Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

PRÉFECTURE DE LA RÉGION PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR

LES ACTIONS POUVANT ETRE CONDUITES POUR ASSURER LA SÉCURITÉ DE L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE À LONG TERME DE L'EST DE LA RÉGION PROVENCE-ALPES-COTE-D'AZUR

DOCUMENT D'AIDE À LA DÉCISION

RAPPORT FINAL

(27 AVRIL 2009- VALIDÉ PAR LE GROUPE DE TRAVAIL)

Ressources, territoires et habitats
Énergie et climat
Développement durable
Infrastructures, transports et mer
Prévention des risques

Présent pour l'avenir

Siège Social :
DREAL PACA
16, rue Antoine Zattara
13332 MARSEILLE cedex 3

SOMMAIRE :

A. Méthodologie et objectifs **3**

I. REMERCIEMENTS 4

B. Le contexte et la problématique **6**

I. LA FRAGILITÉ ÉLECTRIQUE DE LA RÉGION : IMPORTANCES ET OCCURRENCES DES RISQUES IDENTIFIÉS : 6
II. LA SITUATION ÉNERGÉTIQUE DE LA RÉGION PROVENCE-ALPES-CÔTE-D'AZUR: DES PARADOXES 10
III. LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE NATIONALE ET SA DÉCLINAISON EN PROVENCE-ALPES-CÔTE-D'AZUR 12
IV. LA SITUATION ÉLECTRIQUE ACTUELLE DE LA RÉGION 13
V. L'ANNULATION DU PROJET DE LIGNE BOUTRE BROC-CARROS ET LE RETOUR D'EXPÉRIENCE 15

C. Quelques grands enjeux à prendre en compte : **18**

I. LA PERSPECTIVE DÉMOGRAPHIQUE À L'HORIZON DE 2030 18
II. LES ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX DU TERRITOIRE TRAVERSÉ 18
Biodiversité *18*
Trame verte et bleue *19*
Sites et paysages *19*
Des territoires qui se structurent autour des richesses naturelles *19*
Occupation du sol *20*
Gouvernance des projets et développement durable *20*
III. UNE RÉFLEXION D'AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE 20

D. L'évolution des Productions et des Consommations dans le territoire : **26**

I. L'APPORT POSSIBLE DES PRODUCTIONS CENTRALISÉES 26
Les projets de l'entreprise EDF : *26*
Les projets de l'entreprise POWEO: *27*
Les projets de l'entreprise GDF (devenue Suez GDF) : *27*
Les projets de l'entreprise GRTgaz : *28*
Les projets de l'entreprise Suez-Electrabel (devenu Suez GDF): *29*
II. LES PRODUCTIONS DÉCENTRALISÉES 31
La biomasse agricole : *31*
Le bois-énergie : *32*
La petite hydroélectricité : *34*
La géothermie : *35*
L'éolien : *35*
La production d'électricité à partir de l'énergie solaire : *36*
L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique : *39*
III. LES ÉVOLUTIONS ATTENDUES DE LA CONSOMMATION DANS LE TERRITOIRE 42
L 'analyse proposée par l'Ademe des évolutions possibles de la consommation. *42*
L'apport possible de la recherche : l'exemple du projet PREMIO organisé et piloté par Capénergies : *45*
La prévision des consommations effectuée par RTE *47*
Conclusion sur les évolutions possibles de la consommation de l'Est PACA : *52*

E-Evolution de la relation production-consommation-transport : **53**

I. L'AMÉLIORATION DES PERFORMANCES DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ 53
II. L'APPORT COMPLÉMENTAIRE D'ACTIONS RÉGIONALES DE MDE 54
III. LES SCÉNARIOS PRODUCTION / CONSOMMATION DE L'EST PACA 59
IV. LES DIFFÉRENTES STRATÉGIES DE RENFORCEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT 62
V. EVALUATION DE LA ROBUSTESSE DES STRATÉGIES 66
VI. REMARQUES FINALES DU GROUPE DE TRAVAIL CONCERNANT L'APPORT DES PRODUCTIONS CENTRALISÉES : 71

F. Conclusions : **73**

I. LES CHOIX POSSIBLES DANS LE CADRE D'UNE POLITIQUE DE L'ETAT ACTIVE ET VOLONTARISTE 73
Les principaux enjeux identifiés: *73*
Les principales implications des enjeux identifiés pour le réseau: *74*
II. LES CONDITIONS DE LA SÉCURITÉ DURABLE DE L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE DE L'EST-PACA 74
Des options complémentaires existent bien qu'elles n'apparaissent pas nécessaire à ce stade de la réflexion et soient délicates à concillier avec les enjeux du territoire: *75*
III. LES MESURES D'ACCOMPAGNEMENT À METTRE EN ŒUVRE POUR PESER SUR LES ÉVOLUTIONS: 75

Présent pour l'avenir

A. Méthodologie et objectifs

Le Préfet de la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur (PACA) a souhaité disposer d'un document de synthèse qui rassemble les informations disponibles relatives à la problématique de la sécurité à long terme de l'approvisionnement électrique de l'Est de la région. Ce document d'aide à la décision lui est apparu nécessaire en raison de l'évolution rapide des paramètres pris en compte dans la politique énergétique et de la réaction également rapide des acteurs de cette politique.

Les perspectives de l'équilibre des consommations et des productions sur un territoire comme celui de l'Est-PACA ne sont plus exactement les mêmes que celles qui étaient prévisibles lors de la préparation du projet de bouclage électrique du réseau 400kV de l'Est de la région, projet dont la DUP a finalement été annulée par le Conseil d'Etat le 10 juillet 2006.

Par une décision en date du 21 mars 2008, le Préfet de Région a donc confié au directeur de l'Industrie de la Recherche et de l'Environnement une lettre de mission (CF ANNEXE1) par laquelle il lui demandait d'animer un groupe de travail réunissant les services de l'Etat ainsi que les établissements publics et les gestionnaires de réseau concernés. La production du document d'aide à la décision était demandée pour la fin de l'année 2008.

Un comité de pilotage coprésidé par les préfets du Var et des Alpes-Maritimes assure le pilotage général de ce travail.

Pour mettre en place ce document, le directeur de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement a choisi de travailler à dire d'experts sans mettre en place d'études spécifiques incompatibles avec le délai imparti. Le groupe de travail, dont la composition est rappelée ci-après**,** s'est réuni 6 fois autour d'experts susceptibles de lui apporter un éclairage. Les réunions ont ainsi porté sur les sujets suivants :

- Le 18 juin 2008 : installation du groupe de travail et examen des principaux enjeux
- Le 26 juin 2008 : auditions des industriels ayant étudié des projets de production centralisée dans le territoire
- Le 4 septembre 2008: examen des perspectives d'évolution des consommations dans le territoire
- Le 7 octobre 2008 : examen des perspectives d'évolution des productions décentralisées
- Le 14 octobre 2008 : examen des perspectives d'évolution des réseaux
- Le 1er décembre 2008 réunion d'examen des solutions possibles et communiqué de presse du Ministre M Borloo
- Le 27 mars 2009 : discussion de synthèse et validation du rapport

La présentation des réunions et les interventions des intervenants ayant contribué à la bonne tenue de ces réunions sont placées en annexe (ANNEXE 2-VERSION DÉMATÉRIALISÉE UNIQUEMENT ACCESSIBLE SUR LE SITE DE LA DREAL) à l'exception des informations présentant un caractère de confidentialité au regard des stratégies des entreprises qui ont contribuées.

Présent pour l'avenir

I. Remerciements

La Direction Régionale de l'Industrie est très reconnaissante aux différents services et organismes qui par leurs contributions, leur participation régulière et leur attention soutenue ont rendu possible l'élaboration du présent rapport dans les meilleurs délais tout en cherchant à être le plus exhaustif mais aussi le plus opérationnel possible dans les propositions présentées.

Ces remerciements s'adressent tout particulièrement aux membres du groupe de travail constitué, autour de la Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement, par les représentants de :

- la préfecture de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, Secrétariat Général aux Affaires Régionales (M. Renaud Balaguer)
- la préfecture des Alpes -de-- Haute-Provence (M.le Sous-Préfet Serge Bideau, Mme Geneviève Primiterra)
- la préfecture des Alpes-Maritimes (MM. Christophe Marot, Mme Chantal Favrot)
- la direction départementale de l'équipement des Alpes -de -Haute-Provence (Mme Isabelle Farese, M. Frédéric Rives)
- la direction départementale de l'équipement des Alpes-Maritimes (Mme Stephany Delporte, MM. Michel Arno, Philippe Blanc, Olivier Dufournaud)
- la direction départementale de l'équipement du Var (M. Patrick Gros)
- la direction départementale de l'Agriculture et de la Forêt des Alpes –de- Haute-Provence (M. Marc Aulagnier)
- la direction départementale de l'Agriculture et de la Forêt des Alpes-Maritimes (M. Charles Barbero)
- Réseau de Transport d'Electricité, Système Electrique Sud-Est (MM. Jean-Philippe Bonnet et Cyril Lebrevelec)
- Electricité Réseau de Distribution France (MM. Pierre Chatain, Xavier Roman),
- l'Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (MM Grégoire Calleja, André Tueux, Jack Fiol)
- la Direction Régionale de l'Environnement (Mmes Sylvie Bassuel, Sylvaine Ize)

Ces remerciements vont également à tous les représentants de services et d'organismes qui par leurs interventions ou la mise à disposition d'experts ont contribué à enrichir les débats de leurs réflexions et propositions :

- le Directeur de l'Energie (M. Pierre Fontaine)
- l'Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (M. Daniel Martinelli)
- la Faculté de Sciences Economiques et de Gestion (M. Frédéric Rychen)
- le Gestionnaire du Réseau de Transport de Gaz Rhône Méditerranée (M. Daniel Chaptal)
- RTE (M.Gilles Odone, Pierre Cachenaut, François Richard, Alain Valsemey)
- EDF (M. Claude Monmejan, M Jean-François Pintard)
- GDF Suez (MM Daniel Thomas, Pierre Valéry, Philippe Lermusieau, M Robot)
- POWEO (M. Vianney de l'Estang du Rusquec)

Présent pour l'avenir

- l’ADEME (MM. Hervé Lefebvre, Stéphane Biscaglia)
- Association Capenergie (M.Jean-Christophe Delvalet)
- Bureau d’étude Axenne (M.Henri-Louis Gal)
- Chambre d’Agriculture des Alpes de Haute-Provence (M.Charbonnier)
- l’Obsevatoire de la forêt méditerranéenne (MM. John Pellier et Jérôme Bonnet)
- le BRGM (M. Marc Moulin)
- la Mission Petite hydroélectricité et Environnement (M.Mathieu Ruillet)

Présent
pour
l’avenir

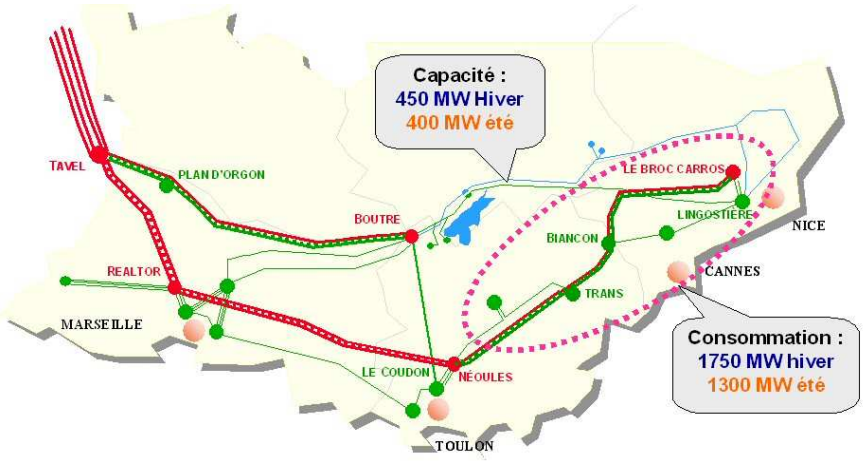
B. Le contexte et la problématique

I. La fragilité électrique de la région : importances et occurrences des risques identifiés :

Toute la région PACA est actuellement menacée de coupures en cas d'incident sur l'axe à 400 000 volts issu du poste de Tavel (Avignon), dit « axe Sud ».

Cet « axe Sud » est constitué de deux circuits électriques distincts mais supportés par les mêmes pylônes (ligne dite « double circuit ») :

En cas d'avarie de l'un des deux circuits, l'autre est souvent insuffisant pour assurer l'acheminement de l'électricité nécessaire à la satisfaction des besoins en aval. En cas d'avarie simultanée des deux circuits, le secours par le Nord (ligne à 225 000 volts entre les postes de Sainte-Tulle, à côté de Boutre, et de Lingostière, à côté de Broc Carros) est très insuffisant.



Plus précisément, la région PACA est confrontée à quatre types de risques :

Ecroulement de tension : même avec l'intégralité du réseau existant en service, la région est sujette à ce risque, qui a pour conséquence un délestage[1] d'une à deux heures voire un black-out[2] de l'Est de la région PACA. Ce risque est aggravé en cas d'indisponibilité d'une centrale thermique régionale pendant une vague de froid. Plusieurs situations critiques ont été rencontrées pendant l'hiver 2005-2006 puis à nouveau durant l'hiver 2008-2009.

Coupures liées à une avarie sur un circuit : quand un des circuits de l'axe Sud est indisponible sur avarie, le réseau restant est en contrainte pendant une grande partie de l'année. Cela a pour conséquence un délestage, voire un black-out, qui affecte la totalité ou la partie Est de PACA selon la localisation de l'incident. Ce risque a un niveau de probabilité d'environ une fois tous les trois à quatre ans. Le risque et la profondeur du délestage augmentent avec le niveau de consommation régional.

Mise hors tension pour cause d'incendie de forêt : la mise hors tension des lignes de l'axe Sud (soit à la demande des autorités pour garantir la sécurité des pompiers, soit si l'incendie touche directement la ligne) crée des surcharges insupportables pour le reste du réseau, ce qui conduit à un délestage de quelques heures. Un à deux incendies se déclarent chaque année sous les lignes de l'axe Sud. Ces cas sont à l'origine de l'essentiel des coupures vécues (été 2001, été 2003, printemps 2005).

Avarie grave de l'axe Sud : en cas d'avarie technique grave sur l'axe Sud (ex. : ruine de pylône), toute la ligne est indisponible. Une telle avarie peut résulter de causes diverses : neige collante, glissement de terrain, agression extérieure, défaillance technique, foudroyage… Si l'avarie est soudaine, elle conduit à un black-out de la région. Pendant la durée de la réparation ou de la pose d'une ligne provisoire (plusieurs

[1] Délestage : coupure volontaire d'une partie de la consommation réalisée par RTE et ERDF de façon à sauvegarder le fonctionnement global du réseau et notamment l'alimentation des clients prioritaires.

[2] Black-out : coupure soudaine de la totalité de la consommation d'une zone suite à un événement non maîtrisable.

jours), un délestage tournant est nécessaire. Il peut atteindre 30 à 50% de la consommation régionale. La probabilité d'un tel incident est faible (moins d'une fois tous les vingt ans), mais ses conséquences sont importantes (voir incident du 3 nov.2008).

