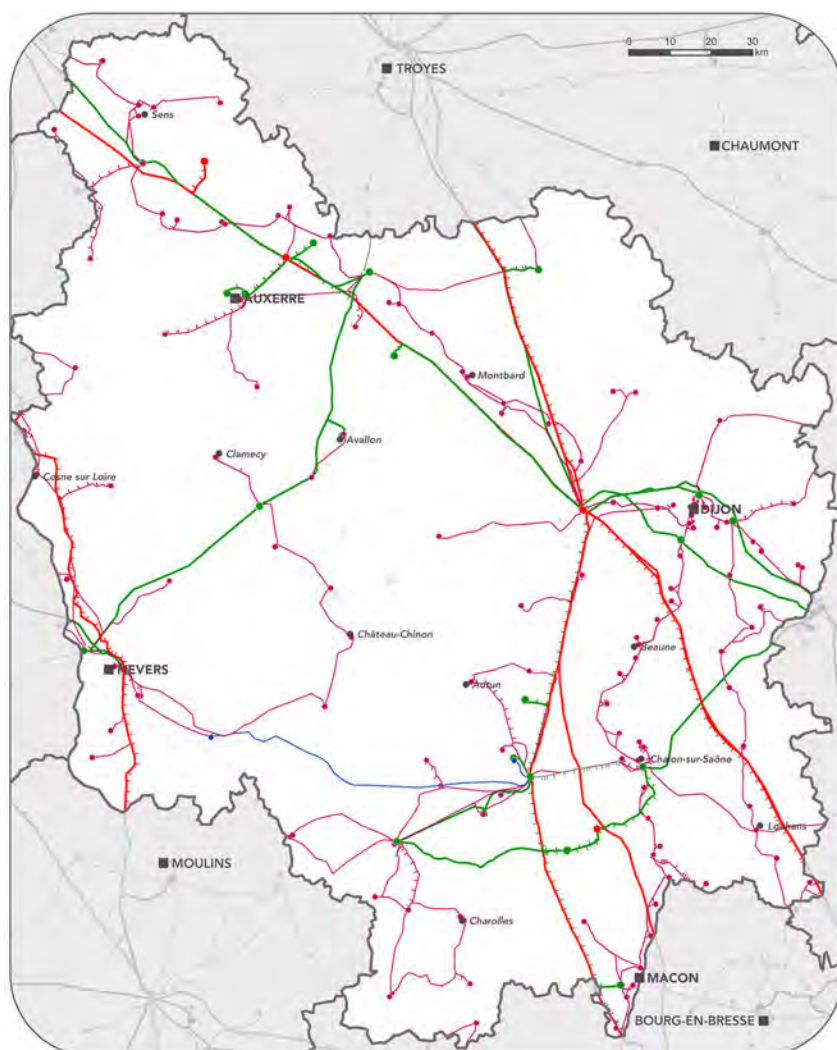
➤ Dans l'Yonne, ce sont l'installation d'un nouveau transformateur en 2013 et la construction à l'horizon 2017 d'une liaison souterraine à 63 kV qui amélioreront la qualité de l'électricité de l'agglomération de Sens.

➤ Enfin, la reconstruction du poste de Flacé et la création d'une nouvelle liaison souterraine entre Flacé et Macon d'ici 2017 viendront sécuriser l'agglomération de Mâcon en Saône-et-Loire.

Par ailleurs, les expertises réalisées sur d'anciennes lignes confirment la nécessité d'engager des projets de reconstruction ou de restructuration du réseau.

➤ Ces renouvellements concerneront notamment les agglomérations de Nevers et du Creusot, le pays corbigeois, ainsi que les zones d'Autun et de Pouilly en Auxois. Ils s'accompagneront de démontages de liaisons aériennes chaque fois que possible.

## Le réseau de transport d'électricité en Bourgogne aujourd'hui



### TENSION MAXIMALE DES OUVRAGES



### SITES EN EXPLOITATION

Transformation ● THT  
● HT









### LIGNES EN EXPLOITATION

Nombre de circuits	Lignes aériennes	Câbles souterrains
1 circuit	—	—
2 circuits	— — — — —	— — — — —
3 circuits ou plus	— — — — — — —	— — — — — — —

LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	4 396
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	5 072
dont : liaisons aériennes	5 022
liaisons souterraines	49
NOMBRE DE POSTES	121
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	50
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	8 159









## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Bourgogne en 2014

TABLEAU DES MISES EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
129	<b>Création du poste 225/63 kV de Darcey</b>	Amélioration de la qualité d'alimentation de la Côte d'Or	Construction d'un poste 225 / 63 kV dans la commune de Darcey et d'une liaison souterraine 90 kV exploitée en 63 kV d'une longueur de 20 km entre Darcey et Poiseul	  
131	<b>Installation d'une batterie de condensateurs au poste de La Clayette 63 kV</b>	Amélioration de la qualité d'alimentation de la Saône-et-Loire	Installation d'une batterie de condensateurs de 15 Mvar	  
132	<b>Raccordement du poste de Valduc 63 kV</b>	Raccordement d'un client consommateur	Création d'une liaison souterraine 90 kV exploitée en 63 kV Poiseul-Valduc de 8 km	n/a n/a 
315	<b>Modification des liaisons de raccordement du client Valti au poste de Montbard 63 kV</b>	Augmentation de la puissance de raccordement d'un client consommateur	Modifications de liaisons aériennes 63 kV	n/a n/a 

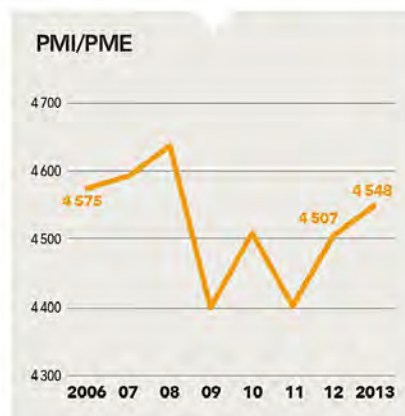
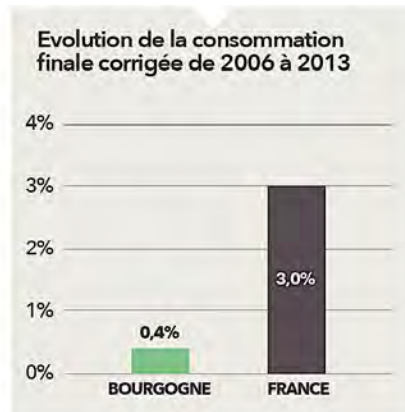
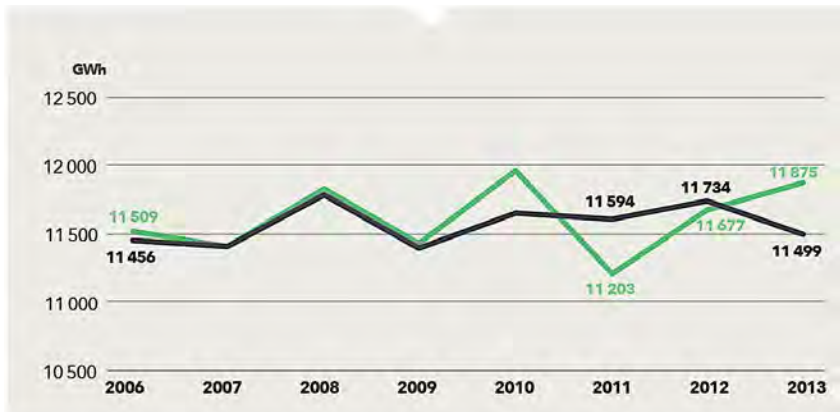




<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRIngénierie</p>
--	--	---

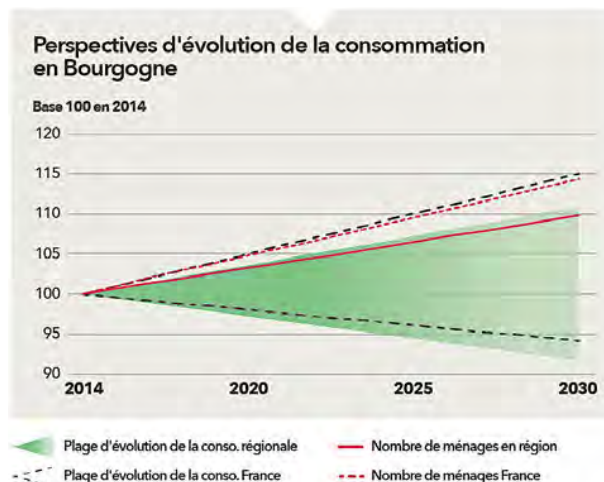
## L'évolution de la consommation d'électricité en région Bourgogne

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



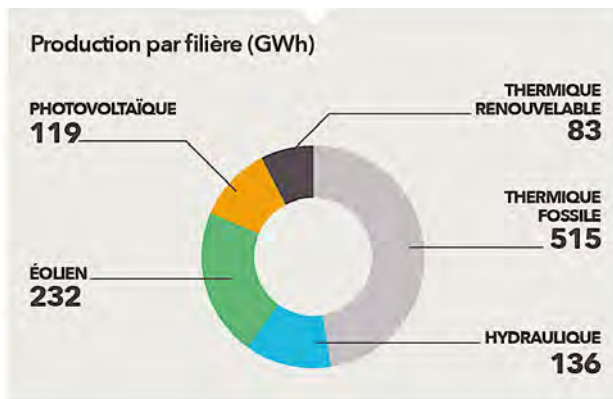
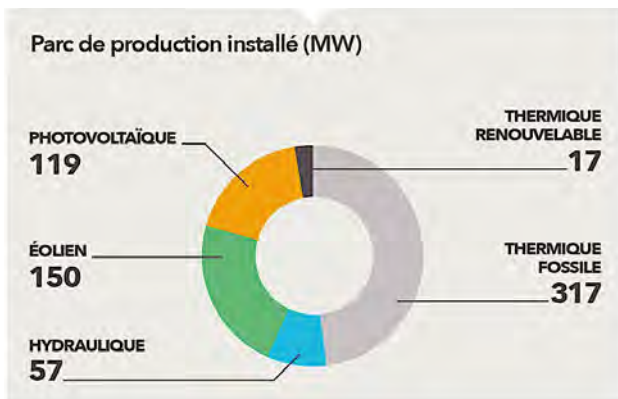
### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

A l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera plus faiblement que la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.

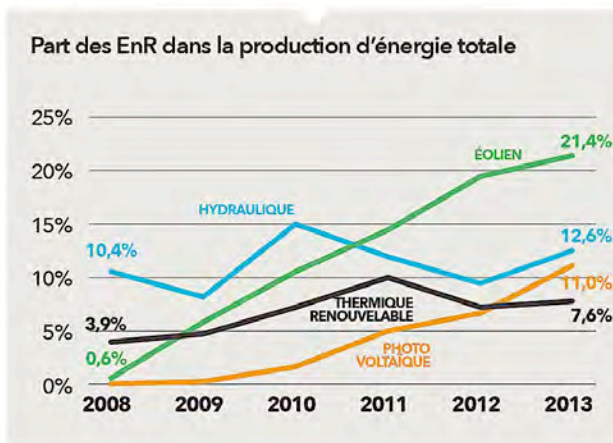
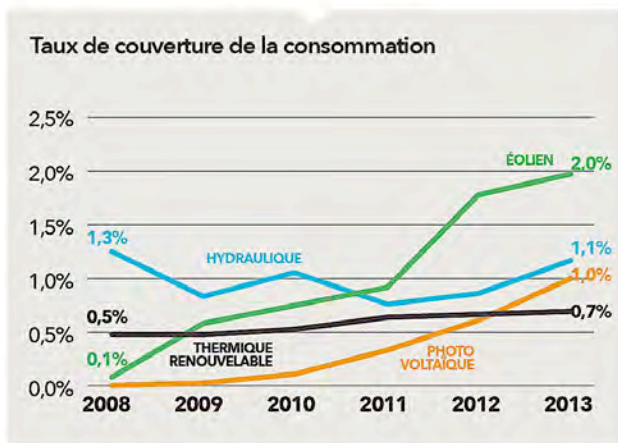
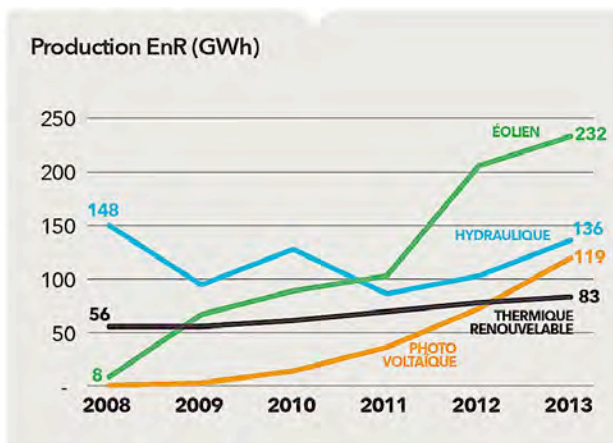
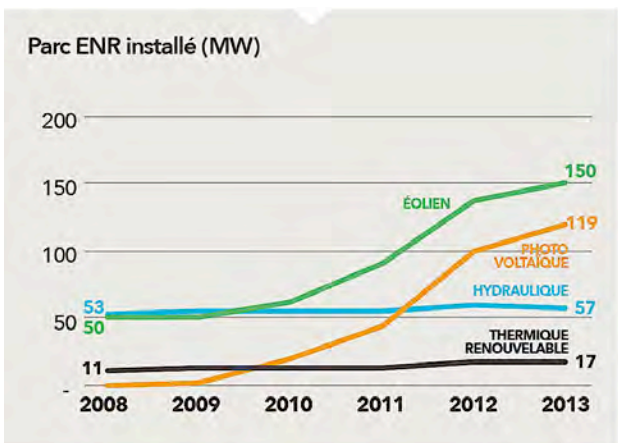


L'évolution de la production d'électricité en région Bourgogne

PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



### Le Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Bourgogne

- > Le S3REnR Bourgogne a été approuvé par le préfet de région le 21 décembre 2012.

Avec une réservation totale de 1479 MW, le S3REnR propose la création de 760 MW de capacités nouvelles, s'ajoutant aux 720 MW déjà existantes. Il permet d'accompagner la dynamique régionale de développement des énergies renouvelables définie dans le SRCAE à l'horizon 2020 au-delà des projets participants à l'accueil d'énergies renouvelables déjà engagés et à réaliser par RTE en Bourgogne dans les prochaines années.

- > Ainsi, parmi les projets de développement de réseau déjà planifiés dans la région, la création du poste 225/63 kV de Darcey, de la liaison Darcey-Poiseul ainsi que la création des liaisons 63 kV Chaillot-Sens et Corbigny-Vignol contribuent à l'accueil des futures productions d'énergies renouvelables.

Le S3REnR permet une couverture large des territoires, l'accueil d'éolien en puissance dans les zones du Schéma Régional Éolien, et offre sur l'ensemble du territoire des possibilités de raccordement notamment pour les énergies renouvelables de moindre puissance.

- > La quote-part régionale au titre de la mutualisation est de 21.9 k€/MW dont 4,9 pour le RPT.

#### Les ouvrages RTE créés à l'horizon 2020

##### OUVRAGES CRÉÉS

Raccordement d'un poste 225/20 kV à Joux-la-Ville

Raccordement d'un poste 63/20 kV Vingeanne

Ajout d'un transformateur au poste d'Avallon 225 kV

#### Les ouvrages RTE renforcés à l'horizon 2020

##### OUVRAGES RENFORCÉS

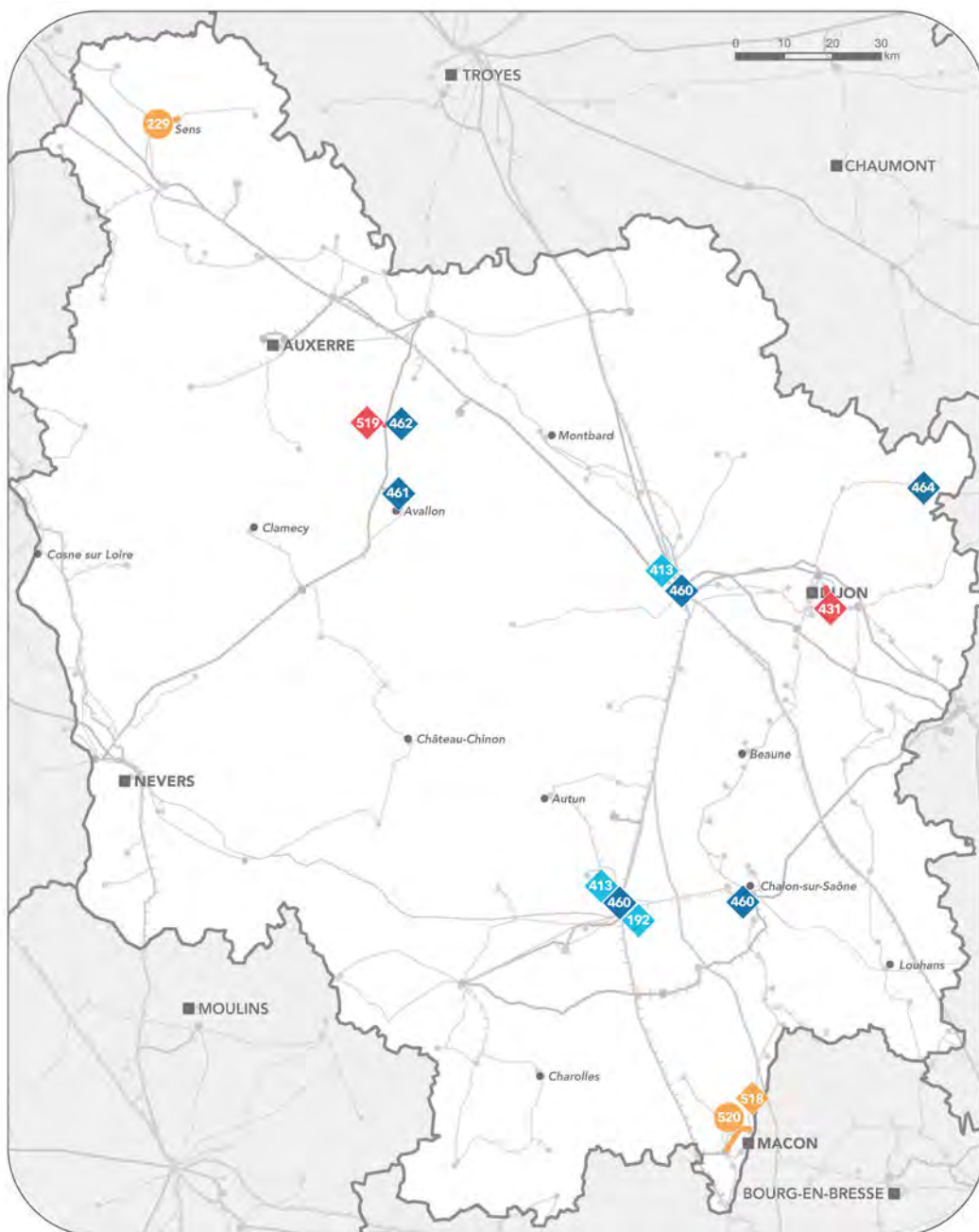
Augmentation de la tenue aux courts-circuits des postes de Chalon, Henri Paul et Vielmoulin









*NB : En plus des créations de postes sources mentionnées ici, le S3REnR prévoit aussi des travaux sur les réseaux de distribution ainsi que les travaux sur le réseau de transport générés par les investissements en distribution.*

- > Le S3REnR Bourgogne est disponible sur le site institutionnel RTE à l'adresse suivante : <http://www.rte-france.com/fr/nos-activites/accueil-enr/schemas-regionaux-de-raccordement-au-reseau-des-energies-renouvelables-s3renr>



Les nouvelles infrastructures à mettre en service d'ici 2024 en région Bourgogne



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRIngenierie</p>
--	--	---

## TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
192		<b>Henri Paul 400 kV</b> Renforcement du réseau pour permettre l'augmentation du trafic sur la LGV sud-est	Création d'un échelon 400 kV au poste d'Henri Paul		<b>2015</b> A B C D 09/2013	Se déroule comme prévu
431		<b>Raccordement du poste distributeur de Coubertin 63 kV</b> Raccordement d'un client distributeur	Création d'un poste 63/20 kV raccordé en coupure dans l'agglomération de Dijon	n/a n/a	<b>2016</b> A 02/2013 B 01/2014 C 09/2014 D 07/2015	Se déroule comme prévu
519		<b>Raccordement du poste 225kV de Joux la Ville</b> Raccordement d'un parc éolien	Création du poste 225 kV de Joux la Ville en coupure sur la ligne 225 kV Avallon - Serein - Tonnerre	n/a	<b>2016</b> A 12/2008 B C D 10/2013	
229		<b>Création d'une liaison souterraine Chaillots - Sens 63 kV</b> Sécurisation de l'alimentation de la ville de Sens	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 6 km du poste 63 kV de Les Chaillots au poste 63 kV de Sens		<b>2017</b> A B C D 01/2017	Se déroule comme prévu
413		<b>Gestion des tensions hautes dans l'est de la France</b> Amélioration de la tenue de la tension dans l'est de la France	Installation d'environ 550 Mvar de moyens de compensation dans six postes de l'est de la France : Buschbach, Petite Rosselle, Bezaumont, Frasne, Vielmoulin et Henri Paul		<b>2017</b>	Se déroule comme prévu
461		<b>Renforcement de la transformation d'Avallon 225 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Ajout d'un transformateur 225/63 kV		<b>2017</b>	
464		<b>Raccordement d'un poste 63/20 kV à Vingeanne</b> Accueil EnR - S3REnR	Création et raccordement d'un poste 63/20 kV	n/a	<b>2017</b> A B C D 09/2016	
518		<b>Reconstruction du poste de Flacé 63 kV</b> Sécurisation de l'alimentation de l'agglomération de Mâcon et de la ligne RFF Paris-Lyon-Méditerranée	Reconstruction du poste 63 kV de Flacé en technique poste sous enveloppe métallique		<b>2017</b> A B 05/2014 C 10/2015 D 10/2015	
520		<b>Création d'une liaison souterraine Flacé - Macon n°3 63 kV</b> Sécurisation de l'alimentation de l'agglomération de Mâcon et de la ligne RFF Paris-Lyon-Méditerranée	Création d'une ligne souterraine entre les postes 63 kV de Macon et Flacé		<b>2017</b> A 03/2010 B 05/2014 C 09/2015 D 07/2016	
460		<b>Augmentation de la tenue aux courts-circuits des postes de Chalon, Henri Paul et Vielmoulin</b> Accueil EnR - S3REnR	Remplacement de disjoncteurs aux postes de Chalon, Henri Paul et Vielmoulin		Selon évolution des demandes de raccordement	
462		<b>Raccordement d'un poste 225/20 kV à Joux-la-Ville</b> Accueil EnR - S3REnR	Création et raccordement d'un poste 225/20 kV	n/a	Selon évolution des demandes de raccordement	

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
	Q	<b>Projet « Grand Est » - long terme</b> Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional nord-sud du réseau entre Lorraine et Alsace, et entre Champagne et Bourgogne	À déterminer – voir zoom dédié	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer

**STATUTS**

- Q À l'étude
- ⚙ Instruction
- 👷 En travaux
- 📅 Décalé
- 🏗 S3REnR

**JALONS**

- A Envoi JTE
- B PV fin de concertation
- C Signature dernière DUP
- D Ouverture de chantier

**BÉNÉFICES**

- ⚡ Perte
- ☁ CO2
- ☀ Accueil EnR
- n/a Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

●  
TRÈS POSITIF

●  
POSITIF

●  
FAIBLEMENT POSITIF

●  
NÉGLIGABLE

●  
FAIBLEMENT NÉGATIF

●  
NÉGATIF

●  
FORTEMENT NÉGATIF

### Les perspectives long terme en région Bourgogne

---

- **En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.**

L'évolution de la consommation électrique et le développement des énergies renouvelables, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents.

À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Bourgogne ».

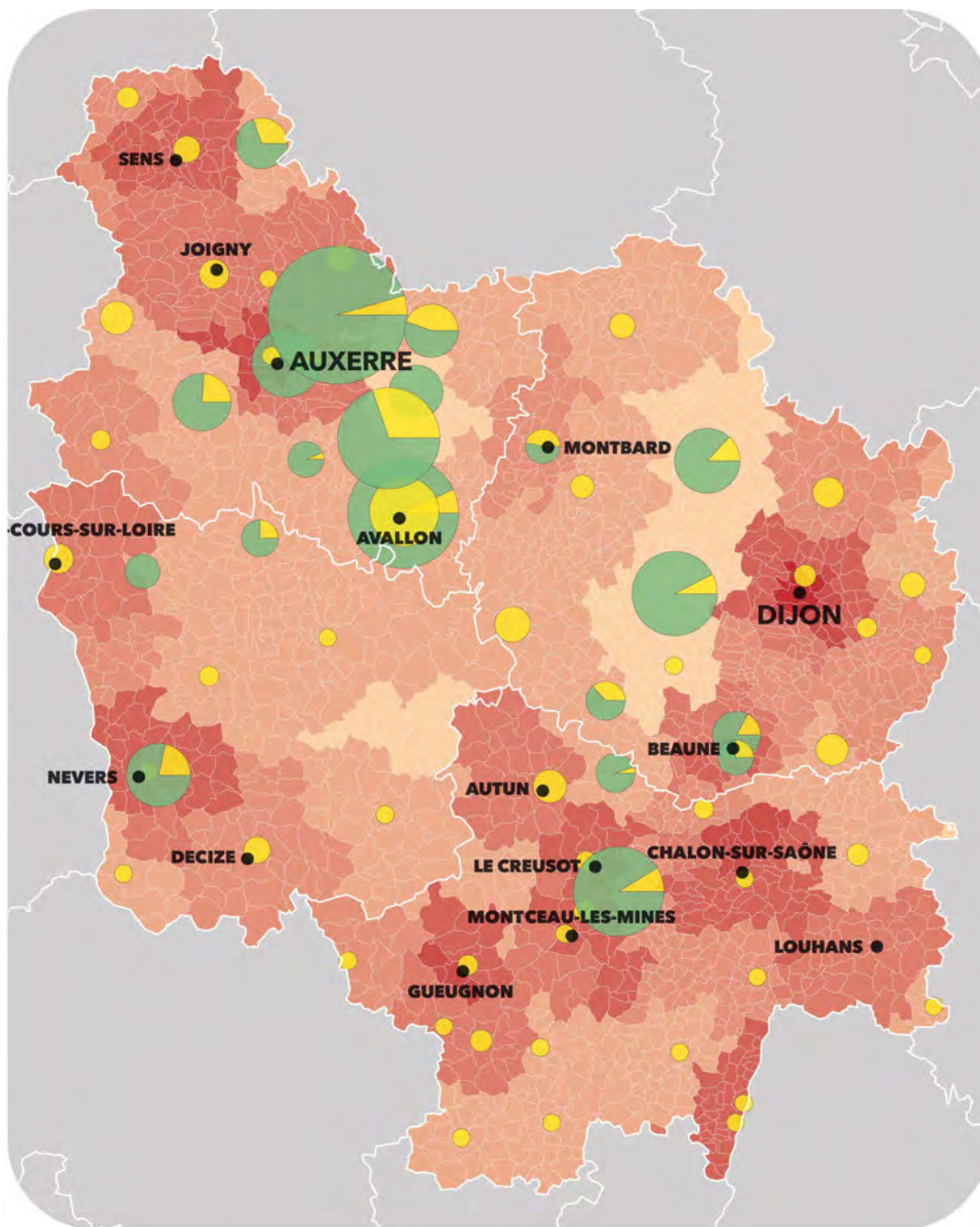
- **A l'horizon 2025, la consommation électrique est supposée croître en moyenne de 0,4 % par an en hiver, et le développement régional des énergies renouvelables conduit à une puissance totale installée de 2200 MW conformément au SRCAE.**

Avec ces hypothèses, les études montrent dans certaines situations d'avarie sur le réseau, des difficultés d'alimentation en hiver pourraient apparaître dans les zones de Beaune et l'ouest de la Nièvre.

Pour y faire face, on envisage une adaptation des alimentations de la ville de Beaune et l'installation d'une batterie de condensateurs de 20 MVAR dans le poste existant de La Fortaie (à l'est du département du Cher).

- **RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du schéma décennal.**

Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Bourgogne



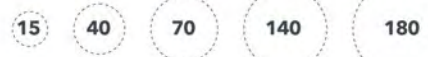
CONSOMMATION PRÉVUE (GWH/AN)



NOTA 1 La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

NOTA 2 Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)





The background image shows a rural Breton landscape. In the foreground, there is a field of golden-brown crops. The middle ground features rolling green hills with scattered trees and a few cows grazing. In the background, a dense line of green trees separates the fields from a hazy sky. A tall electricity pylon is visible on the left side of the image. A large white circle is centered over the middle of the image, containing the text.

# XI-06

Perspectives  
de développement  
en Bretagne

## La Bretagne

- **La région Bretagne connaît une croissance de sa consommation d'électricité supérieure à la moyenne nationale tout en disposant de peu de moyens de production sur son territoire.**

Elle présente toujours un déséquilibre important entre énergie électrique produite et énergie électrique consommée. Ce déséquilibre provoque des risques importants de coupure dans le nord de la Bretagne mais fait également apparaître un risque de blackout sur l'ensemble de la région.

- **Le Pacte électrique breton signé par l'État, la Région Bretagne, RTE, l'ADEME et l'ANAH fin 2010 fixe un cap ambitieux.**

Il vise à sécuriser durablement l'alimentation électrique de la Bretagne en proposant des solutions autour d'un trépied d'actions nécessaires et complémentaires :

- Des efforts importants de *Maîtrise de la demande en électricité (MDE)*,
- Un développement ambitieux de la production d'*énergies renouvelables (ENR)*,
- La sécurisation indispensable de l'alimentation électrique (renforcement du réseau, développement de la production et expérimentations sur le stockage et les réseaux intelligents).

- **Le Pacte électrique breton affiche des objectifs ambitieux de développement de production d'électricité renouvelable avec une puissance de 3 600 MW en 2020.**

- La moitié de cette puissance devrait être constituée par les parcs éoliens terrestres qui se sont développés fortement sur la région ces dernières années. L'éolien terrestre représente fin 2013 une puissance installée de 782 MW et environ 170 MW supplémentaires sont en projet.

RTE accompagnera l'État et la région dans l'atteinte de ces objectifs. À ce titre, RTE a élaboré le *Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)* qui permettra d'anticiper les investissements nécessaires sur les réseaux de transport et de distribution.

- En complément, suite à un premier appel d'offres lancé par l'État, le projet porté par le consortium Ailes Marines a été retenu pour l'installation d'une puissance de 500 MW d'éolien en mer dans une zone située au large de Saint-Brieuc. RTE est chargé de réaliser son raccordement au réseau.

Avec une consommation qui reste forte et continue d'augmenter (notamment lors des périodes de froid) plus rapidement que la moyenne nationale, le déséquilibre entre consommation électrique et moyens de production en Bretagne entraîne des risques de coupure sur le nord de la Bretagne ou de blackout sur l'ensemble de la région en cas d'incident sur le réseau (notamment sur la liaison Rennes - St-Brieuc) ou de perte d'un groupe de production.

- **Outre le développement de la production d'énergies renouvelables et la maîtrise de la demande en énergie, le Pacte électrique breton a retenu la réalisation des ouvrages suivants :**

- Le « filet de sécurité » comprenant l'installation de moyens de compensation mis en service entre 2011 et 2013, l'installation d'un transformateur-déphaseur et d'un autotransformateur en Nord-Bretagne (2015) et la mise en service de la liaison souterraine à 225 kV Calan - Mûr-de-Bretagne - Plaine-Haute et l'injection 225/63 kV au poste de Mûr de Bretagne en 2017 ;
- La mise en service d'une centrale à cycle combiné gaz près de Landivisiau d'ici fin 2017.

Les moyens de compensation prévus sont en service. L'installation du transformateur-déphaseur et de l'autotransformateur dans un premier temps limitera les risques de coupure en Nord-Bretagne.

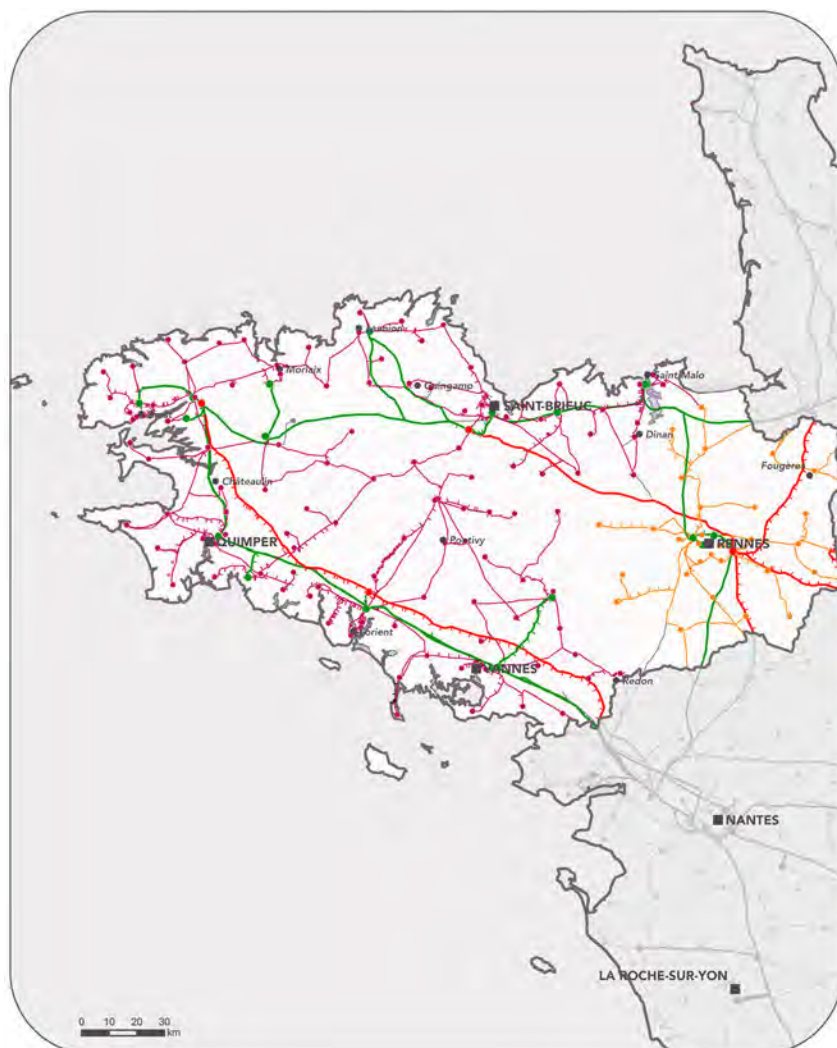
- **À partir de 2017, ces investissements ne seront plus suffisants à eux seuls.**

- L'analyse de risques menée sur la disponibilité des différents moyens de production et des ouvrages du réseau de transport rend nécessaire la mise en service du CCG de Landivisiau à l'horizon 2017, en complément du filet de sécurité.

- Plus localement, il s'agit de mettre en service deux postes 225 / 90 kV : l'un permettra de sécuriser l'alimentation électrique de l'agglomération rennaise et du nord de l'Ille et Vilaine, l'autre permettra de sécuriser le sud du département du Morbihan.



Le réseau de transport d'électricité en Bretagne aujourd'hui



TENSION MAXIMALE DES OUVRAGES



SITES EN EXPLOITATION



LIGNES EN EXPLOITATION

Nombre de circuits	Lignes aériennes	Câbles souterrains
1 circuit	—	—
2 circuits	— — — — —	— — — — —
3 circuits ou plus	— — — — — — — — — —	— — — — — — — — — —

LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	4 392
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	5 527
dont : liaisons aériennes	5 391
liaisons souterraines	136
NOMBRE DE POSTES	137
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	48
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	9 070

## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Bretagne en 2014

### TABLEAU DES MISES EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
Aucun projet de développement de réseau mis en service en 2014				

**BÉNÉFICES**

  
 Perte  
n/a Non Applicable

  
 CO2

  
 Accueil EnR

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

  
 TRÈS  
POSITIF

  
 POSITIF

  
 FAIBLEMENT  
POSITIF









  
 NÉGLIGABLE

  
 FAIBLEMENT  
NÉGATIF

  
 NÉGATIF

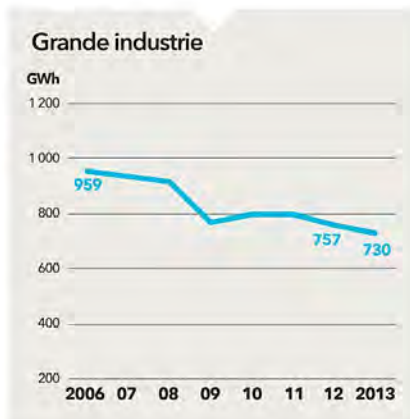
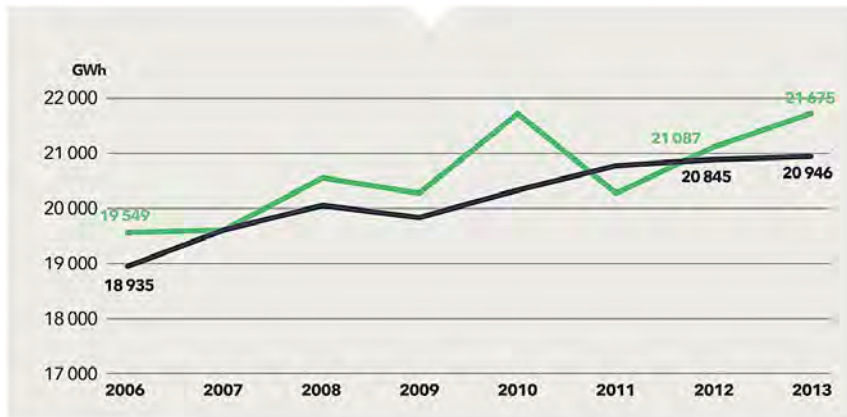
  
 FORTEMENT  
NÉGATIF



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sécurité du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN, GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRL'Ingénierie</p>
--	--	--

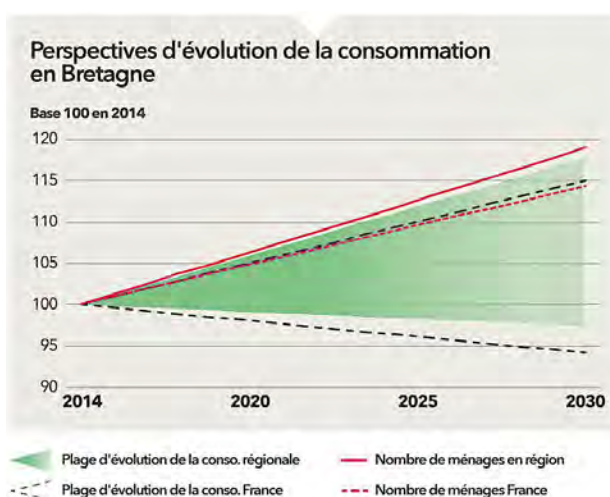
## L'évolution de la consommation d'électricité en région Bretagne

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



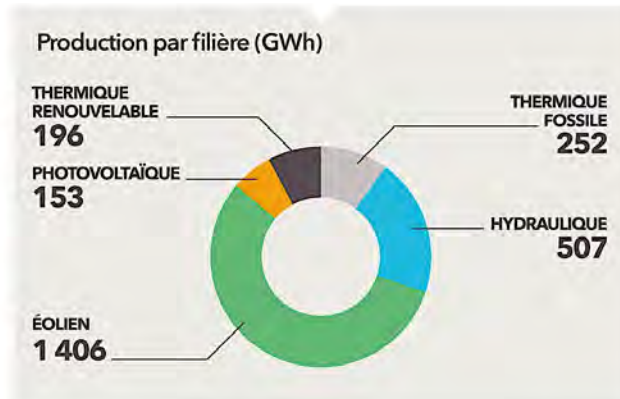
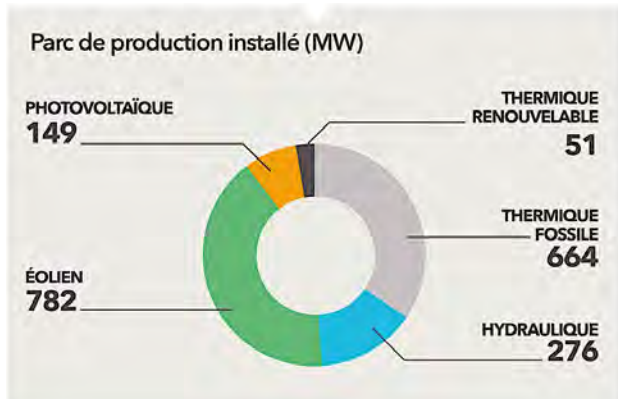
### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

À l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera plus fortement que la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.

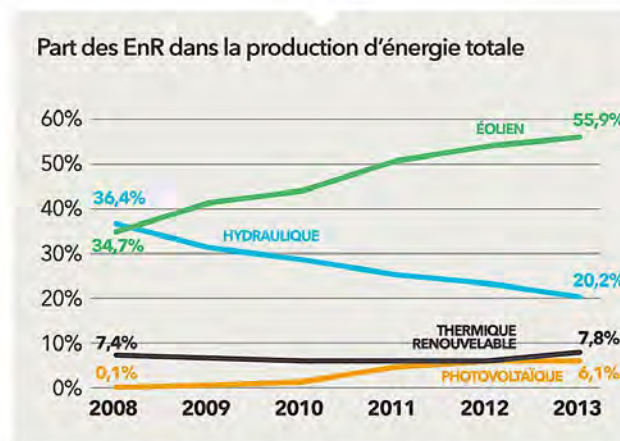
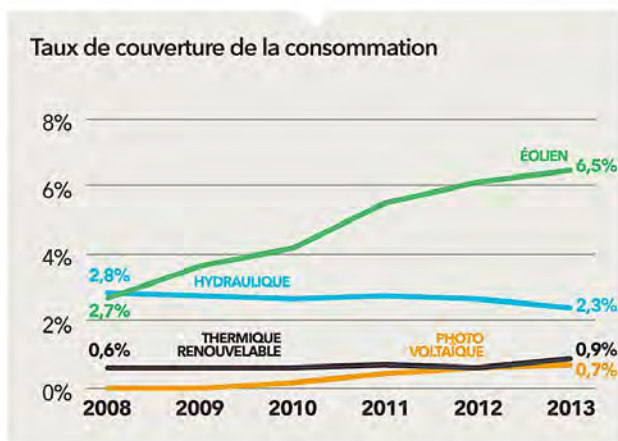
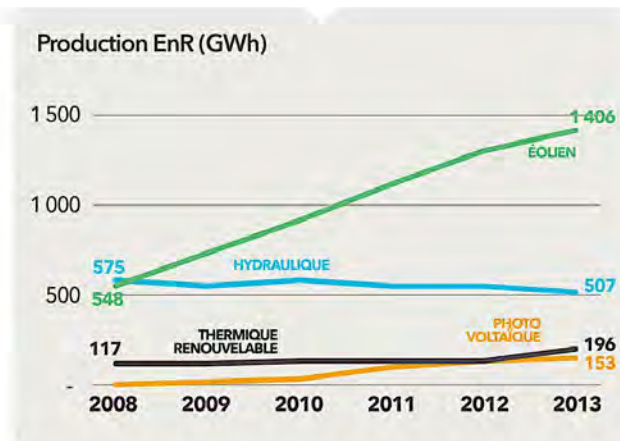
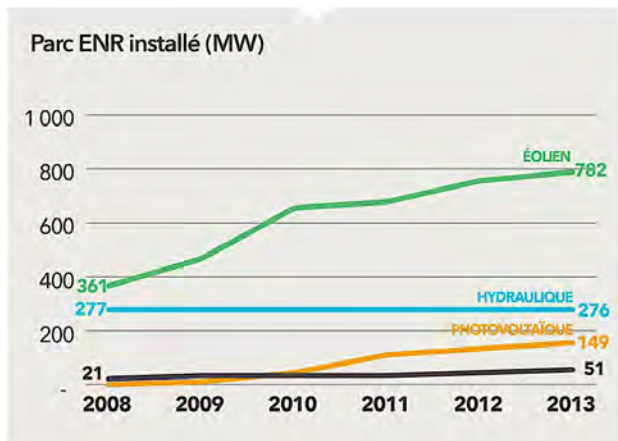


L'évolution de la production d'électricité en région Bretagne

PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES





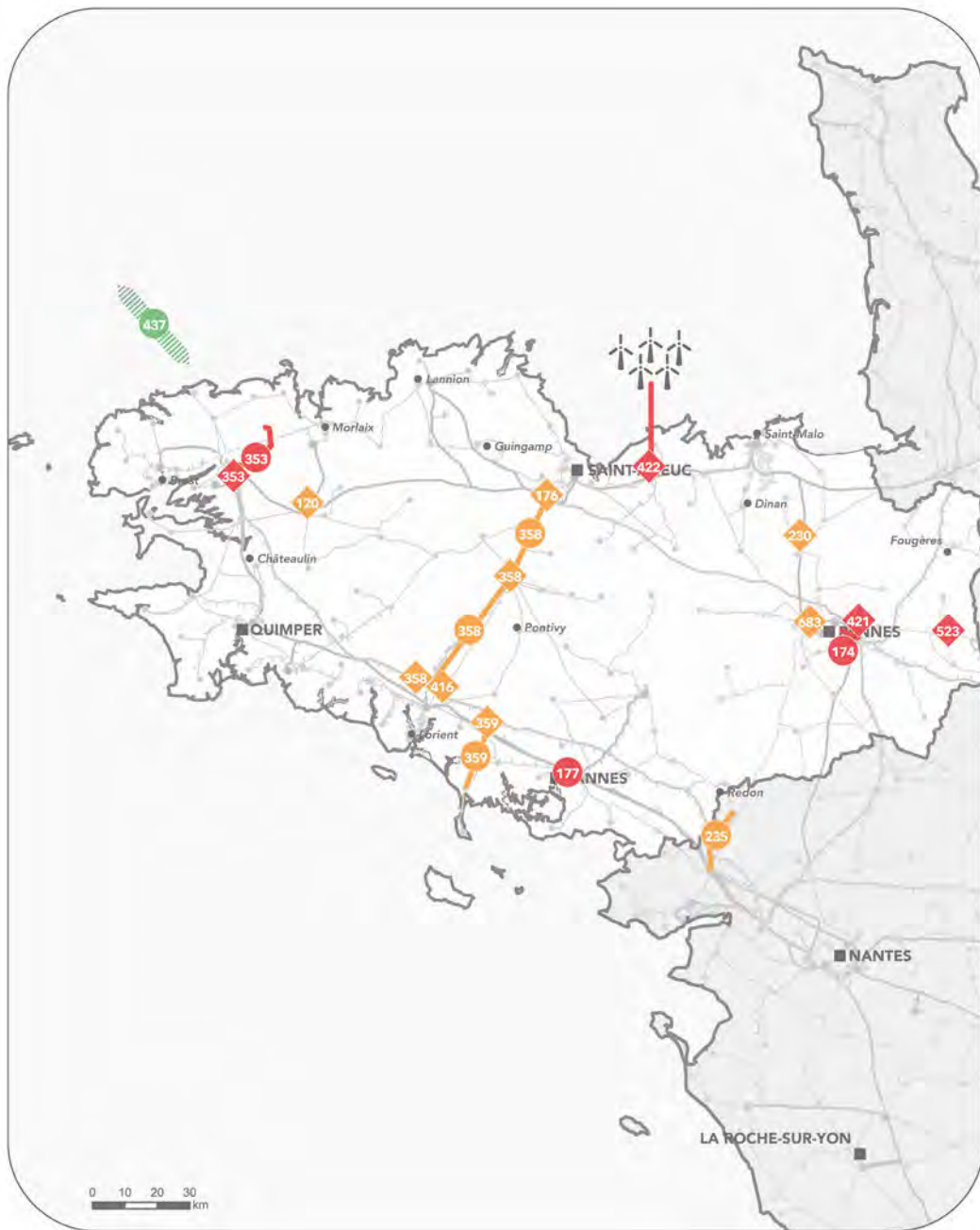
### Le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Bretagne



---

*Le S3REnR Bretagne est en cours d'élaboration.*

Le SRCAE de la région a été validé le 5 novembre 2013.  
Le gisement total à considérer dans les S3REnR est de  
2575 MW à l'horizon 2020.

Les nouvelles infrastructures à mettre en service en région Bretagne d'ici 2024



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRL Ingénierie</p>
--	--	---

## TABLEAU DE PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
120		<b>Filet de sécurité Bretagne - Augmentation des capacités de secours depuis le poste de Brennilis 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation des Côtes d'Armor	Installation d'un transformateur déphaseur		<b>2015</b> A 04/2012 B C D 03/2014	Décalage de quelques mois de la date de mise en service, sans conséquences pour la sécurité d'approvisionnement
174		<b>Modification du raccordement du poste de Cesson 90 kV</b> Répondre à la demande d'augmentation de puissance de raccordement de RFF (passage de 19 à 31 MVA) de la sous station de Cesson	Construction d'une liaison souterraine depuis Domloup	n/a n/a	<b>2015</b> A 05/2012 B 12/2012 C 09/2014 D 05/2015	Se déroule comme prévu
176		<b>Filet de sécurité Bretagne - Renforcement de la capacité de transformation du poste de Plaine Haute</b> Renforcement du réseau afin de diminuer les congestions sur les lignes 225 kV du nord Bretagne	Installation d'un second autotransformateur de 600 MVA		<b>2015</b> A 07/2012 B C D 09/2013	Se déroule comme prévu
177		<b>Modification du raccordement du poste de Saint Avé 63 kV</b> Répondre à la demande d'augmentation de puissance de raccordement de RFF (passage de 19 à 31 MVA) de la sous station de Saint Avé	Création de deux liaisons souterraines à 63 KV biphases de 5 kms environ entre Theix et Saint Avé	n/a n/a	<b>2015</b> A 06/2012 B 04/2013 C 10/2014 D 01/2015	Se déroule comme prévu
235		<b>Création d'une liaison souterraine Porte - Pontchâteau 63 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de de Redon	Création d'une liaison souterraine à 63 kV		<b>2016</b> A 10/2011 B 05/2013 C 05/2015 D 09/2015	Se déroule comme prévu
421		<b>Raccordement du poste ERDF de Tize</b> Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation de l'agglomération de Rennes et sécuriser son alimentation électrique	Raccordement du futur poste en antenne sur le poste de Domloup par une liaison souterraine de 9 kms environ	n/a n/a	<b>2016</b> A 07/2011 B 04/2013 C 09/2014 D 01/2016	Se déroule comme prévu
523		<b>Raccordement du poste source de La Grande Haye</b> Raccordement d'un poste source	Raccordement du futur poste-source en coupure sur la ligne Bréal-Vitré	n/a n/a	<b>2016</b> A 04/2009 B 07/2010 C D 02/2015	Décalage en lien avec le planning du client
353		<b>Filet de sécurité Bretagne - Raccordement d'un cycle combiné gaz sur la commune de Landivisiau au poste de La Martyre</b> Augmenter les marges de sécurité vis-à-vis du risque d'écroulement de tension en Bretagne	Création d'une liaison souterraine à 225 kV de 20 km entre le CCG et le poste de la Martyre	n/a	<b>2017</b> A 04/2012 B C 03/2015 D 11/2015	Décalage en lien avec le planning du client
358		<b>Filet de sécurité Bretagne Renforcement des capacités du réseau</b> Sécurité d'alimentation du nord et du centre de la Bretagne et création de capacité d'accueil d'environ 300 MW pour les énergies renouvelables	<ul style="list-style-type: none"> <li>Construction d'une liaison simple circuit souterraine 225 kV de 80 km environ et d'une capacité de transit de 500 MVA entre les postes de Calan et Plaine-Haute</li> <li>Installation d'un transformateur-déphaseur au poste de Mûr-de-Bretagne</li> </ul>		<b>2017</b> A 04/2012 B 12/2012 C 01/2015 D 06/2015	Se déroule comme prévu
359		<b>Création du poste 225/63 kV de Pluvigner</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation du sud du Morbihan entre Vannes et la presqu'île de Quiberon	Création d'un poste 225/63 kV et d'une liaison souterraine à 63 kV		<b>2017</b> A B 09/2014 C 05/2016 D 05/2016	Se déroule comme prévu
230		<b>Création du poste de Tréfumel</b> Sécurité d'alimentation du nord de l'Ille-et-Vilaine	Création d'un poste 225 / 90 kV sous la ligne à 225 kV Belle Epine - Rance		<b>2020</b> A 10/2009 B C D	Lancement d'une nouvelle concertation sur le projet



Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
422		<b>Raccordement de la production éolienne offshore Zone de Saint-Brieuc</b> Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV. Premier raccordement prévu en 2018.	n/a	<b>2020</b>	Se déroule comme prévu
416		<b>Évolution du poste de Calan</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de Bretagne (stabilité transitoire des groupes de production en pointe Bretagne et manœuvrabilité face aux incidents)	Entrée en coupure du circuit à 400 kV Cordemais - La Martyre dans le poste, installation d'un autotransformateur et création d'une liaison à 225 kV vers Poteau-Rouge		À déterminer (au-delà de 2024)	Projet reporté sine die suite à l'évolution des hypothèses de consommation et production dans la zone
437		<b>Interconnexion France - Irlande</b> Augmentation de la capacité d'interconnexion	Nouvelle liaison à courant continu de 700 MW entre Bretagne et Irlande		<b>2025</b>	Aboutissement des études et formalisation du projet avec Eirgrid

<b>STATUTS</b>	À l'étude Instruction En travaux Décalé S3REnR	<b>JALONS</b>	<b>A</b> Envoi JTE <b>B</b> PV fin de concertation <b>C</b> Signature dernière DUP <b>D</b> Ouverture de chantier	<b>BÉNÉFICES</b>	Perte  CO2  Accueil EnR n/a Non Applicable	<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b>	TRÈS POSITIF  POSITIF  FAIBLEMENT POSITIF  NÉGLIGABLE  FAIBLEMENT NÉGATIF  NÉGATIF  FORTEMENT NÉGATIF
----------------	--	---------------	--	------------------	--	--	---

### Les perspectives long terme en région Bretagne

---

- **En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du Schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.**

L'évolution de la consommation électrique et le développement des *énergies renouvelables*, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents.

À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Bretagne ».

- **À l'horizon 2025, la consommation électrique est supposée croître en moyenne de 1,1% par an en hiver, et le développement régional des énergies renouvelables conduit à une puissance totale installée de 2300 MW (hors éolien offshore).**

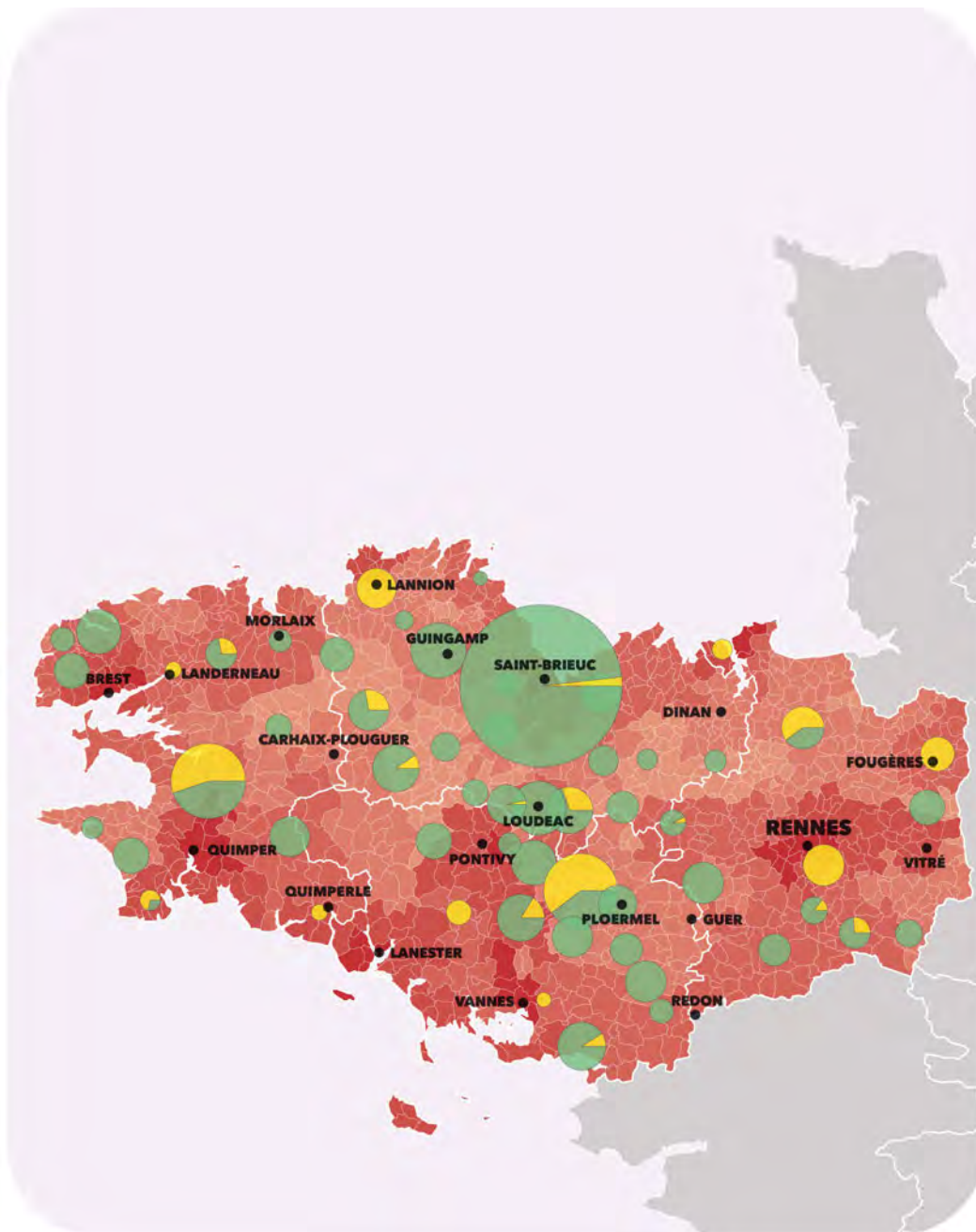
Avec ces hypothèses les études montrent de risques et des besoins de renforcement du réseau limités :

- Même avec l'ensemble des ouvrages du réseau disponibles,, des difficultés d'alimentation en hiver pourraient être rencontrées dans les zones de Rennes et Concarneau ;
- Dans certaines situations d'avarie sur le réseau, des difficultés d'alimentation en hiver pourraient apparaître dans la zone de Concarneau et de Guingamp.

Le renforcement de la transformation des postes alimentant Rennes et Concarneau devrait permettre d'y faire face.

- **RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du Schéma décennal.**

Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Bretagne



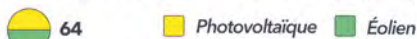
CONSOMMATION PRÉVUE (GWH/AN)



NOTA 1 La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

NOTA 2 Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)







**XI-07**

Perspectives  
de développement  
**en région  
Centre**

### La région Centre

---

RTE consacre depuis plusieurs années une part de plus en plus importante de ses investissements au développement de capacités d'accueil pour les *énergies renouvelables*, et à la circulation de l'énergie électrique issue de ces nouveaux moyens de production sur le réseau public de transport.

- **Ainsi, dans la région Centre, la création en 2014 du poste à 225 000 volts de Tivernon au nord d'Orléans va-t-elle permettre l'accueil de la production éolienne attendue entre Orléans et Chartres.**

Le *Schéma régional du Climat, de l'Air et de l'Énergie (SRCAE)* de la région Centre, publié mi-2012, fixe des objectifs ambitieux de développement des *énergies renouvelables* d'ici à 2020 :

- 2 600 MW pour l'énergie éolienne
- 250 MW pour l'énergie photovoltaïque.

Dans ce cadre, RTE a élaboré le *Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR)* de la région, en collaboration avec l'État, le Conseil Régional, les associations de producteurs d'énergie renouvelable, et les gestionnaires de réseau de distribution.

- Ce schéma, publié en juillet 2013, réserve ainsi dans les postes électriques une capacité d'accueil pour les énergies renouvelables.
- Il permet également d'anticiper les investissements nécessaires et de mutualiser les coûts entre les porteurs de projets.

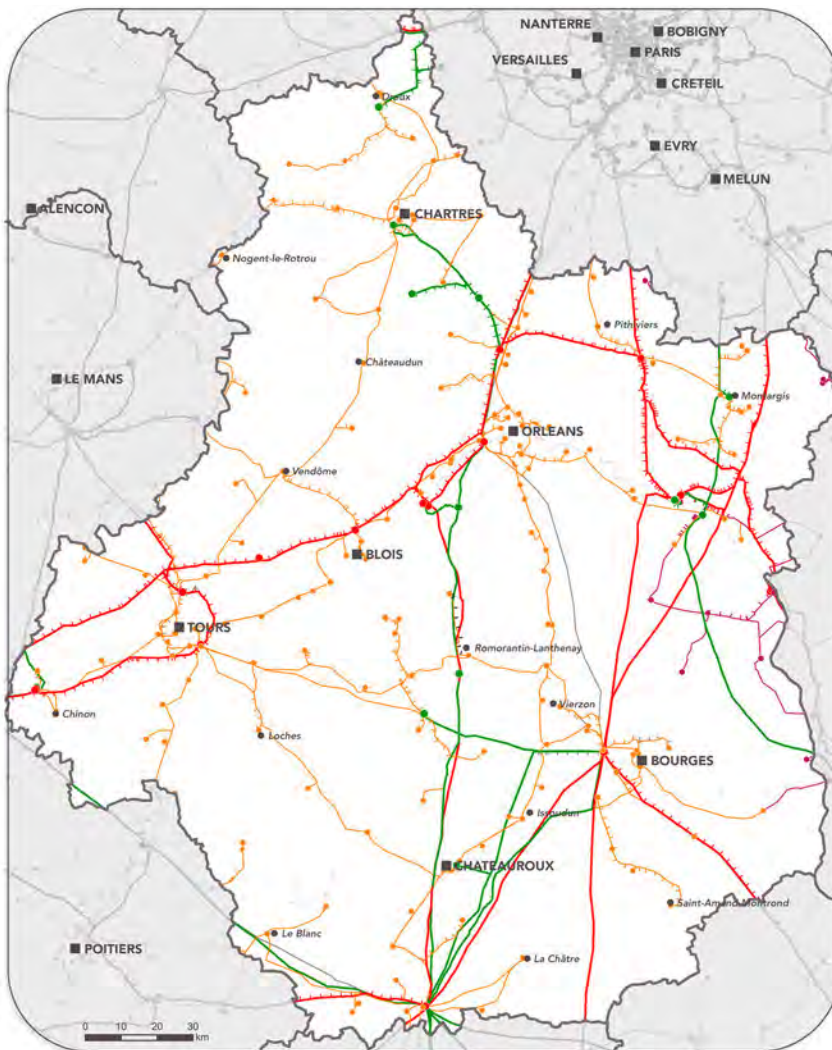
- **Ainsi, ce schéma prévoit notamment la création d'un nouveau poste source raccordé sur la ligne 225kV reliant Bourges à Châteauroux.**

Par ailleurs, le développement significatif des agglomérations d'Orléans, de Tours et de Bourges nécessite des évolutions de la structure de leur réseau d'alimentation, bien que la région Centre voie globalement sa population augmenter moins rapidement que le reste de la France et soit l'objet de prévisions d'évolution de la consommation électrique d'ici à 2030 inférieures à celles de la moyenne nationale.

- **Ainsi, RTE réalisera plusieurs projets de renforcement de l'alimentation électrique de ces agglomérations :**

- Après la mise en service en 2014 d'un poste à 225 kV sur la commune de St Cyr en Val, la sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération d'Orléans se poursuivra avec le raccordement, prévu en 2016, d'un nouveau poste électrique 90 kV / 20 kV situé à l'ouest d'Orléans,
- L'agglomération de Tours verra son alimentation électrique sécurisée par l'installation d'un troisième transformateur à 400 kV sur la commune de Larçay et par la création d'une liaison souterraine à 90 kV au centre de Tours en 2016,
- L'alimentation électrique de l'agglomération de Bourges sera quant à elle sécurisée en 2015 par le remplacement d'un transformateur à 400 kV de 300 MVA par un appareil plus puissant de 600 MVA.

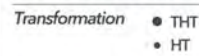
Le réseau de transport d'électricité en région Centre aujourd'hui



TENSION MAXIMALE DES OUVRAGES



SITES EN EXPLOITATION











LIGNES EN EXPLOITATION

Nombre de circuits	Lignes aériennes	Câbles souterrains
1 circuit	—	—
2 circuits	— — — —	— — — —
3 circuits ou plus	— — — — — — —	— — — — — — —

LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	5 444
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	6 758
dont : liaisons aériennes	6 672
liaisons souterraines	87
NOMBRE DE POSTES	138
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	46
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	9 410

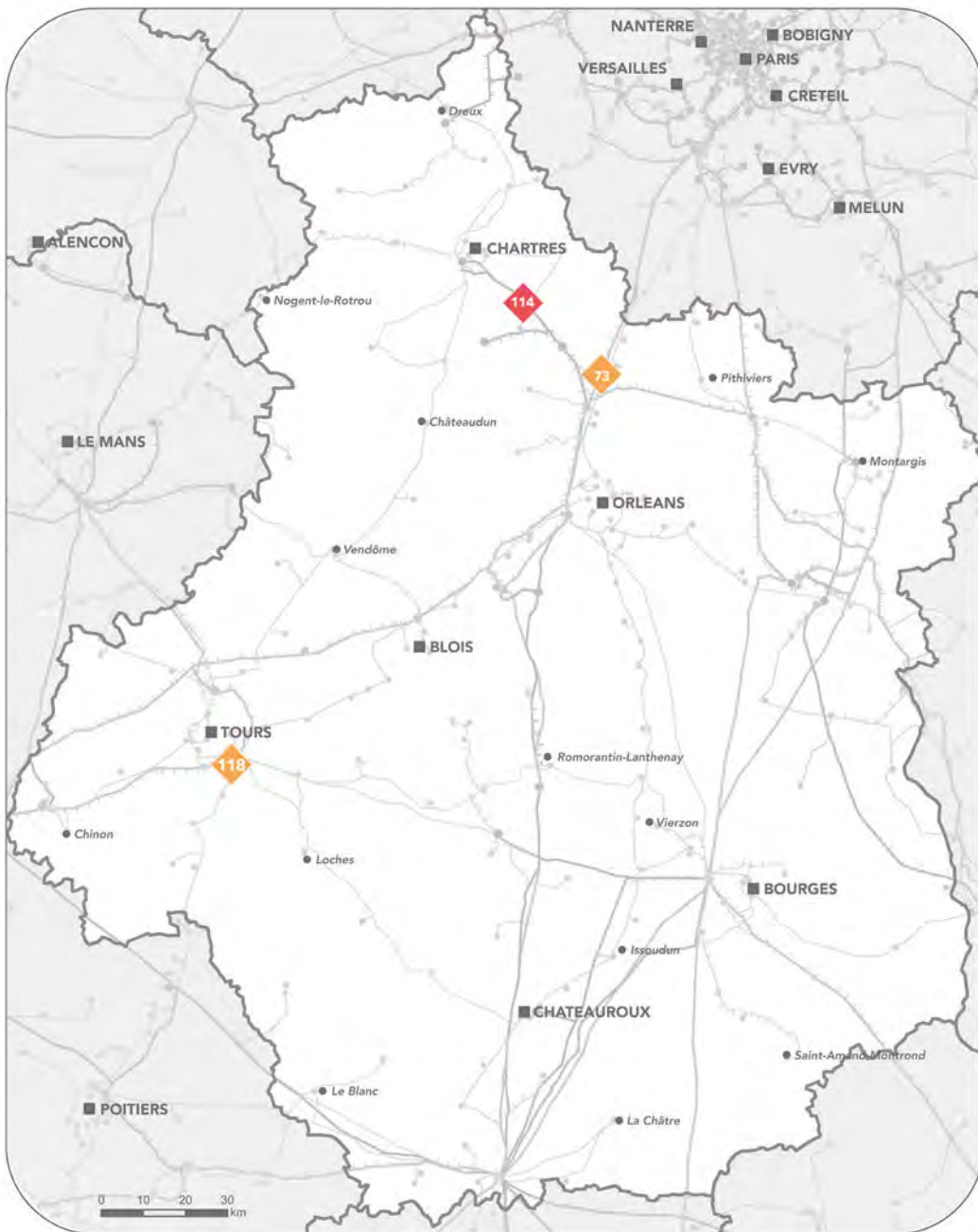
## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Centre en 2014









TABLEAU DES MISES EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
73	<b>Création du poste 225/90 kV de Tivernon</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone nord d'Orléans et contribution à l'accueil de la production éolienne attendue entre Chartres et Orléans	Création d'un échelon à 225 kV dans le poste à 90 kV existant et de son raccordement en souterrain sur la ligne à 225 kV Dambron-Les Carrés-Villejust n°1	  
114	<b>Raccordement du poste de Justice 225 kV</b>	Raccordement d'un client producteur éolien	Raccordement d'un poste 225/20 kV en piquage sur la ligne 225 kV Chaunay - Dambron	n/a  
118	<b>Renforcement de la transformation du poste de Larçay 400 kV</b>	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Tours	Installation d'un troisième transformateur 400 / 90 kV de 240 MVA	  



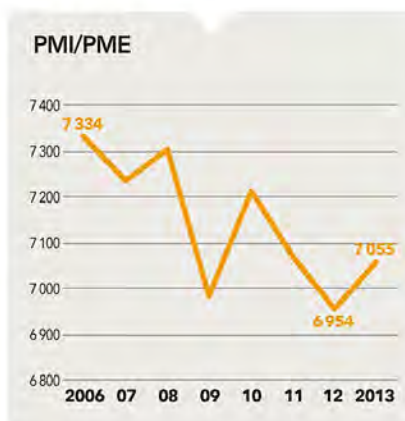
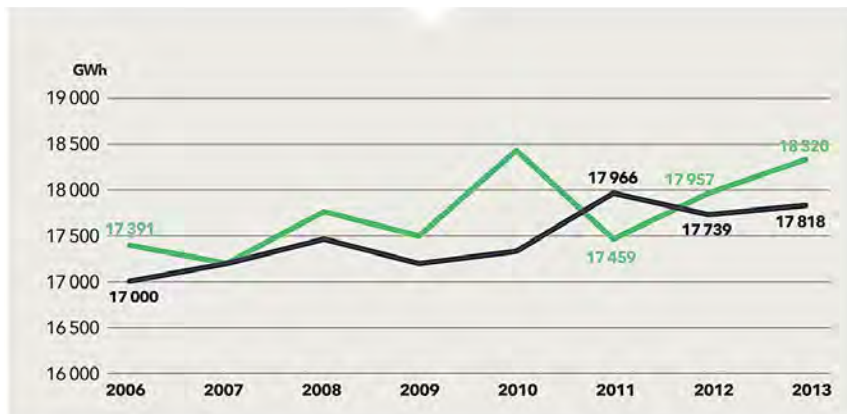




<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sécurité du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN, GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRIngenierie</p>
--	--	--

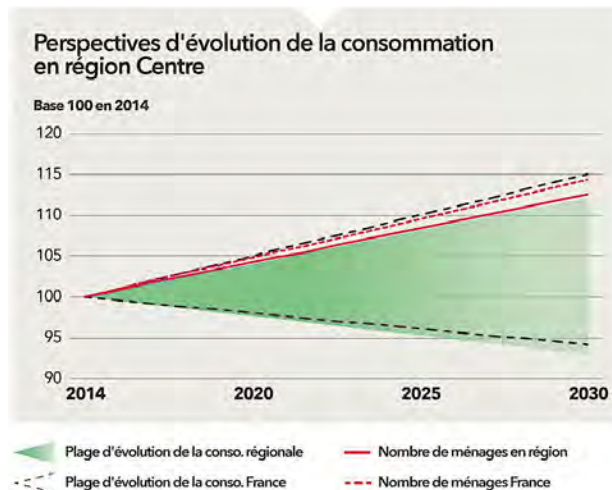
## L'évolution de la consommation d'électricité en région Centre

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



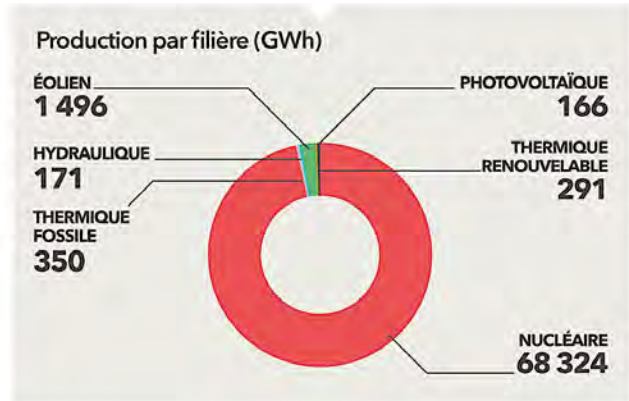
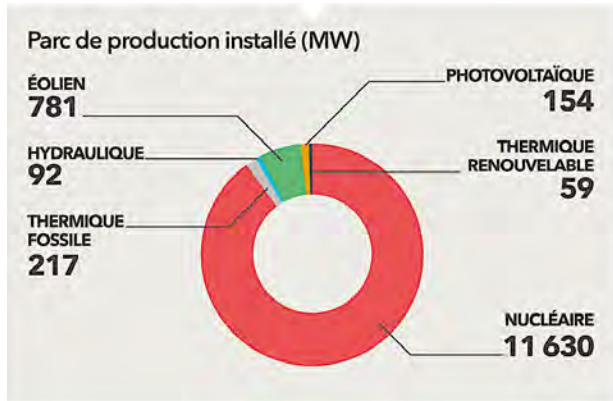
### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

À l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera plus faiblement que la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.

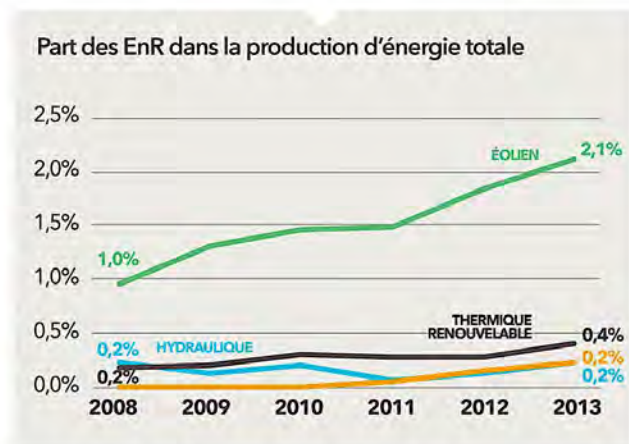
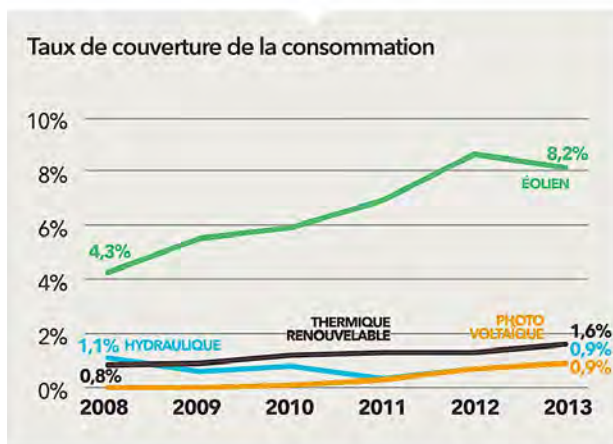
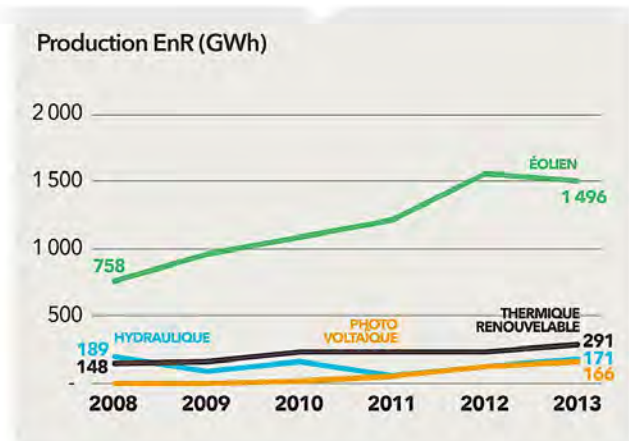
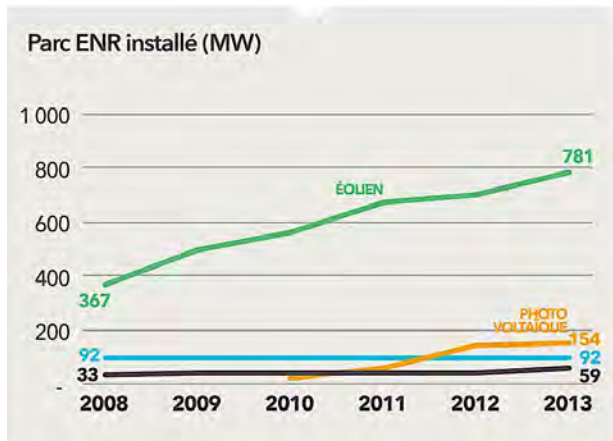


L'évolution de la production d'électricité en région Centre

PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



### Le Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Centre

**LE S3REnR CENTRE A ÉTÉ APPROUVÉ PAR LE PRÉFET DE RÉGION LE 20 JUIN 2013.**

- Le S3REnR de la région propose la réservation de capacité d'accueil pour le raccordement de 1718 MW de production.

Il permet d'accompagner la dynamique régionale de développement des énergies renouvelables définie dans le SRCAE à l'horizon 2020 en offrant :

- d'une part une couverture large des territoires,
- d'autre part l'accueil des puissances prévues en production éolienne dans les zones du SRE.

Enfin il préserve les équilibres nécessaires pour l'accueil des autres énergies renouvelables de moindre puissance.

Seules cinq communes situées dans une zone identifiée comme favorable dans le schéma régional éolien seraient situées à plus de 20 km d'un poste source.

- La mise en service du poste 225/90 KV de Tivernon en 2014 (projet déjà engagé par RTE) permettra d'accueillir une partie de la production éolienne de la zone (voir fiche régionale).

- La quote-part régionale au titre de la mutualisation est de 20 k€/MW dont 3 pour le RPT.

Les ouvrages RTE créés à l'horizon 2020

#### OUVRAGES CRÉÉS

Création poste 225/HTA et raccordement en piquage sur Marmagne Mousseaux 225 kV

Les ouvrages RTE renforcés à l'horizon 2020

#### OUVRAGES RENFORCÉS









Pas d'ouvrages à renforcer

*NB : En plus des créations de postes sources mentionnées ici, le S3REnR prévoit aussi des travaux sur les réseaux de distribution ainsi que les travaux sur le réseau de transport générés par les investissements en distribution.*

- Le S3REnR Centre est disponible sur le site institutionnel RTE à l'adresse suivante : <http://www.rte-france.com/fr/nos-activites/accueil-enr/schemas-regionaux-de-raccordement-au-reseau-des-energies-renouvelables-s3renr>

Les nouvelles infrastructures à mettre en service en région Centre d'ici 2024



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

## TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
119		<b>Renforcement de la transformation du poste de Marmagne 400 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bourges	Remplacement d'un appareil de 300 MVA par un appareil de 600 MVA		<b>2015</b> A 06/2010 B C D 01/2013	Se déroule comme prévu
170		<b>Création d'une liaison souterraine Epines Fortes - Portillon 90 kV</b> Renforcement de l'alimentation du centre de Tours	Création d'une liaison souterraine		<b>2016</b> A 11/2010 B 06/2012 C D 06/2015	Décalage du projet suite à contraintes liées aux travaux
171		<b>Raccordement nouveau poste ERDF de Orléans (ex Blossières)</b> Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation de l'agglomération d'Orléans	Construction d'une liaison souterraine 90 kV d'environ 3,5 km entre Marchais et Blossières	n/a n/a	<b>2016</b> A 02/2009 B 02/2014 C 11/2015 D 02/2016	Se déroule comme prévu
526		<b>Raccordement d'un poste 225 / HTA Paudy sur Marmagne - Mousseaux 225 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Création d'un poste 225/HTA et raccordement en piquage sur Marmagne Mousseaux 225 kV		<b>2017</b> A 04/2014 B 12/2015 C D 09/2017	
699		<b>Augmentation de la capacité de transit de la liaison 90 kV Cote-Vigne</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation capacité de transit de la liaison aérienne		Selon évolution des demandes de raccordement	
705		<b>Augmentation de la tenue aux courts-circuits du poste d'Eguzon 90 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Remplacement d'appareils haute tension afin d'augmenter les capacités de transit		Selon évolution des demandes de raccordement	
		<b>Normandie sud parisien - long terme</b> Augmentation de la capacité de transit nord-sud du réseau si et selon le besoin d'évacuation de productions nouvelles en Normandie (éolien offshore, nucléaire) pour l'acheminer vers les centres de consommation voisins	À déterminer - voir zoom dédié	n/a n/a n/a	(À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer
		<b>« Façade Atlantique » - long terme</b> Augmentation de la capacité de transit nord-sud du réseau dans le sud-ouest de la France	À déterminer - voir zoom dédié	n/a n/a n/a	(À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer

**STATUTS**

- 
- 
- 
- 
- 

**JALONS**

- A** Envoi JTE
- B** PV fin de concertation
- C** Signature dernière DUP
- D** Ouverture de chantier

**BÉNÉFICES**

- 
- 
- 
- n/a
- Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

- 
- 
- 
- 
- 
- 
-

- Perspectives de développement en région Centre

### Les perspectives long terme en région Centre

---

- > **En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.**

L'évolution de la consommation électrique et le développement des énergies renouvelables, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents.

À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Centre ».

- > **À l'horizon 2025, la consommation électrique est supposée croître en moyenne de 0,4% par an en hiver, et le développement régional des énergies renouvelables conduit à une puissance totale installée de 3070 MW.**

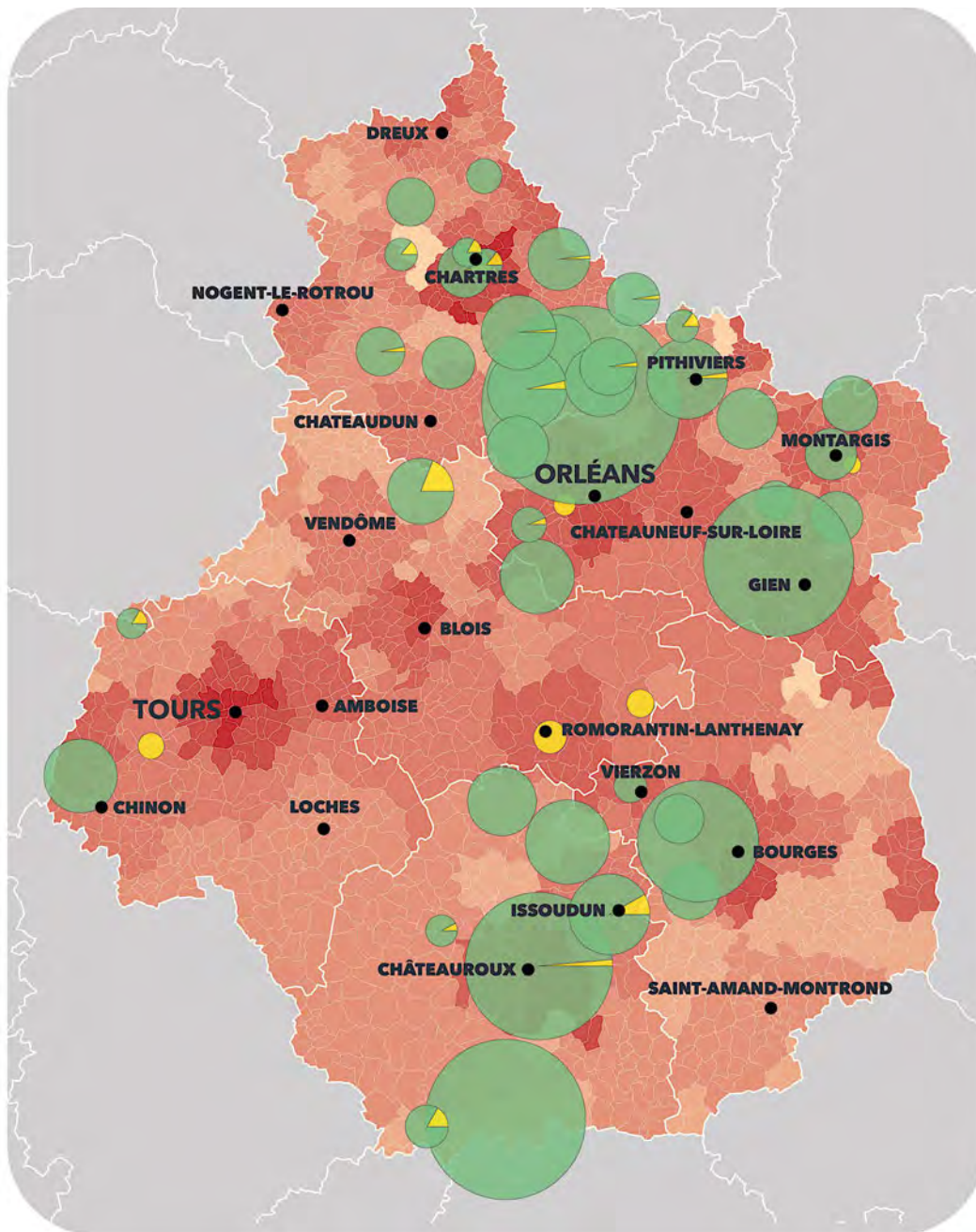
Avec ces hypothèses, même en cas d'avarie d'un ouvrage, le réseau apparaît apte à assurer l'approvisionnement électrique régional.

Avec des hypothèses plus contrastées sur la consommation, en considérant un scénario de croissance de 0,8% par an en hiver, il faudra surveiller :

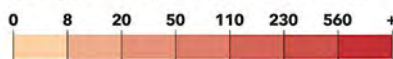
- La bonne adéquation de la capacité de transformation autour des villes de Blois, Tours et Saumur ;
  - Le risque de saturation des liaisons d'alimentation 90kV dans la zone de Blois et Tours.
- > **RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du schéma décennal.**



Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Centre



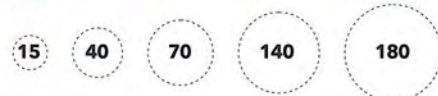
CONSOMMATION PRÉVUE (GWH/AN)



NOTA 1 La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

NOTA 2 Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)







**XI-08**  
Perspectives  
de développement  
en **Champagne**  
**Ardenne**

## Champagne-Ardenne, « terre d'énergie, terre d'éoliennes »

- **La faible augmentation de la consommation d'électricité en Champagne-Ardenne (0,8% constaté entre 2006 et 2013) pourrait laisser croire que le réseau de transport va peu évoluer dans les années à venir.**

Ce serait cependant ignorer les besoins d'amélioration de la qualité d'électricité, la nécessité d'accompagner des dynamiques locales de développement, ainsi que le besoin de renouvellement d'un réseau parfois ancien. Ce serait surtout omettre la nécessité d'adapter le réseau pour permettre l'arrivée massive de production d'énergie renouvelable sur le territoire.

### UN SCHÉMA RÉGIONAL DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (S3RENr) AMBITIEUX

Suite à l'élaboration de son *Plan Climat Air Énergie Régional (PCAER)* validé en juin 2012, la Champagne Ardenne est une des toutes premières régions françaises à s'être dotée fin 2012 d'un *Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RENr)*.

- L'ambition de la région en termes de développement de la production d'énergie renouvelable la place en tête des régions françaises, avec la Picardie, avec une ambition de 3 120 MW à l'horizon 2020.
- La Champagne Ardenne, « terre d'énergie » avec 1 300 MW de production renouvelable déjà installée fin 2013, est également une véritable « terre d'éoliennes ». C'est d'ailleurs le développement des installations d'éoliennes dans ce territoire propice qui va contribuer à la majeure partie de l'ambition régionale en matière de production d'électricité.

- **Pour répondre à cette dynamique, le S3RENr prévoit des investissements dans 3 zones clés, à savoir :**

- La Champagne crayeuse,
- La zone de Reims et Reims,
- et enfin celle de Chaumont/Langres.

- **Le principal investissement concerne la création d'une nouvelle liaison souterraine 90 kV de plusieurs kilomètres et d'un nouveau poste de transformation au nord de Méry-sur-Seine.**

Ce sont au total 50 millions d'euros qui seront investis via ce S3RENr. Une grande partie des investissements prévus dans le schéma est déjà justifiée par la dynamique des projets éoliens constatée depuis sa signature. Ils seront à concrétiser dans les délais annoncés par les gestionnaires de réseau.

### UN S3RENr QUI COMPLÈTE UNE ADAPTATION DU RÉSEAU, CLÉ DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, DÉJÀ ENGAGÉE PAR RTE

Bien avant le S3RENr, RTE avait prévu ou engagé des projets qui concourent à l'atteinte des objectifs de la région et accompagnent de façon générale la transition énergétique à une plus large échelle.

- Ainsi, la mise en service de la garantie du poste de Barbuise (Nogent sur Seine) permet d'accueillir les nouveaux projets éoliens de la zone et de sécuriser l'alimentation en électricité du Nogentais.
- Par ailleurs, la reconstruction en double circuit de la ligne 400 kV entre Charleville-Mézières et Reims dont la déclaration d'utilité publique a été signée en mai 2014, et les travaux d'extension du poste RTE à 400 kV de Seuil en cours, y contribueront.
- Ce sont aussi des raccordements de postes électriques de clients producteurs éoliens, parfois à enjeux régionaux, qui sont à réaliser dans les délais, comme le poste de Châtres dans l'Aube (en 2014) ou le projet Windvision dans les Ardennes.





### UN RÉSEAU QUI SE MODERNISE AU SERVICE DU TERRITOIRE

Pour renouveler un réseau parfois ancien, ou pour participer au développement économique de la région dans le respect de l'environnement et des territoires traversés, un projet est en cours de concertation sur la zone de Vitry le François (garantie du poste de Marolles), pour une mise en service en 2017.

Par ailleurs, la concertation va démarrer pour deux autres projets, l'un pour renforcer l'alimentation électrique de l'industrie agro alimentaire au nord-est de Reims et l'autre dans la pointe ardennaise (Mazures), pour un horizon plus lointain.



## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Champagne-Ardenne en 2014

Carte	Libellé	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfice
72	<b>Évolution du poste de Barbuise 225 kV</b>	Accueil de production éolienne dans l'Aube	Extension du poste	n/a  
109	<b>Raccordement du poste de Châtres 90 kV</b>	Raccordement de producteur éolien	Déroutage du deuxième terre de la ligne Méry-Romilly sur 7 km à partir de Méry, création d'un pylône aéro-souterrain à Méry et de 500 m de liaison souterraine entre ce pylône et le poste de Méry	n/a  

**BÉNÉFICES**

 Perte  CO2  Accueil EnR

n/a Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

  
TRÈS POSITIF

  
POSITIF

  
FAIBLEMENT POSITIF









  
NÉGLIGABLE

  
FAIBLEMENT NÉGATIF

  
NÉGATIF

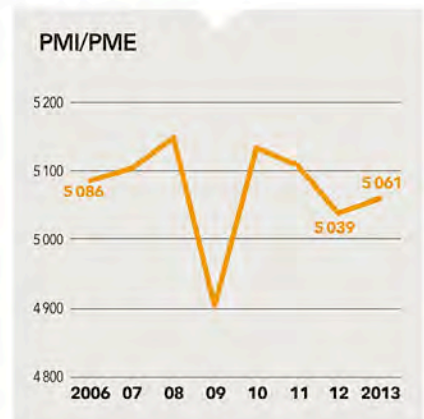
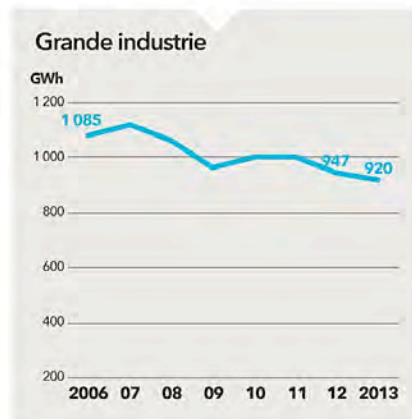
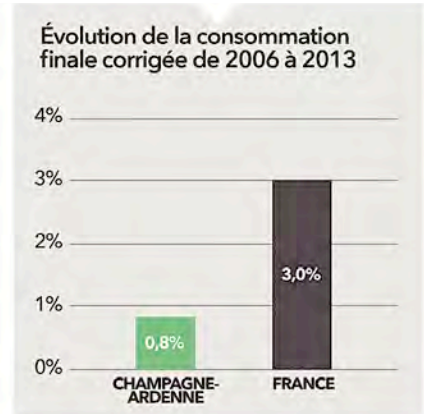
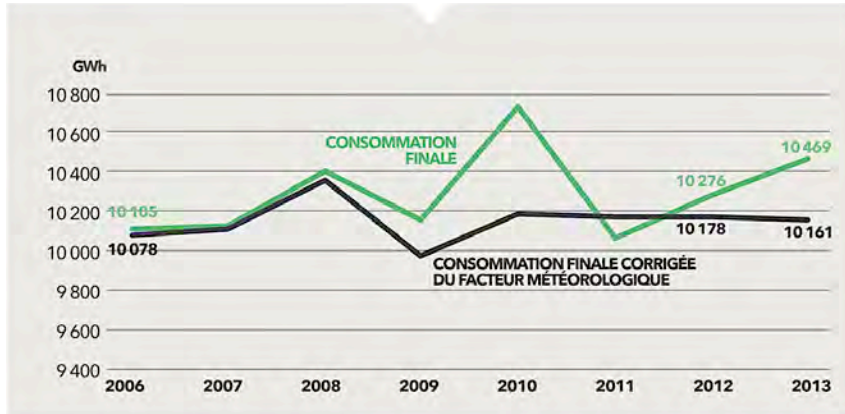
  
FORTEMENT NÉGATIF



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

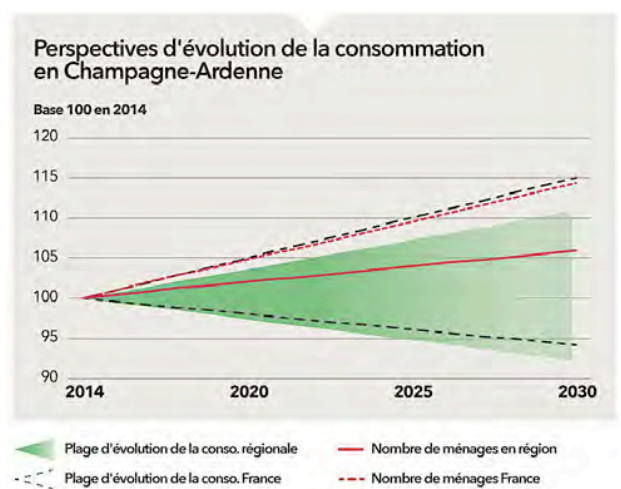
## Évolution de la consommation d'électricité en région Champagne-Ardenne

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

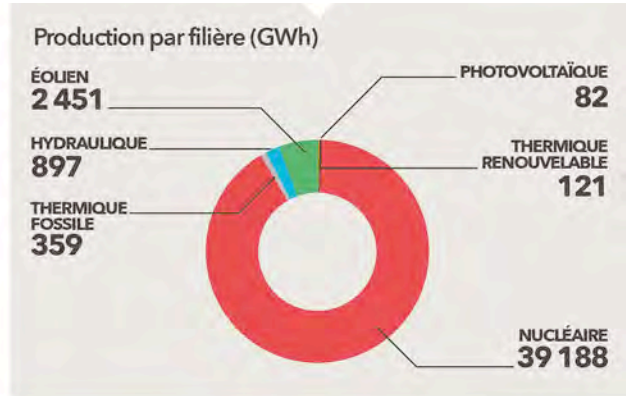
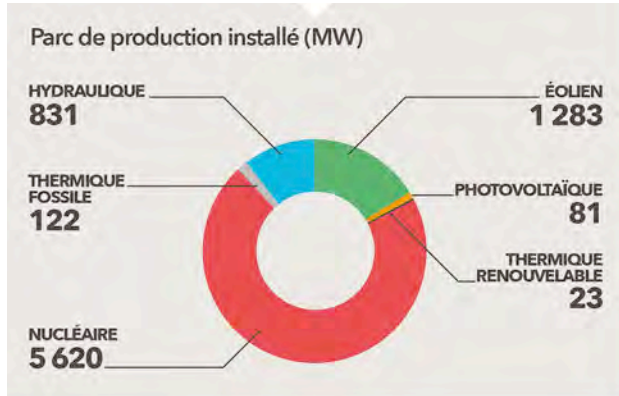
À l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera plus faiblement que la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.



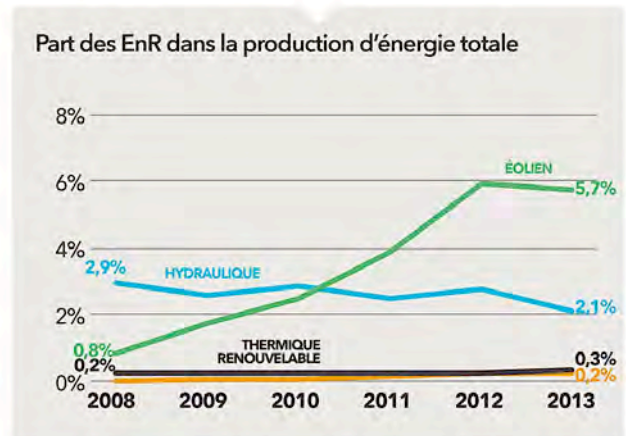
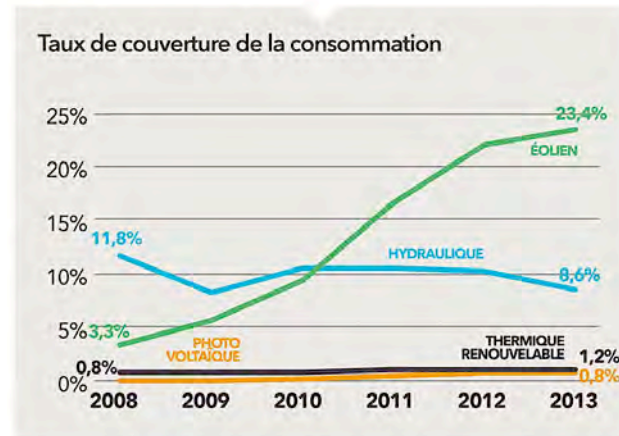
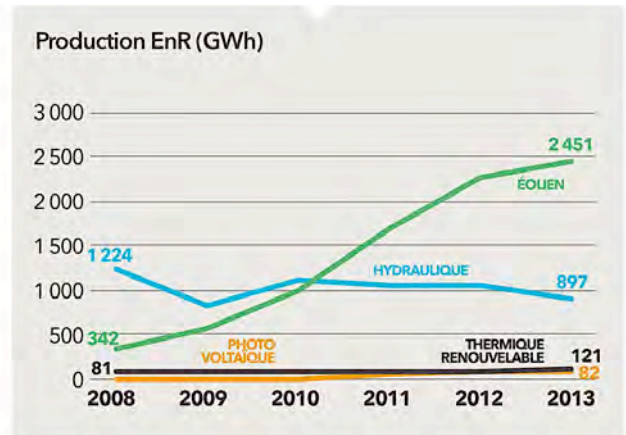
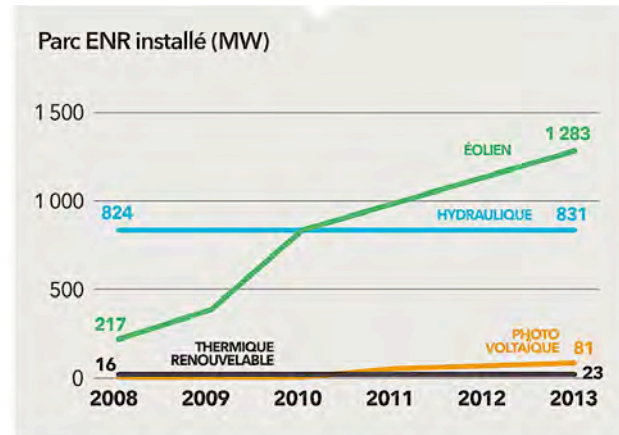


## L'évolution de la production d'électricité en région Champagne-Ardenne

### PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



### LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



### Le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Champagne-Ardenne

- > Le S3REnR Champagne-Ardenne a été approuvé par le préfet de région le 28 décembre 2012.

À la suite d'un travail important et d'une phase de concertation particulièrement riche, la région Champagne-Ardenne a été une des premières régions en France à valider son SRCAE.

Une phase préparatoire entre les gestionnaires de réseau et la DREAL et en y associant la Région et les Syndicats des énergies renouvelables et France Énergie Éolienne a permis :

- dans un premier temps d'identifier les potentiels de développement d'Énergies Renouvelables pour pouvoir,
- dans un second temps, mener les études de réseaux.

- > Pour accompagner la forte dynamique de développement des d'énergies renouvelables dans cette région, RTE a déjà engagé des projets de développement de réseau :

- Transformation de Barbuise en 2014,
- Création du poste de Noue-Seuil 90/20 kV en 2014,
- Renforcement de l'axe Lonny-Vesle-Seuil en 2016 (voir fiche régionale).

- > Avec une ambition de 3120 MW de capacité d'Énergies Renouvelables installée à l'horizon 2020 et compte tenu de la proportion importante de projets en file d'attente, ce sont 871 MW qui doivent être accueillis en complément dans le cadre du S3REnR.

- > La quote-part régionale au titre de la mutualisation est de 49,26 k€ MW dont 23,19 pour le RPT.

#### Les ouvrages RTE créés à l'horizon 2020

##### OUVRAGES CRÉÉS

Ajout d'un transformateur 400/90kV et d'un couplage 90kV au poste de Mery sur Seine

Raccordement d'un poste source 90/20 kV sur le poste de Mery sur Seine

#### Les ouvrages RTE renforcés à l'horizon 2020

##### OUVRAGES RENFORCÉS

Augmentation de la capacité de transit de la liaison 63 kV Bassigny - Chaumont

Augmentation de la capacité de transit de la liaison 63 kV Bassigny - Montigny le Roi

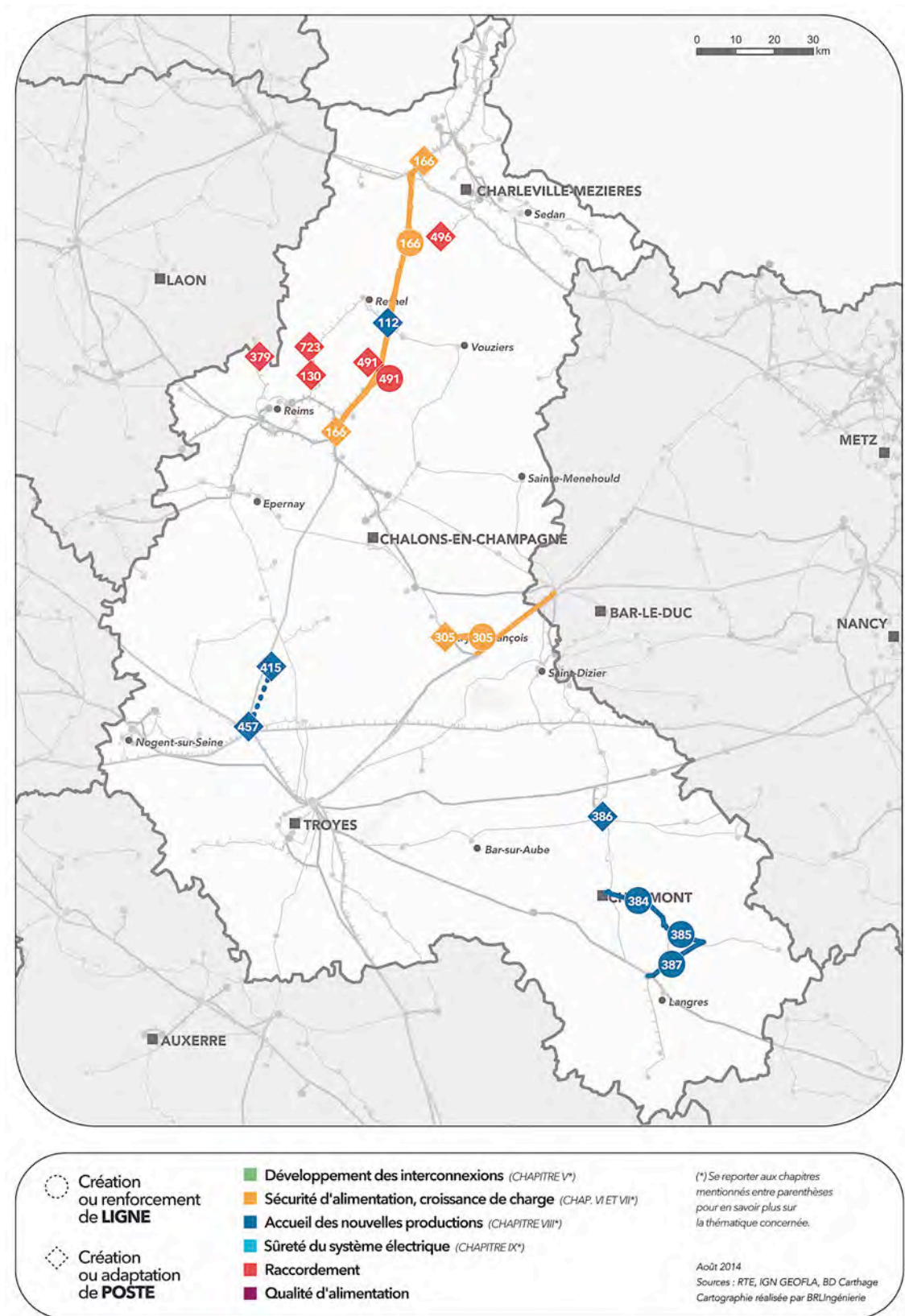
Augmentation de la capacité de transit de la liaison 63 kV Montigny le Roi - Rolampont

Adaptation du poste de Froncles 63kV

NB : En plus des créations de postes sources mentionnées ici, le S3REnR prévoit aussi des travaux sur les réseaux de distribution ainsi que les travaux sur le réseau de transport générés par les investissements en distribution

- > Le S3REnR Champagne Ardenne est disponible sur le site institutionnel RTE à l'adresse suivante : <http://www.rte-france.com/fr/nos-activites/accueil-EnR/schemas-regionaux-de-raccordement-au-reseau-des-energies-renouvelables-S3REnR>

Les nouvelles infrastructures à mettre en service en région Champagne-Ardenne d'ici 2024



## TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
112		<b>Évolution du poste de Seuil 400/90 kV et renforcement de la transformation</b> Création d'une zone d'accueil de production éolienne en Champagne Ardenne	Entrée en coupure de la ligne Lonny - Vesle 400 kV et installation d'un transformateur 400/90 kV à Seuil		<b>2015</b> A 05/2012 B réalisée C 06/2014 D 07/2014	Se déroule comme prévu
379		<b>Raccordement du poste de Aerowatt</b> Raccordement d'un parc éolien	Création d'une liaison souterraine de 70 m sur Guignicourt 63 kV	n/a	<b>2015</b> A B C 12/2014 D 06/2015	Se déroule comme prévu
166		<b>Charleville - Reims :</b> Sécurisation de l'alimentation électrique des agglomérations de la région de Reims et des Ardennes, augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional nord-sud du réseau	Proposition de reconstruction en double circuit de la ligne 400 kV Lonny-Seuil-Vesle existante – voir zoom dédié		<b>2016</b> A 06/2010 B 03/2012 C 05/2014 D 03/2015	Se déroule comme prévu
457		<b>Renforcement de la transformation de Mery-sur-Seine</b> Accueil EnR - S3REnR	Ajout d'un transformateur 400/90 kV et d'un couplage 90 kV au poste de Mery sur Seine		<b>2016</b> A 03/2014 B C D 11/2015	
491		<b>Raccordement du poste de Windvision</b> Raccordement d'un parc éolien	Création d'un poste 400 kV avec entrée en coupure de la ligne 400 kV Lonny Vesle	n/a	<b>2016</b> A 11/2012 B 10/2014 C 07/2015 D 10/2015	Se déroule comme prévu
496		<b>Modification du raccordement et renforcement de la transformation du poste de Poix Terron 63 kV</b> Amélioration de la qualité d'alimentation	Création d'une liaison Mohon Liart dérivation Poix Terron et renforcement de la capacité de transformation du poste de Poix Terron	n/a	<b>2016</b> A B C D 06/2014	Décalage du projet en lien avec le planning du client
130		<b>Raccordement du poste de Chamtor 63 kV</b> Raccordement d'un client consommateur	Création d'une liaison souterraine de 1,8 km depuis le poste de Bazancourt 63 kV	n/a n/a	<b>2017</b> A 05/2011 B 06/2012 C 11/2014 D 03/2016	Décalage du projet en lien avec le planning du client
305		<b>Modification du raccordement du poste de Marolles 225 kV</b> Sécurisation de l'alimentation de Vitry le François	Création d'une deuxième alimentation 225 kV du poste de Marolles		<b>2017</b> A 10/2012 B 11/2013 C 11/2015 D 09/2016	Se déroule comme prévu
723		<b>Raccordement du poste de Pomacle 63 kV (site industriel de Bazancourt)</b> Raccordement d'un client consommateur	Création d'une liaison souterraine de 1,7 km en piquage sur la ligne aérienne Bazancourt – Cemay 263 kV	n/a n/a	<b>2017</b> A 06/2014 B 07/2015 C 02/2017 D 05/2017	
384		<b>Augmentation de la capacité de transit de la liaison Bassigny - Chaumont 63 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation de la capacité de transit de la liaison (Passage à 65°C)		Selon évolution des demandes de raccordement	
385		<b>Augmentation de la capacité de transit de la liaison Bassigny – Montigny le Roi 63 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation de la capacité de transit de la liaison (Passage à 65°C)		Selon évolution des demandes de raccordement	
386		<b>Adaptation du poste de Froncles 63 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Travaux sur les jeux de barres 63 kV du poste		Selon évolution des demandes de raccordement	

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
387		<b>Augmentation de la capacité de transit de la liaison Montigny le Roi - Rolampont 63 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation de la capacité de transit de la liaison (Passage à 65°C)		EnR	Selon évolution des demandes de raccordement
415		<b>Raccordement d'un poste source 90/20 kV sur le poste de Mery-sur-Seine</b> Accueil EnR - S3REnR	Création d'un poste source 90/20 kV doté de trois transformateurs et raccordé via une nouvelle liaison souterraine 90 kV depuis le poste de Mery sur Seine	n/a	EnR	Selon évolution des demandes de raccordement
		<b>Projet « Grand Est » - long terme</b> Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional nord-sud du réseau entre Lorraine et Alsace, et entre Champagne et Bourgogne	À déterminer – voir zoom dédié	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer

**STATUTS**

- À l'étude
- Instruction
- En travaux
- Décalé
- S3REnR

**JALONS**

- A** Envoi JTE
- B** PV fin de concertation
- C** Signature dernière DUP
- D** Ouverture de chantier

**BÉNÉFICES**

Perte CO2 Accueil EnR n/a Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

TRÈS POSITIF

POSITIF

FAIBLEMENT POSITIF

NÉGLIGABLE

FAIBLEMENT NÉGATIF

NÉGATIF

FORTEMENT NÉGATIF

### Les perspectives long terme en région Champagne-Ardenne

---

- > En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.

L'évolution de la consommation électrique et le développement des énergies renouvelables, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents.

À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des *Énergies Renouvelables* en région Champagne Ardenne ».

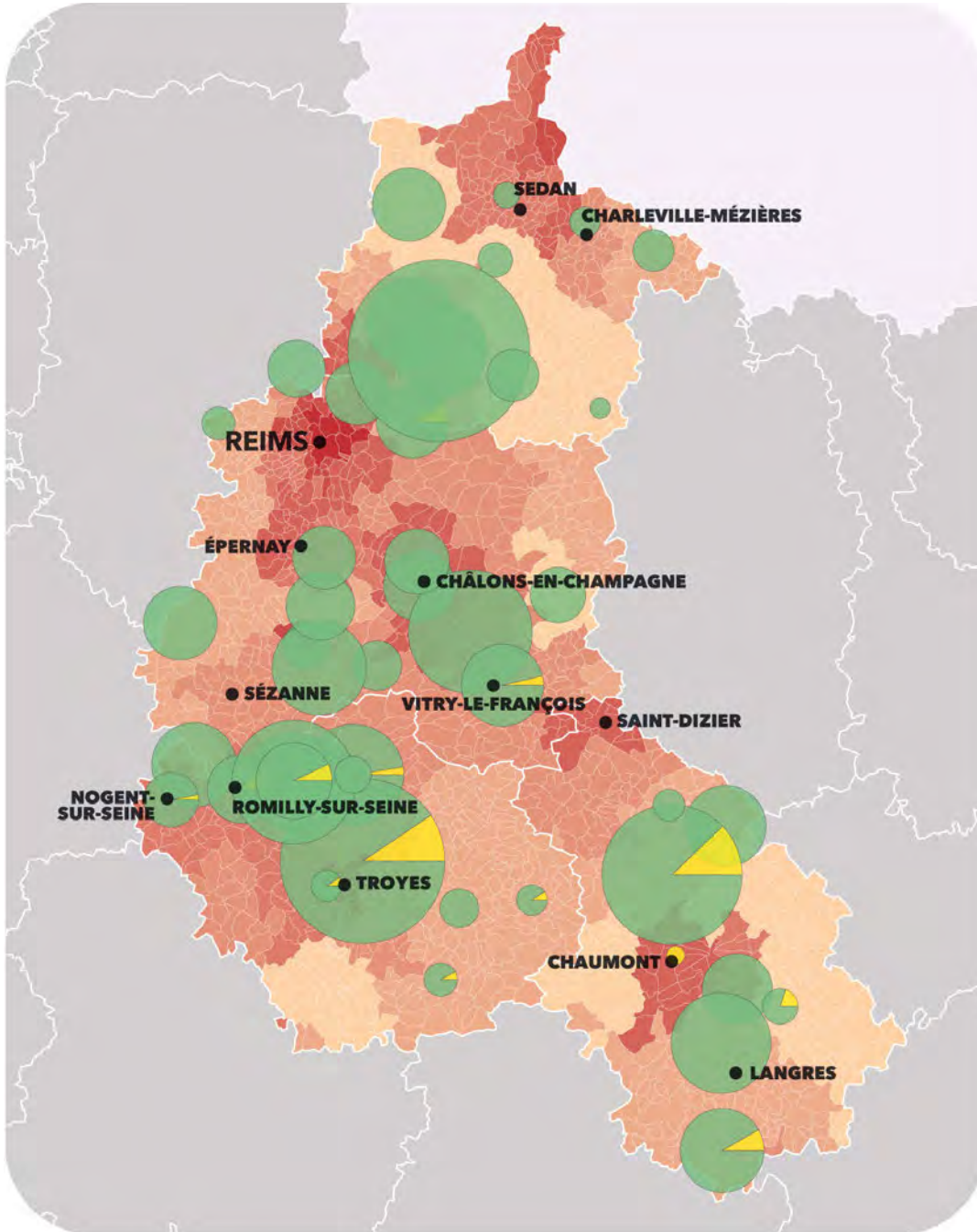
- > À l'horizon 2025, la consommation électrique est supposée croître en moyenne de 0,3 % par an en hiver, et le développement régional des *Énergies Renouvelables* conduit à une puissance totale installée de 3120 MW.

Avec ces hypothèses, dans certaines situations d'avarie sur le réseau, des difficultés d'alimentation en hiver pourraient apparaître dans les zones de Reims et de Troyes lors des pointes de consommation.

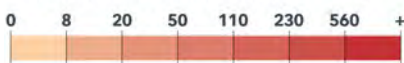
Pour y faire face, RTE envisage le renforcement de la transformation des postes à proximité de ces agglomérations.

- > RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du Schéma décennal.

Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Champagne-Ardenne



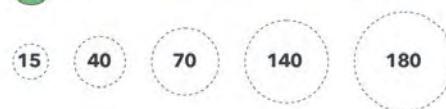
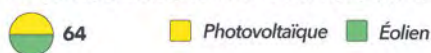
CONSOMMATION PRÉVUE (GWH/AN)



NOTA 1 La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

NOTA 2 Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)







A construction worker wearing a white protective suit, a grey helmet, and a respirator mask is working on a metal structure. The worker is positioned on the right side of the frame, with their body angled towards the left. The metal structure consists of dark, weathered beams and a green-painted vertical post. The background is a bright, overcast sky. A large white circle is overlaid on the center of the image, containing text.

**XI-09**

Perspectives  
de développement en  
**Franche-Comté**

## Franche-Comté : bleue et verte

- **Riche d'un patrimoine naturel et culturel d'exception, la Franche-Comté a pris le virage du XXIème siècle avec le parti pris de la modernité.**

Grâce à l'arrivée du TGV en 2011, Besançon et Montbéliard confirment leurs rôles de locomotives économiques régionales. Mais le reste de la région est aussi très fort d'un réseau de PME historiquement issues de l'industrie horlogère, et a su prendre toute sa place dans le secteur des nouvelles technologies.

Ainsi, malgré la crise économique récente, la consommation d'électricité corrigée des effets météorologiques, reste stable ces dernières années en Franche-Comté ; avec 8 777 millions de kWh, elle constitue 1,7% de la consommation nationale.

### FRANCHE-COMTÉ BLEUE

Avec 5500 km de rivières, la région est naturellement propice à la production hydro-électrique. Totalisant 460 mégawatts en service, les centrales hydrauliques de Franche-Comté fournissent près de la moitié de l'électricité totale produite en région. Il reste que la Franche-Comté ne pourvoit à elle seule qu'à 20% de ses besoins en électricité. Les 80% restants sont donc acheminés par le réseau électrique de RTE, qui permet d'assurer une solidarité entre les territoires et une complémentarité des moyens de production au niveau national.

### FRANCHE-COMTÉ VERTE

45% du territoire régional étant couvert par de la forêt, le bois constitue donc depuis toujours une source d'énergie naturelle pour le chauffage. Pour les autres usages, la région a repris les ambitions du protocole de Kyoto, et a confirmé l'enjeu de l'énergie et du changement climatique comme devant être au cœur des politiques régionales.

- **RTE a pour sa part conduit depuis deux ans un important programme d'investissement afin d'améliorer l'alimentation électrique de la région mais aussi de préparer l'accueil des énergies renouvelables.**

➤ Ainsi, les zones de Montbéliard et Pontarlier ont bénéficié de la création de nouveaux postes de transformation, à Bourguignon (2012) et à Frasne (2012).

➤ Le programme de RTE se poursuivra encore à un rythme soutenu jusqu'en 2017 avec la création d'un poste sur la commune de Saône, permettant de sécuriser l'alimentation électrique de l'agglomération de Besançon.

➤ La création de nouvelles liaisons souterraines à 63 kV volts partant du nouveau poste de Frasne, l'une vers Salins les Bains et l'autre vers Grange Sainte Marie, viendront sécuriser la région d'Arbois et le sud ouest du Doubs.

➤ Ces lignes s'ajouteront aux 46 km déjà réalisés en souterrain depuis 2003, qui ont permis le démontage de 126 km de lignes aériennes haute tension sur la même période.


- **Par ailleurs, l'enjeu de l'accueil des énergies renouvelables est au cœur du projet de Schéma de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), réalisé par RTE en lien avec les gestionnaires de réseau de distribution.**

Ce schéma, déposé en février 2014 pour évaluation et validation par les services de l'Etat, devra permettre le raccordement des énergies renouvelables à hauteur des objectifs ambitieux du *Schéma régional Climat Air Energie* de Franche Comté, validé en novembre 2012.



## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Franche-Comté en 2014

### TABLEAUX DE MISE EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
161	<b>Modification du raccordement du poste de Montboucons 63kV</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation du poste source ERDF	Entrée en coupure du poste et raccordement d'un second transformateur 63/20 kV	n/a n/a 

**BÉNÉFICES**

 Perte  
n/a Non Applicable

 CO2

 Accueil EnR

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

  
TRÈS POSITIF

  
POSITIF

  
FAIBLEMENT POSITIF









  
NÉGLIGABLE

  
FAIBLEMENT NÉGATIF

  
NÉGATIF

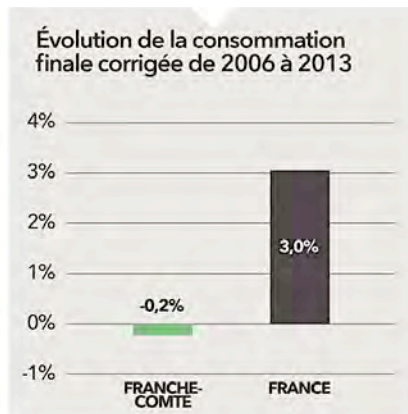
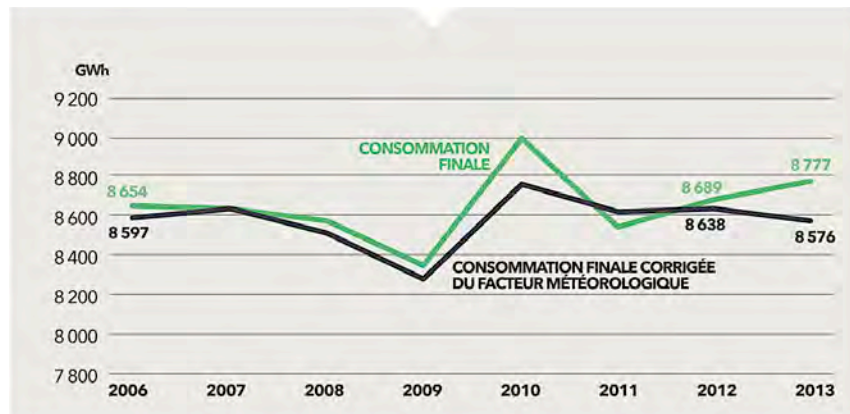
  
FORTEMENT NÉGATIF



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sécurité du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRIngenierie</p>
--	--	---

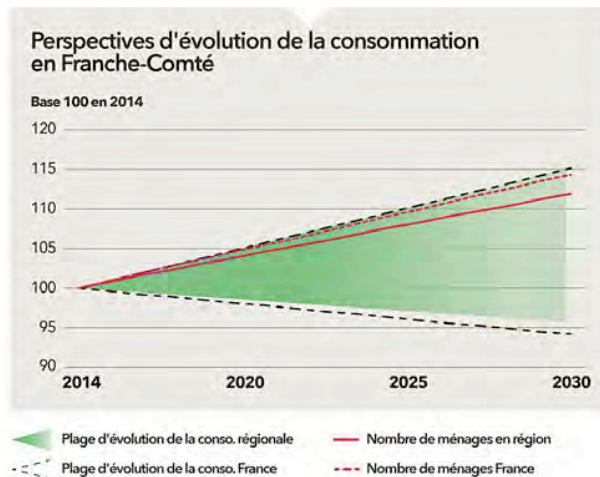
## Évolution de la consommation d'électricité en région Franche-Comté

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



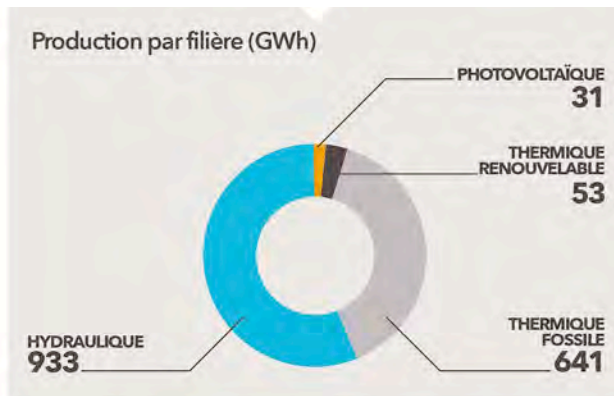
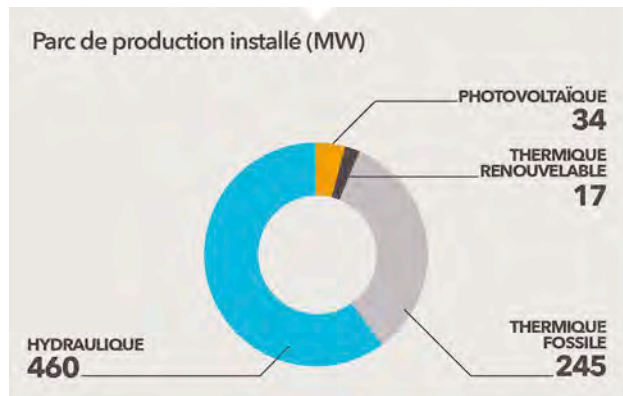
### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

A l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera sensiblement comme la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.

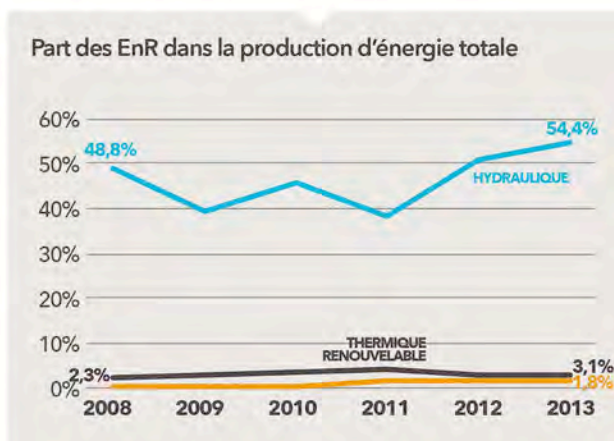
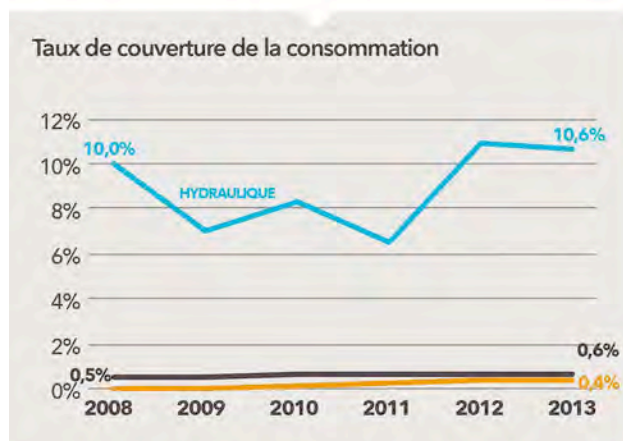
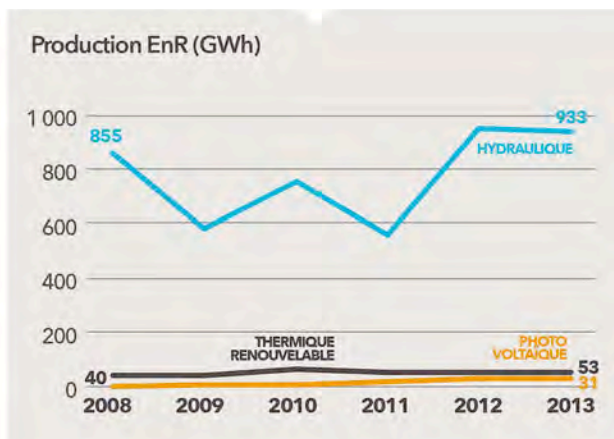
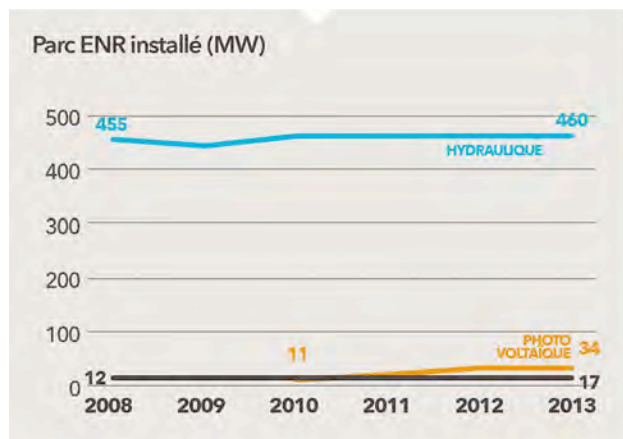


## L'évolution de la production d'électricité en région Franche-Comté

### PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



### LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



NOTA: Les données régionales concernant la production éolienne sont commercialement sensibles et ne sont pas reportées sur cette fiche.

### Le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Franche-Comté

- **Le S3REnR Franche-Comté a été approuvé par le préfet de région le 12 septembre 2014.**

Pour répondre à l'ambition du SRCAE d'accueillir 1331 MW de puissance d'Énergies Renouvelables à l'horizon 2020, le S3REnR propose la réservation de 731 MW de capacités sur les ouvrages de la région :

- En créant 160 MW de capacités nouvelles (par création et renforcement de réseau),
- En s'appuyant sur 490 MW de capacités déjà existantes,
- Et en bénéficiant des 81 MW de capacités créées par l'état initial sur le RPT.

Ce S3REnR permet une couverture large des territoires, l'accueil d'éolien en puissance dans les zones du SRE, et préserve les équilibres nécessaires pour l'accueil des

autres énergies renouvelables de moindre puissance, notamment le photovoltaïque.

#### Les ouvrages RTE créés à l'horizon 2020

##### OUVRAGES CRÉÉS

Raccordement du poste 225/20 kV de « Doubs Nord »

#### Les ouvrages RTE renforcés à l'horizon 2020

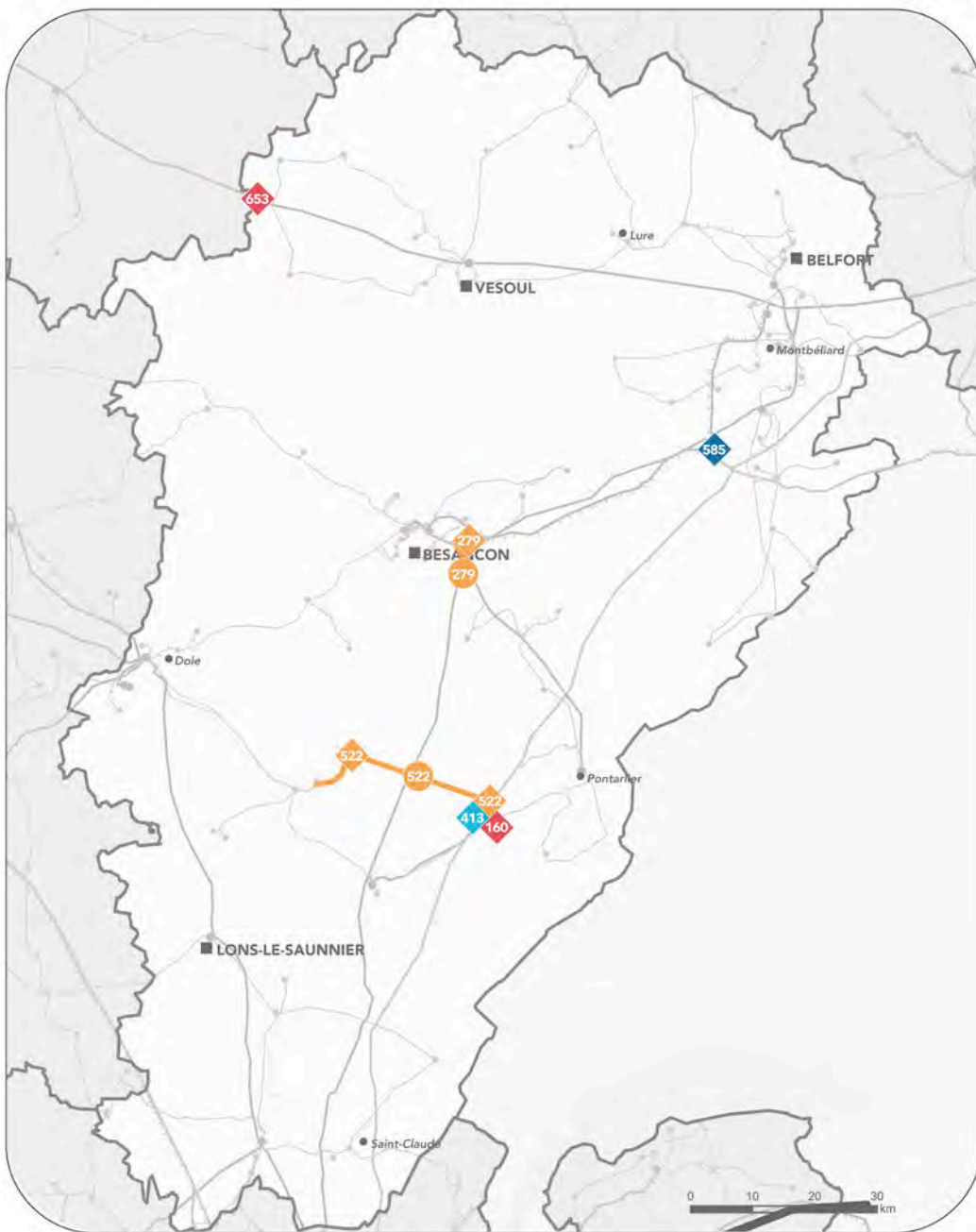
Pas d'ouvrages à renforcer









*NB : En plus de la création du poste source mentionnée ici, le S3REnR prévoit aussi des travaux sur les réseaux de distribution*

- **Le S3REnR Franche-Comté est disponible sur le site institutionnel RTE à l'adresse suivante : <http://www.rte-france.com/fr/nos-activites/accueil-enr/schemas-regionaux-de-raccordement-au-reseau-des-energies-renouvelables-s3renr>**



Les nouvelles infrastructures à mettre en service en région Franche-Comté d'ici 2024



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sécurité du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

## TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
160		<b>Raccordement du poste de Frasne 63 kV</b> Raccordement poste source ERDF	Extension du jeu de barres 63 kV et raccordement d'un transformateur 63/20 kV	n/a n/a	<b>2015</b> A 03/2014 B C D 06/2014	Décalage du projet en lien avec le planning du client
653		<b>Raccordement du poste de Parcs éoliens de Vannier Amance</b> Raccordement de parcs éoliens	Création d'une ligne aérienne 225 kV en piquage sur la liaison 225 kV Pusy-Rolampont pour raccorder des parcs éoliens	n/a	<b>2016</b> A 03/2014 B C 12/2015 D 02/2016	
279		<b>Création du poste 225/63 kV de Besançon Est</b> Sécurité d'alimentation de la zone de Besançon	Création d'un poste 225/63 kV renforçant l'alimentation de la zone de Besançon		<b>2017</b> A 07/2012 B 06/2013 C 07/2015 D 07/2015	Décalage du projet suite aux aléas de travaux (Affiché désormais dans le volet national du Schéma décennal)
413		<b>Gestion des tensions hautes dans l'est de la France</b> Amélioration de la tenue de la tension dans l'est de la France	Installation d'environ 550 Mvar de moyens de compensation dans six postes de l'est de la France : Buschbach, Petite Rosselle, Bezaumont, Frasne, Vielmoulin et Henri Paul		<b>2017</b>	Se déroule comme prévu
522		<b>Renforcement du poste 63 kV de Salins les Bains</b> Sécurisation de la région d'Arbois dans le département du Jura	Création d'une liaison souterraine 63 kV entre les postes de Frasne et Salins		<b>2017</b> A 02/2012 B 09/2013 C 03/2015 D 02/2016	
585		<b>Raccordement du poste 225/20 kV de Mambelin</b> Accueil EnR - S3REnR	Création d'un poste source 225/20 kV doté d'un transformateur et raccordé via une liaison 225 kV depuis le poste de Mambelin		2017 Selon évolution des demandes de raccordement	

<b>STATUTS</b>	À l'étude Instruction En travaux Décalé S3REnR	<b>JALONS</b>	A Envoi JTE B PV fin de concertation C Signature dernière DUP D Ouverture de chantier	<b>BÉNÉFICES</b>	Perte  CO2  Accueil EnR n/a Non Applicable	
<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b>						
TRÈS POSITIF	POSITIF	FAIBLEMENT POSITIF	NÉGLIGABLE	FAIBLEMENT NÉGATIF	NÉGATIF	FORTEMENT NÉGATIF

- Perspectives de développement de Franche-Comté

### Les perspectives long terme en région Franche-Comté

---

- > En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.

L'évolution de la consommation électrique et le développement des énergies renouvelables, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents.

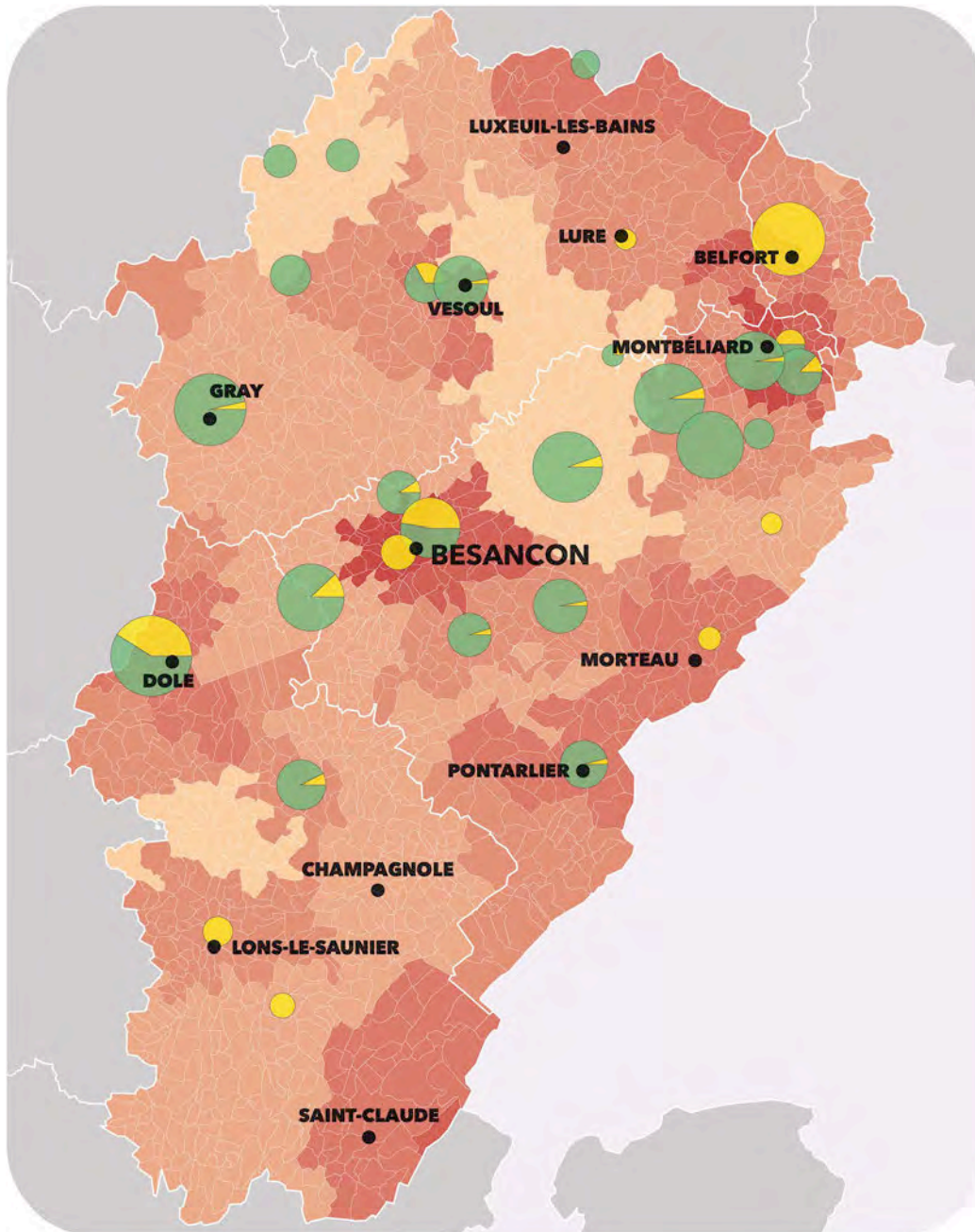
À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Franche-Comté ».

- > A l'horizon 2025, la consommation électrique est supposée croître en moyenne de 0,6 % par an en hiver, et le développement régional des énergies renouvelables conduit à une puissance totale installée de 1330 MW, conformément au SRCAE.

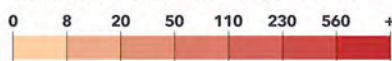
Dans ces hypothèses, le réseau apparaît apte à assurer le service attendu, même en cas d'avarie d'un ouvrage.

- > RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du Schéma décennal.

Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Franche-Comté



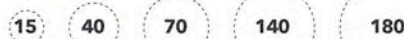
CONSOMMATION PRÉVUE (GWH/AN)



NOTA 1 La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

NOTA 2 Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)







# XI-10

Perspectives  
de développement  
**en Haute  
Normandie**

## La Haute-Normandie

---

- **En 2013, la consommation d'électricité a progressé de 2,9% sur la Haute-Normandie soit 16,6 TWh.**

Corrigée des variations saisonnières, elle reste en légère hausse. À noter toutefois qu'entre 2006 et 2013, la consommation corrigée des variations saisonnières diminue de 2% sur la région alors que la consommation nationale progresse de 3%.

- **La région produit 4 fois plus d'électricité (60,7 TWh) qu'elle ne consomme, essentiellement d'origine nucléaire.**

Le *Schéma régional du Climat, de l'Air et de l'Énergie (SRCAE)* de la Haute-Normandie a été arrêté par le préfet le 21 Mars 2013. RTE a réalisé le *Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RENr)*, pour une approbation par le préfet à l'automne 2014.

- **Les énergies renouvelables marines sont le principal moteur de développement du réseau sur la région Haute-Normandie.**

RTE y raccordera deux parcs de production éolienne offshore : à Fécamp et au Tréport, pour une puissance globale équivalente à une centrale nucléaire.

- Le raccordement, à l'horizon 2019, du parc éolien offshore de Fécamp nécessitera la création d'une liaison à double circuit 225 kV depuis le poste en mer jusqu'au poste de Sainneville, et le renforcement du réseau amont entre les postes de Sainneville et de Pont-Sept via une liaison souterraine d'une longueur de 12 km.
- Concernant le parc du Tréport (2<sup>ème</sup> appel d'offre), la concertation sur le raccordement va s'engager à partir de l'automne 2014.

- **RTE continue à moderniser l'alimentation électrique de Rouen et l'adapter aux besoins futurs.**

Après avoir travaillé sur l'alimentation de l'est de Rouen (création de deux lignes aériennes à 90 kV Boos-Manoir et Bois-Guillaume Cazerie, d'une ligne souterraine Bois-Guillaume Cazerie-La Vaupalière et raccordement du nouveau poste source de Boos), RTE poursuit sur d'autres travaux.

Il s'agit de :

- la mise en souterrain des lignes aériennes 90 kV Corneille-Grand Quevilly et Corneille-Grand Couronne,
- le raccordement du poste d'ERDF de Deville, au cœur de Rouen
- et le remplacement des câbles de la liaison Hôtel Dieu La Vaupalière par de nouveaux câbles (afin de fiabiliser la desserte du poste Hôtel Dieu 225 kV).

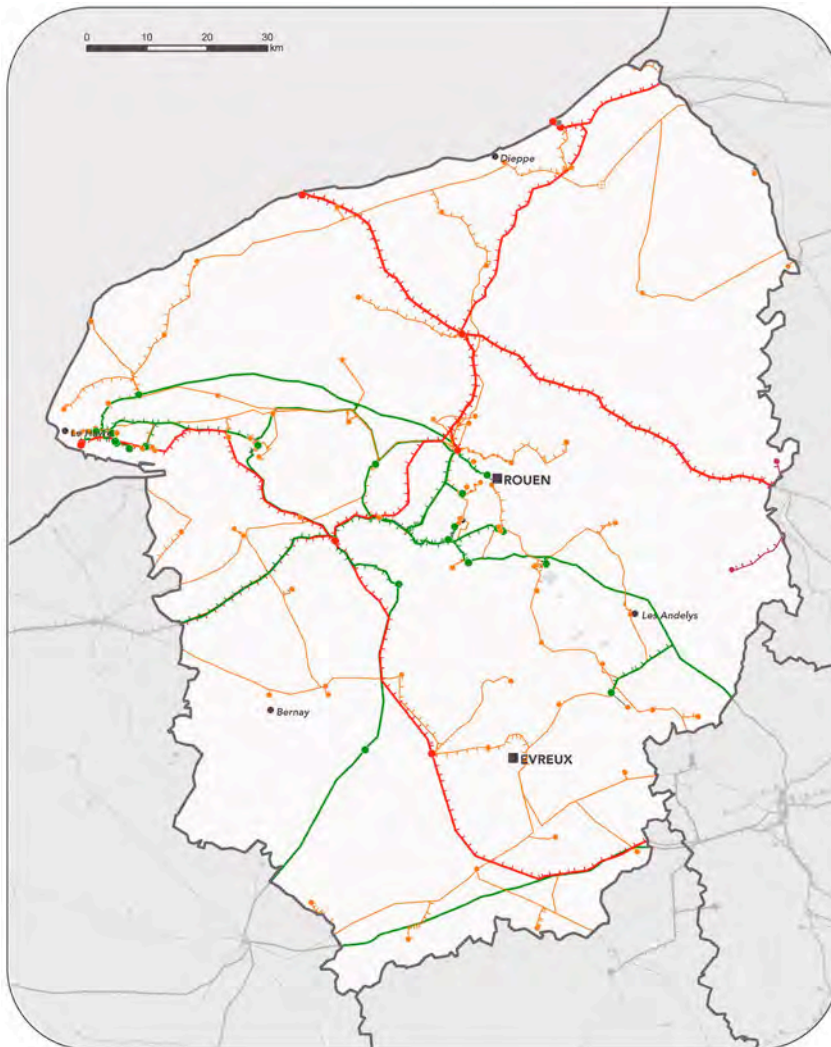
- **La qualité d'alimentation du Havre est par ailleurs un enjeu pour accompagner le développement économique de cette zone.**

C'est pour cela que RTE renouvelle les liaisons souterraines entre les postes de Charles-Laffitte et Pont-Sept, et renforce la ligne 400 kV Le Havre-Rougemontier par la pose de 54 km de câbles nouvelle génération.

Enfin, de nombreux renouvellements de lignes aériennes sont en cours le long des boucles de la Seine, pour continuer de fiabiliser l'alimentation électrique de cette zone.



Le réseau de transport d'électricité en Haute-Normandie aujourd'hui



**TENSION MAXIMALE DES OUVRAGES**

400KV 225KV 150KV 90KV 63KV

---

**SITES EN EXPLOITATION**

Transformation ● THT  
● HT

---







**LIGNES EN EXPLOITATION**

Nombre de circuits	Lignes aériennes	Câbles souterrains
1 circuit	—	—
2 circuits	—	—
3 circuits ou plus	—	—

LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	2 123
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	3 086
dont : liaisons aériennes	2 975
liaisons souterraines	111
NOMBRE DE POSTES	71
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	45
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	8 306

## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Haute-Normandie en 2014

### TABLEAUX DES MISES EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
13	<b>Raccordement du poste de Forges-les-Eaux 90 kV</b>	Raccordement d'un client distributeur	Création d'une liaison souterraine de 20km et extension du poste de Neufchâtel	n/a n/a 
50	<b>Raccordement du poste de Boos 90 kV</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la consommation au nord est de Rouen	Raccordement d'un poste source et d'une liaison aérienne double terre de 5,3 km	n/a n/a 
64	<b>Raccordement du poste de Vaudreuil 90 kV</b>	Raccordement du client France Télécom (Data Center)	Création de deux liaisons souterraines de 2,4 km et 300 m	n/a n/a 
65	<b>Gestion des tensions basses en Normandie et ouest parisien – Phase 1</b>	Amélioration de la tenue de la tension en région parisienne	Installation de batteries de condensation 225 kV dans les postes de Taute, Rougemontier et Mézérailles	  

**BÉNÉFICES**

 Perte  
n/a Non Applicable

 CO2

 Accueil EnR

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

  
TRÈS POSITIF

  
POSITIF

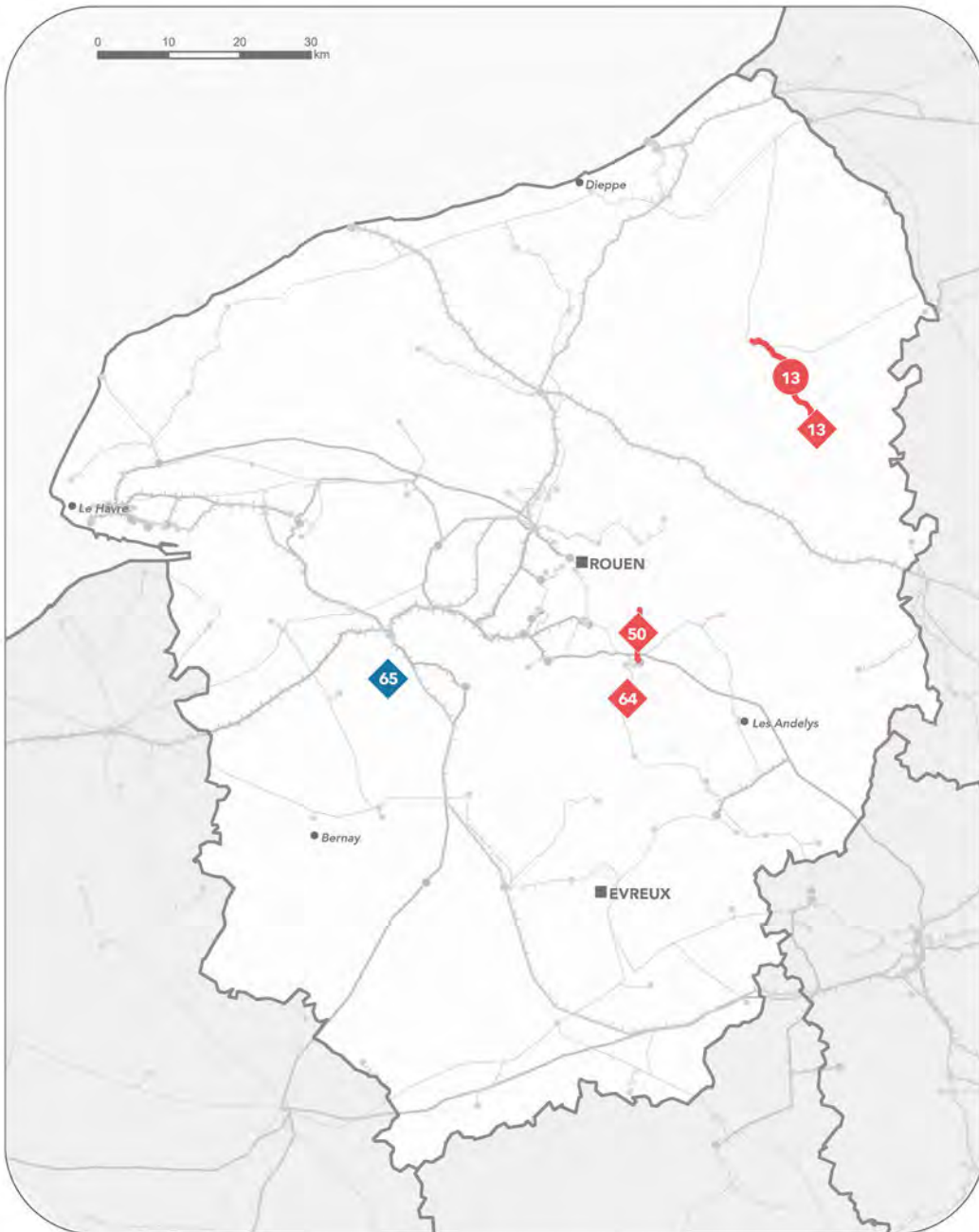
  
FAIBLEMENT POSITIF









  
NÉGLIGABLE

  
FAIBLEMENT NÉGATIF

  
NÉGATIF

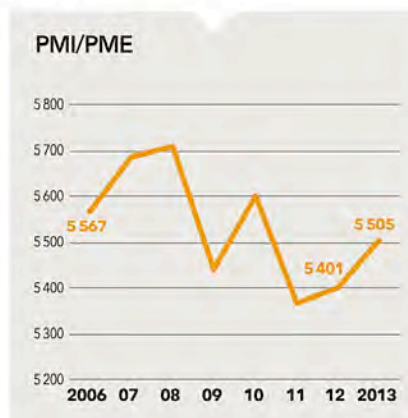
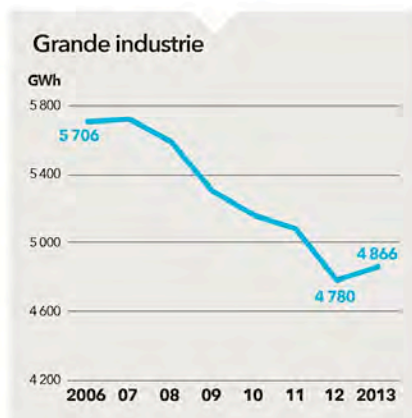
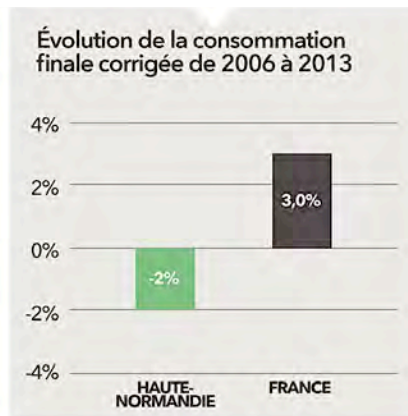
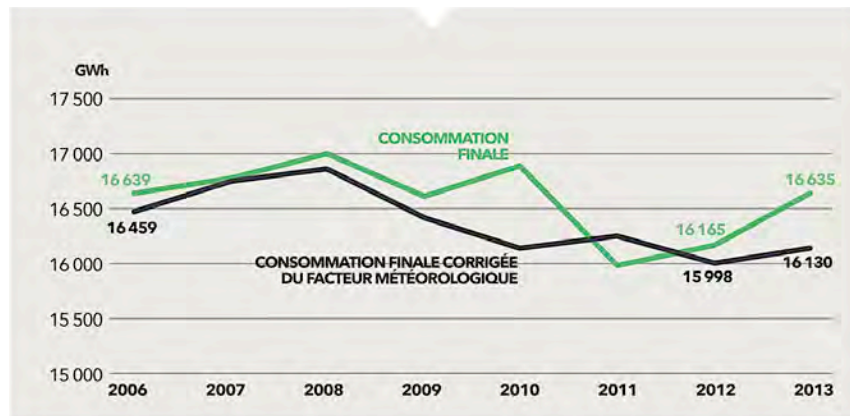
  
FORTEMENT NÉGATIF



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sécurité du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRIngenierie</p>
--	--	---

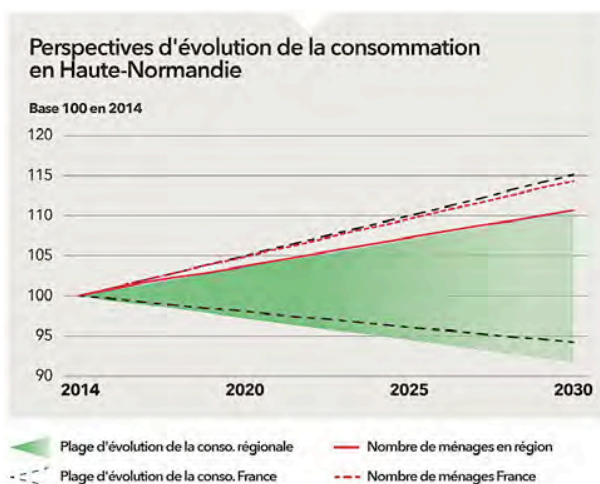
## Évolution de la consommation d'électricité en région Haute-Normandie

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



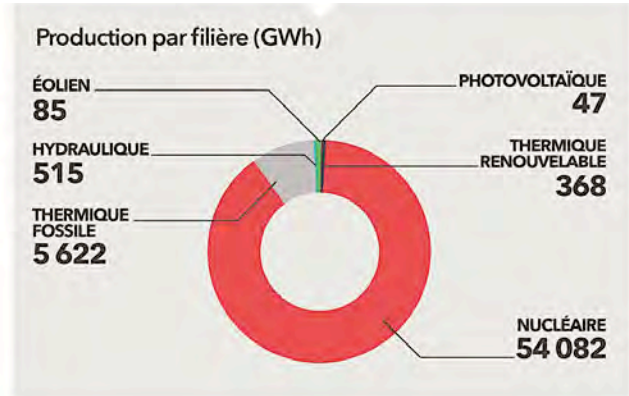
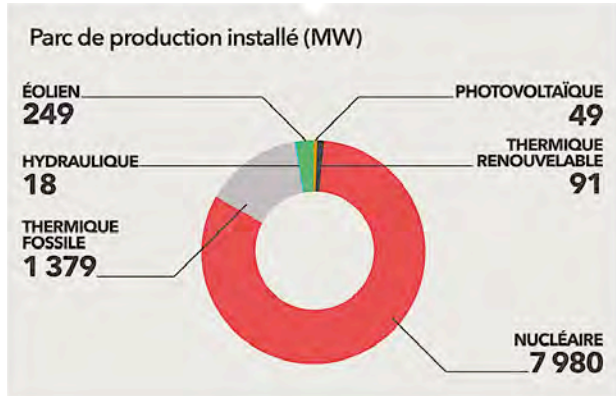
### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

À l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera plus faiblement que la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.

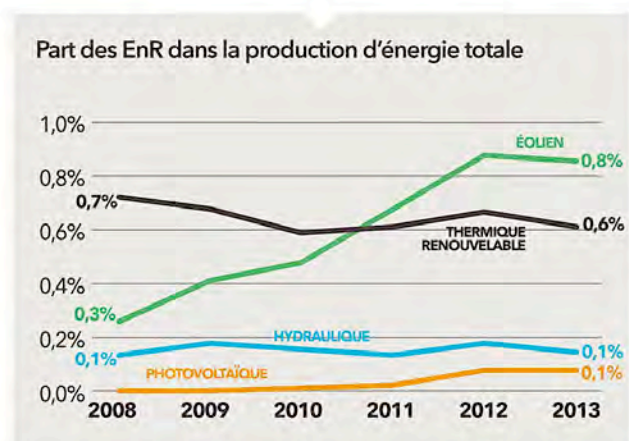
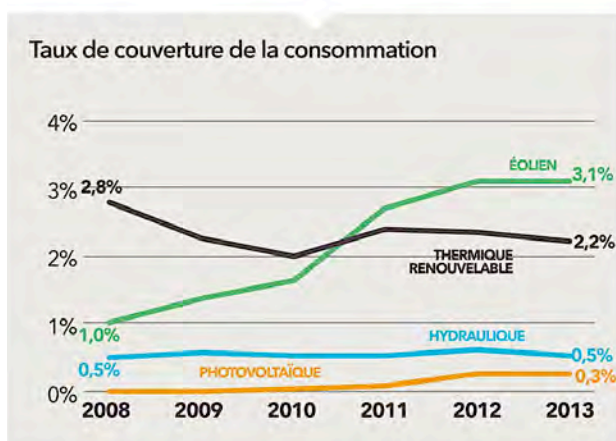
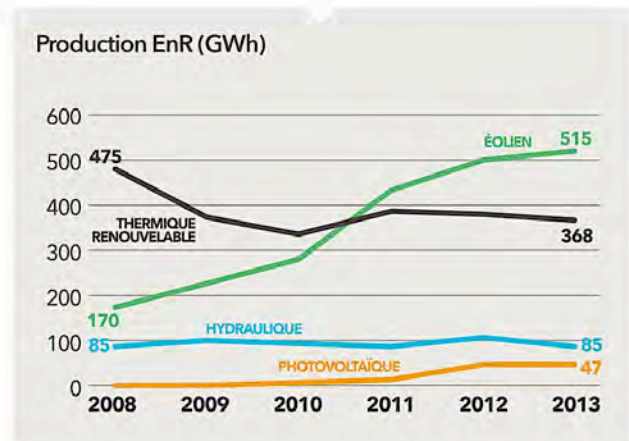
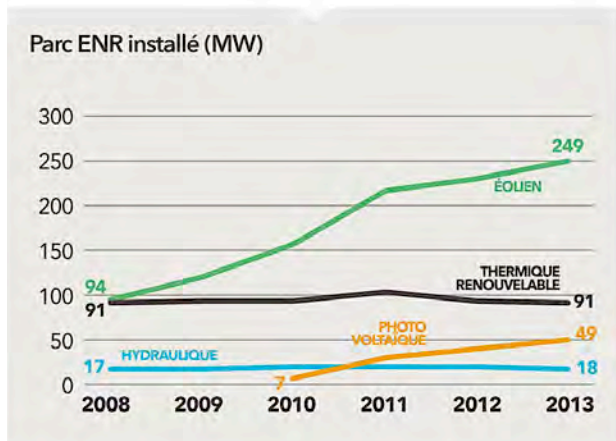


## L'évolution de la production d'électricité en région Haute-Normandie

### PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



### LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



### Le Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Haute-Normandie

---

- > Le SRCAE Haute-Normandie a été publié le 28 mars 2013.

L'ambition régionale est déclinée selon 2 scénarios éoliens pour atteindre une puissance d'énergies renouvelables de 1 231 MW et 1 438 MW à l'horizon 2020.

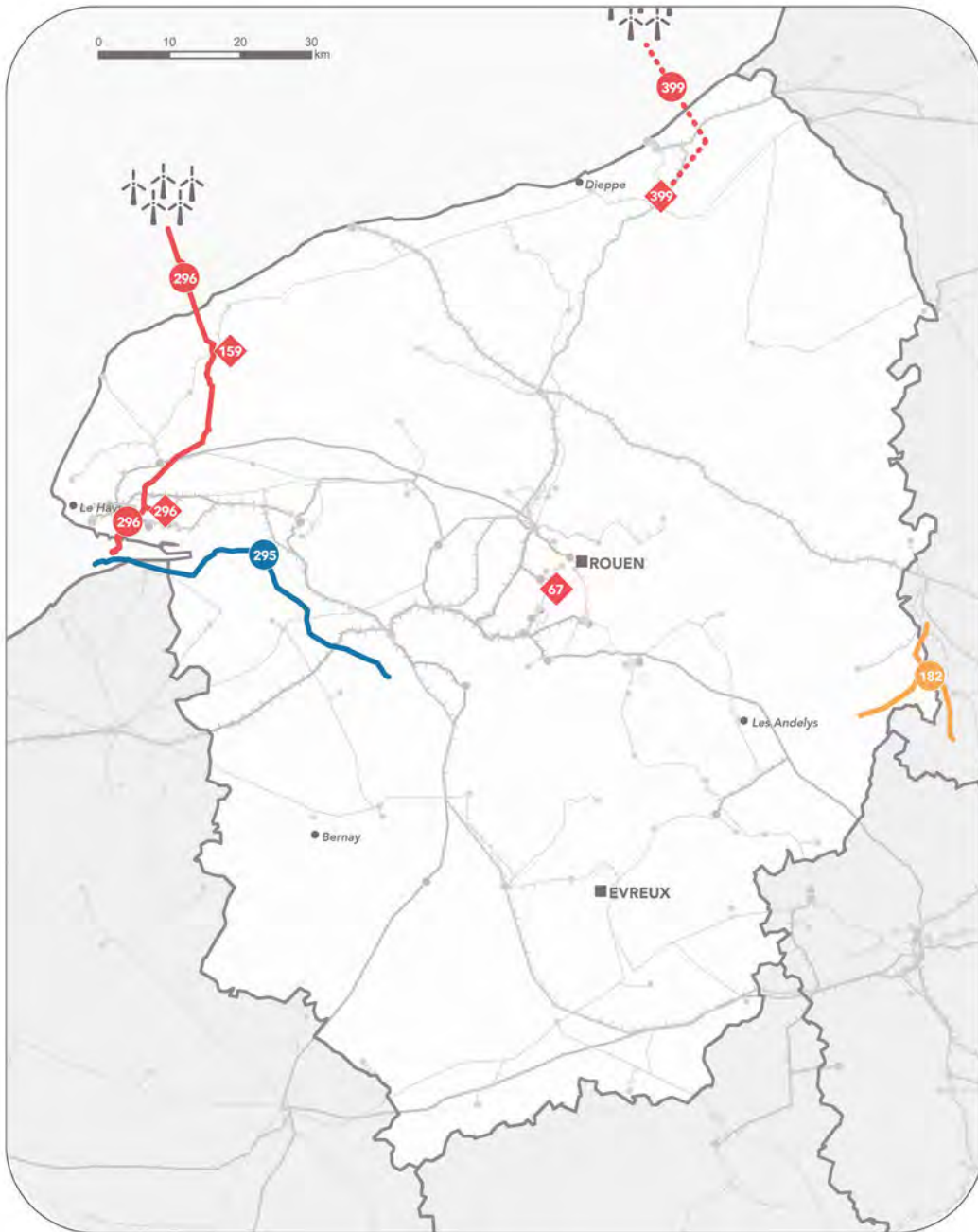
Le S3REnR a fait l'objet d'une consultation réglementaire du 20 septembre au 20 octobre 2013, puis d'une mise à disposition du public du 7 juillet au 14 août 2014.

- > Le schéma mis à disposition du public prévoit la réservation de 863 MW pour le scénario bas et de 1 088 MW pour le scénario haut afin de satisfaire l'ambition régionale et d'accompagner la dynamique de développement des énergies renouvelables définie dans le SRCAE.

Aucun renforcement ou création d'ouvrages RTE n'est nécessaire pour l'accueil de ce gisement.

Le S3REnR prévoit des travaux sur les réseaux de distribution ainsi que les travaux sur le réseau de transport générés par les investissements en distribution.

Les nouvelles infrastructures à mettre en service en région Haute-Normandie d'ici 2024



<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li>◇ Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li>■ Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li>■ Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li>■ Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li>■ Raccordement</li> <li>■ Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngenierie</p>
--	--	--

## TABLEAUX DE PROJET

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
159		<b>Raccordement du client Enertrag au poste de Fécamp 90 kV</b> Raccordement d'un parc de production éolien offshore	Création d'une liaison souterraine 90 kV issue du poste de Fécamp, de 21 km	n/a	<b>2016</b>	Se déroule comme prévu
182		<b>Restructuration du réseau autour de Trie Château 63 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique d'une partie du Vexin Normand (Eure)	Création d'une nouvelle liaison 63 kV Etrepagny - Trie-Château et d'une nouvelle liaison 63 kV Goumay - Trie Château en réutilisant partiellement les actuelles liaisons Sérifontaine - Trie-Château et Etrepagny - Trie-Château		<b>2016</b> A B C 12/2015 D 02/2016	Décalage du projet suite à contraintes liées à l'optimisation du projet
67		<b>Raccordement du poste de Deville 90 kV</b> Renforcement de la sécurité d'alimentation de la ville de Rouen	Raccordement d'un poste source en technologie PSEM en piquage sur la ligne à 90 kV Cailly - Vaupalière	n/a n/a	<b>2017</b> A B C D 08/2014	Décalage du projet en lien avec le planning du client
295		<b>Renforcement de l'axe à 400 kV Havre- Rougemontier</b> Création de capacité d'accueil pour des projets de production dans la zone du Havre	Remplacement des conducteurs (ACSS) sur 54 km		<b>2018</b> A B C D 05/2011	Se déroule comme prévu
296		<b>Raccordement de la production éolienne offshore - Zone de Fécamp</b> Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 480 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV. Premier raccordement prévu en 2018. ation d'une liaison souterraine 63 kV entre les postes de Frasne et Salins	n/a	<b>2020</b> A 10/2012 B 12/2013 C 05/2016 D 05/2016	Se déroule comme prévu
399		<b>Raccordement de la production éolienne offshore - Zone du Tréport</b> Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 480 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre lancé en mars 2013	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV. Premier raccordement prévu en 2021	n/a	<b>2023</b>	Se déroule comme prévu
		<b>Normandie sud parisien - long terme</b> Augmentation de la capacité de transit nord-sud du réseau si et selon le besoin d'évacuation de productions nouvelles en Normandie (éolien offshore, nucléaire) pour l'acheminer vers les centres de consommation voisins	À déterminer – voir zoom dédié	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer

**STATUTS**

- À l'étude
- Instruction
- En travaux
- Décalé
- S3REnR

**JALONS**

- A** Envoi JTE
- B** FV fin de concertation
- C** Signature dernière DUP
- D** Ouverture de chantier

**BÉNÉFICES**

Perte CO2 Accueil EnR n/a Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

TRÈS POSITIF	POSITIF	FAIBLEMENT POSITIF	NÉGLIGABLE	FAIBLEMENT NÉGATIF	NÉGATIF	FORTEMENT NÉGATIF



- Perspectives de développement en Haute-Normandie

### Les perspectives long terme en région Haute-Normandie

---

- > **En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.**

L'évolution de la consommation électrique et le développement des énergies renouvelables, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents.