Risque	Probabilité d'apparition	Périodes à risque	Ampleur des coupures potentielles (part de la consommation & durée indicative)
Ecroulement de tension	⚡⚡⚡⚡⚡	Quelques jours de pointe d'hiver	Pendant quelques heures
Coupures liées à une avarie sur un seul circuit	⚡⚡⚡	Tout l'hiver et tout l'été	Pendant quelques heures
Coupures pour cause d'incendie sous une ligne	⚡⚡⚡⚡	Essentiellement de mai à septembre	Pendant quelques heures
Coupures liées à une avarie grave sur l'axe Sud	⚡	Toute l'année	Pendant une à deux heures puis pendant plusieurs jours :

Les évolutions du réseau programmées à court terme

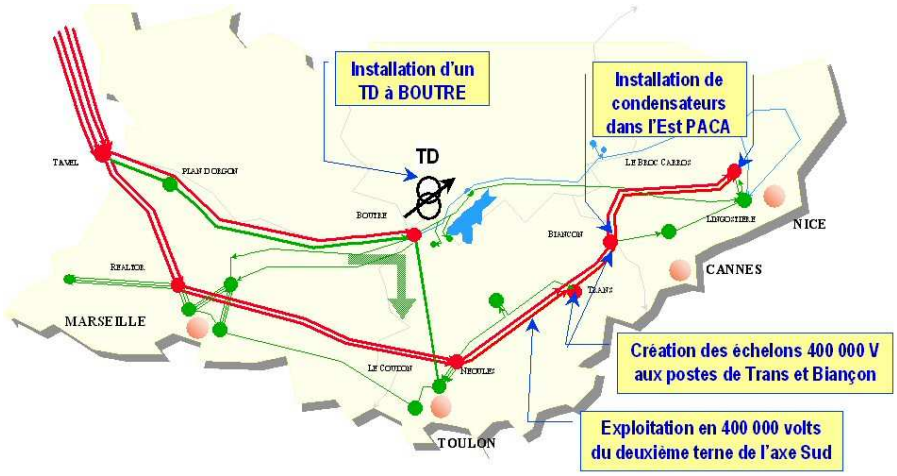
Suite à l'annulation le 10 juillet 2006, de l'utilité publique du projet de bouclage électrique du réseau 400kV (dénommé projet BBC pour Boutre-Broc Carros) , RTE a entrepris des actions palliatives permettant de maîtriser certains des risques auxquels la région est exposée.

Trois projets ont été lancés ; ils présentent tous une bonne acceptabilité environnementale ce qui permet de les mettre en œuvre rapidement :

- la tension sera soutenue par l'installation de batteries de condensateurs dans l'Est PACA : ces équipements seront installés dans les postes électriques existants (2008).

- la capacité de l'axe Sud peut être augmentée d'environ 30 % (gain de 600 MW contre 1400 MW par le projet BBC) par l'exploitation en 400 000 volts de l'un des deux circuits de la ligne Néoules –Broc Carros (reliant Toulon à Nice), actuellement exploité en 225 000 volts : des transformations 400 000 / 225 000 volts doivent au préalable être créées dans les postes électriques de Trans (2009) et de Biançon (2008).

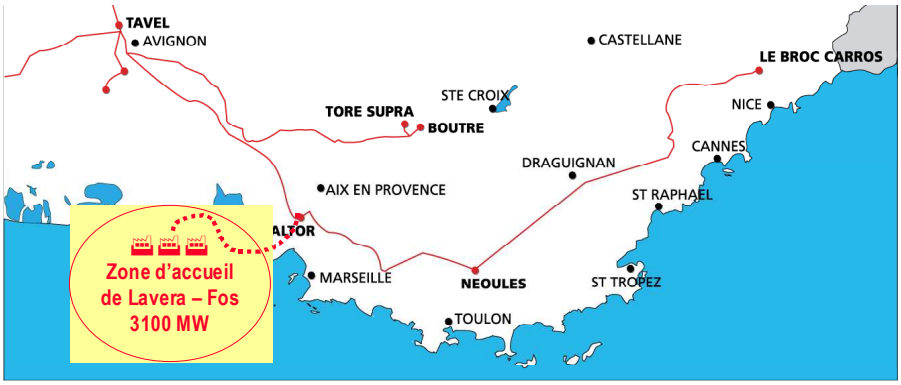
- les flux électriques arrivant au poste 400 000 volts de Boutre peuvent être forcés vers l'axe Sud par l'installation d'un « transformateur-déphaseur » sur la ligne Boutre – Coudon : cet équipement sera installé dans le poste de Boutre (2009).



Parallèlement à ces aménagements, le paysage électrique de la région PACA devrait connaître une évolution substantielle dans les années à venir avec l'installation de plusieurs nouvelles centrales de

Présent pour l'avenir

production au gaz naturel dans la zone de Fos-sur-Mer. L'accueil de cette production nécessite la création de nouveaux postes électriques à 400 000 volts entre Fos-sur-Mer et Marseille et l'adaptation de lignes existantes. La majeure partie de l'électricité produite sera ainsi acheminée jusqu'au poste de Réaltor. A partir de fin 2011, ces nouvelles centrales permettront de diminuer fortement les risques sur la zone de Marseille et en allégeant les contraintes sur la région PACA.



L'ensemble de ces évolutions du réseau régional représente un investissement de 80 M€ pour les trois projets visant à sécuriser l'Est de PACA et de 120 M€ pour l'accueil de la production dans la zone de Fos-sur-Mer.

A l'issue de la mise en œuvre de ces différents aménagements, on peut considérer que :

le département des Bouches-du-Rhône sera bien couvert contre les différents risques évoqués ci-avant ;

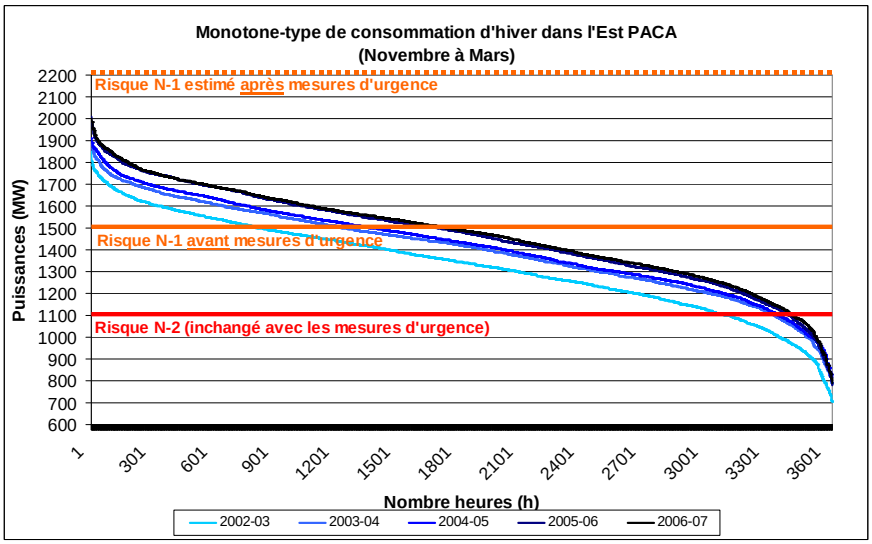
les départements du Var et des Alpes-Maritimes resteront exposés aux risques de coupure en cas d'incendie ou en cas d'avarie grave sur l'axe Sud. En outre, à l'horizon 2015-2020, les risques de coupure liés à l'avarie d'un seul circuit ou les risques d'écroulement de tension réapparaîtront progressivement.

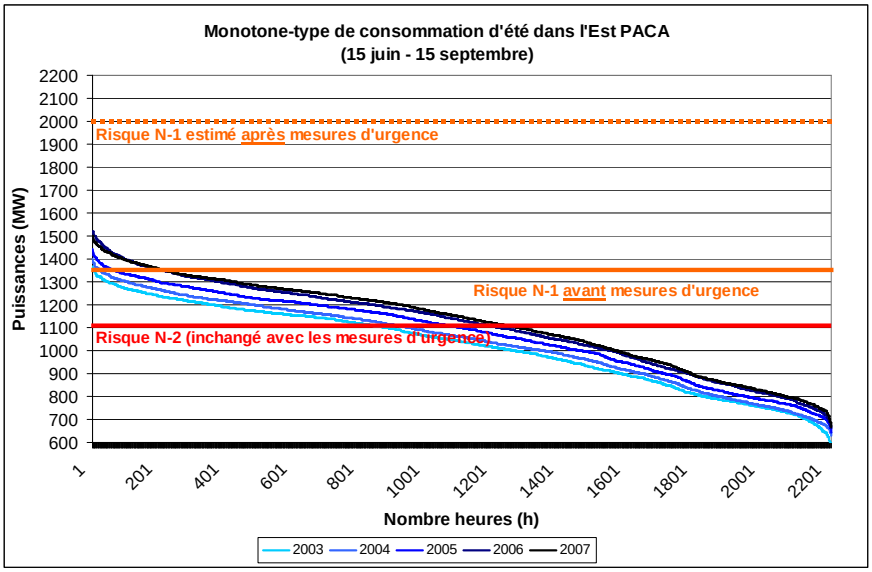
<u>Evolution des courbes de consommation Est PACA et des seuils approximatifs d'apparition des contraintes:</u>

Les graphiques ci-dessous représentent les seuils approximatifs d'apparition des risques de coupure sur perte d'un seul circuit (« N-1 ») ou sur perte de deux circuits (« N-2 »). Les monotones de consommation associées permettent d'évaluer la durée pendant laquelle la zone est exposée au risque : par exemple, en hiver, l'Est PACA est actuellement exposé à un risque de coupure en cas de perte d'un seul circuit pendant une durée cumulée de l'ordre de 1800 heures.

Les seuils sont plus bas en été : la capacité de transit des lignes est en effet limitée par un échauffement plus rapide :

Présent
pour
l'avenir





(est du Var-Alpes Maritimes et Monaco)

Présent
pour
l'avenir

La région PACA assure des fonctions nationales et internationales dans le domaine de l'énergie :

II. La situation énergétique de la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur: des paradoxes

La plate-forme portuaire du Port Autonome de Marseille a assuré, en 2006, l'**approvisionnement du territoire métropolitain en énergie fossile** à hauteur de 45% des importations de pétrole brut, de 29% des importations de pétrole raffiné et de 29% des importations de gaz naturel. Dans le domaine des énergies fossiles la région PACA dispose également d'un volume de **stockage** tout à fait significatif au plan national avec une capacité de près de 18Mm3 de stockage souterrain de gaz et d'hydrocarbures liquides.

Cette fonction stratégique pour l'échelon national est pourvoyeuse d'emplois et d'une culture spécifique dans le domaine de l'énergie.

Elle se double désormais d'un rôle exceptionnel dans le domaine de la **recherche pour le développement des énergies nucléaires** avec deux ouvrages uniques. Le premier, le réacteur Jules Horowitz, est financé au plan européen. il est destiné à tester les matériaux qui seront utilisés dans les réacteurs dit de 4ième génération dont la mise en service est envisagée en fin de période 2020-2040. Le second, le projet International Thermonuclear Experimental Reactor (ITER), financé au plan mondial, permettra de vérifier la faisabilité de l'utilisation de la **fusion** pour la production d'énergie.

Une région significativement déficitaire en énergie

La région ne produit que 10% de l'énergie qu'elle consomme. Ce chiffre est stable depuis la fermeture des mines de charbon en 2000-2001. Il varie légèrement dans la période 2001-2006 sous l'influence de l'hydroélectricité qui représente de l'ordre de 50% de l'énergie produite dans la région (56% en 2006) et fluctue en fonction de la pluviométrie annuelle. Les autres sources de production d'énergie sont dans l'ordre d'importance le bois (38% en 2006), l'incinération des déchets (5% en 2006), l'éolien et le photovoltaïque (ensemble 1% en 2006). Elles sont en croissance mais sans que les volumes n'aient encore significativement changés à la fin de l'année 2006. La contribution à la production nationale est toutefois en

Une production d'électricité qui se tourne de plus en plus vers les énergies fossiles

baisse tendancielle passant de 1,4% en 2001 à 1,0% puis 0.9% en 2006.

La production d'électricité régionale est fortement marquée par l'**hydroélectricité** qui représente encore 56% de l'électricité produite dans la région en 2006. Cette valeur est en baisse tendancielle en raison de la modification progressive des équilibres de répartition des usages de l'eau.

Toujours en 2006, 42% de l'électricité produite dans la région était d'origine thermique, essentiellement à partir d'énergies fossiles.

Les projets de **nouvelles centrales** de production d'électricité sont, pour l'essentiel des puissances annoncées, des projets de production à partir d'**énergies fossiles**.

Autour de l'étang de Berre, plusieurs projets de centrales neuves en technologie « combiné gaz »sont en cours de construction ou à l'étude. Le groupe GDF Suez dispose des projets les plus avancés avec deux groupes en construction, pour une puissance totale avoisinant les 1000 MW. Parallèlement, EDF a annoncé la reconversion de la centrale au fioul de Martigues (750 MW) en centrale dite « combiné gaz » (900 MW). La somme de tous les projets recensés par RTE dépasse les 3100MW voire même plus si l'on prend en compte des projets situés ailleurs dans la région (Martigues, Vallée du Rhône). La capacité de production en électricité de la région serait ainsi plus que doublée et la part de l'hydroélectricité ramenée à moins de 25%.

Un calcul sommaire montrait cependant à la mi 2008 que les projets recensés dans la région nécessiteront de l'ordre de 5,7Mt de quota de C02 (4.5MT CO2 pour les seuls projets de production d'électricité), à comparer au montant de la réserve nationale pour les 5 ans (période de 2008-2012) qui est de 2,74 Mt

CO2 (chiffre national). Bien que certains projets relèvent de reconversion d'installations anciennes disposant déjà de quotas, il n'est pas exclu que des **tensions sur le marché des quotas de C02** limitent la rentabilité de certains des projets annoncés.

Enfin d'autres projets de centrales thermiques de forte puissance, y compris à base de charbon, sont envisagés par des industriels qui examinent actuellement les conditions de leurs faisabilité.

Un développement des énergies renouvelables encore en retrait

Quatrième région hydroélectrique de France, le dernier grand ouvrage de production hydroélectrique construit dans la région a été achevé en 1992.

La puissance de production éolienne installée en PACA est aujourd'hui de à 38,5MW, correspondant à seulement trois projets en service pour une puissance installée en France qui atteint aujourd'hui 2000MW. L'avenir ne s'annonce pas très ambitieux dans ce domaine puisque seules trois Zones de Développement de l'Eolien (ZDE) ont été menées à leur terme par les élus des communes de la région. Un projet dans le Var d'une puissance de l'ordre de 70 MW vient d'obtenir son permis de construire.

Le dernier recensement du potentiel géothermique de PACA a été dressé en 1982. Une étude d'actualisation est en cours. Le volume d'énergie potentiel en particulier dans l'est de la région reste modeste.

Seule la **filière bois a notablement progressé** ces dernières années. Les recensements réalisés par la mission bois énergie mise en place par la Région, l'Etat et l'Ademe depuis une dizaine d'années montrent une forte progression du nombre de chaufferies bois réalisées (de l'ordre d'une quinzaine par an désormais). L'ordre de grandeur du volume d'énergie primaire ainsi produit reste cependant stable en raison de la taille des nouveaux projets.

La production solaire d'électricité connaît un engouement notable depuis le début de l'année 2008. Selon ERDF (chiffres à confirmer et à actualiser ensuite), le total des demandes d'étude pour des projets de plus de 36 kW avoisinait les 400 MW à fin juillet pour la région PACA, dont la moitié sur le département des Alpes-de-Haute-Provence, 63 MW dans le Var et 7,5 MW seulement dans les Alpes-Maritimes. Les incertitudes sur la réalisation de ces projets restent fortes et pour l'instant seuls les projets de plus faibles puissances réalisés par les particuliers se déploient en grand nombre. Ils ne représentent encore qu'une puissance cumulée très modeste.