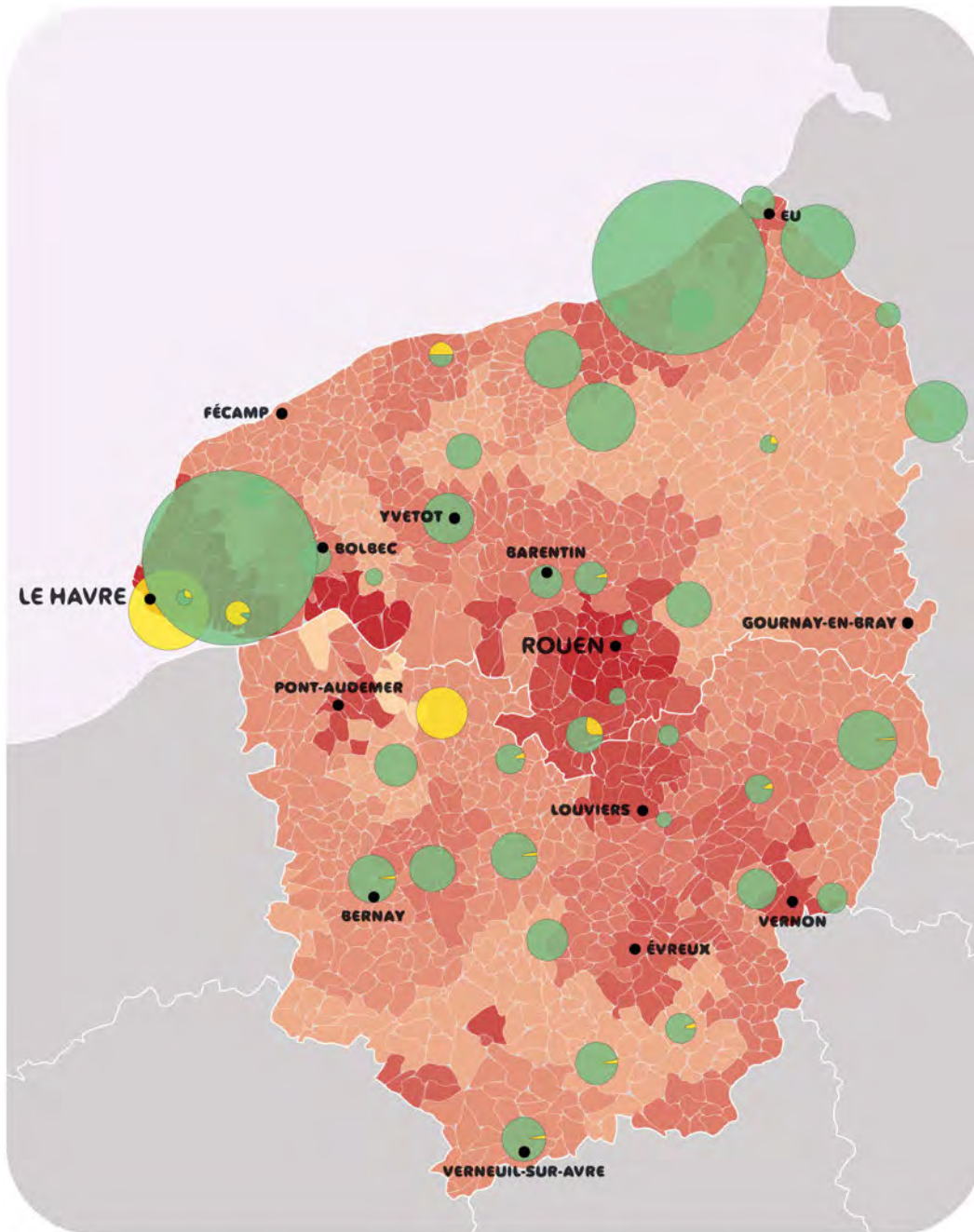
À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Haute-Normandie ».

- > **À l'horizon 2025, la consommation électrique est supposée croître en moyenne de 0,5 % par an en hiver, et le développement régional des énergies renouvelables conduit à une puissance totale installée de 1 100 MW.**

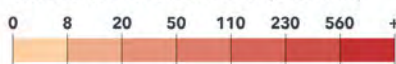
Avec ces hypothèses, on ne constate à ce stade pas de difficulté d'alimentation en hiver ou d'évacuation de la production en été, même en cas d'avarie d'un ouvrage de réseau.

- > **RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du Schéma décennal.**

Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Haute-Normandie



CONSOMMATION PRÉVUE (GWH/AN)



NOTA 1 La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

NOTA 2 Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)

64 Photovoltaïque Éolien

15 40 70 140 180





**XI-11**

Perspectives  
de développement en  
**Île de France**

## L'Île-de-France

---

- **La région Île-de-France est une région fortement urbanisée, la demande en électricité y est soutenue et représente 16% de la consommation française.**

La région dispose de peu de sites de production et produit moins de 8% de sa consommation. Le réseau électrique d'Ile de France joue donc un rôle crucial pour apporter l'énergie nécessaire. Robuste, le réseau doit toutefois être développé et régulièrement modernisé.

- **Trois enjeux motivent le développement du réseau francilien :**

1. **Garantir une alimentation électrique pérenne, sûre et de qualité, d'autant que la densité urbaine très forte conduit à une extrême sensibilité aux incidents pouvant affecter le réseau électrique**

A cet effet, le poste Temple dans Paris intra-muros va être renforcé, de même que les postes de Courbevoie en proche banlieue, Limay et Les Mureaux dans le pays Mantois à l'Ouest de Paris.

La Seine-et-Marne verra également son approvisionnement en électricité sécurisé grâce aux travaux menés aux postes électriques du Chesnoy et de Sénart. L'installation d'un compensateur statique de puissance réactive à Nanterre (mis en service en 2015) permettra d'améliorer la tenue de la tension de l'ouest parisien.

Par ailleurs, un programme spécifique de modernisation des liaisons souterraines, particulièrement nombreuses à Paris et dans les communes voisines, va être engagé, en particulier concernant les liaisons oléo-statiques.

2. **Accompagner le développement du Grand Paris, et notamment de ses pôles économiques**

Les besoins supplémentaires générés par le Grand Paris sont estimés à 2 200 MW à horizon 2030, soit l'équivalent des  $\frac{3}{4}$  de la consommation actuelle de Paris intra-muros. RTE investira ainsi 510 millions d'euros à l'horizon des 5 prochaines années.

D'ores et déjà, sont en cours :

- Pour le Nord-Ouest francilien, en particulier le pôle « Seine-Défense », la construction de 2 nouvelles liaisons souterraines à 225 kV qui relieront les postes de Nanterre et Puteaux (mis en service fin 2014) et un nouveau poste « compact » 225kV/20kV à Nanterre (mis en service en 2015).
- Pour le Sud-Ouest francilien, en particulier le pôle « Paris-Saclay », la construction à l'horizon 2017 d'un nouveau poste 225 kV/20 kV à Saclay et de 2 nouvelles liaisons qui le relieront aux postes existants de Villeras et Saint Aubin.
- Pour le Grand-Est francilien, la construction d'un nouveau poste au sud de la Seine-et-Marne.

Par ailleurs, de nombreux projets d'aménagement sont en cours pour mettre en compatibilité le réseau avec la construction du Grand Paris Express et de nouvelles lignes de tramways, ainsi que de zones d'activités économiques et de logement.

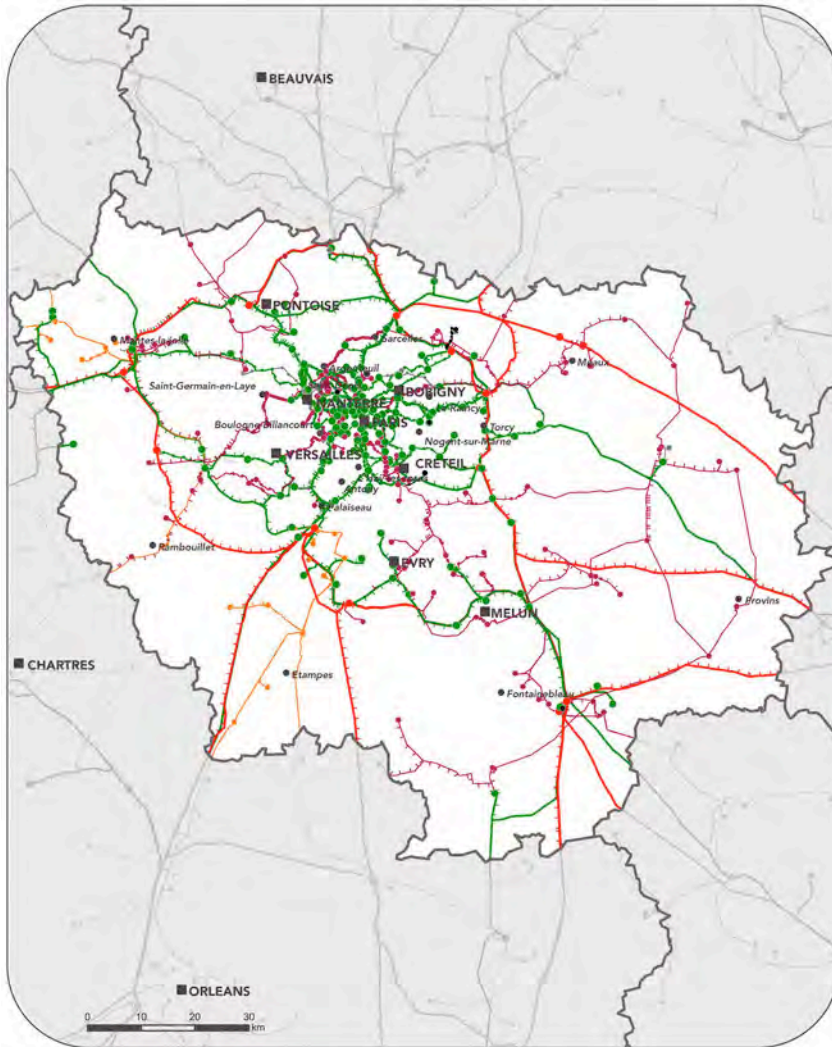
3. **Acheminer l'électricité qui provient de nouveaux sites de production, essentiellement des énergies renouvelables en Normandie et en Picardie, mais aussi en Île-de-France.**

A cet effet, sont en cours le renforcement :

- de l'anneau à 400 kV qui entoure Paris pour assurer son alimentation en renforçant une section fragile entre Cergy et Persan, qui était encore à 225 kV.
- du réseau en amont, en particulier les liaisons le Havre-Rouen et Charleville-Mézières-Reims.

Par ailleurs, un nouveau poste sera construit à Boinville en Mantois (mis en service en 2015). Il permettra, avec la mutation des 2 transformateurs de Taillis (mis en service fin 2014), de renforcer les capacités d'accueil des énergies renouvelables en Ile-de-France (170 MW) conformément au *Schéma régional de raccordement des énergies renouvelables (S3REnR)*.











Le réseau de transport d'électricité en Île-de-France aujourd'hui



LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	3 447
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	5 934
dont : liaisons aériennes	4 738
liaisons souterraines	1 195
NOMBRE DE POSTES	178
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	100
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	27 899

## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Île-de-France en 2014









### TABLEAUX DES MISES EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
65	<b>Gestion des tensions basses en Normandie et ouest Parisien - Phase 1</b>	Amélioration de la tenue de la tension en région parisienne	Installation de batteries de condensateurs 225 kV dans les postes de Taute, Rougemontier et Mézerolles	  
122	<b>Renforcement de la transformation au poste d'Asnières 63kV</b>	Renforcement de l'alimentation du client RFF	Renforcement de la transformation par l'installation d'un transformateur 225 / 63 kV d'une puissance de 100 MVA	n/a n/a 
125	<b>Création d'une liaison souterraine Nanterre - Puteaux 225 kV</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation du nord ouest parisien	Construction d'une troisième liaison souterraine et adaptation des postes encadrants	  
128	<b>CSPR de Nanterre</b>	Amélioration de la tenue de la tension de l'ouest parisien	Installation d'un CSPR au poste de Nanterre 225 kV	  



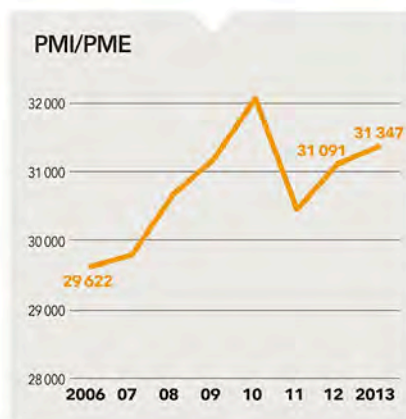
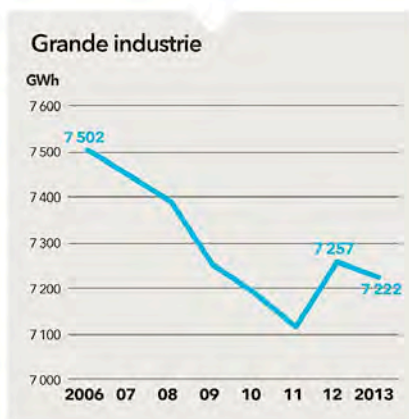
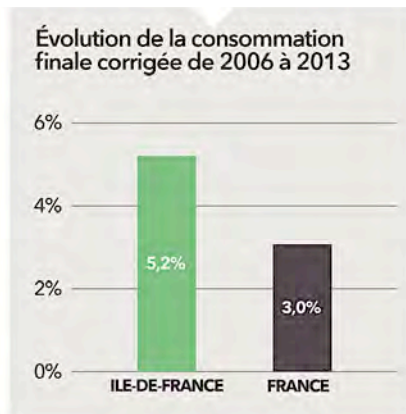
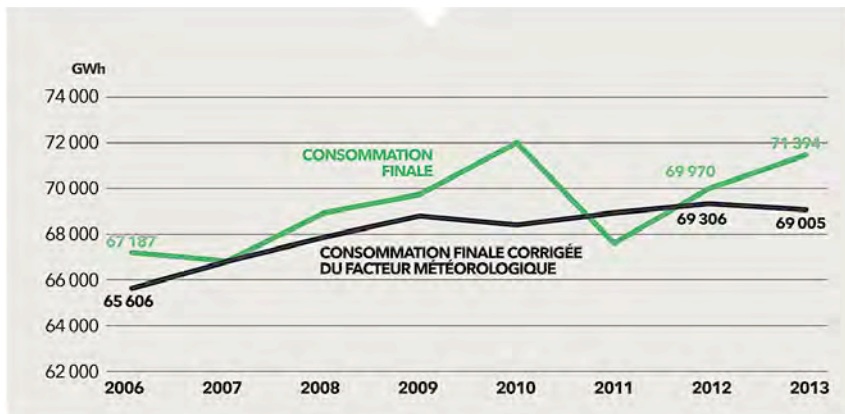




<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngenierie</p>
--	--	--

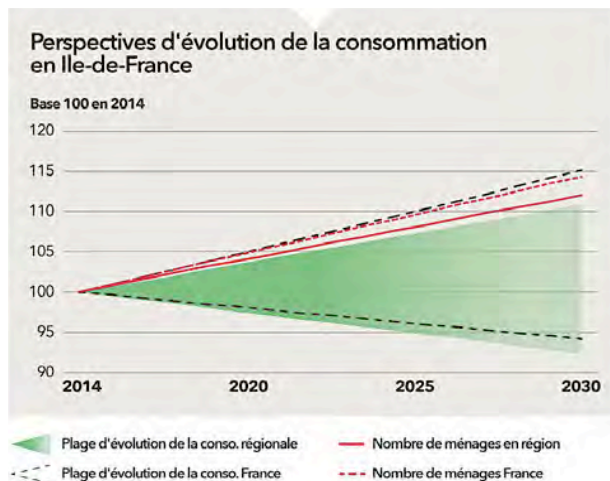
## Evolution de la consommation d'électricité en région Île-de-France

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



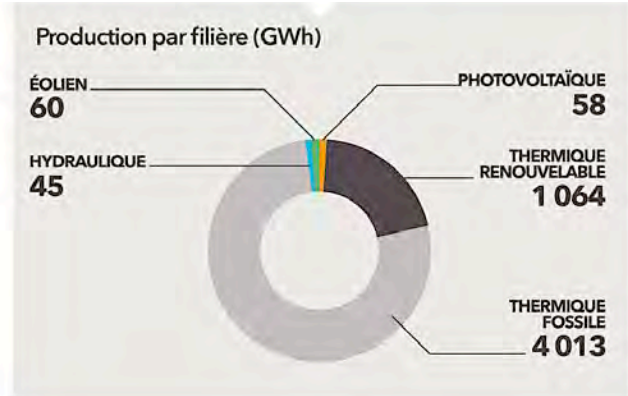
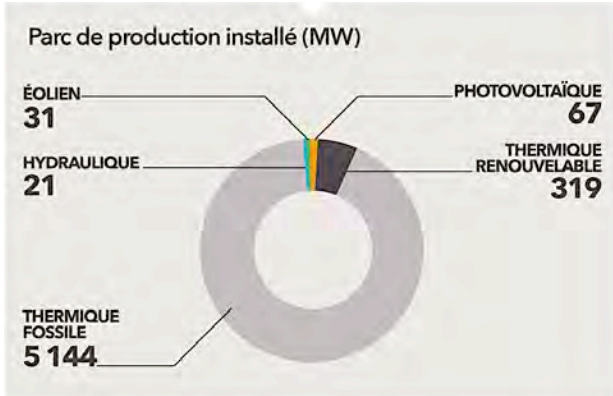
### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

À l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera plus faiblement que la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.

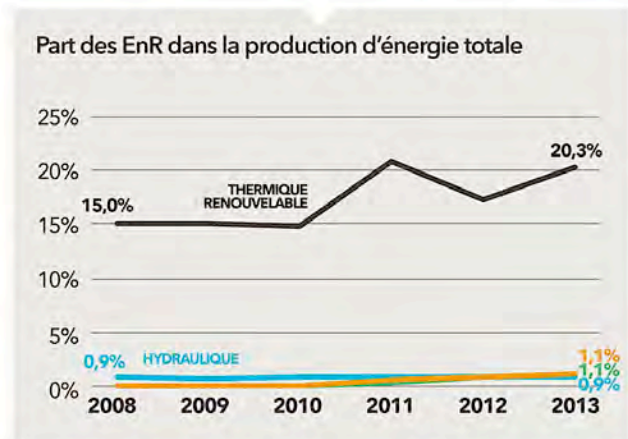
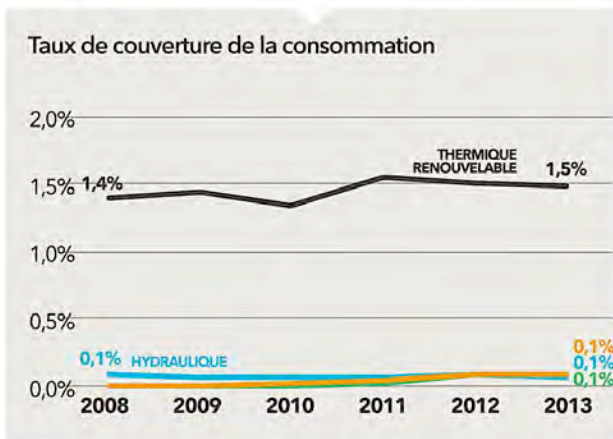
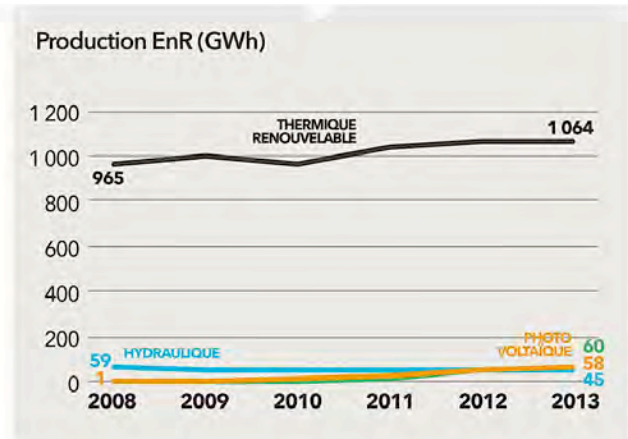
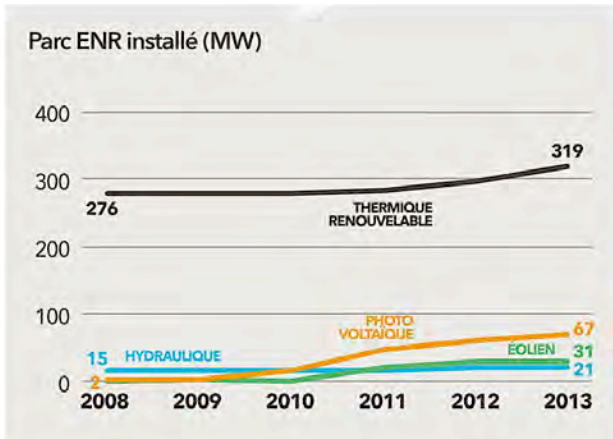


L'évolution de la production d'électricité en région Île-de-France

PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES





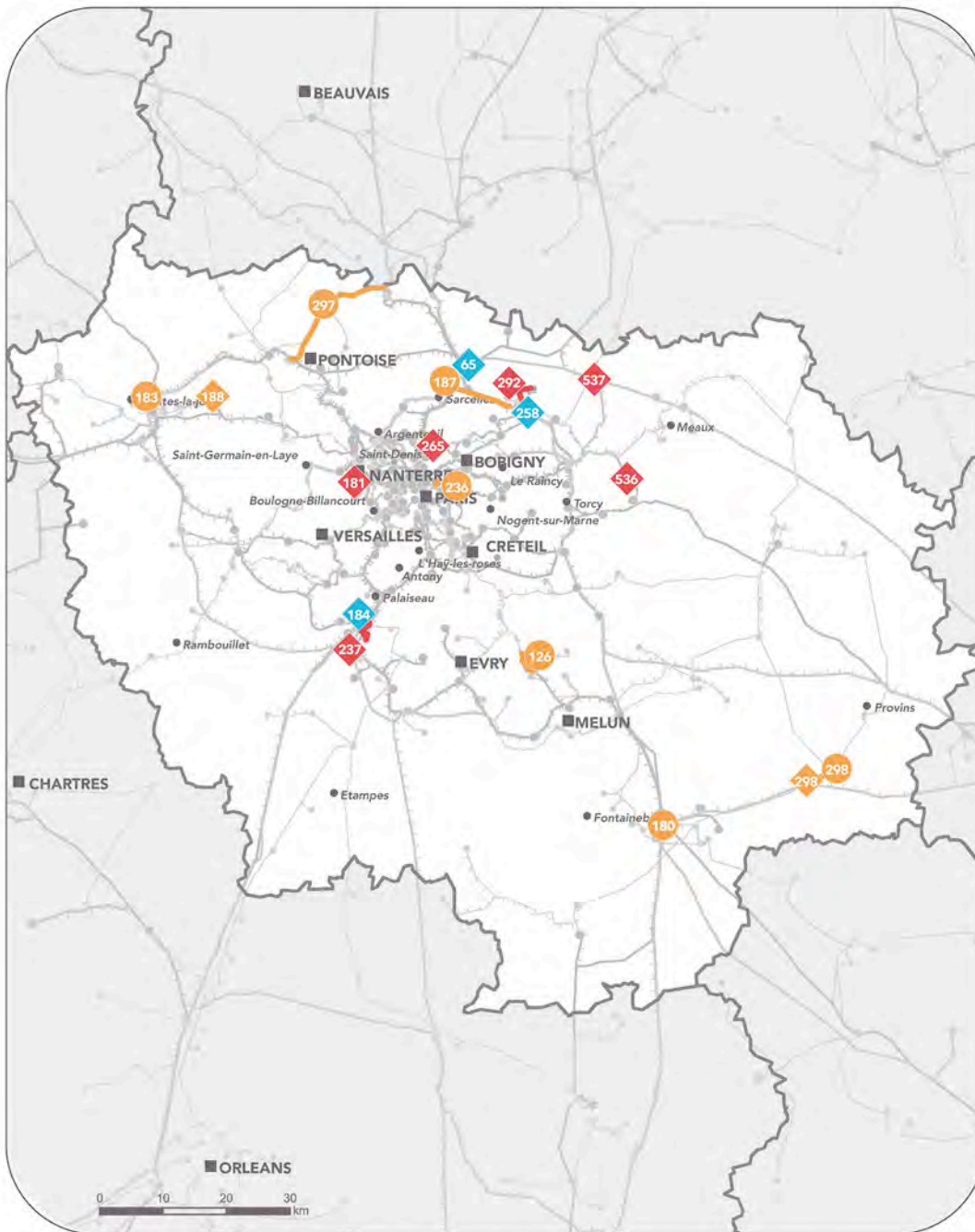
### Le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Île-de-France









---

Le S3REnR Ile de France est en cours d'élaboration.

Le SRCAE de la région a été validé le 18 décembre 2012 ; le gisement à considérer dans le S3REnR est de 1 173 MW à l'horizon 2020.

Les nouvelles infrastructures à mettre en service en région Île-de-France d'ici 2024



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRUngénierie</p>
--	--	---

## TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
65	▶	<b>Gestion des tensions basses en Normandie et ouest Parisien - Phase 1</b> Amélioration de la tenue de la tension en région parisienne	Installation de batteries 225 kV au poste de Plessis-Gassot (2x80 Mvar)..	  	<b>2015</b> A B C D 02/2013	Décalage de quelques mois de la date de mise en service des batteries au poste de Plessis Gassot. Les batteries prévues dans les postes de Taute, Rougemontier et Mézerolles ont été mises en service en 2014.
126	⚙️	<b>Renforcement de la zone de Sénart</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone de Melun (Seine et Marne)	Extension du jeu de barres, installation d'un nouveau transformateur de 170 MVA, création d'une liaison à 63 kV de 4 km entre les postes de Sénart et de Lesurcq	  	<b>2015</b> A 03/2010 B 02/2014 C D 11/2014	Se déroule comme prévu (Affiché désormais dans le volet national du Schéma décennal)
180	▶	<b>Renforcement de la transformation du poste du Chesnoy 400 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de la Seine-et-Marne	Ajout d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 300 MVA	  	<b>2015</b>	Se déroule comme prévu
181	▶	<b>Raccordement du poste de Boule 225 kV</b> Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation du nord ouest francilien	Raccordement d'un poste source eRDF raccordé à la nouvelle ligne Nanterre Puteaux 3	n/a n/a 	<b>2015</b> A 07/2010 B 06/2011 C D 04/2013	Se déroule comme prévu
183	⚙️	<b>Modification du poste de Limay 63 kV</b> Amélioration de la qualité d'alimentation du Pays Mantois	Création d'un jeu de barres	  	<b>2015</b> A 04/2011 B C D 04/2015	Se déroule comme prévu
184	▶	<b>Villejust 400 kV</b> Amélioration de la sûreté du système électrique et gain sur les pertes dans la perspective du raccordement de groupes de production sur la région parisienne	Reconstruction des jeux de barres 400 kV pour une tenue aux courts-circuits de 40 kA	  	<b>2015</b> A 05/2012 B C D 04/2013	Se déroule comme prévu
187	⚙️	<b>Renforcement de la transformation et de l'alimentation du poste de Villiers Le Bel 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de Gonesse	Ajout d'un 4ème transformateur de 2x40 MVA, reconstruction en PSEM du poste à 225 kV avec création d'une troisième alimentation 225 kV	  	<b>2015</b> A 07/2011 B C D	Se déroule comme prévu (Affiché désormais dans le volet national du Schéma décennal)
188	▶	<b>Renforcement de la transformation du poste des Mureaux 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation du Pays Mantois	Renforcement de la transformation par l'installation d'un transformateur de 100 MVA et reconstruction du poste en PSEM	  	<b>2015</b> A 05/2011 B 07/2012 C D 03/2014	Se déroule comme prévu (Affiché désormais dans le volet national du Schéma décennal)
258	⚙️	<b>Gestion des tensions basses en Normandie et ouest parisien - Phase 2</b> Amélioration de la tenue de la tension de la Normandie et des Yvelines	Installation de batteries de condensateurs 400 kV (2x150 Mvar) au poste de Sausset et de batteries filtrées 225 kV (1x80 Mvar) au poste de Moru	  	<b>2015</b> A 02/2013 B C 01/2015 D 02/2015	Se déroule comme prévu
537	▶	<b>Augmentation de la puissance de raccordement et garantie ligne du poste source de Rossignol</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation d'un poste client consommateur	Création d'un siphon liaison souterraine sur Belleville Mity au niveau de Rossignol	n/a n/a 	<b>2015</b> A 02/2012 B 12/2013 C 11/2014 D 05/2014	
	⚙️	<b>Villevaudé 400 kV</b> Amélioration de la sécurité d'exploitation de la zone de Villevaudé - Sausset	Création d'une liaison barres aérienne de 230 m en tube rigide. Installation d'une tranche basse tension et adaptation du système de protections du poste	  	<b>2016</b>	

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
236		<b>Extension du poste de Temple 225 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de Paris	Extension du poste 225 kV		<b>2016</b> A 11/2013 B 11/2013 C D	Se déroule comme prévu
237		<b>Raccordement du client Data IV (Data Center) au poste de Villejust 90kV</b> Raccordement du client Data IV (Data Center)	Création de deux liaisons souterraines 90 kV de 4,5 km chacune	n/a n/a	<b>2016</b> A B C 04/2015 D	Se déroule comme prévu
265		<b>Raccordement du poste source 225 kV d'Aubervilliers</b> Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation de la Plaine Commune	Raccordement d'un poste source eRDF raccordé à la ligne existante Coumeuve-Seine	n/a n/a	<b>2017</b>	
292		<b>Raccordement ADP Roissy 225 kV</b> Raccordement du client ADP Roissy	Création de deux lignes souterraines 225 kV de 7 km chacune; Raccordement 2018	n/a n/a	<b>2017</b>	
536		<b>Raccordement du poste de Ring 225 kV</b> Renforcement de l'alimentation de Seine et Marne	Raccordement d'un poste source PSEM en coupure sur LA 225 Villevaudé-Orsonville	n/a n/a	<b>2017</b> A 11/2011 B 06/2013 C 12/2014 D 03/2015	
297		<b>Passage à 400 kV de la ligne 225 kV entre Cergy et Persan</b> Sécurité d'alimentation de la région parisienne, moindre recours aux centrales de pointe au fioul et acheminement vers Paris de l'éolien off-shore et des productions qui se développent dans le Nord et la Haute- Normandie	Doublement de la couronne parisienne : liaison supplémentaire entre les postes de Cergy et de Terrier – voir zoom dédié		<b>2018</b> A B C 10/2016 D	Se déroule comme prévu
298		<b>Création d'un nouveau poste 400/63 kV à l'est de la Seine-et-Marne</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'est de la Seine-et-Marne	Création d'un nouveau poste 400/63 kV		<b>2020</b> A 06/2014 B 06/2016 C 02/2017 D 06/2019	Mise en service décalée de 2018 à 2020 compte tenu des nouvelles hypothèses de consommation et production
		<b>Normandie sud parisien long terme</b> Augmentation de la capacité de transit nord-sud du réseau si et selon le besoin d'évacuation de productions nouvelles en Normandie (éolien offshore, nucléaire) pour l'acheminer vers les centres de consommation voisins	À déterminer – zoom dédié	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer

**STATUTS**

- À l'étude
- Instruction
- En travaux
- Décalé
- S3REnR

**JALONS**

- A** Envoi JTE
- B** PV fin de concertation
- C** Signature dernière DUP
- D** Ouverture de chantier

**BÉNÉFICES**

Parte CO2 Accueil EnR n/a Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

TRÈS POSITIF

POSITIF

FAIBLEMENT POSITIF

NÉGLIGABLE

FAIBLEMENT NÉGATIF

NÉGATIF

FORTEMENT NÉGATIF

## Les perspectives long terme en région Île-de-France

- **En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.**

L'évolution de la consommation électrique et le développement des énergies renouvelables, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents.

À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Ile-de-France ».

À l'horizon 2025, les dynamiques de croissance apparaissent très disparates à l'échelle de la région avec une quasi-stabilité pour Paris intra-muros et une croissance de 1,1 % en Seine-Saint-Denis par an en hiver.

- **Le développement régional des énergies renouvelables conduit à une estimation de la puissance installée à l'horizon 2020 comprise entre 1 000 et 1 300 MW.**

Avec ces hypothèses, les perspectives sont les suivantes :

- Même avec l'ensemble des ouvrages du réseau disponibles, et a fortiori dans certaines situations d'avarie sur le réseau, des difficultés d'alimentation pourraient être rencontrées dans l'ouest francilien lors des pointes de consommation en hiver ;
- Dans certaines situations d'avarie sur le réseau, des difficultés d'alimentation pourraient apparaître pour l'alimentation de Paris.

- **Pour y faire face, il est envisagé de décider les projets suivants :**

- Le renforcement des transformations 400 kV / 225 kV au sud de Mantes-la-Jolie ainsi qu'à l'ouest des villes de Cergy et de Plaisir ;
- Le développement et la fiabilisation, coordonnés avec l'opérateur de réseau de distribution, de certaines liaisons radiales 225 kV alimentant Paris ;
- La création de nouvelles liaisons souterraines 225 kV.

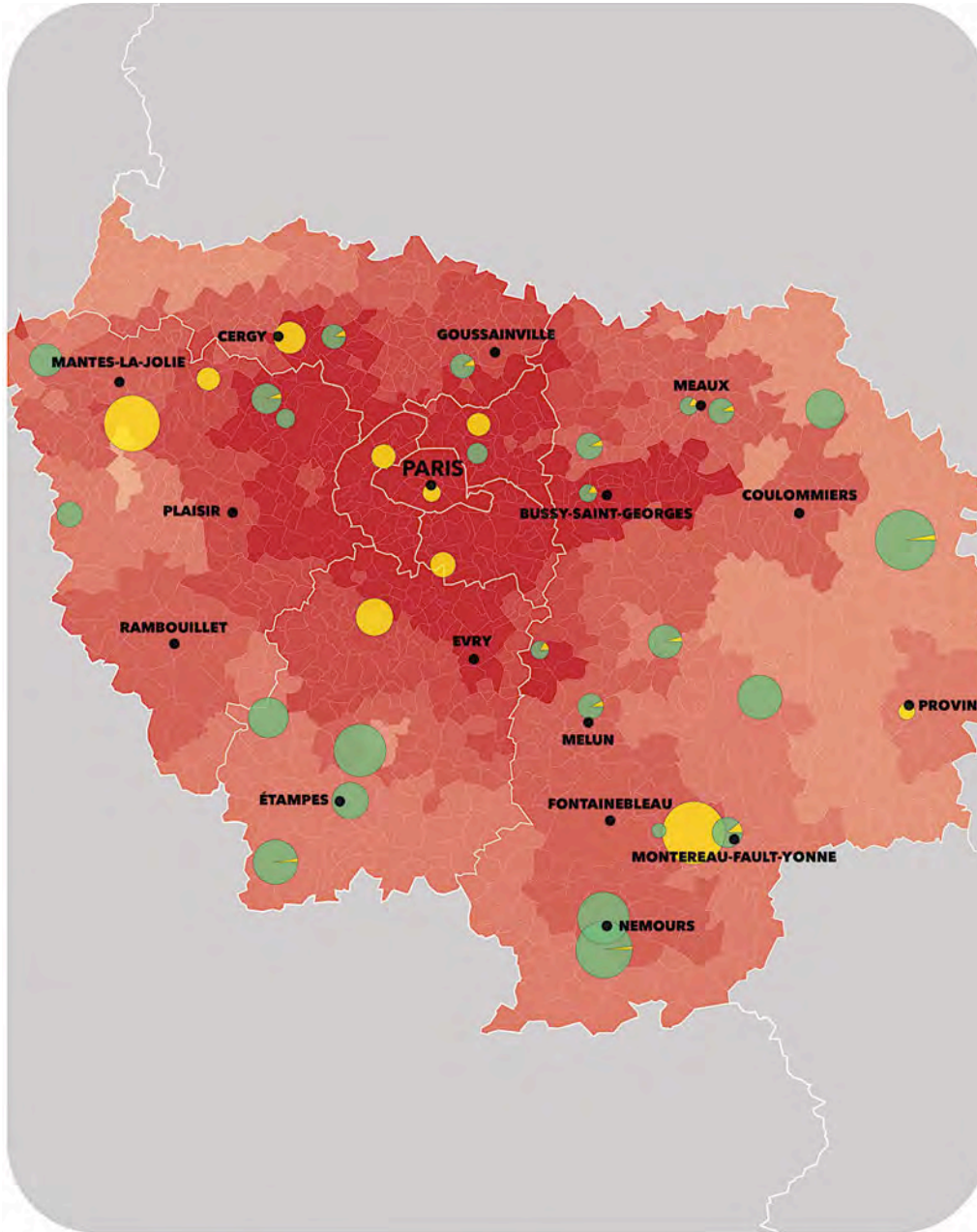
- **RTE surveille également les risques de plus grande sollicitation du réseau 400 kV de l'Île-de-France avec la mise en œuvre d'une transition énergétique d'envergure en France et en Europe.**

Des travaux en poste sur des sites RTE et la création d'un nouveau poste électrique à la croisée de lignes existantes au nord-est de la couronne parisienne sont envisagés optimiser les capacités et mieux aiguiller les flux (cf. zoom dédié « les besoins de renforcement du réseau électrique entre la Normandie et le sud parisien »).

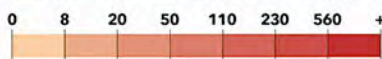
RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du schéma décennal.



Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Île-de-France



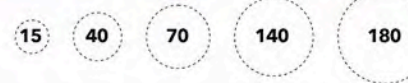
CONSOMMATION PRÉVUE (GWH/AN)



NOTA 1 La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

NOTA 2 Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)







**XI-12**

Perspectives  
de développement en  
**Languedoc  
Roussillon**

## Le Languedoc-Roussillon

- **Le Languedoc-Roussillon couvre 27 376 km<sup>2</sup> avec une topographie variée qui influence fortement la répartition de la population et des activités économiques, structurant le réseau électrique.**

La région compte 2 636 350 habitants en 2010 (population légale) et connaît la plus forte croissance démographique de France avec un taux de croissance d'environ + 1,4% par an, en raison principalement de son solde migratoire positif.

La densité de population, 96,3 habitants par km<sup>2</sup>, est très inégale : la moitié de la population vit sur 5,5% du territoire alors que 5% de la population réside sur 52% du territoire. Les deux tiers des habitants vivent à moins de 30 km du littoral. Les aires urbaines concentrent la même proportion de population.

Les trois communes les plus peuplées (Montpellier, Nîmes et Perpignan) rassemblent 20% de la population régionale. Ce sont donc principalement autour de ces agglomérations que le développement du réseau se concentrera.

- **En 2013, RTE a mesuré une consommation d'électricité de 17,0 TWh pour la région Languedoc-Roussillon, soit une légère hausse par rapport à l'année 2012 de 1,8%.**

Cette croissance s'explique par les températures froides du premier semestre 2013. En effet, corrigée des facteurs météorologiques, la consommation s'est stabilisée, à l'instar de l'ensemble du territoire, depuis ces 2 dernières années, après les fortes hausses qui avaient été relevées sur la dernière décennie (+10,5% en Languedoc-Roussillon à comparer à +3% au niveau France).

Si l'hiver 2013 a été globalement froid, il n'a pas connu d'épisode marqué de vague de froid comme ce fut le cas en 2012. Ainsi, le pic de consommation atteint en 2013 est resté inférieur à celui de 2012. Il faut cependant noter que la pointe de consommation s'est accru de 50% depuis 2004 traduisant à la fois le dynamisme démographique de la région mais aussi une sensibilité importante et croissante de la consommation à la température.

- **La production d'électricité dans la région Languedoc-Roussillon est en hausse de 11% atteignant 4,8 TWh.**

Cette hausse s'explique à la fois par le niveau record de production hydroélectrique qui a bénéficié d'une pluviométrie exceptionnelle notamment au premier semestre et par l'essor continu des énergies renouvelables. Le parc éolien, déjà fortement développé avec

479 MW installés, voit sa production progresser à 1,3 TWh, le plaçant au 5ème rang national et représentant près de 30% de la production régionale. Le parc photovoltaïque progresse fortement, +32% par rapport à 2012, et représente désormais 431 MW à fin 2013.

- **Il n'en demeure pas moins que la production d'électricité en Languedoc-Roussillon ne couvre en 2013 qu'un peu plus de 25 % de sa consommation.**

De fait, la région est particulièrement dépendante pour son approvisionnement en électricité des apports du réseau de transport interconnecté aux régions limitrophes et à l'Espagne.

- **Les efforts d'investissement de RTE dans la région porteront sur le renforcement de l'alimentation électrique des grandes agglomérations (Montpellier, Perpignan et Béziers).**

La région voit se réaliser l'un des principaux projets de développement du réseau de transport d'électricité en France : la construction de l'interconnexion France-Espagne en courant continu, investissement de 700 M€ réalisé avec le gestionnaire de réseau de transport espagnol REE, et dont la mise en service est prévue en 2015. Cette interconnexion va permettre de doubler les capacités d'échange entre les 2 pays, assurant ainsi un secours mutuel et permettant de mieux tirer parti des complémentarités des parcs de production.

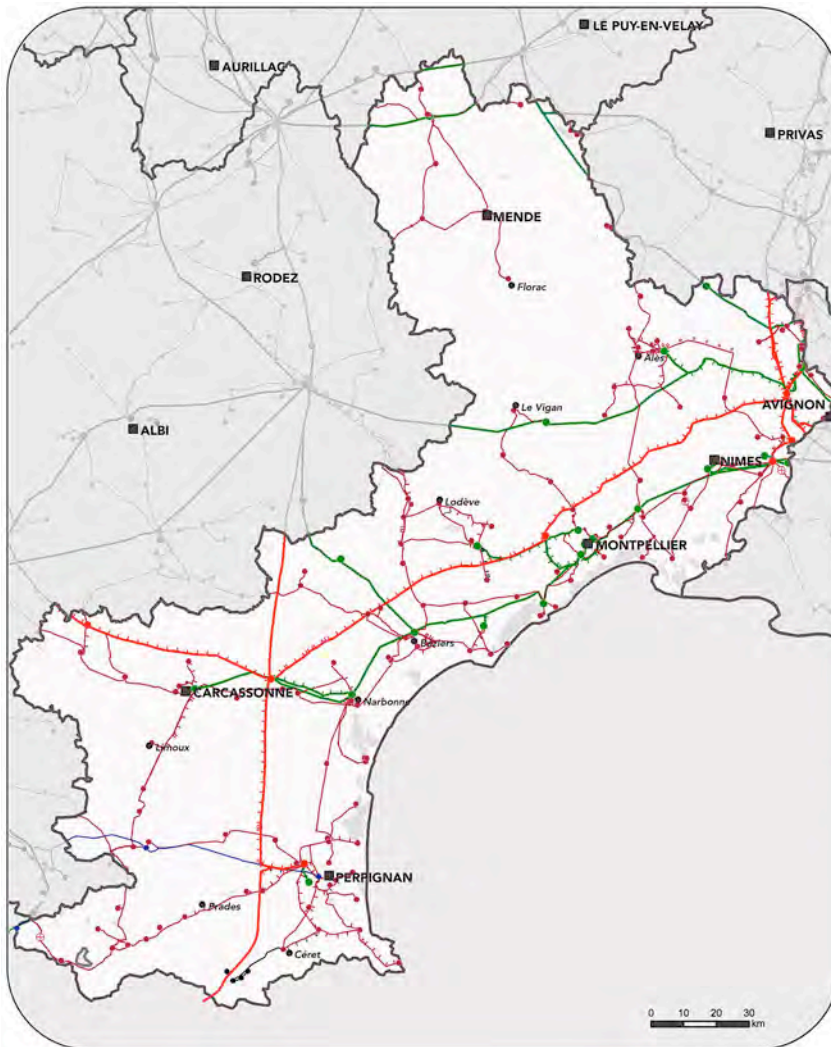
En outre, RTE envisage la construction d'une liaison électrique souterraine et sous-marine qui traversera le Golfe du Lion reliant la région Languedoc-Roussillon, au niveau de Narbonne, à la région PACA. Réalisée en technologie à courant continu, cette liaison de près de 230 km est attendue à l'horizon 2020. Elle améliorera la sécurisation d'alimentation des 2 régions en assurant un secours mutuel et permettra de tirer profit des complémentarités de leur mix électrique.

- **RTE assure ainsi un niveau d'investissement élevé dans la région, 127 M€ en 2014, qui devrait se maintenir dans les années à venir.**

Suite au *Schéma régional Climat Air Énergie (SRCAE)* approuvé en avril 2013, le *S3REnR* élaboré par RTE en coordination avec les gestionnaires de réseau de distribution a fait l'objet d'une large concertation avec les parties prenantes.

Il définit notamment les travaux nécessaires à l'accueil des énergies renouvelables et alloue les capacités supplémentaires ainsi créées pour les 10 ans à venir. L'enjeu est de taille puisqu'il prévoit d'accroître cette production de 3154 MW d'ici à 2020, les 2 filières solaire et éolienne contribuant de manière équilibrée à l'atteinte de cet objectif ambitieux.

Le réseau de transport d'électricité en région Languedoc-Roussillon aujourd'hui



**TENSION MAXIMALE DES OUVRAGES**

400KV 225KV 150KV 90KV 63KV

---

**SITES EN EXPLOITATION**

Transformation ● THT  
● HT

---







**LIGNES EN EXPLOITATION**

Nombre de circuits	Lignes aériennes	Câbles souterrains
1 circuit	—	—
2 circuits	—	—
3 circuits ou plus	—	—

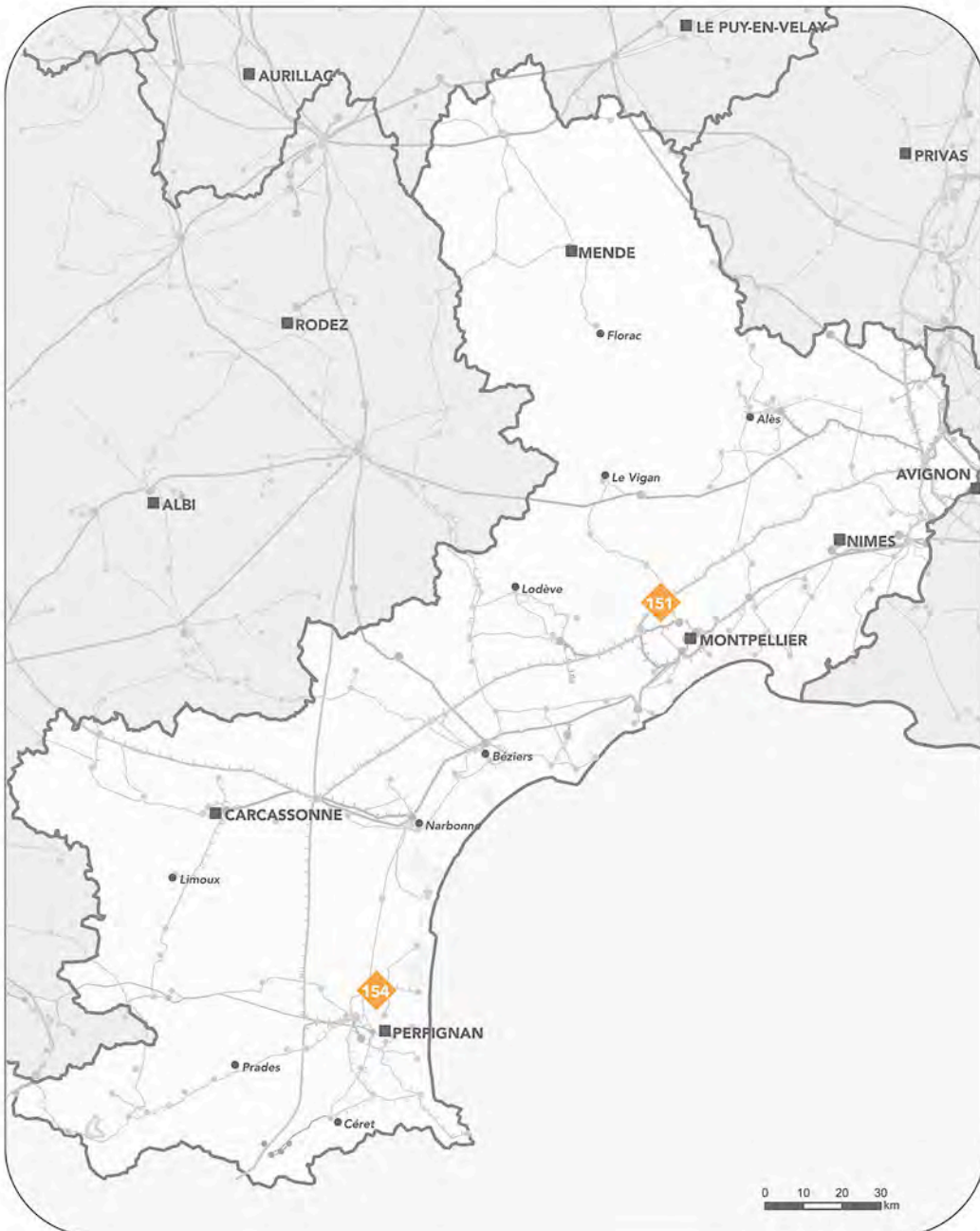
LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	3 537
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	4 547
dont : liaisons aériennes	4 403
liaisons souterraines	144
NOMBRE DE POSTES	123
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	55
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	10 680









## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Languedoc-Roussillon en 2014

TABLEAU DES MISES EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
151	<b>Adaptation du poste de Tamareau 400 kV</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Montpellier	Installation d'un deuxième couplage et d'un sectionnement de barres 400 kV	  
154	<b>Renforcement de la transformation du poste de Baixas 400kV et renforcement de l'alimentation du poste de Mas Bruno</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'agglomération de Perpignan	Création d'un échelon 225 kV au poste de Mas-Bruno. Création d'une double liaison souterraine 225 kV de 7,6 km entre les postes de Baixas et Mas Bruno et installation d'un autotransformateur de 300 MVA au poste de Baixas	  

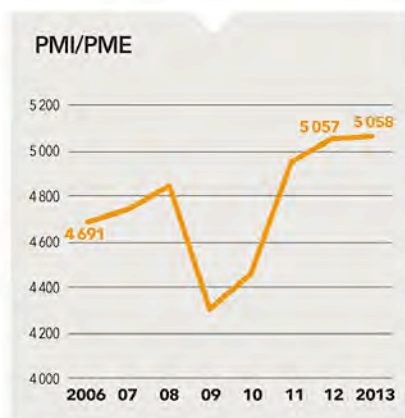
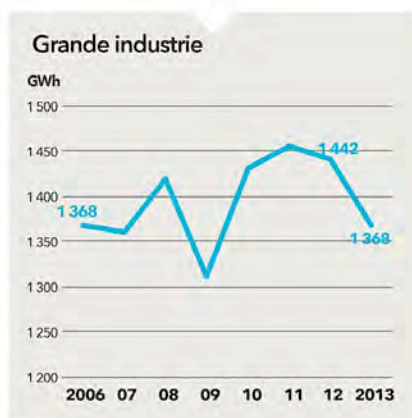
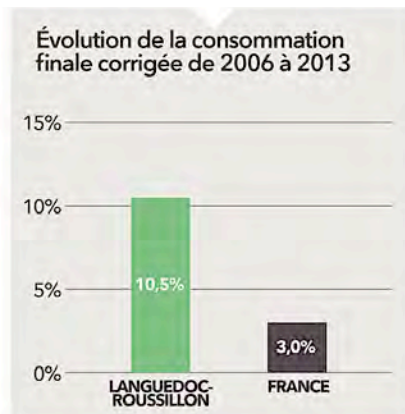
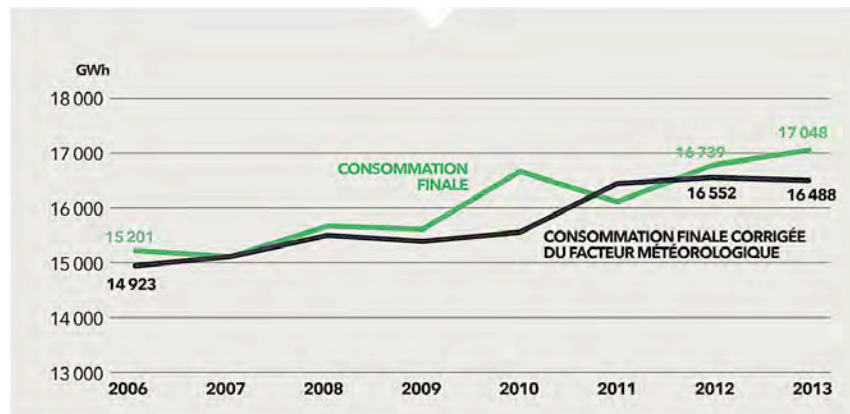




<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sécurité du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

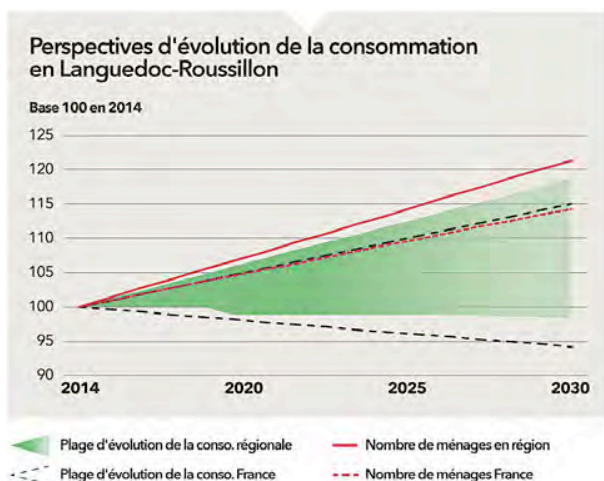
## Évolution de la consommation d'électricité en région Languedoc-Roussillon

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

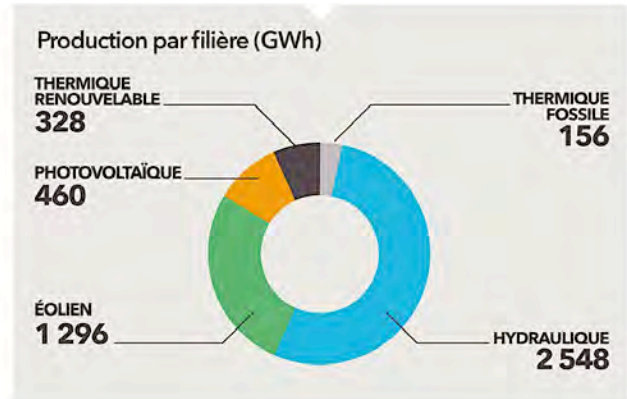
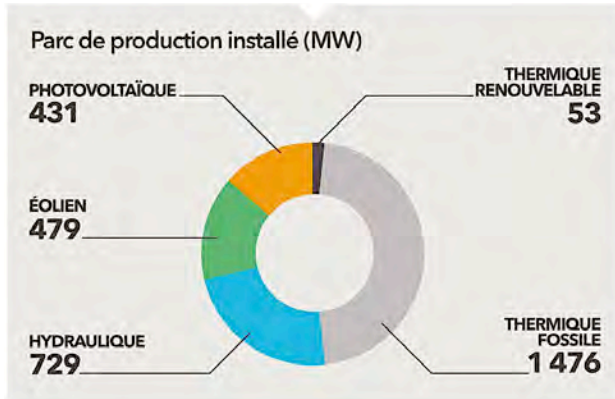
À l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera plus fortement que la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.



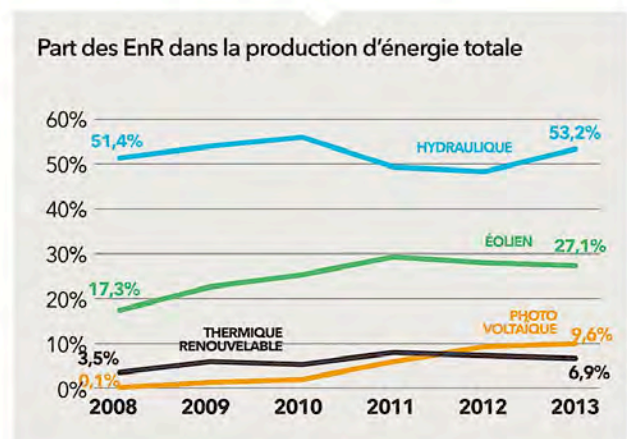
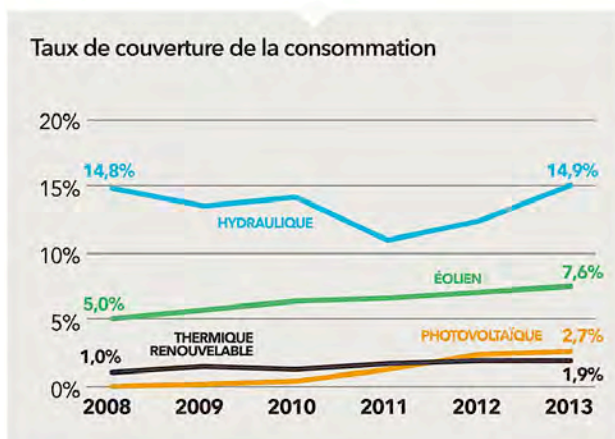
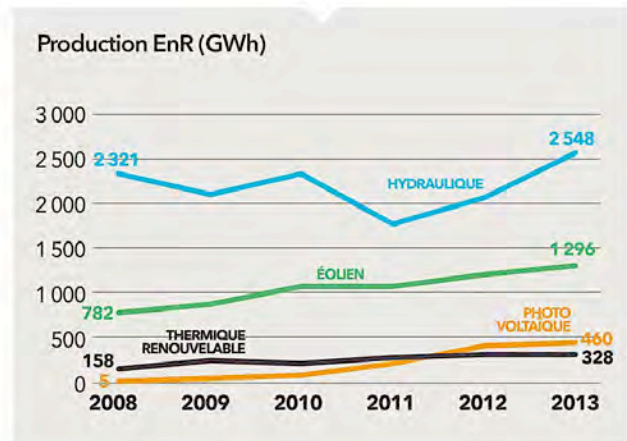
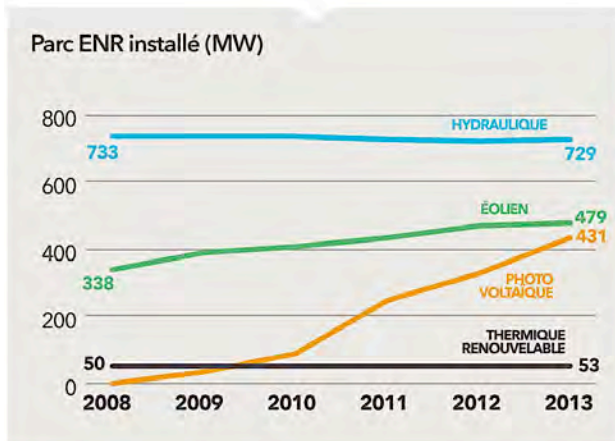


## L'évolution de la production d'électricité en région Languedoc-Roussillon

### PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



### LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

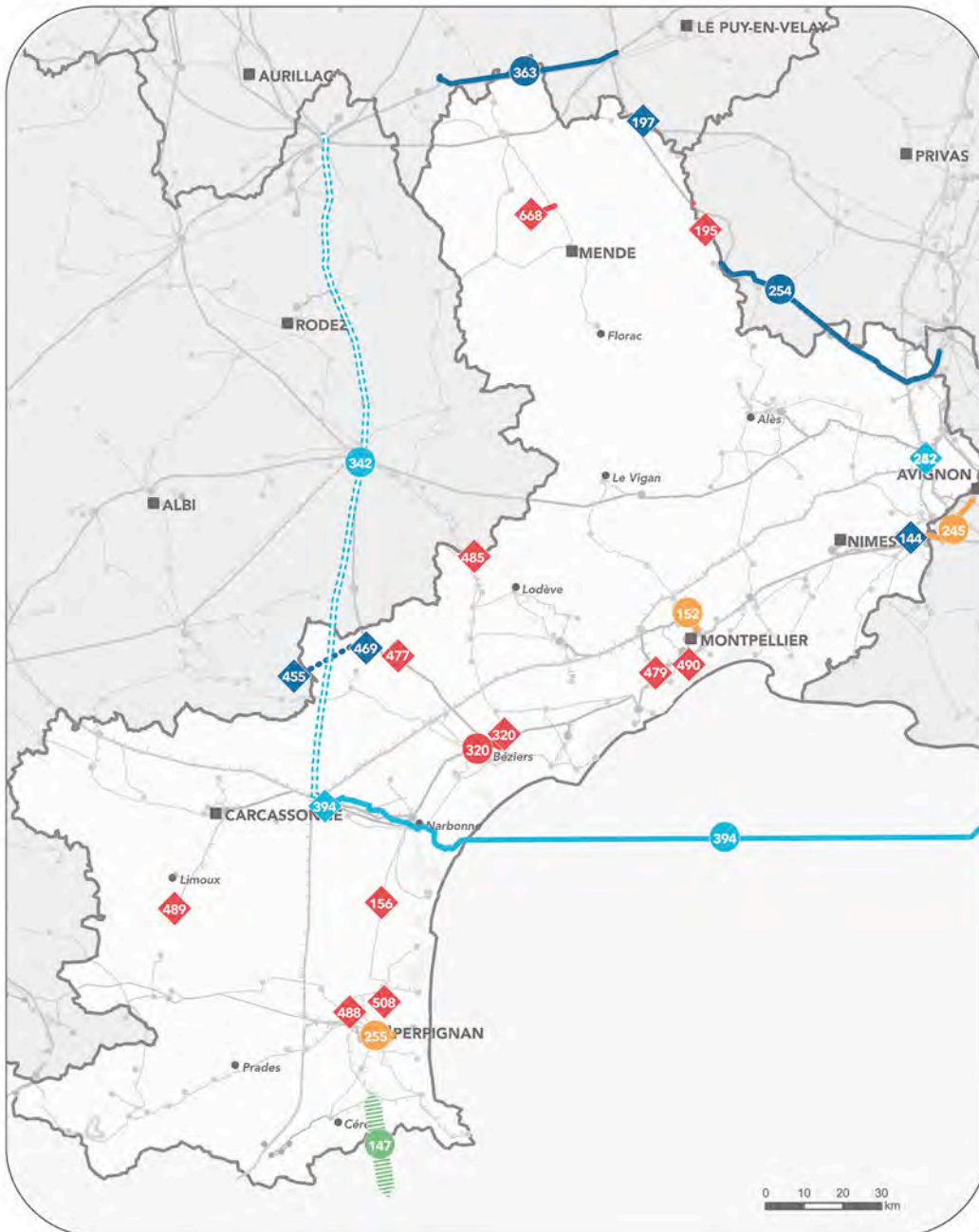










## Le Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Languedoc-Roussillon

---
























- Le S3REnR Languedoc Roussillon est en cours d'élaboration.
- Le SRCAE Languedoc Roussillon a été publié le 29 mai 2013.
- **L'ambition régionale est d'atteindre une puissance d'Énergies Renouvelables de 4 105 MW à l'horizon 2020.**

Les nouvelles infrastructures à mettre en service en région Languedoc-Roussillon d'ici 2024



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRUIngénierie</p>
--	--	--

## TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
144	▶	<b>Remplacement des tendues dans les postes 225 kV de la zone de Fos</b> Création de capacité d'accueil de production dans la zone de Fos	Remplacement des tendues sur les postes de : Enco de Botte, Feuillane, Réaltor, Lavéra, Rognac, Jonquières et Châteauneuf	  	<b>2015</b>	Se déroule comme prévu
147	▶	<b>Interconnexion France - Espagne à l'est des Pyrénées</b> Augmentation de la capacité d'interconnexion (passage à 2 800 MW entre la France et l'Espagne et à 2 000 MW entre l'Espagne et la France)	Création d'une liaison souterraine d'interconnexion à courant continu VSC à 320 kV entre les postes de Baixas (France) et Santa Llogaia (Espagne) de 65 km environ dont 35 km en France et d'une capacité de transit de 2 x 1 000 MW	  	<b>2015</b> A 12/2008 B 03/2010 C 05/2011 D 05/2011	Se déroule comme prévu
152	▶	<b>Création d'une liaison souterraine Quatre Seigneurs - Saumade 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Montpellier	Création d'une liaison souterraine à 225 kV entre les deux postes de Quatre Seigneurs et Saumade	  	<b>2015</b> A 01/2012 B 01/2012 C 04/2014 D 04/2012	Décalage du projet suite à contraintes liées aux procédures administratives
479	⚙️	<b>Modification du raccordement du poste ERDF de La Gardiole 63kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation d'un poste distributeur	Raccordement d'un poste source eRDF depuis la liaison Balaruc-Montpellier 63 kV	n/a n/a 	<b>2015</b> A 02/2013 B 01/2014 C 05/2014 D 02/2015	Se déroule comme prévu
485	▶	<b>Raccordement du poste producteur de Gare de Ceilhes-Roqueredonde 63 kV</b> Raccordement d'un nouveau poste client producteur	Raccordement d'un poste producteur depuis la liaison Bédarieux-Lauras 63 kV	n/a  	<b>2015</b> A B C D 07/2014	Se déroule comme prévu
488	▶	<b>Raccordement du poste de Ensemble éolien catalan 225 kV poste producteur</b> Raccordement d'un nouveau poste client producteur	Raccordement d'un poste producteur depuis le poste de Baixas 225 kV	n/a  	<b>2015</b> A B C D 01/2014	Décalage du projet en lien avec le planning du client
489	⚙️	<b>Raccordement du poste de Antugnac 63 kV poste producteur</b> Raccordement d'un nouveau poste client producteur	Raccordement d'un poste producteur depuis la liaison Limoux-Moreau 63 kV	n/a  	<b>2015</b> A 07/2013 B 04/2014 C D 01/2015	Se déroule comme prévu
668	🔍	<b>Raccordement du poste producteur éolien de La Limouzette 63kV</b> Raccordement d'un nouveau poste client producteur	Mise en place d'un support d'ancrage, remplacement de 2 supports, raccordement en piquage sur la liaison Margeride-Mende 63kV	n/a  	<b>2015</b>	
156	🔍	<b>Raccordement du poste de Roquefort des Corbières 63 kV poste eRDF</b> Raccordement d'un nouveau poste distributeur	Raccordement d'un poste source eRDF depuis la liaison Villesèque - Mas Nou 63kV	n/a n/a 	<b>2016</b> A B C D 01/2015	Décalage du projet suite à contraintes liées à l'environnement
197	⚙️	<b>Création d'un poste 225/63 kV Montgros (Estela)</b> Sécurité d'alimentation électrique de la Lozère et accueil de production renouvelable	Création du poste 225/63 kV de Montgros et d'une liaison souterraine 63 kV vers Langogne d'environ 14 km	  	<b>2016</b> A 04/2011 B 09/2012 C 05/2014 D 10/2010	Se déroule comme prévu
245	▶	<b>Création du poste 225/63 kV de La Montagnette</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone d'Arles	Création d'un poste 225/63 kV à « La Montagnette » raccordé sur le réseau 225 kV et création d'une liaison souterraine double 63 kV Arles-Montagnette	  	<b>2016</b> A 10/2010 B 02/2012 C 10/2014 D 03/2013	Se déroule comme prévu (Affiche désormais dans le volet national du Schéma décennal)
252	▶	<b>Tavel 400 kV</b> Amélioration de la sûreté du Système électrique à 400 kV dans la perspective du développement de la production	Remplacement de matériels pour renforcer la tenue aux courants de court-circuit du poste 400 kV	  	<b>2016</b> A 05/2009 B C D 06/2011	Se déroule comme prévu

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
254	Q	<b>Augmentation de la capacité de la file Barjac - Pied de Borne - Croisière 225 kV</b> Évacuation de la production EnR Lozère-Ardèche	Changement de conducteurs sur 76 km		<b>2016</b>	Se déroule comme prévu
490	⚙️	<b>Raccordement du poste de La Castelle 225 kV sous-station</b> Raccordement d'un nouveau poste client consommateur	Raccordement d'un poste consommateur depuis la ligne aérienne Saumade-Tamareau 225 kV	n/a n/a	<b>2016</b> A 10/2013 B 04/2014 C 05/2015 D 07/2015	Se déroule comme prévu
508	Q	<b>Raccordement 3ème transformateur au poste source 63 kV de Haut Vernet</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation d'un poste distributeur	Ajout d'un transformateur	n/a n/a	<b>2016</b> A B C D 06/2015	
195	⚙️	<b>Raccordement du poste de Laveyrune 225 kV</b> Raccordement d'un client producteur éolien	Création du poste 225 kV de Laveyrune en coupure sur la ligne 225 kV Pratclaux - Pied de Borne	n/a	<b>2017</b> A 05/2012 B 10/2013 C D 03/2016	Décalage du projet en lien avec le planning du client
363	🌿	<b>Renforcement de la ligne aérienne 225 kV entre Pratclaux et Grandval</b> Accueil EnR - S3REnR	Retente conducteurs Grandval-Pratclaux 225 kV		<b>2017</b>	
255	⚙️	<b>Renforcement du réseau 225 kV de Perpignan</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Perpignan	Création d'un échelon 225 kV au poste de Cabestany et de sa liaison souterraine Mas Bruno - Cabestany 225 kV		<b>2018</b> A 10/2012 B 12/2014 C 06/2016 D 10/2016	Décalage du projet pour répondre à des exigences environnementales non prévues
320	⚙️	<b>Raccordement du poste de Béziers Est 225 kV poste eRDF</b> Raccordement d'un nouveau poste distributeur	Raccordement d'un poste source eRDF depuis le poste de Saint Vincent 225 kV	n/a n/a	<b>2018</b> A B 04/2014 C 07/2014 D 06/2015	Décalage du projet suite à contraintes liées aux procédures administratives
477	⚙️	<b>Raccordement du poste producteur de Avant Monts 225 kV</b> Raccordement d'un nouveau poste client producteur	Raccordement d'un poste producteur depuis la liaison Montahut-Saint Vincent 225 kV	n/a	<b>2018</b> A B 07/2015 C 12/2017 D 08/2016	Décalage du projet en lien avec le planning du client
394	⚙️	<b>Midi - Provence</b> Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional ouest-est du réseau	Création d'une liaison sous-marine courant continu 320 kV de 220 km, d'une capacité de transit de 1 000 MW entre les Bouches-du-Rhône et l'Aude – voir zoom dédié		<b>2020</b> A 08/2012 B 06/2014 C 11/2016 D 06/2017	Mise en service décalée de 2018 à 2020 compte tenu des nouvelles hypothèses de consommation et production
455	🌿	<b>Raccordement du poste de Raviège 225/20 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Création du poste 225 kV/HTA et son raccordement en antenne sur le poste 225 kV de Fraisse	n/a	Selon évolution des demandes de raccordement	
469	🌿	<b>Création du poste Fraisse 225 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Création d'un poste 225 kV sans transformation sur la ligne Couffrau - Montahut 225 kV		Selon évolution des demandes de raccordement	
342	Q	<b>Massif central - doublement de Gaudière - Ruyeres</b> Augmentation de la capacité de transit et de secours mutuel interrégional nord-sud du réseau, et accueil de production renouvelable	Création d'un axe double 400 kV entre les postes existants de La Gaudière et Ruyeres, en lieu et place de la ligne simple actuelle - voir zoom dédié		Mise en service prévue dans les 10 ans	Se déroule comme prévu

**STATUTS**

- Q À l'étude
- ⚙️ Instruction
- 🌿 En travaux
- 🕒 Décalé
- 🌿 S3REnR

**JALONS**

- A Envoi JTE
- B PV fin de concertation
- C Signature dernière DUP
- D Ouverture de chantier

**BÉNÉFICES**

Perte CO2 Accueil EnR n/a Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

TRÈS POSITIF

POSITIF

FAIBLEMENT POSITIF

NÉGLIGABLE

FAIBLEMENT NÉGATIF

NÉGATIF

FORTEMENT NÉGATIF

### Les perspectives long terme en région Languedoc-Roussillon

---

- > **En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.**

L'évolution de la consommation électrique et le développement des énergies renouvelables, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents.

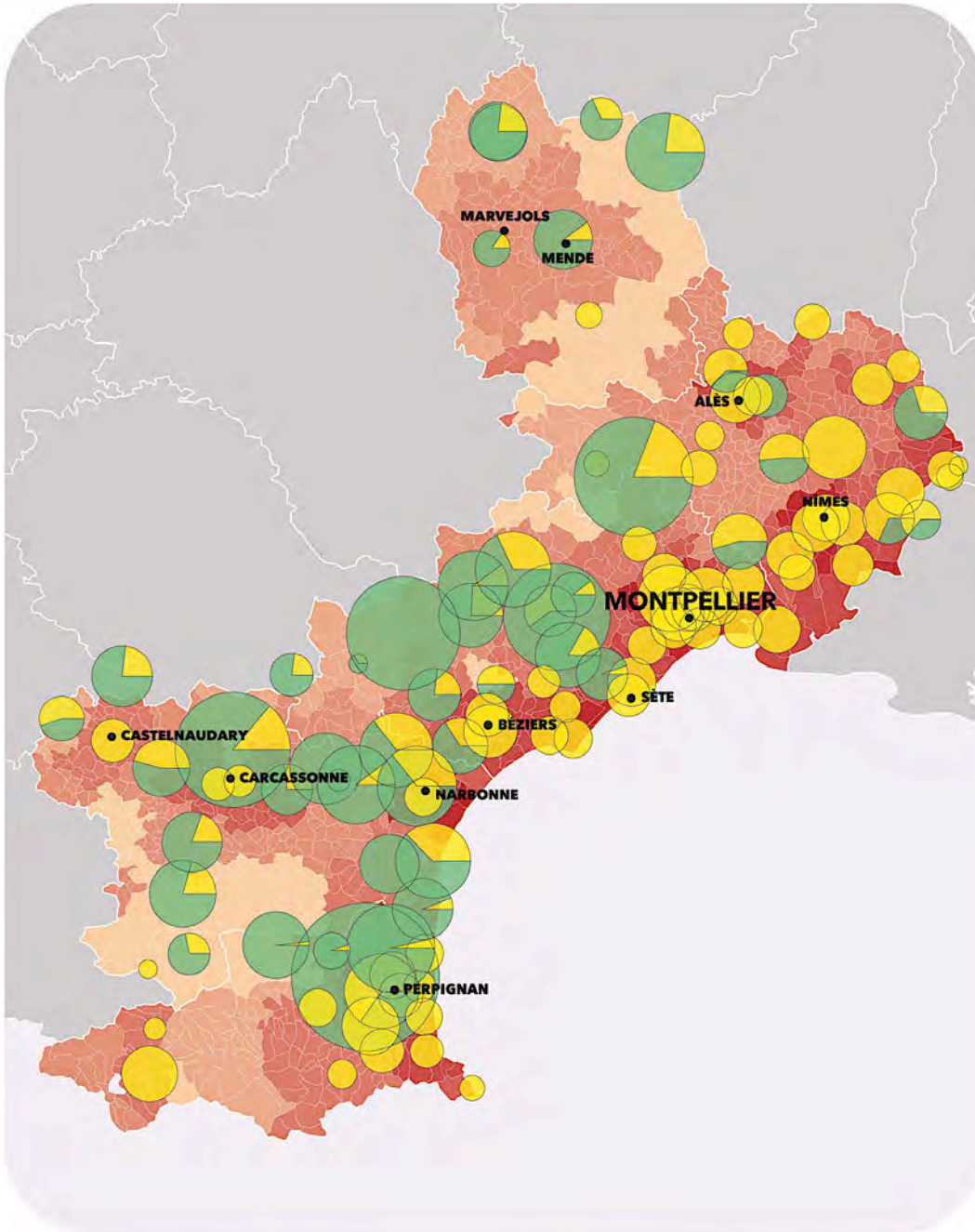
À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Languedoc-Roussillon ».

- > **A l'horizon 2025, la consommation électrique est supposée croître en moyenne de 1 % par an en hiver, et le développement régional des énergies renouvelables conduit à une puissance totale installée de 4100 MW (hors hydraulique historique).**

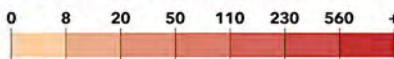
Avec ces hypothèses, les études montrent que dans certaines situations d'avarie sur le réseau, des difficultés d'alimentation en hiver pourraient apparaître dans la zone de Montpellier. Pour y faire face, RTE envisage un renforcement du réseau à l'est de l'agglomération.

- > **RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du Schéma décennal.**

Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Languedoc-Roussillon



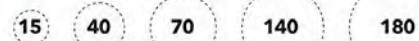
**CONSOMMATION PRÉVUE (GWH/AN)**



NOTA 1 La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

NOTA 2 Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

**ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)**







A scenic view of a rural landscape in Limousin, France. In the foreground, several brown cows are grazing in a green field. A wooden fence runs across the middle ground. The background features rolling green hills, scattered trees, and a few buildings under a cloudy sky.

# XI-13

Perspectives  
de développement  
**en Limousin**

## La région Limousin

---

- **La région Limousin compte une population légale de 742 771 habitants au 1er janvier 2010, soit 1,2 % de la population française.**

Le Limousin figure, devant la Corse, parmi les régions les moins densément peuplées : 43,8 habitants au kilomètre carré, contre 113,8 habitants/km<sup>2</sup> en France métropolitaine.

En très légère diminution entre 1990 et 1999 (- 1,6 %), la population du Limousin a longtemps cumulé vieillissement, exode et moindre natalité. Toutefois, depuis le début des années 2000, la région renoue avec une hausse de sa population, en particulier dans les territoires à dominante urbaine. Néanmoins, les perspectives en matière d'évolution de la consommation demeurent atones, légèrement en deçà de l'évolution nationale.

L'armature urbaine est de taille réduite. Il n'y a aucune ville ayant entre 50 000 (Brive) et 140 000 habitants (Limoges). Véritables pôles structurants le long de l'axe de l'A20, les deux agglomérations centrées autour de Limoges et de Brive rassemblent plus du tiers de la population et près de la moitié de l'emploi régional.

- **En 2013, la consommation d'électricité s'est élevée à 4,8 TWh pour la région Limousin, soit une hausse par rapport à l'année 2012 de 1,2%.**

Cette croissance est liée à une température moyenne annuelle légèrement plus froide que 2012. Cette évolution est supérieure à celle perceptible sur l'ensemble du territoire français (+0,8%). Corrigée du facteur météorologique, la consommation de la région Limousin est en légère baisse (-1,3%).

- **La production d'électricité dans la région Limousin est en forte hausse en 2013 comme l'indique la fiche « production ».**

Elle atteint 3,0 TWh en 2013 contre 2,3 TWh en 2012 (+29%). Cette évolution résulte essentiellement :

- d'une part, de la forte hydraulité de l'année 2013, se traduisant par une production des barrages hydroélectriques en forte augmentation (+39%).
- d'autre part, cette tendance s'explique par la poursuite du développement de la production éolienne et photovoltaïque.

En effet, la puissance installée de ces filières continue sa progression, néanmoins plus faible que l'année passée, atteignant respectivement 45 MW et 80 MW.

La production associée à ces deux sources d'énergie augmente proportionnellement en 2013, s'élevant au total à 5,3% de la production d'électricité de la région. Il n'en demeure pas moins que la production d'électricité en Limousin couvre en 2013 seulement 61 % de sa consommation.

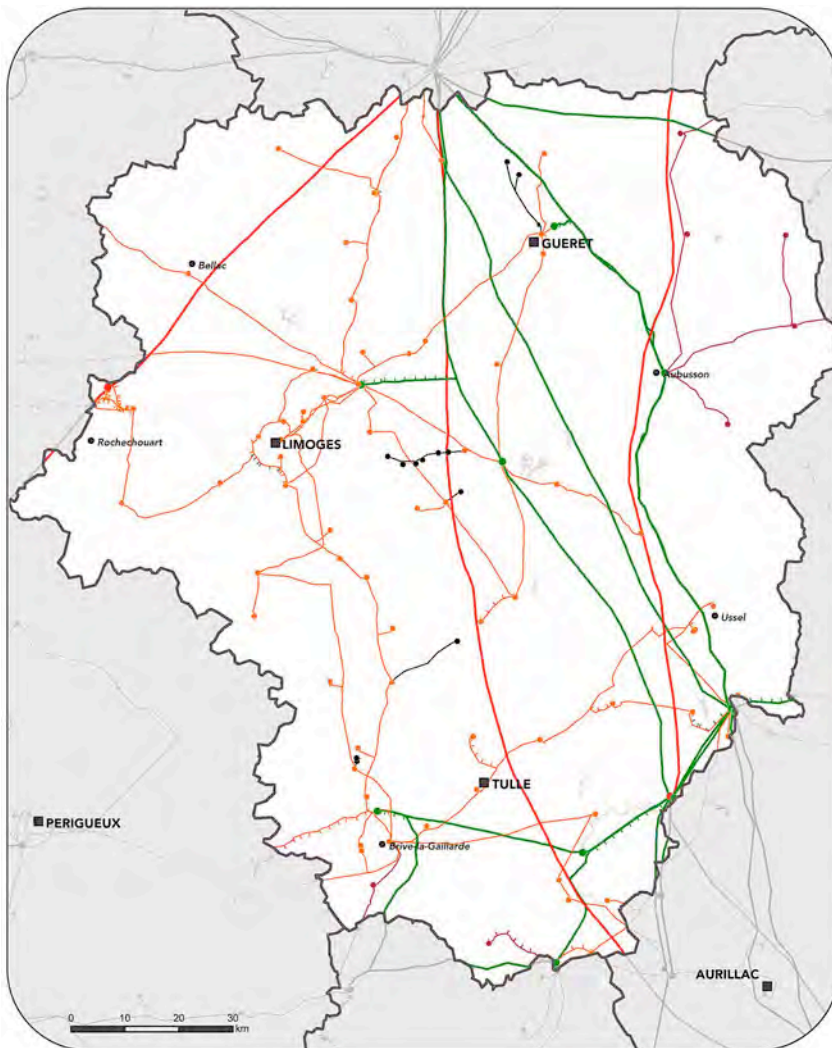
- **L'effort d'investissement de RTE portera en grande partie, principalement, sur le renouvellement de son patrimoine, non mentionné dans ce document.**

La fiche « Restructuration du réseau de transport du massif central » apporte un éclairage à plus long terme sur les futurs investissements dans la région.

- **Le reste de l'investissement de RTE portera sur le raccordement des énergies renouvelables dans le cadre du S3REnR en cours d'approbation par M. le Préfet de région.**

Les principaux travaux porteront sur l'augmentation de la capacité de transit de nombreuses lignes 90 kV, ainsi que le renforcement de la capacité de transformation 225 / 90 kV du poste de La Mole, proche de Neuvic (19), afin de pouvoir injecter ces énergies renouvelables vers le réseau 225 kV.

Le réseau de transport d'électricité en région Limousin aujourd'hui



**TENSION MAXIMALE DES OUVRAGES**

400KV 225KV 150KV 90KV 63KV

---

**SITES EN EXPLOITATION**

Transformation ● THT  
● HT

---

**LIGNES EN EXPLOITATION**

Nombre de circuits	Lignes aériennes	Câbles souterrains
1 circuit	—	—
2 circuits	—	—
3 circuits ou plus	—	—

LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	2 617
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	2 768
dont : liaisons aériennes	2 761
liaisons souterraines	8
NOMBRE DE POSTES	70
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	16
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	1 785



## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Limousin en 2014

### TABLEAU DE MISES EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
157	<b>Raccordement du poste de Peyrilhac 90 kV</b>	Raccordement d'un nouveau poste distributeur	Raccordement d'un poste source eRDF depuis la liaison Juniat - St Junien 90kV	n/a n/a

**BÉNÉFICES**

Perte  
n/a Non Applicable

CO2

Accueil EnR

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

TRÈS POSITIF

POSITIF

FAIBLEMENT POSITIF









NÉGLIGABLE

FAIBLEMENT NÉGATIF

NÉGATIF

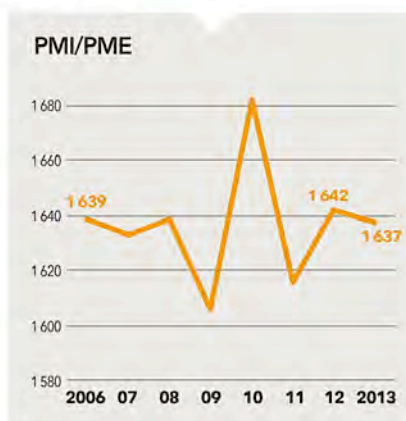
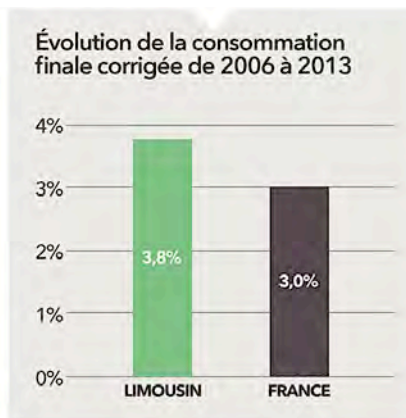
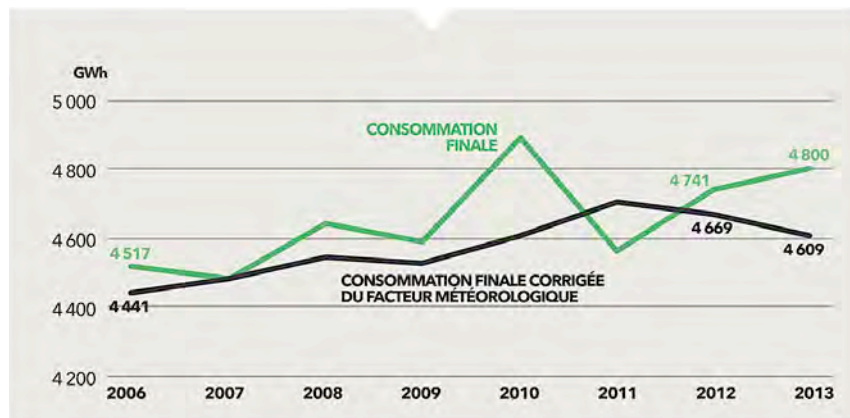
FORTEMENT NÉGATIF



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

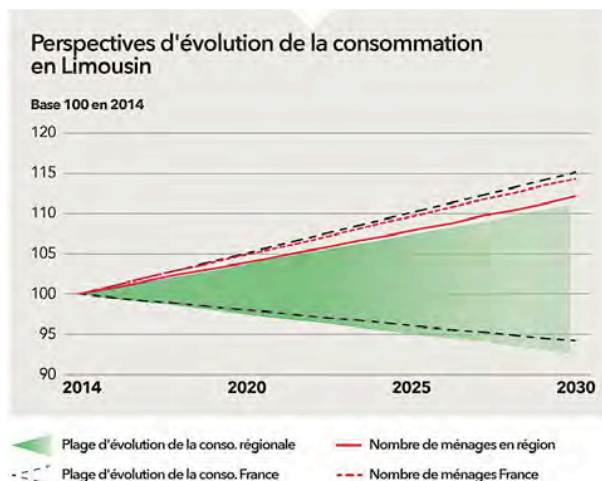
## Évolution de la consommation d'électricité en region Limousin

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



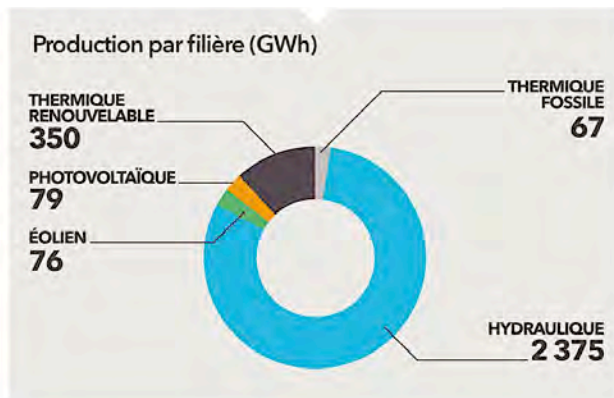
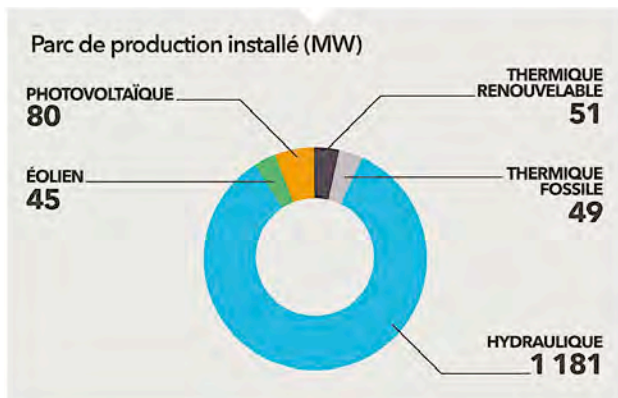
### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

À l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera plus faiblement que la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.

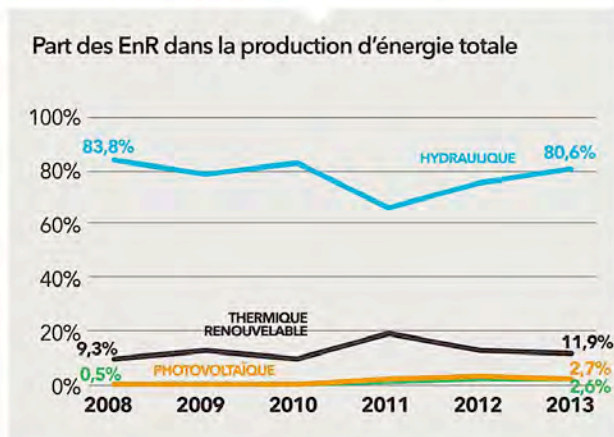
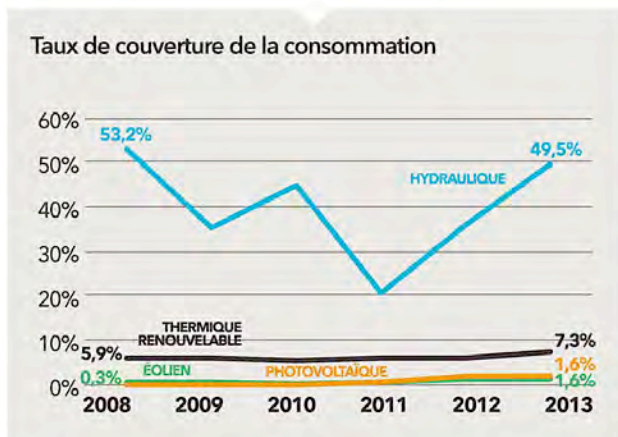
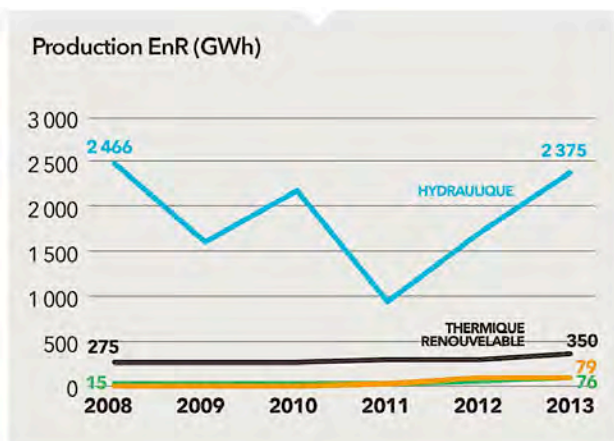
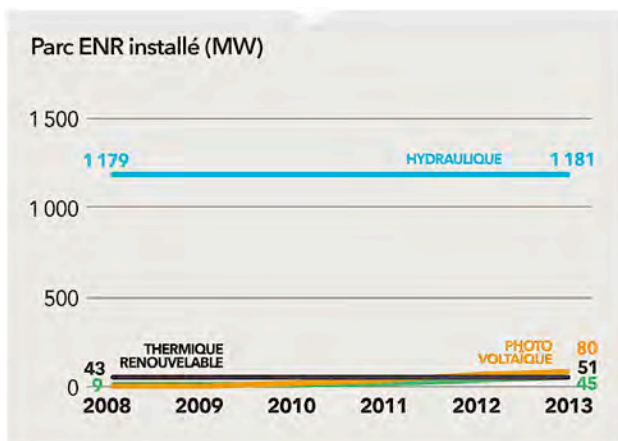


## L'évolution de la production d'électricité en région Limousin

### PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



### LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



## Le Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Limousin

Le SRCAE Limousin a été publié le 30 avril 2013.

- **L'ambition régionale est d'atteindre une puissance d'EnR de 978 MW à l'horizon 2020.**

Le S3REnR a fait l'objet d'une consultation réglementaire du 16 septembre au 11 octobre 2013, puis d'une mise à disposition du public du 18 août au 22 septembre 2014.

Le schéma mis à disposition du public prévoit la réservation de 657 MW pour satisfaire l'ambition régionale et accompagner la dynamique de développement des énergies renouvelables définie dans le SRCAE.

- **La quote-part régionale au titre de la mutualisation, dans le dossier mis à disposition du public, est de 22,6 k€/MW, dont 12,0 pour le RPT.**

Les ouvrages RTE créés à l'horizon 2020 (proposés à la consultation)

### OUVRAGES CRÉÉS

Ajout d'un transformateur 225/90kV au poste de La Mole

Travaux dans les postes de La Souterraine 90 kV, Magnazeix 90 kV et Boussac 63 kV

Les ouvrages RTE renforcés à l'horizon 2020 (proposés à la consultation)

### OUVRAGES RENFORCÉS

Augmentation de la capacité de transit de la liaison Cote-Vigne 90 kV

Augmentation de la capacité de transit de la liaison Cote-Souterraine 90 kV

Augmentation de la capacité de transit de la liaison Cote-Bonichaud-Vigne 90 kV

Augmentation de la capacité de transit de la liaison Cote-Age-Ville sous Grange 90 kV

Augmentation de la capacité de transit de Chatelus-Chatre-Croix Cadet-Le Maureix 90 kV

Augmentation de la capacité de transit de la liaison Le Maureix-St Léonard 90 kV

Augmentation de la capacité de transit de la liaison St Léonard-Veytisou 90 kV

Augmentation de la capacité de transit de la liaison Monceaux-Veytisou 90 kV

Augmentation de la capacité de transit de la liaison Monceaux-Peyrat 90 kV

Augmentation de la capacité de transit de la liaison Lavaud-Mansat 90 kV

Augmentation de la capacité de transit de la liaison Gueret-Lavaud 90 kV

Augmentation de la capacité de transit de la liaison Naves-Tulle 90 kV

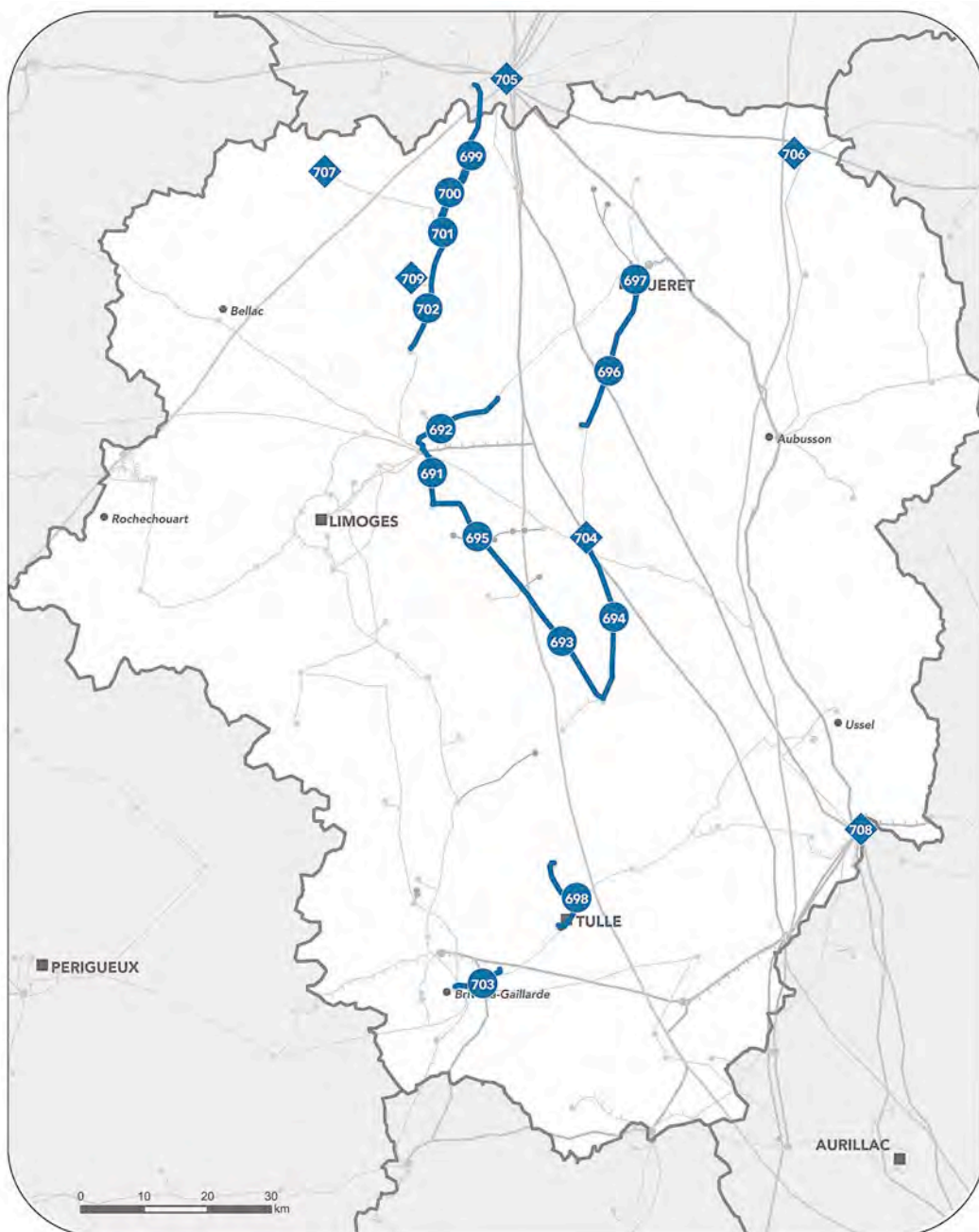
Augmentation de la capacité de transit de la liaison Boriette-Puypertus 90 kV









Travaux dans les postes d'Eguzon 90 kV et Peyrat 90 kV

*NB : En plus des travaux mentionnés ici, le S3REnR prévoit aussi des travaux sur les réseaux de distribution ainsi que les travaux sur le réseau de transport générés par les investissements en distribution.*























































Les nouvelles infrastructures à mettre en service en région Limousin d'ici 2024



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

## TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
691		<b>Augmentation de la capacité de transit de la liaison 90 kV Maureix-St Léonard</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation capacité de transit de la liaison aérienne	  	Selon évolution des demandes de raccordement	
692		<b>Augmentation de la capacité de transit de la liaison 90 kV Chatelus-Chatre-Croix Cadet-Maureix</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation capacité de transit de la liaison aérienne	  	Selon évolution des demandes de raccordement	
693		<b>Augmentation de la capacité de transit de la liaison 90 kV Monceaux-Veytisou</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation capacité de transit de la liaison aérienne	  	Selon évolution des demandes de raccordement	
694		<b>Augmentation de la capacité de transit de la liaison 90 kV Monceaux-Peyrat</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation capacité de transit de la liaison aérienne	  	Selon évolution des demandes de raccordement	
695		<b>Augmentation de la capacité de transit de la liaison 90 kV St Léonard-Veytisou</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation capacité de transit de la liaison aérienne	  	Selon évolution des demandes de raccordement	
696		<b>Augmentation de la capacité de transit de la liaison 90 kV Lavaud-Mansat</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation capacité de transit de la liaison aérienne	  	Selon évolution des demandes de raccordement	
697		<b>Augmentation de la capacité de transit de la liaison 90 kV Gueret-Lavaud</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation capacité de transit de la liaison aérienne	  	Selon évolution des demandes de raccordement	
698		<b>Augmentation de la capacité de transit de la liaison 90 kV Naves-Tulle</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation capacité de transit de la liaison aérienne	  	Selon évolution des demandes de raccordement	
699		<b>Augmentation de la capacité de transit de la liaison 90 kV Cote-Vigne</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation capacité de transit de la liaison aérienne	  	Selon évolution des demandes de raccordement	
700		<b>Augmentation de la capacité de transit de la liaison 90 kV Cote-Bonichaud-Vigne</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation capacité de transit de la liaison aérienne	  	Selon évolution des demandes de raccordement	
701		<b>Augmentation de la capacité de transit de la liaison 90 kV Cote-Souterraine</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation capacité de transit de la liaison aérienne	  	Selon évolution des demandes de raccordement	
702		<b>Augmentation de la capacité de transit de la liaison 90 kV Cote-Age-Ville sous Grange</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation capacité de transit de la liaison aérienne	  	Selon évolution des demandes de raccordement	
703		<b>Augmentation de la capacité de transit de la liaison 90 kV Boriette-Puyperthus</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation capacité de transit de la liaison aérienne	  	Selon évolution des demandes de raccordement	

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
704		<b>Adaptation du poste de Peyrat 90 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Remplacement d'appareils haute tension afin d'augmenter les capacités de transit		Selon évolution des demandes de raccordement	
705		<b>Augmentation de la tenue aux courts-circuits du poste d'Eguzon 90 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Remplacement d'appareils haute tension afin d'augmenter les capacités de transit		Selon évolution des demandes de raccordement	
706		<b>Adaptation du poste de Boussac 63 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Création d'un disjoncteur de tronçonnement		Selon évolution des demandes de raccordement	
707		<b>Évolution du poste de Magnazeix 90 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Création d'un jeux de barre 90 kV		Selon évolution des demandes de raccordement	
708		<b>Renforcement de la transformation du poste de La Mole 225 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Ajout d'un transformateur 225 kV / 90 kV de 100 MVA		Selon évolution des demandes de raccordement	
709		<b>Évolution du poste de La Souterraine 90 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Entrée en coupure de la liaison 90 kV Age-Cote-Ville sous Grange		Selon évolution des demandes de raccordement	
		<b>Massif central - long terme</b> Augmentation de la capacité de transit en lien avec l'évolution du mix énergétique	À déterminer - voir zoom dédié	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer
		<b>« Façade Atlantique » - long terme</b> Augmentation de la capacité de transit nord-sud du réseau dans le sud-ouest de la France	À déterminer – voir zoom dédié	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer

STATUTS	JALONS	BÉNÉFICES	Parte	CO2	Accueil EnR	n/a	Non Applicable	
À l'étude Instruction En travaux Décalé S3REnR	<b>A</b> Envoi JTE <b>B</b> PV fin de concertation <b>C</b> Signature dernière DUP <b>D</b> Ouverture de chantier	<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b>						
		TRÈS POSITIF	POSITIF	FAIBLEMENT POSITIF	NÉGLIGABLE	FAIBLEMENT NÉGATIF	NÉGATIF	FORTEMENT NÉGATIF

### Les perspectives long terme en région Limousin

---

- **En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.**

L'évolution de la consommation électrique et le développement des énergies renouvelables, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents.

À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Limousin ».

- **A l'horizon 2025, la consommation électrique est supposée croître en moyenne de 0,7% par an en hiver, et le développement régional des énergies renouvelables conduit à une puissance totale installée de 980 MW (hors production hydraulique historique).**

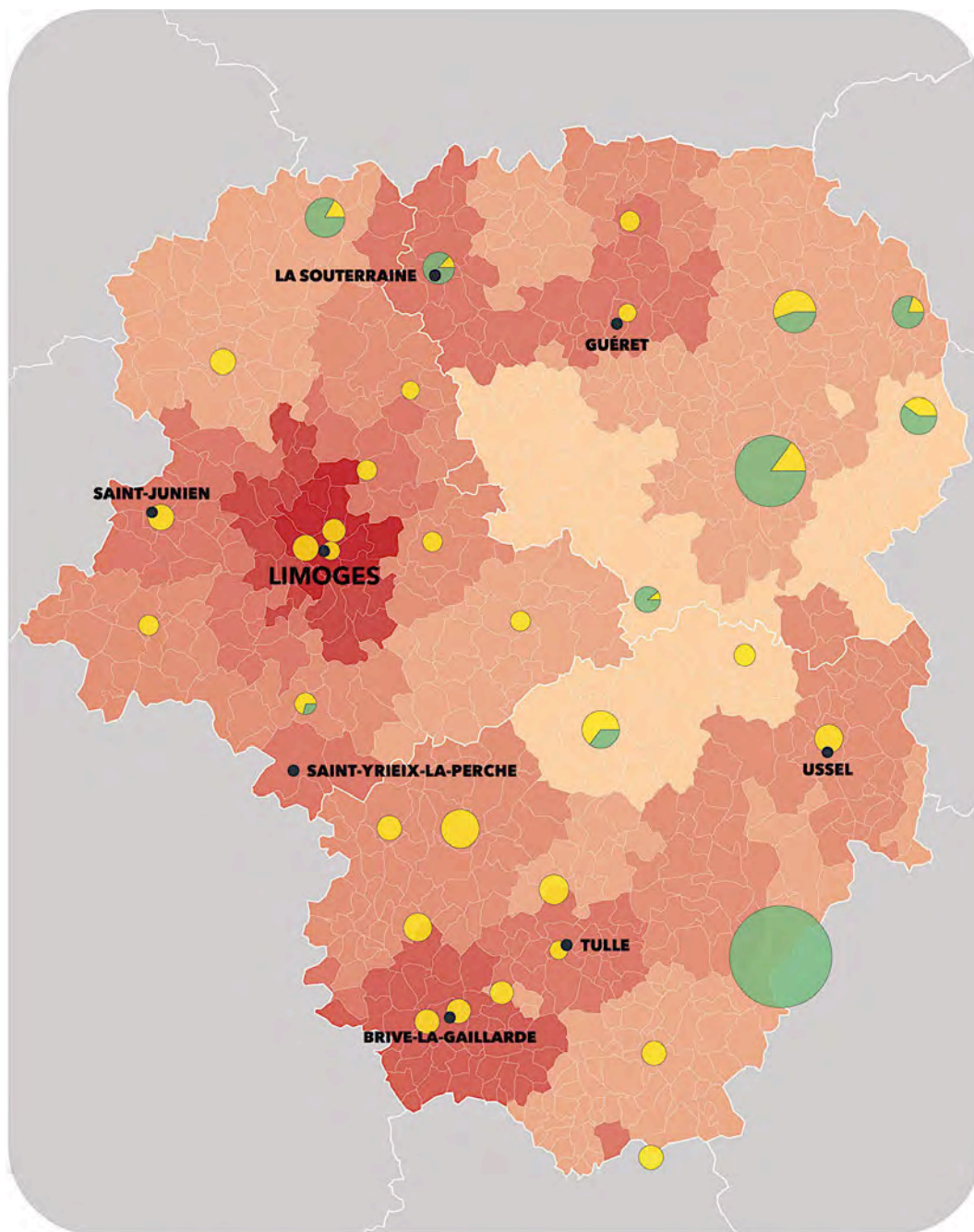
Avec ces hypothèses, les études montrent que dans certaines situations d'avarie sur le réseau, des difficultés d'évacuation de production au printemps pourraient apparaître dans la zone de la haute Dordogne.

Pour y faire face, il est envisagé d'étudier et de décider le cas échéant le renforcement de la transformation 400/225 kV située à l'ouest de Mauriac.

RTE étudie également les besoins de restructuration du réseau 400 kV du Massif central dans la perspective d'un développement des capacités de production hydraulique (cf. zoom dédié).

- **RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du Schéma décennal.**

Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Limousin



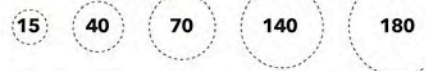
**CONSOMMATION PRÉVUE (GWH/AN)**



**NOTA 1** La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

**NOTA 2** Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

**ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)**







**XI-14**

Perspectives  
de développement  
**en Lorraine**

## La région Lorraine

Après une chute de la consommation d'électricité entre 2006 et 2013 (-10,7%) liée pour l'essentiel à la conjoncture économique, les perspectives d'évolution de la consommation en Lorraine restent faibles et inférieures à la tendance nationale.

Ce n'est donc pas la demande d'électricité qui motivera pour l'essentiel les évolutions du réseau électrique dans les dix prochaines années. Il s'agira surtout de renouveler un réseau électrique datant parfois de l'après-guerre, ainsi que de l'adapter aux évolutions du parc de production, tant en Lorraine que dans les régions voisines et les pays frontaliers.

### UNE ARCHITECTURE DE RÉSEAU AU SERVICE DU TERRITOIRE LORRAIN

#### > Afin d'accompagner le développement économique régional et de garantir la qualité de l'électricité, RTE a achevé :

- une 1<sup>ère</sup> étape de sécurisation de l'alimentation électrique de Nancy : poste de transformation électrique de Laneuveville ;
- qui sera suivie d'une seconde étape en 2017 : poste de transformation électrique de Custines.

RTE a aussi achevé en 2014 celle de la zone de Thionville, présentant des enjeux industriels de premier plan.

#### > RTE devra aussi assurer le raccordement dans les délais de nouveaux clients.

Dès à présent, sont ou vont être engagées les concertations pour le raccordement de la zone d'activité d'Alzette Belval (54) et du projet CIGEO (55). A moyen terme, RTE restera attentif aux besoins liés au développement de la ZAC d'Illange Bertrange (57).

#### > Le renouvellement d'un réseau parfois ancien restera au cœur des enjeux de RTE.

Les expertises menées sur ses liaisons pourront conduire à des travaux plus ou moins importants : remplacement de câbles, remplacement de pylônes, reconstruction complète d'ouvrages ou restructuration du réseau. Ainsi, dans les prochaines années, des renouvellements d'ouvrages électriques seront probablement nécessaires, comme dans un premier temps sur la zone de Neufchâteau.

Ils pourront être accompagnés de démontages de lignes chaque fois que possible, comme cela sera réalisé prochainement dans le cadre de la création du nouveau poste alimentant le Saintois : 24km de ligne 63 kV supprimés.

### LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ, UNE DES CLÉS DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

#### > Le réseau devra s'adapter pour être au rendez vous des évolutions engagées et à venir du parc de production.

La transition énergétique est déjà amorcée en Lorraine et à ses frontières :

- fermeture de centrales au charbon et mises en service de centrales au gaz,
- développements de parcs photovoltaïques et surtout éoliens en Lorraine et en Champagne-Ardenne,
- arrêt de la centrale de Fessenheim annoncé pour fin 2016,
- fermeture des centrales nucléaires et fort développement des *Énergies Renouvelables* en Allemagne.

Le *Schéma régional Climat Air Énergie*, définissant les ambitions régionales en termes de développement des *énergies renouvelables*, a été signé fin 2012.

#### > L'objectif de la région est d'atteindre 2060 MW de production d'énergie renouvelable en 2020 pour 1030 MW installés actuellement.

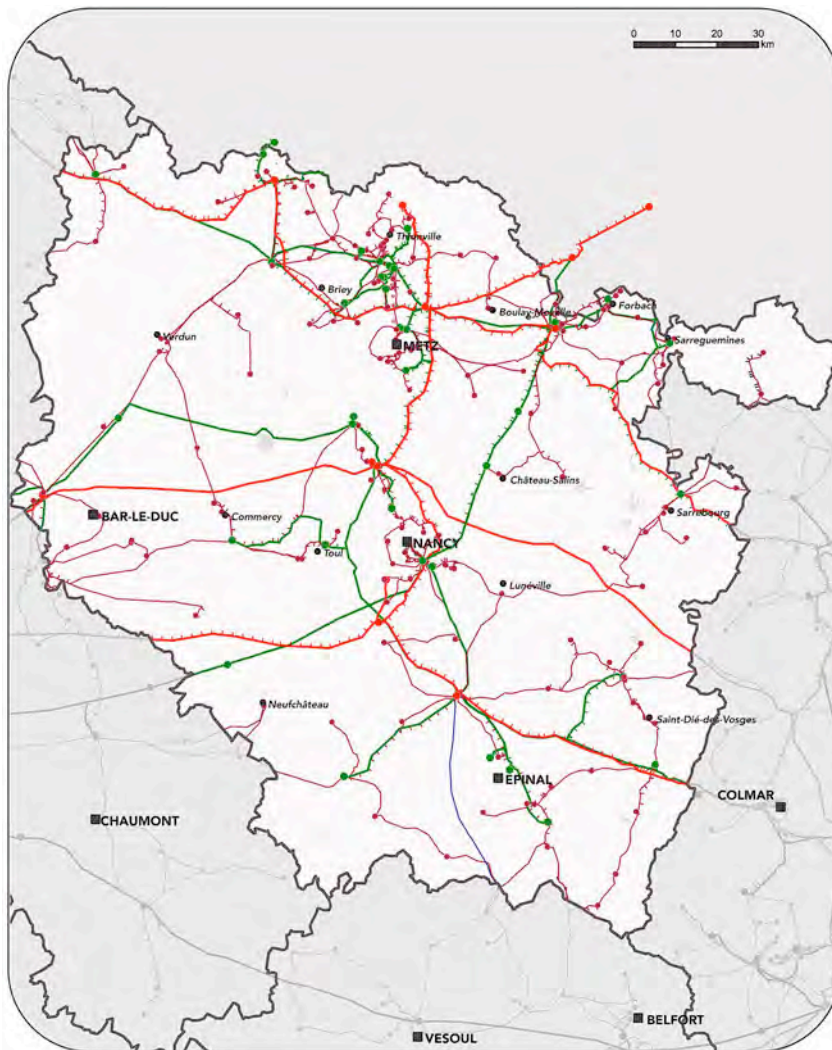
Le *Schéma de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)*, qui définit les investissements nécessaires, a été approuvé par le préfet de région en novembre 2013. Ce schéma prévoit quelques adaptations du réseau actuel, en particulier la création d'un nouveau poste de transformation 225/20 kV dans la Meuse, dédié aux *énergies renouvelables*. Les autres travaux consisteront à augmenter la capacité d'une liaison aérienne 225 kV, et à installer de nouveaux transformateurs dans des postes existants, avec un impact environnemental très limité. La dynamique de développement des *énergies renouvelables*, en particulier dans le département de la Meuse, devrait rapidement permettre de justifier la réalisation des principaux investissements de ce schéma.

### LE RÉSEAU LORRAIN AU CŒUR DE L'EUROPE

Enfin, RTE poursuit les études sur le réseau national et international de grand transport (400 kV) pour accompagner la transition énergétique à l'échelle européenne. L'accroissement des flux nord-sud, lié au développement de la production renouvelable au nord et à l'augmentation de la consommation au sud, va engendrer de nouvelles contraintes électriques en France, voire en Europe. Ces études-ci pourraient déboucher sur des évolutions significatives du réseau lorrain (renforcement, nouvelles lignes et/ou nouveaux postes électriques). Dans ce cadre, l'intérêt d'une nouvelle interconnexion France-Allemagne, qui pourrait par nature concerner la Lorraine, est toujours en cours d'études avec les gestionnaires de réseau allemands (voir section dédiée).



Le réseau de transport d'électricité en région Lorraine aujourd'hui



**TENSION MAXIMALE DES OUVRAGES**

400KV 225KV 150KV 90KV 63KV

---

**SITES EN EXPLOITATION**

Transformation ● THT  
● HT

---








**LIGNES EN EXPLOITATION**

Nombre de circuits	Lignes aériennes	Câbles souterrains
1 circuit	—	—
2 circuits	—	—
3 circuits ou plus	—	—

LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	4 038
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	5 173
dont : liaisons aériennes	5 036
liaisons souterraines	137
NOMBRE DE POSTES	120
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	68
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	11 470









## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Lorraine en 2014

TABLEAU DES MISES EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
107	<b>Augmentation de la tenue aux courts-circuits du poste de Saint Hubert 225 kV</b>	Sécurisation de l'alimentation de la zone de Thionville et de l'industrie nord-lorraine	Augmentation d'IMACC du poste de St Hubert 225 kV	  
108	<b>Renforcement de la transformation du poste de Laneuveville 225 KV</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Nancy	Remplacement de deux transformateurs de 100 MVA par deux appareils de 170 MVA	  
193	<b>Modification du raccordement et renforcement de la transformation du poste d'Amélecourt</b>	Sécurisation d'alimentation du poste ERDF d'Amélecourt	Garantie ligne et transformateur d'Amélecourt	n/a n/a 

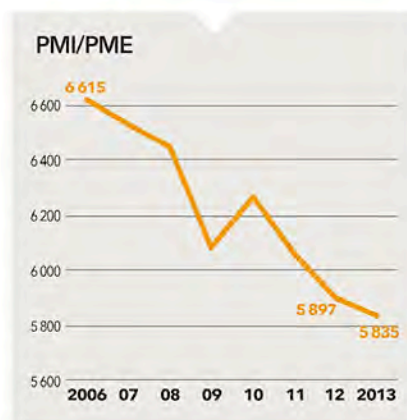
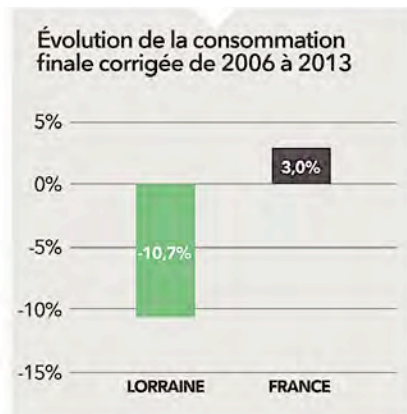
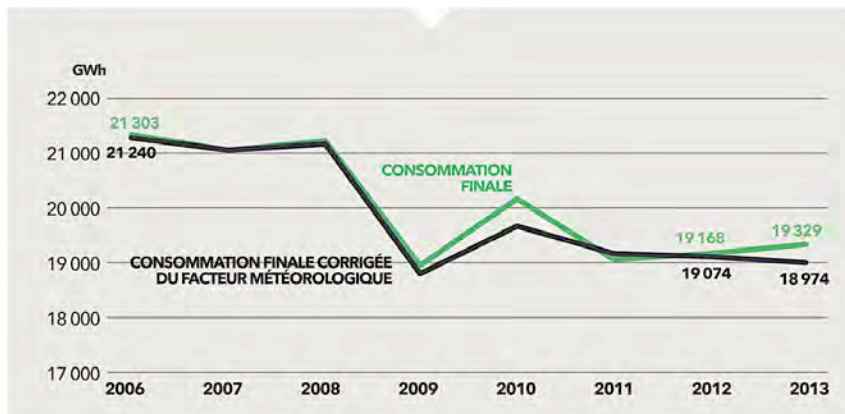




<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sécurité du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLEngénierie</p>
--	--	--

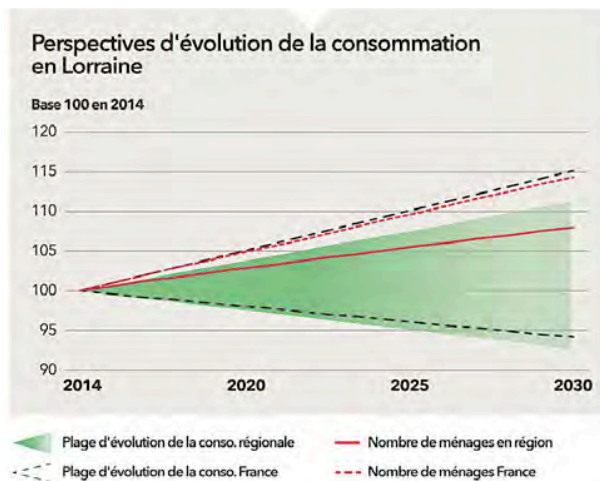
## Évolution de la consommation d'électricité en région Lorraine

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



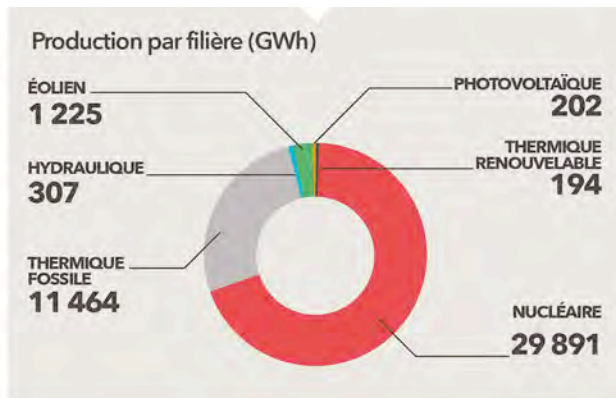
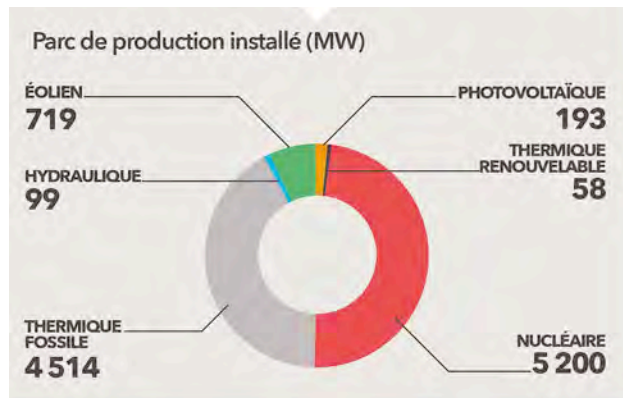
### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

À l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera plus faiblement que la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.

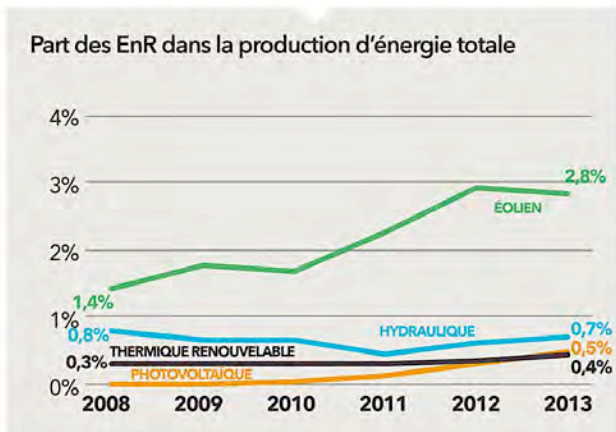
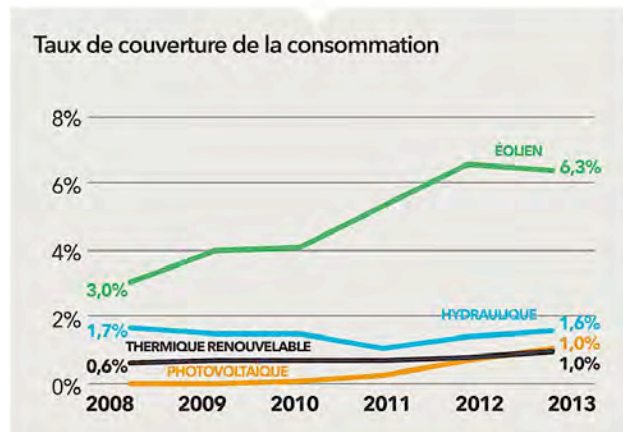
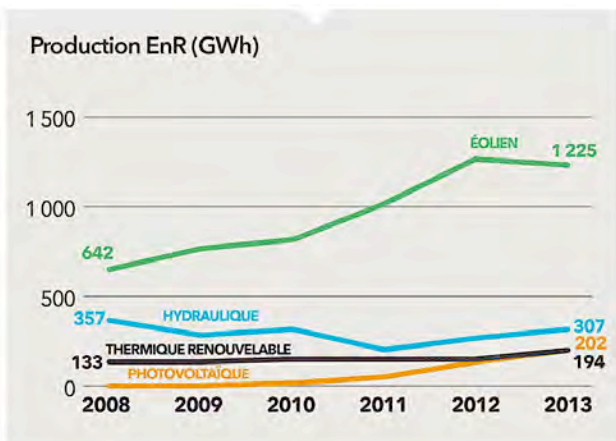
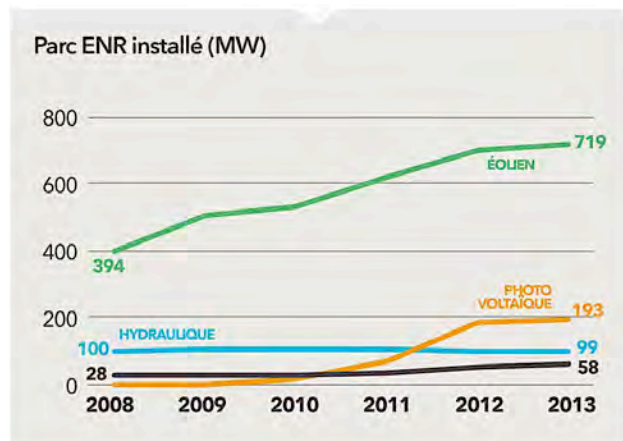


L'évolution de la production d'électricité en région Lorraine

PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



### Le Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Lorraine

Le S3REnR Lorraine a été approuvé par le préfet de région le 14 novembre 2013.

Avec une réservation totale de 890 MW, ce schéma propose la création de 540MW de capacités nouvelles s'ajoutant aux 350MW de capacités existantes pour satisfaire l'ambition régionale et accompagner la dynamique de développement des *énergies renouvelables* définie dans le SRCAE.

- **La quote-part régionale au titre de la mutualisation est de 18,21k€/MW dont 0,85 pour le RPT.**

#### Les ouvrages RTE créés à l'horizon 2020

##### OUVRAGES CRÉÉS

Raccordement du poste 225/20 kV de « Meuse centre » à la liaison 225kV Trois Domaines - Vandières

#### Les ouvrages RTE renforcés à l'horizon 2020

Augmentation de la capacité de la liaison Croix de Metz – Laneuveville 225 kV









Augmentation de la tenue aux courts-circuits du poste de Saint Julien 63 kV

*NB : En plus des créations de postes sources mentionnées ici, le S3REnR prévoit aussi des travaux sur les réseaux de distribution ainsi que les travaux sur le réseau de transport générés par les investissements en distribution.*

- **Le S3REnR Lorraine est disponible sur le site institutionnel RTE à l'adresse suivante : <http://www.rte-france.com/fr/nos-activites/accueil-enr/schemas-regionaux-de-raccordement-au-reseau-des-energies-renouvelables-s3renr>**

Les nouvelles infrastructures à mettre en service d'ici 2024 en région Lorraine



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

## TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
300		<b>Augmentation de la tenue aux courts-circuits du poste de Amneville 225 kV</b> Sécurité d'alimentation de l'industrie nord-lorraine	Augmentation d'IMACC du poste d'Amneville 225 kV		<b>2016</b> A B C 03/2014 D 11/2014	Décalage du projet suite à contraintes liées aux travaux
310		<b>Restructuration du réseau alsacien - Lot 1</b> Rééquilibrer les flux sur le réseau à l'échelle de la région Alsace pour lever les contraintes liées à l'arrêt de la centrale de Fessenheim et accompagner la transition énergétique	Installation de 320 Mvar de condensateurs et de 2 selfs de 64 Mvar ; double alimentation du poste de Scheer ; renforcement de la structure du poste de Muhlbach ; installation de transformateurs déphaseurs au poste de Muhlbach et de moyens de compensation au poste de Vincey.		<b>2016</b> A 10/2013 B 08/2014 C 04/2015 <sup>1</sup> 12/2014 <sup>2</sup> 11/2015 <sup>3</sup> D 10/2015	Se déroule comme prévu
314		<b>Renforcement de la transformation au poste de Mondelange 63 kV</b> Raccordement du 3 <sup>ème</sup> transformateur ERDF	Raccordement du 3 <sup>ème</sup> transformateur ERDF	n/a n/a	<b>2016</b> A 11/2013 B 03/2014 C D 02/2016	Se déroule comme prévu
223		<b>Évolution du poste de Custines 63 kV</b> Renforcement de l'alimentation électrique de la zone de Nancy	Entrée en coupure de la ligne Bezaumont - Champigneulle 63 kV au poste de Custines		<b>2017</b>	Décalage du projet suite à contraintes liées aux travaux
413		<b>Gestion des tensions hautes dans l'est de la France</b> Amélioration de la tenue de la tension dans l'est de la France	Installation d'environ 550 Mvar de moyens de compensation dans six postes de l'est de la France : Buschbach, Petite Rosselle, Bezaumont, Frasne, Vielmoulin et Henri Paul		<b>2017</b>	Se déroule comme prévu
586		<b>Raccordement du poste 225/20 kV de Voie Sacrée</b> Accueil EnR - S3REnR	Création d'un poste source 225/20 kV doté d'un transformateur et raccordé sur la ligne 225 kV Trois Domaines - Vandières	n/a	Selon évolution des demandes de raccordement	
651		<b>Augmentation de la tenue aux courts-circuits du poste de Saint Julien 63 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Remplacement de matériels permettant de porter la tenue en court-circuit du poste à 31 kA		Selon évolution des demandes de raccordement	
652		<b>Augmentation de la capacité de la liaison Croix de Metz - Laneuveville 225 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Remplacement conducteurs ligne aérienne 225 kV Croix de Metz - Laneuveville		Selon évolution des demandes de raccordement	
444		<b>Interconnexion France - Allemagne</b> Augmentation de la capacité d'interconnexion en levant le goulot d'étranglement entre Vigy et Uchtelfangen	À déterminer - voir zoom dédié		À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer (La mise à niveau côté allemand de la ligne existante Vigy Uchtelfangen se révèle difficilement envisageable)
		<b>Projet « Grand Est » - long terme</b> Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional nord-sud du réseau entre Lorraine et Alsace, et entre Champagne et Bourgogne	À déterminer - voir zoom dédié	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer

**STATUTS**

- À l'étude
- Instruction
- En travaux
- Décalé
- S3REnR

**JALONS**

- A** Envoi JTE
- B** PV fin de concertation
- C** Signature dernière DUP
- D** Ouverture de chantier

**BÉNÉFICES**

Perte CO2 Accueil EnR n/a Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

TRÈS POSITIF

POSITIF

FAIBLEMENT POSITIF

NÉGLIGABLE

FAIBLEMENT NÉGATIF

NÉGATIF

FORTEMENT NÉGATIF

<sup>1</sup> Pour les moyens de compensation

<sup>2</sup> Pour les transfos déphaseurs de Muhlbach

<sup>3</sup> Pour travaux Scheer





### Les perspectives long terme en région Lorraine

---

- > **En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.**

L'évolution de la consommation électrique et le développement des *énergies renouvelables*, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents.

À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des *énergies renouvelables* en région Lorraine ».

- > **À l'horizon 2025, la consommation électrique est supposée croître en moyenne de 0,7 % par an en hiver, et le développement régional des énergies renouvelables conduit à une puissance totale installée de 2056 MW conforme au SRCAE.**

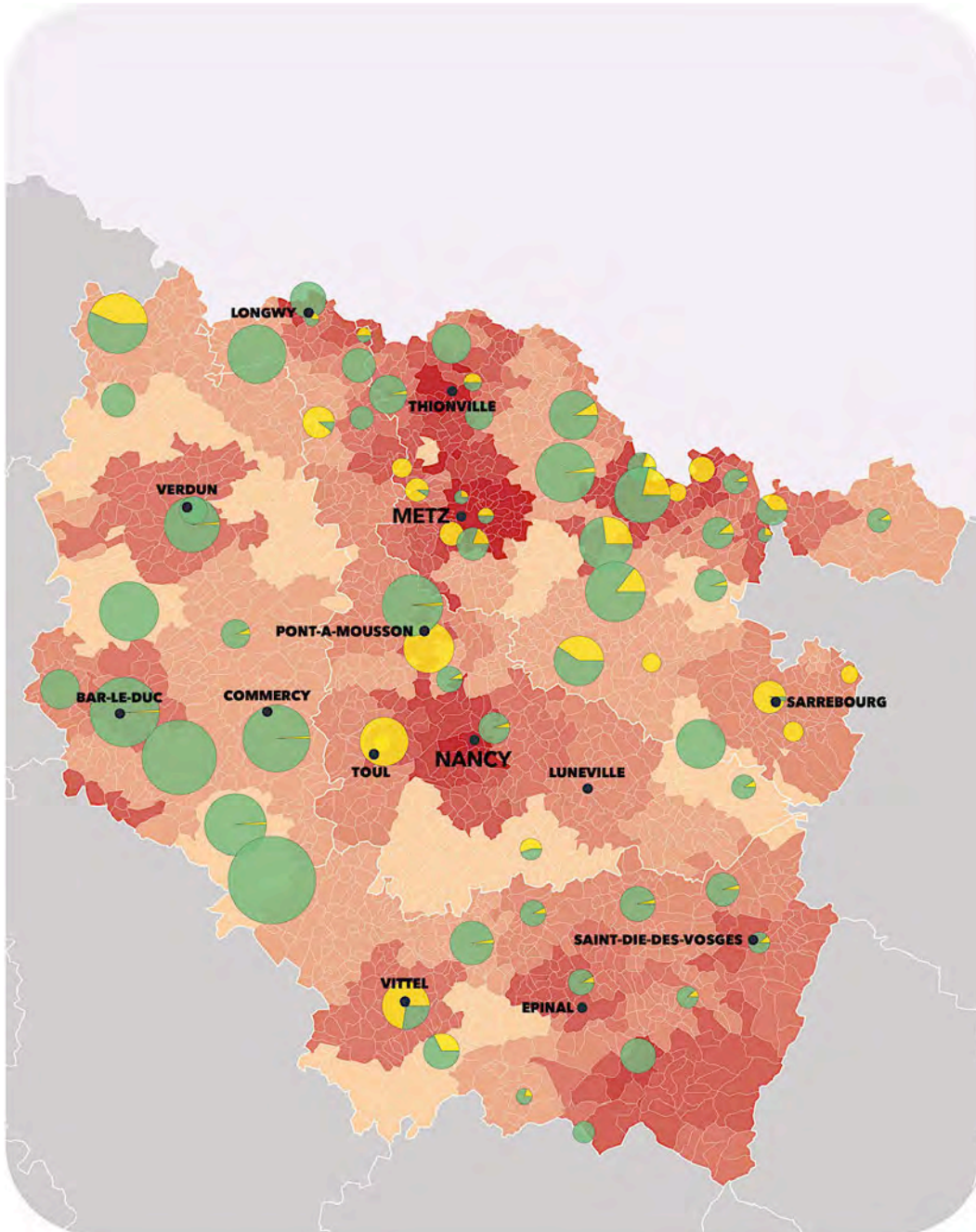
Avec ces hypothèses, les perspectives sont les suivantes :

- dans certaines situations d'avarie sur le réseau, des difficultés d'alimentation à la pointe de consommation en hiver pourraient apparaître dans les zones de Metz, Thionville et Forbach ;
- l'obsolescence des ouvrages électriques et la modification des flux pourraient nécessiter de restructurer le réseau du sud de la Meuse.

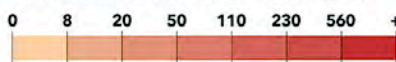
Pour y faire face, RTE :

- envisage le renforcement de la transformation 400 / 225 kV à proximité de Forbach ;
  - et étudie l'évolution possible de la structure du réseau sur la zone située entre Nancy, Commercy et Pont à Mousson.
- > **RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du Schéma décennal.**

Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Lorraine



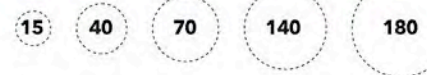
**CONSOMMATION PRÉVUE (GWH/AN)**



NOTA 1 La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

NOTA 2 Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

**ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)**





The background of the image is a vibrant landscape. In the foreground, several tall, dark green pine trees are visible. Behind them, a deep blue lake stretches across the valley. The middle ground shows rolling green hills and forested slopes. In the background, majestic mountains rise, some with patches of snow or light-colored rock. The sky is a clear, bright blue with a few wispy white clouds.

# XI-15

Perspectives  
de développement en  
**Midi-Pyrénées**

## La région Midi-Pyrénées

### > La région Midi-Pyrénées est la plus grande région métropolitaine.

Elle couvre une superficie de 45 348 km<sup>2</sup> (8,2 % de la France métropolitaine) pour une population légale de 2,9 millions d'habitants en 2010 (4,6 % de la France métropolitaine).

La densité de la population régionale est plus faible que la moyenne française avec 63,5 hab./km<sup>2</sup> contre 113,9 hab./km<sup>2</sup>.

Toutefois, ce constat masque de forts contrastes avec des zones rurales très faiblement peuplées et une concentration de la population dans les aires urbaines et le long d'un axe sud / nord : Pamiers / Toulouse / Montauban / Cahors.

Cette concentration démographique témoigne de l'émergence d'une métropole toulousaine fortement attractive en termes d'emplois et de services. À elle seule, elle regroupe près de 40% de la population de la région et concentre près de 40% de la consommation d'électricité.

La population midi-pyrénéenne croît à un rythme soutenu, majoritairement en raison d'une croissance démographique qui s'accélère. Midi-Pyrénées est ainsi la 2<sup>ème</sup> région française au plus fort solde migratoire, avec un solde quatre fois supérieur à la moyenne nationale en 2007. La population totale de Midi-Pyrénées devrait dépasser les 3 millions en 2020, tirant vers le haut la consommation d'électricité.

### > En 2013, la consommation d'électricité de la région s'est élevée à 18,3 TWh, soit une légère hausse par rapport à l'année 2012 de 0,3%.

Malgré une baisse de la consommation des PME/PMI régionales, cette légère progression est liée à une température moyenne annuelle plus froide que celle de l'année 2012.

Cette évolution est comparable à celle perceptible sur l'ensemble du territoire français (+0,8 %). Corrigée du facteur météorologique, la consommation de la région Midi-Pyrénées est en baisse de 1,4%.

### > Comme l'indique la fiche « production », la production électrique dans la région Midi-Pyrénées est en hausse de 23%.

Elle atteint 32,0 TWh en 2013 contre 25,9 TWh en 2012. Cette progression résulte à la fois d'une plus grande disponibilité des groupes nucléaires de la région et de la forte hydraulité de l'année 2013.

Passant de 423 à 492 MW, le parc photovoltaïque progresse pour la troisième année consécutive mais à un rythme moins soutenu tandis que le parc éolien augmente plus marginalement passant de 384 à 401 MW (+4%).

La production d'énergie associée (solaire et éolienne) en 2013 est en hausse et représente au total 4,4% de la production d'énergie de la région.

### > D'une part, le développement du réseau sur la période à venir portera donc en priorité sur le renforcement de l'alimentation de l'agglomération toulousaine et dans une moindre mesure celle de Tarbes.

En outre, la sûreté de fonctionnement du système électrique au niveau régional, notamment en période de forte consommation d'électricité, sera améliorée par l'installation des moyens de compensation d'énergie réactive dans de nombreux postes existants. La fiche « Restructuration du réseau de transport du Massif Central » apporte un éclairage à plus long terme sur les futurs investissements dans la région.

### > D'autre part, l'effort d'investissement de RTE portera aussi sur le raccordement des Énergies Renouvelables dans le cadre du S3REnR approuvé par M. le préfet de région le 7 février 2013, avec :

- la création de plusieurs postes 225 / 20 kV et 63 / 20 kV (Aveyron, Tarn)
- et la poursuite du projet de création de poste 400 / 225 kV dans le sud aveyronnais.

La restructuration du réseau dans les Pyrénées et son piémont, bien que non détaillée ici, constituera également une partie importante de l'investissement de RTE en Midi-Pyrénées.

## Le réseau de transport d'électricité en Midi-Pyrénées aujourd'hui



### TENSION MAXIMALE DES OUVRAGES



### SITES EN EXPLOITATION

Transformation ● THT  
● HT










### LIGNES EN EXPLOITATION

Nombre de circuits	Lignes aériennes	Câbles souterrains
1 circuit	—	—
2 circuits	— — — — — —	— — — — — —
3 circuits ou plus	— — — — — — — — — — — —	— — — — — — — — — — — —

LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	5 775
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	6 869
dont : liaisons aériennes	6 677
liaisons souterraines	192
NOMBRE DE POSTES	228
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	66
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	10 000

## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Midi-Pyrénées en 2014









**TABLEAU DES MISES EN SERVICE**

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
149	<b>Donzac 400 kV</b>	Diminution des coûts de redispatching	Remplacement des disjoncteurs 400 kV existant par des appareils plus performants	  
214	<b>Création d'une liaison souterraine Fontenilles - Leguevin 63 kV</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Toulouse et de l'est du Gers	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 8,3 km	  
216	<b>Gestion des tensions basses dans le sud-ouest de la France - Phase 2</b>	Amélioration de la tenue de la tension dans le sud-ouest de la France	Installation d'environ 760 Mvar de condensateurs aux postes de Ginestous, Lafourquette, Lesquive, Portet et Verfeil	  



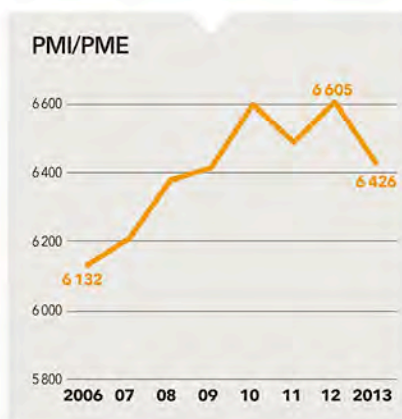
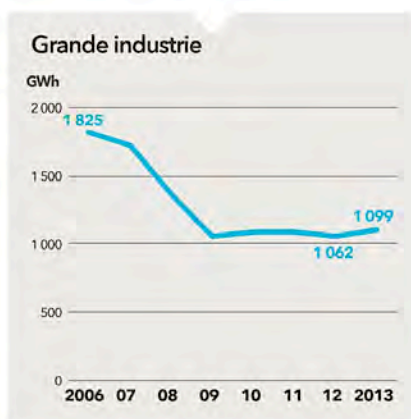
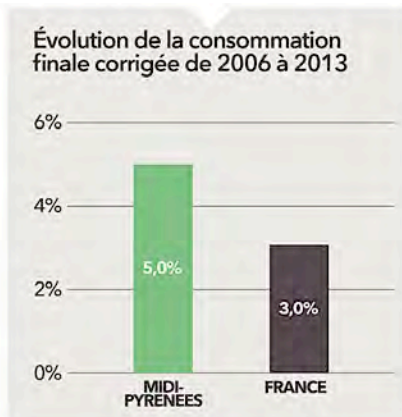
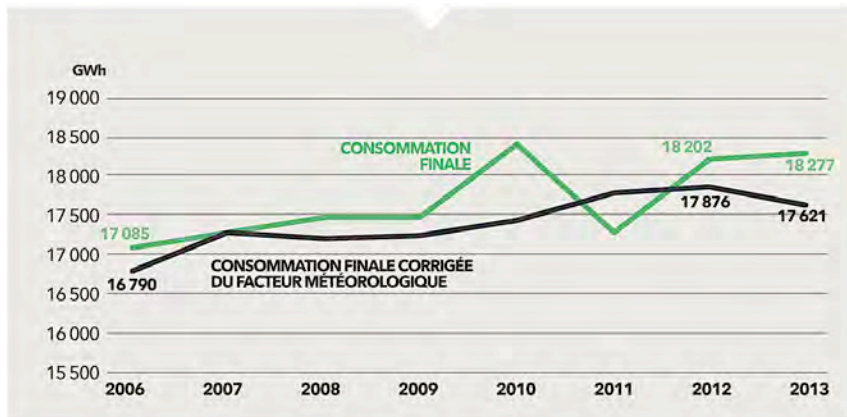




<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

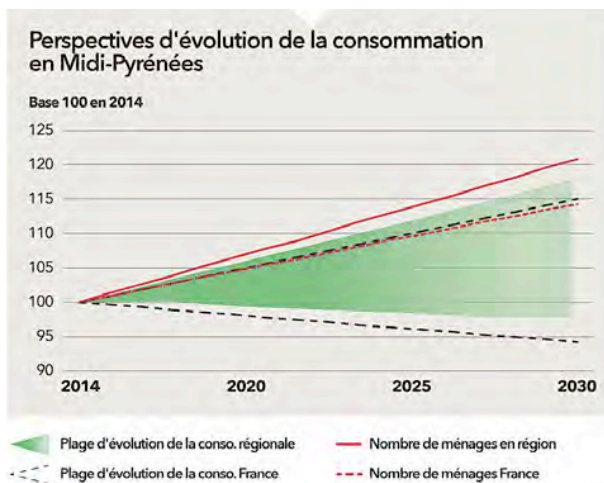
## Évolution de la consommation d'électricité en région Midi-Pyrénées

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



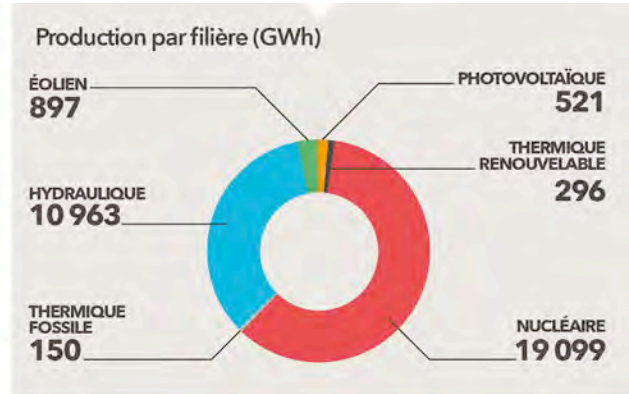
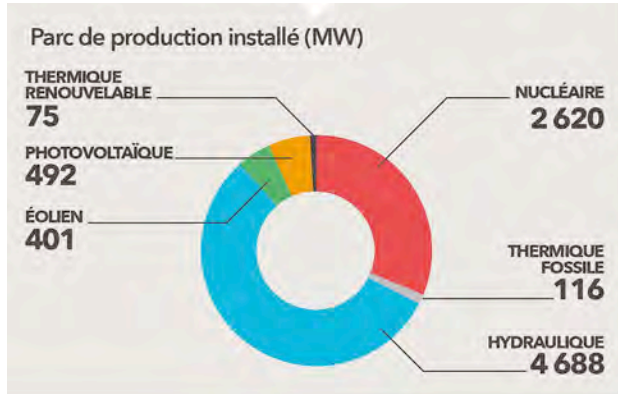
### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

À l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera plus fortement que la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.

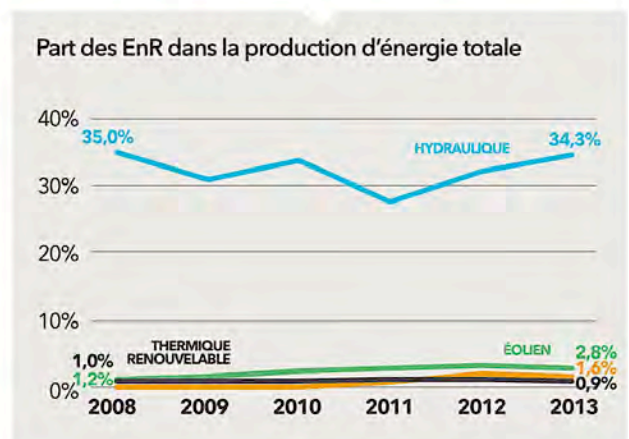
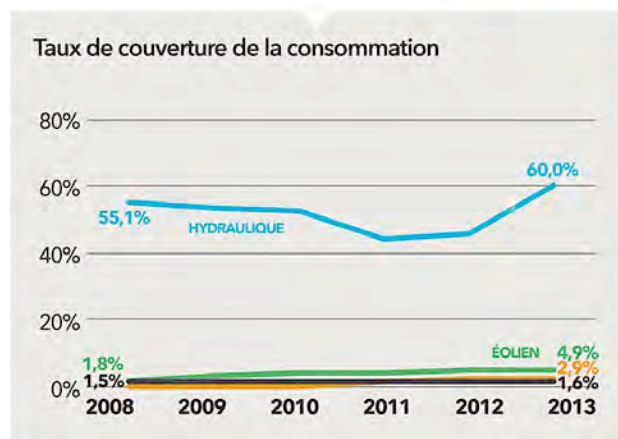
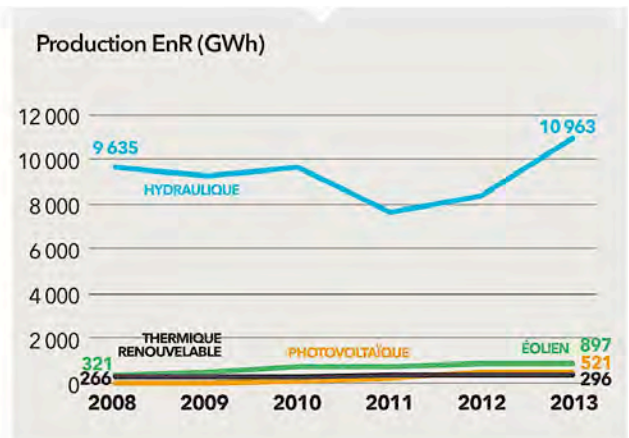
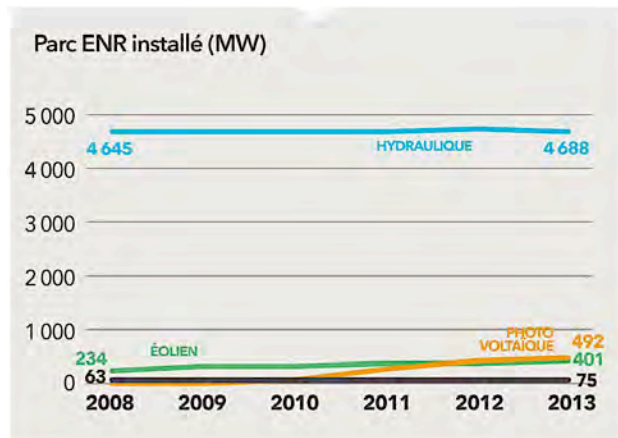


L'évolution de la production d'électricité en région Midi-Pyrénées

PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



## Le schéma régional de raccordement au réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) Midi-Pyrénées

Le S3REnR Midi-Pyrénées a été approuvé par le préfet de région le 7 février 2013.

- Ce S3REnR propose la création de près de 850 MW de capacités nouvelles, s'ajoutant aux près de 950 MW déjà existantes.

Il permet d'accompagner la dynamique régionale de développement des *Énergies Renouvelables* définie dans le SRCAE à l'horizon 2020.

Au-delà des projets participants à l'accueil d'*Énergies Renouvelables* déjà engagés et à réaliser par RTE en Midi-Pyrénées dans les prochaines années (notamment poste 400/225 kV Sud-Aveyron et reconstruction de nombreuses liaisons 63 kV dans les vallées de la Garonne, d'Aure et du Lournon), de nouveaux investissements sur le réseau public de transport sont définis dans ce S3REnR qui permet :

- une couverture large des territoires,
- l'accueil d'éolien en puissance dans les zones du SRE,
- et préserve les équilibres nécessaires pour l'accueil des autres *Énergies Renouvelables*, de moindre puissance.

- La quote-part régionale au titre de la mutualisation est de 69.9 k€/MW dont 44.4 pour le RPT.

### Les ouvrages RTE créés à l'horizon 2020

#### OUVRAGES CRÉÉS

Lannemezan : ajout Transformateur 225/63 kV 170 MVA

Onet le Château : ajout transformateur 225/63 kV 100 MVA

Fondamente : création et raccordement poste 63/20 kV

Brusque : création et raccordement poste 225/20 kV

Raviège : création et raccordement poste 225/20 kV<sup>1</sup>

Création liaison Gourjade-Mazamet 63 kV

Création liaison Gourjade-Luzières 63 kV

### Les ouvrages RTE renforcés à l'horizon 2020

#### OUVRAGES RENFORCÉS

Lannemezan Remplacement Transformateur 225/63 kV 100 MVA par 170 MVA

Gourjade Remplacement Transformateur 225/63 kV 100 MVA par 170 MVA

St-Victor Remplacement Transformateur 225/63 kV 100 MVA par 170 MVA

Sud Aveyron remplacement des 2 Auto-transformateurs 400/225 kV 300 MVA par 600 MVA

Augmentation capacité de transit de la liaison 63 kV Gourjade – Réalmont

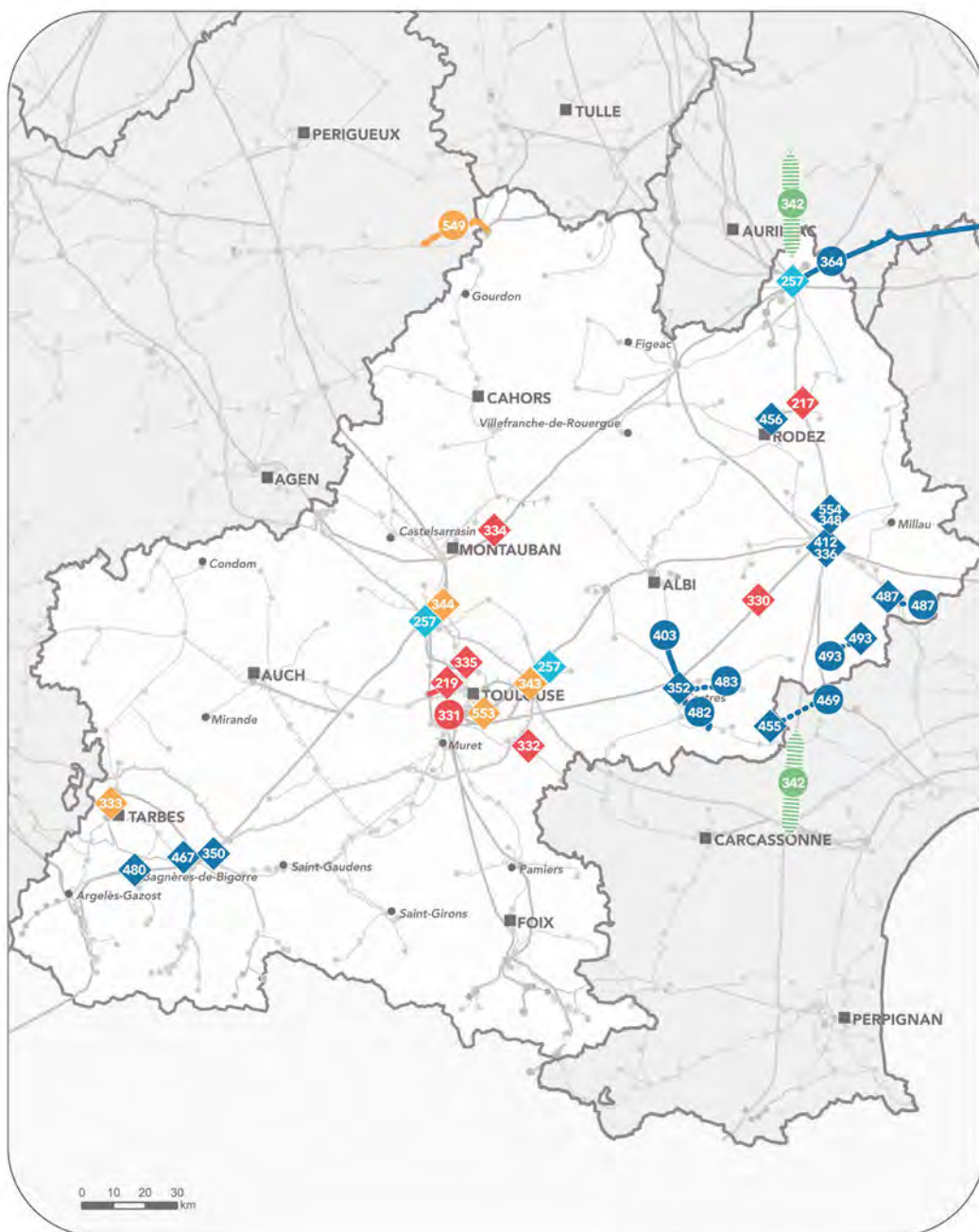
Ajout disjoncteur 63 kV à Monloo

NB : En plus des créations de postes sources mentionnées ici, le S3REnR prévoit aussi des travaux sur les réseaux de distribution ainsi que les travaux sur le réseau de transport générés par les investissements en distribution.

- Le S3REnR Midi-Pyrénées est disponible sur le site institutionnel RTE à l'adresse suivante : <http://www.rte-france.com/fr/nos-activites/accueil-enr/schemas-regionaux-de-raccordement-au-reseau-des-energies-renouvelables-s3renr>

<sup>1</sup> Ce projet inclut la création et le raccordement du poste d'étoilement 225 kV de Fraisse situé en Languedoc-Roussillon

Les nouvelles infrastructures à mettre en service en région Midi-Pyrénées d'ici 2024



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sécurité du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

## TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
217		<b>Raccordement du poste producteur de Bozouls 63 kV</b> Raccordement d'un nouveau poste client producteur	Raccordement d'un poste producteur depuis la liaison Onet-Mistrou 63 kV		<b>2015</b>	Décalage du projet en lien avec le planning du client
219		<b>Raccordement du poste ERDF de En Jacca 63 kV</b> Raccordement d'un nouveau poste distributeur	Raccordement d'un poste source eRDF depuis le poste de Léguevin 63 kV	n/a n/a	<b>2015</b>	Se déroule comme prévu
257		<b>Gestion des tensions hautes dans le sud-ouest de la France</b> Amélioration de la tenue de la tension dans le sud-ouest de la France	Installation de 590 Mvar de moyens de compensation de l'énergie réactive (selfs) à Argia, Lesquive, Rueyres, Verfeil, Cantegrit, Naoutot et Cissac		<b>2015</b> A B C D 11/2013	Se déroule comme prévu
330		<b>Raccordement du poste ERDF de Val de Rance 225 kV</b> Raccordement d'un nouveau poste distributeur	Raccordement d'un poste source eRDF depuis la liaison Gourjade - St Victor 225 kV	n/a n/a	<b>2015</b> A B C D 10/2012 10/2014	Se déroule comme prévu
331		<b>Création d'une liaison souterraine pour améliorer le raccordement du poste de Saint Martin 63 kV (client Airbus)</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation d'un poste consommateur	Raccordement d'un poste consommateur depuis le poste de Colomiers 63 kV	n/a n/a	<b>2016</b>	Décalage du projet en lien avec le planning du client
332		<b>Raccordement du poste ERDF de Lauragais 63 kV</b> Raccordement d'un nouveau poste distributeur	Raccordement d'un poste source eRDF depuis la liaison Avignonet-Bordières 63 kV	n/a n/a	<b>2016</b> A B C D 06/2015	Décalage du projet en lien avec le planning du client
333		<b>Renforcement de la transformation du poste de Bastillac 150 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de Tarbes	Ajout d'un transformateur 225 / 63 kV au poste de Bastillac		<b>2016</b> A B C D 10/2015	Se déroule comme prévu (Affiché désormais dans le volet national du Schéma décennal)
456		<b>Renforcement de la transformation d'Onet-le-Château 225 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Ajout d'un 2 <sup>nd</sup> transformateur 225/63 kV de 100 MVA		<b>2016</b> A B C D 01/2016	
467		<b>Renforcement de la transformation de Lannemezan 225 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Ajout d'un 2 <sup>nd</sup> transformateur 225/63 kV de 170 MVA		<b>2016</b> A B C D 01/2016	
554		<b>Renforcement de la transformation du poste de Saint Victor 225 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Ajout d'un 2 <sup>nd</sup> transformateur de 170 MVA		<b>2016</b> A B C D 02/2016	
334		<b>Raccordement du poste ERDF de Midi-Quercy 225 kV</b> Raccordement d'un nouveau poste distributeur	Raccordement d'un poste source eRDF depuis la liaison Godin-Verlhaguet 225 kV	n/a n/a	<b>2017</b> A B C D 06/2015	Décalage du projet en lien avec le planning du client
348		<b>Renforcement de la transformation de St Victor 225 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Remplacement d'un transformateur de 100 MVA par un de 170 MVA		<b>2017</b> A B C D 01/2017	
350		<b>Renforcement de la transformation de Lannemezan 225 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Remplacement de deux transformateurs de 100 MVA par deux de 170 MVA		<b>2017</b> A B C D 01/2016	
364		<b>Renforcement de la ligne aérienne 225 kV entre Grandval et Rueyres</b> Accueil EnR - S3REnR	Retente conducteurs Rueyres-Grandval 225 kV		<b>2017</b>	

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
549		<b>Création d'une liaison souterraine 63 kV Ferouge-Sarlat</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation du Périgord noir	Création d'une liaison souterraine à 63 kV entre les postes de Ferouge et Sarlat		<b>2017</b>	
553		<b>Renforcement de la transformation du poste de Saint Orens 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Toulouse	Ajout d'un 3ème transformateur 225/63 kV de 170 MVA		<b>2017</b> A B C D 07/2016	Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
335		<b>Raccordement du poste ERDF de Gramont 225 kV</b> Raccordement d'un nouveau poste distributeur	Raccordement d'un poste source eRDF depuis la liaison Balma-Verfeil 225 kV	n/a n/a	<b>2018</b> A 03/2015 B 09/2015 C 06/2016 D	Décalage du projet en lien avec le planning du client
336		<b>Création du poste Sud Aveyron 400 kV</b> Création de capacité d'accueil de production d'énergie renouvelable (potentiel de 1060 à 1560 MW d'énergie éolienne et de 180 MW d'énergie photovoltaïque et hydraulique)	Création d'un poste 400 / 225 kV en coupure sur l'axe Gaudière - Ruyres comportant deux autotransformateurs 400 / 225 kV de 300 MVA chacun		<b>2018</b> A 06/2009 B 05/2012 C 11/2015 D	Décalage du projet suite à un report des études techniques à réaliser in-situ
352		<b>Renforcement de la transformation de Gourjade 225 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Remplacement de deux transformateurs de 100 MVA par deux de 170 MVA		Selon évolution des demandes de raccordement	
403		<b>Augmentation de la capacité de transit de la liaison Gourjade - Réalmont 63 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation de la capacité de transit de la liaison		Selon évolution des demandes de raccordement	
412		<b>Renforcement de la transformation de Sud Aveyron 400 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Installation de 2 autotransformateurs de 600 MVA en lieu et place des appareils de 300 MVA prévus		Selon évolution des demandes de raccordement D 01/2018	
455		<b>Raccordement du poste de Raviège 225/20 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Création du poste 225 kV/HTA et son raccordement en antenne sur le poste 225 kV de Fraisse		Selon évolution des demandes de raccordement	
469		<b>Création du poste Fraisse 225 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Création d'un poste 225 kV sans transformation sur la ligne Couffrau - Montahut 225 kV		Selon évolution des demandes de raccordement	
480		<b>Évolution du poste de Monloo 63 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Ajout d'un disjoncteur 63 kV sur le départ Campan 2		Selon évolution des demandes de raccordement D 01/2016	
482		<b>Création d'une liaison souterraine Gourjade - Mazamet 63 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Création d'une 3 <sup>ème</sup> liaison Gourjade - Mazamet 63 kV de 13 km de LS		Selon évolution des demandes de raccordement D 01/2018	
483		<b>Création d'une liaison Gourjade - Luzières 63 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Création d'une 3 <sup>ème</sup> liaison Gourjade-Luzière		Selon évolution des demandes de raccordement D 01/2018	

**STATUTS**

- À l'étude
- Instruction
- En travaux
- Décalé
- S3REnR

**JALONS**

- A** Envoi JTE
- B** PV fin de concertation
- C** Signature dernière DUP
- D** Ouverture de chantier

**BÉNÉFICES**

Perte CO2 Accueil EnR Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

TRÈS POSITIF

POSITIF

FAIBLEMENT POSITIF

NÉGLIGABLE

FAIBLEMENT NÉGATIF

NÉGATIF

FORTEMENT NÉGATIF

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
-------	--------	-------------------	----------------------	-----------	---------------------------------	-----------

487	<b>Raccordement du poste de Fondamente 63/20 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Création du poste 63/20 kV et son raccordement en coupure sur la ligne Lauras-Roqueredonde 63 kV		Selon évolution des demandes de raccordement	
493	<b>Raccordement du poste de Brusque 225/20 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Création du poste 225 kV/HTA et son raccordement en antenne sur le poste 225 kV de Couffrau	n/a	Selon évolution des demandes de raccordement	
342	<b>Massif central - doublement de Gaudière - Rueyres</b> Augmentation de la capacité de transit et de secours mutuel interrégional nord-sud du réseau, et accueil de production renouvelable	Création d'un axe double 400 kV entre les postes existants de La Gaudière et Rueyres, en lieu et place de la ligne simple actuelle - voir zoom dédié		Mise en service prévue dans les 10 ans	Se déroule comme prévu
343	<b>Renforcement de la transformation du poste de Verfeil 400 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Toulouse	Ajout d'un autotransformateur 400/225 kV au poste de Verfeil		À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer
	<b>Massif central - long terme</b> Augmentation de la capacité de transit en lien avec l'évolution du mix énergétique	À déterminer – voir zoom dédié	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer
	<b>Création d'un poste 400/225/63 kV pour alimenter Lot et Lot-et-Garonne</b> Sécurisation de l'alimentation électrique du Lot et du Lot-et-Garonne	Création d'un poste 400/225/63 kV au croisement des lignes Cubnezais – Donzac 400 kV et Gupie – Colayrac 225 kV	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer
344	<b>Renforcement de la transformation du poste de Lesquive 400 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Toulouse	Ajout d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA au poste de Lesquive 400 kV		À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer
ABANDON	<b>Création d'une liaison souterraine Lafourquette – Portet - Saint Simon 225 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Toulouse	Création d'une liaison souterraine 225 kV Lafourquette - Portet St Simon et création de l'échelon 225 kV à Lafourquette (agglomération Toulousaine). L'intérêt de la solution alternative en 63 kV a été confirmée..	n/a n/a n/a		L'intérêt de la solution alternative en 63 kV a été confirmée et ce projet est abandonné

<b>STATUTS</b>	À l'étude Instruction En travaux Décalé S3REnR	<b>JALONS</b>	<b>A</b> Envoi JTE <b>B</b> PV fin de concertation <b>C</b> Signature dernière DUP <b>D</b> Ouverture de chantier	<b>BÉNÉFICES</b>	Parte  CO2  Accueil EnR n/a Non Applicable
<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b>					
TRÈS POSITIF	POSITIF	FAIBLEMENT POSITIF	NÉGLIGABLE	FAIBLEMENT NÉGATIF	NÉGATIF
					FORTEMENT NÉGATIF



- Perspectives de développement en Midi-Pyrénées

### Les perspectives long terme en région Midi-Pyrénées

- **En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du Schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.**

L'évolution de la consommation électrique et le développement des énergies renouvelables, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents.

À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Midi Pyrénées ».

A l'horizon 2025, la consommation électrique est supposée croître en moyenne de 1.1% par an en hiver, et le développement régional des *énergies renouvelables* conduit à une puissance totale installée de 3000 MW.

- **Avec ces hypothèses, les perspectives sont les suivantes :**

- Même lorsque tous les ouvrages du réseau sont disponibles, des difficultés d'alimentation à la pointe de consommation en hiver pourraient être rencontrées sur l'agglomération Toulousaine ; et des difficultés d'évacuation de la production notamment en été pourraient être rencontrées au nord des Pyrénées (notamment sur les vallées de l'Aure et du Louron et de la Garonne),
- En cas d'avarie d'un ouvrage du réseau, des difficultés d'alimentation à la pointe de consommation en hiver pourraient apparaître sur les zones de Muret, Montauban et du Gers ; et des difficultés d'évacuation de production au printemps pourraient apparaître dans la vallée de la Truyère.
- En complément, la possible obsolescence à cet horizon de certains ouvrages anciens, notamment 150 kV, au pied des Pyrénées permet d'envisager une restructuration locale du réseau.