Une prise en compte progressive de la nécessité d'économiser l'énergie :

27% de la population régionale habite un territoire dont les élus se sont engagés dans un Plan Local Energie et Environnement. Cette progression notable est à mettre en parallèle avec le rattrapage régional qui, après avoir tardé, assure une contribution en retrait au regard de son poids démographique, à l'effort national de dépôt de certificats d'économie d'énergie (3.4% des certificats déposés en mai 2008 contre 7.7% de poids démographique). Aucun dépôt volontaire de certificat n'a été enregistré dans la région contrairement aux autres régions.

Présent pour l'avenir

III. La politique énergétique nationale et sa déclinaison en Provence-Alpes-Côte-d'Azur

La situation électrique de l'est de la région PACA n'est à terme pas satisfaisante. Ce constat déjà établi dès l'année 1988 est à l'origine du projet de bouclage du réseau électrique 400kV que le Conseil d'Etat a censuré en annulant le 10 juillet 2006 la DUP qui autorisait le projet.

Le Conseil d'Etat a considéré, sans remettre en cause l'intérêt public des fonctions du projet, que les impacts de ces modalités de réalisation seraient supérieurs aux avantages procurés.

Cette décision est le signe d'une prise en compte croissante des considérations environnementales et paysagères entrant dans le cadre des grands projets d'infrastructures.

Le projet était pourtant issue d'une démarche d'élaboration de projet qui avait tenté de prendre en compte un environnement effectivement perçu comme très riche. La décision ministérielle issue du débat publique avait porté sur :

- La réduction de la capacité de transport du projet à une ligne 400kV simple qui réutilise autant que possible les pylônes de la ligne 225V

- La mise en place d'un ambitieux programme de maîtrise de l'énergie et de développement des énergies renouvelables.

Les conséquences immédiates de l'annulation de ce projet ont rendu d'autant plus importantes l'examen de toutes les propositions permettant de réduire la croissance de la demande d'électricité de pointe, de développer les énergies renouvelables et les productions décentralisées d'électricité.

La DGEMP a immédiatement après la décision du Conseil d'Etat demandé à RTE de développer un programme de mesures palliatives constitué d'aménagements sur le réseau existant afin d'en accroître les capacités de transport. Ce programme a été validé le 1 décembre 2006.

Elle également demandé à l'ADEME de bâtir un nouveau programme de MDE et de production d'électricité d'origine EnR à la hauteur des nouveaux enjeux. Ce programme a été validé début décembre 2006 lors d'une réunion tenue à la DIGEC. Il a servi de base à la mobilisation de sommes conséquentes pour l'accompagner (15 M€ au titre du CPER et 10 M€ au titre du FEDER)

Dans le même temps, par une lettre en date du 29 novembre 2006, Monsieur le Ministre en charge de l'énergie a autorisé le préfet des Alpes Maritimes à engager l'Etat dans un Groupement d'Intérêt Public dévolu à la maîtrise de l'énergie de ce territoire. Faute de consensus, ce GIP n'a pas été créé.

De façon parallèle la mise en place à l'initiative de partenaires privés de nouveaux groupes de production électrique dans la zone de Fos permet de sécuriser à long terme le territoire de l'ouest PACA.

Le programme de mesures palliatives qui sera achevé en 2009 apporte une sécurité satisfaisante mais provisoire à l'alimentation électrique de l'Est de la région. La solution à horizon doit s'inscrire dans le contexte de la nouvelle politique énergétique de la France.

Cette politique nationale de l'énergie est structurée par la loi de programmation et d'orientation de la politique énergétique en date du 13 juillet 2005. Elle comporte des engagements importants :

- garantir l'indépendance énergétique nationale et la sécurité d'approvisionnement

- préserver l'environnement et renforcer la lutte contre l'effet de serre

- garantir un prix compétitif de l'énergie

- garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie

Présent pour l'avenir

Elle est compatible avec l'engagement de la France de stabiliser ses émissions de gaz à effet de serre en 2010 à hauteur de 1990 puis de les diviser par quatre d'ici à 2050.

Elle comporte des outils efficaces et novateurs pour inciter au développement des économies d'énergie et des énergies renouvelables, tels que les crédits d'impôts et les certificats d'économie d'énergie ainsi que les appels d'offres établis dans le cadre des objectifs de la PPI (programmation pluriannuelle des investissements) ou les tarifs de rachats de l'électricité renouvelable produite.

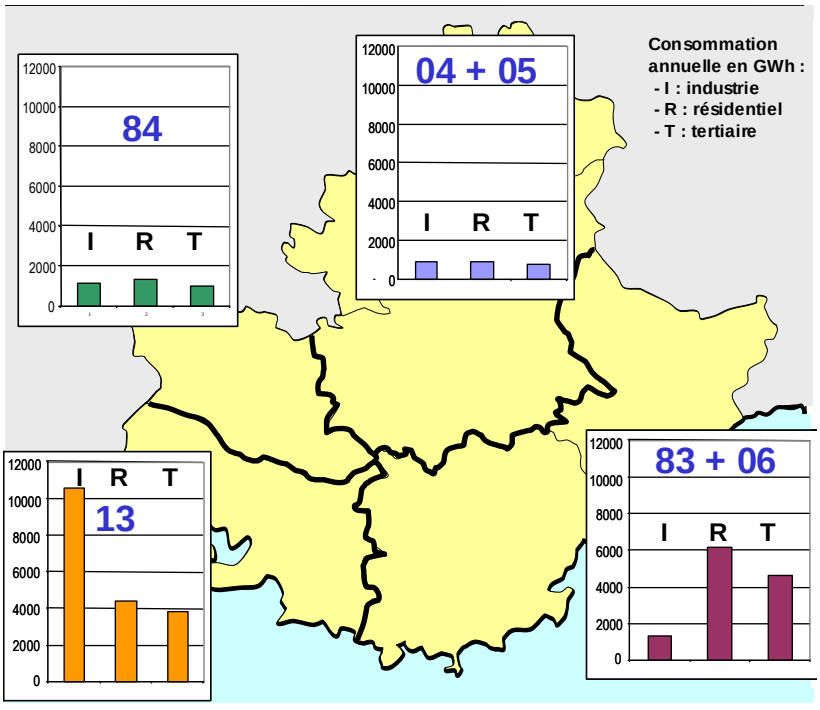
Elle évoluera pour prendre en compte les objectifs du Grenelle de l'environnement (3x20%) à l'horizon 2020 en référence à 1990 :

- Réduction des émissions de gaz à effet de serre de 20%
- Amélioration de l'efficacité économique de 20%
- Couverture des consommations d'énergie par 20% d'énergies renouvelables.

La solution retenue devra être compatible avec les engagements de qualité de service attendus du gestionnaire du réseau de transport et exprimés dans le décret du 24 décembre 2007 (article 19) et l'arrêté pris pour son application également le 24 décembre 2007.

IV. La situation électrique actuelle de la région

La consommation électrique de la région PACA se concentre pour plus de 80% sur les trois départements du littoral. Dans les Bouches-du-Rhône, le poids de l'industrie est prépondérant, alors que les consommations des secteurs résidentiels et tertiaires sont majoritaires dans les autres départements.



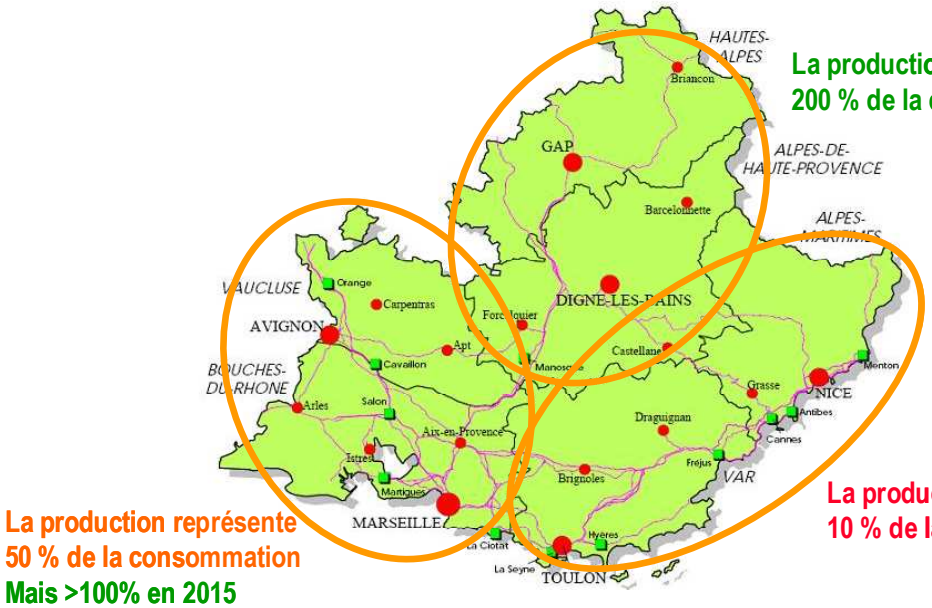
Par ailleurs, la production est plutôt localisée dans les Bouches-du-Rhône, pour la production thermique, et dans les départements alpins, pour la production hydroélectrique. On peut ainsi distinguer trois zones aux bilans production/consommation très contrastés :

- Les départements des Hautes-Alpes et des Alpes-de-Haute-Provence ont une faible consommation et une production hydraulique généralement excédentaire. Derrière ce bilan annuel, la situation peut être contrastée selon la période de l'année : fortement excédentaire pendant la période de forte hydraulicité, le bilan peut devenir déficitaire à la pointe de consommation d'hiver ;

Présent pour l'avenir

- Les départements des Bouches-du-Rhône et du Vaucluse produisent en moyenne la moitié de l'électricité qu'ils consomment. Le reste est acheminé par le réseau à très haute tension depuis la vallée de la Durance et la vallée du Rhône. Si les projets de cycle combiné au gaz actuellement annoncés se réalisent, le bilan moyen annuel devrait devenir quasiment équilibré, voire exportateur ;

- Les départements des Alpes-Maritimes et du Var se caractérisent par un fort déficit de production d'électricité et sont donc fortement dépendants du réseau électrique pour leur alimentation.

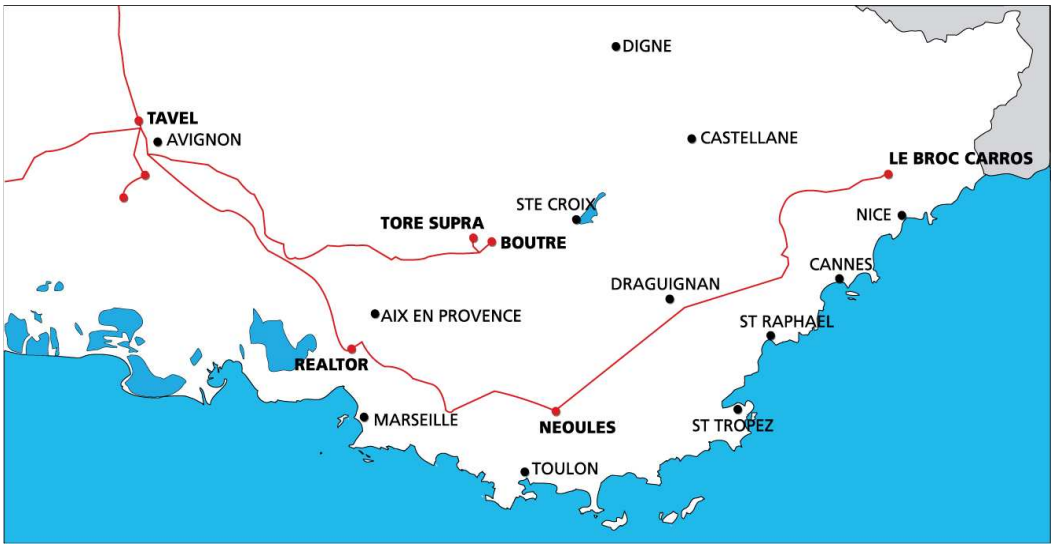


La production représente 200 % de la consommation

La production représente 50 % de la consommation Mais >100% en 2015

La production représente 10 % de la consommation

L'alimentation électrique de la région PACA est principalement assurée par un axe à 400 000 volts issu du poste de Tavel (Avignon), dit « axe Sud ».



Cet « axe Sud » est constitué de deux circuits électriques distincts mais supportés par les mêmes pylônes (ligne dite « double circuit »).

Présent pour l'avenir

En cas d'avarie de l'un des deux circuits entre Tavel et Réaltor, l'autre est souvent insuffisant pour assurer l'acheminement de l'électricité nécessaire à la satisfaction des besoins des départements du littoral. Après Néoules, l'un des circuits de cette ligne est actuellement exploité à 225 kV pour assurer la desserte des postes électriques intermédiaires. En cas d'avarie du seul circuit à 400 kV, le réseau restant est souvent insuffisant pour assurer l'acheminement de l'électricité nécessaire à la satisfaction des besoins de l'Est PACA.

Par ailleurs, en cas d'avarie simultanée des deux circuits, le secours par le Nord (lignes à 225 000 volts issus du poste de Boutre) est actuellement insuffisant. Un tel incident est normalement très rare. Toutefois, l'exposition particulière de la région PACA aux incendies de forêt fait peser sur les ouvrages un risque particulier. Un à deux incendies se déclarent chaque année sous les lignes de l'axe Sud, ce qui conduit généralement les autorités à demander la mise hors tension des lignes pour permettre l'intervention des pompiers en toute sécurité. Ces cas sont à l'origine de l'essentiel des coupures vécues (été 2001, été 2003, printemps 2005).

Enfin, même avec l'intégralité du réseau existant en service, la région est actuellement exposée au risque d'écroulement de tension en cas de pic de consommation. Plusieurs situations critiques ont été rencontrées pendant l'hiver 2005-2006.

V. L'annulation du projet de ligne Boutre Broc-Carros et le retour d'expérience

Le projet de ligne à très haute tension entre les postes de Boutre (Manosque) et Broc Carros (Nice) visait à réaliser un « bouclage » du réseau à 400 kV. Il assurait une bonne couverture contre l'ensemble des risques évoqués plus haut. Il était associé à un programme de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) dans l'Est de la région.

Ce projet se substituait aux deux lignes électriques à haute et très haute tension situées sur le même tracé et offrant une capacité inférieure. Toutefois, par une décision du 10 juillet 2006, le Conseil d'Etat a annulé la déclaration d'utilité publique (DUP) du projet. Le Conseil d'Etat a notamment jugé que le bilan environnemental de la nouvelle ligne dans le site exceptionnel du Verdon ne pouvait pas se prévaloir de la dépose des deux lignes existantes, dans la mesure où elles avaient été construites préalablement aux mesures de protection de ce site.

RTE a souhaité réaliser un retour d'expérience global sur l'échec du projet Boutre-Broc Carros, afin de tirer les leçons du déroulement de ce projet et d'améliorer la démarche de concertation et de communication pour les projets à venir. C'est le cabinet C&S Conseils, spécialisé dans les questions de concertation et de débat public, qui a été mandaté afin de réaliser cette étude, à partir d'une cinquantaine d'entretiens, dont la majorité avec des acteurs externes à RTE, ainsi que sur une analyse documentaire détaillée.