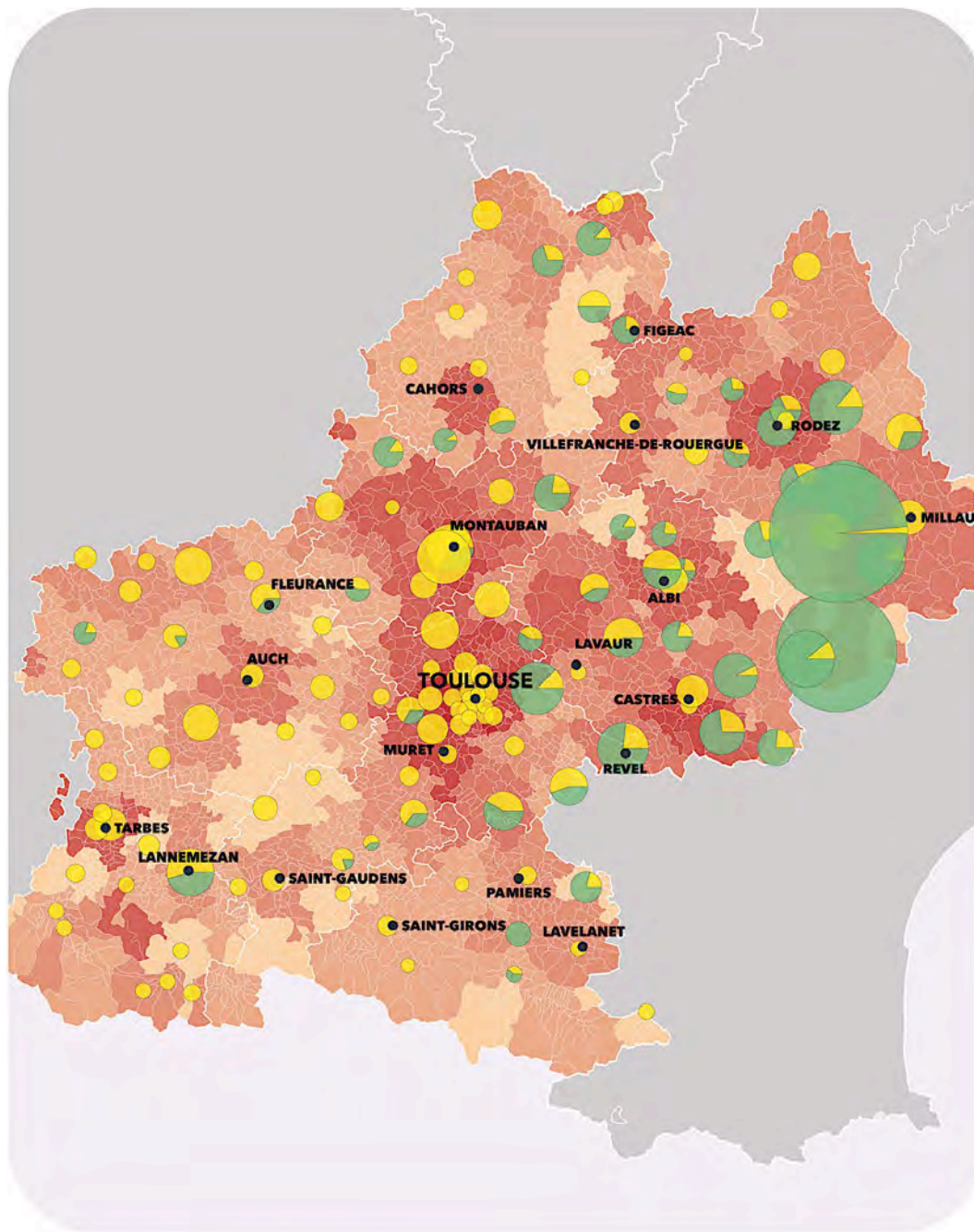
- **Pour y faire face, RTE envisage les renforcements du réseau suivants :**

- Le renforcement de la transformation 400 kV / 225 kV au nord-est de Toulouse (Verfeil) ainsi que de certaines transformations 225 kV / 63 kV de l'agglomération ;
- La restructuration du réseau 150 kV entre Tarbes, Argelès-Gazost et Lannemezan, nécessitant probablement la création d'un axe 225 kV entre Argelès-Gazost – Tarbes, ainsi que le raccordement en 225 kV des postes 150 kV existants à Argelès-Gazost et Bagnères de Bigorre (la transformation 225 kV / 63 kV de Tarbes serait en outre renforcée) ;
- La restructuration complète du réseau électrique de la vallée de la Garonne ;
- La restructuration complète du réseau électrique des vallées d'Aure et du Louron.

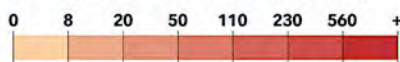
Avec des hypothèses plus contrastées sur la consommation, en considérant un scénario haut de croissance de consommation (supérieur de 10% aux prévisions actuelles sur cette zone), il faudra également surveiller le besoin de renforcement de la capacité de transformation au nord-ouest de Toulouse (poste de Lesquive).

- **RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du Schéma décennal.**

Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Midi-Pyrénées



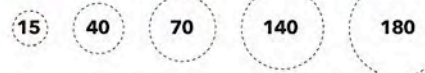
**CONSOMMATION PRÉVUE (GWH/AN)**



NOTA 1 La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

NOTA 2 Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

**ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)**







**XI-16**

Perspectives  
de développement  
**en Nord**  
**Pas-de-Calais**

## Au carrefour des flux européens, le Nord Pas-de-Calais : une région ambitieuse

### ➤ Retrouver son efficacité économique en pariant sur la performance énergétique

La région Nord Pas-de-Calais se caractérise par la présence d'un tissu urbain dense, géographiquement étalé, fruit d'une longue industrialisation débutée dès le 18<sup>ème</sup> siècle et par une zone littorale qui regroupe des activités industrielles, touristiques et portuaires essentielles pour l'économie régionale. Elle est ainsi une des régions les plus consommatrices d'énergie en France.

### ➤ Globalement, les évolutions du réseau électrique de la région ne sont plus la conséquence de l'augmentation de la consommation d'électricité qui a d'ailleurs stagné depuis 2006.

Cette tendance se confirme pour les années à venir. Néanmoins, des dynamiques locales de consommation entraînent des renforcements de réseau comme l'amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone Arras-Douai-Lens par la création d'une liaison souterraine à 90 kV entre les postes de Gavrelle et Mofflaines et le remplacement d'un transformateur 225 / 90 kV à Gavrelle.

Des études sont également lancées avec le gestionnaire de réseau de distribution pour assurer à long terme la sécurité d'alimentation de la métropole lilloise dont la consommation d'électricité représente plus de 15% de la consommation brute de la région.

De même, le raccordement du terminal méthanier à Grande Synthe ainsi que l'ajout d'un transformateur 225 / 90 kV au poste d'Echinghen pour sécuriser l'alimentation de l'agglomération de Boulogne sur Mer, courant 2014, en sont d'autres exemples.

### ➤ Par ailleurs, la région est un pôle important de production d'électricité avec sur son territoire la présence de la centrale nucléaire de Gravelines et de plusieurs centrales à gaz en cycle combiné et entend encore l'être à l'avenir comme le montre :

- le raccordement programmé d'une centrale thermique à gaz en cycle combiné à Bouchain en remplacement d'une centrale thermique au charbon amenée à fermer en respect des directives européennes ;

- ou les importantes marges de manœuvre qui existent également dans le domaine des énergies marines (éolien offshore par exemple).

Les ambitions affichées dans le *SRCAE Nord Pas-de-Calais* qui définit les objectifs régionaux en termes de développement des *énergies renouvelables* (1346 MW pour l'éolien, 560 MW pour le photovoltaïque et 60 MW pour la méthanisation) montrent la volonté forte de la région de s'ancrer pleinement dans la transition énergétique.

Le *Schéma de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)*, qui définit les investissements nécessaires, a été approuvé le 17 janvier 2014.

### ➤ C'est enfin une région qui occupe une position stratégique en Europe avec un important réseau d'infrastructures routières, ferroviaires, fluviale, gazières et également électriques.

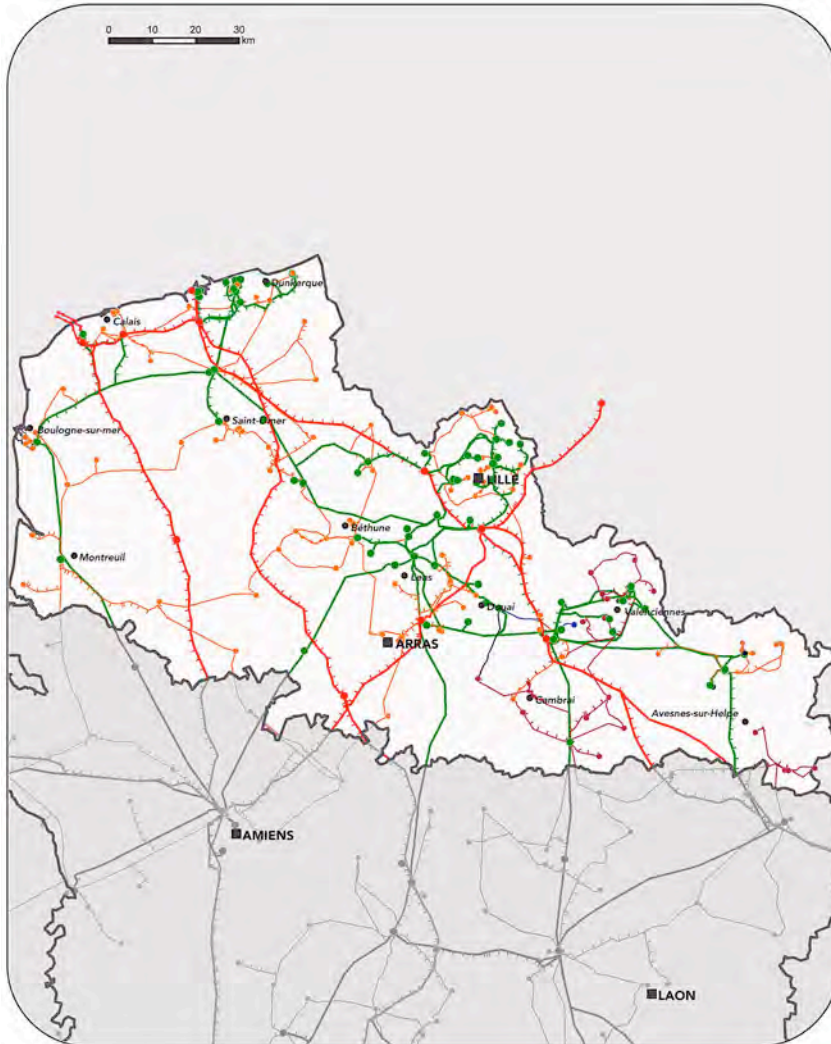
La région est électriquement interconnectée avec l'Angleterre et la Belgique. Ainsi, des études sont en cours pour augmenter à terme la capacité d'interconnexion avec la Belgique. Un projet de raccordement d'une interconnexion privée via le tunnel sous la Manche est en cours d'instruction (projet Eleclink) et devrait conduire à renforcer la capacité d'interconnexion avec l'Angleterre.

Enfin, le projet de renforcement de l'axe 400 kV entre le sud de Lille et Arras permettra de sécuriser l'alimentation de ces zones à forte densité urbaine mais également une plus grande possibilité de transit et de secours mutuel entre les régions à la maille européenne au nord et au sud de la région Nord-Pas de Calais.

### ➤ RTE entend ainsi s'inscrire pleinement dans les enjeux du Master Plan élaboré conjointement avec l'aide de Jeremy Rifkin par le conseil régional Nord Pas-de-Calais et la CCI de région Nord de France.

RTE s'engage dans la modernisation du réseau de transport d'électricité, créant ainsi les conditions favorables aux ambitions de la région dans son développement économique, dans la recherche d'une plus grande efficacité énergétique mais également aux ambitions en termes de développement et d'installation sur son territoire d'*énergies renouvelables* on shore et offshore.





## Le réseau de transport d'électricité en Nord-Pas-de-Calais aujourd'hui



LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	3 039
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	4 245
dont : liaisons aériennes	4 067
liaisons souterraines	178
NOMBRE DE POSTES	117
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	74
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	16 623

## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Nord Pas-de-Calais en 2014

TABLEAU DES MISES EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
110	<b>Renforcement de la transformation du poste de Echinghen 225 kV</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Boulogne-sur-Mer	Renforcement de la transformation 225/90 kV par l'installation d'un transformateur de 100 MVA	  
111	<b>Raccordement du terminal Méthanier à Grande Synthe 90 kV</b>	Raccordement du terminal Méthanier	Création d'une double liaison souterraine 90 kV d'environ 10 km sur le poste de Grande Synthe 90 kV	n/a n/a 

**BÉNÉFICES**

 Perte  CO2  Accueil EnR

n/a Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

  
TRÈS POSITIF

  
POSITIF

  
FAIBLEMENT POSITIF

  
NÉGLIGABLE









  
FAIBLEMENT NÉGATIF

  
NÉGATIF

  
FORTEMENT NÉGATIF

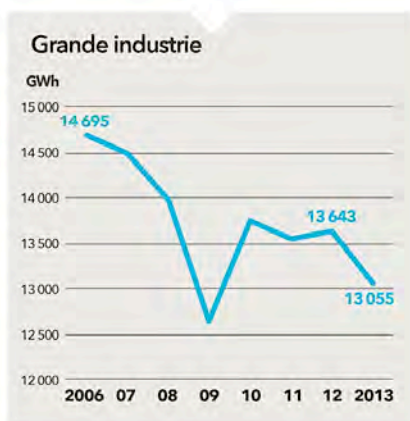
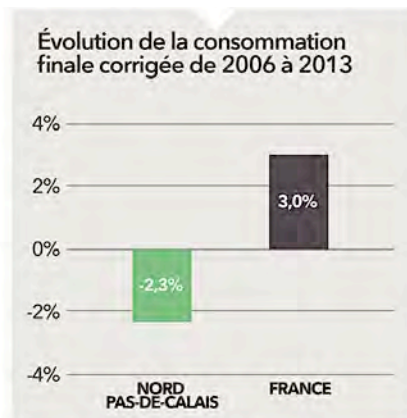
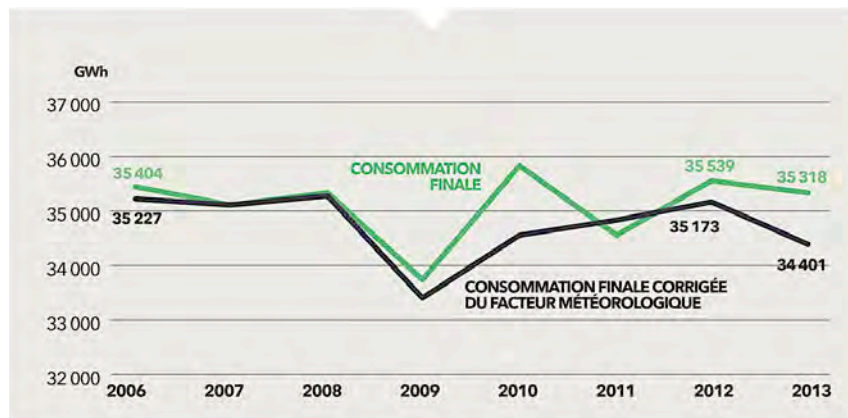




<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

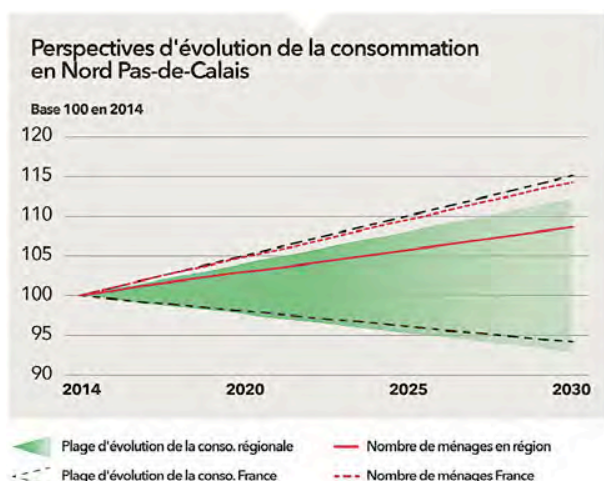
## Évolution de la consommation d'électricité en région Nord Pas-de-Calais

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



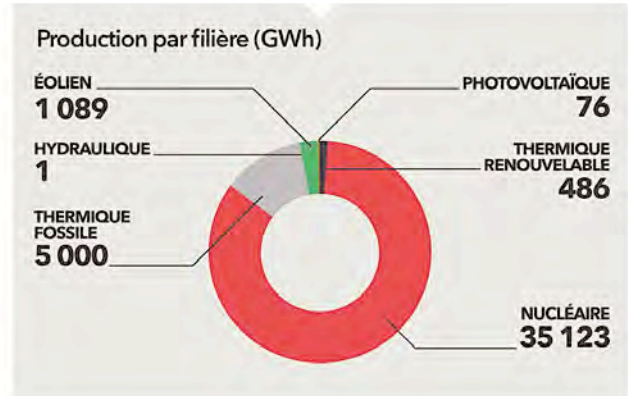
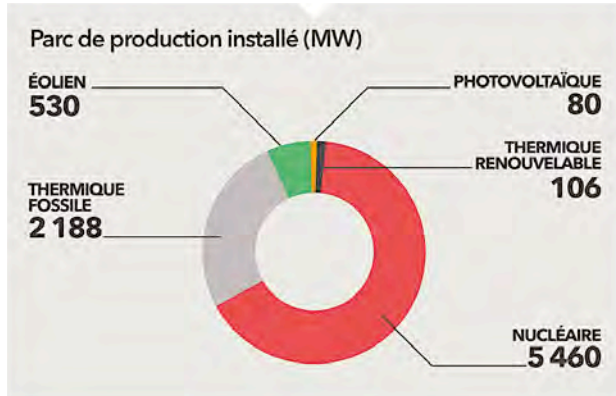
### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

À l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera plus faiblement que la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.

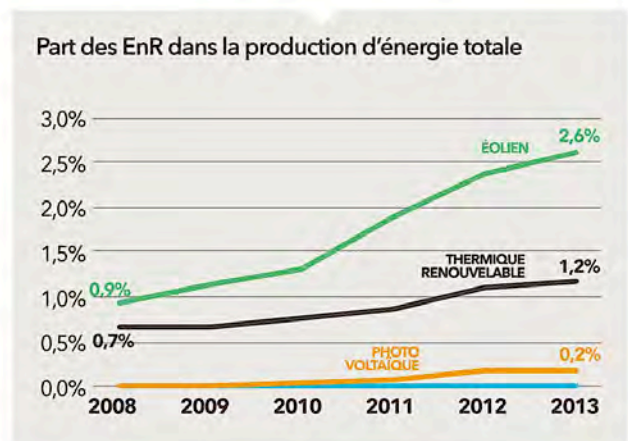
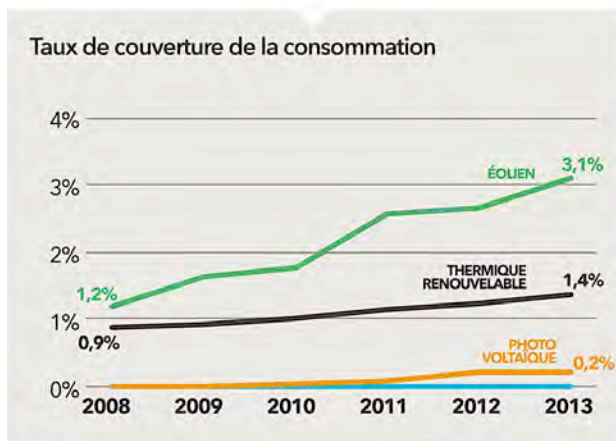
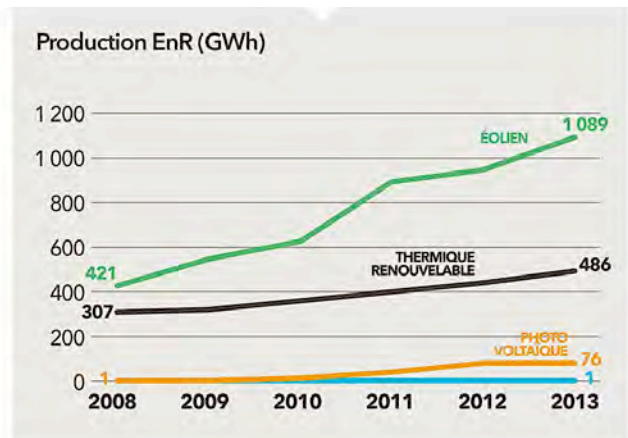
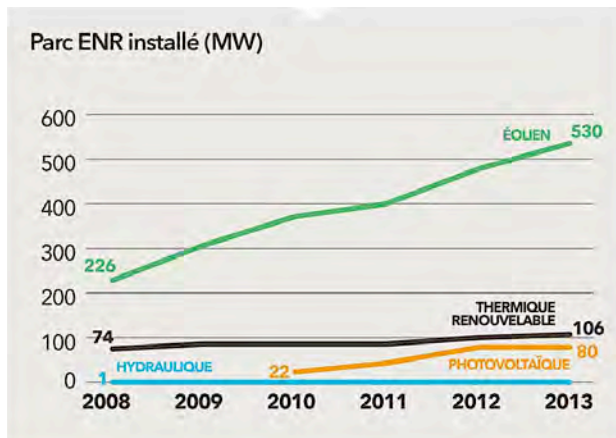


L'évolution de la production d'électricité en région Nord Pas-de-Calais

PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



### Le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Nord Pas-de-Calais

Le S3REnR Nord Pas de Calais a été approuvé par le préfet de région le 17 janvier 2014.

- > Le SRCAE définit une ambition de 1966 MW de capacité énergies renouvelables installée à l'horizon 2020, à comparer aux 993 MW installés ou disposant de contrat de raccordement (file d'attente) au 15 mai 2013.

C'est ainsi 973 MW qui doivent être accueillis dans le cadre du S3RER. Parmi les projets de développement de réseau planifiés dans la zone, qui contribuent à l'accueil des productions d'énergies renouvelables :

- la création d'une seconde liaison Gavrelle-Mofflaines 90 kV,
- la création des postes de Fruges 400 kV (déjà en service), de Transloy 225 kV et d'Arquève 90 kV

Ce S3REnR permet une couverture large des territoires, l'accueil d'éolien en puissance dans les zones favorables du SRE, tout en préservant les équilibres nécessaires pour l'accueil des autres énergies renouvelables, de moindre puissance.

- > La quote-part régionale au titre de la mutualisation est de 9.19 k€/MW dont 0.15 pour le RPT.

#### Les ouvrages RTE créés à l'horizon 2020

##### OUVRAGES CRÉÉS

Les seuls ouvrages RTE à créer sont ceux nécessaires au raccordement des transformateurs ErdF dans les postes d'Achiet 90 kV et de Fruges 90 kV.

#### Les ouvrages RTE renforcés à l'horizon 2020

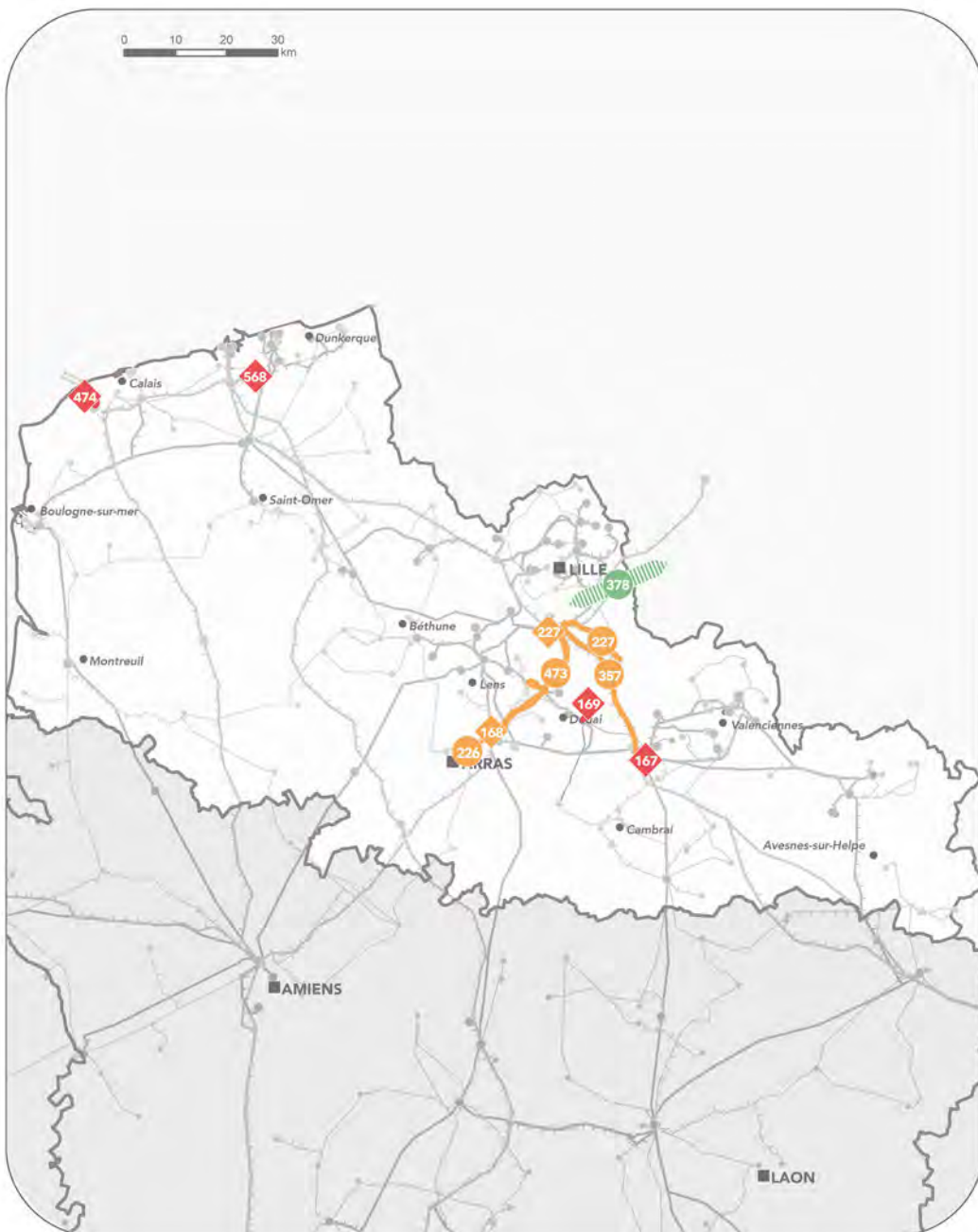
##### OUVRAGES RENFORCÉS









Pas d'ouvrages à renforcer

NB : Le S3REnR prévoit aussi des travaux sur les réseaux de distribution

- > Le S3REnR Nord Pas de Calais est disponible sur le site institutionnel RTE à l'adresse suivante : <http://www.rte-france.com/fr/nos-activites/accueil-enr/schemas-regionaux-de-raccordement-au-reseau-des-energies-renouvelables-s3renr>

## Les nouvelles infrastructures à mettre en service en région Nord Pas-de-Calais d'ici 2024



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

## TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
167		<b>Raccordement du cycle combiné gaz de Bouchain</b> Raccordement d'un cycle combiné gaz sur le poste de Mastaing 400 kV	Création d'une liaison souterraine 400 kV d'environ 2,4 km	n/a	<b>2015</b> A 03/2012 B 10/2012 C D 09/2013	Décalage du projet en lien avec le planning du client
168		<b>Renforcement de la transformation du poste de Gavrelle 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone Arras Douai Lens	Remplacement d'un transformateur existant de 100 MVA par un appareil plus puissant de 170 MVA		<b>2015</b> A B C D 03/2015	Se déroule comme prévu
169		<b>Raccordement du poste SNCF de Terres Noires en 225 kV</b> Changement de tension d'un poste SNCF	Création de 2 liaisons souterraines de 400m sur Dechy 225 kV et travaux dans le poste de Dechy 225 kV	n/a n/a	<b>2015</b> A 12/2012 B 03/2014 C 07/2014 D 10/2014	Se déroule comme prévu
568		<b>Raccordement du Client OVH (Data Center) sur Brode</b> Raccordement client consommateur	Création d'un piquage sur la ligne Warande Brode 225 kV	n/a n/a	<b>2015</b>	Se déroule comme prévu
226		<b>Création d'une liaison souterraine Gavrelle - Mofflaines</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'agglomération d'Arras	Création d'une liaison souterraine de 8 km		<b>2016</b> A 05/2012 B 12/2013 C 12/2014 D 06/2015	Se déroule comme prévu
227		<b>Renforcement de la transformation du poste de Avelin 225 kV et renforcement de l'alimentation du poste de Orchies 90 kV</b> Renforcement de l'alimentation de l'alimentation de Lille	Ajout d'un transformateur 225/90 kV à Avelin et création d'une liaison souterraine 90 kV Avelin-Orchies		<b>2016</b> A 04/2012 B 09/2013 C 06/2014 D 04/2015	Se déroule comme prévu
474		<b>Raccordement de Eleclink</b> Raccordement d'une liaison à courant continu de 1000 MW entre la France et l'Angleterre	Création de 3,5 km de liaison souterraine 400 kV permettant de connecter la liaison au réseau alternatif		<b>2016</b> A 02/2013 B 12/2013 C 12/2015 D 08/2016	Se déroule comme prévu
473		<b>Lille - Arras</b> Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional nord sud du réseau et sécurisation de l'alimentation locale	reconstruction en double circuit de la ligne 400 kV existante entre les postes d'Avelin (Lille) et Gavrelle (Arras) – voir zoom dédié		<b>2018</b> A 11/2010 B 07/2014 C 05/2016 D 10/2015	Décalage de la mise en service à 2018 pour donner plus de temps à la concertation. Le fuseau de moindre impact pour cet ouvrage aérien a été arrêté le 14 octobre 2014.
357		<b>Augmentation de la capacité de la ligne Avelin - Mastaing 400 kV</b> Augmentation de la capacité de transit	Exploitation en 400 kV d'une ligne existante construite en 400 kV et exploitée jusqu'à présent en 225 kV et travaux au poste 400 kV d'Avelin pour tenue aux courants de court-circuit		<b>2019</b> A 11/2010 B 07/2014 C 05/2016 D 10/2015	Décalage de deux ans, suite à des difficultés de mise en œuvre, sans conséquence, compte tenu d'une évolution moindre de la demande qu'anticipé
378		<b>Interconnexion France - Belgique</b> Augmentation de la capacité d'interconnexion	Remplacement des câbles conducteurs actuels des deux circuits entre Avelin et Avelgem par des câbles à faible dilatation)		Mise en service prévue d'ici 2023	Aboutissement des études et formalisation du projet avec Elia

**STATUTS**

- À l'étude
- Instruction
- En travaux
- Décalé
- S3REnR

**JALONS**

- A** Envoi JTE
- B** PV fin de concertation
- C** Signature dernière DUP
- D** Ouverture de chantier

**BÉNÉFICES**

Perte CO2 Accueil EnR n/a Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

TRÈS POSITIF

POSITIF

FAIBLEMENT POSITIF

NÉGLIGABLE

FAIBLEMENT NÉGATIF

NÉGATIF

FORTEMENT NÉGATIF

- Perspectives de développement en Nord Pas-de-Calais

### Les perspectives long terme en région Nord Pas-de-Calais

---

- **En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.**

L'évolution de la consommation électrique et le développement des *énergies renouvelables*, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents.

À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Nord Pas-de-Calais ».

- **A l'horizon 2025, la consommation électrique en puissance est supposée croître en moyenne de 0,6% par an en hiver, et le développement régional des énergies renouvelables conduit à une puissance totale installée de 2000 MW environ.**

Avec ces hypothèses, le réseau apparaît apte à assurer l'approvisionnement électrique de la région, même en cas d'une avarie d'un ouvrage, et aucun développement de réseau complémentaire n'est envisagé en nord Pas de Calais.

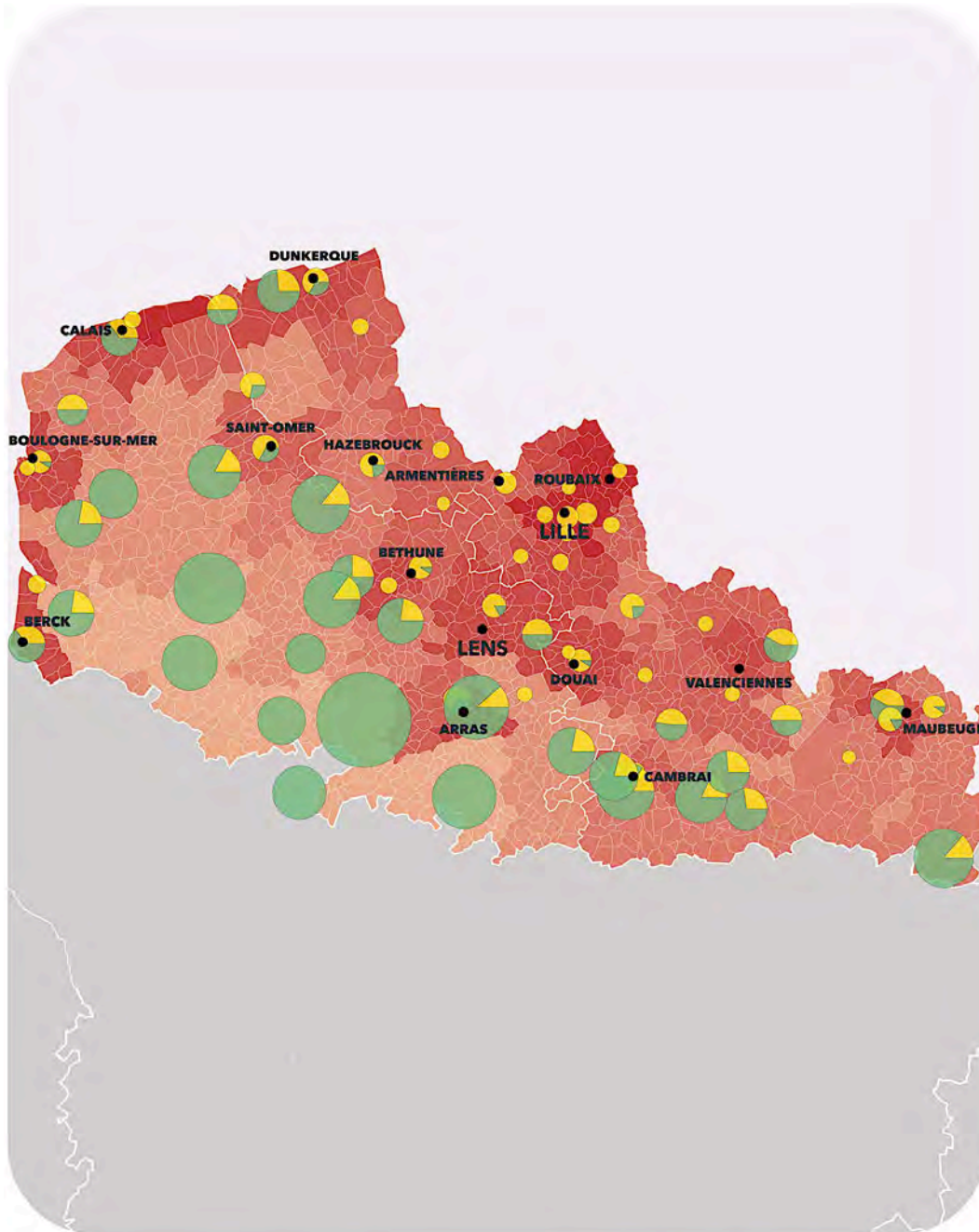
Même avec des hypothèses un peu plus forte d'évolution de la consommation, en considérant un scénario de croissance jusqu'à 1,5% par an, la situation resterait maîtrisée dans les 10 ans sans recourir à de nouveaux développements du réseau de répartition.

Néanmoins, des besoins locaux de développement pourraient survenir si des dynamiques locales de consommation venaient à apparaître, ou pour assurer l'évacuation de nouvelles fermes éoliennes par exemple.

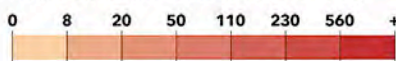
- **RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du Schéma décennal.**



Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Nord Pas-de-Calais



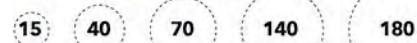
**CONSOMMATION PRÉVUE (GWH/AN)**



**NOTA 1** La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

**NOTA 2** Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

**ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)**







**XI-17**

Perspectives  
de développement  
**en Pays  
de la Loire**

## La région Pays de la Loire

---

- **La région Pays de la Loire, qui compte 3,6 millions d'habitants, connaît une croissance démographique importante, estimée à 0,8% par an, environ le double de la moyenne nationale.**

L'INSEE estime cette évolution durable jusqu'à l'horizon 2030, la population des Pays de la Loire aura augmenté de 500 000 habitants.

Ceci explique notamment que les prévisions d'évolution de la consommation électrique d'ici 2030 sont sensiblement supérieures à celles de la moyenne nationale.

- **C'est pourquoi RTE réalise plusieurs projets dans les prochaines années dans la région pour sécuriser son alimentation électrique.**
- Il s'agit d'abord d'apporter une réponse globale de sécurisation de la Vendée, des Mauges et du Choletais par la création d'un poste 400 kV au cœur des Mauges et la création d'une liaison souterraine à 225 kV de 40 km en Vendée.
- Il s'agit aussi de renforcer l'alimentation de Laval et plus généralement de la Mayenne, par la création d'une troisième injection 225 kV associée à une liaison souterraine de 20 km.
- Enfin la Loire-Atlantique fait l'objet de deux projets de création de poste 225 kV pour sécuriser le Pays de Retz et l'agglomération nantaise.
- **Par ailleurs, la part des énergies renouvelables en Pays de la Loire continue d'augmenter, ainsi leur part dans la production totale a atteint 20% en 2013.**

Le *Schéma régional du Climat, de l'Air et de l'Énergie (SRCAE)*, lancé dans le cadre des Assises de l'Énergie, a été publié le 22 mai 2014.

Il fixe des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables d'ici à 2020 :

- 1 750 MW pour l'énergie éolienne
- et 650 MW pour l'énergie photovoltaïque notamment.

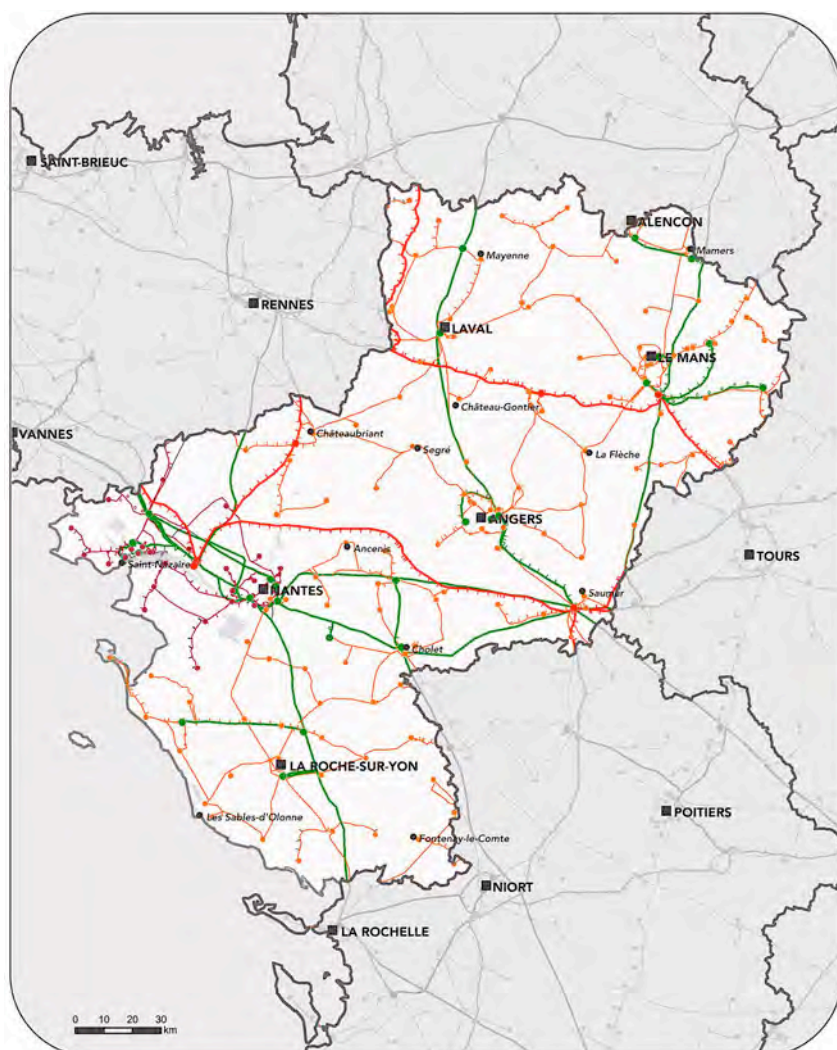
RTE élabore en collaboration avec l'État, le *Conseil régional*, les associations de producteurs d'énergie renouvelable, et les gestionnaires de réseau de distribution le *Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)*. Concrètement, il s'agit d'anticiper l'arrivée des *énergies renouvelables* dans des zones pré-identifiées, afin de réserver dans les postes électriques une capacité d'accueil suffisante, pour les 10 ans à venir, et de réaliser les investissements nécessaires.

- **Au delà, le grand défi de la région sera la mise en service des parcs éoliens offshore.**

- Le premier, d'une puissance de 480 MW, est porté par le consortium Éolien Maritime France pour une installation dans une zone située au large de Saint Nazaire.
- Le second, du même niveau de puissance, est porté par le consortium les Éoliennes en Mer de Vendée.

RTE est chargé de raccorder ces nouvelles sources d'énergie renouvelable à son réseau à très haute tension. Les projets proposés prévoient un raccordement par une liaison double sous-marine à 225 kV, depuis le parc éolien jusqu'à la côte, puis en technique souterraine jusqu'au réseau à 225 kV existant.





Le réseau de transport d'électricité en région Pays de la Loire aujourd'hui



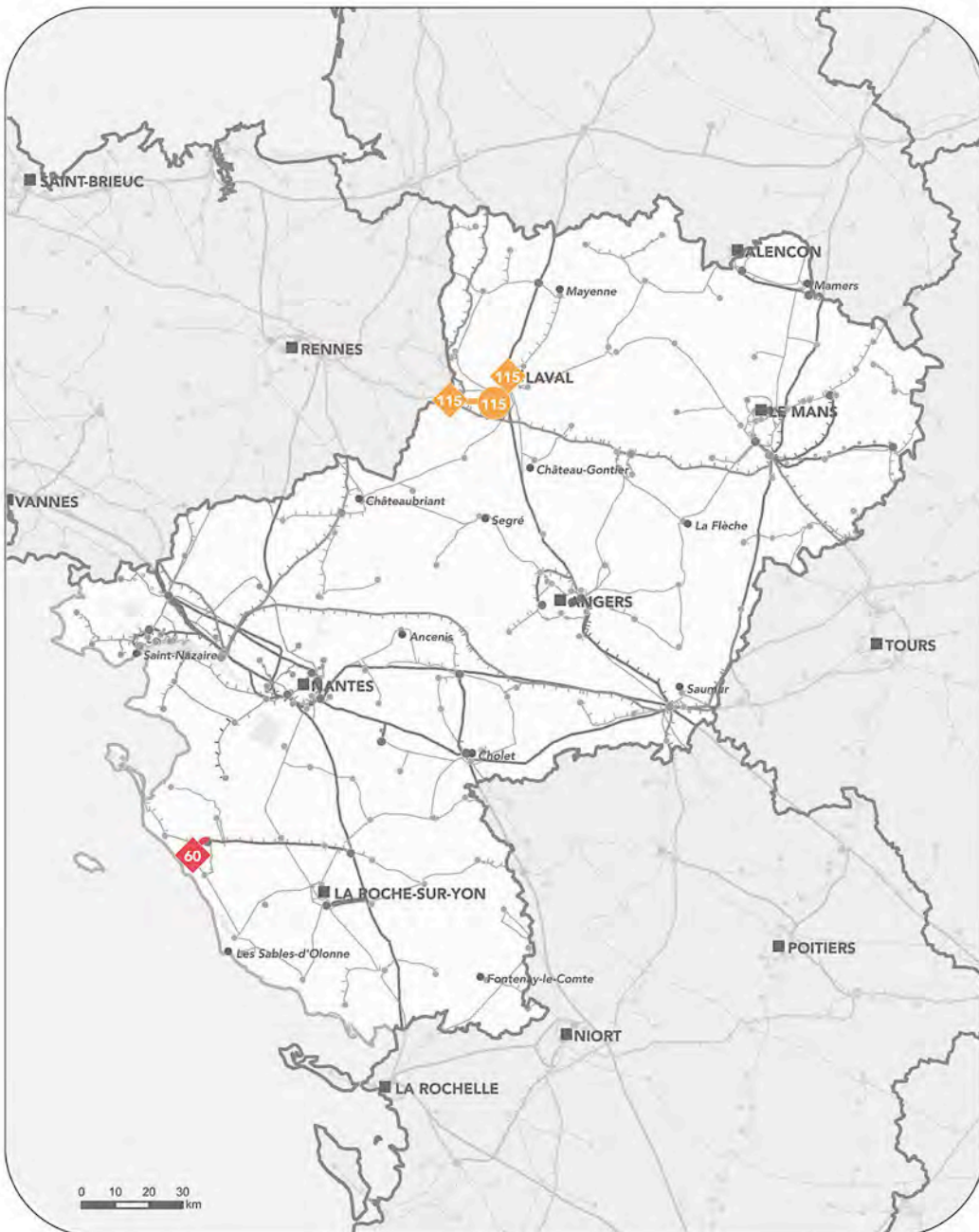
LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	5 169
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	6 607
dont : liaisons aériennes	6 375
liaisons souterraines	232
NOMBRE DE POSTES	147
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	68
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	12 300









## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Pays de la Loire en 2014

TABLEAU DES MISES EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
60	<b>Raccordement du nouveau poste ERDF de St Hilaire de Riez</b>	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation en Vendée	Création d'une liaison souterraine 90 kV de 8 km depuis Soullans	n/a n/a 
115	<b>Renforcement de l'alimentation électrique de la Mayenne</b>	Sécurisation de l'alimentation électrique du département de la Mayenne	Ajout d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA au poste d'Oudon et construction d'une liaison souterraine à 225 kV de 20 km environ entre les postes de Oudon et Laval	  

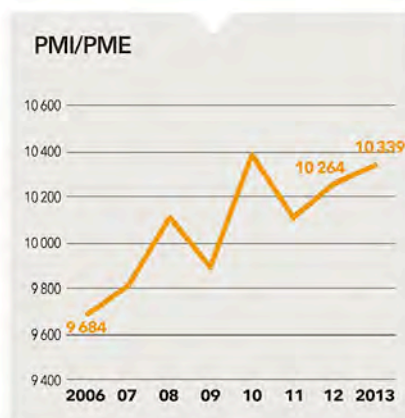
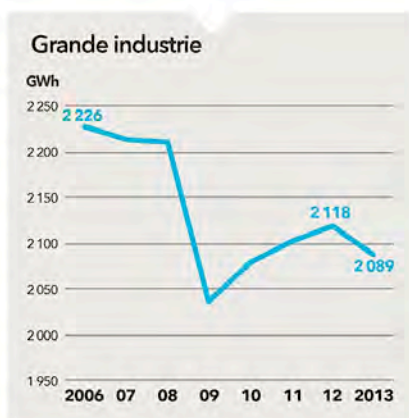
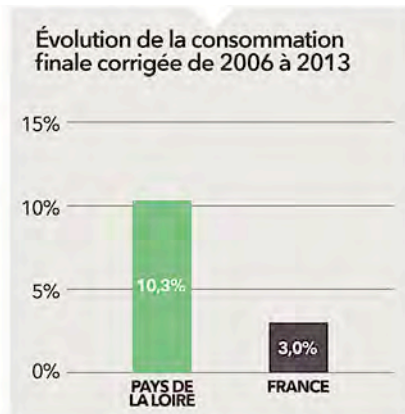
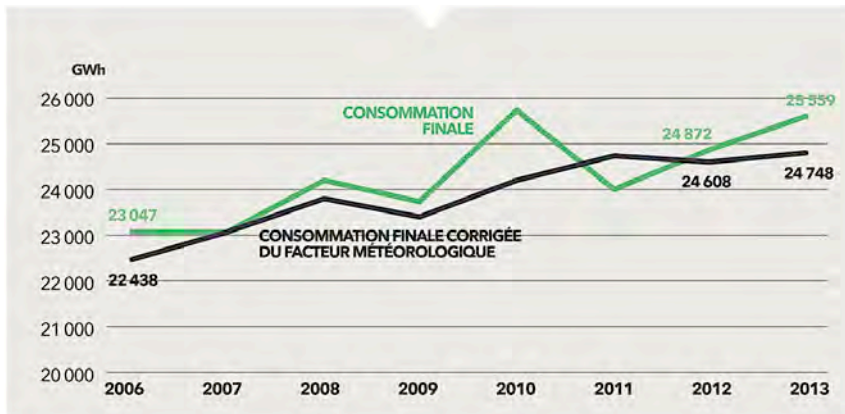




<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLEngénierie</p>
--	--	--

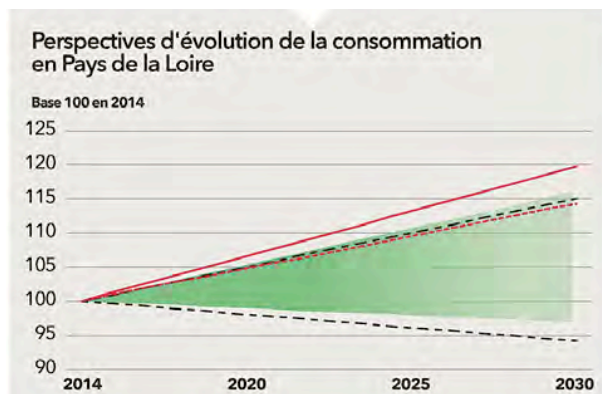
## Évolution de la consommation d'électricité en région Pays de la Loire

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

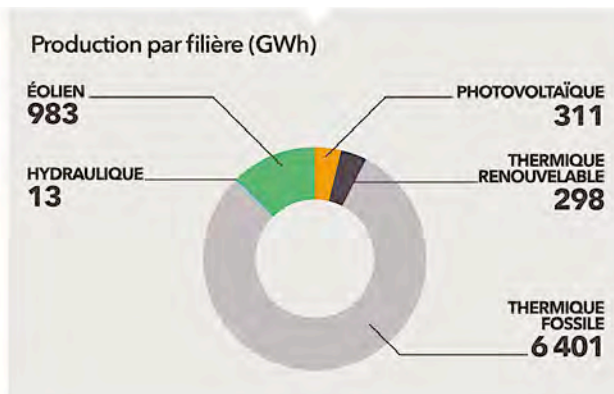
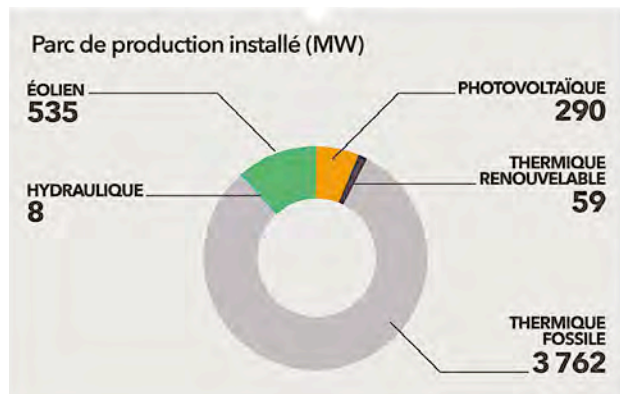
À l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera plus fortement que la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.



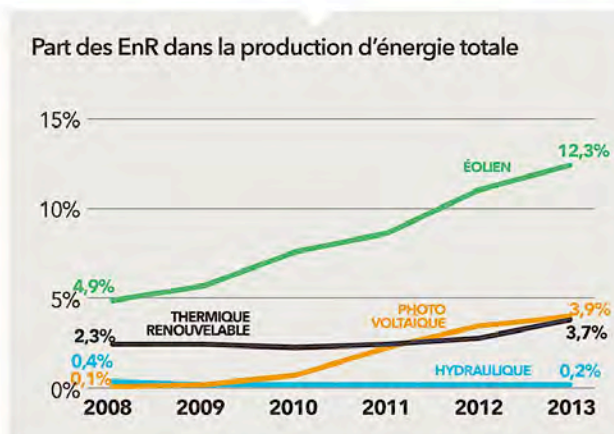
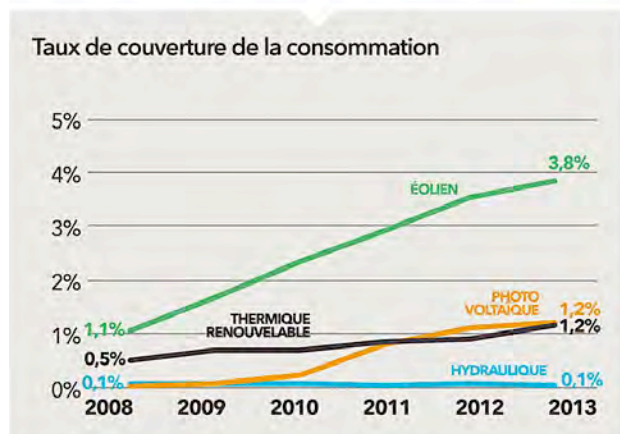
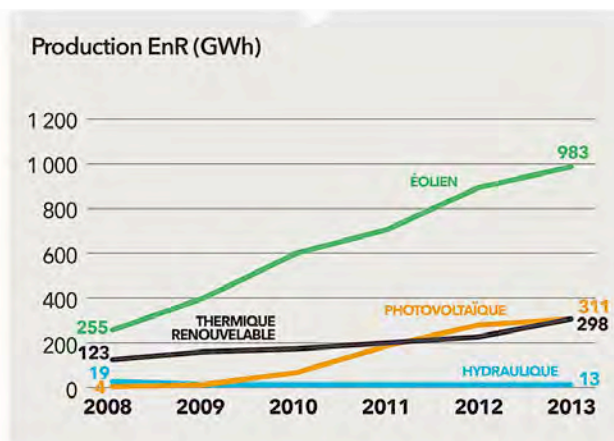
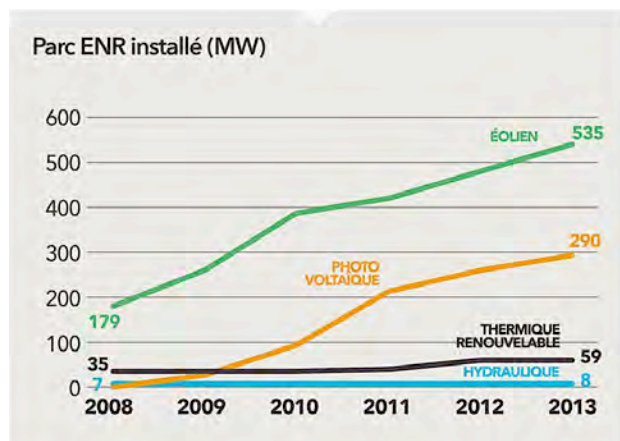


## Évolution de la production d'électricité en région Pays de la Loire

### PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



### LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



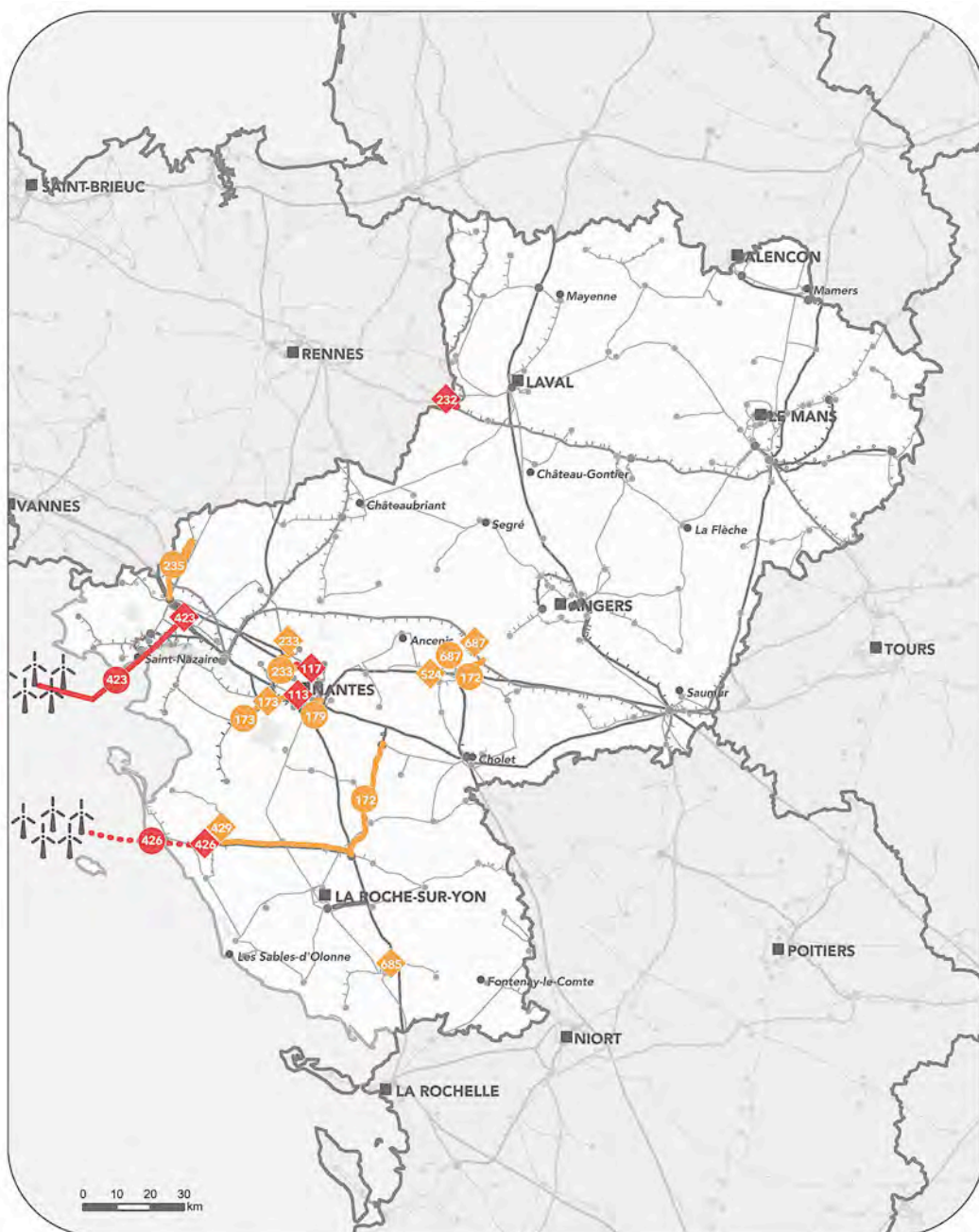
### Le Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Pays de la Loire









---

Le S3REnR Pays de la Loire est en cours d'élaboration.

Le SRCAE de la région a été validé le 22 mai 2014 ; le gisement total à considérer dans le S3REnR est de 2 477 MW à l'horizon 2020.

Les nouvelles infrastructures à mettre en service en région Pays de la Loire d'ici 2024



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sécurité du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngenierie</p>
--	--	--

## TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
113		<b>Raccordement du nouveau poste ERDF de Ile de Nantes</b> Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge de l'agglomération nantaise	Raccordement du futur poste-source en antenne sur le poste de Chevire par une liaison souterraine 63 kV de 5 km environ	n/a n/a	<b>2015</b> A 11/2009 B 05/2011 C 01/2013 D 06/2013	Se déroule comme prévu
117		<b>Raccordement du nouveau poste ERDF de Conraie</b> Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation de l'agglomération de Nantes	Le raccordement retenu est une entrée en coupure sur la liaison souterraine 63 kV Joli-Mai St Joseph, avec une alimentation depuis le poste RTE d'Orvault à créer	n/a n/a	<b>2015</b> A 11/2009 B 02/2012 C 06/2014 D 10/2014	Se déroule comme prévu
172		<b>Renforcement de l'alimentation électrique du sud Pays de Loire</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de la Vendée, du Choletais et du sud Loire-Atlantique	Création du nouveau poste 400/225 kV Les Galoreaux et renforcement du réseau 225 kV par deux liaisons souterraines respectivement de 9 km entre Galoreaux et Mauges et 38 km entre Recouvrance et Merlatière		<b>2015</b> A 12/2006 B 06/2011 C 11/2013 D 06/2012	Se déroule comme prévu
173		<b>Pays de Retz : renforcement de l'alimentation</b> Sécurisation de l'alimentation électrique des Pays de Retz (sud de Nantes)	Création d'un échelon 225 kV au poste 63 kV de Brains et installation d'un transformateur de 170 MVA		<b>2015</b> A 03/2010 B 01/2012 C 08/2014 D 04/2014	Se déroule comme prévu
179		<b>Création d'une liaison souterraine entre Sorinières et Vertou</b> Sécurisation de l'alimentation électrique du sud de l'agglomération nantaise	Création d'une liaison souterraine 90 kV de 10 km		<b>2015</b> A 01/2010 B 04/2012 C 09/2014 D 07/2014	Se déroule comme prévu
232		<b>Raccordement du poste SNCF de Le Pertre 225 kV</b> Raccordement de la nouvelle sous station RFF sur la LGV Bretagne Pays de Loire de Le Pertre par 2 LS de 225 kV depuis le poste 400/225KV de Oudon	Au poste de Oudon 225 kV, création de 2 jeux de barres avec couplage et création de 2 liaisons souterraines 225 kV de 6 kms entre Oudon et Le Pertre	n/a n/a	<b>2016</b> A 01/2011 B 06/2012 C 04/2015 D 12/2013	Se déroule comme prévu
233		<b>Création du poste 225/63 kV d'Orvault</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Nantes	Création d'un poste 225/63 kV avec installation d'un transformateur de 170 MVA, et ses raccordements souterrain au réseau 225 kV Cordemais - St Joseph et 63 kV au nouveau poste ERDF de Conraie et à la ligne Gesvres-Blain		<b>2016</b> A 12/2009 B 09/2012 C 12/2014 D 01/2014	Se déroule comme prévu
235		<b>Création d'une liaison souterraine Porte - Pontchâteau 63 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Redon	Création d'une liaison souterraine à 63 kV		<b>2016</b> A 10/2011 B 05/2013 C 05/2015 D 09/2015	Se déroule comme prévu
429		<b>Renforcement de la transformation et de l'alimentation du poste de Soullans 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone de Soullans et Challans	Renforcement de la transformation de Soullans et de son alimentation à 225 kV et restructuration du réseau à 90 kV		<b>2016</b> A 01/2013 B 02/2014 C 12/2014 D 12/2015	Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
524		<b>Renforcement de la transformation du poste de Mauges 225 kV</b> Sécurité d'alimentation de la zone des Mauges	Ajouter un transformateur de 170 MVA dans le poste des Mauges		<b>2017</b> A 10/2013 B C D 06/2016	Se déroule comme prévu
423		<b>Raccordement de la production éolienne Offshore - Zone de Saint-Nazaire</b> Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir 480 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV. Premier raccordement prévu en 2018	n/a	<b>2020</b>	Se déroule comme prévu

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
683	Q	<b>Création d'un poste 225/90 kV à proximité de Luçon</b> Sécurité d'alimentation de la zone de Luçon	Création d'un poste 225/90 kV à proximité de Luçon		2020	Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
687	Q	<b>Garantie du poste 400 kV Les Galoreaux</b> Sécurité d'alimentation de la zone des Mauges	Ajout d'un AT et d'une liaison 225kV au poste des Galoreaux		2020	
426	⚙️	<b>Raccordement de la production éolienne offshore - Zone des îles d'Yeu et de Noirmoutier</b> Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 480 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre lancé en mars 2013	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV. Premier raccordement prévu en 2021.	n/a	2023	Se déroule comme prévu
	Q	<b>Projet « Façade Atlantique »</b> Augmentation de la capacité de transit nord-sud du réseau si et selon le besoin d'évacuation de productions nouvelles dans le sud-ouest de la France (éolien et photovoltaïque) pour l'acheminer vers les centres de consommation au nord	À déterminer	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	

<b>STATUTS</b>	Q À l'étude ⚙️ Instruction 🔄 En travaux 🕒 Décalé 🏠 S3REnR	<b>JALONS</b>	A Envoi JTE B PV fin de concertation C Signature dernière DUP D Ouverture de chantier	<b>BÉNÉFICES</b>	Perte  CO2  Accueil EnR n/a Non Applicable
<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b>					
TRÈS POSITIF                  POSITIF                  FAIBLEMENT POSITIF                  NÉGLIGABLE                  FAIBLEMENT NÉGATIF                  NÉGATIF                  FORTEMENT NÉGATIF					

### Les perspectives long terme en région Pays de la Loire

- **En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.**

L'évolution de la consommation électrique et le développement des énergies renouvelables, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents.

À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Pays de la Loire ».

➤ À l'horizon 2025, la consommation électrique est supposée croître en moyenne de 1,2 % par an en hiver, et le développement régional des énergies renouvelables, photovoltaïque et éolien On Shore conduit à une puissance totale installée de 2400 MW.

➤ S'y ajoute 480 MW d'éolien au large de St Nazaire et 500 MW au large de la Vendée.

- **Avec ces hypothèses, les perspectives sont les suivantes :**

- Dans certaines situations d'avarie et même lorsque l'ensemble des ouvrages sont disponibles, des difficultés d'alimentation pourraient être rencontrées à la pointe de consommation en hiver dans les zones de Nantes, de Saint Nazaire, du Mans, sur le territoire des Mauges, et dans le département de la Vendée.

- **Pour y faire face, RTE envisage les renforcements de réseau suivants :**

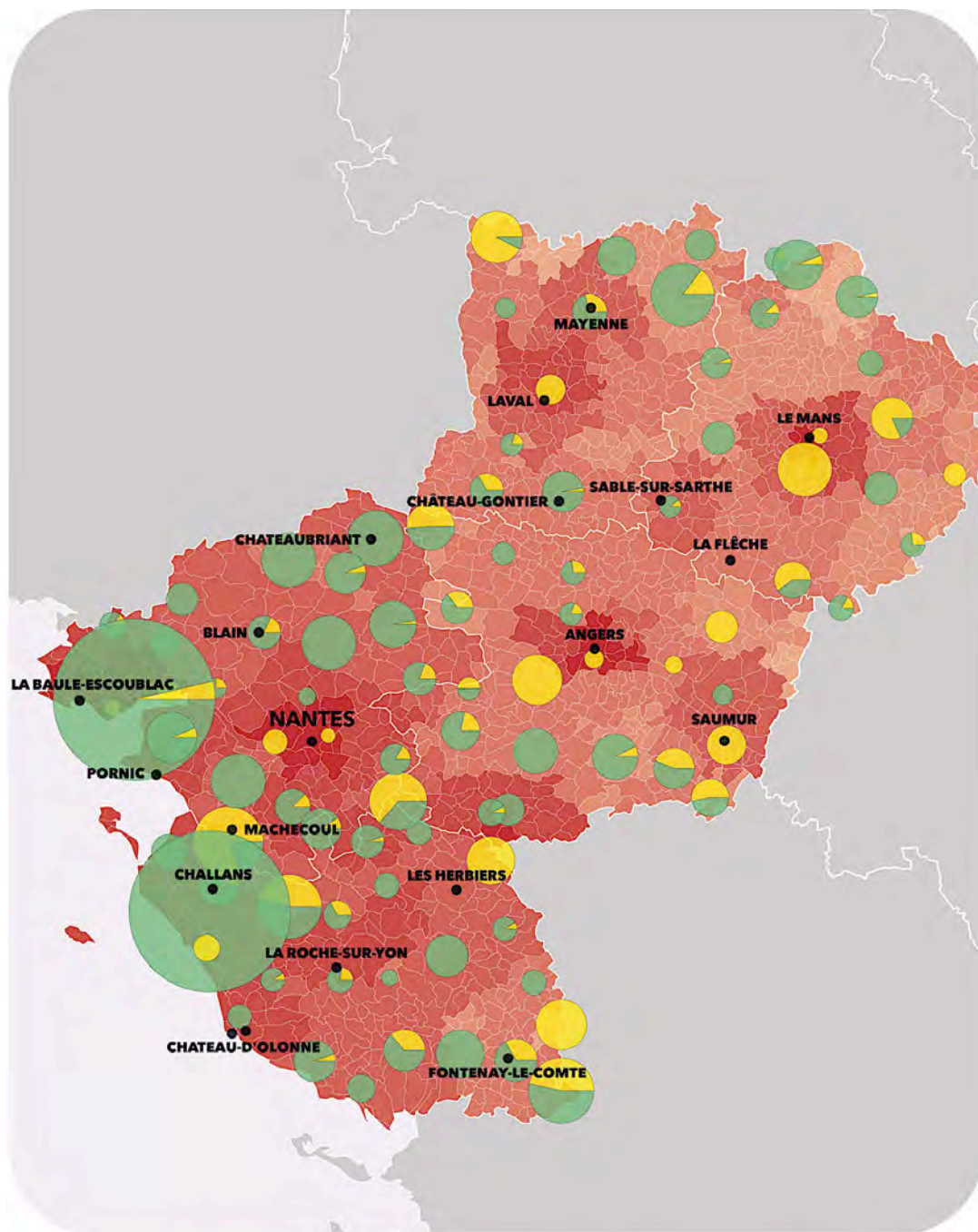
- le renforcement de la transformation 225/90 kV située à Vertou ;
- le renforcement de la transformation 225/63 kV alimentant l'agglomération Nantaise ;
- le renforcement de la transformation 400/225 kV alimentant le territoire des Mauges ;
- le renforcement de la transformation 225/63kV de la zone de Saint Nazaire, et le renforcement du réseau alimentant la zone ;
- le renforcement du réseau alimentant le nord-est de la Sarthe ;
- la création d'un nouveau poste au nord de Luçon ;
- le renforcement du réseau entre Grues et Longeville.

Par ailleurs l'agglomération de Nantes fera l'objet de travaux permettant d'améliorer la qualité de l'électricité.

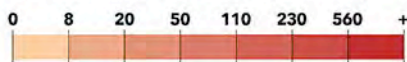
Avec un scénario de croissance de la consommation plus important, ou des scénarii d'échanges européens plus contrastés, il faudra également surveiller le risque de saturation des liaisons d'alimentation de la Vendée et les besoins éventuels de renforcement.

- **RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du schéma décennal.**

Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Pays de la Loire



CONSUMMATION PRÉVUE (GWH/AN)



NOTA 1 La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

NOTA 2 Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)









**XI-18**

Perspectives  
de développement  
**en Picardie**

## La région Picardie

---

➤ **La région Picardie est une région peuplée mais peu urbanisée.**

C'est une région essentiellement agricole qui dispose néanmoins de plusieurs pôles industriels importants (textile, verre, chimie, agroalimentaire).

La croissance de la consommation électrique de la région sera plutôt faible dans les prochaines années (environ 0,3% par an pour les dix prochaines années).

➤ **Le moteur du développement du réseau électrique de la région se caractérise par l'accueil massif d'énergies renouvelables et la modernisation du réseau électrique parfois ancien.**

En effet, un des objectifs de la région est d'accroître l'autonomie énergétique de ses territoires et de ses habitants.

Pour cela, elle ambitionne la 1<sup>ère</sup> place des régions productrices d'électricité d'origine éolienne comme en témoigne le *Schéma régional Climat Air Énergie (SRCAE)* qui définit une ambition de 3 000 MW de capacité de production d'énergie renouvelable installée à l'horizon 2020.

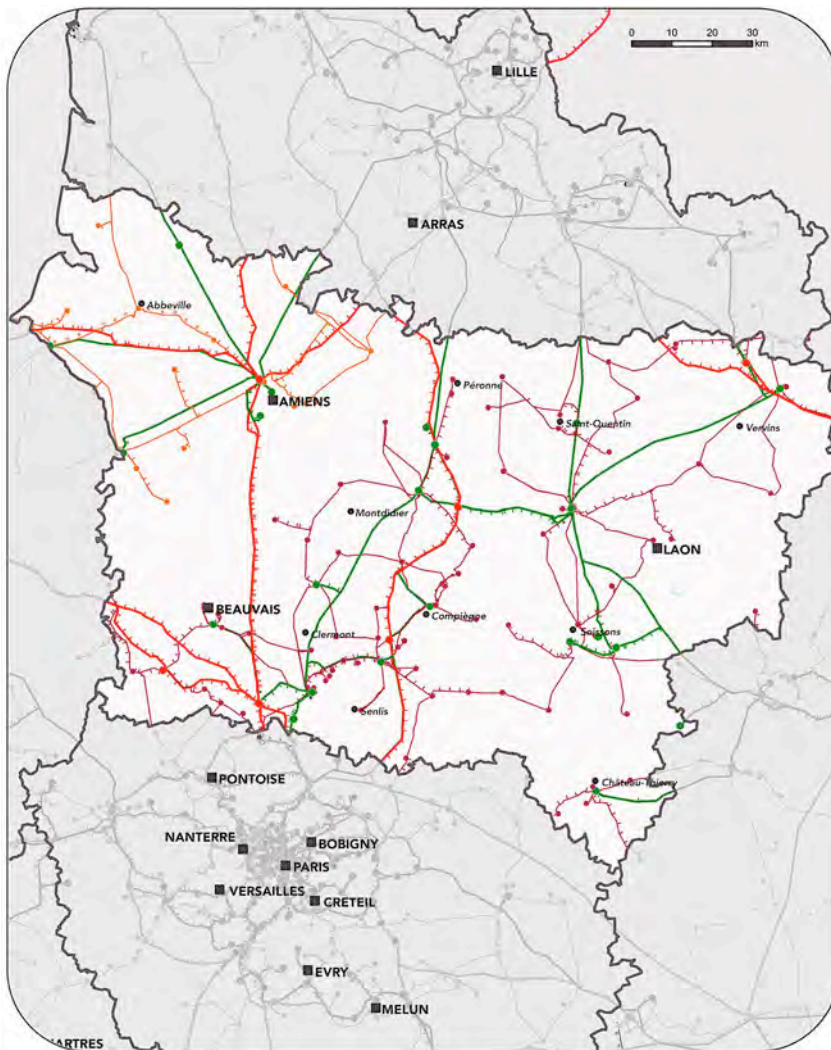
➤ **La région Picardie dispose effectivement d'un fort potentiel éolien, déjà bien exploité.**

➤ Le *S3REnR (Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables)*, pour répondre à cette dynamique, prévoit des investissements à l'est de St-Quentin avec principalement la création du poste 225 kV de « Le Hérie-la-Viéville » et la création d'une liaison souterraine à 90 kV entre le poste de Marle et ce futur poste. Dans ce cadre, un nouveau poste de transformation est également décidé au nord d'Amiens.

➤ Enfin, le réseau se modernise dans l'Aisne au nord de Soissons, dans l'Oise entre Roye et Carrières par la réhabilitation de lignes électriques, ou dans la Somme pour accompagner des dynamiques locales, comme dans l'ouest Amiénois avec la création du poste 400 000/225 000 volts de Limeux et d'une liaison souterraine 225 000 volts vers le poste de Blocaux.

➤ À noter également la création en 2014 d'une liaison souterraine à 63 kV entre les postes de Pertain et Hargicourt, qui permet de sécuriser l'alimentation de la zone de Roye, ainsi que des travaux de modernisation du réseau dans la région de Beauvais pour en sécuriser l'alimentation.







Le réseau de transport d'électricité en Picardie aujourd'hui



LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	3 311
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	4 449
dont : liaisons aériennes	4 403
liaisons souterraines	47
NOMBRE DE POSTES	88
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	45
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	8 900









## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Picardie en 2014

### TABLEAU DES MISES EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
61	<b>Création d'une liaison souterraine Hargicourt - Pertain 63 kV</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone de Roye	Création d'une liaison souterraine de 26 km	  
124	<b>Renforcement de la capacité de transformation du poste de Remise 400 kV et restructuration de ses alimentations</b>	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Beauvais	Création d'un échelon 225 kV (autotransformateur de 300 MVA) au poste 400 kV de Remise et exploitation à 225 kV du deuxième terme de la liaison aérienne Patis - Remise actuellement exploité à 63 kV et renouvellement de l'alimentation de St Sépulcre par la création d'un poste 225 kV en coupure sur la ligne Patis - Terrier	  

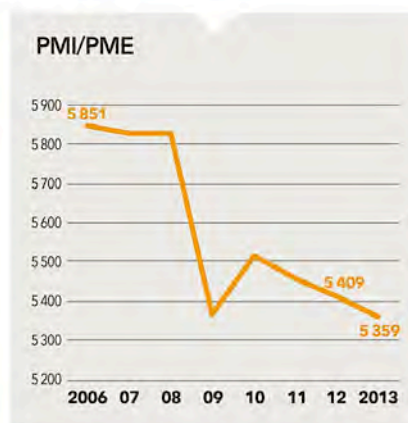
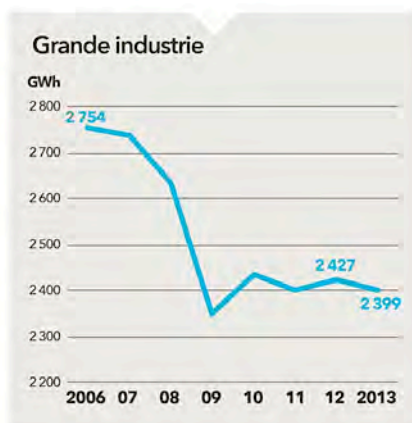
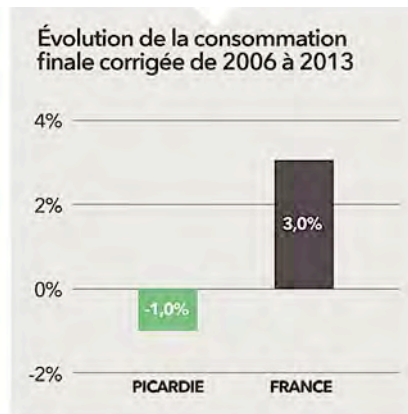
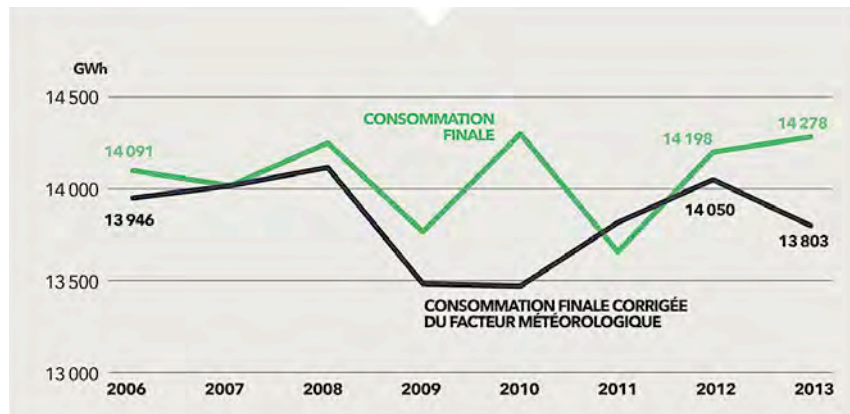




<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

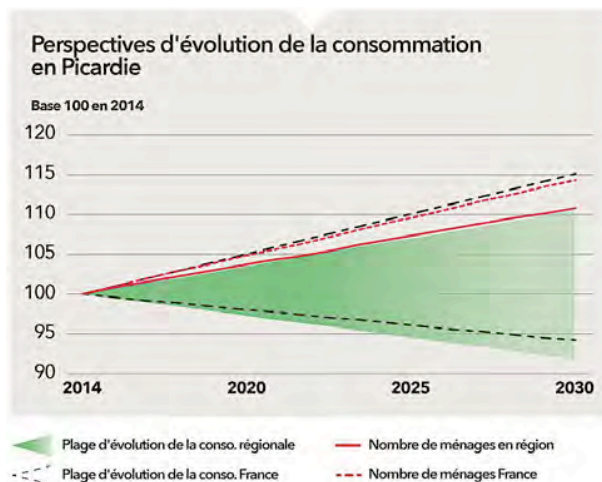
## Évolution de la consommation d'électricité en région Picardie

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



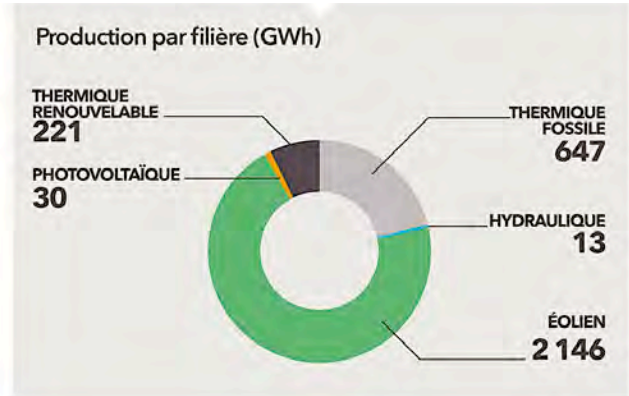
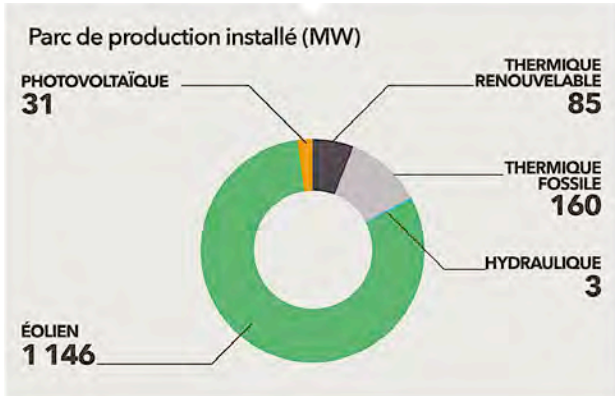
### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

A l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera plus faiblement que la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.

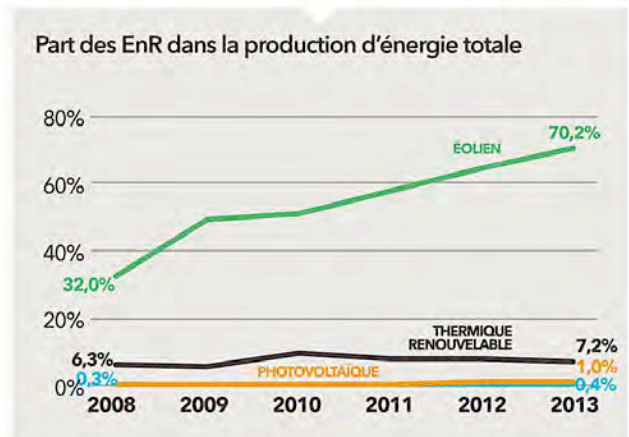
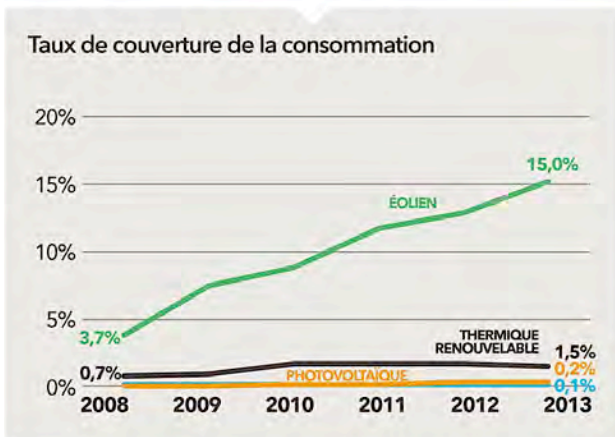
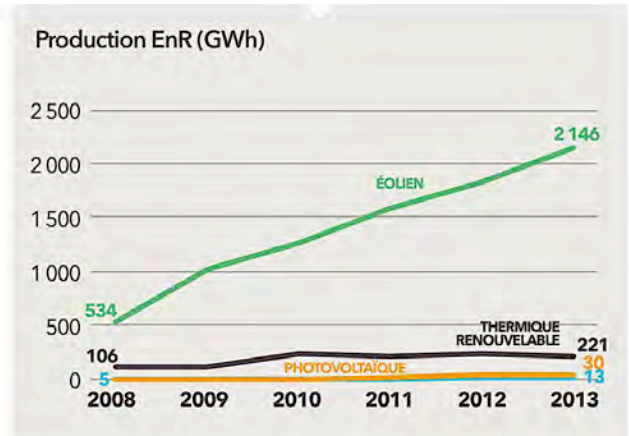
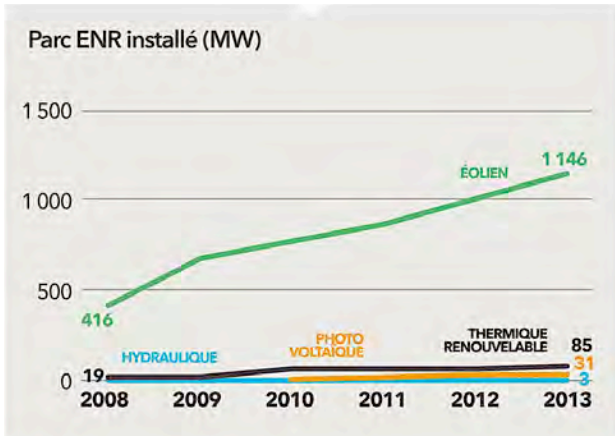


L'évolution de la production d'électricité en région Picardie

PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



### Le Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Picardie

Le S3REnR Picardie a été approuvé par le préfet de région le 28 décembre 2012.

- **Le SRCAE définit une ambition de 3 000 MW de capacité Énergies Renouvelables installée à l'horizon 2020, à comparer avec environ 2 060 MW installés ou disposant de contrat de raccordement (file d'attente) au 15 novembre 2012.**

C'est ainsi presque 1000 MW qui doivent être accueillis dans le cadre du S3REnR.

Spécificité de la région Picardie, les énergies renouvelables à développer sont essentiellement de nature éolienne, bien que les autres énergies (solaire, photovoltaïque, biomasse etc.) soient présentes et bien évidemment également à accueillir.

- **Le S3REnR élaboré consiste en une réservation finale de 975 MW.**

Ce volume est réparti entre :

- environ 170 MW qui sont réservés sur les capacités actuellement disponibles ou dont les travaux sont déjà prévus : notamment la création du poste 400 / 225 kV à Limeux, du transformateur 225 / 90 kV à Blocaux, de la liaison 225 kV Limeux-Blocaux, de la liaison 63 kV entre Pertain et Hargicourt, la restructuration du réseau entre Carrières, Valescourt et Breteuil.
- et environ 800 MW pour lesquels il est nécessaire de mener des travaux supplémentaires.

- La quote-part régionale au titre de la mutualisation est de 58.7 k€/MW dont 19.3 pour le RPT.

#### Les ouvrages RTE créés à l'horizon 2020

##### OUVRAGES CRÉÉS

Création poste 225 kV de Thiérache et entrée en coupure sur la ligne 225 kV Beautor-Capelle

Création poste 90 kV de Thiérache

Création poste 90 kV de Buire

Création liaison souterraine 90 kV Marle-Thiérache

Création du poste de Nord-Amiénois en piquage sur la liaison 225 kV Amiens-Avesne le Comte

#### Les ouvrages RTE renforcés à l'horizon 2020

##### OUVRAGES RENFORCÉS

Mutation poste de Lislet de 63 en 90 kV

Passage liaison 63 kV Lislet-Marle en 90 kV

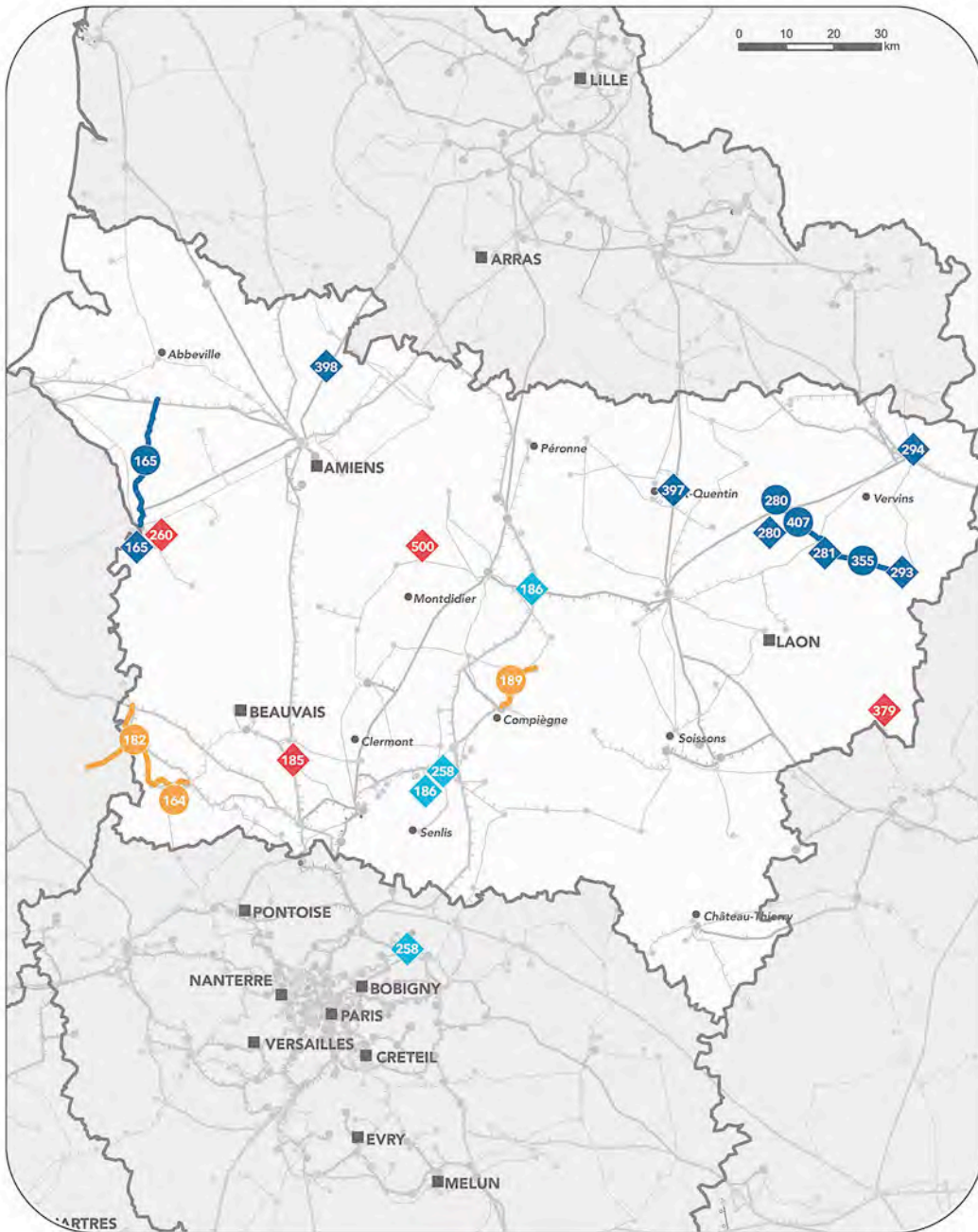
Création disjoncteur de couplage à Sétier 225 kV









NB : En plus des créations de postes sources mentionnées ici, le S3REnR prévoit aussi des travaux sur les réseaux de distribution ainsi que les travaux sur le réseau de transport générés par les investissements en distribution.

- **Le S3REnR Picardie est disponible sur le site institutionnel RTE à l'adresse suivante : <http://www.rte-france.com/fr/nos-activites/accueil-enr/schemas-regionaux-de-raccordement-au-reseau-des-energies-renouvelables-s3renr>**



Les nouvelles infrastructures à mettre en service en région Picardie d'ici 2024



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

## TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
165		<b>Création d'un poste 400/225 kV Ouest Amiénois</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'ouest Amiénois et accueil des énergies renouvelables	Création d'un poste 400 kV en coupure sur la ligne 400 kV Argoeuves - Penly avec l'installation d'un AT de 600 MVA et création d'une liaison souterraine 225 kV d'environ 30 km entre Blocaux et le nouveau poste		<b>2015</b> A 03/2010 B 01/2012 C 12/2013 D 06/2014	Se déroule comme prévu
186		<b>Gestion des tensions basses dans le nord de la France - Phase 2</b> Amélioration de la gestion de la tension dans le nord de la France	Installation de deux condensateurs au poste de Latena (1x80 Mvar sur l'échelon 225 kV et 1x150 Mvar sur l'échelon 400 kV)		<b>2015</b> A 02/2013 B C 01/2015 D 02/2015	Se déroule comme prévu
189		<b>Reconstruction de l'axe Compiègne - Noyon 63 kV</b> Sécurité d'alimentation de la zone de Compiègne	Reconstruction de l'axe Compiègne - Noyon avec entrée en coupure du poste client Ribechim, de l'alimentation 63 kV du client Chantereine par un piquage sur Compiègne - Ribechim et construction du secours de Chantereine à partir d'un piquage sur la ligne 63 kV Matz - Thourotte existante		<b>2015</b> A 07/2008 B 07/2009 C 02/2011 D 01/2011	Décalage du projet suite à contraintes liées à l'instruction du projet
258		<b>Gestion des tensions basses en Normandie et ouest parisien - Phase 2</b> Amélioration de la tenue de la tension de la Normandie et des Yvelines	Installation de batteries de condensateurs 400 kV (2x150 Mvar) au poste de Sausset et de batteries filtrées 225 kV (1x80 Mvar) au poste de Moru		<b>2015</b> A 02/2013 B C 01/2015 D 02/2015	Se déroule comme prévu
293		<b>Évolution du poste de Lislet</b> Accueil EnR - S3REnR	Travaux poste permettant le passage de la totalité du poste en 90 kV. Passage en 90 kV de la ligne 63 kV Buire-Lislet (déjà en technique 90 kV)		<b>2015</b> A 09/2012 B C D 11/2013	
294		<b>Création du poste 90 kV dans le poste 225/63 kV de Buire</b> Accueil EnR - S3REnR	Création du poste 90 kV de Buire et son raccordement ; Ajout d'un transformateur 225/90 kV de 170 MVA		<b>2015</b> A 09/2012 B C 01/2014 D 01/2014	
379		<b>y</b> Raccordement d'un parc éolien	Création d'une liaison souterraine de 70 m sur Guignicourt 63 kV	n/a	<b>2015</b> A B C 12/2014 D 06/2015	Se déroule comme prévu
397		<b>Adaptation du poste de Sétier 225 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Création d'un couplage 225 kV		<b>2015</b> A B C D 05/2015	
500		<b>Raccordement du poste source 63 kV de Hangest en Santerre</b> Raccordement d'un nouveau Poste Source	Entrée en coupure de la liaison Hargicourt-Pertain 63 kV	n/a n/a	<b>2015</b> A B C 06/2014 D 09/2015	
164		<b>Création d'une liaison souterraine Remise - Trie Château 63 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la région de Gisors (Eure)	Création d'une liaison souterraine de 10 km entre Remise et Trie - Château		<b>2016</b> A 01/2010 B 10/2011 C 06/2013 D 10/2014	Décalage du projet suite à contraintes liées à l'optimisation du projet
182		<b>Restructuration du réseau autour de Trie Château 63 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique d'une partie du Vexin Normand (Eure)	Création d'une nouvelle liaison 63 kV Etrepagny - Trie-Château et d'une nouvelle liaison 63 kV Goumay - Trie Château en réutilisant partiellement les actuelles liaisons Sérifontaine - Trie-Château et Etrepagny - Trie-Château.		<b>2020</b> A B C 12/2015 D 02/2016	Décalage du projet suite à contraintes liées à l'optimisation du projet

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
185		<b>Raccordement du poste de St Sépulcre 225 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de Beauvais	Création d'un poste source 225 kV en coupure sur la liaison Patis - Terrier, garantie du poste 225 kV de Patis et dépose des liaisons 63 kV entre Carrières / Rantigny et Patis		<b>2016</b> A B C D 06/2015	Décalage du projet en lien avec le planning du client
260		<b>Renforcement de la transformation du poste de Blocaux</b> Accueil éolien	Ajout d'un transformateur 225/90 kV		<b>2016</b> A B C D 07/2015	Se déroule comme prévu
280		<b>Création du poste 225/90/20 kV de Thiérache</b> Accueil EnR - S3REnR	Création du poste 225/90/20 kV de Thiérache et son raccordement par entrée en coupure de la ligne 225 kV Beautor - Capelle		<b>2017</b> A 09/2012 B 02/2014 C 08/2015 D 08/2015	
281		<b>Évolution du poste de Marle</b> Accueil EnR - S3REnR	Travaux poste permettant le passage d'une partie du poste en 90 kV		<b>2017</b> A 09/2012 B C D 05/2016	
355		<b>Passage à 90 kV de la liaison Lislet-Marle 90 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Passage à 90 kV de la liaison exploitée à 63 kV		<b>2017</b> A 09/2012 B C 08/2015 D 08/2015	
398		<b>Raccordement du poste de Nord-Amiénois</b> Accueil EnR - S3REnR	Création d'un poste et de son raccordement en piquage sur la liaison 225 kV Amiens-Avesnes le Comte	n/a	<b>2017</b>	
407		<b>Création d'une liaison souterraine Marle -Thiérache 90 kV</b> Accueil EnR - S3REnR	Création d'une liaison souterraine d'environ 10 km et dépose de Buire Marle 63 kV		<b>2017</b> A 09/2012 B 02/2014 C 07/2014 D 08/2015	

<b>STATUTS</b>	À l'étude Instruction En travaux Décalé S3REnR	<b>JALONS</b>	<b>A</b> Envoi JTE <b>B</b> PV fin de concertation <b>C</b> Signature dernière DUP <b>D</b> Ouverture de chantier	<b>BÉNÉFICES</b>	Perte  CO2  Accueil EnR n/a Non Applicable	<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b>	TRÈS POSITIF POSITIF FAIBLEMENT POSITIF NÉGLIGABLE FAIBLEMENT NÉGATIF NÉGATIF FORTEMENT NÉGATIF
----------------	--	---------------	--	------------------	--	--	---

## Les perspectives long terme en région Picardie

---

- **En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.**

L'évolution de la consommation électrique et le développement des *énergies renouvelables*, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents.

À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Picardie ».

A l'horizon 2025, la consommation électrique en puissance est supposée croître en moyenne de 0,6% par an en hiver, et le développement régional des énergies renouvelables conduit à une puissance totale installée de 3 000 MW.

- **Avec ces hypothèses, les perspectives sont les suivantes :**

- La tension pourrait devenir trop élevée en été dans l'Aisne en cas de forte production éolienne ;
- Dans certaines situations d'avarie sur le réseau, et dans des conditions de fort niveau de production éolienne, des difficultés d'évacuation de cette production pourraient être rencontrées en été dans la Somme.

- **Pour y faire face, RTE envisage :**

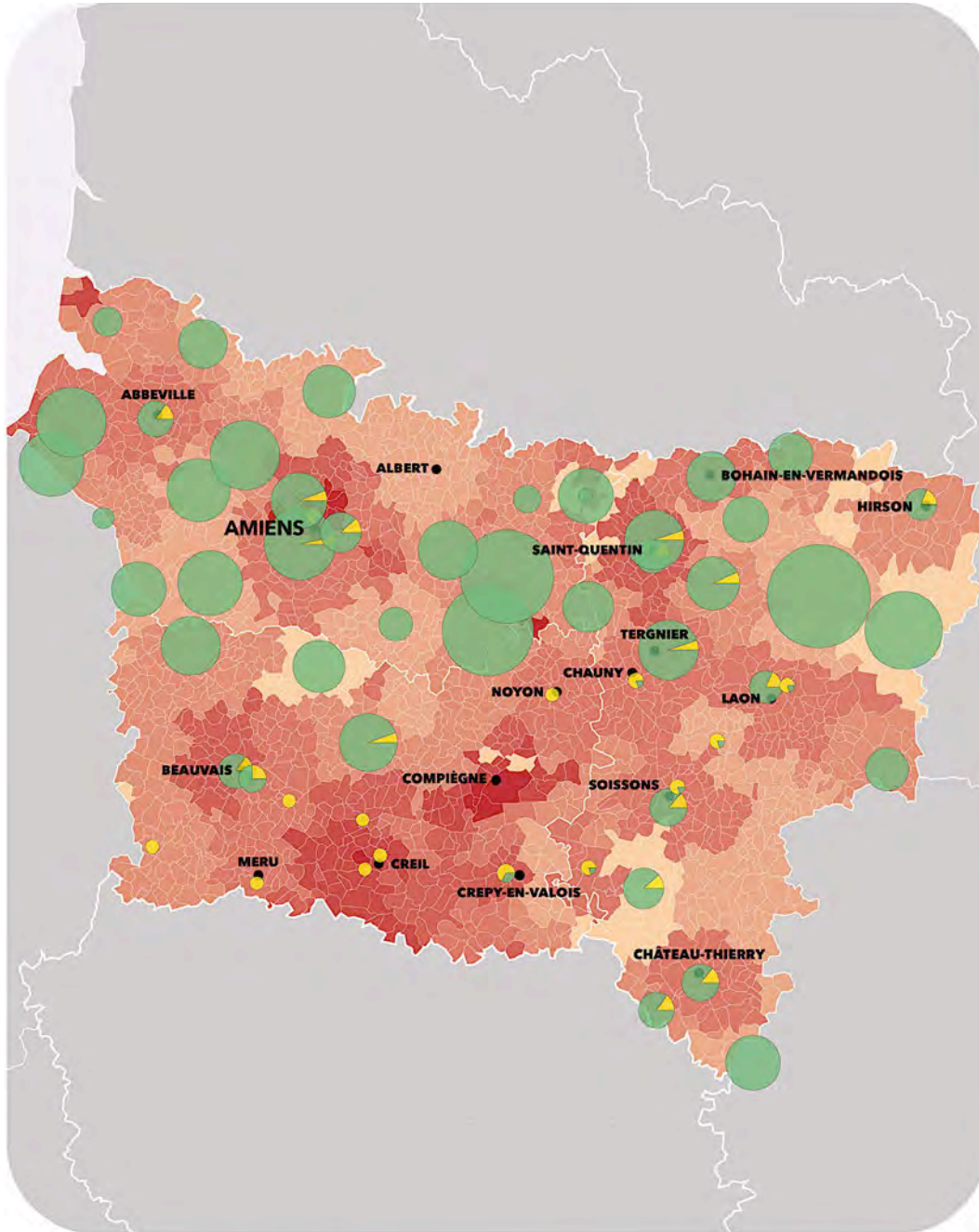
- L'installation d'un moyen de compensation de puissance réactive dans l'Aisne,
- La possibilité de mise en place de dispositifs de délestage curatif de production éolienne dans la Somme activable dans des conditions de production importante en été.

Même avec des hypothèses plus fortes d'évolution de la consommation, en considérant un scénario de croissance jusqu'à 1,5% par an, la situation resterait maîtrisée dans les 10 ans sans recourir à d'autres développements du réseau de répartition.

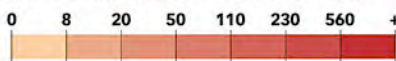
Néanmoins, des besoins locaux de développement pourraient survenir si des dynamiques locales de consommation venaient à apparaître, ou pour assurer l'évacuation de nouvelles fermes éoliennes par exemple.

- **RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du schéma décennal.**

Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Picardie



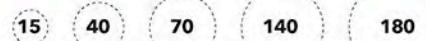
CONSUMMATION PRÉVUE (GWH/AN)



NOTA 1 La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

NOTA 2 Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)





The background of the cover features a blurred image of a green field in the foreground and a tall, silver metal lattice tower of a power line extending from the right side towards the top left against a blue sky with white clouds. A large white circle is centered on the page, containing the title text.

**XI-19**

Perspectives  
de développement  
en **Poitou**  
**Charentes**

### La région Poitou-Charentes

---

RTE consacre depuis plusieurs années une part de plus en plus importante de ses investissements au développement de capacités d'accueil pour les *énergies renouvelables*, et à la circulation de l'énergie électrique issue de ces nouveaux moyens de production sur le réseau public de transport.

➤ **Dans la région Poitou-Charentes, le Schéma régional du Climat, de l'Air et de l'Énergie (SRCAE) a été publié en juin 2013 et fixe des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables d'ici 2020.**

Dans ce cadre, RTE élabore le *Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)* de la région, en collaboration avec l'État, le Conseil Régional, les associations de producteurs d'énergie renouvelable, et les gestionnaires de réseau de distribution. Ce schéma définira les investissements nécessaires à l'accueil de ces nouveaux moyens de production. Plusieurs nouveaux postes électriques devraient a priori être nécessaires.

➤ **D'autre part, la région Poitou-Charentes (1,8 million d'habitants) prévoit une croissance démographique de l'ordre de 10% de 2010 à 2030.**

Cette croissance est proche de la moyenne nationale. Pour répondre à cette évolution, RTE consacrera une part de ses investissements à la réalisation de plusieurs projets de renforcement de l'alimentation électrique de la région à horizon 2015-2018 :

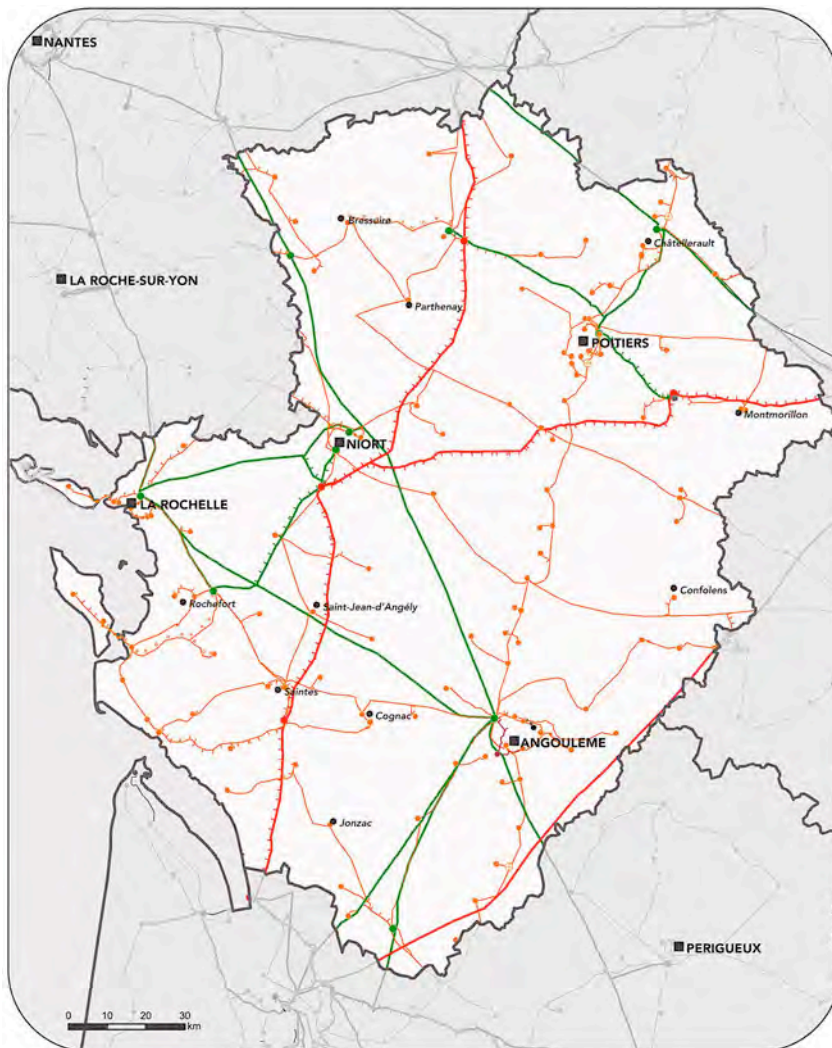
- Dans l'agglomération d'Angoulême qui connaît un développement notable, RTE projette de construire une nouvelle liaison souterraine à 90 000 volts,
- Dans le sud de la Vienne, RTE prévoit de créer un poste à 90 000 volts, qui sera alimenté depuis le réseau à 400 000 volts via une nouvelle liaison souterraine à 90 000 volts d'une quinzaine de kilomètres,
- Dans l'ouest de la Charente Maritime, RTE envisage de restructurer le réseau à 90 000 volts existant entre Rochefort et Saintes, en le modifiant pour l'utiliser en 225 000 volts et en y injectant de la puissance à partir du réseau à 400 000 volts situé à proximité.

➤ **Par ailleurs, RTE prépare actuellement l'alimentation électrique du projet de la LGV Sud-Europe-Atlantique, qui reliera Tours et Bordeaux.**

La puissance nécessaire à la circulation des trains à grande vitesse transitera par quatre ouvrages RTE à créer, alimentés par le réseau à 225 kV à Asnières-sur-Nouère (en Charente), Rom (dans les Deux-Sèvres), Mondion (dans la Vienne), et 400 kV à Clérac (en Charente Maritime). Les travaux de raccordement débiteront à l'automne 2014 pour une mise en service en 2016.



## Le réseau de transport d'électricité en Poitou-Charentes aujourd'hui



### TENSION MAXIMALE DES OUVRAGES



### SITES EN EXPLOITATION

Transformation ● THT  
● HT

### LIGNES EN EXPLOITATION

Nombre de circuits	Lignes aériennes	Câbles souterrains
1 circuit	—————	—————
2 circuits	-----	-----
3 circuits ou plus	-----	-----

LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	3 430
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	4 115
dont : liaisons aériennes	4 044
liaisons souterraines	71
NOMBRE DE POSTES	88
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	38
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	6 510

## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Poitou-Charentes en 2014

### TABLEAU DES MISES EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
Aucun projet de développement de réseau ne sera mis en service en 2014				

**BÉNÉFICES**

 Perte  
 CO2  
 Accueil EnR  
 n/a Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

  
TRÈS  
POSITIF

  
POSITIF

  
FAIBLEMENT  
POSITIF









  
NÉGLIGABLE

  
FAIBLEMENT  
NÉGATIF

  
NÉGATIF

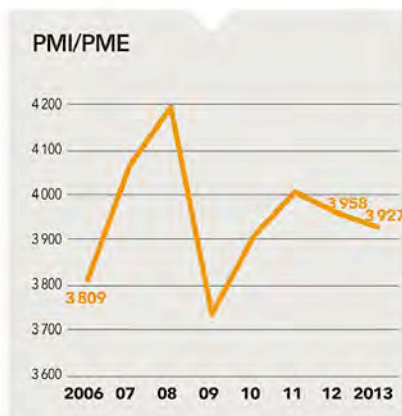
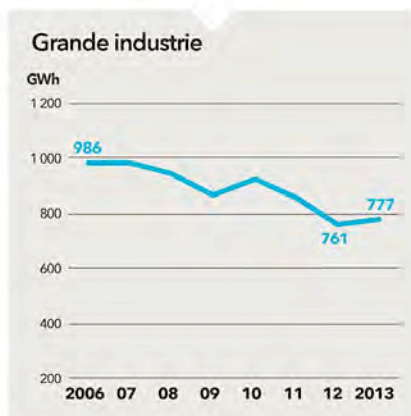
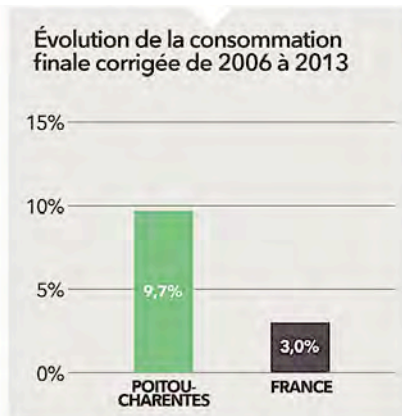
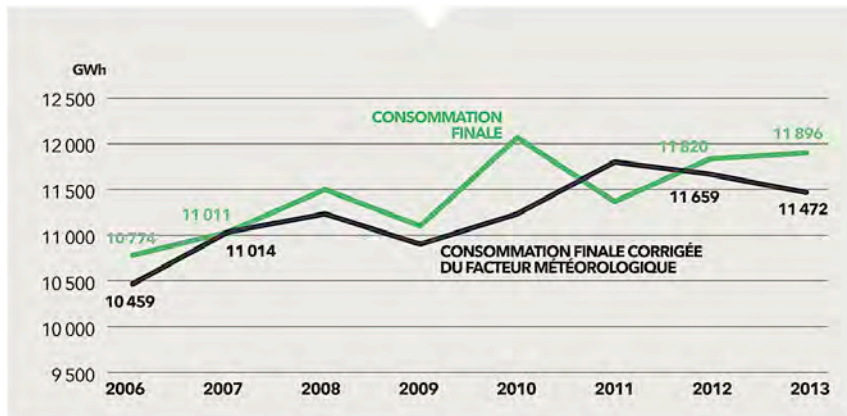
  
FORTEMENT  
NÉGATIF



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

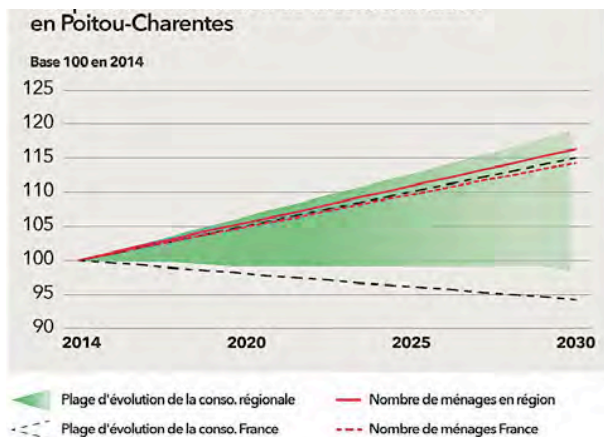
## L'évolution de la consommation d'électricité en région Poitou-Charentes

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



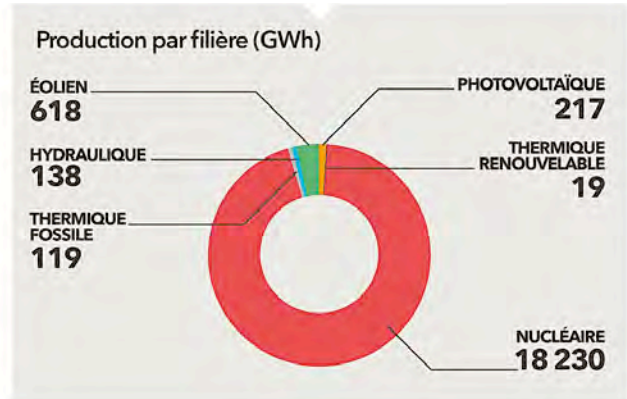
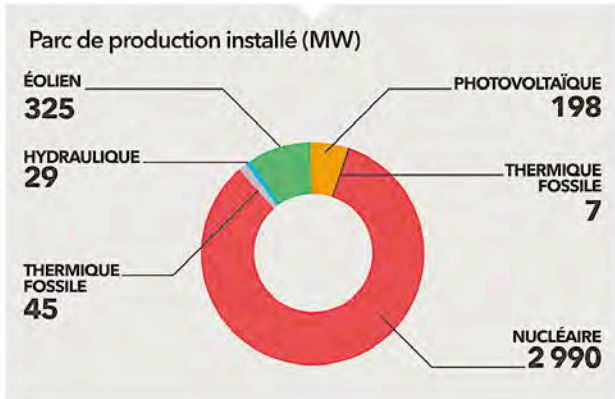
### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

À l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera plus fortement que la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.

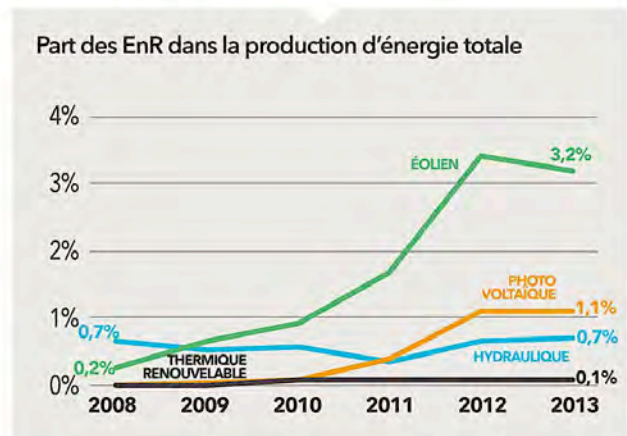
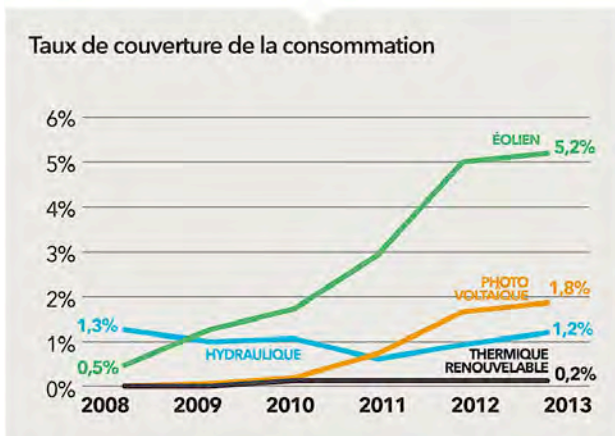
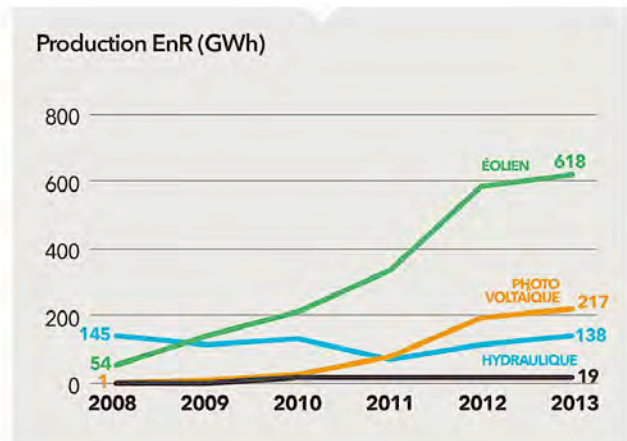
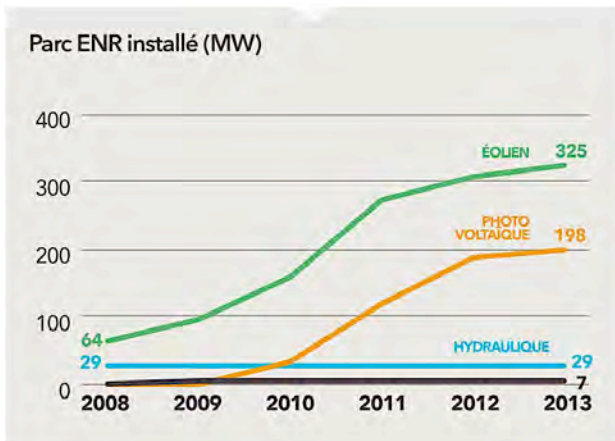


## L'évolution de la production d'électricité en région Poitou-Charentes

### PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



### LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



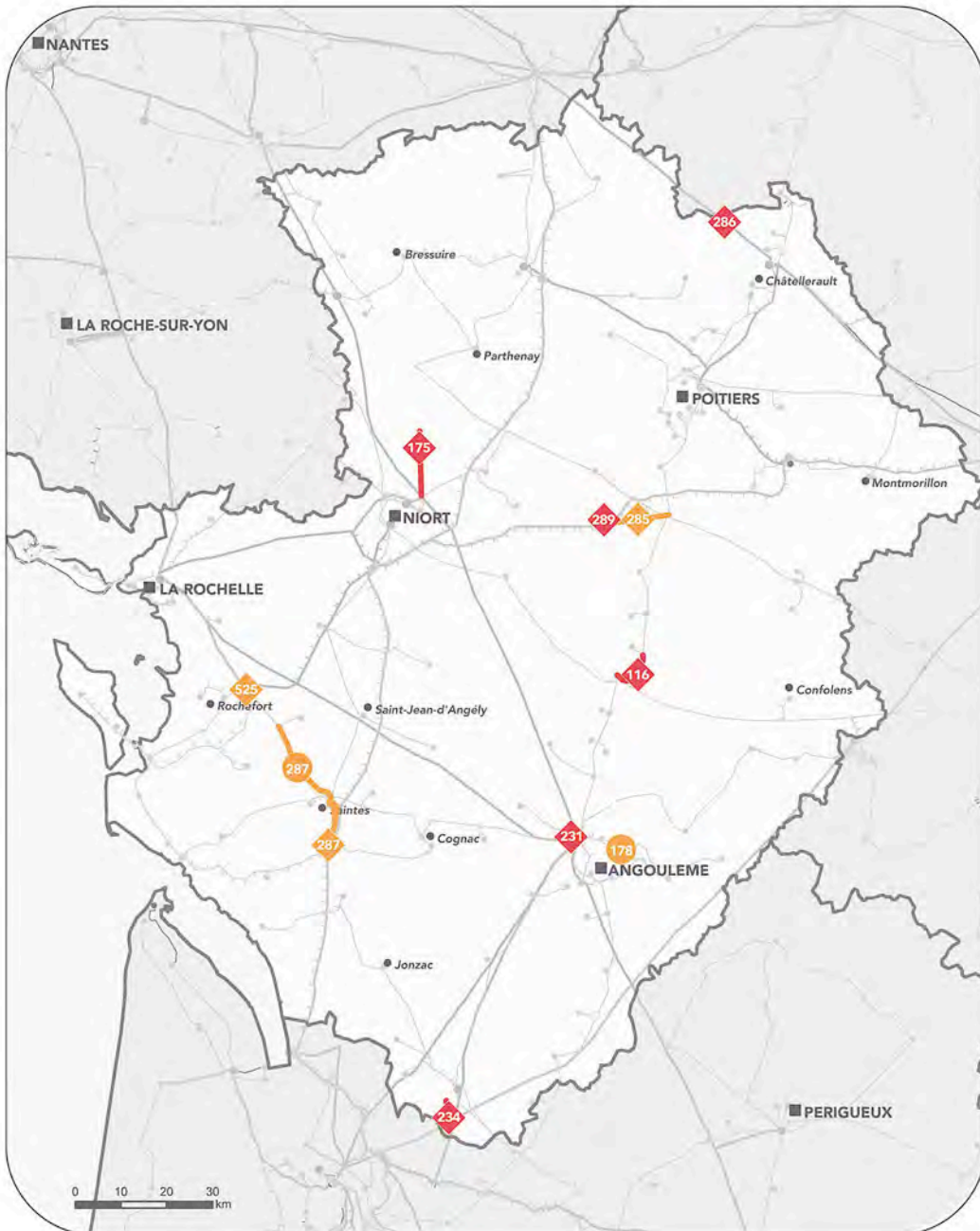
### Le Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Poitou-Charentes









---

Le S3REnR Poitou Charentes est en cours d'élaboration.

Le SRCAE de la région a été validé le 18 juin 2013 ; il propose deux scénarios de 2 680 MW et 3 290 MW correspondant à deux hypothèses de photovoltaïque à l'horizon 2020.

Les nouvelles infrastructures à mettre en service en région Poitou-Charentes d'ici 2024



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

## TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
178		<b>Création d'une liaison souterraine Champdeniers - Touvres 90 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation d'Angoulême	Création d'une liaison souterraine à 90 kV Champdeniers-Touvre		<b>2015</b> A 05/2012 B 04/2013 C 10/2014 D 03/2015	Se déroule comme prévu
175		<b>Raccordement nouveau poste Gérédis de Champdeniers</b> Raccorder le nouveau poste 90/20 kV de Gérédis	Construction d'un jeu de barres 90 KV, d'une cellule ligne complète au poste de Champdeniers et une liaison souterraine de 18 km	n/a n/a	<b>2016</b> A 06/2008 B 04/2012 C 02/2016 D 02/2016	Décalage du projet en lien avec le planning du client
231		<b>Raccordement du poste SNCF de Asnières sur Nouère 225 kV</b> Raccordement de la sous station 225/25 kV d'Asnières sur Nouère à la LGV Sud Europe Atlantique	Construction d'une liaison 225 kV souterraine de 3 km depuis le poste RTE de Féac pour raccordement de la sous station RFF	n/a n/a	<b>2016</b> A 08/2008 B 02/2011 C 04/2014 D 07/2014	Décalage du projet en lien avec le planning du client
234		<b>Raccordement du poste SNCF de Clérac 400 kV</b> Raccorder une nouvelle station pour la liaison ferroviaire sud Europe Atlantique	Construction d'un jeu de barres 400 KV équipé de deux cellules lignes et d'une liaison aérienne double terme 400 KV en coupure sur Cubnezais-Plaud	n/a n/a	<b>2016</b> A 08/2008 B 01/2011 C 07/2013 D 06/2014	Se déroule comme prévu
285		<b>Création du poste d'étoilement 90 kV de Laitier et raccordement sur Rom</b> Sécurisation de l'alimentation électrique du sud de la Vienne, du sud-est des Deux-Sèvres et du nord de la Charente	Création d'un poste d'étoilement et adjonction d'une alimentation à partir du poste à 400 kV de Rom		<b>2016</b> A 08/2011 B 03/2013 C 01/2015 D 11/2014	Se déroule comme prévu
286		<b>Raccordement du poste SNCF de Mondion 225 kV</b> Raccordement d'une sous station de la LGV Sud Europe Atlantique	Construction du poste de Mondion en coupure sur la ligne 225 kV Distré-Orangerie	n/a n/a	<b>2016</b> A 08/2010 B 09/2012 C D 02/2014	Se déroule comme prévu
289		<b>Raccordement du poste SNCF de Rom 400 kV</b> Raccordement d'une sous station de la LGV Sud Europe Atlantique	Construction du poste 400 kV de Rom, en coupure sur la ligne Granzay-Valdivienne 1	n/a n/a	<b>2016</b> A 08/2010 B 03/2012 C D 05/2014	Se déroule comme prévu
525		<b>Renforcement de la transformation du poste de Farradière 225 kV</b> Renforcement de l'alimentation de la zone de Préguillac	Installation d'un troisième transformateur 225/90kV au poste de Farradière		<b>2016</b> A 07/2014 B C D 11/2015	Se déroule comme prévu (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
116		<b>Raccordement du parc éolien Taizé - Aizie</b> Raccordement d'un client producteur éolien	Création d'un poste 90 kV /HTA à deux départs ligne sur la commune de Taizé-Aizie en entrée en coupure sur la ligne 90 kV Bodut - Lonchamp. Remplacement des conducteurs entre le poste 90 kV de Lonchamp et le pylône 11	n/a	<b>2017</b> A 04/2011 B 06/2012 C 01/2016 D 03/2016	Décalage du projet en lien avec le planning du client
287		<b>Renforcement de la zone de Préguillac</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la Charente Maritime	Installation d'un autotransformateur 400/225 kV au poste de Préguillac et création d'un échelon 225 kV à Préguillac et Saintes. Exploitation en 225 kV de la liaison Préguillac-Saintes-Farradière.		<b>2018</b> A 07/2014 B 06/2015 C 06/2016 D 04/2017	Se déroule comme prévu



Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
	Q	<b>« Façade Atlantique » - long terme</b> Augmentation de la capacité de transit nord-sud dans le Sud Ouest de la France	À déterminer – voir zoom dédié	n/a n/a n/a	À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer

**STATUTS**

- Q À l'étude
- ⚙ Instruction
- 🚧 En travaux
- 🕒 Décalé
- 🏠 S3REnR

**JALONS**

- A Envoi JTE
- B PV fin de concertation
- C Signature dernière DUP
- D Ouverture de chantier

**BÉNÉFICES**

⚡ Perte    ☁ CO2    ☀ Accueil EnR    n/a Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

 TRÈS POSITIF	 POSITIF	 FAIBLEMENT POSITIF	 NÉGLIGABLE	 FAIBLEMENT NÉGATIF	 NÉGATIF	 FORTEMENT NÉGATIF
---	--	---	---	---	--	--

## Les perspectives long terme en région Poitou-Charentes

---

> **En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.**

L'évolution de la consommation électrique et le développement des énergies renouvelables, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents.

À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Poitou Charentes ».

À l'horizon 2025, la consommation électrique est supposée croître en moyenne de 1,5 % par an en hiver, et le développement régional des *énergies renouvelables* conduit à une puissance totale installée maximale de 3200 MW.

> **Avec ces hypothèses, les perspectives sont les suivantes :**

- Lorsque l'ensemble des ouvrages sont disponibles, et a fortiori en cas d'avarie sur le réseau, des difficultés d'alimentation en hiver pourraient être rencontrées sur le département de la Charente-Maritime ;
- Dans certaines situations d'avarie sur le réseau, des difficultés d'évacuation de production en été pourraient apparaître au nord d'Angoulême.

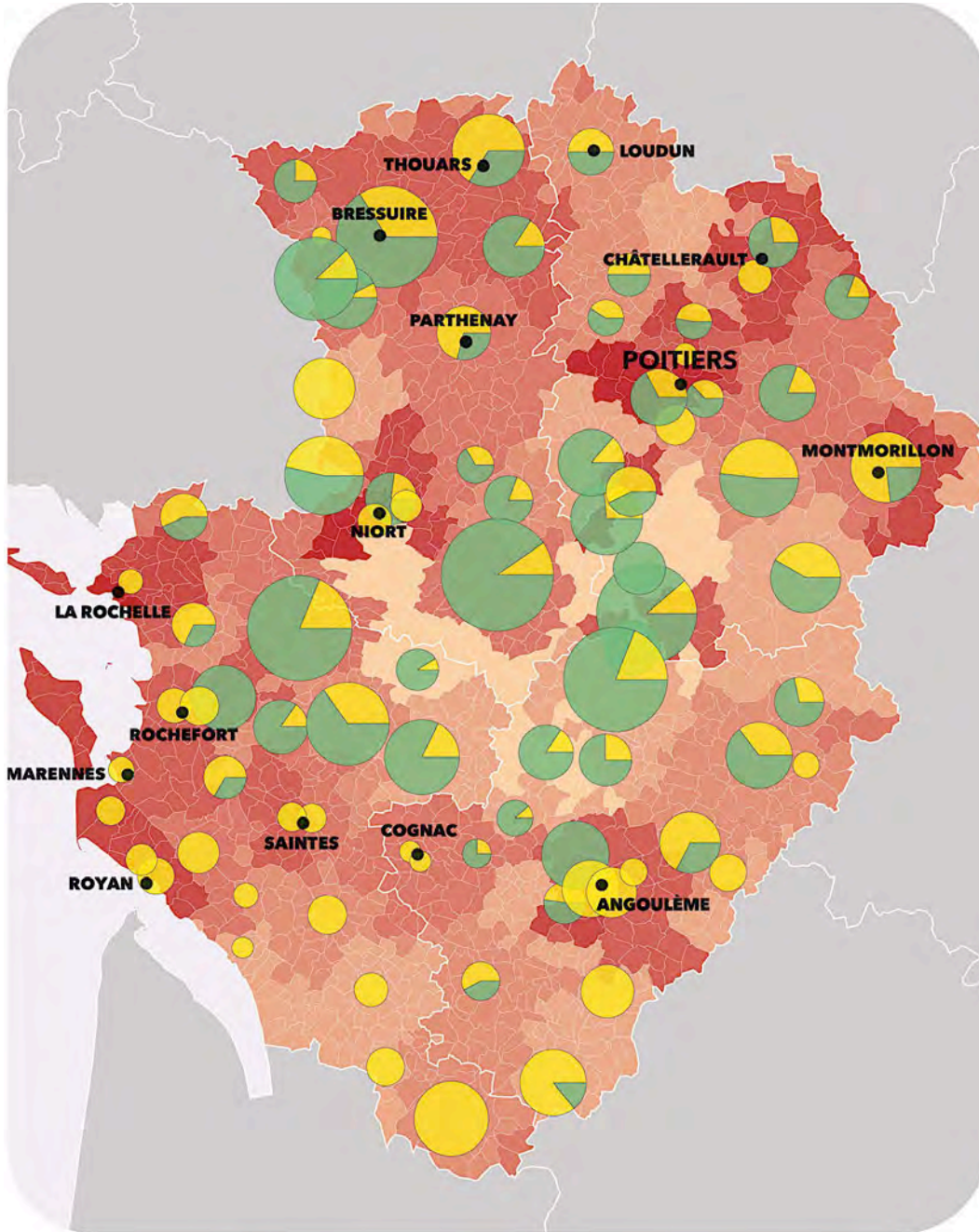
> **Pour y faire face, RTE envisage :**

- la création d'une transformation 400/225 kV au sud de la ville de Saintes (dans un poste existant), et d'une transformation 225/90 kV aux environs de la ville de Saintes (également dans un poste existant) ;
- le renforcement de la transformation 225/90 kV à l'est de la ville de Rochefort ;
- le renforcement des liaisons entre Saintes et Rochefort.

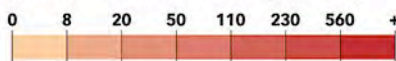
Avec un scénario de croissance de la consommation plus important, il faudra également surveiller le besoin de renforcement de la transformation 225/90 kV située à La Rochelle.

> **RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du Schéma décennal.**

Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Poitou-Charentes



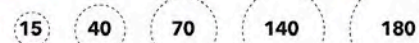
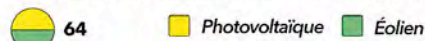
CONSUMMATION PRÉVUE (GWH/AN)



NOTA 1 La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

NOTA 2 Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)







# XI-20

Perspectives  
de développement en  
**Provence**  
**Alpes**  
**Côte d'Azur**

## La région Provence-Alpes-Côte d'Azur

La région PACA couvre près de 31 000 km<sup>2</sup> avec une topographie extrêmement variée, du littoral à la très haute montagne en passant par l'arrière-pays et la vallée du Rhône. Le patrimoine naturel y est extrêmement riche, rendant le développement des infrastructures délicat. La région compte près de 5 millions d'habitants en 2010, et sa croissance démographique, qui a été longtemps une des plus fortes en France métropolitaine, devient plus modérée en s'inscrivant peu à peu dans la moyenne du pays. Les 3/4 de la population résident sur seulement 10% du territoire, la zone littorale et la vallée du Rhône.

- **En 2013, la consommation d'électricité s'est élevée à 39,1 TWh en PACA, soit une hausse par rapport à l'année 2012 de 1,5%.**

Si cette croissance s'explique par les conditions climatiques plus froides en 2013, notamment au premier semestre, il faut noter que, corrigée des aléas climatiques, la consommation, à l'instar de l'ensemble du territoire, s'est stabilisée depuis 2 ans. En examinant les grands secteurs de la consommation, l'élément marquant est la légère reprise de la grande industrie, +1,2% par rapport à 2012, qui marque une rupture après les fortes baisses des années antérieures. Si l'hiver 2013 a été globalement froid, il n'y a pas eu d'épisode marqué de vague de froid comme ce fut le cas en 2012, ce qui a évité de recourir au dispositif de modération de la demande en énergie *EcoWatt*. Le pic de consommation atteint pendant l'hiver s'est tout de même élevé à plus de 8000 MW, signe de l'importante et croissante sensibilité de la consommation aux températures : depuis 2004, les pics de consommation ont ainsi bondi de 23%.

- **La production d'électricité dans la région PACA s'est fortement accrue en 2013 passant de 15,7 à 19,1 TWh, soit une hausse de 22%.**

Cela s'explique avant tout par la production hydraulique, qui représente les 2/3 de la production d'électricité en PACA, qui a bénéficié d'une pluviométrie exceptionnelle, la plus importante des 10 dernières années. Par ailleurs, la région confirme son statut de leader en matière de photovoltaïque avec le parc installé le plus important de France, 664 MW à fin 2013, et dont la progression reste forte (+26% en 2013).

- **En région PACA, la production d'origine renouvelable (dont hydraulique) représente plus de 70% de la production totale, soit près de 4 fois plus qu'à l'échelle du pays.**

Toutefois, la région PACA ne produit que 40 à 50% de l'énergie qu'elle consomme, ce ratio tombant à moins de 10% sur l'est de la région, la rendant dépendante aux importations acheminées d'autres régions par le réseau de transport.

- **Cette électricité produite ailleurs est acheminée essentiellement par un axe unique à 400 kV desservant les grandes agglomérations du littoral.**

Un incident sur cet axe rend l'alimentation de la région, et en particulier la partie orientale, vulnérable. Le « filet de sécurité », un ensemble de 3 liaisons souterraines 225 kV présentant un investissement de 170 millions d'euros, est en cours de réalisation et sera mis en service début 2015. En créant un chemin alternatif à celui de l'axe 400 kV, il permettra d'offrir à l'est de la région PACA un niveau de sécurité d'alimentation comparable au reste du territoire métropolitain. Ce nouvel aménagement ne sera durablement efficace que s'il est accompagné d'une ambitieuse politique de modération de la demande en énergie. Un point de vigilance apparaît toutefois sur la sûreté d'alimentation de la région PACA en raison de la mise sous cocon récente de certaines installations de production à gaz de forte puissance liée au manque de compétitivité économique de cette énergie.

- **Le nord du département des Hautes-Alpes, alimenté par une ligne 150 kV ancienne et de capacité insuffisante, est aussi l'objet d'un vaste projet d'aménagement et de restructuration du réseau haut-alpin.**

D'un coût de 230 M€, il permettra de déposer 200 km de lignes aériennes existantes, de créer 90 km de liaisons aériennes et 100 km de liaisons souterraines. Le bilan environnemental est par conséquent particulièrement favorable.

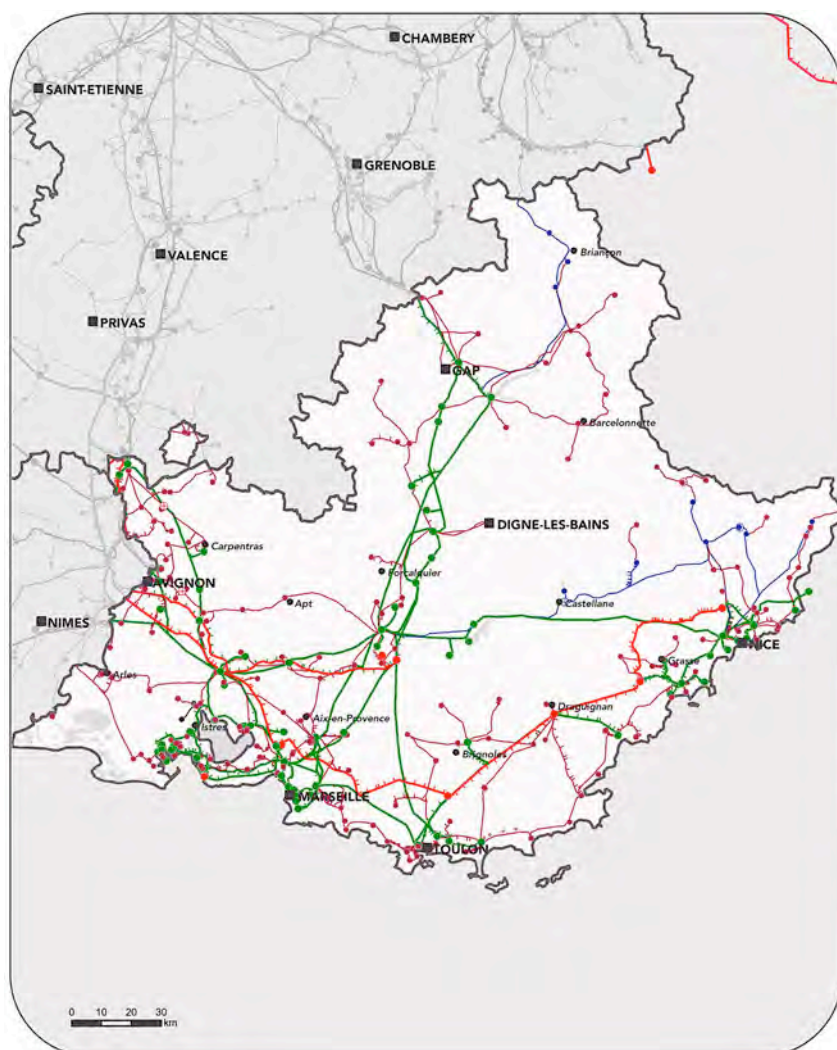
- **En outre, RTE envisage la construction d'une liaison électrique sous-marine qui traversera le Golfe du Lion reliant la région PACA, au niveau du golfe de Fos-sur-Mer, à la région Languedoc-Roussillon.**

Réalisée en technologie à courant continu, cette liaison de près de 230 km est attendue à l'horizon 2020. Elle améliorera la sécurisation d'alimentation des 2 régions en assurant un secours mutuel et permettra de tirer profit de des complémentarités de leur mix électrique.

- **Le niveau d'investissement de RTE restera ainsi très soutenu en PACA, de l'ordre de 150 M€/an, contribuant ainsi à la fois à l'amélioration du réseau et à l'activité économique.**

Suite logique du *Schéma régional Climat-Air-Énergie* (SRCAE) approuvé en juillet 2013, le S3REnR élaboré par RTE en coordination avec les gestionnaires de réseau de distribution a fait l'objet d'une large concertation avec les parties prenantes : il a été validé par le préfet de région le xx/yy/2014. Il définit notamment les travaux nécessaires à l'accueil des *énergies renouvelables* et alloue les capacités supplémentaires ainsi créées pour les 10 ans à venir. L'enjeu est de taille puisqu'il prévoit d'accroître la production d'énergie renouvelable de 2700 MW d'ici à 2020, principalement grâce à l'essor du photovoltaïque.

## Le réseau de transport d'électricité en Provence-Alpes-Côte d'Azur aujourd'hui



### TENSION MAXIMALE DES OUVRAGES

400KV 225KV 150KV 90KV 63KV

### SITES EN EXPLOITATION

Transformation ● THT  
● HT




### LIGNES EN EXPLOITATION

Nombre de circuits	Lignes aériennes	Câbles souterrains
1 circuit	—	—
2 circuits	— — — — —	— — — — —
3 circuits ou plus	— — — — — — —	— — — — — — —

LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	4 614
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	6 110
dont : liaisons aériennes	5 651
liaisons souterraines	459
NOMBRE DE POSTES	196
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	102
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	17 828

## Les nouvelles infrastructures mises en service en région PACA en 2014

### TABLEAU DES MISES EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
97	<b>Raccordement du poste de Vieux Port 225 kV</b>	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge de l'agglomération de Marseille	Construction d'une liaison souterraine 225 kV de 3,6 km et d'un poste blindé 225/20 kV	  

**BÉNÉFICES**

 Perte  CO2  Accueil EnR

n/a Non Applicable

**EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE**

  
TRÈS POSITIF

  
POSITIF

  
FAIBLEMENT POSITIF

  
NÉGLIGABLE

  
FAIBLEMENT NÉGATIF

  
NÉGATIF

  
FORTEMENT NÉGATIF

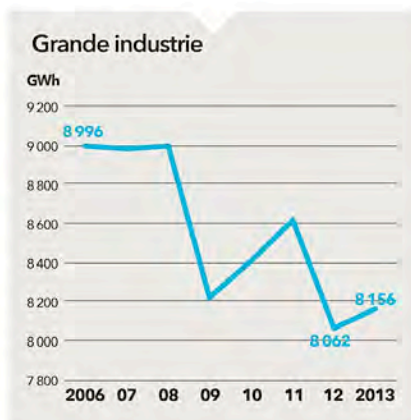
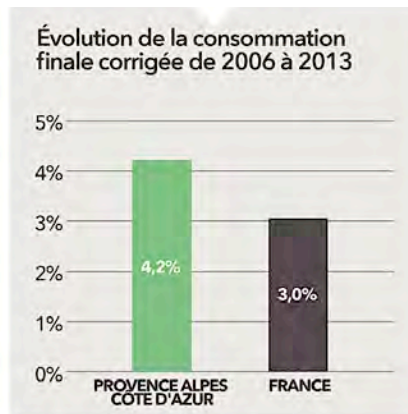
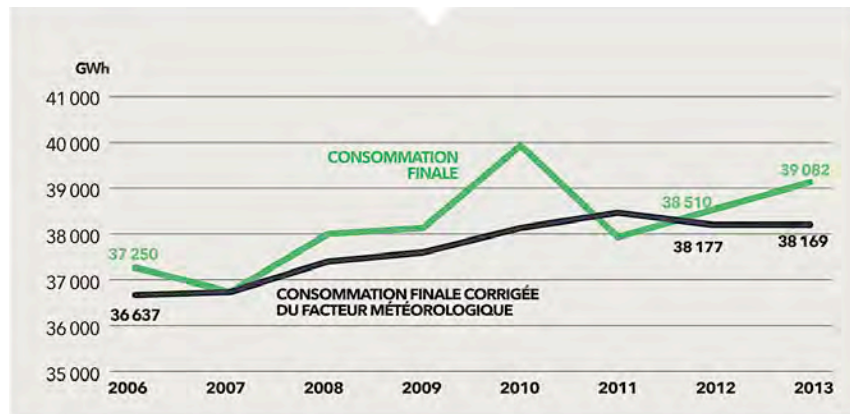




<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li>◇ Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li>■ Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li>■ Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li>■ Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li>■ Raccordement</li> <li>■ Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRL'Ingénierie</p>
--	--	---

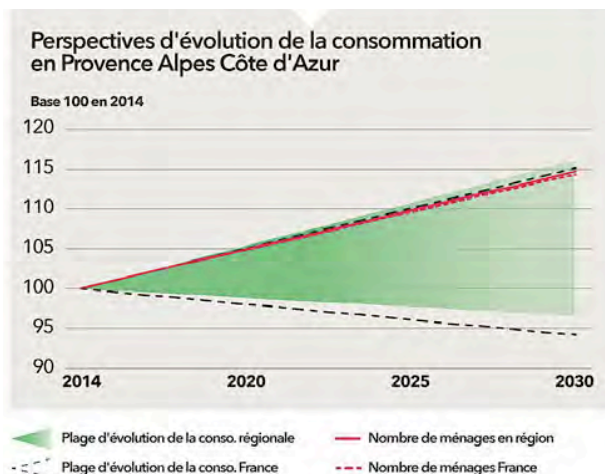
## L'évolution de la consommation d'électricité en région PACA

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



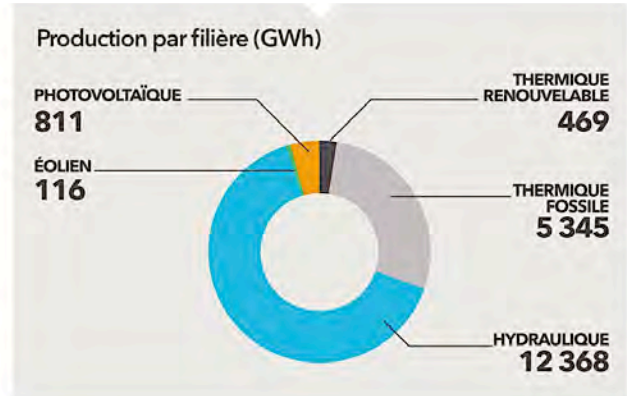
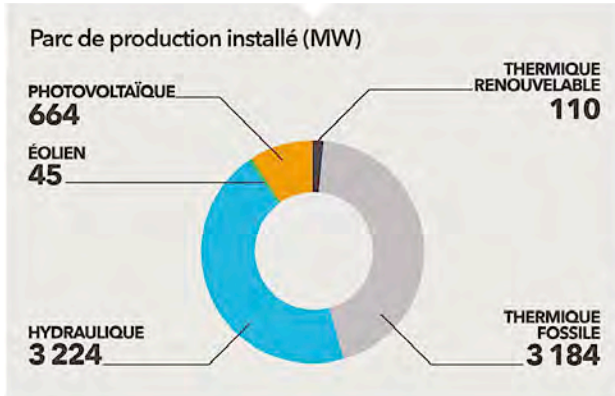
### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

À l'instar de sa population, principal moteur de la consommation électrique, la consommation de la région évoluera sensiblement comme la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.

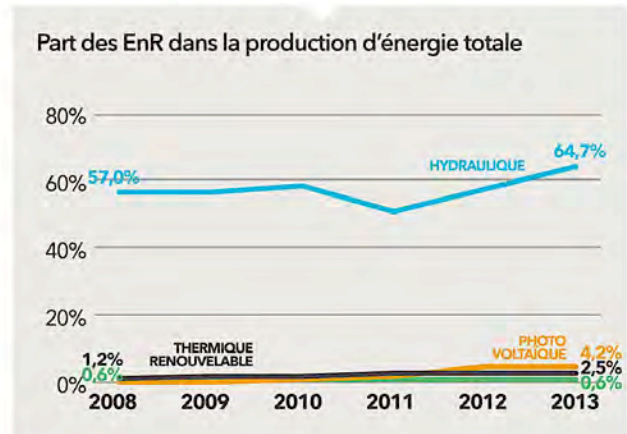
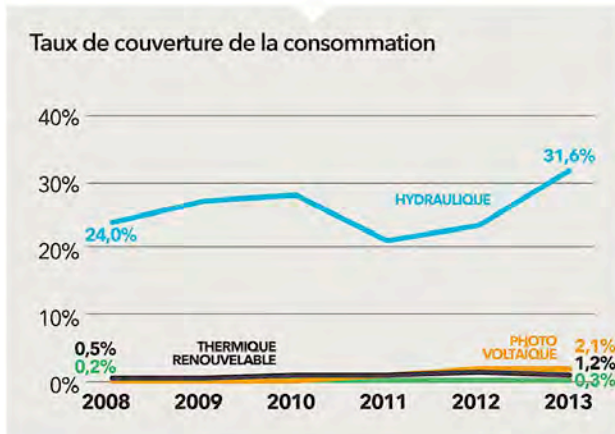
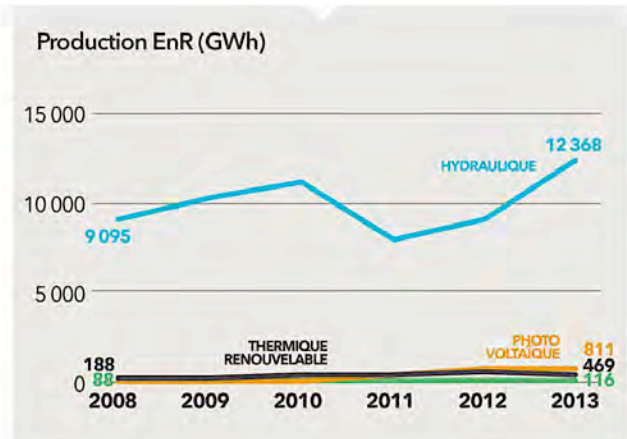
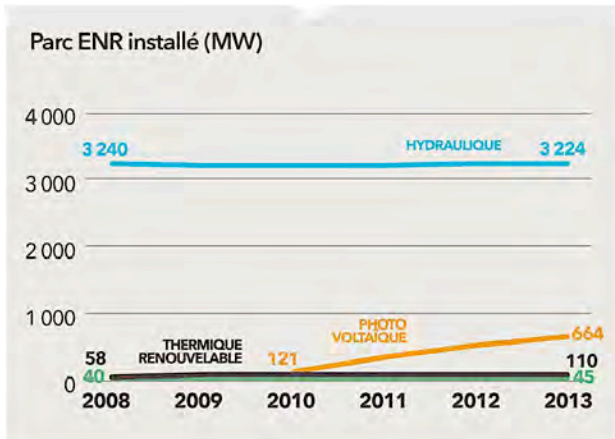


## L'évolution de la production d'électricité en région PACA

### PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



### LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



## Le Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) PACA

Le SRCAE PACA a été publié le 19 juillet 2013.

- > **L'ambition régionale est d'atteindre une puissance d'énergies renouvelables de 3 157 MW à l'horizon 2020.**

Le S3REnR a fait l'objet d'une consultation réglementaire du 16 janvier au 21 février 2014, puis d'une mise à disposition du public du 12 août au 22 septembre 2014.

Le schéma mis à disposition du public prévoit la réservation de 1 685 MW pour satisfaire l'ambition régionale et accompagner la dynamique de développement des énergies renouvelables définie dans le SRCAE.

### Les ouvrages RTE créés à l'horizon 2020

#### OUVRAGES CRÉÉS

Création d'une liaison 63 kV entre Sisteron et Lazer

Ajout d'un transformateur 225/150 kV à Lingostière

Raccordement du poste source 225/20 kV d'Andon

### Les ouvrages RTE renforcés à l'horizon 2020

#### OUVRAGES RENFORCÉS

Renforcement des liaisons 225 kV

Oraison Sisteron et St Auban Ste Tulle

Renforcement de la liaison 150kV Bancairon Lingostière

Ajout d'un transformateur 225/150 kV à Lingostière

NB :

*En plus des créations de postes sources mentionnées ici, le S3REnR prévoit aussi des travaux sur les réseaux de distribution ainsi que les travaux sur le réseau de transport générés par les investissements en distribution.*



## TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
99		<b>Raccordement du poste de Aix - Muret 225 kV</b> Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge de l'agglomération d'Aix-en-Provence	Construction d'une liaison souterraine 225 kV de 9 km et d'un poste sous enveloppe métallique 225/20 kV		<b>2015</b> A 12/2008 B 04/2010 C 02/2012 D 10/2012	Décalage du projet en lien avec le planning du client
141		<b>Création d'une liaison souterraine Contes - Trinité Victor n° 2 63 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation du nord de Nice	Création d'une liaison souterraine de 5 km entre les postes de Trinité-Victor et Contes		<b>2015</b> A 06/2010 B 04/2011 C 06/2014 D 03/2013	Décalage du projet suite à contraintes liées aux procédures administratives
142		<b>Création d'une liaison Boutre - Ste Tulle n° 2 225 kV</b> Amélioration de la capacité d'évacuation de la production d'énergie renouvelable	Déroulage d'un deuxième circuit sur une ligne existante et construction d'un tronçon à deux circuits 225 kV en remplacement d'un tronçon existant à un circuit 150 kV		<b>2015</b> A 05/2010 B 05/2011 C 10/2013 D 11/2013	Décalage du projet suite à des procédures administratives plus longues que prévues
143		<b>Raccordement du poste de La Guérache 225 kV Biomasse - INOVA</b> Raccordement d'un poste client producteur de type biomasse	Création d'une liaison souterraine de 1,3 km entre le poste client et la ligne 225 kV Trans-Vins	n/a	<b>2015</b> A 04/2012 B 06/2013 C D 04/2014	Décalage du projet en lien avec le planning du client
144		<b>Remplacement des tendues dans les postes 225 kV de la zone de Fos</b> Création de capacité d'accueil de production dans la zone de Fos	Remplacement des tendues sur les postes de : Enco de Botte, Feuillane, Réaltor, Lavéra, Rognac, Jonquières et Châteauneuf	n/a	<b>2015</b>	Se déroule comme prévu
145		<b>Reconstruction partielle de la liaison Embrun - Montdauphin 63 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération d'Embrun	Reconstruction de l'arrivée au poste d'Embrun en technique aéro-souterraine sur 6 km		<b>2015</b> A 06/2008 B 12/2011 C 06/2014 D 04/2014	Se déroule comme prévu
204		<b>Roquerousse ICC 225 kV</b> Amélioration de la tenue du poste aux intensités de court circuit	Reconstruction des jeux de barres 225 kV et remplacement de sectionneurs		<b>2015</b> A B C D 09/2013	Se déroule comme prévu
206		<b>Filet de sécurité PACA</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'est PACA	Construction de 3 liaisons souterraines 225 kV : - 65 km entre les postes de Boutre et Trans - 24 km entre les postes de Biancon et Fréjus - 17 km entre les postes de Biancon et Bocca		<b>2015</b>	Se déroule comme prévu
207		<b>Création d'une liaison souterraine Beaumettes- Plan d'Orgon 63 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone de Cavailon/Apt	Création d'une liaison souterraine à 63 kV de 18 km entre le poste de Plan d'Orgon et le poste des Beaumettes		<b>2015</b> A 03/2011 B 02/2012 C 10/2013 D 01/2014	Se déroule comme prévu
208		<b>Gestion des tensions hautes dans l'est PACA</b> Amélioration de la gestion de la tension dans l'est PACA	Installation de selfs dans les postes 225 kV de Biancon (64 Mvar) et de Vins (80 Mvar)		<b>2015</b> A B C D 04/2014	Se déroule comme prévu
209		<b>Trans 225 kV - Poste de sauvegarde</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique du Var en cas d'intempérie exceptionnelle	Création d'un tronçon de jeu de barres 225 kV surélevé et rehausse de certains appareillages haute et basse tension prenant en compte les inondations de 2011		<b>2015</b> A B C D 07/2013	Se déroule comme prévu

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
509		<b>Modification du raccordement du poste de La Rode-Vauban 63 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation d'un poste client consommateur	Création d'une 3 <sup>ème</sup> alimentation : Liaison souterraine 63 kV		<b>2015</b> A 08/2009 B 01/2012 C 02/2013 D 02/2013	
671		<b>Raccordement du poste producteur photovoltaïque de Gréoux 225 kV</b> Raccordement producteur	Mise en place d'un support d'ancrage et raccordement en piquage sur la liaison Boutre-Ste Tulle 225kV	n/a	<b>2015</b>	
245		<b>Création du poste 225/63 kV de La Montagnette</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone d'Arles	Création d'un poste 225/63 kV à « La Montagnette » raccordé sur le réseau 225 kV et création d'une liaison souterraine double 63 kV Arles-Montagnette		<b>2016</b> A 10/2010 B 02/2012 C 10/2014 D 03/2013	Se déroule comme prévu (Affiché désormais dans le volet national du Schéma décennal)
246		<b>Raccordement du poste de Tourrettes 63 kV</b> Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge HTA de la zone de Fayence	Création d'une liaison souterraine 90 kV de 10 km entre le réseau 63 kV et le futur poste ERDF de Tourrettes	n/a n/a	<b>2016</b> A 06/2011 B 02/2013 C 11/2014 D 04/2015	Se déroule comme prévu
247		<b>Travaux aux postes de Tavel et de Réaltor 400 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la région PACA	Fiabilisation des postes de Réaltor par remplacement de disjoncteurs et de Tavel par remplacement de sectionneurs		<b>2016</b> A B C D 06/2013	Se déroule comme prévu
248		<b>Boutre-Tavel 400 kV</b> Augmentation de la puissance de court-circuit de l'axe Boutre - Tavel nécessaire au raccordement du client ITER	Passage en 400 kV du terme actuellement exploité en 225 kV de la ligne double Boutre - Tavel		<b>2016</b> A B C D 08/2015	Se déroule comme prévu
249		<b>Création du poste 400/225 kV de Plan d'Orgon</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique du Vaucluse	Création d'un échelon 400 kV au poste de Plan d'Orgon comportant un transformateur 400 / 225 kV de 300 MVA en perspective du raccordement d'Iter		<b>2016</b> A 08/2009 B C D 09/2014	Se déroule comme prévu
250		<b>Création d'une liaison souterraine Darse-Salin De Giraud LS 63 kV</b> Création de capacité d'accueil dans la zone de Salin de Giraud	Création d'une liaison souterraine 90 kV de 15 km		<b>2016</b> A 02/2011 B 10/2011 C 11/2014 D 01/2015	Se déroule comme prévu
251		<b>Enco 63 kV - Reconstruction / ICC</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone nord est de Marseille	Reconstruction du poste 63 kV		<b>2016</b> A 06/2010 B C D 01/2012	Se déroule comme prévu
254		<b>Augmentation de la capacité de la file Barjac - Pied de Borne - Croisiere 225 kV</b> Évacuation de la production Énergies Renouvelables Lozère-Ardèche	Changement de conducteurs sur 76 km		<b>2016</b>	Se déroule comme prévu
323		<b>Raccordement du poste ERDF de Château Gombert 225 kV</b> Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge HTA de la zone nord de Marseille	Création d'une liaison souterraine 2 x 225 kV de 6 km entre le poste d'Enco de Botte et le futur poste ERDF de Château Gombert	n/a n/a	<b>2016</b> A 06/2011 B 01/2013 C 11/2014 D 01/2015	Se déroule comme prévu

<b>STATUTS</b>	À l'étude Instruction En travaux Décalé S3REnR	<b>JALONS</b>	A Envoi JTE B PV fin de concertation C Signature dernière DUP D Ouverture de chantier	<b>BÉNÉFICES</b>	Parte  CO2  Accueil EnR n/a Non Applicable
<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b>					
TRÈS POSITIF	POSITIF	FAIBLEMENT POSITIF	NÉGLIGABLE	FAIBLEMENT NÉGATIF	NÉGATIF
					FORTEMENT NÉGATIF

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
324		<b>Raccordement du poste de Monte Carlo 63/20 kV</b> Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge HTA de la zone de la Principauté de Monaco	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 15 km entre le poste 63 kV de Trinité Victor et le futur poste SMEG Monte Carlo	n/a n/a	<b>2016</b> A 05/2008 B 06/2009 C 06/2013 D 09/2014	Se déroule comme prévu
325		<b>Création d'une liaison souterraine Terradou- Vaison 63 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone nord du Vaucluse	Création d'une liaison souterraine 90 kV de 32 km entre les postes de Terradou et Vaison		<b>2016</b> A 09/2011 B 11/2013 C 03/2015 D 03/2015	Se déroule comme prévu
511		<b>Installation de condensateurs aux postes de Barcelonnette et Vars 63 kV</b> Amélioration de la qualité d'alimentation	Installation de condensateurs 63 kV		<b>2016</b> A B C D 08/2015	
667		<b>Gestion des tensions hautes en région PACA</b> Amélioration de la gestion de la tension en PACA	Installation de selfs dans les postes de Réalator, La Bocca, Fréjus et Broc Carros		<b>2016</b>	Se déroule comme prévu. (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
326		<b>Création du poste 225/63 kV de Castellet</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone littorale entre Marseille et Toulon	Création du poste 225/63 kV de Castellet équipé d'un transformateur et d'une liaison souterraine 90 kV de 15 km entre ce poste et le poste d'Athéla		<b>2017</b> A 04/2010 B 04/2012 C 05/2014 D 11/2014	Se déroule comme prévu
327		<b>Création du poste 225/63kV de Grimaud</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone littorale est du Var	Création du poste 225/63 kV de Grimaud équipé d'un transformateur et raccordement par des liaisons souterraines 225 et 63 kV au réseau existant.		<b>2017</b> A 03/2005 B 12/2013 C 01/2016 D 01/2013	Se déroule comme prévu
669		<b>Raccordement du poste producteur photovoltaïque de Cabriès 225 kV</b> Raccordement producteur	Mise en place d'un support d'ancrage et raccordement en piquage sur la liaison Réalator-Septèmes 225 kV	n/a	<b>2017</b>	
682		<b>Création d'une double liaison 63 kV Montmartel - Valaurie</b> Sécurité d'alimentation de la Drome Provençale et du Haut Vaucluse	Construction d'une double liaison 63 kV entre le poste de Montmartel et le portique de Valaurie		<b>2017</b>	
394		<b>Midi - Provence</b> Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional ouest-est du réseau	Création d'une liaison sous-marine courant continu 320 kV de 220 km, d'une capacité de transit de 1 000 MW entre les Bouches-du-Rhône et l'Aude – voir zoom dédié		<b>2020</b> A 08/2012 B 06/2014 C 11/2016 D 06/2017	Mise en service décalée de 2018 à 2020 compte tenu des nouvelles hypothèses de consommation et production
395		<b>Création du poste 225/63 kV d'Ollières</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone sud ouest du Var	Création du poste 225/63 kV de Ollières équipé d'un transformateur, et d'une liaison souterraine 90 kV de 5 km entre ce poste et le poste St Maximin		<b>2020</b>	Se déroule comme prévu. (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
402		<b>« Haute Durance »</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation et rénovation de l'alimentation de la Haute Durance et création de capacité d'accueil de production renouvelable	Création d'un réseau à 225 kV, rénovation du réseau à 63 kV actuel (mise en souterrain, reconstruction ou renforcement) et création d'un poste source supplémentaire 225 kV. Dépose de 200 km de réseau existant dont la ligne 150 kV		<b>2020</b> A 06/2008 B 05/2011 C 10/2016 D 05/2014	Se déroule comme prévu
574		<b>Raccordement du poste source 225/20 kV d'Andon</b> Accueil EnR - S3REnR	Raccordement du poste 225/20 kV par entrée en coupure de la ligne 225 kV Lingostière Roumoules	n/a	<b>2020</b>	



Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
659		<b>Création d'une liaison souterraine 63 kV Lazer - Trescléoux</b> Accueil EnR - S3REnR	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 16 km		2020	
661		<b>Renforcement de la transformation du poste 225 kV de Lingostière</b> Accueil EnR - S3REnR	Ajout TR		2020	
720		<b>Renforcement de la ligne 150 kV Bancairon Lingostière</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation des capacités de transit sur la liaison par remplacement de 24 km de câbles aériens		2020	
721		<b>Renforcement de la ligne 225 kV Oraison-Sisteron</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation des capacités de transit sur la liaison par remplacement de 42 km de câbles aériens		2020	
722		<b>Renforcement de la ligne 225 kV Saint Auban-Ste Tulle</b> Accueil EnR - S3REnR	Augmentation des capacités de transit sur la liaison par remplacement de 36 km de câbles aériens		2020	
408		<b>Création du poste de Roquerousse 400 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la PACA	Création de l'échelon 400 kV au poste de Roquerousse, en coupure sur Tavel Boutre puis Tavel Réaltor, transformation 400/225 kV		À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer
409		<b>Création d'un nouveau circuit entre Roquerousse et Réaltor 400 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la PACA	Création d'un nouveau circuit entre Roquerousse et Réaltor		À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer

<b>STATUTS</b>	À l'étude Instruction En travaux Décalé S3REnR	<b>JALONS</b>	<b>A</b> Envoi JTE <b>B</b> PV fin de concertation <b>C</b> Signature dernière DUP <b>D</b> Ouverture de chantier	<b>BÉNÉFICES</b>	Partes  CO2  Accueil EnR <i>n/a</i> Non Applicable
<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b>					
TRÈS POSITIF                    POSITIF                    FAIBLEMENT POSITIF                    NÉGLIGABLE                    FAIBLEMENT NÉGATIF                    NÉGATIF                    FORTEMENT NÉGATIF					

## Les perspectives long terme en région PACA

---

- > En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.

L'évolution de la consommation électrique et le développement des *énergies renouvelables*, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents.

À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région PACA ».

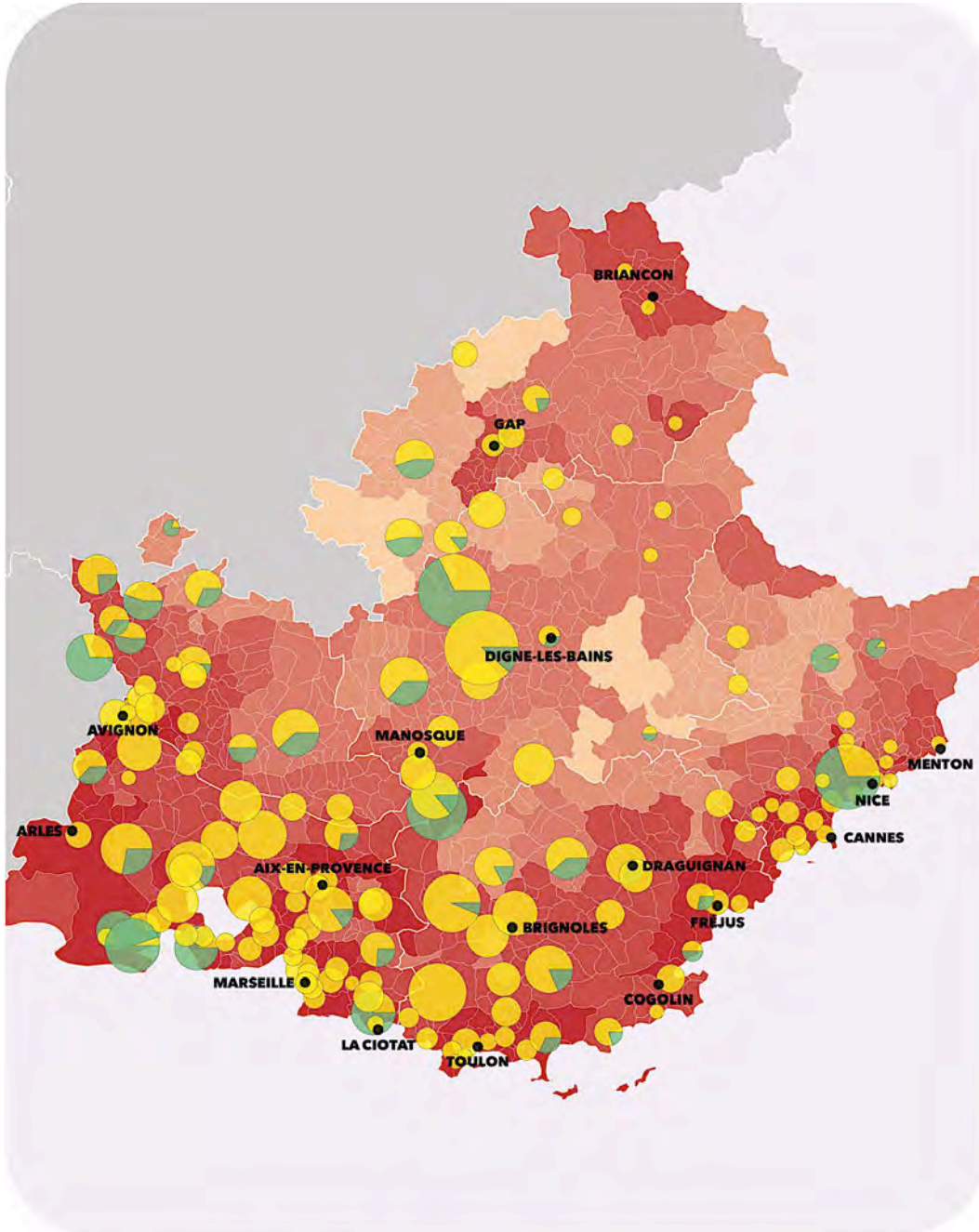
- > À l'horizon 2025, la consommation électrique est supposée croître en moyenne de 1% par an en hiver, et le développement régional des énergies renouvelables conduit à une puissance totale installée de 3100 MW (hors hydraulique historique).