Le diagnostic de C&S Conseils a souligné que le projet s'est inscrit dans un contexte en profonde évolution, marqué par une prise en compte plus grande des enjeux environnementaux et paysagers dans les décisions publiques et par un renforcement des actions, notamment juridiques, mises en œuvre par les mouvements d'opposition aux grands projets d'infrastructures.

Le déroulement du projet a eu sa part de réussite, avec une concertation solide et une bonne collaboration entre RTE et les ministères concernés. Mais, du point de vue des acteurs interrogés, le projet a souffert du

passé conflictuel d'EDF dans le Verdon, d'une durée trop importante avec des phases trop longues de silence, et du refus de RTE d'envisager une solution technique basée sur la mise en souterrain, au moins partiellement.

Enfin, la décision du Conseil d'Etat aura été une surprise pour la plupart des acteurs. Elle est considérée en général comme une évolution de la jurisprudence.

Selon le cabinet C&S Conseils, les enseignements que les acteurs tirent de cette expérience s'adressent autant à RTE qu'à l'Etat. Ils portent sur le pilotage des grands projets de ce type, sur la nécessaire vigilance qu'ils imposent, ainsi que sur l'amélioration des relations avec les élus et les associations.

Si RTE a conduit un processus de concertation solide avec une approche technique très aboutie, il a pu manquer au projet une vision politique globale, plus ouverte et plus construite, à la fois dans la recherche des solutions, dans l'approche environnementale du projet, dans l'approche des acteurs, et dans la relation avec la tutelle.

Pour l'Etat, le retour d'expérience a révélé la difficulté, voire le manque de cohérence entre deux politiques : celle de protection environnementale et celle du développement des grands équipements. Il a également soulevé la question du rythme d'avancement des projets : comment les décisions politiques peuvent elles contribuer à éviter les "trous noirs" entre les différentes phases du projet ? En outre, "l'empilement" des différentes phases administratives de l'instruction d'un projet de ligne électrique est devenu complexe et peu visible pour le public comme pour les décideurs.

In fine, les caractéristiques propres au projet Boutre – Broc-Carros concentrent de façon exacerbée des facteurs que l'on retrouve dans d'autres projets. Tout se passe comme si le Verdon avait servi de caisse de résonance aux difficultés que RTE rencontre pour le développement de son réseau.

Sur la base des recommandations de C&S Conseils, RTE entend poursuivre ou engager différentes actions, notamment pour améliorer et développer le dialogue avec les différentes parties prenantes et acteurs des territoires : Etat, élus, Parcs naturels, associations, opposants aux ouvrages électriques.

Par ailleurs, RTE entend faire plus de place à des solutions techniques innovantes (nouvelles générations de conducteurs, mise en souterrain…) et adopter une approche plus ouverte sur les questions concernant la maîtrise de la demande en énergie.

Les évolutions du réseau programmées à court terme

Suite à l'annulation du projet BBC, RTE a engagé des mesures permettant de maîtriser certains des risques auxquels la région est exposée pendant quelques années. Trois projets ont été lancés :

- la tension sera soutenue par l'installation de batteries de condensateurs dans l'Est PACA : ces équipements sont installés dans les postes électriques existants (2008).

- la capacité de l'axe Sud sera augmentée d'environ 30 % (gain de 600 MW contre 1400 MW par le projet BBC) par l'exploitation en 400 000 volts de l'un des deux circuits de la ligne Néoules –Broc Carros (reliant Toulon à Nice), actuellement exploité en 225 000 volts : des transformations 400 000 / 225 000 volts doivent au préalable être créées dans les postes électriques de Trans (2009) et de Biançon (2008).

- les flux électriques arrivant au poste 400 000 volts de Boutre peuvent être forcés vers l'axe Sud par l'installation d'un « transformateur-déphaseur » sur la ligne Boutre – Coudon: cet équipement sera installé dans le poste de Boutre (2009).

Parallèlement à ces aménagements, l'accueil des nouvelles centrales de production autour de l'étang de Berre nécessite la création de nouveaux postes électriques à 400 000 volts entre Fos-sur-Mer et Marseille et l'adaptation de lignes existantes. La majeure partie de l'électricité produite sera ainsi acheminée jusqu'au poste de Réaltor. A partir de fin 2011, ces nouvelles centrales permettront de diminuer fortement les risques sur la zone de Marseille et en allégeant les contraintes sur la région PACA.

L'ensemble de ces évolutions du réseau régional représente un investissement de 80 M€ pour les trois projets visant à sécuriser l'Est de PACA et de 120 M€ pour l'accueil de la production dans la zone de Fos-sur-Mer.

A l'issue de la mise en œuvre de ces différents aménagements, on peut considérer que :

- le département des Bouches-du-Rhône sera bien couvert contre les différents risques évoqués ci-avant ;

- les départements du Var et des Alpes-Maritimes resteront exposés à des risques importants de coupure en cas d'incendie ou d'avarie grave sur l'axe Sud. En outre, à l'horizon 2015-2020, les risques de coupure liés à l'avarie d'un seul circuit ou les risques d'écroulement de tension réapparaîtront progressivement.

C. Quelques grands enjeux à prendre en compte :

I. La perspective démographique à l'horizon de 2030

L'analyse démographique réalisée par l'INSEE montre une région Provence Côte d'Azur en forte croissance démographique sous l'effet d'un solde migratoire positif qui constitue les deux tiers de cette croissance. La tendance à la croissance s'est même sensiblement accrue dans la période 1999-2005 par rapport à la période précédente. Elle se situait entre 1999 et 2005, à 0.5% par an pour le département dues Alpes-Maritimes, 1% pour le département du Var et 0.9% pour le département des Alpes de Hautes Provence.

La croissance se répartie pour la moitié dans les villes moyennes (villes de 5 à 50 000 hab.), pour un quart dans les grandes villes (+ 50 000 hab.) et le dernier quart en milieu rural. Tous les territoires sont donc concernés.

Une fraction significative des migrants est constituée de populations actives parmi lesquelles le taux de cadres et de professions intermédiaires est important.

Pour établir des projections, l'INSEE retient 3 hypothèses qui constituent son scénario central pour les 20 prochaines années :

- Un taux de fécondité maintenu à 1,9 enfant par femme
- Une baisse de la mortalité parallèle dans la période d'étude, à celle intervenue sur la période 1999-2005
- Des flux migratoires de même intensité annuelle que sur la période 1999-2005

Les projections de population sont alors les suivantes :

Scénario central	Population		Accroissement 2006-2030	Evolution En %	Taux annuel d'évolution en %
départements	2006	2030			
04	154 000	191 000	36 700	24	0.9
83	976 000	1 234 600	258 000	26	1.0
06	1 069 200	1 245 800	176 600	17	0.6
Total	2 200 100	2 671 800	471 700	21	0.9

Le solde migratoire tend à ralentir le vieillissement de la population du département des Alpes Maritimes qui atteindrait toutefois 32.2% pour les plus de 60 ans, contre 35.2% dans le Var et 36.4 % pour les Alpes de Haute Provence.

La consommation électrique peut être influencée par l'évolution du nombre des ménages. Les projections à long terme sont délicates. La prolongation des tendances actuelles pour la période 2005-2015 conduirait à un accroissement de 5 700 ménages par an (pour 485 600 ménages en 2005) pour les Alpes Maritimes et de 7 250 ménages dans le Var (420 000 ménages en 2005).

II. Les enjeux environnementaux du territoire traversé

Biodiversité

Située à la rencontre des domaines alpin et méditerranéen, caractérisée par des reliefs contrastés et une grande diversité géologique et climatique, la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur offre une **biodiversité remarquable** qui s'exprime dans la grande richesse en espèces, la diversité des milieux et écosystèmes et un endémisme important. Cette richesse, unique au sein du territoire métropolitain, confère à la région et à ses acteurs une responsabilité particulière dans la mise en œuvre de la Stratégie nationale pour la

biodiversité. Cette situation explique que plus de 50% du territoire régional soit recensé parmi les zones d'intérêt écologique, floristique et faunistique et que la région apporte également une **contribution significative au réseau européen Natura 2000**. Plus de 120 sites ont ainsi été désignés au titre des directives Habitats (92/43/CEE) et Oiseaux (79/409/CEE).

Cette biodiversité se trouve menacée par plusieurs facteurs :

- une **pression anthropique** qui se renforce sur le littoral et les dépressions. Elle induit une artificialisation du mode d'occupation du sol, une diminution des surfaces naturelles, la disparition de milieux de faible étendue, la fragmentation des écosystèmes et l'altération de leurs fonctionnalités ;
- la déprise agricole, qui caractérise les zones de relief et les espaces intérieurs et se traduit par une **fermeture des milieux** et une perte de diversité écologique.

Dans la partie orientale de la région concernée par la sécurisation énergétique, on peut noter une continuité d'espaces naturels à enjeux s'étirant des pays du Verdon jusqu'à l'arrière-pays niçois et aux contreforts du Mercantour, en passant par les plateaux calcaires de l'arrière-pays de Grasse. Plus au sud, de grands ensembles naturels sont également présents, mais le développement des activités humaines dans les dépressions introduit des discontinuités fortes. Ainsi :

- La plaine entre le Luc et l'agglomération toulonnaise, qui accueille l'autoroute A57, s'interpose entre la Sainte-Baume et l'ensemble Maures - plaine des Maures ;
- La dépression, qui relie Vidauban à l'agglomération de Fréjus St-Raphaël par le nord de la plaine des Maures et la basse vallée de l'Argens et accueille l'autoroute A8, sépare les Maures de la Provence calcaire au nord et de l'Estérel à l'est.

Au-delà des préoccupations liées à la consommation d'espaces naturels et à la fermeture des milieux, sont donc aussi identifiés des **enjeux liés au maintien de la fonctionnalité et des échanges** entre les grands ensembles naturels.

Trame verte et bleue

La perte de connectivité des paysages naturels, qui accentue les processus d'érosion de la biodiversité et de perte de résilience des systèmes vivants, a été abordée lors du Grenelle de l'environnement. Il en est ressorti la nécessité d'identifier et de préserver, à l'échelle du territoire métropolitain, une **trame de corridors biologiques dite trame verte et bleue**, s'appuyant notamment sur les cours d'eau et les parcs naturels régionaux.

L'Etat doit fixer le cadre méthodologique et assurer la cohérence interrégionale ; l'agenda demande de cartographier les continuités et discontinuités pour 2010. Dans cette perspective la DIREN a engagé des études méthodologiques visant à identifier, caractériser et hiérarchiser les corridors biologiques. Le territoire d'étude retenu pour l'élaboration de la méthodologie englobe la Dracénie et Cœur de Var.

Sites et paysages

L'Est-PACA offre des paysages remarquables, dont la notoriété dépasse très largement les frontières régionales et nationales : gorges du Verdon, Côte d'Azur, Riviera, Mercantour, … Plusieurs sites sont classés au titre de l'article L.341-1 du code de l'environnement (Grand Canyon du Verdon, le Thoronet, Estérel, nombreux sites littoraux…) et de nouveaux classements sont à l'étude dans la zone intermédiaire (Sainte-Baume, Estérel Nord, plateau de Caussols et Calern).

Ces paysages et ensembles naturels participent de l'attractivité du territoire et sont le support d'**activités touristiques** qui contribuent largement à l'**économie régionale**.

Des territoires qui se structurent autour des richesses naturelles

Conscients de l'atout que représentent leurs **ressources naturelles** (eau, biodiversité, sites et paysages, espaces de silence), les collectivités du haut pays se sont regroupées en territoires de projet. Le Parc naturel régional du Verdon, structuré autour du Verdon, est en contact à l'ouest avec celui du Luberon. A l'est le PNR des Alpes d'Azur en projet intéresse également la zone d'étude. A terme, la région PACA offrira une véritable continuité de parcs naturels régionaux et de parcs nationaux s'étirant du delta du Rhône aux Alpes.

On peut souligner la forte contribution du PNR du Verdon au développement de la région PACA, par le biais de l'**exploitation de sa ressource en eau**. Ce sont actuellement 150 millions de m^3 sur 660 qui sont transférés hors bassin et servent à l'alimentation en eau potable (30%), à l'irrigation (40%) et à l'industrie (30%) des territoires voisins à fort développement économique. Il s'ensuit des conflits d'usage à gérer et des **interrogations légitimes sur les retombées locales** de cette exploitation d'une ressource qui conditionne le développement régional.

La charte du PNR du Verdon actuellement en révision a défini des espaces à enjeux majeurs… qui restreignent de fait toute nouvelle possibilité d'implantation de ligne THT sur le territoire du parc. Le courrier DIREN/SPT/USEN/2007-195 du 25 juin 2007 a d'ailleurs alerté les autorités du parc sur l'**insuffisance de prise en compte des orientations de la loi POPE** (loi 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique).

Occupation du sol

L'observation de l'occupation du sol de la partie orientale de la région montre une matrice globale très « verte », bordée au sud par une frange littorale où l'urbanisation est quasi-continue. Profitant de la présence des quelques plaines alluviales, de grandes taches urbaines se développent vers l'intérieur à partir des villes littorales : Toulon, Fréjus-St Raphaël et, à l'est, l'énorme tâche urbaine qui s'étend depuis le pied du Tanneron jusqu'à la vallée du Var et Nice. Les zones agricoles significatives qui persistent sont le plateau de Valensole (céréales, lavande) et les plaines viticoles de l'Arc et du département du Var. Toutefois, ces dernières sont progressivement mitées par un développement urbain qui se structure autour des deux axes autoroutiers : A8 de direction est-ouest reliant le bassin de l'Arc, la plaine des Maures et la vallée de l'Argens ; A57 entre Toulon et la plaine des Maures.

Dans ce **contexte très déséquilibré en matière d'occupation humaine**, la tentation est forte pour les grands projets de s'éloigner du littoral et de ces axes pour se reporter vers le haut pays.

Gouvernance des projets et développement durable

L'histoire mouvementée du projet de ligne à 400kV Boutre Carros et ce contexte humain sensible interpellent les décideurs sur la **gouvernance** des projets futurs liés à la sécurisation énergétique de l'Est PACA, passant par :

- une clarification du processus de concertation,
- une appropriation par tous les acteurs des aspects législatifs et techniques,
- une démarche partagée d'identification des enjeux des territoires concernés,
- la recherche d'une hiérarchisation partagée des enjeux.

La mise en œuvre de la sécurisation énergétique de l'Est PACA et des projets qui en découleront doit s'ancrer résolument dans le développement durable. Une telle démarche suppose notamment de :

- favoriser un questionnement ouvert
- poser la question des compétences des équipes projet
- rechercher l'articulation entre les politiques publiques qui passe notamment par une approche globale des territoires et des enjeux
- prendre en compte les différentes échelles de territoires
- mettre en œuvre une concertation ouverte et transparente
- arbitrer sur la base d'argumentaires faisant la preuve d'une appréhension de la complexité.

III. Une réflexion d'aménagement du territoire

Prospective sur la sécurité électrique en Région PACA, réflexions autour de l'aménagement du territoire régional

Frédéric RYCHEN, Institut d'Economie Publique ; Maître de conférences à l'Université de la Méditerranée

La prospective sur la sécurité de l'approvisionnement électrique en PACA est fortement déterminée par l'évolution future de la demande d'électricité dans l'Est de la région. En effet, malgré le développement

Présent pour l'avenir

prévisible de l'activité et de la population dans l'aire métropolitaine marseillaise, le réseau serait dans la capacité de faire face à cet accroissement de demande du fait du développement de sites de production dans cette partie du réseau. En revanche, la non interconnexion de la branche Est du réseau PACA est source de risques selon les perspectives d'évolution de la demande d'électricité. En l'état actuel de l'architecture du réseau, une forte évolution de la demande dans l'Est de la région PACA remettrait en cause la viabilité de l'approvisionnement électrique et aurait des conséquences régionales déplorables.