Avec ces hypothèses, dans certaines situations d'avarie sur le réseau, des difficultés d'alimentation en hiver pourraient apparaître dans les zones de Gardanne et du sud Lubéron.

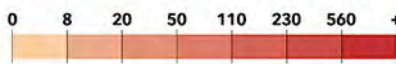
Pour y faire face, RTE envisage le renforcement de la transformation 225/63 kV à Gardanne et le renforcement du réseau à l'est de Salon de Provence.

- > RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du Schéma décennal.

## Vision à 10 ans de la consommation électrique et des Énergies Renouvelables en région PACA



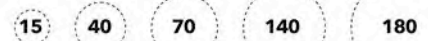
### CONSOMMATION PRÉVUE (GWH/AN)



NOTA 1 La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

NOTA 2 Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

### ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)







**XI-21**

Perspectives  
de développement en  
**Rhône-Alpes**

## La région Rhône-Alpes

### > La région représente le 10<sup>ème</sup> de la France pour la démographie et le PIB.

La densité de population et la croissance de celle-ci y sont supérieures à la moyenne française et cette tendance va se poursuivre selon l'INSEE.

Au chapitre économique, le secteur tertiaire, intégrant le tourisme, supprime en dynamisme le secteur de l'industrie qui demeure néanmoins un atout important de la région.

### > Une consommation électrique régionale en voie de stabilisation

La consommation électrique régionale, corrigée du facteur météorologique, a augmenté de 2.7% entre 2006 et 2013 (hors activité d'enrichissement de l'uranium) malgré le ralentissement notable de l'industrie. Toutefois, la consommation tend à se stabiliser, à l'instar de celle de l'ensemble du territoire.

### > 1/5<sup>ème</sup> du parc national de production est en Rhône-Alpes, ce qui permet à la région d'être largement exportatrice d'énergie électrique.

Le taux de couverture de la consommation régionale par les énergies renouvelables dépasse les 50% du fait d'une importante production hydro-électrique. Les autres sources renouvelables sont encore peu significatives, avec moins de 1% de l'énergie électrique produite.

### > Toutefois, le projet de Schéma régional climat air énergie (SRCAE) Rhône-Alpes, validé en mai 2014, impulse une forte progression du parc de productions photovoltaïques et éoliennes d'ici 2020 avec respectivement un objectif de 2 400MW et 1 200MW ainsi qu'une augmentation du productible hydraulique.

Outre son rôle de desserte des pôles urbains et économiques régionaux, le réseau de transport rhônalpin joue également un rôle important dans le système électrique français et européen.

Ainsi, son évolution est indispensable pour accompagner le dynamisme démographique et économique de la région, préparer la transition énergétique et accueillir de nouveaux moyens de production.

### > Parmi les grandes infrastructures :

- Le renforcement des axes 400 kV en Vallée du Rhône est en cours et s'achèvera en 2016,
- Le projet 2 Loires doublera la capacité de transport entre St-Etienne et le Sud-Auvergne en 2017
- Et le projet d'interconnexion Savoie-Piémont renforcera la capacité de transit entre la France et l'Italie à l'horizon 2019.

### > Afin de sécuriser leur alimentation électrique :

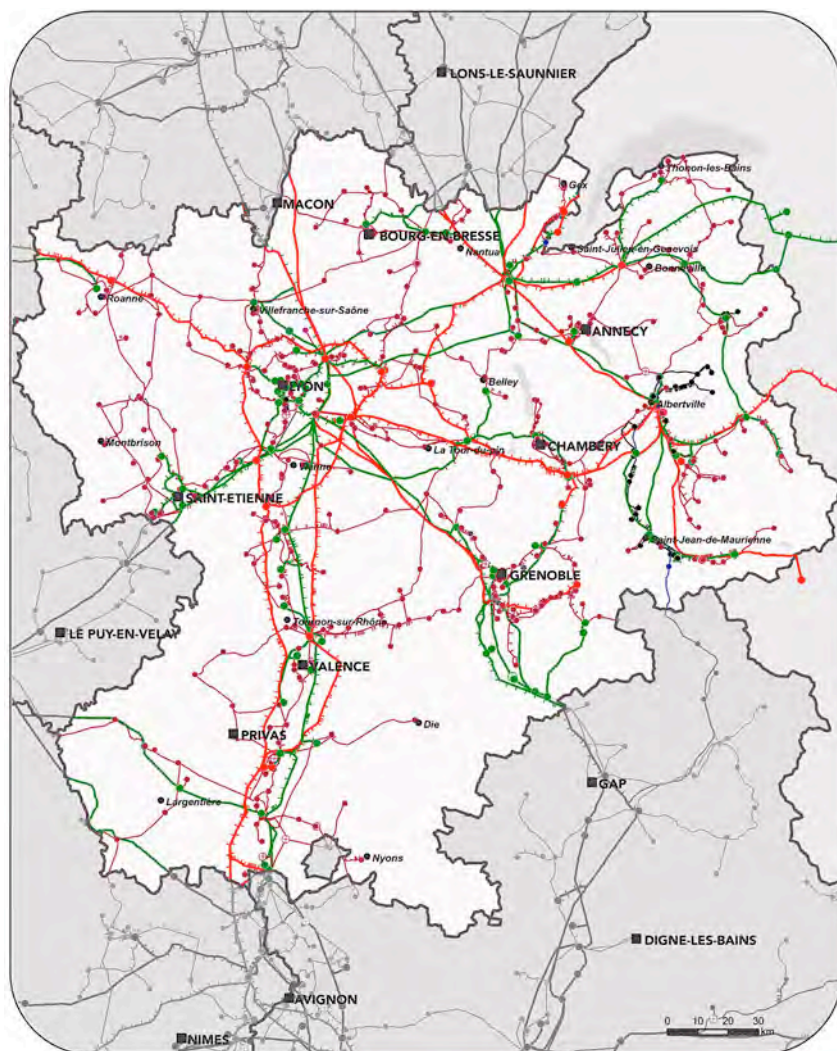
- La métropole lyonnaise et la zone Val de Saône-Beaujolais feront l'objet de créations ou de renforcements de liaisons et de transformations dans les 3 ans.
- C'est également le cas pour le nord de St-Etienne, le sud-Grésivaudan, la zone de Boège, la vallée de l'Arve, la région d'Aubenas et le sud drômois.
- D'ici 2016, le raccordement de plusieurs nouveaux postes-sources de distribution sera réalisé à Prévessin-Moëns (01), Messimy (69), Étoile-sur-Rhône (26) et Les Saisies (73).

### > Deux sites de production d'énergies renouvelables seront raccordés au réseau de transport à l'horizon 2016 :

- En vallée de la Romanche (projet hydraulique de Gavet)
- Et dans la Montagne Ardéchoise (projet éolien à Laveyrune).

Le Schéma Régional Climat Air Énergie (SRCAE) ayant été approuvé en mai 2014, RTE et les gestionnaires de réseau de distribution travaillent à l'élaboration du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR), qui déterminera précisément les adaptations complémentaires à réaliser pour l'accueil de ces nouvelles productions.

Le réseau de transport d'électricité en Rhône-Alpes aujourd'hui



**TENSION MAXIMALE DES OUVRAGES**

400KV 225KV 150KV 90KV 63KV

---

**SITES EN EXPLOITATION**

Transformation ● THT  
● HT

---
















**LIGNES EN EXPLOITATION**

Nombre de circuits	Lignes aériennes	Câbles souterrains
1 circuit	—	—
2 circuits	— —	— —
3 circuits ou plus	— — —	— — —

LONGUEUR FILE DE PYLÔNES (km)	8 243
LONGUEUR DE CIRCUIT (km)	11 009
dont : liaisons aériennes	10 478
liaisons souterraines	531
NOMBRE DE POSTES	329
NOMBRE DE TRANSFORMATEURS	163
PUISSANCE DE TRANSFORMATION (MVA)	30 740

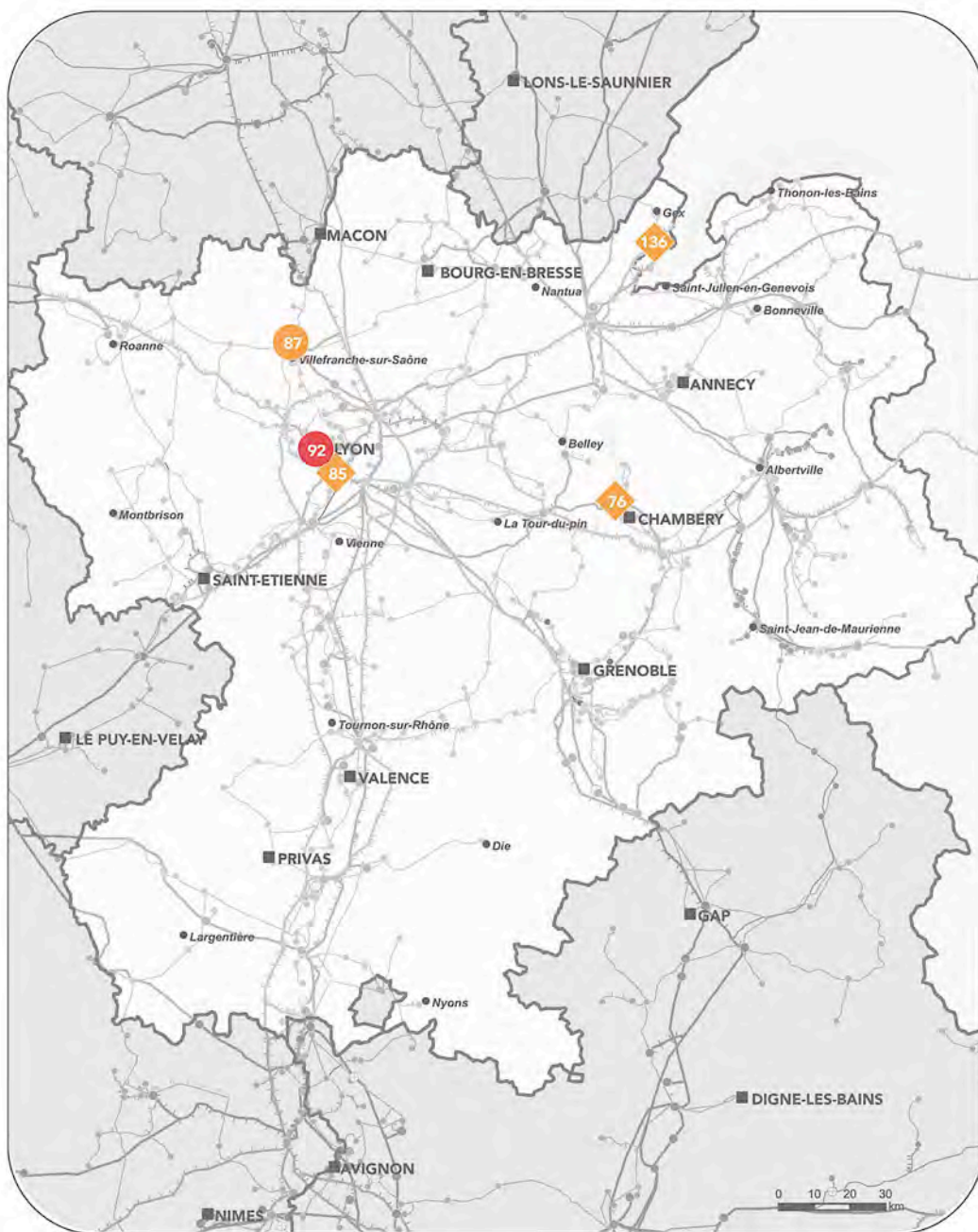
## Les nouvelles infrastructures mises en service en région Rhône-Alpes en 2014









TABLEAU DES MISES EN SERVICE

Carte	Projet	Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices
76	<b>Adaptation du poste de Bissy 225 kV</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation de Chambéry	Création d'un tronçonnement de barres 225 kV	  
85	<b>Renforcement de la transformation du poste de La Mouche 225kV</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation du sud de Lyon	Renouvellement partiel du poste et installation d'un nouveau transformateur 225/63 kV de 100 MVA	  
87	<b>Renforcement de la capacité de la liaison Joux - St Georges - Patural 63 kV</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation du Val de Saône - Beaujolais	Rehausse partielle de la ligne sur deux portées	  
92	<b>Création d'une liaison souterraine Perrache - St Amour 225 kV</b>	Amélioration de la sécurité d'alimentation du poste-source de Perrache	Création d'une liaison souterraine 225 kV de 6 km et travaux sur le poste 225 kV blindé de Perrache	  
136	<b>Renforcement de la transformation du poste de Bois Tollot 400 kV</b>	Sécurisation de l'alimentation électrique du Pays de Gex et des environs de Bellegarde	Installation d'un transformateur 400 / 63kV de 150 MVA	  



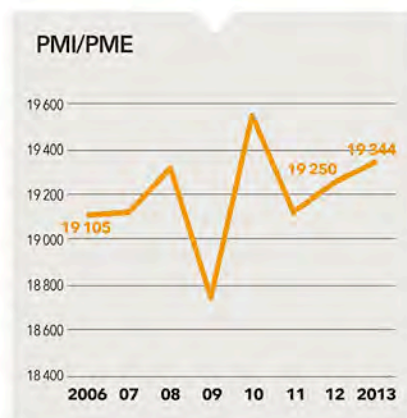
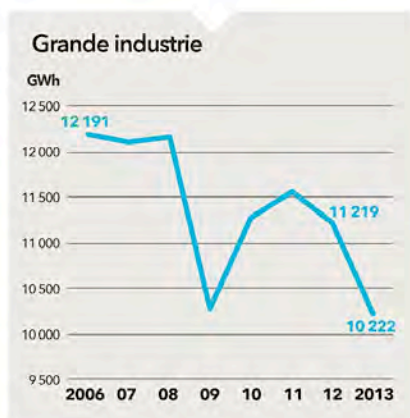
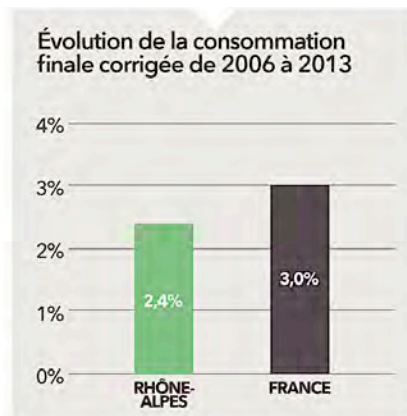
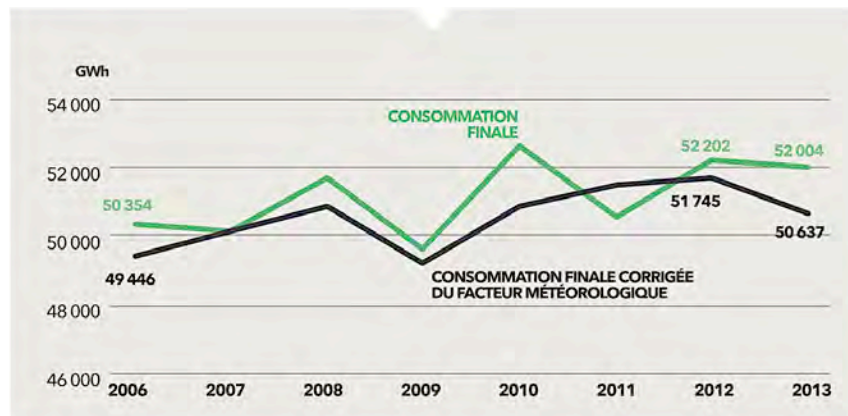




<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

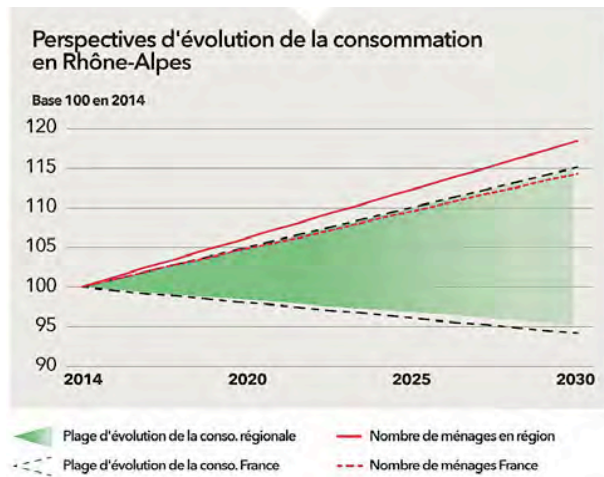
## L'évolution de la consommation d'électricité en région Rhône-Alpes

### HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION DEPUIS 2006



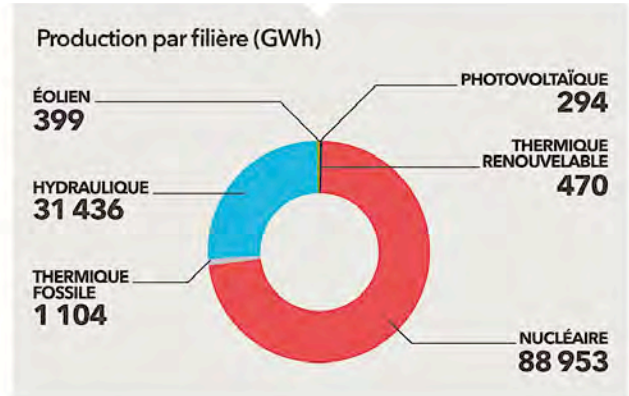
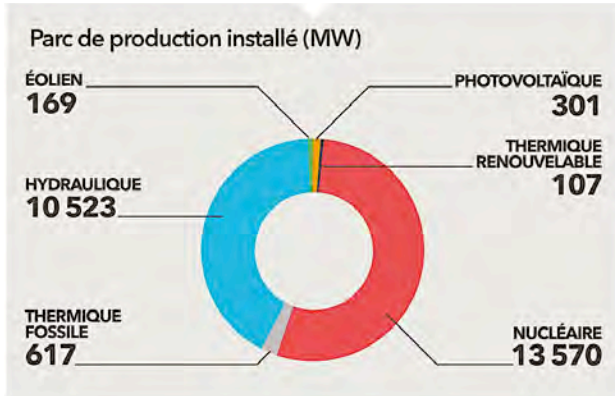
### PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À 2030

La consommation électrique aura tendance à évoluer comme la moyenne française, dans un faisceau d'incertitudes liées au contexte économique, à la vitesse d'amélioration de l'efficacité énergétique et d'apparition de nouveaux usages de l'électricité : NTIC, véhicules électriques etc.

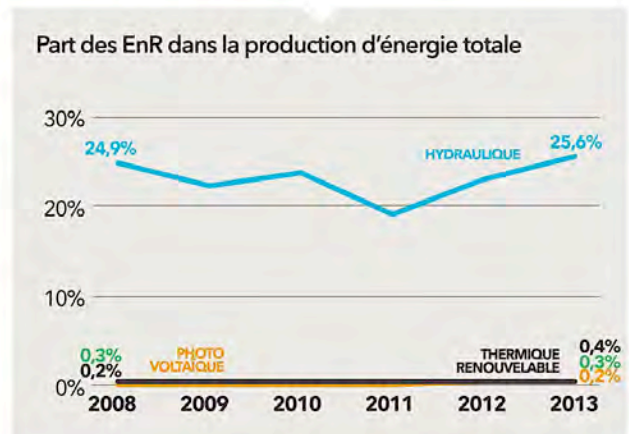
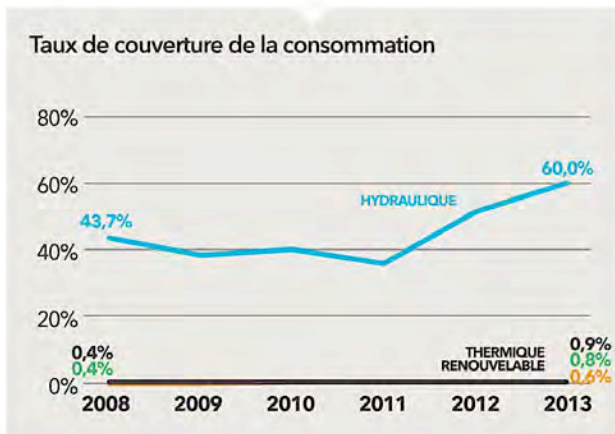
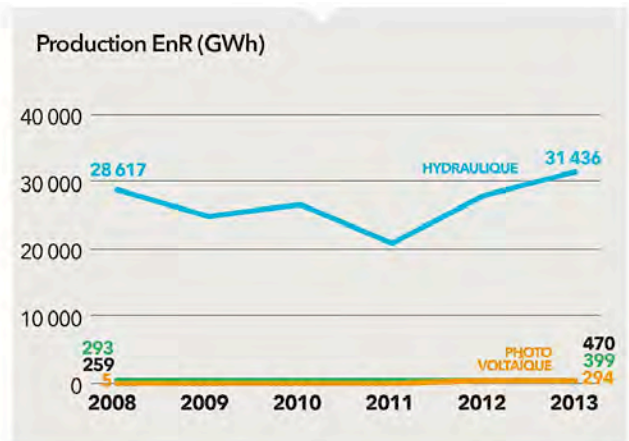
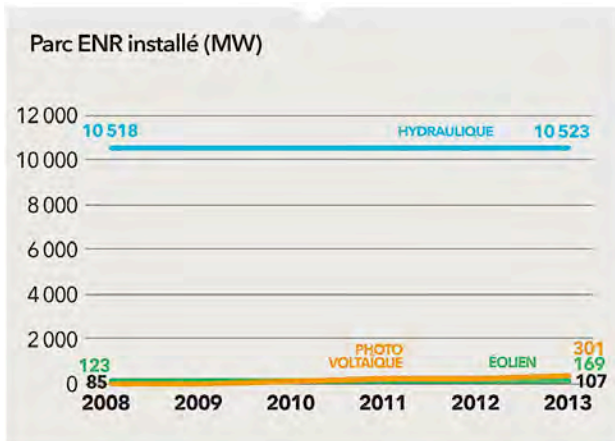


L'évolution de la production d'électricité en région Rhône-Alpes

PARC DE PRODUCTION ET PRODUCTION RÉALISÉE EN 2013



LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES





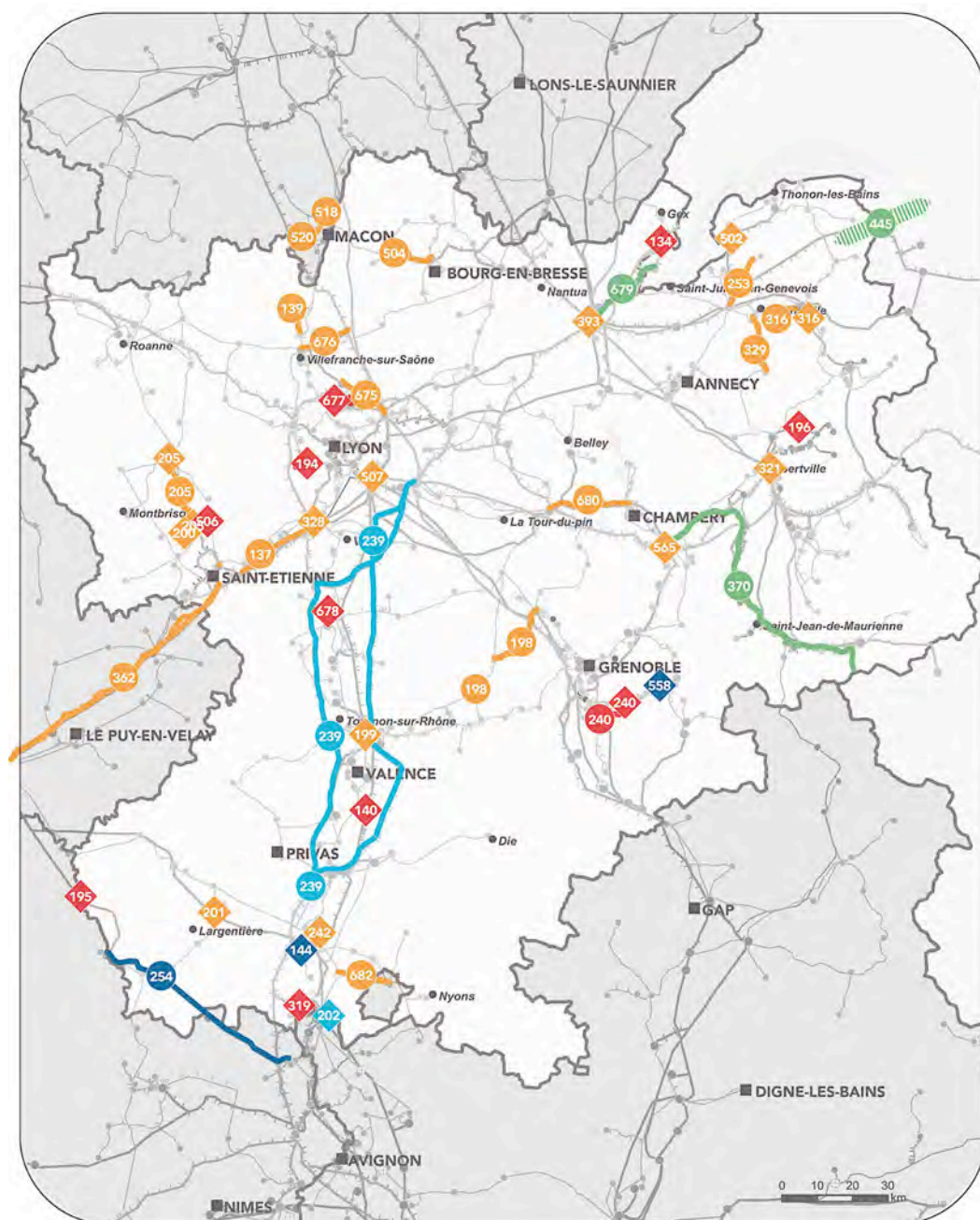
### Le Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Rhône-Alpes









---

Le S3REnR Rhône Alpes est en cours d'élaboration.

Le SRCAE de la région a été validé le 13 mai 2014. Le gisement total à considérer dans le S3REnR est de 4 185 MW à l'horizon 2020.

Les nouvelles infrastructures à mettre en service en région Rhône-Alpes d'ici 2024



<ul style="list-style-type: none"> <li> Création ou renforcement de <b>LIGNE</b></li> <li> Création ou adaptation de <b>POSTE</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Développement des interconnexions (CHAPITRE V*)</li> <li> Sécurité d'alimentation, croissance de charge (CHAP. VI ET VII*)</li> <li> Accueil des nouvelles productions (CHAPITRE VIII*)</li> <li> Sûreté du système électrique (CHAPITRE IX*)</li> <li> Raccordement</li> <li> Qualité d'alimentation</li> </ul>	<p>(*) Se reporter aux chapitres mentionnés entre parenthèses pour en savoir plus sur la thématique concernée.</p> <p>Août 2014 Sources : RTE, IGN GEOFLA, BD Carthage Cartographie réalisée par BRLIngénierie</p>
--	--	--

## TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
134		<b>Raccordement du poste de Prévessin 63 kV</b> Raccordement d'un client distributeur	Création d'une liaison souterraine 63 kV d'environ 4 km pour l'alimentation d'un nouveau poste-source	n/a n/a	<b>2015</b> A 03/2010 B 06/2011 C D 09/2013	Décalage du projet en lien avec le planning du client
139		<b>Création d'une liaison souterraine Joux - Saint Jean d'Ardières 2 63 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation du Val de Saône - Beaujolais	Création d'une liaison souterraine de 11 km		<b>2015</b> A 02/2011 B 08/2013 C 06/2014 D 05/2013	Se déroule comme prévu
140		<b>Raccordement du poste de Etoile-sur-Rhône 225 kV</b> Raccordement d'un client distributeur	Création d'une liaison souterraine 225 kV de 1,6 km en piquage sur Valence- Logis Neuf jusqu'au nouveau poste-source	n/a n/a	<b>2015</b> A 03/2011 B 08/2013 C D 07/2013	Se déroule comme prévu
194		<b>Raccordement du poste de Messimy 63 kV</b> Raccordement d'un poste source pour l'amélioration de la qualité d'alimentation de l'agglomération lyonnaise	Création d'une liaison souterraine de 8 km en piquage sur Craponne - Mouche 63 kV	n/a n/a	<b>2015</b> A 03/2009 B 01/2013 C 09/2014 D 02/2015	Se déroule comme prévu
199		<b>Beaumont Monteux 63 kV</b> Amélioration de la tenue du poste aux intensités de court circuit	Renouvellement d'appareillages avec passage en contrôle commande numérique du poste 63 kV et installation d'une protection différentielle de barres		<b>2015</b> A 02/2012 B C D 12/2012	Se déroule comme prévu
200		<b>Renforcement de la transformation du poste de Volvon 225/63 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique du nord de Saint-Etienne	Installation d'un deuxième transformateur 225/63 kV de 170 MVA, et exploitation en 225 kV du second terme de la liaison Soleil-Volvon		<b>2015</b> A B C D 02/2014	Se déroule comme prévu
201		<b>Renforcement de la transformation du poste de Boudeyre 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique d'Aubenas	Renforcement de la transformation 225 / 63 kV par l'installation d'un transformateur de 100 MVA. Création d'un couplage 63 kV		<b>2015</b> A B C D 10/2014	Se déroule comme prévu (Affiché désormais dans le volet national du Schéma décennal)
202		<b>Tricastin 400 kV</b> Amélioration de la sûreté du système électrique à 400 kV dans la perspective du développement de la production	Reconstruction des transversales basses et des colonnes isolantes du poste 400 kV		<b>2015</b> A B C D 03/2011	Se déroule comme prévu
198		<b>Création d'une liaison souterraine Moirans - Vinay 63 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation du sud Grésivaudan	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 25 km entre Moirans et Vinay et d'une liaison souterraine 63 kV de 3 km entre Beauvoir et la ligne Vinay- St Marcellin		<b>2016</b> A 05/2011 B 07/2013 C 06/2014 D 10/2014	Décalage du projet suite à contraintes liées à l'environnement
205		<b>Création du poste de Feurs 225 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de la plaine du Forez	Création d'une transformation 225/63 kV au poste de Feurs associée à la création d'une liaison 225 kV (25 km) entre Feurs et Volvon		<b>2016</b> A 02/2012 B 12/2013 C 01/2015 D	Se déroule comme prévu
239		<b>Lyon - Montélimar</b> Augmentation de la capacité de transit interrégional nord sud du réseau, résorption de limitations de productions nouvelles	Remplacement des conducteurs (ACSS) sur 275 km des lignes aériennes à 400 kV Coulange - Pivoz-Cordier - Le Chaffard et Coulange - Beaumont-Monteux - Le Chaffard - voir zoom dédié		<b>2016</b> A B 10/2007 C 09/2008 D 04/2011	Se déroule comme prévu

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
240		<b>Raccordement de la nouvelle centrale hydraulique de Gavet</b> Raccordement d'un client producteur hydraulique	Création d'une liaison aéro-souterraine 63 kV de 10 km entre Péage-de-Vizille et le site du client et d'une liaison souterraine de 2,1 km entre Rioupéroux et le site du client + ajout de cellules 63 kV dans les postes de Péage-de-V. et Rioupéroux	n/a	<b>2016</b> A 06/2008 B 03/2010 C 11/2013 D 12/2013	Se déroule comme prévu
242		<b>Renforcement de la transformation et reconstruction du poste de Châteauneuf du Rhône 63 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de Châteauneuf-du-Rhône	Reconstruction du poste 63 kV et renforcement de la transformation 225 / 63 kV		<b>2016</b> A 05/2010 B C D 06/2014	Se déroule comme prévu
316		<b>Création d'une liaison aéro-souterraine Pressy - Vougy 63 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la vallée de l'Arve	Création d'une liaison 63 kV aéro-souterraine entre Pressy et Vougy et ajout d'une cellule dans le poste de Pressy		<b>2016</b> A 05/2012 B 03/2013 C 04/2014 D 10/2014	Se déroule comme prévu
319		<b>Modification du raccordement du client Eurodif</b> Réaménagement du raccordement de l'usine Georges Besse 1 - Eurodif à Tricastin	Construction de 2 liaisons souterraines de 350m environ et extension du poste 225kV de Tricastin	n/a n/a	<b>2016</b> A B C 09/2014 D 03/2015	Se déroule comme prévu
675		<b>Renforcement de la capacité de la liaison Boisse Meunière 225 kV</b> Sécurité d'alimentation de la zone de Villefranche	Augmentation de capacité de transit des conducteurs par retente		<b>2016</b>	Se déroule comme prévu. (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
196		<b>Raccordement du poste de Saisies 63 kV</b> Raccordement d'un poste source pour l'amélioration de la qualité d'alimentation de la Savoie	Raccordement du nouveau poste source Les Saisies en entrée en coupure sur la ligne Arly - Belleville : création de deux liaisons souterraines d'environ 700 m et d'un poste PSEM en bâtiment à deux départs lignes	n/a n/a	<b>2017</b>	Décalage du projet en lien avec le planning du client
253		<b>Renforcement de la capacité de la liaison Cornier - Boège 63 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone de Boège	Renforcement des capacités de la ligne aérienne 63 kV Cornier-Boège par remplacement partiel des conducteurs		<b>2017</b> A B C 04/2017 D 05/2017	Décalage du projet suite à une reprise d'étude technique
329		<b>Renforcement de l'alimentation électrique du poste 63 kV de Saint Jean de Sixt</b> Sécurisation de l'alimentation électrique du secteur Thônes - Aravis	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 18 km St-Jean - St-Pierre, création d'une cellule ligne et reprise d'actifs distributeur au poste-source de St-Jean, dépose de 11 km de ligne aérienne entre St-Pierre et Vougy		<b>2017</b>	
362		<b>Projet « 2 Loires »</b> Sécurisation de l'alimentation électrique des villes du Puy en Velay, de St Etienne et de l'Yssingelais et accueil d'énergies renouvelables dans le sud Auvergne (Puy de Dôme, Cantal, Lozère, Haute Loire, Ardèche)	Reconstruction à deux circuits aéro-souterrains 225 kV de l'axe existant 225 kV Pradclaux - Sanssac - Trévas - Rivière		<b>2017</b> A 12/2009 B 12/2011 C 09/2014 D 02/2015	

<b>STATUTS</b>	À l'étude Instruction En travaux Décalé S3REnR	<b>JALONS</b>	A Envoi JTE B PV fin de concertation C Signature dernière DUP D Ouverture de chantier	<b>BÉNÉFICES</b>	Perte  CO2  Accueil EnR n/a Non Applicable
<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b>					
TRÈS POSITIF	POSITIF	FAIBLEMENT POSITIF	NÉGLIGABLE	FAIBLEMENT NÉGATIF	NÉGATIF
					FORTEMENT NÉGATIF

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
504		<b>Renforcement de la capacité de la liaison Fleyriat Polliat et Polliat ZPolliat 63kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique au nord-ouest de Bourg en Bresse	Reconstruction en liaison souterraine de 15 km des tronçons aériens limitant Fleyriat Polliat et Polliat ZPolliat 63kV	  	<b>2017</b> A 04/2013 B 11/2014 C 09/2015 D 03/2016	
506		<b>Raccordement du poste client 63kV SNF Floerger</b> Raccordement client SNF Floerger sur Plaine du Forez	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 4 km	n/a n/a 	<b>2017</b> A 01/2014 B 05/2015 C 03/2016 D 05/2016	
507		<b>Renforcement de la transformation du poste de Mions 225 kV</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique au sud de Lyon	Renforcement de la capacité en transformation 225/63 kV	  	<b>2017</b> A B C D 03/2017	Se déroule comme prévu. (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
518		<b>Reconstruction du poste de Flacé 63 kV</b> Sécurisation de l'alimentation de l'agglomération de Mâcon et de la ligne RFF Paris-Lyon-Méditerranée	Reconstruction du poste 63 kV de Flacé en technique poste sous enveloppe métallique	  	<b>2017</b> A B 05/2014 C 10/2015 D 10/2015	
520		<b>Création d'une liaison souterraine Flacé - Macon n°3 63 kV</b> Sécurisation de l'alimentation de l'agglomération de Mâcon et de la ligne RFF Paris-Lyon-Méditerranée	Création d'une ligne souterraine entre les postes 63 kV de Macon et Flacé	  	<b>2017</b> A 03/2010 B 05/2014 C 09/2015 D 07/2016	
676		<b>Renforcement de la capacité de la liaison Boisse -Joux 225 kV</b> Sécurité d'alimentation de la zone de Villefranche	Augmentation de capacité de transit des conducteurs par retenue	  	<b>2017</b>	Se déroule comme prévu. (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
677		<b>Raccordement du poste source 225/20 kV de Mionnay</b> Raccordement régie (client RSE)- Secteur St André de Corcy	Raccordement du poste 225 kV de Mionnay par une liaison souterraine de 3,4 km	n/a n/a 	<b>2017</b>	
678		<b>Raccordement du poste source 225/20 kV de Papin</b> Raccordement poste source ERDF	Raccordement du poste 225 kV de Papin par installation d'une liaison souterraine de 2,7 km en prolongement d'un ouvrage aérien existant en antenne sur le poste de Gampaloup 225 kV	n/a n/a 	<b>2017</b>	
137		<b>Renforcement de la capacité de la liaison Givors - Soleil 225 kV n°2</b> Amélioration de la sécurité d'alimentation de St Etienne	Changement de conducteurs sur 20 km	  	<b>2018</b>	
321		<b>Renforcement de la transformation du poste de Albertville 400 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de la Savoie	Remplacement d'un auto-transformateur 400/225 kV de 300 MVA par un appareil de 600 MVA au poste d'Albertville	  	<b>2018</b>	Décalage d'un an, tenant compte d'une évolution moindre de la demande qu'attendu
328		<b>Renforcement de la transformation du poste d'Echalas 400 kV</b> Sécurisation de l'alimentation électrique de la Haute Loire, du sud Auvergne et de l'agglomération de Saint Etienne	Installation d'un troisième auto-transformateur 400 /225 kV de 600 MVA	  	<b>2019</b> A 06/2014 B C 08/2016 D 03/2017	Décalage d'un an, suite à des difficultés de mise en œuvre, sans conséquence compte tenu d'une évolution moindre de la demande qu'anticipé
370		<b>Interconnexion Savoie - Piémont</b> Augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Italie et renforcement des capacités de secours mutuels entre les deux pays	Création d'une double liaison souterraine à courant continu à 320 kV de 2 x 600 MW entre les postes de Grande-Ile (France) et de Piosasco (Italie) de 95 km sur le territoire français. La traversée de la frontière sera réalisée par la galerie de sécurité du tunnel routier du Fréjus	  	<b>2019</b> A 12/2009 B 11/2010 C D	Se déroule comme prévu



Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
502		<b>Création de l'injection 225/63 kV Sud-Léman</b> Sécurisation de l'alimentation électrique du secteur Annemasse	Création d'un poste 225/63 kV dans le Sud Léman entré en piquage sur l'axe 225 kV Cornier - Allinges et en coupure sur l'axe 63 kV Borly Douvaines		<b>2019</b> A 02/2014 B 03/2015 C 12/2016 D 09/2017	Se déroule comme prévu. (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
679		<b>Interconnexion France Suisse - Ouest Léman</b> Augmentation des capacités d'échanges à la frontière France/Suisse	Augmentation de capacité de transit de la ligne 225 kV Génissiat Verbois par retenue et changement des conducteurs		<b>2020</b>	Aboutissement des études et formalisation du projet avec Swissgrid
680		<b>Renforcement de la capacité de la liaison 225 kV Aoste-Bissy-Grande-Ile</b> Sécurité d'alimentation de la zone de Chambéry et Aix les Bains	Augmentation de capacité de transit par retenue des conducteurs		<b>2020</b>	Se déroule comme prévu. (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
565		<b>Renforcement de la transformation du poste de Grande-Ile 225 kV</b> Sécurité d'alimentation de la zone de Chambéry	Renforcement de la capacité en transformation 225/63 kV		<b>2021</b>	Se déroule comme prévu. (Projet nouveau dans le Schéma décennal)
558		<b>Création du poste 400/63 kV de Allemond (évacuation de la Romanche)</b> Restructuration de réseau permettant l'accueil de nouvelles productions et résorption de limitation de production existante – hydraulique	Création d'un poste 400/63 kV en Romanche		<b>2022</b>	
393		<b>Évolution du poste de Génissiat 400 kV</b> Amélioration de la répartition des flux dans le réseau de la zone	Entrée en coupure de l'axe 400 kV Cornier - Montagny au poste de Génissiat (puis reconstruction du poste)		À déterminer (au-delà de 2024)	À confirmer
445		<b>Interconnexion France - Suisse</b> Augmentation de la capacité d'interconnexion	À déterminer – zoom dédié		À déterminer (au-delà de 2024)	A confirmer (La transformation de la ligne double circuit 225 kV au sud du lac Léman en ligne simple circuit 400 kV se révèle difficile à mettre en œuvre)

<b>STATUTS</b>	À l'étude Instruction En travaux Décalé S3REnR	<b>JALONS</b>	<b>A</b> Envoi JTE <b>B</b> PV fin de concertation <b>C</b> Signature dernière DUP <b>D</b> Ouverture de chantier	<b>BÉNÉFICES</b>	Perte  CO2  Accueil EnR n/a Non Applicable	<b>EFFET PROBABLE POUR LA THÉMATIQUE CONCERNÉE</b>	TRÈS POSITIF  POSITIF  FAIBLEMENT POSITIF  NÉGLIGABLE  FAIBLEMENT NÉGATIF  NÉGATIF  FORTEMENT NÉGATIF
----------------	--	---------------	--	------------------	--	--	---

## Les perspectives long terme en région Rhône-Alpes

### > En complément des actions en cours détaillées dans les tableaux du schéma décennal, RTE étudie les besoins de renforcement à plus long terme des réseaux de la région.

L'évolution de la consommation électrique et le développement des énergies renouvelables, éolien et photovoltaïque en particulier, sont les facteurs les plus influents.

À titre informatif, ils sont illustrés sur la carte régionale « vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Rhône-Alpes ».

L'horizon 2025, la consommation électrique est supposée croître en moyenne de 0,7% par an en hiver, et le développement régional des énergies renouvelables conduit à une puissance totale installée de 4185 MW (hors hydraulique historique).

### > Avec ces hypothèses, les perspectives sont les suivantes :

- Même si l'ensemble des ouvrages de réseau sont disponibles, des difficultés d'évacuation de la production en été pourraient apparaître dans les zones de la Romanche et du Drac ;
- Dans certaines situations d'avarie sur le réseau, des difficultés d'alimentation en hiver pourraient apparaître dans les zones de Saint Etienne, Bourg en Bresse, Villefranche sur Saône, Yssingeaux, du Bugey, du lac Léman ainsi que des vallées de la Tarentaise et de la Maurienne ;
- Dans certaines situations d'avarie sur le réseau, des difficultés d'évacuation de production pourraient apparaître en été dans les différentes vallées alpines (Drac, Romanche, Beaufortain et Tarentaise), et au printemps et en été dans l'est de l'Ardèche.

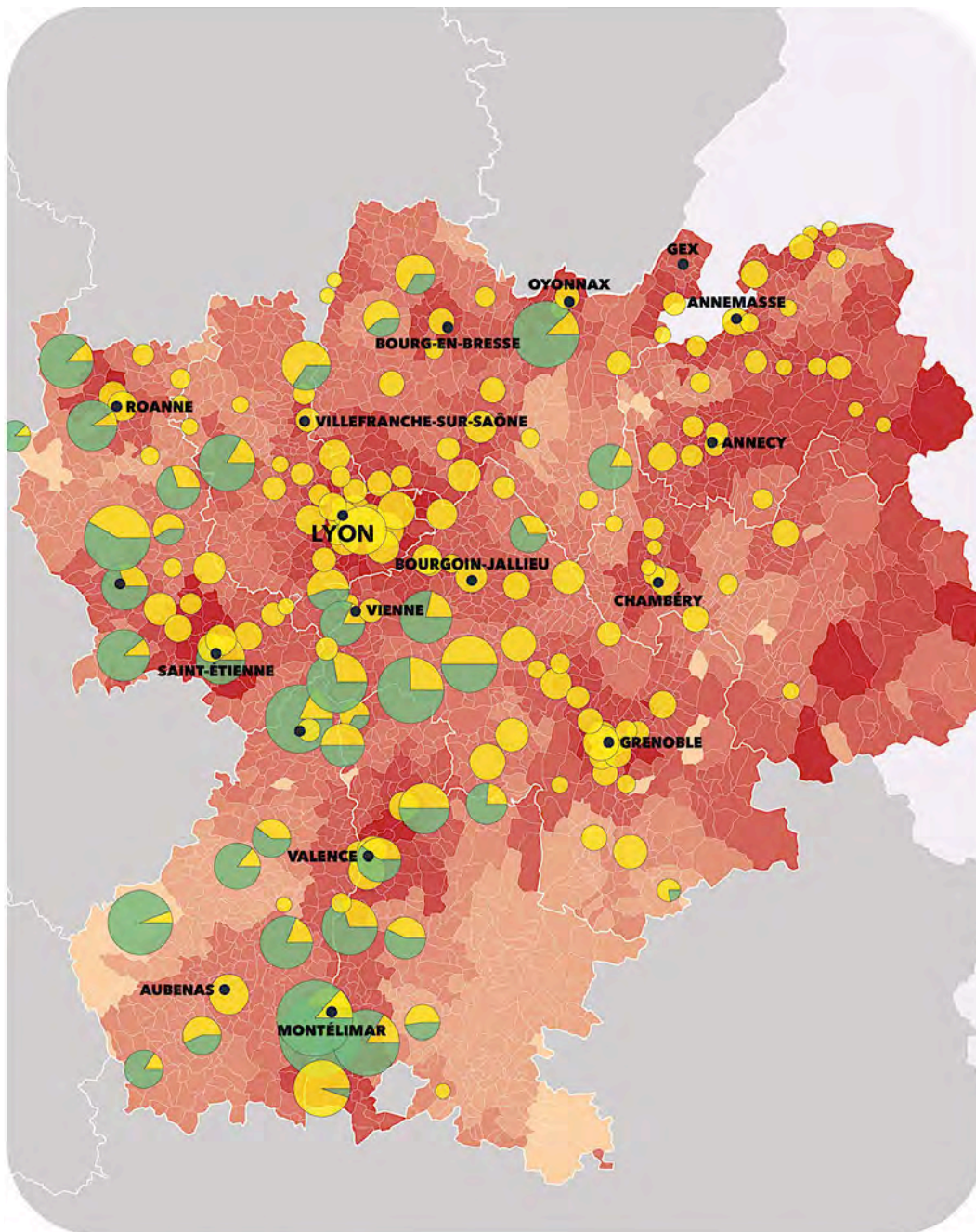
### > Pour y faire face, RTE envisage :

- le renforcement des transformations 400/225 kV à proximité de Givors et Albertville ;
- le renforcement des transformations 225/63 kV de Villefranche sur Saône et de l'Yssingelais ;
- la création d'un poste de transformation 400/63 kV dans la vallée de la Romanche ;
- la création d'un poste de transformation 225/63 kV à proximité du lac Léman ;
- le renforcement des liaisons entre Lyon et Villefranche sur Saône ;
- le renforcement du réseau entre La Boisse et Méximieux ;
- le renforcement du réseau traversant le département de l'Ardèche.

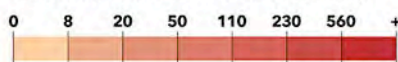
En revanche, le renforcement des réseaux dans les zones de Bourg en Bresse, du Beaufortain, de la Tarentaise et de la Maurienne n'apparaît utile qu'à très long terme.

### > RTE réactualise régulièrement ses analyses et ces perspectives seront mises à jour dans les futures éditions du Schéma décennal.

Vision à 10 ans de la consommation électrique et des énergies renouvelables en région Rhône-Alpes



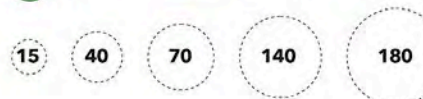
CONSOMMATION PRÉVUE (GWH/AN)



NOTA 1 La consommation est issue d'une prévision par poste source, répartie au prorata du nombre de communes.

NOTA 2 Les volumes et localisations de la production EnR peuvent évoluer. Ils sont issus des SRCAE et des appels d'offre offshore.

ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES (MW)







**XII**  
**Annexes**

## 1. Compte-rendu de la consultation sur le Schéma décennal 2014

---

À compléter en fonction des résultats de la consultation  
fin décembre 2014.

## RTE IMPLIQUÉ AU SEIN DE LA R&D EUROPÉENNE POUR LE DÉVELOPPEMENT DES SMART GRIDS



Reconnu en Europe pour sa force de R&D, et fort de son expérience dans le domaine des *Smart grids* (CORESO, IPES), RTE joue un rôle moteur dans le développement de projets de R&D à l'échelle européenne. Ils recouvrent des domaines aussi variés que le développement d'outils de marché, l'intégration des *énergies renouvelables*, le développement de réseaux off-shore ou encore une meilleure coordination et flexibilité de l'exploitation du réseau. RTE participe directement à quatre projets :

### PÉGASE

#### › *Développer de nouveaux modèles de calcul de réseau*

S'appuyant sur son expertise en modélisation, d'ores et déjà utilisée avec la mise en place de *Coreso*, RTE participe au projet *Pégase* pour développer les futurs modèles de calcul de réseau capables de tourner sur des zones très étendues multi-pays. Ces nouvelles méthodes de simulation et d'estimation d'état pour le réseau de transport d'électricité européen seront utilisées au niveau des études de gestion prévisionnelle et de conduite.

### SAFEWIND

#### › *Améliorer les prévisions de production éolienne*

Le programme *Safewind* a pour objet d'améliorer les modèles de prévision relatives à l'énergie éolienne dans les situations extrêmes de vent. RTE dispose à ce niveau d'un savoir-faire certain grâce au travail accompli sur le projet d'intégration/prévision de la production éolienne (IPES).

### TWENTIES

#### › *Développer et mettre en œuvre de nouvelles technologies permettant d'augmenter la production éolienne dans le réseau européen*

Lancé par l'Union européenne, dans le cadre de son soutien à l'intégration des énergies renouvelables sur le réseau, le projet *Twenties* consiste à tester, développer et mettre en œuvre, de manière significative, de nouvelles technologies afin d'augmenter en toute sécurité la production d'énergie éolienne (on-shore et off-shore) dans le système électrique européen à horizon 2020. Dans ce cadre, RTE est leader d'un work package sur les réseaux à courant-continu, une nouvelle technologie qui favoriserait l'insertion de l'éolien off-shore.

### OPTIMATE

#### › *Améliorer les règles de marché pour mieux accueillir les énergies renouvelables*

Sous l'impulsion du « paquet énergie-climat » adopté par l'Union européenne, les énergies renouvelables (éolien et solaire) prennent un véritable essor. Or celles-ci, intermittentes par nature parce que soumises aux aléas climatiques, ne sont pas adaptées à l'architecture du marché européen telle qu'elle existe aujourd'hui. Piloté par RTE, en partenariat avec quatre autres gestionnaires de réseau européens, le projet *Optimate* a pour objet d'évaluer les avantages et inconvénients de différents modèles de marché intégrant ces *énergies renouvelables*.

## 2. Évaluation des flux à travers le territoire français 2030

### MÉTHODOLOGIE

Le fonctionnement du système électrique peut être simulé pour chacun des quatre scénarios de long terme du *Bilan prévisionnel 2014*.

On retient ici une représentation simplifiée du réseau français et des pays voisins, suffisante pour un diagnostic de premier niveau. Comme pour le *Bilan prévisionnel*, le fonctionnement du système sur l'ensemble de l'année est simulé, en considérant une très large combinatoire des aléas qui peuvent survenir.

Le pays est de plus ici découpé en 24 zones, et la circulation des flux entre ces zones est simulée de façon macroscopique. Le découpage des zones est dicté par les principaux points de fragilités du réseau 400 kV déjà avérés aujourd'hui ou suspectés sur la base de précédentes études.

Le découpage a été revu par rapport à l'exercice précédent afin de mettre en exergue de nouvelles zones potentiellement à risques. De plus, les pays européens susceptibles de présenter une hétérogénéité importante en termes de localisation de production et de consommation ou de structure de réseau ont été découpés en plusieurs zones, c'est le cas de l'Allemagne, de l'Espagne et de la Suisse.

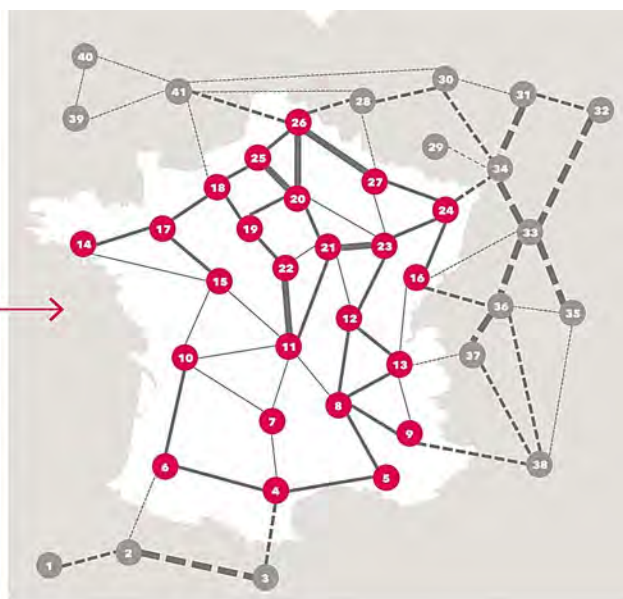
Les capacités d'interconnexions avec les pays voisins sont prises en compte et elles peuvent limiter les échanges.

Au contraire, à l'intérieur du territoire national, le système est laissé libre de toute contrainte de capacité de transport et seule une impédance équivalente du réseau entre les zones est modélisée. Sont aussi négligés les phénomènes plus complexes de tenue de tension, ou de dynamique qui peuvent en pratique interdire des flux aussi amples que présentés dans cette analyse de premier niveau. Cette modélisation permet d'observer les tendances d'évolution des flux pour assurer l'approvisionnement et le secours mutuel entre les territoires selon le scénario de mix énergétique considéré.

À noter que le réseau modélisé comprend le réseau actuel, et les ouvrages prévus pour faire face à des contraintes qui apparaissent avant 2023. Les bénéfices de ces derniers sont donc intégrés comme entrants des simulations réalisées.

L'exercice a pour objectif de comprendre la façon dont l'électricité va chercher à circuler naturellement des zones productrices aux zones consommatrices sur ce réseau simplifié et sans entraves. On se place pour cela dans différentes hypothèses de saison, d'instant de la journée, et de météorologie (influençant production éolienne, solaire, hydraulique... et consommation).

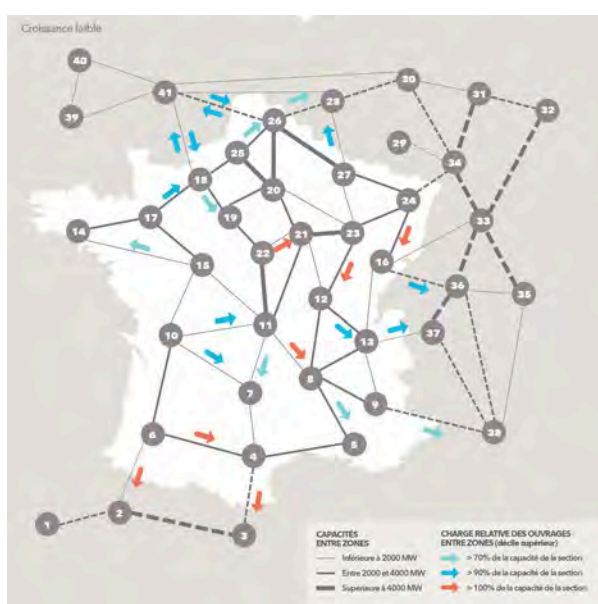
Plusieurs dizaines de milliers de situations sont simulées. Dans chacune de ces situations, ces flux « naturels » sont ensuite comparés aux capacités estimées des interzones, qui diffèrent d'une frontière à l'autre. En interne France, elles s'échelonnent ainsi de 700 MW entre les zones 12 et 21 à 7 400 MW entre les zones 20 et 25. Selon les circonstances, le flux sur une interzone peut être inférieur ou supérieur à la capacité du réseau. On peut alors mesurer pour chaque interzone la fréquence et l'amplitude du risque de dépassement.





Il a été choisi dans la suite du document de représenter les flux sur les interzones présentant une occurrence supérieure ou égale à 10% du temps, soit plusieurs centaines d'heures par an. En effet, en cas de flux importants à cette fréquence, l'exploitation du système électrique pourrait être perturbée. L'analyse des résultats de simulation consiste donc pour chaque interzone à établir un histogramme des flux pour les milliers de situations considérées, et, pour chaque direction de flux, observer le décile supérieur de cette distribution, c'est-à-dire 10% des situations, pour lesquelles les flux sont les plus importants.

Les résultats sont synthétisés sur une carte pour chaque scénario étudié :



➤ **La capacité estimée des interzones est représentée avec trois épaisseurs différentes.**

Les plages de capacités sont les suivantes : inférieure à 2 000 MW, comprise entre 2 000 et 4 000 MW, ou supérieure à 4 000 MW.

➤ **Le risque d'inadéquation entre le réseau modélisé et les flux naturels avec 3 nuances de couleurs.**

En violet, les interzones avec des flux supérieurs ou égaux à 100% de la capacité de l'interzone au moins 10% du temps ; en bleu foncé, les interzones avec des flux entre 90% et 100% de la capacité de l'interzone au moins 10% du temps ; en bleu clair, les interzones avec des flux entre 75% et 90% de la capacité de l'interzone au moins 10% du temps.

Remarques :

- Pour ne pas surcharger la carte, ces informations ne sont représentées que pour les seules interzones traversées par des flux supérieurs à 75% de leur capacité au moins 10% du temps.
- Les flèches sur la carte ne représentent pas des transits synchrones. Ainsi, un niveau de charge important sur une interzone donnée peut correspondre à des heures d'hiver quand il s'agit d'heures de creux d'été pour sa voisine. Certaines interzones peuvent être le siège de congestions dans un sens et dans l'autre mais dans des circonstances différentes.
- Les seuils retenus (75%, 90% et 100%) correspondent à des niveaux d'alerte conservatifs au regard des incertitudes qui demeurent : les scénarios simulés ne sont qu'une illustration de ce que peut réserver l'avenir. Chaque interzone présentant un risque potentiel sera ensuite analysée plus en détail, notamment pour apprécier l'amplitude effective du dépassement de capacité.
- Le dépassement de capacité sur une interzone n'implique pas systématiquement la nécessité de réaliser des renforcements sur cette interzone. En effet, d'une part il peut exister des parades curatives (baisse ou hausse de production, manœuvres sur le réseau) suffisantes pour réduire l'impact de la contrainte, et d'autre part il peut être plus pertinent de renforcer une ou plusieurs autres interzones que celle présentant la contrainte. C'est notamment pour ces raisons qu'une étude plus poussée sur chaque interzone est nécessaire en deuxième étape.

### ANALYSE DES FLUX DANS LES DIFFERENTS SCÉNARIOS

Plusieurs zones de fragilité apparaissent dans les quatre scénarios étudiés :

► **L'est de la France** est le siège de forts flux nord-sud en raison notamment des exports des pays situés au nord de l'Europe, du niveau important de production éolienne et nucléaire en Champagne-Ardenne et en Lorraine, de l'arrêt du nucléaire dans la vallée du Rhône, ainsi que des exports vers la Suisse et l'Italie ;

► **Le quart sud-est**, le déficit déjà existant de production par rapport à la consommation de cette zone étant aggravé par l'arrêt de groupes nucléaires dans la vallée du Rhône ;

► **L'alimentation de la région parisienne par le nord-ouest**, avec des flux particulièrement importants en scénario Nouveau Mix en raison d'un fort développement de l'éolien offshore en Grande-Bretagne, dans la Manche et du potentiel hydrolien du Cotentin, ainsi que par l'arrêt de groupes nucléaires dans la vallée de la Loire ;

► **L'axe situé entre les régions Aquitaine et Midi-pyrénées** est le siège de flux ouest-est importants en raison de la prise en compte du déséquilibre offre-demande entre l'ouest et l'est de l'Espagne et du déficit de production dans le quart sud-est.

Par ailleurs, dans les scénarios Diversification et Nouveau Mix, on observe les zones de fragilité supplémentaires suivantes :

► **La façade atlantique**, carrefour des échanges entre la production éolienne et hydrolienne au nord et la production éolienne et photovoltaïque au sud est le siège de flux nord-sud importants aggravés par l'arrêt de groupes nucléaires au sud ;

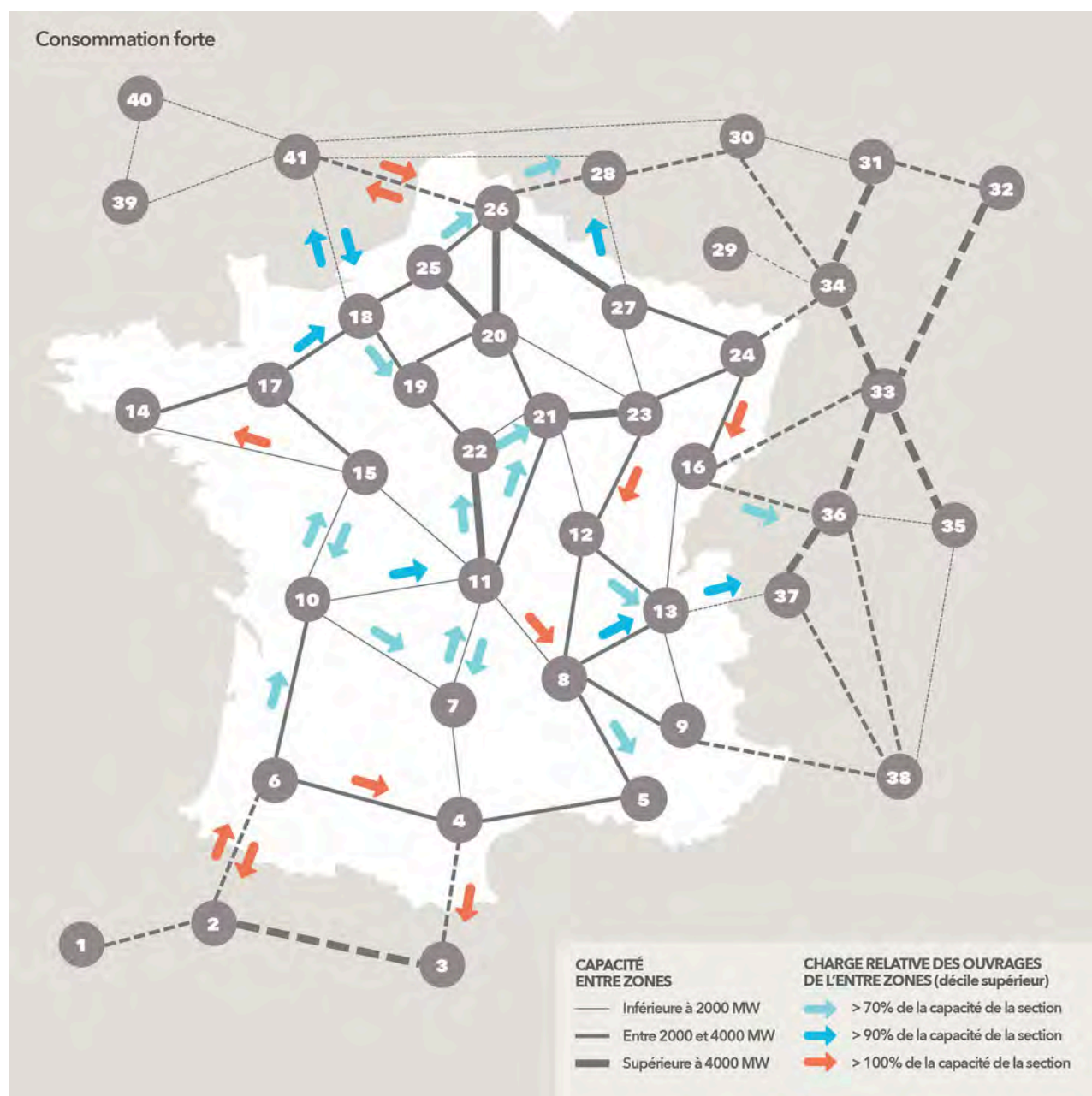
► **Le nord du massif central**, essentiellement en scénario Nouveau Mix, du fait principalement de l'arrivée de STEP (Station de transfert de l'électricité par pompage) dans le Massif Central.

Par rapport à l'exercice similaire mené lors du *Schéma Décennal 2013*, on retrouve donc les mêmes flux importants à l'est de la France et dans le Massif central en cas d'arrivée de production hydraulique supplémentaire. Les flux au nord sont aggravés par la prise en compte d'un parc éolien plus important en Grande-Bretagne, ce qui augmente les exports de ce pays.

Au sud, la modélisation en deux zones, hétérogènes, de l'Espagne fait apparaître des flux importants entre ouest et est, et la prise en compte d'un déclassé plus important de centrales nucléaires dans la vallée du Rhône engendre une augmentation des flux alimentant le quart sud-est.

### ➤ Les flux à travers le territoire français dans un scénario Consommation forte

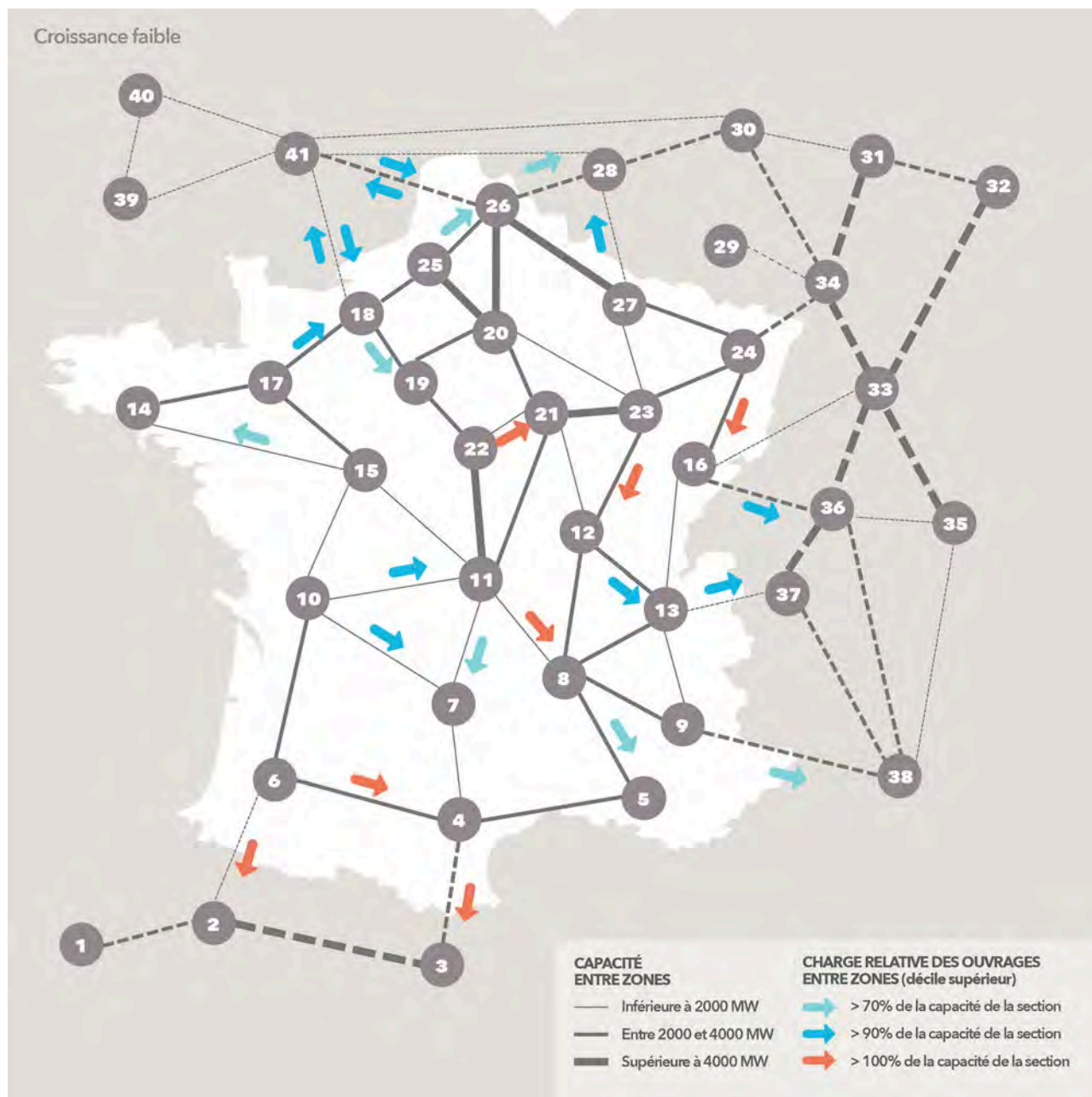
La carte ci-dessous présente de façon très schématique les flux d'électricité susceptibles de survenir dans une déclinaison du scénario Consommation forte<sup>1</sup>.



<sup>1</sup> La méthodologie d'étude et les hypothèses de localisation de la production du scénario Consommation forte sont décrites dans les sections dédiées du schéma décennal.

➤ **Les flux à travers le territoire français dans un scénario Croissance faible**

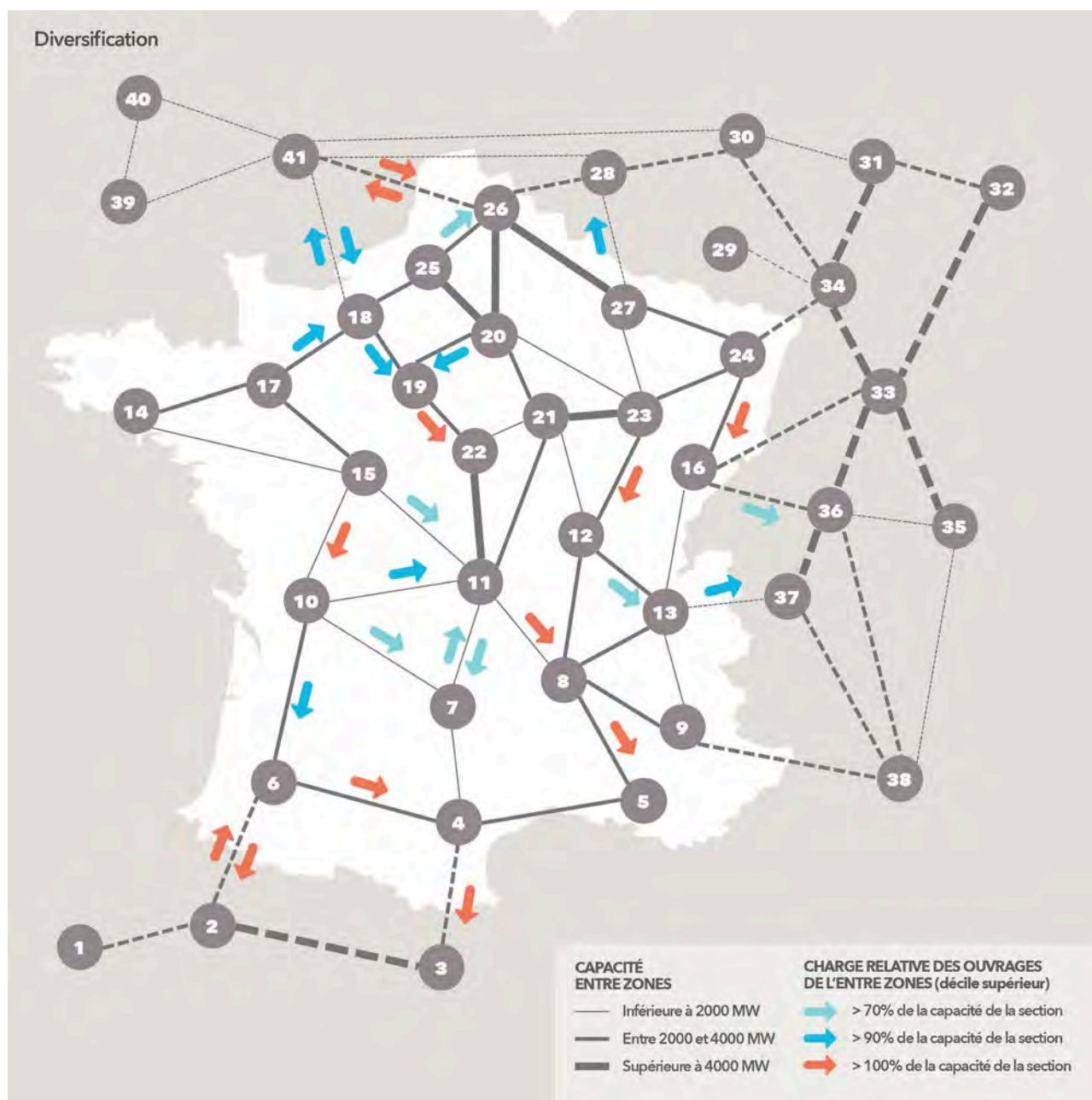
La carte ci-dessous présente de façon très schématique les flux d'électricité susceptibles de survenir dans une déclinaison du scénario Croissance faible<sup>2</sup>.



<sup>2</sup> La méthodologie d'étude et les hypothèses de localisation de la production du scénario Croissance faible sont décrites dans les sections dédiées du schéma décennal.

### ➤ Les flux à travers le territoire français dans un scénario Diversification

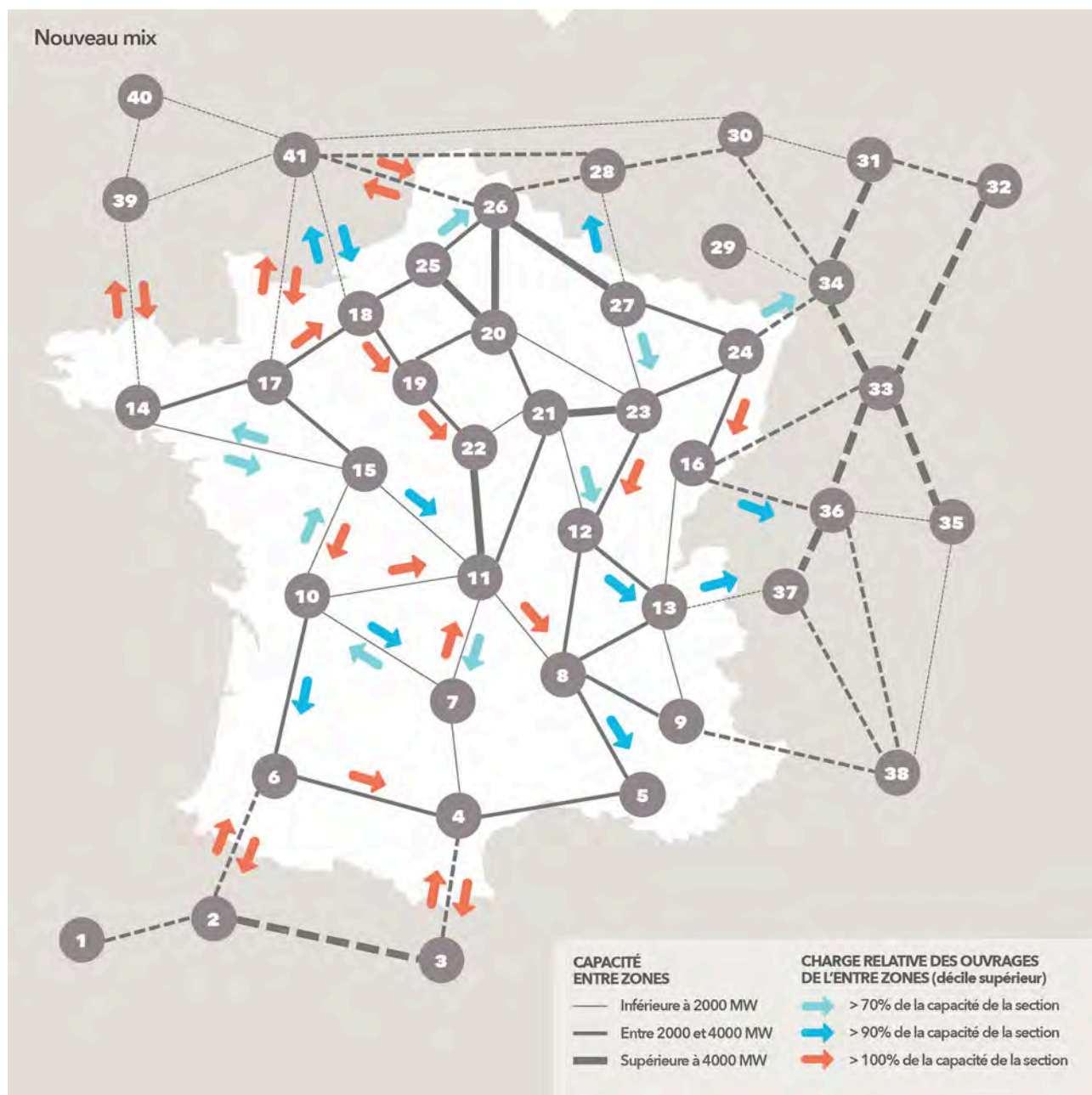
La carte ci-dessous présente de façon très schématique les flux d'électricité susceptibles de survenir dans une déclinaison du scénario Diversification<sup>3</sup>.



<sup>3</sup> La méthodologie d'étude et les hypothèses de localisation de la production du scénario Diversification sont décrites dans les sections dédiées du schéma décennal.

➤ Les flux à travers le territoire français dans un scénario Nouveau mix

La carte ci-dessous présente de façon très schématique les flux d'électricité susceptibles de survenir dans une déclinaison du scénario Nouveau mix<sup>4</sup>.



<sup>4</sup> La méthodologie d'étude et les hypothèses de localisation de la production du scénario Nouveau mix sont décrites dans les sections dédiées du schéma décennal.

### 3. Le TYNDP, une vision partagée du développement à dix ans du réseau de transport de l'électricité en Europe



L'organisation des gestionnaires de réseau de transport européen (ENTSO-E<sup>5</sup>) publie tous les deux ans un rapport qui présente une vision commune de l'avenir du réseau : le TYNDP<sup>6</sup>.

Ce document répond aux exigences de la réglementation CE 714/2009, en vigueur depuis mars 2011 et par laquelle (selon l'article 8.3-b) « ENTSO-E adopte à l'échelle communautaire tous les deux ans un schéma non contraignant de développement du réseau à 10 ans, incluant les perspectives européennes sur l'adéquation de la production »

La réglementation stipule en outre que le TYNDP « doit être construit en cohérence avec les plans d'investissement nationaux » (cohérence assurée par le régulateur européen l'ACER<sup>7</sup>), « et si besoin selon les orientations relatives aux réseaux de transport d'électricité transeuropéen ». Enfin, le TYNDP doit « identifier clairement les besoins d'investissement, notamment en ce qui concerne capacités d'interconnexions aux frontières ».

<sup>5</sup> ENTSO-E : European Network of Transmission System Operators

<sup>6</sup> TYNDP : Ten-Year Network Development Plan

<sup>7</sup> ACER : Agency for the cooperation of Energy Regulators

Les objectifs du TYNDP sont donc d'une part d'assurer la transparence du marché de l'électricité, et d'autre part d'aider à la prise de décision aux niveaux régionaux et européens. Ce rapport et ses annexes régionales présentent les informations de référence complètes les plus à jour concernant les réseaux de transport. Les principaux investissements nécessaires à la réalisation des objectifs européens en matière de politique énergétique y sont présentés.

La méthodologie de cette analyse est présentée ci-après.

#### ➤ Modélisation des marchés et des réseaux

ENTSO-E a mis en œuvre et enrichi dans l'édition 2014 de son TYNDP la méthodologie mise en œuvre pour l'édition précédente.

Comme le résume la figure ci-dessous, la méthodologie se décompose en 4 étapes détaillées ci-après :

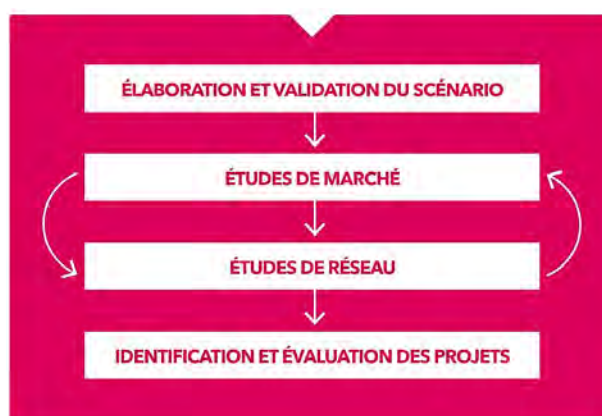


Figure 1: aperçu de la méthodologie générale

Le présent chapitre traite des caractéristiques méthodologiques spécifiques développées pour le TYNDP 2014.

## DIFFÉRENTS SCÉNARIOS POUR EMBRASSER LES FUTURS POSSIBLES

La première étape consiste à construire différents scénarios. Chacun de ces scénarios doit présenter logique intrinsèque et cohérence, notamment un équilibre offre-demande raisonnable<sup>8</sup>. L'ensemble des scénarios doit pouvoir englober l'ensemble des futurs possibles. Les scénarios sont construits pour l'ensemble de l'Europe, afin de s'assurer de la cohérence globale. Ils se développent jusqu'à 2030, permettant ainsi de fournir une perspective à long terme. Ils ont été soumis à une consultation publique.

Le *TYNDP 2014* explore quatre scénarios à l'horizon 2030, appelés « Visions » et construits en 2012/2013. Ces Visions se différenciant selon deux axes : une plus ou moins grande coopération européenne (avec deux scénarios « *bottom-up* » – V1 et V3 – et deux « *top-down* » – V2 et V4) ; et un plus ou moins grand effort de transition énergétique et de lutte contre le réchauffement climatique (avec deux scénarios visant une couverture de la consommation européenne à 40% par énergie renouvelables – V1 et V2 –, un scénario visant 50% – V3 – et le dernier 60% – V4).

Les scénarios sont présentés de façon synthétique dans le chapitre 4 du rapport *ENTSOE TYNDP 2014*, et détaillés dans le rapport *ENTSOE Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SOAF) 2014*.

## DES ÉTUDES DE MARCHÉS POUR ÉTABLIR LES ÉQUILIBRES ÉCONOMIQUES

Pour chaque scénario, une étude de marché est réalisée afin de pouvoir répondre à la question : « quelle production (localisation/ type) doit être mise en œuvre pour répondre à quelle demande (localisation), à tout instant futur ? ». Les résultats obtenus sont traduits en équilibres de marché dans tous les pays (ou « zones de prix »), en particulier des plans de production caractéristiques et des situations d'échanges typiques (flux macroscopiques).

Pour effectuer une étude de marché, la demande doit être modélisée, ainsi que sa dépendance aux conditions météorologiques. La présence de production aux niveaux de tension des réseaux de distribution (comptée souvent comme une consommation négative par les gestionnaires de réseaux de transport), et la présence de réseaux intelligents (*smart grids*), peut conduire à la nécessité d'enrichir ce modèle.

<sup>8</sup> Une étude de l'équilibre offre-demande répond à la question "y a-t-il assez de capacité de production dans le futur pour couvrir la demande ?" sur un plan strictement technique, sans interroger les questions de l'économie des moyens mis en œuvre

Dans le même temps, les caractéristiques de la production (notamment sa fonction de coût) doivent être modélisées. Celles-ci dépendent de plusieurs paramètres tels que le prix des matières premières, le contexte financier, les évolutions géopolitiques, les conditions météorologiques, etc. Certaines spécificités de systèmes électriques, comme par exemple l'existence de capacités de stockage d'électricité significatives, nécessitent également de compléter le modèle par des visions annuelles ou pluriannuelles afin de prendre en compte la variable « temps » dans l'optimisation de la production.

La modélisation du comportement de l'ensemble des composantes du marché de l'électricité est donc très complexe. La plupart des outils d'étude de marché reposent sur une modélisation probabiliste. Inversement, la modélisation du réseau de transport lui-même doit s'appuyer, dans la plupart des cas, sur une modélisation de type « *un nœud par pays* » (ou par zone de prix) avec une très simple limitation de la capacité de transit entre les nœuds.

En raison des limitations de calcul, les outils disponibles imposent de prendre différents compromis, avec une modélisation plus ou moins détaillée de chacune des composantes de fonctionnement du marché et du fonctionnement du réseau. Ils ont été développés pour répondre aux caractéristiques spécifiques de certains systèmes (hydro-électricité ici, difficile insertion de centrales thermiques là...).