Cet exercice de prospective s'appuie sur ces éléments techniques pour mettre en exergue les tendances dans l'aménagement du territoire régional qui déterminent l'évolution de la demande d'électricité dans l'Est de la région PACA et par conséquent la viabilité de l'alimentation électrique de la région.

Notre analyse s'appuie sur les estimations de l'évolution de la population élaborées par l'INSEE ainsi que sur les perspectives d'aménagement du territoire. Il ne s'agit donc pas forcément de décrire les futurs possibles, mais surtout d'identifier les grands enjeux qui structureront les scenarii et, au travers des projets d'aménagement, le caractère endogène de l'action publique. En effet, les réflexions qui sont abordées dans ce texte et l'ampleur des tendances qui structureront l'Est de la région PACA dépendent en partie de décisions qui seront prises par les pouvoirs publics, notamment au travers du choix de l'itinéraire de la LGV PACA, et de l'urbanisation du cœur du Var.

1. Etat des lieux

La région PACA a une structure bipolaire entre l'aire métropolitaine marseillaise et l'agglomération de Nice. Une grande partie de l'activité économique et de la population se trouvent concentrées dans ces deux zones urbaines.

Le développement métropolitain favorise la concentration des activités économiques autour de ces pôles, permettant la captation d'économies d'agglomération et un accès à des infrastructures de qualité, ce qui contribue à accentuer l'attractivité de ces zones urbaines. La logique des politiques publiques de développement économique (Pôles de compétitivité, PRIDES), en s'appuyant sur les tissus économiques existants, renforce cette polarisation des dynamiques économiques. Ainsi, à côté des Bouches-du-Rhône et des Alpes-Maritimes, le Var ne dispose pas d'une armature industrielle développée, car essentiellement tournée vers l'économie résidentielle.

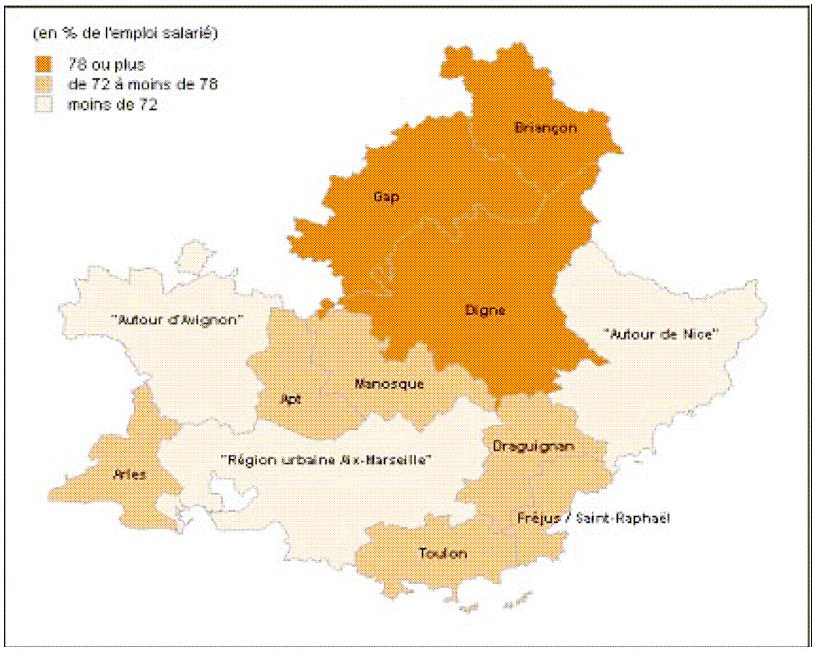
Implantation des établissements de plus de 400 salariés (2005 – source INSEE)

Présent pour l'avenir

2. Éléments de prospective à l'horizon 2030

L'exercice de prospective proposé par l'INSEE s'appuie sur une dynamique démographique importante, avec un accroissement de la population de 37 000 personnes par an, soit au total 830 000 personnes de plus à l'horizon 2030. Sans revenir dans le détail des scénarii, il est important de noter que 75% de cette évolution sera imputable aux mouvements migratoires et que le vieillissement de la population sera sensible avec +50% de personnes de plus de 60 ans et +70% de personnes de plus de 80 ans. Les enjeux autour de l'économie résidentielle en PACA, qui occupe aujourd'hui 70% des salariés, ne cesseront de s'accroître du fait de la satisfaction des besoins d'une population toujours plus nombreuse (35% des salariés travaillant dans l'économie résidentielle) et de l'augmentation des dépenses de consommation des ménages liées à la distribution élargie des revenus de transfert (50% de ces mêmes salariés).

Poids de l'économie résidentielle en PACA (2005, Source INSEE)



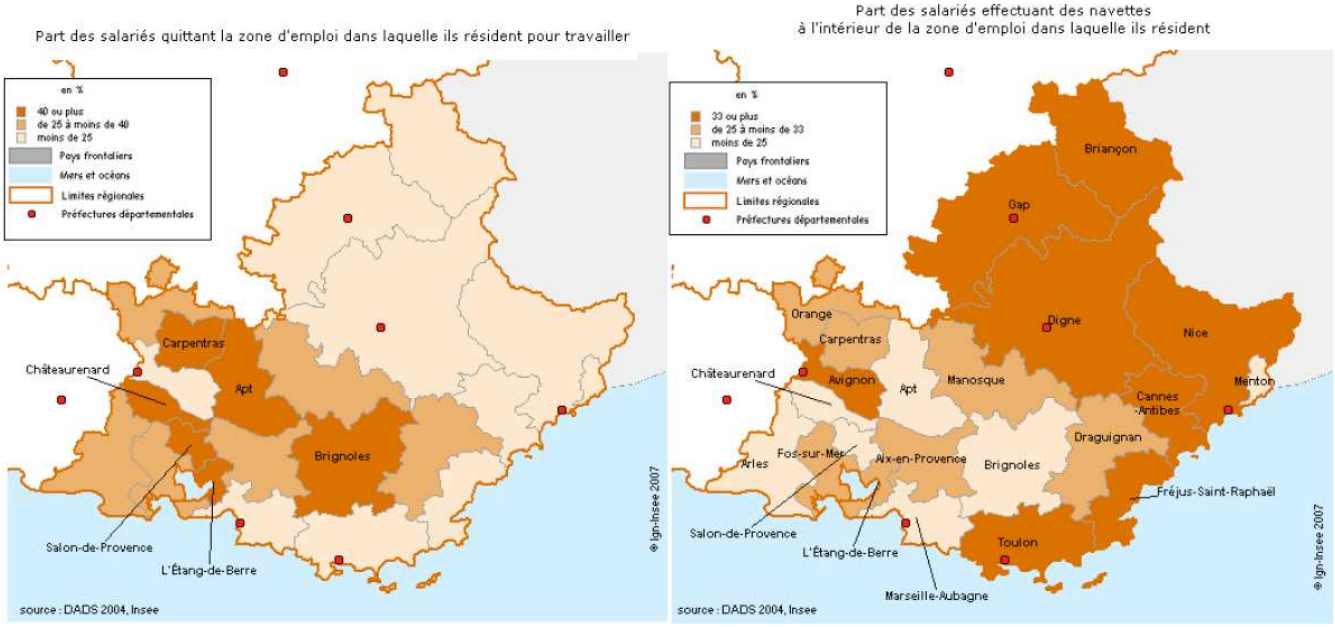
Dans cette dynamique générale, le département du Var connaîtra une évolution significative de son poids démographique dans l'ensemble régional, car avec un taux de croissance annuel moyen de 1%, sa population connaîtra la plus forte progression relative et viendra quasiment égaler celle des Alpes-Maritimes vers 2030 avec 1 234 600 personnes.

3. Analyse des enjeux pour l'Est-PACA

Si nous prenons comme référence le scénario de l'INSEE à 2030, nous voulons montrer par cette analyse que les enjeux de l'évolution de la demande d'électricité sont plus fortement dépendants de la dynamique du département du Var que de celle des Alpes-Maritimes. En effet, contrairement à la situation des Alpes-Maritimes, le département du Var peut connaître un développement plus marqué que prévu, car il est dans une position intermédiaire qui permettrait d'absorber un afflux plus important de population, mais surtout d'activités économiques.

Cette instabilité à 2030, demande ainsi une analyse plus détaillée des facteurs de ruptures dans la dynamique d'évolution de ce département.

Le département du Var se trouve dans une situation de territoire intermédiaire où l'économie résidentielle joue un rôle prépondérant. Cette spécificité se renforce dans la partie Nord du département, car ce territoire est désormais le confluent de la dynamique d'étalement de la population provenant des départements des Alpes-Maritimes et des Bouches-du-Rhône.

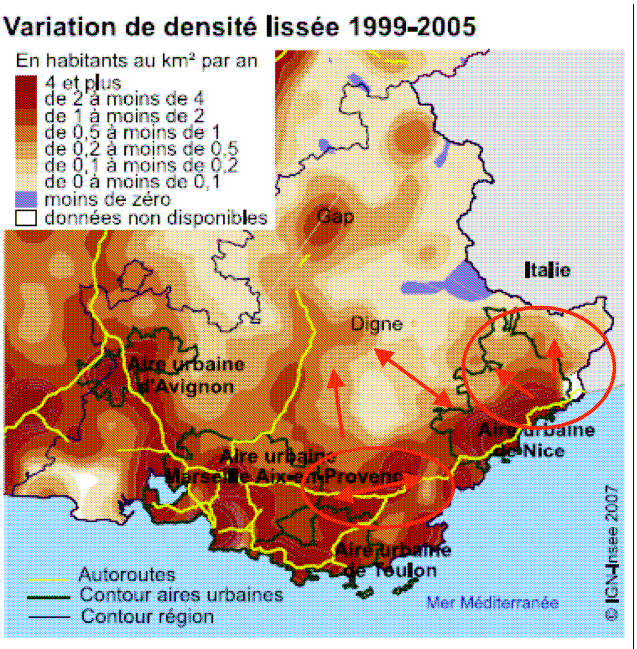


L'analyse des cartes des navettes domicile/travail montre bien l'effet polarisé de certaines zones du Nord du Var et le fonctionnement autocentré des zones d'emploi, notamment dans les Alpes Maritimes.

Le département des Alpes-Maritimes connaît un développement significatif de son économie et de sa population. Mais, étant donnée la configuration naturelle du département et la difficulté croissante d'urbanisation dans la frange littorale, les perspectives d'évolution de ce département doivent être nuancées.

L'accroissement de l'attractivité économique de ce département, provoque déjà des effets de débordement de population sur l'Est du département du Var et le Sud du département des Alpes de Haute Provence, créant des espaces résidentiels intermédiaires.

Ce phénomène, concomitant avec l'augmentation des prix du foncier, ne pourra être jugulé que par une capacité accrue du territoire à créer et distribuer de nouvelles richesses et à concentrer davantage la population autour de l'agglomération de Nice. En effet, sans une augmentation sensible de la richesse produite dans les Alpes Maritimes, il deviendra de plus en plus difficile d'urbaniser de nouvelles zones. L'évolution des densités dans la partie Est de la région PACA est assez illustrative de cette problématique.



Source : Insee, Recensement de 1999 - estimations démographiques supra-communales 2005

Présent pour l'avenir

Même s'il existe une dynamique de développement au Nord des Alpes-Maritimes, on constate que l'étalement vers le Var est un mouvement déjà amorcé lors des dix dernières années. Le Nord du Var devient une zone privilégiée d'accueil des populations. Ce territoire intermédiaire joue comme un véritable bassin d'expansion des agglomérations Toulonnaise,, Niçoise et Marseillaise. En effet, s'il n'est pas envisagé de remettre en question les forces d'attractivité des deux aires urbaines principales de la région, leurs modalités d'expansion dépendent en grande partie de la capacité des territoires périphériques à accueillir de nouveaux habitants et de nouvelles entreprises, tout en permettant à celles-ci d'articuler leurs activités dans un ensemble territorial élargi. Ces zones intermédiaires représentent donc des espaces en mutation qui sont nécessaires au fonctionnement métropolitain régional. La manière d'aménager ces espaces intermédiaires conditionne en grande partie les potentialités de développement de la région, car ils peuvent permettre de relâcher les contraintes liées à la concentration excessive des personnes et des activités dans les pôles urbains principaux.

4. Prospective et effets endogènes des politiques d'aménagement

Il y a donc, dans la prospective de l'Est de la région PACA, une sensibilité importante à la manière dont seront aménagés les territoires intermédiaires du Nord du Var. Ceci dépend des stratégies propres aux acteurs de ces territoires, mais dépend aussi de l'interconnexion de ces zones avec les pôles de création de richesses que sont Marseille, Nice et Toulon. En ce sens, l'évolution de ces territoires intermédiaires dépend des politiques mises en place au sein de ces agglomérations, mais dépend aussi des volontés politiques présentes dans ces territoires pour mettre en œuvre une politique de développement concertée.

L'accessibilité des zones urbaines est un facteur important permettant l'étalement urbain et par conséquent la croissance rapide des territoires intermédiaires. L'amélioration de la gestion ferroviaire entre Cannes-Antibes et Aubagne-Toulon, ainsi que l'amélioration des transports en commun au sein de ces villes peut contribuer à limiter les effets négatifs de la concentration des personnes sur la durée des déplacements et permettre à des actifs de plus en plus nombreux d'accéder aux pôles urbains, tout en résidant à des distances de plus en plus grandes de ceux-ci. En ce sens, une meilleure accessibilité et une plus grande efficacité des transports est un facteur de pression foncière sur ces espaces intermédiaires.

La gestion de l'occupation des sols dans ces zones intermédiaires et les volontés politiques de développement sont aussi des facteurs à considérer. Dans le futur, le traitement nécessaire des zones d'habitat diffus, ainsi que la nécessité d'une gestion plus efficace des équipements publics rendra nécessaire une politique de développement concertée dont les SCOT en sont déjà les préfigurations. Ainsi une polarisation minimale des personnes et des activités autour de noyaux urbains permettra d'accélérer le processus de polarisation et de structuration de ces territoires en posant les conditions nécessaires à un éventuel développement économique.

La perspective d'une économie résidentielle dominante est fort probable, mais la dynamique de création de valeur peut s'éloigner du déterminisme démographique si ces territoires intermédiaires arrivent à impulser un développement d'activités industrielles. Cette modification dans les sources de création de valeur serait un facteur majeur de rupture dans la logique de développement de la zone. Si un développement indépendant de l'économie résidentielle n'est pas envisageable dans l'état actuel du tissu économique du Var, les effets structurant de la LGV et son tracé dans la région PACA pourraient bien avoir un effet déclencheur.