Pour l'élaboration du *TYNDP 2014*, ENTSO-E s'est donné la possibilité de faire tourner plusieurs outils d'études de marché en parallèle à l'échelle régionale, afin de mieux s'adapter aux spécificités de chaque région, et de pouvoir comparer les résultats pour les rendre plus robustes.

La diversité des résultats des études de marché est présentée dans les *Regional investment plans* (Plans Régionaux d'Investissement). Toutes les simulations cependant sont issues d'une seule et même base de données décrivant les différents scénarios, pour s'assurer d'une cohérence d'ensemble entre les six régions européennes.



## DES ÉTUDES DE RÉSEAU POUR ÉVALUER LES CAPACITÉS DE TRANSITS

Les études de réseau doivent répondre à la question « Est-ce que la distribution spatiale production / consommation calculée pour chaque cas<sup>9</sup> ressortant des études de marchés, met en risque la sécurité de fonctionnement du système (tenant compte notamment avec de la règle du N-1) ? ». Si oui, alors des projets de renforcement du réseau sont étudiés, testés et évalués. Les cas étudiés explorent une grande variété de situations : des cas fréquents, ou des cas rares mais résultant en répartitions de flux particulièrement tendues. Quelques cas représentatifs sont choisis pour cartographier l'ensemble des situations identifiées dans les études de marché.

Les données d'entrée pour les études de réseau communes sont par défaut issues des *Pan European Power Systems Models* (PSM), où différentes distributions spatiales production / consommation découlant des études de marché sont reproduits. Les PSM sont des bases de données décrivant les actifs du réseau de transport, la topologie de réseau utilisée par défaut ainsi un « cas » donné par défaut. ENTSO-E organise régulièrement une collecte de données permettant la mise à jour de ces informations qui sont alors mises à la disposition de tous les GRT.

Fondamentalement, les études de réseaux évaluent la « capacité de transfert » d'un réseau (*Grid Transfer Capability – GTC*), et son augmentation suite à la mise en service d'un renforcement. Ces sorties des études de réseau peuvent être alors réintroduites dans les études de marché, pour évaluer l'amélioration apportée par le renforcement du réseau au fonctionnement du marché dans son ensemble.

Les études de marché (évaluation de tous les cas possibles, avec une description simplifiée du réseau) et les études de réseau (description précise du réseau, mais pour un cas particulier) sont donc duales. Ils sont articulés autour de deux étapes dans un processus itératif, afin d'assurer cohérence et efficacité (tous les enjeux sont correctement pris en compte, avec la modélisation appropriée), en évitant les modèles tout-en-un "boîte noire", ou trop compliqués, ou trop/pas assez détaillés sur certains aspects.

## UNE ÉVALUATION EXPLICITE COÛTS-BÉNÉFICES DES PROJETS

La valeur d'un réseau résulte de l'action combinée de l'ensemble de ses composants qui interagissent les uns avec les autres. Les parties prenantes ont souhaité disposer d'une meilleure idée de la façon dont les investissements proposés interagissaient les uns avec les autres. Isoler objectivement l'impact spécifique de chacun des investissements est cependant très complexe du fait de l'« effet réseau » (qui fait que la valeur d'un réseau est supérieure à la somme des valeurs individuelles des ouvrages qui le composent, toutes choses égales par ailleurs).

La présentation des projets dans le TYNDP 2014 a donc été remaniée, de manière à afficher à la fois une description technique synthétique de tous les éléments du projet, mais aussi l'analyse coûts-bénéfices de chaque projet.

Les projets sont évalués conformément aux exigences du Règlement européen 347/2013, selon une analyse multicritères proposée par ENTSO-E, consultée auprès des parties prenantes, et validée par la Commission (voir l'annexe 3 du rapport ENTSO-E TYNDP 2014). Par rapport à l'édition 2012 du TYNDP,

- Les règles de regroupements des investissements en « projets d'intérêt européen » ont été précisées. Notamment, ils ne peuvent être associés que si mis en service dans la même tranche de 5 ans et par suite, une stratégie de renforcement du réseau sur quelques 10 ans s'en trouve scindée en sous-ensembles.
- Les indicateurs sont tous quantifiés numériquement ;
- Pour chaque projet, une fiche diptyque de 2 pages est présentée.

<sup>9</sup> Un « cas » est un jeu de réalisations de tous les aléas sur un point horaire.

## ÉVALUATION DES PROJETS D'INTÉRÊT EUROPÉEN CONCERNANT DIRECTEMENT LA FRANCE DANS LE TYNDP 2014

Au total, 17 projets d'intérêt européen concernent le territoire français.  
Leur référence dans le *TYNDP* 2014 est rappelée ci-après :

Pays concerné	Libellé du projet	Référence du projet	Commentaires
<b>ESPAGNE, FRANCE</b>			
	Eastern interconnection	5	France-Espagne par l'est des Pyrénées
	Santa Llogaia – Bescano	213	Renforcements internes au réseau espagnol complémentaires au projet d'interconnexion par l'est des Pyrénées
	PST Arkale	184	Renforcements internes au réseau espagnol complémentaires au projet d'interconnexion par l'est des Pyrénées
	Western interconnection	16	Projet Golfe de Gascogne
<b>ESPAGNE, FRANCE, GRANDE BRETAGNE</b>			
	BRITIB	182	Projet porté par un promoteur non membre d'ENTSO-E
<b>FRANCE, GRANDE BRETAGNE</b>			
	IFA2	25	
	France-Alderney-Britain	153	
	ElecLink	172	Projet porté par un promoteur non membre d'ENTSO-E
<b>FRANCE, IRLANDE</b>			
	Celtic Interconnector	107	
<b>BELGIQUE, FRANCE</b>			
	Belgium-France Phase 1	23	Renforcement de l'axe Avelin-Avelgem
	Belgium-France Phase 2	173	Besoins pressentis mais encore à confirmer et à définir, de plus forte interconnexion
<b>ALLEMAGNE, FRANCE</b>			
	France-Germany	152	Regroupe les renforcements des deux axes Muhlbach Eichstetten et Vigy Uchtelfangen
<b>FRANCE, SUISSE</b>			
	Lake Geneva West	22	La 1 <sup>ère</sup> phase de développement de la capacité d'interconnexion avec la Suisse
	Lake Geneva South	199	La 2 <sup>ème</sup> phase envisagée de développement de la capacité d'interconnexion avec la Suisse
<b>FRANCE, ITALIE</b>			
	France-Italie	21	Le projet Savoie-Piémont et renforcements associés du réseau italien
<b>FRANCE</b>			
	Massif Central South	158	Le projet de doublement de l'axe Gaudières Ruyres
	Massif Central North	216	Besoin pressenti mais encore à confirmer et à définir, de renforcement du réseau au nord du Massif central si fort développement de la production hydraulique

### UNE COORDINATION « TOP-DOWN » SPÉCIFIQUE À L'ÉCHELLE EUROPÉENNE

Cette nouvelle méthodologie top-down représente une nette amélioration par rapport à la version précédente du TYNDP. L'ensemble du processus a été mis en œuvre pour la première fois par ENTSO-E et les 41 membres *Gestionnaires de réseau de transport (GRT)* dans cette édition 2012 du TYNDP, impliquant de très grandes quantités de données et de nouveaux modèles.

ENTSO-E s'appuie déjà sur les premiers retours d'expériences pour améliorer ses procédures et la mise en œuvre de cette méthodologie.

L'objectif est d'accélérer et de renforcer la collecte des données, les contrôles de cohérence et de traitement, de faciliter l'étalonnage du modèle commun, de coordonner les groupes régionaux, d'articuler l'évaluation paneuropéenne et régional, et de fusionner tous ces résultats de manière cohérente.

La qualité des modélisations du marché et des réseaux décrites ci-dessus se fonde sur la connaissance de toutes les spécificités de chacun des systèmes électriques européens, et sur la capacité à maîtriser et à réduire au plus juste les incertitudes qui pèsent sur de nombreux paramètres.

L'objectif est de modéliser correctement tous les réseaux concernés dans un laps de temps limité - 2 ans -, puis de valoriser correctement plus d'une centaine de projets dans toute l'Europe.

ENTSO-E a pour cela mis en place une coordination top-down spécifique, s'appuyant à la fois sur des normes communes et sur le principe de subsidiarité, pour profiter à plein de l'expertise et de la force de travail de tous les GRT:

► **Un groupe de travail** pour coordonner la livraison du TYNDP 2014 et trois groupes d'experts pour mettre en place la méthodologie et organiser les données, les normes de planification, les scénarios et les études de marché, les modèles de réseau en puissance.

► **Six groupes régionaux** réunissant des experts des GRT pour réaliser conjointement les études, partager les points de vue, se challenger mutuellement, et construire ensemble des solutions, chaque groupe se concentrant sur les préoccupations spécifiques de sa région.

### LES SCHÉMAS DÉCENNAUX FRANÇAIS ET EUROPÉENS DOIVENT ÊTRE GLOBALEMENT COHÉRENTS

De par la loi, il revient à la CRE de s'assurer de la cohérence entre le TYNDP et le *Schéma décennal* français. Cette cohérence peut s'apprécier d'une part en termes de méthodologies, d'hypothèses, de fragilités identifiées et de solutions d'investissements.

**Les méthodologies sous-jacentes au Schéma décennal français et au TYNDP sont fondamentalement les mêmes** : elles consistent à anticiper les situations d'exploitation du système électrique demain en définissant des scénarios (c'est-à-dire des ensembles complets d'hypothèses) ; simuler son fonctionnement dans ces scénarios (études de marché et études de réseau) ; vérifier le respect des règles de fonctionnement (limites statiques en intensité et tension sur le réseau, et si le cas l'exige : contraintes dynamiques) ; le cas échéant constater les manquements (les fragilités) ; et tester des solutions d'investissements, qu'elles aient déjà été envisagées ou suggérées par la découverte d'une fragilité nouvelle. Les protocoles ENTSO-E et RTE diffèrent de par le nombre d'acteurs impliqués, les scénarios étudiés (cf. infra), et le périmètre analysé (grand transport seul à l'échelle européenne ; grand transport et réseaux de répartition à la maille France). RTE nourrit bien sûr ses propres études des études ENTSO-E : elles se complètent donc.

Les scénarios du bilan prévisionnel se retrouvent dans les scénarios « *bottom-up* » du SOAF/TYNDP pour ce qui concerne la France. Ainsi, les deux visions bottom-up, V1 et V3, correspondent ainsi pour la France aux scénarios croissance faible et nouveau mix du *Bilan prévisionnel* 2012. *A contrario*, les perspectives tracées dans les scénarios européens pour les autres pays permettent de construire la modélisation du reste de l'Europe dans le *Bilan prévisionnel*, qui s'appuie ainsi toujours sur les données les plus à jour.

► **S'ils peuvent se ressembler, ou même avoir des racines communes, il ne faut cependant pas chercher une identité entre les scénarios du SOAF/TYNDP et les scénarios du Bilan prévisionnel.**

Les scénarios européens sont construits dans un objectif supra-national, et sont analysés sur deux ans. Dans chaque pays, peuvent être définis et analysés plus rapidement des scénarios plus précis sur tel ou tel aspect du mix électrique national.

Il importe de conserver cette marge de manœuvre dans la définition des scénarios du bilan prévisionnel et de ne pas atrophier cette richesse en exigeant une stricte conformité aux scénarios européens.

Comme les scénarios sous-jacents sont stricto sensu différents, mais restent très proches, les analyses des projets présentées dans le *TYNDP* 2014 complètent, et souvent recourent, celles du *Schéma décennal* 2014 fondées sur les scénarios du *Bilan prévisionnel* 2014. Le *Schéma décennal* 2014 explicitera chaque fois que nécessaire les nuances apportées par les analyses d'*ENTSO-E*, en termes d'hypothèse et d'impact en résultant.

- **Les deux exercices affichent tous deux les mêmes investissements, du moment qu'à la fois ils sont d'importance européenne et concernent le territoire français.**

Il s'agit des projets d'interconnexions et de ceux permettant de fluidifier les flux à travers le pays (voir le tableau ci-dessus).

Le *Schéma décennal* détaille d'autres investissements structurants pour la France mais non significatifs à l'échelle européenne. Le changement d'échelle conduit également à regrouper les investissements français et étrangers en paquets, chaque paquet répondant à une finalité qui fait sens à l'échelle européenne. Si les focales sont différentes, il s'agit bien d'analyser les bénéfices des mêmes projets corrigeant les fragilités du même réseau. Un projet identifié par *ENTSO-E* (ex : France-Irlande) sera ensuite étudié à l'aune des scénarios du bilan prévisionnel, et réciproquement. Le *TYNDP* n'est donc pas une traduction en anglais du schéma décennal français pour quelques investissements choisis ; ni à l'inverse le schéma décennal français ne consiste-t-il à seulement recopier les conclusions d'*ENTSO-E* même s'il peut les reprendre.

- **C'est en ce qu'ils pointent les mêmes projets que les *TYNDP* et le *Schéma décennal* sont cohérents. Les analyses qu'ils en présentent relèvent de scénarios complémentaires : elles se complètent et permettent de mieux apprécier la robustesse des projets.**



## 4. Le système électrique

### LES CHEMINS DE L'ÉLECTRICITÉ

Le système électrique comprend des sites de production thermiques (nucléaire, fioul, charbon, gaz) et de production à base d'énergies renouvelables (hydraulique, éolien, photovoltaïque, biomasse, ...) et des lieux de consommation (communes, entreprises...), reliés par les réseaux électriques (transport et distribution).

#### ➤ La production d'électricité

On produit de l'électricité de différentes façons, mais pratiquement toujours selon le même principe : la transformation d'un mouvement tournant en électricité.

En 2013, la production d'électricité en France a été de 551 TWh (soit 551 milliards de kWh), répartie comme suit :

Électricité produite en France en 2013		
PRODUCTION TOTALE	551 TWh	
Nucléaire	404 TWh	73%
Énergies renouvelables HYDRAULIQUE, ÉOLIEN, PHOTOVOLTAÏQUE, THERMIQUE RENOUVELABLE	102 TWh	19%
Thermique classique	45 TWh	8%

#### ➤ La production centralisée

En France, l'électricité vient essentiellement de trois types de production :

- Des centrales thermiques à combustible nucléaire,
- Des centrales hydroélectriques (eau des lacs, des fleuves ou de la mer),
- Des centrales thermiques classiques à combustible fossile (charbon, fioul, gaz).

#### ➤ Les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont issues de sources naturelles considérées comme inépuisables, d'où leur nom de « renouvelables ». Les centrales fonctionnant grâce aux énergies renouvelables utilisent, pour produire de l'électricité, la force de l'eau (énergie hydraulique), celle du vent (énergie éolienne), le rayonnement du soleil (énergie photovoltaïque), la biomasse, ...

#### ➤ Les perspectives de développement

L'arrêté du 15/12/2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de la production d'électricité, fixe les objectifs de développement de production à partir d'énergies renouvelables, en France à l'horizon 2020, suivants :

- Puissance totale installée de 25 000 MW d'éolien répartis en 19 000 MW sur terre et 6 000 MW en mer;
- Puissance totale installée de 5 400 MW de photovoltaïque ;
- Puissance supplémentaire à mettre en service de 2 300 MW de biomasse ;
- Croissement de l'énergie produite de 3 TWh/an et augmentation de la puissance installée de 3 000 MW pour l'hydraulique.

#### ➤ Le réseau public de transport et les réseaux de distribution d'électricité

Les réseaux électriques (transport et distribution) ont pour rôle d'acheminer l'électricité des sites de production vers les lieux de consommation, avec des étapes d'élévation et de baisse du niveau de tension dans des postes de transformation. La tension à la sortie des grandes centrales est portée à 400 000 volts pour limiter les pertes d'énergie sous forme de chaleur dans les câbles (ce sont les pertes par « effet joule »). Ensuite, la tension est progressivement réduite au plus près de la consommation, pour arriver aux différents niveaux de tension auxquels sont raccordés les consommateurs (400 000 volts, 225 000 volts, 90 000 volts, 63 000 volts, 20 000 volts, 400 volts ou 230 volts suivant leurs besoins en puissance).

### ➤ Le réseau public de transport d'électricité

Situé en amont des réseaux de distribution, il représente environ 100 000 km de lignes. Géré par RTE, il se compose de deux sous-ensembles :

➤ Le réseau de grand transport et d'interconnexion : Il est destiné à transporter des quantités importantes d'électricité sur de longues distances. Il constitue l'ossature principale pour l'interconnexion des grands centres de production, disséminés en France et dans les autres pays européens. Ce réseau peut être assimilé au réseau autoroutier. Son niveau de tension est de 400 000 volts, soit le niveau de tension le plus élevé en France.

➤ Les réseaux de répartition régionale ou locale : Ils sont destinés à répartir l'électricité en quantité moindre sur des distances plus courtes. Le transport est assuré en très haute tension (225 000 volts) et en haute tension (90 000 et 63 000 volts). Ce type de réseau est l'équivalent des routes nationales voire départementales dans le réseau routier (avec des flux importants, de nombreux carrefours et croisements...).

### ➤ Les réseaux de distribution

Les réseaux de distribution, gérés par eRDF ou des Entreprises Locales de Distribution, sont destinés à acheminer l'électricité à l'échelle locale, c'est-à-dire aux utilisateurs en moyenne tension (PME et PMI) et en basse tension (clients du tertiaire, de la petite industrie et les clients domestiques). La distribution est assurée en moyenne tension (20 000 volts) et en basse tension (400 et 230 volts). C'est l'équivalent des routes départementales et des voies communales dans le réseau routier (des flux locaux, la desserte des villages...).

### ➤ Les consommateurs

La France compte environ 27 millions de sites de consommation d'électricité. La majeure partie d'entre eux est alimentée par le réseau de distribution basse tension (230 et 400 volts) : pavillons, immeubles d'habitation, écoles, artisans, commerçants, professions libérales, exploitations agricoles... D'autres sont alimentés en 20 000 volts : grands hôtels, hôpitaux et cliniques, petites et moyennes entreprises...

De gros industriels (voies ferrées électrifiées, cimenteries, aciéries électriques, usines d'électrolyse de l'aluminium...) sont alimentés directement par le réseau de transport, avec un niveau de tension adapté à la puissance électrique dont ils ont besoin, à savoir 63 000, 90 000 ou 225 000 volts, voire 400 000 volts dans quelques cas.

### ➤ La fourniture

La fourniture d'électricité est une activité relevant du secteur concurrentiel depuis l'ouverture du marché de l'électricité du 1er juillet 2007. Les prix de l'électricité sont donc soumis au marché, sauf le tarif « réglementé » dont le montant est déterminé par l'Etat après avis de la CRE. La fourniture d'électricité au tarif réglementé reste une mission de service public pour EDF.

### COMMENT TRANSPORTE-T-ON L'ÉLECTRICITÉ ?

L'électricité est principalement transportée par des lignes aériennes, c'est-à-dire des câbles par lesquels transite le courant électrique, portés par des pylônes.

Au travers du contrat de service public signé avec l'État, RTE s'est engagé à ne pas augmenter le kilométrage des lignes aériennes.

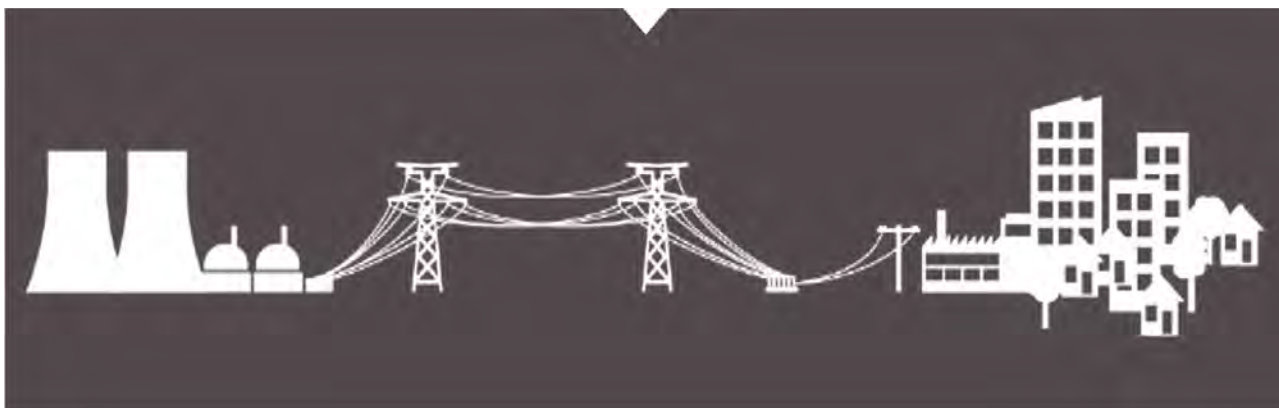
#### ➤ Quels pylônes pour les lignes aériennes ?

Supports des câbles aériens par lesquels transite le courant électrique, les pylônes du réseau de transport d'électricité sont le plus souvent constitués de treillis et de cornières métalliques. Ils peuvent également être tubulaires en métal ou en béton.

Leur rôle est de maintenir les câbles électriques écartés entre eux à une certaine distance du sol et des obstacles rencontrés afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage de la ligne.

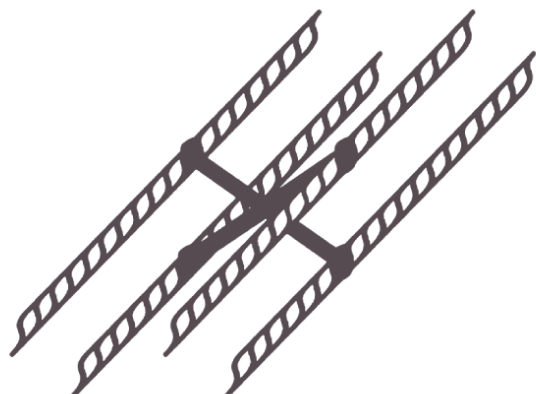
Outre leur fonction de support de ligne, certains pylônes dits « d'ancrage » présentent une résistance mécanique plus importante que les autres pylônes, dits de « suspension ». Ils s'utilisent lors d'un changement de direction de la ligne ou pour consolider un tronçon de ligne. Ils peuvent également servir de pylône « anti-cascade », c'est-à-dire éviter la propagation de la chute des pylônes par « effet domino » lors des tempêtes. Ils sont notamment installés dans le cadre du programme de sécurisation mécanique mis en place par RTE après les tempêtes de décembre 1999.

En fonction de la topographie des lieux, de l'environnement alentour et des conditions climatiques de la région, différentes familles de pylônes sont envisageables, permettant de disposer les câbles de différentes façons. Ainsi, certains pylônes permettent de diminuer la hauteur totale de la ligne (pour réduire l'impact visuel) ou sa largeur (pour les tranchées forestières par exemple). Dans certains sites, certains pylônes spéciaux dits « architecturés » peuvent être implantés.





### ➤ Les circuits et les faisceaux

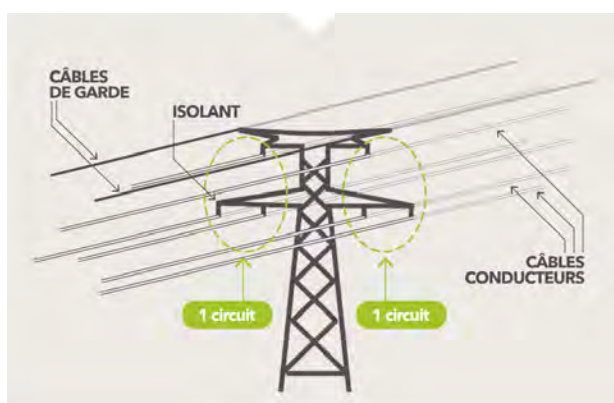


Les lignes aériennes du réseau grand transport comprennent généralement un ou deux circuits (chaque circuit portant les trois phases).

Ainsi, une ligne double circuit revient à porter par les mêmes pylônes deux lignes électriques distinctes. Cette solution, bien que nécessitant des pylônes particuliers, permet de limiter la présence des lignes aériennes sur un territoire.

Chacune des trois phases du circuit peut utiliser un, deux, trois ou quatre câbles. On parle alors de simple, double, triple ou quadruple faisceau. Le nombre de câbles nécessaires est choisi en fonction des besoins de puissance électrique à transiter.

Un câble supplémentaire, appelé « câble de garde » est disposé au-dessus de la ligne pour la protéger contre la foudre. Il peut être équipé de fibres optiques.



### ➤ Les postes électriques

Aux extrémités de chaque ligne se trouvent des postes électriques. Ils permettent d'adapter la tension en fonction de sa vocation (grand transport, répartition régionale, distribution, etc.), mais aussi à aiguiller l'électricité et à la contrôler à distance. Ils répartissent ainsi le courant entre les lignes situées en amont et en aval du poste et peuvent ainsi répondre à un incident en coupant le courant sur une ligne et en l'orientant vers une autre destination.

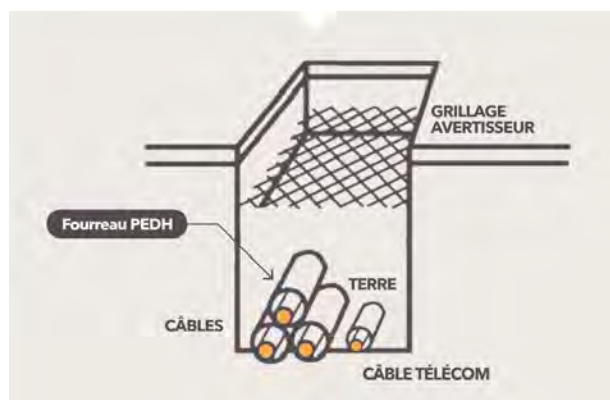
### ➤ Les liaisons souterraines

Outre les lignes aériennes, l'électricité peut également être transportée via des liaisons souterraines. Différentes techniques de pose existent, selon l'environnement traversé (zones rurales, zones fortement urbanisées, franchissements de routes ou de rivières...).

La mise en souterrain des lignes est aujourd'hui majoritairement privilégiée pour les lignes du réseau de distribution et pour les lignes haute-tension du réseau de transport (63 000 et 90 000 volts). Ainsi, en 2010, 66% des nouvelles lignes 63 000 et 90 000 volts ont été construites en souterrain.

Quant au réseau à 225 000 volts, plus de 30% des nouvelles lignes ont été réalisées en technologie souterraine. La mise en souterrain des lignes à 400 000 volts soulève de nombreuses difficultés techniques.

En outre, les coûts d'investissement observés en Europe pendant les dix dernières années sont généralement entre 5 et 10 fois plus élevés par rapport à une ligne aérienne.



## UN MARCHÉ EUROPÉEN DE L'ÉLECTRICITÉ

### › Une ouverture progressive

La directive européenne 96/92/CE de 1996 visait à supprimer les monopoles nationaux de production et de vente de l'électricité et du gaz, et à développer un marché de l'électricité dans lequel, à terme, tout consommateur pourra choisir son fournisseur.

Cette directive demande la création, dans chaque pays, d'une autorité indépendante de régulation.

La seconde directive 2003/54/CE de juin 2003 programme l'ouverture du marché à la concurrence, le 1er juillet 2004 pour les clients professionnels et le 1er juillet 2007 pour les clients particuliers.

Elle précise également l'obligation de séparation des activités de transport et de distribution des activités de fourniture.

La directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité renforce la séparation entre les activités de production et de fournitures d'une part et les activités de transport d'autre part.

### › Le rôle des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité

Dans ce marché concurrentiel, les gestionnaires de réseau de transport doivent pouvoir offrir l'accès au réseau de transport à tous les opérateurs qui souhaitent en avoir l'usage.

L'indépendance du gestionnaire de réseau de transport conduit à garantir un accès non discriminatoire au réseau et ainsi l'égalité de tous les utilisateurs.

Afin que les mécanismes d'achat et de vente d'électricité ne soient pas perturbés par un manque de capacité du réseau de transport, les gestionnaires de réseau de transport dont RTE doivent mettre à la disposition des opérateurs un réseau sûr, efficace et disposant des capacités suffisantes pour que l'électricité puisse circuler sans contrainte.

## COMMENT FONCTIONNE LE RÉSEAU GRAND TRANSPORT ?

Tout comme les autoroutes pour les véhicules, les grandes lignes, pour le trafic ferroviaire, le réseau de grand transport à 400 000 volts constitue une infrastructure majeure pour l'électricité, il forme l'ossature principale du réseau électrique français.

Sa fiabilité est vitale pour assurer la sécurité d'alimentation du pays en reliant les grands sites de production d'électricité aux grands pôles de consommation. Ainsi il assure la diffusion de l'électricité sur l'ensemble du territoire par des réseaux de tension inférieure, pour alimenter in fine les entreprises et les ménages. Relié aux réseaux étrangers via des interconnexions, le réseau 400 000 volts français participe à la sécurité d'approvisionnement de l'ensemble de l'Europe et à l'émergence de nouveaux moyens de production d'énergie renouvelable.

## UN RÉSEAU INTERCONNECTÉ

L'objectif premier des interconnexions entre pays est d'accroître la sécurité de fonctionnement des systèmes électriques, en généralisant la notion de solidarité apportée par le réseau au sein d'un pays à celle de secours mutuel entre pays. En effet, le système électrique doit pouvoir faire face à une avarie soudaine d'une centrale de production ou des lignes qui la raccordent au réseau. Ainsi, quel que soit le lieu de l'incident, les unités de production de tous les pays réagissent de façon solidaire, indépendamment de leur localisation.

Mais une telle rationalisation de la gestion des ressources énergétiques peut aussi être un élément important de la politique énergétique européenne en faveur de la protection de l'environnement. En effet, les producteurs peuvent mieux gérer la production d'énergie renouvelable structurellement intermittente, et limitant ainsi le recours à des unités de production au gaz, au charbon et au fioul, qui produisent du dioxyde de carbone.

## RELIER PRODUCTION ET CONSOMMATION

La consommation d'électricité varie constamment au cours d'une même journée, d'une même semaine et au fil de l'année. Elle reflète les horaires de travail, les jours de congés, les saisons. Lorsqu'il fait froid, la consommation d'électricité augmente fortement en raison d'une plus forte utilisation de l'électricité (chauffage électrique, par exemple).

Ainsi en hiver, une baisse de température de 1°C représente un accroissement de consommation de 2 100 MW. En été, une hausse de température de 1°C provoque une surconsommation pouvant aller jusqu'à 600 MW. L'électricité produite ne se stockant pas, la totalité de la puissance appelée par les consommateurs doit à chaque instant être disponible grâce à l'ensemble des moyens de production d'électricité.



La courbe de charge, c'est-à-dire l'évolution de la consommation française pendant une journée

Les réseaux électriques ont donc ce rôle essentiel d'acheminer à chaque instant la quantité exacte d'électricité demandée par la consommation, depuis un parc de production subissant lui-même des fluctuations.

La plupart des sites de production sont directement reliés au réseau grand transport 400 000 volts. Ce réseau irrigue les grandes zones de consommation, par l'intermédiaire des réseaux de répartition régionaux puis des réseaux de distribution de moyenne et basse tension.

À ce jour, la France compte environ 100 000 km de ligne dont près de 21 000 km à 400 000 volts. La distribution moyenne et basse tension comporte, pour sa part, environ 1 000 000 de km de liaisons.

## LE CENTRE DE CONTRÔLE DU RÉSEAU

Le réseau électrique est continuellement soumis à des aléas.

Le centre de contrôle du réseau (appelé aussi « dispatching ») est un lieu d'où l'on surveille et d'où l'on pilote le réseau électrique, à l'échelle régionale (sept dispatchings) ou nationale (un seul). Sur un synoptique mural et des écrans d'ordinateurs, figurent toutes les lignes électriques et les postes de transformation de la zone à surveiller. A partir de pupitres informatisés, les opérateurs commandent à distance des automates et des appareils à haute tension. Des équipes se relaient 24 heures sur 24 pour mener à bien leur mission.



Centre National d'Exploitation du Système

Le réseau électrique est ainsi sous surveillance constante : des appareils de télémessure installés aux endroits stratégiques et connectés à des systèmes de communication transmettent automatiquement les informations vers les dispatchings. En cas de problème sur une ligne ou dans un poste, des alarmes signalent le lieu et le type de problème, ce qui permet aux personnels d'intervenir dans les meilleurs délais.

Mais le réseau mis à la disposition des dispatchings se doit d'être adapté à l'évolution de la demande des consommateurs comme des producteurs au fil des années. La mission de RTE est d'adapter celui-ci aux nouvelles contraintes. Et celles-ci peuvent conduire à engager des projets de développement de réseau.

## LA SÛRETÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE



Afin de garantir la robustesse du système électrique vis-à-vis du risque d'une coupure électrique liée à une perte d'ouvrage, une règle de sécurité standard est mise en œuvre au travers de l'application de la règle dite du N-1.

Cela signifie qu'en cas de défaillance d'un élément du réseau de transport ou d'une unité de production, l'électricité sera acheminée par une autre partie du réseau ou fournie depuis une autre unité de production et donc sans conséquence pour l'ensemble des clients raccordés au réseau.

Ainsi, la sûreté du système électrique se définit comme l'aptitude à assurer le fonctionnement normal du système électrique, à limiter la probabilité et à maîtriser les conséquences d'un grand incident s'il survenait malgré tout. Elle concerne alors aussi bien la maîtrise des équilibres essentiels comme l'équilibre offre-demande que la maîtrise des tensions sur le réseau ou des transits dans les ouvrages de réseau.

### ➤ Maîtriser les transits dans les ouvrages de réseau

Différents types de contraintes pèsent sur le réseau de transport d'électricité. On distingue en premier lieu les contraintes liées aux limitations de capacités des ouvrages.

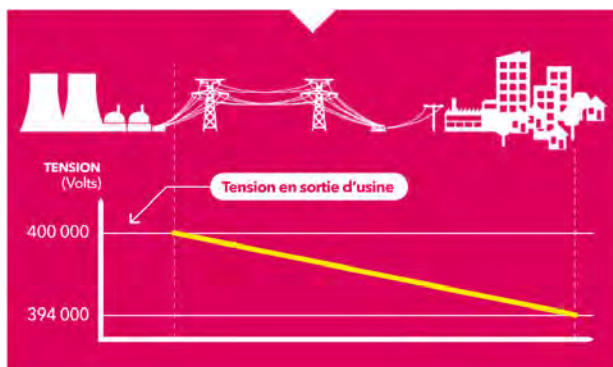
Il peut arriver que l'intensité transitant dans une ligne dans certaines conditions exceptionnelles (niveau de consommation non pris en compte dans les études prévisionnelles de RTE, par exemple lors de période de grand froid) dépasse sa capacité maximale admissible.

Les ouvrages doivent pourtant respecter les limites d'intensité admissible dans les câbles conducteurs. Ces limites sont fixées pour prévenir l'échauffement trop important des câbles. En cas de dépassement de ces limitations, les ouvrages peuvent non seulement subir une détérioration des câbles conducteurs, mais également induire d'autres problèmes. En effet, lors de leur échauffement, les câbles s'allongent et peuvent se rapprocher du sol. La sécurité des personnes et des installations à proximité immédiate de l'ouvrage pourrait être mise en défaut.

Dans ce cas de figure, un dispositif de protection appelé « protection de surcharge » entre en action et met la ligne hors tension en actionnant les disjoncteurs situés à chaque extrémité. Le transit supporté auparavant par cette ligne va alors se reporter sur d'autres lignes en modifiant son chemin, risquant de provoquer de nouvelles surcharges si ces lignes ne peuvent à leur tour supporter cette charge supplémentaire. Il y a alors un risque de phénomène de cascade bien connu dans les incidents de grande ampleur communément appelés « black-out ».

L'une des missions confiées à RTE consiste justement à prévenir ces situations en dotant le réseau de capacités suffisantes au regard des prévisions de production et de consommation et en prenant en compte la défaillance possible d'une ligne du réseau.

### › Maîtriser la tension



Outre le risque de surcharge sur une ligne ou la panne d'un ouvrage, le réseau électrique doit tenir compte de plusieurs paramètres techniques comme le niveau de tension. En effet, lorsque la consommation varie au cours du temps, la tension évolue. Elle baisse lorsque la consommation augmente et remonte lorsque la consommation diminue.

Lorsque la tension commence à baisser dans une zone, les zones voisines sont affectées : leur tension baisse également. Des dispositifs de régulation existent mais ont une action limitée. À un certain niveau, ils ne peuvent plus enrayer la chute de tension et la propagation de l'incident. C'est l'effet « château de carte ».

En quelques minutes, une zone très vaste peut être affectée. La reprise du service qui conduit à retrouver une tension à sa valeur nominale prend en général plusieurs heures sauf à effectuer un délestage, c'est-à-dire la coupure maîtrisée d'une partie de la consommation.

### › Les black-out dans le monde

Certains grands réseaux électriques de pays industrialisés ont connu des pannes importantes ces dernières années, également appelées black-out.

En Italie, 57 millions de personnes ont été coupées pendant plusieurs heures en septembre 2003.

Aux États-Unis et au Canada, 50 millions de personnes ont été privées d'électricité pendant plusieurs heures en août 2003. Le coût de ce black-out a été estimé entre 4 et 10 milliards de dollars.

En plus de 30 ans, la France a, pour sa part, connu deux black-out de grande ampleur : sur la majeure partie du pays en 1978, et sur le grand ouest (jusqu'à l'Île-de-France) en 1987. Depuis, grâce aux politiques de sécurisation et de développement, le réseau de transport français n'a plus connu de coupure généralisée. Lors des deux tempêtes de décembre 1999, exceptionnelles par leur intensité et par leur étendue géographique, le fonctionnement général du système a été préservé, malgré des coupures ponctuelles et localisées.

Le 4 novembre 2006, la mise hors tension d'un ouvrage au nord de l'Allemagne a failli dégénérer en black-out généralisé pour toute l'Europe. L'action des automatismes de délestage a privé d'électricité 10% de la population de l'ouest de l'Europe pendant une heure... mais a évité la panne générale.

### › Maîtriser l'équilibre offre/demande

Lorsqu'un réseau est dans une situation tendue pour l'équilibre production/consommation (niveau exceptionnel de la consommation, ou parc de production en partie indisponible), une baisse de fréquence peut se produire.

En dessous d'un certain seuil, les groupes de production se déconnectent du réseau pour éviter d'être endommagés. La fréquence chute alors un peu plus, et de nouveaux groupes se séparent du réseau, accélérant le déséquilibre entre production et consommation, donc la chute de fréquence : c'est l'écroulement de fréquence.

Le seul moyen de faire remonter la fréquence est alors de diminuer rapidement la consommation en ayant recours au délestage. C'est ce qui s'est passé en Italie en septembre 2003.

## 5. Les études de développement du réseau

### PROCESSUS ET PRINCIPES

RTE veille à tout moment, en exploitation comme au stade des études de développement du réseau, au respect des objectifs exposés ci-dessus. Les études de développement consistent à donner une vision prospective de l'évolution du système électrique, à identifier les zones dans lesquelles la sécurité, la sûreté, ou l'efficacité du réseau risquent de se dégrader, et à en déduire les actions les plus efficaces à mettre en œuvre sur le réseau (renforcement d'ouvrages, remplacements d'équipements, insertion de nouveaux dispositifs).

Compte tenu des délais de réalisation des infrastructures de transport d'électricité (environ 7 ans) et de la durée de vie de ces investissements (plusieurs décennies), le processus d'étude doit favoriser l'établissement d'une vision à long terme de l'évolution du système, partagée avec les parties prenantes et tenant compte des incertitudes croissantes pesant sur l'évolution du système. Ainsi, au niveau européen, une vision détaillée des besoins de développement au-delà de 2020 et portant jusqu'à 2050 sera construite par l'Association des gestionnaires de réseau de transport européen (ENTSO-E), dans le cadre du projet *eHighways 2050*. À un horizon plus proche, le *Ten Year Network Development Plan (TYNDP)* matérialise le développement coordonné du réseau de transport européen à 10 ans et est publié tous les 2 ans.

Le processus d'étude adopté doit permettre d'anticiper les infrastructures qui seront nécessaires pour acheminer les flux électriques prévus à très long terme, en précisant au fur et à mesure les investissements nécessaires, tout en minimisant leur coût pour la collectivité et en veillant à la sûreté du système, la sécurité d'alimentation et le respect de l'environnement.



### ➤ Les études de développement du réseau : un processus dynamique et ouvert

Le processus d'études peut être décomposé en plusieurs étapes :

➤ **Une vision à très long terme (40 ans ou plus)**, qui vise à établir les grands flux et les grandes structures de réseaux permettant de les acheminer.

➤ **Une vision cible / enveloppe à 15-20 ans**, permettant de se fixer une structure plus détaillée, cohérente et robuste aux différents scénarios envisagés. Cette vision cible est mise à jour régulièrement (à minima tous les 5 ans).

➤ **Le Schéma décennal**, objet du présent document, est mis à jour tous les ans. Il précise les projets nécessaires compte tenu des prévisions d'évolution de la consommation, de la production et des échanges à cet horizon, et permet de s'assurer de la pertinence de chaque étape de la stratégie long terme.

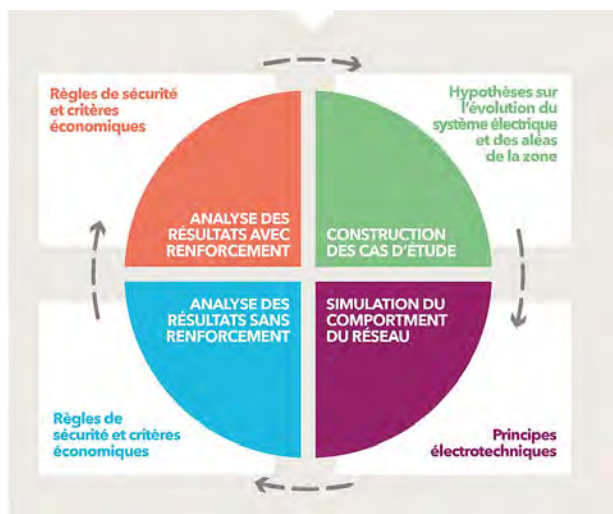
La planification remonte ainsi dans le temps : elle va des années lointaines vers les années proches, les études devenant de plus en plus détaillées sur le plan technique et géographique au fur et à mesure que les incertitudes se réduisent.

Le cahier des charges du *Réseau public de transport électrique* stipule que « le concessionnaire définit la méthodologie d'identification des contraintes susceptibles de dégrader la sécurité, la qualité, la sûreté et l'efficacité du réseau ainsi que les critères techniques et économiques au vu desquels sont prises les décisions de développement ou de renouvellement du réseau public de transport ».

Les règles d'études de développement de réseau, partagées au niveau d'ENTSO-E pour le réseau de grand transport européen et détaillées par RTE pour les réseaux d'importance nationale et régionale, prescrivent les incidents à étudier, en fonction de leur probabilité d'occurrence et de leurs conséquences possibles. Elles établissent également les critères d'évaluation du risque, en identifiant pour chaque type d'incident le risque maximal toléré<sup>10</sup>. La méthode définie est ainsi résumée dans la suite du présent chapitre. L'ensemble de ces règles sera inclus dans la *Documentation technique de référence développement* en cours de préparation.

<sup>10</sup> Les fondements des règles d'exploitation de RTE sont exposés dans le *Mémento de la Sûreté du Système Électrique*

## LES ÉTUDES DE RÉSEAU

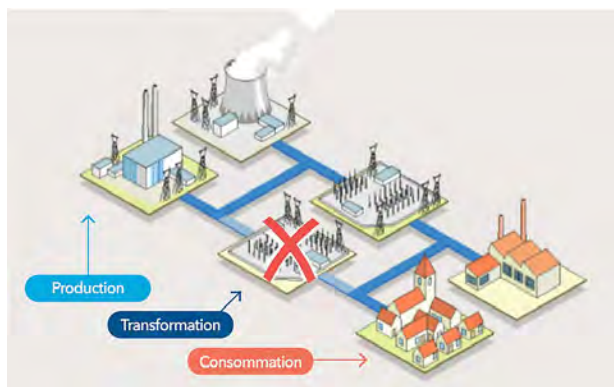


Les études de réseau sont également construites en plusieurs étapes. Les hypothèses sur l'évolution du système sont déclinées au niveau local afin de servir de base à la construction des cas d'étude tenant compte des aléas locaux. Le comportement du réseau dans ces situations est alors simulé, y compris en cas de perte d'un élément du système (groupe de production, ligne ou éléments de poste).

Les critères de sécurité et d'économie du système permettent de détecter des situations de faiblesse du réseau. Afin d'y remédier, des projets de renforcement sont testés du point de vue de leur efficacité technique, puis évalués sur la base d'une grille multicritère. Ces analyses sont reprises en cas de modification des hypothèses.

### ➤ Bâtir les cas représentatifs du comportement futur du réseau

Le réseau doit être dimensionné pour faire face à un certain nombre d'aléas affectant la production ou la consommation. Il ne s'agit pas de représenter l'ensemble des situations possibles, mais de choisir certaines situations contraignantes parmi les plus représentatives. Les conditions météorologiques influent ainsi à la fois sur la demande, la production et les capacités de transport. Par exemple en hiver, les capacités de transport du réseau sont relativement plus élevées du fait de meilleures conditions de refroidissement des conducteurs, mais sans commune mesure avec l'augmentation de la consommation, d'autant plus élevée que les températures sont basses. De même, lorsqu'il fait très chaud, la consommation augmente du fait de la climatisation, et la production des centrales thermiques baisse du fait des possibilités limitées de refroidissement. Inversement, en intersaison, lorsqu'il y a du vent, la production augmente grâce au parc éolien, tandis que la capacité de transport reste relativement élevée grâce à la température modérée et l'effet refroidissant du vent sur les câbles. Les échanges d'électricité évoluent quant à eux au gré des prix du marché. Les cas d'étude choisis correspondent ainsi à des combinaisons d'aléas précises : une certaine heure dans l'année, une certaine puissance consommée et produite par point du réseau, une certaine disponibilité de la production. Les « cas de base » ainsi constitués sont des situations représentatives de forte sollicitation du réseau, tandis que des variantes permettent de rendre compte du comportement du réseau face à des combinaisons d'aléas possibles (tout en étant de plus faible occurrence).



### ► Simuler les « stress tests »

Après avoir établi les cas d'étude, le comportement du réseau face aux aléas représentés<sup>11</sup> est simulé numériquement, de façon détaillée. Le régime « normal » (dit N, où tous les éléments du réseau sont disponibles), mais également les régimes dégradés (dits N-1, avec perte d'un des éléments du système sur incident) sont analysés. En cas de défaillance d'un élément du réseau de transport ou d'une unité de production, l'électricité doit pouvoir être acheminée par une autre partie du réseau, ou fournie depuis une autre unité de production. C'est la règle du N-1.

Par exemple, en cas de défaillance d'un transformateur, la transformation doit être assurée automatiquement par un autre transformateur.

### ► Comment vérifier le respect de la règle du N-1 ?

Tout d'abord, les niveaux de transit ne doivent pas dépasser les limites d'intensité admissible. En effet, le courant circulant dans les conducteurs provoque un échauffement (par effet Joule), ce qui peut entraîner une détérioration des conducteurs, mais surtout un allongement des conducteurs de liaisons aériennes, pouvant induire des risques vis à vis de la sécurité des tiers. À chaque ouvrage correspondent donc des limites de capacités en courant en régime de secours afin de respecter les tenues des matériels et, pour les liaisons aériennes les distances minimales sous les ouvrages.

Ensuite, le respect des engagements contractuels de RTE<sup>12</sup> concernant les plages de tension admissibles et la continuité et la qualité de l'onde sont également vérifiés, ainsi que le respect des limites en termes de puissance de court-circuit<sup>13</sup>.

D'autres régimes, moins probables, sont étudiés sur la base d'une analyse de risque. Pour ces incidents rares, on s'assure notamment que l'incident étudié n'entraîne pas « d'effet domino » (des surcharges en cascade) ou de chute brutale de la tension, susceptibles d'entraîner un effondrement du système.

Le réseau de grand transport, est le réseau plus fortement soumis aux fluctuations et aux aléas des flux d'échange internationaux. Les études déterministes approfondissant quelques cas représentatifs sont complétées par des études probabilistes. Le comportement du système électrique est alors analysé sur plusieurs centaines voire plusieurs milliers de situations, traduisant les aléas rencontrés autour d'un cas de base donné, notamment concernant la disponibilité des groupes de production, la variabilité des productions fatales (par exemple la puissance éolienne ou photovoltaïque) et le niveau de consommation.

L'ensemble de ces analyses constituent les « stress tests » auxquels RTE soumet le réseau à chaque horizon d'études afin de détecter ses faiblesses. Néanmoins, la détection d'une insuffisance du réseau ne suffit pas à déclencher une décision de renforcement par RTE. Les décisions de s'engager dans un projet sont fondées sur une analyse multicritères, établie sur la durée. Elle intègre une valorisation du service rendu à la collectivité par différentes stratégies de développement, et tient compte du coût de l'investissement à consentir pour mettre en œuvre cette stratégie.

<sup>11</sup> En amont, les études de marché, sur la base du corps d'hypothèses de l'évolution de l'ensemble du système étudié, permettent de simuler de façon détaillée le comportement de la production et de la consommation, avec une représentation simplifiée du réseau.

<sup>12</sup> Voir <http://clients.rte-france.com/index.jsp>

<sup>13</sup> La puissance de court-circuit est un indicateur de la force du réseau. Une bonne puissance de court-circuit profite au consommateur qui bénéficiera d'une bonne qualité d'alimentation. A contrario, le matériel du réseau doit être en mesure de résister aux efforts que peut induire cette force : les matériels de postes ont été développés en fonction de niveaux de court-circuit de référence fixant des limites à ne pas dépasser.



### DU DIAGNOSTIC AUX PROJETS : UNE ÉVALUATION MULTI-CRITÈRES

Lorsque l'étude de réseau fait apparaître une faiblesse du réseau, plusieurs stratégies d'évolution du système sont étudiées.

Conformément au *Contrat de service public*, RTE cherche à éviter la création d'ouvrages nouveaux en utilisant au mieux le réseau existant et en prolongeant la durée de vie des lignes électriques.

Différentes options, relevant de la philosophie « smart grids », sont considérées, tels que la gestion et les effacements volontaires de la demande<sup>14</sup>, le stockage, le développement de la production ou la mise en place de solutions d'optimisation du réseau.

Parmi ces dernières, on trouve par exemple les câbles à faible dilatation ou à haute température, les transformateurs-déphaseurs, les compensateurs ou les automatés.

A *contrario*, les grandes mutations énergétiques en Europe, comme par exemple le développement massif de l'énergie éolienne dans le nord de l'Europe, peuvent rendre nécessaires des développements structurels du réseau de type « super-grid ».

L'évaluation des différentes stratégies de d'évolution du système vise alors à mettre en évidence les avantages et les inconvénients de chacune d'entre elles, le cas échéant en les combinant.

Les stratégies sont évaluées à travers un ensemble d'indicateurs techniques, économiques et environnementaux permettant d'évaluer l'intérêt du projet pour la collectivité au regard des objectifs fixés par la loi et dans le cadre de la politique énergétique.

#### ➤ La méthode d'évaluation des projets

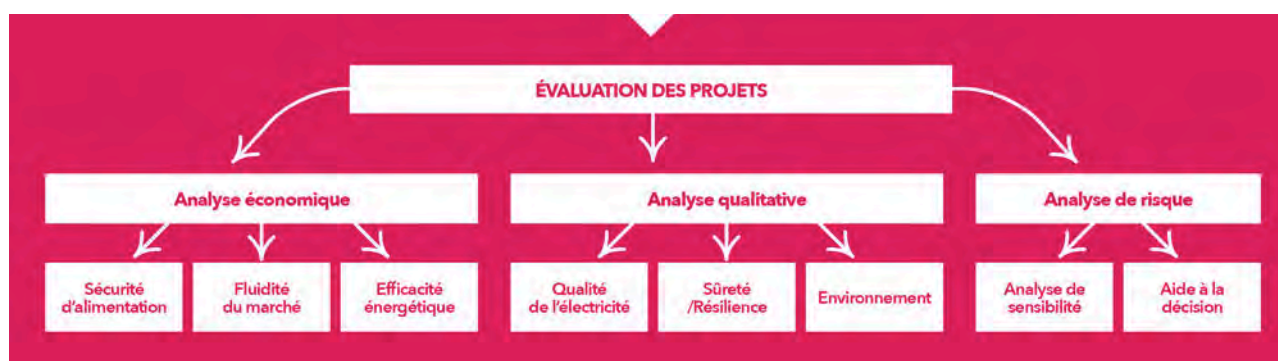
L'approche mise en œuvre par RTE consiste à combiner trois grilles de lecture :

➤ **L'analyse coût-bénéfice**, intégrant certaines externalités, permet de sélectionner les projets présentant le meilleur bilan socio-économique pour la collectivité, en apportant un éclairage sur l'efficacité socio-économique des ressources rares mobilisées ;

➤ **L'analyse de risque** vise à évaluer la robustesse des investissements proposés en tenant compte de l'incertitude pesant à la fois sur les scénarios d'évolution du système et sur les paramètres économiques utilisés ;

➤ **L'analyse qualitative** permet enfin d'intégrer certains paramètres complémentaires difficilement monétisables, tels que le respect de la biodiversité ou des paysages ou encore la qualité de l'électricité.

Les indicateurs utilisés permettent d'évaluer la performance des projets au regard des finalités du développement du réseau.



<sup>14</sup> Susciter des effacements volontaires de consommateurs est une action spécifique à la gestion de l'équilibre offre-demande du système électrique, indépendamment de mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique qui constituent le champ de la Maîtrise de la Demande d'Énergie (MDE).

### ► Analyse coût-bénéfice

L'analyse coût-bénéfices consiste à ramener à l'année de l'évaluation, à l'aide d'un taux d'actualisation de référence, l'ensemble des gains et coûts futurs relatifs à une stratégie d'investissement donnée. On peut alors comparer les stratégies entre elles, reflétant de manière cohérente les différents effets temporels des projets, et sélectionner le(s) projet(s) le(s) présentant le meilleur bilan pour la collectivité. L'indicateur principal utilisé par RTE afin d'évaluer l'intérêt d'un projet pour la collectivité est ainsi la *valeur actuelle nette*. Afin de s'assurer que les avantages attendus sont supérieurs aux dépenses engagées ; deux situations sont systématiquement comparées : la configuration initiale du réseau (situation de référence sans renforcement) ; la configuration du réseau mettant en œuvre la stratégie de développement testée. Chacune des stratégies susceptibles de résorber les contraintes identifiées (renforcement d'une liaison existante, nouvelle liaison, augmentation de la puissance de transformation etc.) est passée au crible de cette comparaison. Le choix de la période d'étude sur laquelle s'effectue le calcul résulte d'un compromis entre le souci de rigueur conduisant à considérer toute la durée de vie économique de l'ouvrage et l'incertitude qui rend difficile toute prévision économique sur une période plus longue. Généralement, la période d'étude prise en compte est entre 10 et 20 ans au-delà de la date du renforcement.

Les principaux paramètres relatifs aux gains pris en compte dans l'analyse coût-bénéfices sont les suivants :

► **Le coût de congestion**, c'est à dire le coût supporté par RTE donc par la collectivité quand, en cas d'insuffisance du réseau à faire transiter les flux résultant du marché<sup>15</sup>, le programme de production doit être réaménagé (sur le Mécanisme d'Ajustement).

► **Le coût de l'électricité non distribuée**. Les perturbations de la continuité de service ont en effet des conséquences sociales, économiques et industrielles, telles que les pertes de production chez les industriels, la perte de vente pour le secteur tertiaire et la perte de confort pour les ménages<sup>16</sup>. Le coût de l'électricité non distribuée évité par un renforcement représente ainsi le gain apporté en termes de sécurité d'alimentation.

► **Le coût des pertes**, mesurant l'efficacité énergétique du réseau.

L'ensemble de ces gains sont alors comparés au coût associé à l'investissement. L'analyse coût-bénéfice permet ainsi retenir les projets ayant un bilan socio-économique positif pour la collectivité. Cette analyse doit être complétée par une analyse de multicritères et une analyse de risque.

<sup>15</sup> Le coût d'effacement des énergies renouvelables représente un cas particulier. En effet, les énergies renouvelables sont le plus souvent fatales et ont un coût variable quasi-nul. Leur effacement a néanmoins un coût d'opportunité pour la société, dans la mesure où il faut mobiliser un moyen de production plus coûteux et généralement plus polluant.

<sup>16</sup> Ces coûts sont évalués par RTE auprès d'un échantillon représentatif des consommateurs, et sont à la base du coût moyen de l'énergie non distribuée utilisée par RTE. La dernière enquête a eu lieu en 2010/2011 auprès d'un échantillon de 1600 personnes représentatif des consommateurs en France (ménages, secteur tertiaire, secteur industriel, secteur agricole).

### › Analyse multicritères

Certains impacts des projets ont une valeur très forte pour la société, mais ne peuvent être intégrés dans une analyse coût-bénéfice, faute de valeur économique incontestable associée. Ces impacts sont intégrés par RTE dans le cadre d'une analyse qualitative. L'impact sur l'environnement local est ainsi évalué à travers une étude de contexte préalable, analysant à la fois l'impact sur les milieux physiques (Natura 2000, zones de protection...) et le milieu humain (zone touristique ou non, zone urbaine ou rurale etc.). L'ensemble de ces éléments permet de sélectionner les projets qui s'insèrent le mieux dans l'environnement, en appliquant la politique environnementale de RTE. De même, la résilience du réseau est vérifiée, c'est-à-dire la capacité du réseau à faire face à des incidents moins probables, tel qu'une défaillance du réseau survenant alors que le réseau est déjà indisponible pour maintenance. L'amélioration de la qualité de l'onde est également intégrée dans cette analyse car si les perturbations de type flicker, harmoniques, déséquilibres sont pénalisantes, leur gêne n'a pu être quantifiée monétairement par les consommateurs.

### › Analyse de risque et de flexibilité

RTE doit faire face à de nombreuses incertitudes lorsqu'il étudie l'évolution du système. L'arrivée ou non de production, sa localisation, le volume de production qui sera finalement mise en service, la fermeture ou le développement de sites industriels sont autant d'incertitudes susceptibles d'affecter la valeur économique d'un projet de développement. C'est pourquoi, en face de telles incertitudes, une analyse de sensibilité est systématiquement réalisée afin d'évaluer la robustesse de la stratégie proposée. Lorsque ces incertitudes sont susceptibles d'affecter l'interclassement des projets ou de remettre en cause la date de mise en service proposée, l'analyse de sensibilité est formalisée par l'utilisation d'une technique d'aide à la décision, telles que la méthode des options réelles ou celle des moindres regrets. Ces méthodes permettent de donner des fondements plus complets et plus objectifs aux décisions. Elles permettent en outre d'identifier des jalons et ainsi d'échelonner les points de décision afin de garder de la flexibilité face à l'évolution de l'environnement. C'est ainsi que certains projets, liés à une arrivée de production, peuvent être abandonnés si le volume de production qui s'installe effectivement s'avère plus faible que prévu.

### › Vers une approche européenne commune

Dans le rapport TYNDP, les projets de développement de réseaux significatifs à l'échelle européenne sont évalués à travers une méthode analyse coût-bénéfice élaborée par ENTSO-E<sup>17</sup>. Cela permet de construire une vision commune aux différents GRT européens, et de communiquer sur l'impact des projets de manière cohérente.

<sup>17</sup> Le projet de règlement concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes (2011/300) prévoit qu'ENTSO-E élabore une méthode d'analyse coût-bénéfice utilisée pour évaluer les projets d'intérêts communs et à mettre en œuvre dans le cadre de tous les TYNDP suivants l'entrée en vigueur du texte, prévue en 2013.

## MÉTHODOLOGIE - ARTICULATION DE L'ÉTUDE DE LA CIBLE 2030 AVEC LES BESOINS À DIX ANS

### ➤ Introduction

La planification du développement des réseaux au sein de RTE est étudiée selon deux horizons de temps :

- Une étude sur le long terme, qui vise à établir la cible à 2030, avec un regard jusque 2050 (ce travail a été achevé par RTE mi 2014). Le but de cette étude est d'identifier les structures optimales à long termes, robustes aux différents scénarios envisageables.
- Une étude intermédiaire à 10 ans correspondant à l'horizon du *Schéma décennal*, qui fournit les investissements à mettre en œuvre sur l'horizon court/moyen terme, avec une optique de cohérence vis-à-vis de la structure définie pour 2030 (50% des études à 10 ans, lancées fin 2013, ont été réalisées à ce jour).

### LA CIBLE À 2030 (ÉTUDES ACHEVÉES MI 2014)

### ➤ Objectifs

L'étude de structure ou cible à 2030 a consisté à identifier :

- les besoins de créations ou renforcements de liaisons 400 kV, de moyens de compensation, de transformations 400/225 kV et 400/63 kV ou 90 kV, les interactions entre ces transformations, les besoins de créations ou renforcements de liaisons 225 kV ;
- les besoins macroscopiques de nouvelles transformations, et/ou de restructuration du réseau 63 et 90 kV.

### ➤ Méthodologie

L'analyse a été menée de 2011 à fin 2012 sur la base des différents scénarios d'hypothèses du *Bilan prévisionnel 2011* et de sa vision long terme.

L'évolution de la consommation y est plus ou moins marquée, selon les projections sur la croissance économique et les efforts de maîtrise de l'énergie ; le mix de production et les capacités d'échanges aux frontières sont également nuancés en fonction notamment des perspectives de développement des *énergies renouvelables* et de déclassement des centrales nucléaires.

Dans tous ces scénarios, RTE a étudié la résistance de son réseau sur le long terme, en tenant compte des risques d'obsolescence pesant à terme sur les ouvrages existants (vieillesse des lignes, câbles, postes et transformateurs).

Les points de fragilité ont été étudiés aussi bien à réseau « complet » (tous les ouvrages disponibles) que dans chaque situation potentielle d'avarie (conséquences d'un ouvrage manquant).

RTE a ainsi repéré les situations inacceptables telles que la dégradation de l'onde électrique, les contraintes thermiques sur les liaisons ou les transformateurs, voire les phénomènes de plus grande ampleur (écroulements de tension, surcharges en cascades, etc.).

Pour y faire face, différentes solutions ont été examinées :

- En premier lieu, des moyens dit topologiques : modification des schémas d'exploitation, adaptation des consignes de réglage de la tension le cas échéant ;
- Ensuite, des stratégies d'investissements : renforcement et/ou restructuration du réseau.

Ces stratégies d'investissement ont été évaluées et comparées sur un ensemble de critères technico-économiques. Cela a consisté à mettre leur coût en regard de leur efficacité à solutionner les fragilités, et plus largement d'identifier l'ensemble de leurs avantages et inconvénients :

- Impacts sur la qualité de l'électricité,
- Impacts sur les pertes,
- Acceptabilité environnementale,
- Faisabilité technique,
- Résistance à des hypothèses plus contrastées, etc.

Pour chaque stratégie, un bilan économique et des appréciations techniques ont été établis pour une période s'étalant jusqu'à l'horizon 2050.

Grâce à la réalisation de ces études, RTE possède une vision long terme des besoins du réseau électrique, et peut préparer des stratégies efficaces, réalistes, et adaptables aux incertitudes.

## LES BESOINS À DIX ANS

### › Objectifs

Après avoir identifié la cible à 2030, RTE a poursuivi ses études pour déterminer les priorités d'investissement des 10 prochaines années.

Cet exercice est réalisé sur un horizon plus proche et s'appuie sur les hypothèses des *Bilans prévisionnels* (2012 et 2013). Il bénéficie donc de données plus fines et moins volatiles pour l'horizon d'étude envisagé (2023/2024).

L'étude à dix ans a pour objectif :

- D'évaluer la robustesse du réseau actuel et des projets déjà décidés aux hypothèses identifiées à cet horizon intermédiaire,
- D'envisager les développements structurants à mettre en œuvre en priorité dès cet horizon en s'inscrivant dans une dynamique d'atteinte de la cible à 2030,
- D'étudier le cas échéant les mesures palliatives en attente des renforcements structurants identifiés à la cible 2030.

Dans cet exercice, RTE s'assure que les choix de solutions effectués sur les dix ans ne le pénalisent pas ensuite dans l'atteinte de la cible à long terme.

*A contrario*, des éléments de la cible 2030 peuvent être remis en cause si cela s'avère pertinent (redéfinition de l'échelonnement ou du choix éventuel de certains renforcements).

### › Méthodologie

La méthode d'analyse des contraintes et des stratégies est identique à celle de l'exercice 2030, mais sur un horizon plus court et donne donc des résultats plus affinés.

À cette échéance, certaines fragilités constatées à la cible 2030 n'apparaissent plus forcément (l'horizon d'étude est plus proche, et les perspectives de croissance de la consommation ont été revues à la baisse entre les *Bilans prévisionnels* 2011, 2012 et 2013).

Dans ce cas, les investissements identifiés dans la cible n'intégreront pas la liste des besoins à dix ans.

Pour les situations de contraintes confirmées à l'horizon 2024, RTE réalise les calculs permettant de préciser le volume potentiel de défaillance qu'elles peuvent occasionner (ce sont les risques d'énergie non distribuée, ou non évacuée s'il s'agit de production).

Au niveau de tension 400 kV, ce sont les volumes de re-dispatching qui sont évalués (adaptation des productions en amont et en aval de la contrainte). Les coûts de cette défaillance ou de ce re-dispatching correspondent à la stratégie qui consisterait à « ne rien faire ».

En comparaison, toutes les stratégies qui peuvent lever les contraintes sont examinées (toujours en s'assurant de leur cohérence avec la structure cible 2030).

Pour chacune d'elle, RTE établit son bilan économique (sur 30 ans), en affinant les calculs par rapport à l'exercice 2030 (par exemple, les coûts d'un renforcement peuvent être précisés suite à une première étude de faisabilité).

Les stratégies qui présentent un meilleur bilan que la stratégie « ne rien faire » sont conservées, car considérées comme justifiées financièrement.

Puis parmi celles-ci, RTE évalue celle qui présente les meilleurs atouts, d'un point de vue économique, bien-sûr, mais également en considération d'autres critères, techniques et qualitatifs, comme mentionné plus haut concernant la cible 2030.

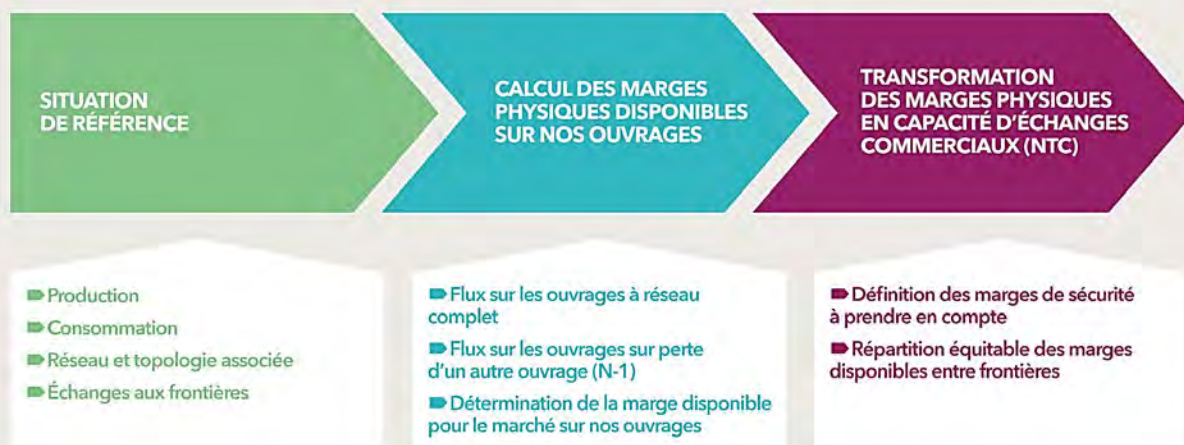
Une fois que RTE a identifié la meilleure stratégie permettant de lever une fragilité, la date de mise en service optimale est déterminée.

### › En conclusion

Le processus d'étude du réseau cible montre que, à partir d'une vision long terme des besoins de développement du réseau, RTE est en mesure d'identifier les projets nécessaires à plus court terme.

Ils sont déterminés en cohérence avec la cible 2030, sur la base d'études intermédiaires à dix ans et d'analyses technico-économiques affinées.

## ÉVALUATION DES CAPACITÉS D'INTERCONNEXION



À chaque instant, les flux sur les lignes d'interconnexion entre pays dépendent de l'électricité que consomme ou produit chaque utilisateur connecté au réseau européen. Ils sont donc susceptibles de varier d'heure en heure. Ils peuvent aussi varier instantanément, si une panne survient sur une ligne haute tension ou sur une installation déconnectée. Les variations sont d'autant plus importantes que l'incident affecte un ouvrage important du système électrique européen.

En conséquence, les gestionnaires de réseau de transport européens font des prévisions de charge des ouvrages d'interconnexion. Ces prévisions s'appuient sur les programmes annoncés par les acteurs du marché, les prévisions météorologiques, et l'expérience des situations vécues par le passé. Ils en déduisent la capacité résiduelle d'interconnexion.

À l'exception d'une marge de sécurité (appelée *Transmission reliability margin*), cette capacité d'échange entre pays est mise à disposition des acteurs du marché (par des mécanismes d'enchère ou de couplage de marché).

Ces analyses prévisionnelles commencent un an avant le temps réel et sont réactualisées jusqu'au temps réel. (La capacité d'échange commerciale, mise à disposition des acteurs du marché, est appelée *Net transfer capacity – NTC*.)

Schématiquement, le calcul des capacités d'interconnexion disponibles pour des usages commerciaux s'effectue comme suit :

➤ **Détermination d'une situation de référence** comprenant des informations détaillées sur :

- Les ouvrages constitutifs du réseau et la topologie que définissent les positions ouvertes ou fermées des disjoncteurs et sectionneurs du réseau ;
- La localisation et le niveau de la consommation ;
- Les volumes de production par filière et la localisation de chaque groupe de production ;

➤ **Détermination des flux physiques** sur l'ensemble des ouvrages du réseau. Cette étape s'appuie sur un calcul de flux sur cette situation de référence

➤ **Détermination des marges physiques** disponibles sur notre réseau à réseau complet (tous les ouvrages sont disponibles) ou en situation de N-1 (simulation de la perte d'un ouvrage sur le réseau contre lequel nous devons nous prémunir).

► **Détermination des marges de sécurités** à prendre en compte au regard des incertitudes de calcul.

► **Transformation des marges physiques** disponibles en NTC afin de les mettre à disposition des acteurs de marchés pour qu'ils puissent réaliser des échanges sur les interconnexions dans la limite de nos règles de sécurité. Les NTC mises à disposition reposent sur une répartition équitable de la marge physique de nos ouvrages entre nos diverses frontières.

La méthodologie est la même, s'agissant d'études à dix ou quinze ans telles que celles évoquées dans le *schéma décennal de développement du réseau*.

La principale différence tient à l'incertitude beaucoup plus grande quant aux hypothèses de production et de consommation.

À de tels horizons, le mix de production est susceptible de fortement évoluer, et les situations rencontrées peuvent être très différentes de celles aujourd'hui connues.

En pratique, la capacité supplémentaire apportée par un nouvel ouvrage d'interconnexion dans chaque sens d'échange est évaluée par différence entre la capacité calculée avec cet ouvrage disponible, et sans cet ouvrage disponible.

Le calcul est réalisé d'une part de façon fine sur quelques points horo-saisonniers caractéristiques parmi les multiples circonstances imaginables (conditions météorologiques, disponibilités de centrales, etc.).

Le calcul est réalisé d'autre part de façon plus automatique, mais aussi plus grossière, par des outils de simulation probabilistes. Ces outils sont capables d'apprécier plusieurs milliers de circonstances d'exploitation possibles et en livrer des conclusions statistiques.

Cette approche est mise en œuvre pour chaque scénario considéré. La conclusion de ce processus est l'appréciation d'un ordre de grandeur de l'accroissement de capacité, assorti le cas échéant de conditions de validité.

Pour plus de détail, on peut se référer aux standards « *cost benefit analysis* » publiés par ENTSO-E, *l'association des gestionnaires de réseau de transport européen*, pour la réalisation du schéma décennal de développement du réseau européen (*Ten-Year Network Development Plan – TYNDP*).

## 6. Les actions de RTE en matière d'environnement

### POLITIQUE ET PRATIQUES ENVIRONNEMENTALES DE RTE

Inscrite dans la loi du 10 février 2000, la prise en compte de l'environnement constitue une exigence fondamentale pour RTE, et ce dès la planification du réseau de transport d'électricité. Lorsque les études de réseaux mettent en évidence un besoin nouveau, RTE étudie ainsi systématiquement la façon dont les ouvrages existants pourraient, du fait de leurs caractéristiques techniques et de leur localisation et au gré d'une possible adaptation du réseau, y répondre. Optimiser de la sorte le fonctionnement du réseau existant permet alors d'éviter de générer des impacts sur l'environnement pouvant résulter du développement de nouveaux ouvrages.

Lorsque ce dernier apparaît néanmoins nécessaire, un ensemble de mesures sont mises en œuvre pour favoriser une insertion optimale du nouvel ouvrage dans son environnement, limiter les externalités négatives pouvant en dériver, et ainsi en favoriser l'acceptation par les parties prenantes.

### DES MESURES POUR FAVORISER UNE INSERTION OPTIMALE DES OUVRAGES DE TRANSPORT D'ELECTRICITE DANS LEUR ENVIRONNEMENT

Les mesures environnementales mises en œuvre relèvent de trois champs principaux : l'insertion paysagère des ouvrages ; la préservation des milieux et de la biodiversité ; et la prévention et la gestion des pollutions et nuisances.

#### ➤ Favoriser l'intégration paysagère des ouvrages de transport d'électricité

La préservation des paysages constitue un volet fondamental du Contrat de service public signé entre RTE et l'État. Y sont ainsi posés les principes de réalisation en technique souterraine d'au moins 30% des circuits HT à créer ou à renouveler, de recours préférentiel aux liaisons souterraines dans certaines conditions, et de non-accroissement de la longueur totale du réseau aérien grâce à la dépose d'ouvrages aériens existants sur une longueur équivalente à celle des ouvrages aériens nouveaux et reconstruits. Ainsi cadrées réglementairement, les nuisances paysagères susceptibles de résulter du développement du réseau peuvent être anticipées dès la phase étude.

D'autres approches contribuent à favoriser une intégration paysagère optimale des lignes aériennes, notamment en opérant des regroupements avec d'autres infrastructures ou en implantant les pylônes en lisière de forêt ou à flanc de coteau pour qu'ils s'y confondent. Des outils de simulation visuelle peuvent également être utilisés pour comparer les impacts potentiels associés à différentes propositions de tracés, notamment en faisant varier le type, la hauteur ou la répartition des pylônes. Enfin, le recours à des pylônes architecturés peut permettre, au-delà de solutions plus traditionnelles comme le recours à des peintures permettant de fondre les supports dans le paysage, de faire des ouvrages des éléments participant positivement de l'identité paysagère du site.

L'insertion des postes dans leur environnement est de la même façon systématiquement étudiée, pouvant être favorisée notamment par le recours à des aménagements paysagers, tels que des plantations périphériques d'arbres et d'arbrisseaux, prenant en compte les clôtures, les accès au poste, ou encore les surfaces intérieures engazonnées. Le choix des essences utilisées s'inspire alors de la végétation environnante pour favoriser à la fois le développement des végétaux choisis et une meilleure insertion paysagère de l'ouvrage.

Quant aux impacts résiduels, ils peuvent faire l'objet d'une indemnisation dite de préjudice visuel pour les projets de lignes aériennes de tension supérieure ou égale à 225 000 volts. Les propriétaires d'habitations construites ou achetées avant l'arrêté d'ouverture de l'enquête publique peuvent ainsi bénéficier d'indemnités forfaitaires en contrepartie d'un préjudice dont l'effectivité et l'ampleur sont évalués par une commission indépendante instituée par arrêté préfectoral.

#### ➤ Agir pour préserver la biodiversité

Conformément au triptyque « Eviter – Réduire – Compenser », RTE s'engage à limiter les impacts de ses ouvrages sur la biodiversité faunistique et floristique. Sont ainsi recherchées, dès le stade des études de réseaux, des solutions permettant de favoriser le maintien des habitats et des espèces susceptibles d'être affectées par la présence de lignes électriques ou de postes de transformation, et l'ensemble des opérations y étant relatives. En raison de leur emprise au sol, de leur linéarité et des travaux nécessaires aux différentes étapes de leur cycle de vie, les ouvrages de RTE sont en effet susceptibles d'affecter les espaces naturels qu'ils traversent, et de notamment porter atteinte aux continuités écologiques. Dans certaines conditions, ces ouvrages peuvent éga-



lement représenter une menace pour des espèces protégées, notamment en contribuant à la dégradation d'éléments physiques ou biologiques nécessaires à leur reproduction ou à leur repos. Pour cette raison, et en accord avec les dispositifs réglementaires, nationaux comme communautaires, appelant au respect et à la préservation des espaces naturels et des espèces protégées, RTE déploie un ensemble d'actions visant à éviter, réduire et compenser les externalités négatives associées à ses ouvrages.

En amont des projets, l'identification des enjeux environnementaux d'un territoire permet de penser un tracé de ligne s'y adaptant de façon optimale. Dans l'éventualité où, en dépit des actions d'évitement et de réduction des impacts, ceux-ci persisteraient sous une forme résiduelle, des opérations de compensation écologique peuvent également être déployées. Enfin, d'autres actions peuvent être menées de façon plus spécifiques pour éviter et réduire les externalités négatives. A titre d'exemple, l'installation de nichoirs et de balises avifaunes sur les lignes pour prévenir les risques de collision constitue des actions emblématiques de la politique environnementale de RTE, menées en collaboration avec la Ligue de Protection des Oiseaux (LPO).

Au-delà de la phase de construction des ouvrages, la préservation de la biodiversité doit également être assurée durant leur exploitation. La gestion des tranchées forestières, soit le fait de déboiser en milieu forestier pour permettre le passage sécurisé d'une ligne électrique, constitue en cela une autre préoccupation d'importance pour RTE. Au-delà des conséquences directes du déboisement en termes de disparition d'habitats naturels, la création de telles tranchées peut en effet se traduire par un ensemble de répercussions sur la biodiversité, telles que la disparition ou l'apparition d'espèces végétales ou la perturbation de la faune du fait du passage de personnes. Pour cette raison, RTE propose la mise en œuvre d'actions de gestion raisonnée devant permettre de faire des tranchées forestières de véritables corridors biologiques et des espaces de passage pour les espèces.

Enfin, une gestion de l'environnement peut également être rendue nécessaire par l'exigence de bon fonctionnement des ouvrages électriques. La gestion programmée de la végétation permet ainsi, via un recensement des essences, d'identifier celles dont l'élagage progressif sera nécessaire en raison du danger qu'elles peuvent représenter pour la sécurité des lignes. Sont particulièrement concernées les espèces qui, poussant rapidement jusqu'à atteindre une hauteur importante, risquent d'occasionner l'amorçage d'arcs électriques.

En définitive, la préservation de la biodiversité constitue bien un critère essentiel dans la planification et le développement du réseau de transport d'électricité. C'est ainsi qu'aujourd'hui, au-delà des seuls évitement, réduction et compensation des impacts, les ouvrages de transport d'électricité apparaissent comme des éléments moteurs du développement de la biodiversité. Un inventaire floristique réalisé par le Muséum National d'Histoire Naturelle a ainsi mis en évidence la présence sous les lignes d'espèces patrimoniales pouvant notamment s'expliquer par le caractère ouvert des emprises, lesquelles sont en outre protégées de l'urbanisation et de toute culture intensive. C'est alors l'existence d'une telle richesse écologique sous les lignes qui rend plus que jamais nécessaire une gestion différenciée de ces espaces afin de permettre la préservation, et plus encore l'épanouissement de la biodiversité autour des ouvrages de transport d'électricité.

#### ➤ Prévenir et gérer les pollutions et les nuisances

La prévention et la gestion des pollutions constituent un troisième champ environnemental d'importance pour RTE. Celui-ci inclut notamment la problématique des déchets, dont la gestion repose en particulier sur un tri sur site, mais également sur le déploiement de dispositifs spécifiques pour, par exemple, éviter une pollution par huile des sols ou des eaux dans le cas d'éventuelles fuites d'appareils. La mise en peinture des supports aériens peut également nécessiter la mise en œuvre de mesures spécifiques lorsque sont concernés des sites sensibles, notamment fréquentés par des tiers ou abritant des espèces floristiques protégées. Enfin, un dernier exemple peut être donné par l'effort de réduction des produits phytosanitaires utilisés pour l'entretien de la végétation aux abords des ouvrages, en particulier via la mise en œuvre de pratiques d'écopâturage.

D'autres pollutions sont susceptibles de résulter du développement, du fonctionnement ou de la maintenance des ouvrages de transport d'électricité. Des dispositifs de prévention et de réduction des émissions d'hexafluorure de soufre ( $SF_6$ ), gaz à effet de serre utilisé pour l'isolation électrique des disjoncteurs et de certains types de postes électriques, sont ainsi étudiés par RTE, notamment en vue d'identifier de possibles technologies de substitution. De façon générale, le  $SF_6$  est toujours confiné dans des compartiments étanches indépendants afin de limiter, dans l'éventualité d'une fuite, de possibles rejets. La pression du gaz est également surveillée en permanence pour permettre une détection rapide des anomalies, et donc une intervention efficace.

La limitation des nuisances sonores générées par les lignes aériennes et les postes de transformation constitue un autre sujet de vigilance auquel répond la mise en œuvre d'actions spécifiques, telles que la création de murs pare-son et d'enceintes insonorisées. Outre le respect systématique de la législation en matière de bruit dans chaque projet, des études acoustiques peuvent également être réalisées pour répondre au mieux à cet enjeu.

#### **UN RÉSEAU DENSE DE PARTENAIRES POUR PORTER LA MISE EN ŒUVRE DE SOLUTIONS ADAPTÉES**

Afin de répondre au mieux à la complexité inhérente aux problématiques environnementales, RTE travaille avec un réseau dense de partenaires dont l'expertise garantit la mise en œuvre de solutions adaptées. Ainsi, existent notamment des partenariats avec :

► **La fédération nationale des chasseurs** : l'objet de ce partenariat est de fixer le cadre de collaboration juridique et financier pour la mise en place d'aménagements favorables au développement de la faune sauvage (couverts herbacés, buissons, haies...) sur les emprises des lignes électriques. Cofinancés par RTE, de tels aménagements cynégétiques présentent pour l'opérateur le mérite de constituer une forme de gestion de la végétation se voulant respectueuse des exigences de sécurité et de bon fonctionnement des ouvrages.

► **Le comité national avifaune** : instance nationale consultative, le CNA aide RTE à orienter ses efforts de protection de l'avifaune vers les actions les plus efficaces, notamment en contribuant au développement des relations entre RTE et le réseau local et régional des naturalistes.

► **La fédération des parcs naturels régionaux de France** : les relations entre RTE et la FPNRF visent à renforcer les liens entre les parcs et les unités régionales de RTE, à multiplier les actions d'intérêt commun et, en améliorant la compréhension et la connaissance des enjeux respectifs des parcs naturels et de RTE, à faciliter la recherche des tracés de moindre impact écologique et paysager lors de la construction de lignes électriques traversant les parcs.

► **La fédération nationale des conservatoires d'espaces naturels** : dans le cadre de ce partenariat, est engagé annuellement un appel à projets qui, financé par RTE, permet de faire émerger des projets d'aménagements favorables à la biodiversité sur les emprises des ouvrages.

► **L'association nationale des élus de la montagne** : ce partenariat vise à renforcer les échanges existants entre RTE et les élus de montagne, ainsi qu'à mener des actions concertées pour favoriser un développement durable et équitable des territoires de montagne, notamment en matière de protection de la biodiversité.

► **Le comité national des pêches maritimes et des élevages marins** : sont ici concernées la réalisation et l'exploitation des liaisons électriques en mer, avec l'ambition de renforcer le dialogue avec les parties prenantes dans le cadre, notamment, des nouveaux projets de raccordement électrique des installations d'énergies marines.

► **Les acteurs du domaine forestier** : les relations établies entre ces acteurs et RTE ont notamment pour objet d'améliorer les pratiques actuelles des intervenants dans les zones naturelles, agricoles et forestières.

L'ensemble des relations ainsi nouées avec les acteurs de l'environnement constitue le fondement de la démarche mise en œuvre par RTE pour organiser un développement du réseau se voulant respectueux, sur le long terme, des intérêts de l'ensemble des parties prenantes.





Le réseau de l'intelligence électrique

1, terrasse Bellini TSA 41000  
92919 La Défense Cedex  
[www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)