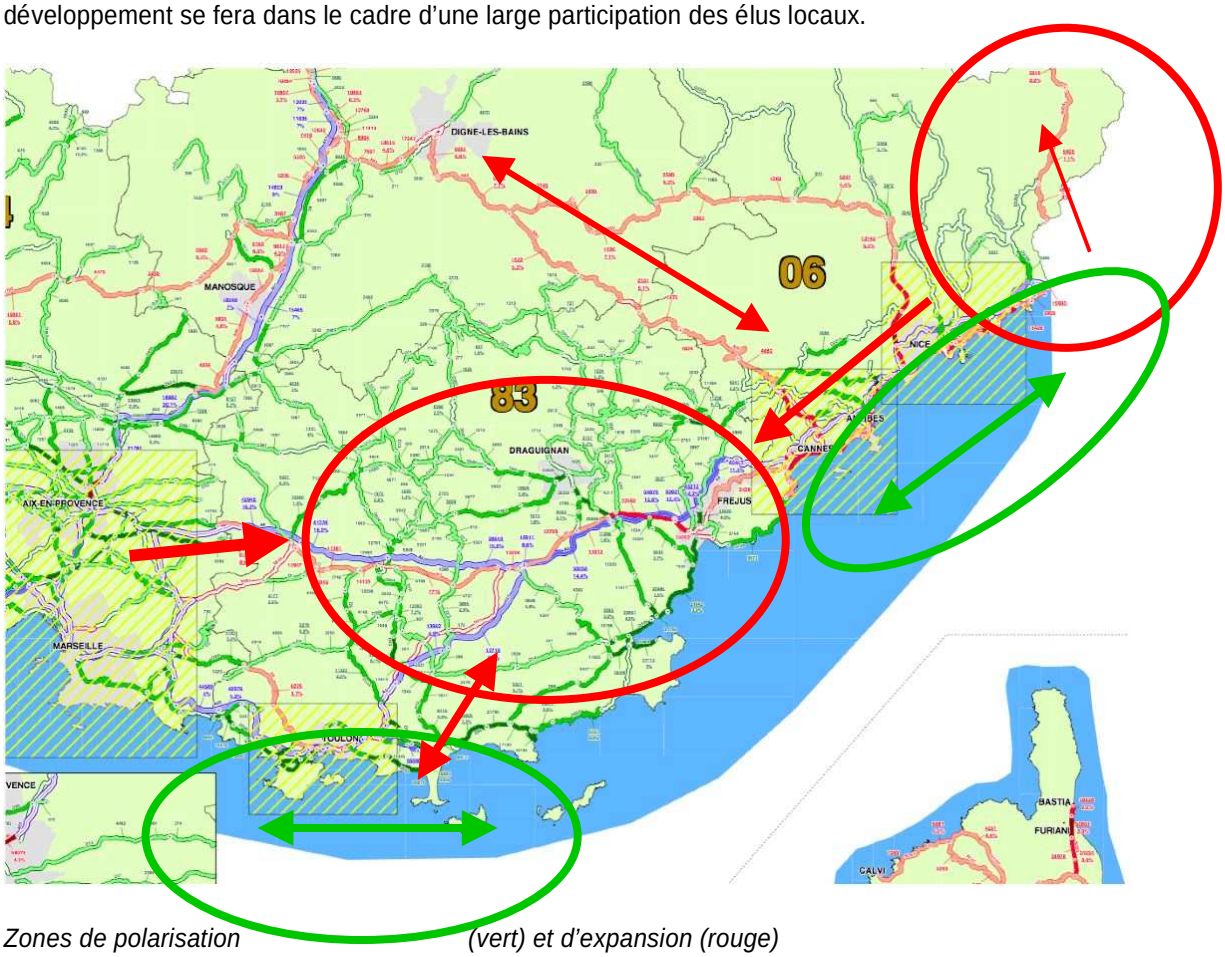
5. Effet structurant et de rupture de la LGV

Si nous réduisons la discussion sur les tracés de la LGV à une option Haute et une option Basse (via Toulon), la dynamique des espaces intermédiaires du Nord du Var se trouve profondément modifiée selon le choix du tracé, impactant les perspectives de sécurité électrique en PACA.

Dans le cas d'un scénario Haut, l'interconnexion nationale et internationale de Nice est un facteur jouant en faveur d'une plus grande polarisation métropolitaine, qui se traduira par des tensions sur le foncier et un débordement accru sur l'Est du Var (Fréjus, Draguignan), confortant les tendances évoquées par le scénario tendanciel de l'INSEE. Le fait que Toulon ne soit pas desservie ne permettra pas un développement très important du trafic passager intra-régional via la LGV, reportant sur le TER une grande partie des enjeux d'accessibilité et de développement de la zone. Il n'est donc pas certain que les territoires intermédiaires du Var puissent connaître un développement significatif qui les éloignerait de la dynamique de l'économie résidentielle soutenue par une croissance démographique forte. Le scénario tendanciel est le plus probable à moins qu'une volonté politique locale d'organisation de ce développement débouche sur

une dynamique économique susceptible de détourner certaines entreprises d'une localisation urbaine (niçoise ou toulonnaise) en leur offrant, ainsi qu'à leurs salariés des aménités relativement plus attractives.

Dans le cas d'un scénario Bas, l'interconnexion nationale de Nice pourrait être assurée avec un peu moins d'efficacité, mais il n'est pas évident que la polarisation urbaine en soit affectée. En effet, la meilleure interconnexion intra-régionale des pôles urbains, assurée par la LGV, serait en mesure de générer un surcroît de trafic de passagers qui pourrait combler une éventuelle faiblesse du développement du trafic national. De plus, l'interconnexion de Toulon serait une opportunité de polarisation de la zone pouvant entraîner les espaces périphériques dans de nouvelles perspectives de développement, les mettant au centre de l'expansion de trois aires urbaines interconnectées. Dans ce cadre, il n'est pas sûr que le scénario tendanciel puisse être préservé, laissant place à une dynamique économique d'autant plus marquée que ce développement se fera dans le cadre d'une large participation des élus locaux.



Zones de polarisation (vert) et d'expansion (rouge)

Conclusion

Aujourd'hui le scénario tendanciel de l'INSEE à 2030 pour l'Est de la région PACA est soumis à une incertitude sur le devenir des espaces intermédiaires du Nord du département du Var. Toutefois, une grande partie des incertitudes déterminant le développement des territoires intermédiaires du Nord du Var sera progressivement levée au fur et à mesure que les décisions politiques seront prises. Il n'est donc pas exclu que le développement économique du Var et l'aménagement du territoire régional ne conduise à amplifier les dynamiques démographiques observées jusqu'à nos jours. Une grande partie de ces dynamiques incorporent de telles anticipations, mais des décisions publiques structurantes affectent pour l'instant la lisibilité à long terme du devenir de ces espaces intermédiaires. Quoi qu'il en soit, le scénario tendanciel de l'INSEE pourrait n'être qu'une estimation basse de la dynamique effective de la zone si l'on considère les effets amplificateurs des politiques publiques.

D. L'évolution des Productions et des Consommations dans le territoire :

Le réseau électrique devant être équilibré en permanence entre les consommations, les productions et les capacités de transports d'électricité, le groupe de travail s'est intéressé successivement à chacun des composants de l'équilibre.

I. L'apport possible des productions centralisées

La notion de d'unité de production centralisée d'électricité ne présente pas une définition normée absolue. Le spectre des moyens de production est assez large entre une centrale nucléaire de la nouvelle génération de puissance 1600MW et un ensemble de panneaux solaires photovoltaïques de 3kW posés sur le toit d'une habitation particulière. On retiendra que les unités qui se rapprochent d'une vingtaine ou d'une cinquantaine de MW relèvent plutôt de productions centralisées et celles qui n'atteignent pas ces valeurs, de la production décentralisée.

Le recensement des moyens actuels de productions centralisées d'électricité présents dans le territoire concerné montre que l'on dispose de douze concessions hydroélectriques d'importance, représentant ensemble 162MW de puissance brut équipée chiffre obtenu en excluant les aménagements du Verdon et de la Durance dont certains sont situés dans le Var mais trop à l'Ouest pour être considérés comme appartenant au territoire sous contrainte.

Quelques unités de production telles des éoliennes ou l'usine d'incinération de Nice complètent l'inventaire. Elles relèvent déjà des productions décentralisées.

Le groupe de travail a choisi pour mieux connaître les contributions possibles de projets de productions centralisés, de recevoir toutes les entreprises qui ont présenté un projet étudié dans la période récente et situé dans ce territoire.

Les quatre entreprises EDF, Poweo, GDF et Suez-Electrabel ont toutes les quatre présenté des projets et accepté l'invitation qui leur était faite. Depuis les deux dernières ont fusionné.

Chaque porteur de projet a été reçu individuellement et trois points essentiels abordés au cours de la présentation :

- Description du projet envisagé de production centralisée
- Présentation de la contribution de ce projet à la sécurisation de l'alimentation électrique de l'est de la région .
- Enumération des conditions nécessaires pour assurer la faisabilité du projet.

Les projets de l'entreprise EDF :

L'entreprise EDF a étudié à la fin des années 1980 un projet de double barrage, une STEP (station de transfert d'énergie par pompage) dont la retenue supérieure était prévue sur le site du Rabuons dans la commune de St Etienne de Tinée et le barrage inférieur situé dans la vallée de la Tinée toujours sur St Etienne de Tinée. Cette usine hydroélectrique aurait utilisé le différentiel entre le prix de l'énergie en période creuse et pleine pour pomper l'eau vers le barrage supérieur et assurer ensuite une production de pointe. Ce projet qui n'avait pas été jugé économiquement faisable à l'époque a été réexaminé à l'été 2008 par l'entreprise. Le croisement des contraintes techniques et environnementales a conduit l'entreprise EDF à maintenir son jugement sur ce projet et à ne pas le présenter plus en détail au groupe de travail. Au vu des évolutions possibles du contexte énergétique, et du prix de l'énergie, l'entreprise envisage de réexaminer à nouveau ce projet en 2020. Compte tenu des délais de réalisation d'un tel projet, il sort donc du cadre temporel de la réflexion en cours.

En revanche par sa connaissance de la région dans laquelle elle dispose de nombreuses concessions hydroélectriques, EDF considère que plusieurs sites situés en particulier dans les bassins-versants de la Tinée, du Var et de l'Esteron pourraient sous certaines conditions être équipés de nouvelles centrales

hydro-électriques. Le potentiel de projets nouveaux représente une puissance brute de 150MW ; En parallèle l'entreprise identifie comme possible le suréquipement de projets existants pouvant conduire à 70MW de puissance supplémentaire.

Les nouveaux projets identifiés se situent sur des rivières telles le Var ou l'Esteron, certaines fractions du bassin versant de la Tinée qui sont actuellement envisagées comme réservoirs biologiques au sens de la loi LEMA du 31 décembre 2006 voir actuellement classés en rivière réservée au sens de la loi sur les concessions hydroélectrique.

Une condition nécessaire à leur réalisation consistera en un arbitrage entre les enjeux environnementaux qui prendrait en compte favorablement la réduction des impacts éloignés des ouvrages de transport d'électricité qui ne seraient plus nécessaire et de la mobilisation d'énergies renouvelables.

Les projets de l'entreprise POWEO:

L'entreprise Poweo développe ses propres unités de productions d'électricité, elle détient une capacité installée de l'ordre de 100 MW en énergies renouvelables (éolien, solaire, hydro) et procède actuellement à la mise en service de son premier cycle combiné à gaz naturel dans le Nord de la France (412 MW à Pont Sur Sambre). Dans ce cadre, POWEO a examiné en 2007 la possibilité de construire une centrale de production électrique dans le territoire sous contrainte de l'est-paca dont la rentabilité puisse être assurée pour partie par le besoin local d'électricité.

POWEO a étudié des projets d'implantation d'unités de production d'électricité à partir de gaz naturel de taille suffisante pour contribuer significativement à la sécurisation électrique de l'Est PACA. POWEO a conclu que ces projets se heurtaient aux difficultés d'approvisionnement par GRT, en gaz naturel, des sites pressentis. Les projets se traduisaient en particulier par la nécessité d'un nouvel ouvrage de transport dont les délais de réalisations sont trop longs et incompatibles avec la stratégie industrielle de Poweo. En outre, ces projets présentent quel que soit leur localisation des incertitudes importantes quant au prix de l'accès à la ressource en gaz naturel et aux quotas de CO2 qui seront nécessaire pour assurer le fonctionnement, et nécessitent des subventions s'ils doivent fournir des services systèmes au réseau (garantie de disponibilité etc...).

Les projets de l'entreprise GDF (devenue Suez GDF) :

L'entreprise GDF souhaite développer des moyens propres de production d'électricité. Elle a étudié la possibilité de développer une centrale « Combiné Gaz » sur la commune de Carros dans les Alpes Maritimes. Le projet serait implanté sur des terrains qui jouxtent le poste de transformation 400kV/225kV de RTE permettant une injection aisé de l'électricité produite sur le réseau et à distance réduite de la canalisation de gaz de GRT.

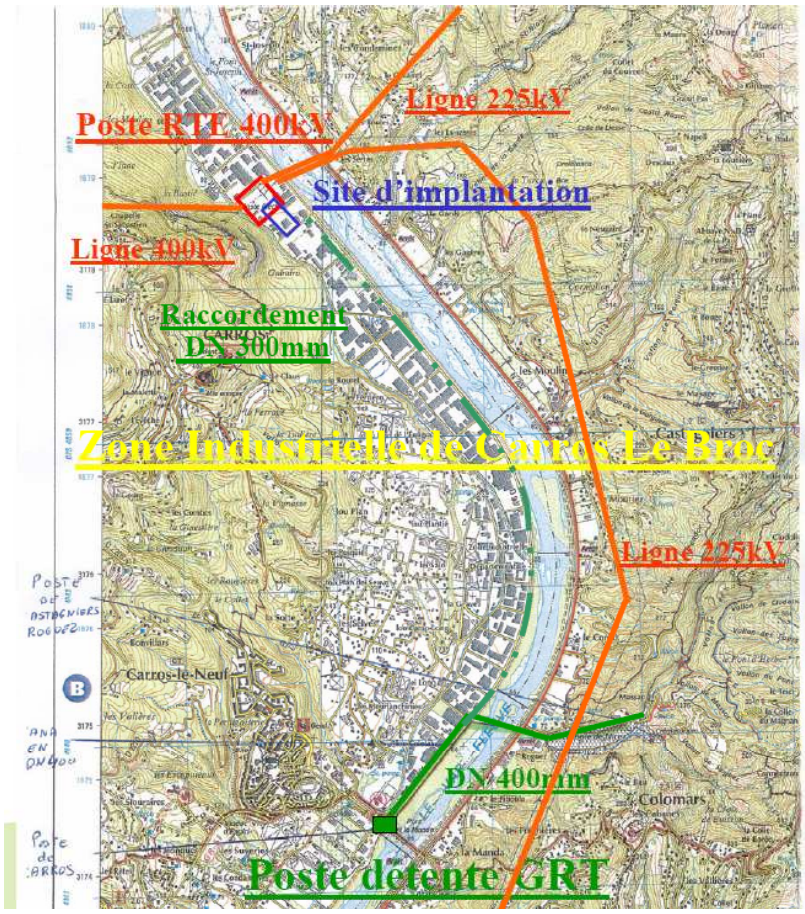
La capacité de production pourrait atteindre 350MW d'électricité pour un fonctionnement de l'ordre de 3000h par an (1 an représente 8760 h). Le rendement de cette installation serait de l'ordre de 50%.

Une telle installation relève de la législation sur les Installations Classés. Outre son aspect visuel et notamment celui des aérogénérateurs volumineux, les principales nuisances sont liées à l'émission de fumées et de gaz à effet de serre, contribuant d'une part à la pollution locale et d'autre part au réchauffement climatique. Sur ce dernier point le projet correspondant aux objectifs de la PPI (programmation pluriannuelle des investissements de production électrique – arrêté du 7 juillet 2006), qui prévoit d'accroître les productions à partir de gaz naturel, pourrait être intégré dans les objectifs de production d'électricité thermique à partir de gaz naturel sans accroître la part française prévisible des émissions de gaz à effet de serre, sous réserve de se substituer à un autre projet équivalent localisé en France. Il nécessite toutefois le renforcement du réseau de transport de gaz

L'industriel prévoit un fonctionnement de l'ordre de 200h par an à partir de fuel (FOD) afin de ne pas être pénalisé par la sur tarification du gaz qui lui serait appliquée par le transporteur GRT en période de pointe extrême hivernale. Une réserve permanente de fuel est donc à constituer sur le site.

La consommation d'eau de l'installation sera de l'ordre de 100m3/h.

Le projet est situé dans la plaine du Var Opération d'Intérêt National. Il relève d'un permis de construire de compétence Etat qui ne pourra pas être délivré si le terrain potentiellement classé en zone rouge dans le projet de PPRI en cours de finalisation, ne fait pas l'objet de travaux de réduction du risque naturel inondation. Le projet devra justifier de sa cohérence avec le concept de « l'éco-vallée » développé par l'OIN.



A la date de publication du présent rapport, le délégué régional de l'entreprise GDF-Suez a précisé au groupe de travail que la faisabilité du projet qui avait fait l'objet d'une présentation, n'avait pas pu être confirmée. Du point de vue de l'industriel, l'équilibre économique du projet restait difficile à trouver et la compatibilité de ses caractéristiques avec les objectifs assignés à l'OIN (opération d'intérêt national) de la vallée du Var également.

Les projets de l'entreprise GRTgaz :

GRTgaz est le gestionnaire du transport de gaz en France. L'alimentation en gaz de la région Niçoise s'effectue à partir d'une canalisation de diamètre nominal 400mm dénommée antenne de Côte d'Azur qui relie Entrecastaux à Carros. Le réseau étant maillé à l'ouest de Entrecastaux, elle peut être approvisionnée à partir de St Martin de Crau ou de Manosque.

Compte tenu des consommations réparties le long du territoire traversé par l'antenne de Côte d'Azur, GRTgaz est en mesure de délivrer immédiatement à Carros le gaz nécessaire à la production par une centrale à Cycle Combiné Gaz de 200MW d'électricité. Une puissance supérieure nécessite un renforcement de l'antenne de Cote d'azur sur un linéaire à définir selon la puissance voulue à l'extrémité. Le délai de réalisation d'un tel investissement varie en fonction de son importance entre 3 et 7 ans .

Présent pour l'avenir

D'autres projets sont envisagés notamment à Gardanne. Dans l'hypothèse où leurs promoteurs prendraient la décision d'investir avant que n'interviennent celles relatives à des projets plus à l'Est , ils pourront obérer une partie de la capacité d'approvisionnement actuellement disponible pour l'antenne de Côte d'Azur. Dans cette hypothèse l'approvisionnement des projets situés dans le Var ou les Alpes Maritimes pourrait nécessiter également un renforcement du réseau dit principal situé entre St Martin de Crau et Entrecastaux.

Les projets de l'entreprise Suez-Electrabel (devenu Suez GDF):

L'entreprise Suez-electrabel a examiné la faisabilité d'un projet de STEP positionné au même endroit (site du Rabuons) que le projet également étudié par EDF. L'entreprise a proposé un projet techniquement différent, conjugué avec une ligne électrique permettant des échanges entre le marché français et le marché italien de l'électricité sur lequel l'entreprise est très active.

Elle propose d'utiliser le lac actuel du Rabuons en estimant son volume à 4 Mm3. De créer une galerie horizontale de 6km permettant de rejoindre l'aplomb de la vallée de la Tinée en un site qui ne présente pas de risque de glissement de terrain et d'utiliser en ce point la chute d'eau évaluée à 1550m avec une conduite forcée enterrée qui amènerait l'eau dans un barrage inférieur à créer dans la vallée de la Tinée. Le barrage serait de type barrage poids de 40m de hauteur. La puissance électrique de l'installation serait de l'ordre de 600 MW en production (turbinage) .

L'énergie serait évacuée par un câble de capacité 400kV ou 2x225kV situé à l'intérieur d'une galerie de 3m de diamètre pour le linéaire situé dans le Parc National du Mercantour, soit 13km jusqu'à St-Sauveur en Tinée où elle se raccorde sur le réseau existant qui devra être renforcé jusqu'à Bancairon[3].

L'originalité du projet est liée à son autre composante constituée d'une ligne électrique de 400kV ou de deux câbles 225kV à établir entre Entracque (situé en Italie et où se trouve un poste de transformation 400kV desservant une STEP de 900MW, propriété du groupe Suez GDF) et St Martin de Vésubie. La ligne serait située dans une galerie souterraine de 19km et 3m de diamètre. Elle rejoint le réseau existant à St Martin de Vésubie. Il doit être renforcé jusqu'à Bancairon pour assurer la jonction avec le réseau provenant de la STEP projetée sur le secteur du Rabuons.

L'intérêt pour le service public de ce projet à deux composantes est de permettre une alimentation en secours du réseau électrique de l'est-paca, d'une part à partir de la STEP créée lorsque les incidents se produiront alors que son réservoir supérieur sera plein, et d'autre part à partir du réseau 400kV italien dans les autres configurations d'incidents.

En situation normale l'entreprise pourra exploiter la production de la STEP. Elle envisage de participer au financement de la ligne électrique raccordant les réseaux italiens et français en sorte de pouvoir disposer d'un droit d'utilisation d'une fraction des capacités de cette ligne qui lui permette de vendre l'électricité sur le marché italien obtenant ainsi un meilleur équilibre financier du projet de la STEP.

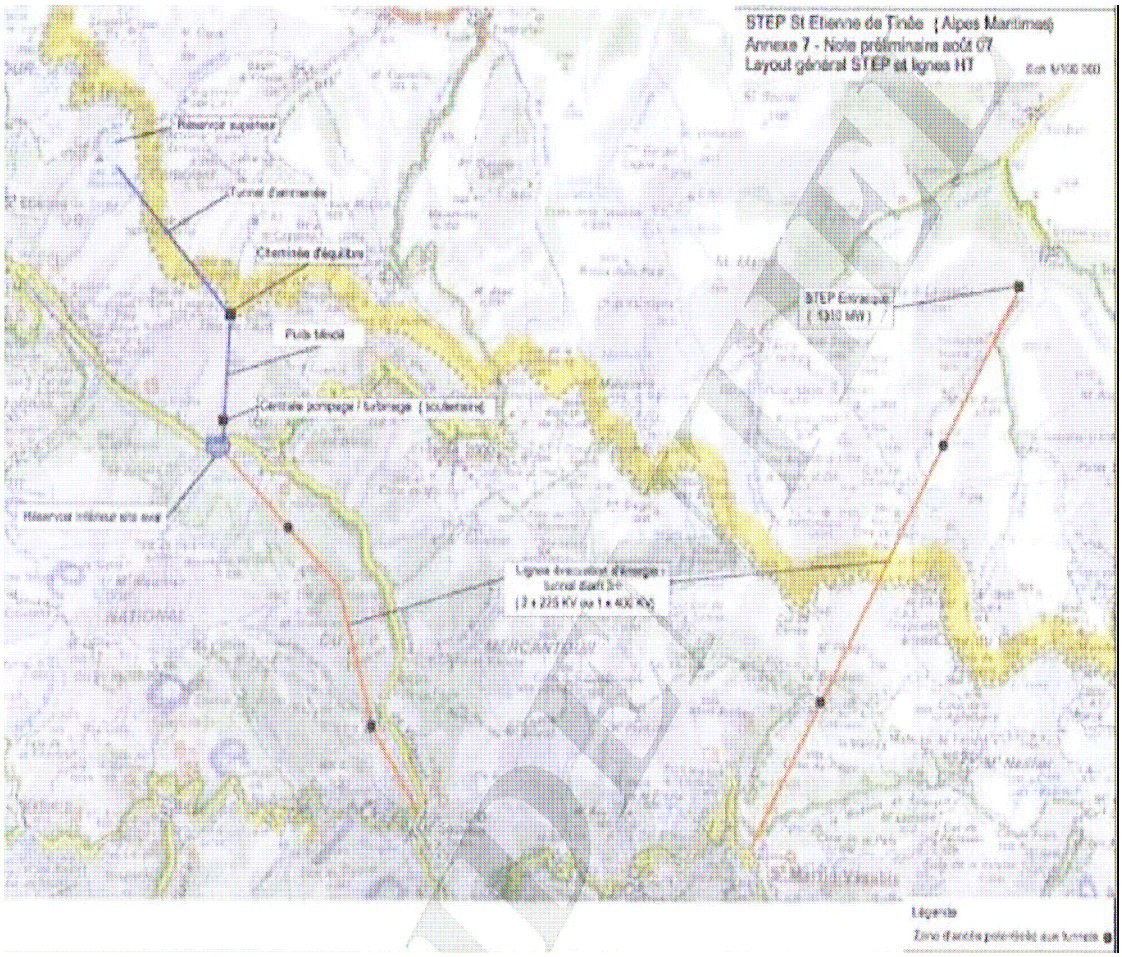
Les conditions de réalisation de ce projet doivent être précisées. La réalisation en souterrain de l'ensemble des ouvrages industriels (usine de production, conduites et liaison électriques) situés dans le Parc National du Mercantour est de nature à réduire les impacts sur l'environnement.

L'utilisation du barrage supérieur existant est de nature à réduire également les impacts sur l'environnement. Il faudra confirmer que la capacité de stockage utilisable correspond bien au 4Mm3 annoncés, il est possible qu'un rehaussement partiel des digues de retenues soit nécessaire. Le marnage qui deviendra alors journalier aura un impact paysager important dans un site fréquenté par les touristes, le barrage inférieur sera construit dans une vallée qui présente un risque inondation important ainsi qu'un risque de glissement de terrain reconnu. La maîtrise de ces risques sera un élément déterminant de la faisabilité de l'ouvrage.

[3] Selon RTE, le réseau actuel dans l'arrière-pays niçois est un réseau ancien à 150 kV dont les lignes ne peuvent transporter que de 100 à 150 MW. Pour acheminer l'électricité de la STEP jusqu'aux zones urbaines du littoral, il faudrait restructurer ce réseau entre Saint-Etienne-de-Tinée et Broc Carros.

Enfin la ligne internationale à créée devra être compatible avec le règlement européen en vigueur. Elle peut éventuellement être réalisée par l'entreprise Suez-electrabel sous réserve d'obtenir un accord dérogatoire prévu par l'article 7 du règlement européen 1228/2003 relatif à la régulation des échanges internationaux d'électricité

Carte de situation des deux projets de STEP et de lignes de raccordement France Italie



Ce projet, qui est repris par la CNR au nom du groupe GDF SUEZ, est réexaminé sur la base des mêmes hypothèses, en terme d'évacuation de l'énergie et d'interconnexion, mais en cherchant des solutions alternatives pour la position des réservoirs.

Conclusion relative aux productions centralisées: les différentes propositions de projets de production de forte puissance sur le territoire présentent des contraintes fortes dans leur intégration, leur réalisation ou leur raccordement. Leurs fonctionnalités au regard des besoins de la problématique de la sécurisation électrique de l'est-PACA sont réelles quoique partielles. On peut donc en conclure que ces aménagements ne constituent pas par eux-mêmes une solution suffisante au problème posé.

Présent pour l'avenir

II. les productions décentralisées

Le groupe de travail s'est intéressé de façon la plus exhaustive possible à chacune des principales sources d'énergie renouvelables par nature décentralisées. Un complément recueillis hors réunion examinent le potentiel lié à la valorisation des déchets qui n'est pas exactement une ressource renouvelable au sens des définitions courantes.

La biomasse agricole :

Dans le cadre du Contrat de Plan Etat Région, la chambre régionale d'agriculture a obtenu un financement pour réaliser une étude du potentiel de la biomasse agricole de la région qui pourrait être utilisée pour la production d'énergie. Cette étude a débuté à l'été 2008 elle se terminera en fin d'année.

Elle consiste à examiner l'ensemble des productions agricoles de la région qui sont susceptibles de fournir des sous-produits utilisables pour obtenir de l'énergie en identifiant également les usages concurrents actuels ou qui pourraient être développés et en tenant compte des besoins des sols en restitution de matière organique. Lorsque l'énergie paraît constituer la valorisation la plus intéressante dans le respect de la durabilité on examine également les conditions de sa collecte et les filières possibles de production énergétique.

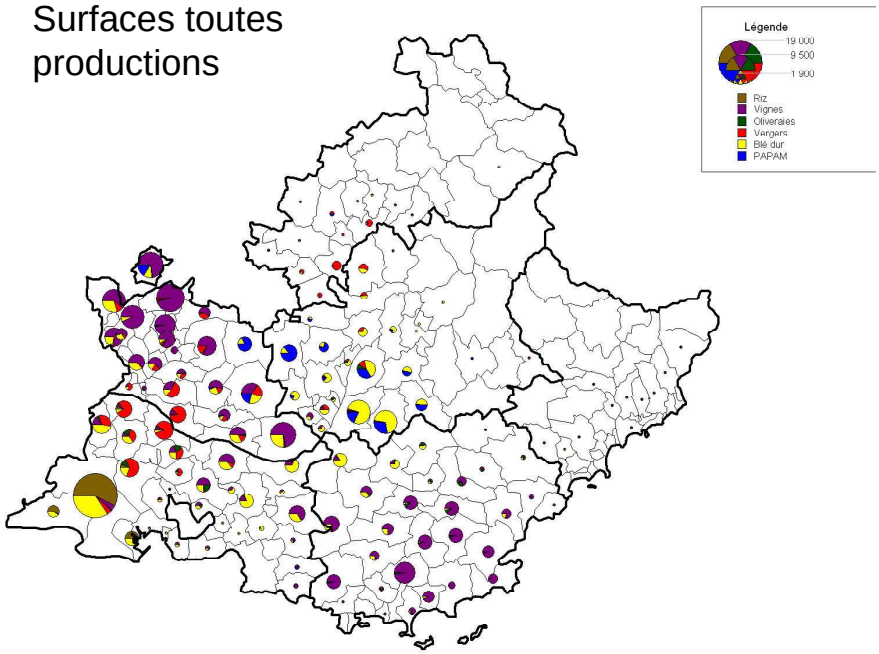
Pour l'essentiel la biomasse agricole permettra de produire de la chaleur, éventuellement de l'électricité lorsqu'il sera possible de concevoir des installations de cogénération.

L'analyse des surfaces emblavées en 2007 et les productions pour certaines cultures montre les éléments suivants. Il s'agit de surfaces totales cultivées sur la région PACA. . Les productions de pailles, bois de taille ou sarments présentées ci-dessous sont à ce stade des productions théoriques totales. Il ne s'agit pas de surfaces ou de productions potentiellement valorisable ou collectable pour la production d'énergie.

- Pailles de céréales (blé dur et riz)
- Blé dur : 60 000 ha, 4 à 5 tonnes de pailles / ha
- Riz : 12 000 ha, 4 à 5 tonnes de pailles / ha
- Pailles de plantes à parfum : Lavandin - lavande : 10 000 ha, 3 à 4 tonnes de pailles / ha
- Taille des arbres fruitiers ;Vergers 6 espèces : 25 000 ha, 2 à 4 tonnes de bois de taille / ha
- Taille des vignes Vignes : 90 000 ha, 2 à 3 tonnes de bois et sarments / ha
- Taille d'oliviers :7 000 ha, 2 à 3 tonnes de bois de taille / ha

La valeur régionale de ce potentiel énergétique peut être estimée à 0,2Mtep qu'il convient de mettre en relation avec la consommation annuelle régionale de l'ordre de 13.6Mtep. Si l'ensemble des pailles, bois de taille et sarments produits sur la région étaient valorisée sous forme énergétique, cela représenterait de l'ordre de 1.5% de la consommation actuelle.

La carte ci-dessous explicite la répartition géographique de cette biomasse.



Répartition géographique des cultures présentant un potentiel de sous-produits utilisables pour la production d'énergie (carte provisoire sept 2008 : source Chambre Régionale Agriculture PACA).

L'utilisation de la biomasse agricole dans le domaine de l'énergie doit se faire avec des suggestions de transport les plus faibles possibles pour permettre d'atteindre l'équilibre économique. La biomasse agricole de PACA est concentrée sur la partie ouest de la région. Cette répartition ne permet pas sa mobilisation au profit de la sécurité électrique de l'est de la région.

Le bois-énergie :

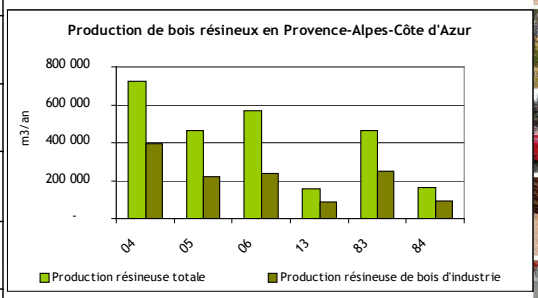
Les gisements de bois sont connus et analysés dans le cadre de l'activité de l'Observatoire de la Foret Méditerranéenne (OFME). Par suite à une demande confirmée à la fois par le pôle EDD des services de l'Etat et par l'observatoire régional de l'énergie, l'OFME a produit en sept 2008 une étude du gisement potentiel de bois énergie, en actualisant et approfondissant une première réflexion réalisée en 2004.

Trois gisements sont disponibles , la ressource forestière, les sous-produits de la première transformation du bois et les déchets du bois.

La ressource forestière effectivement mobilisable pour la production d'énergie se limite à l'exploitation du bois de résineux utilisable par l'industrie et que celle-ci ne collecte pas. En effet les autres ressources forestières sont constituées de bois d'œuvre qui présente une valeur marchande supérieure à celle du bois-énergie ou les taillis qui sont pour l'essentiel déjà exploités en bois de chauffage domestique et qui en représentent donc pas un potentiel nouveau.

La production de bois résineux d'industrie

	Production de bois résineux (m3/an)	Production estimée de bois résineux d'industrie (m3/an)
Alpes de Haute Provence	724 000	394 000
Hautes Alpes	463 000	220 000
Alpes Maritimes	569 000	237 000
Bouches du Rhône	155 000	86 000
Var	466 000	247 000
Vaucluse	165 000	92 000
Total	2 542 000	1 276 000

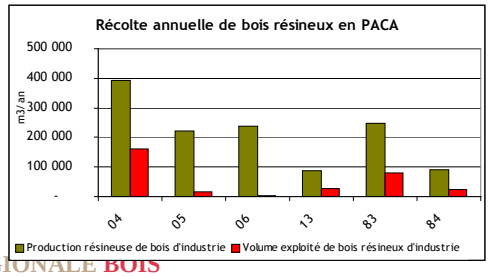


MISSION REGIONALE BOIS ENERGIE PACA

La récolte actuelle du bois d'industrie au regard de la production annuelle est la suivante

La récolte de bois d'industrie résineux

	Production estimée de bois résineux d'industrie (m3/an)	Volume exploité de bois résineux d'industrie (m3/an)	Prélèvement sur la production de bois d'industrie
Alpes de Haute Provence	394 000	160 000	41%
Hautes Alpes	220 000	17 000	8%
Alpes Maritimes	237 000	4 000	2%
Bouches du Rhône	86 000	28 000	33%
Var	247 000	79 000	32%
Vaucluse	92 000	24 000	26%
Total	**1 276 000**	**312 000**	**24%**



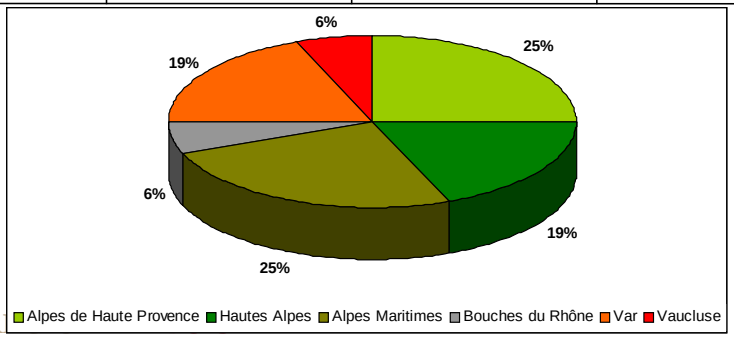
MISSION REGIONALE BOIS ENERGIE PACA

Présent pour l'avenir

La totalité du bois produit n'est pas exploitable. L'OFME estime que le gisement exploitable et non exploité est le suivant :

Ressource disponible

	Volume théorique non exploité (m3/an)	Volume théorique mobilisable (m3/an)	Bois énergie mobilisable (MWh/an)
Alpes de Haute Provence	234 000	175 500	400 000
Hautes Alpes	203 000	152 250	300 000
Alpes Maritimes	233 000	174 750	400 000
Bouches du Rhône	58 000	43 500	100 000
Var	168 000	126 000	300 000
Vaucluse	68 000	51 000	100 000
Total	**964 000**	**723 000**	**1 600 000**



MISSION RE
ENERGIE PACA

La ressource régionale est donc importante de l'ordre de 0.14Mtep soit de l'ordre de 1% de la consommation régionale d'énergie. La moitié de ce gisement se situe sur les départements des Alpes-Maritimes et du Var ce qui s'explique par le fait que les usines de papeterie situées à l'Ouest de la région drainent une fraction importante du gisement situé à proximité de leur implantation.

Le gisement des sous-produit du bois est plus modeste et souvent déjà valorisé. Il représente de l'ordre de 0.005Mtep

Les déchets de bois sont déjà valorisés et n'offrent pas véritablement de potentiel nouveau. Une réorientation de certains usages est cependant possible mais se fera sous l'effet des réglementations limitant l'usage de ces matériaux qui peuvent être contaminés par des produits de traitement et du facteur prix de l'énergie. Cela portera sur de petites quantités.

Le bois énergie d'origine forestière constitue donc une ressource très crédible pour la production d'énergie à l'Est de la région. Son utilisation peut être développée pour le chauffage mais cette énergie renouvelable peut aussi se substituer à l'électricité sous réserve de développer des installations de cogénération (chaleur et électricité) ou de trigénération (chaleur-froid et électricité). Elle est donc plus particulièrement réservée pour les quartiers nouveaux ou de grosses réhabilitations urbaines.

La petite hydroélectricité :

La production d'électricité décentralisée ou petite hydroélectricité (installations de puissances inférieures à 10MW) a fait l'objet d'une étude financée par le Conseil Régional, et l'Ademe en 2005. La filière représente

de l'ordre de 200MW de projets en service. Un potentiel de 72MW a été identifié comme techniquement et réglementairement possible. Les projets situés dans les départements du Var et des Alpes Maritimes représentent avec 41MW une part substantielle de ce potentiel nouveau.

- **recensement 2005 des sites d'intérêt énergétique**

	tout PACA			06 & 83		
		MW	GWh		MW	GWh
projets AEP	23	3,8	19,8	3	0,8	5,7
projets sur canaux	30	8,2	**39,5**	4	1,5	7,9
projets sur PCH	11	4,2	16,2	3	2,7	8,5
projets sur rivières non classées	28	42,0	191,4	14	28,3	**133,4**
projets sur grand barrage (TDR)	21	4,0	32,5	6	3,1	**24,5**
projets sur seuils	19	10,2	33,9	9	4,7	10,5
dont réhabilitations	15	*9,8*	*32,2*	9	*4,7*	*10,5*
sites potentiels au TOTAL	132	**72,3**	**333,3**	39	**41,1**	**190,5**

MR0810.011 | contribution PHé à la sécurisation électrique est PACA? | Le Tholonet 07 octobre 2008 6

La géothermie :

Le BRGM débute actuellement une étude du potentiel de la géothermie de la région. L'étude, financée par l'Ademe au titre du CPER, va être pilotée par cette dernière, la DREAL et l'observatoire régional de l'énergie. Elle sera finalisée en 2009. Dès à présent le BRGM constate que la seule forme de géothermie exploitable dans l'est de la région est la géothermie de basse énergie qui ne permet pas de produire de l'électricité mais qui peut éventuellement assurer une production de chaleur susceptible de se substituer à des besoins de chauffages parfois assurés à partir d'électricité.

L'éolien :

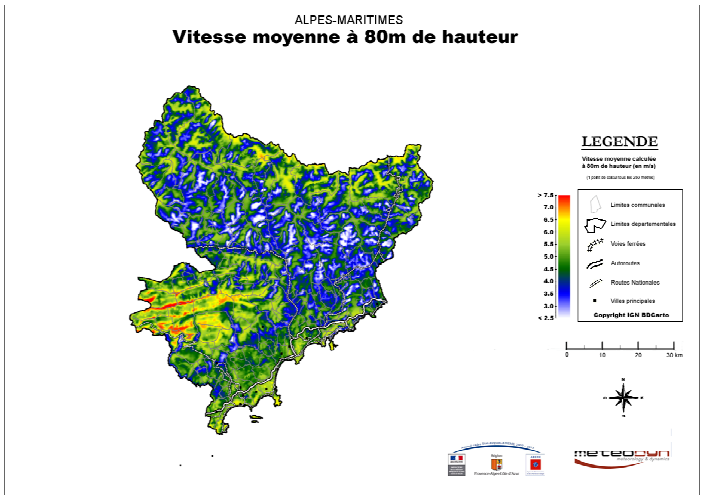
L'Ademe a fait réaliser en 1998 un atlas de l'éolien permettant de mieux connaître les vitesses de vents et donc d'approcher le potentiel éolien des trois départements des Bouches du Rhône, du Vaucluse et des Alpes de Hautes Provence.

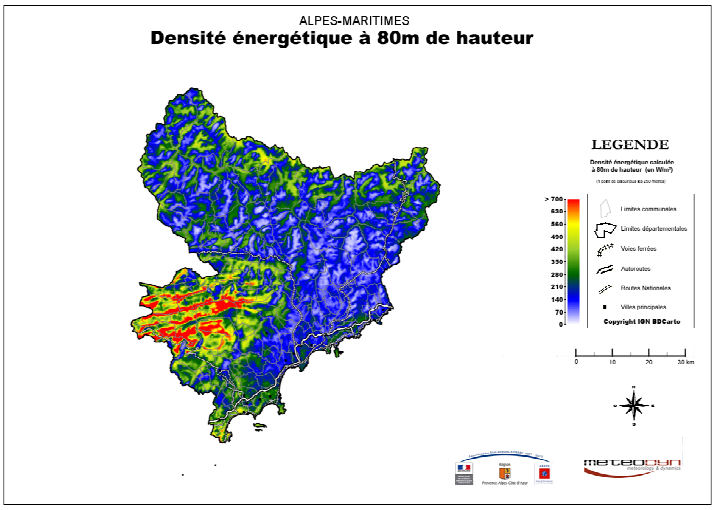
De nouveaux logiciels permettent désormais de bien modéliser les effets de crêtes. L'accroissement de la hauteur des éoliennes nécessite de connaître les vents se situant à 80 m d'altitude. Le caractère incomplet du premier atlas des vents et son obsolescence ont conduit l'Ademe à réaliser entre 2006 et 2008 une nouvelle étude de modélisation des vents sur l'ensemble de la région.

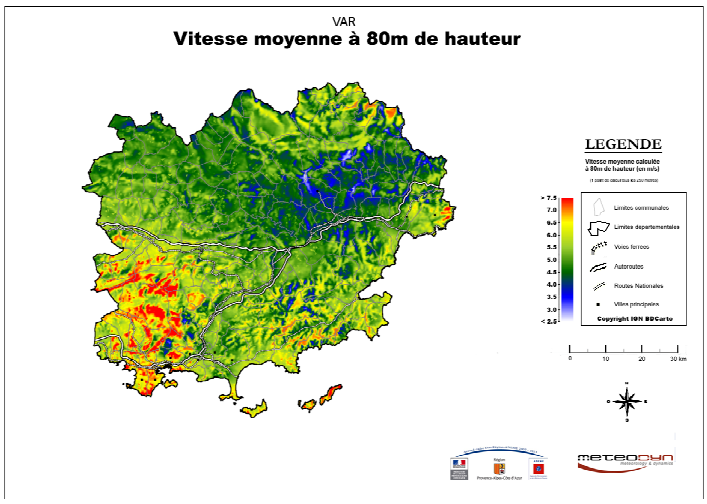
Les premiers résultats de cette étude montrent que les vitesses des vents et le potentiel énergétique restent très limités dans l'est de la région. Dans la partie ouest du département des Alpes Maritime on trouve un espace ou localement la vitesse et la densité d'énergie pourraient être suffisantes pour permettre la réalisation de projets éoliens. Dans le Var une seconde zone également à l'ouest du département présente des caractéristiques similaires (elle accueille d'ailleurs le premier projet éolien autorisé dans le département).

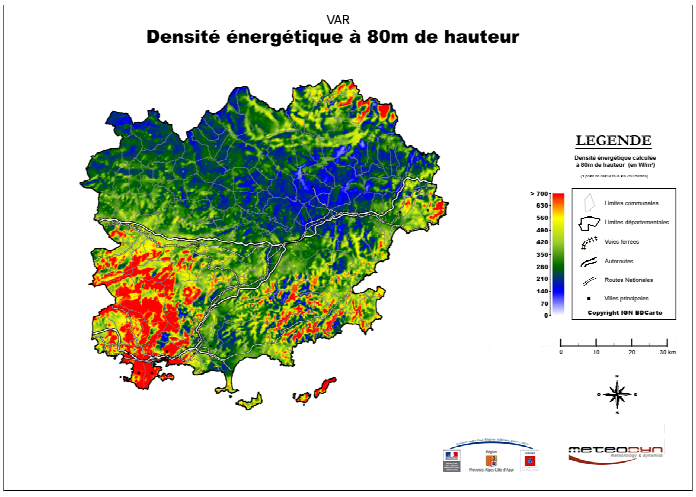
S i les premiers résultats de cette étude confirme le potentiel de la région estimé précédemment à 600MW, (pour 120MW réalisés ou en cours de réalisation) elle confirme également que le potentiel situé à l'est de la région est réduit en raison de la faiblesse des vents. Une étude complémentaire intégrant la prise en compte de l'acceptabilité sociale débute. Elle permettra de déterminer si une fraction de ce potentiel reste réalisable.

Présent pour l'avenir









La production d'électricité à partir de l'énergie solaire :

Sous l'influence d'une politique volontariste, la filière photovoltaïque de production d'électricité a débuté plus rapidement qu'en France dans plusieurs pays comme l'Allemagne ou l'Espagne. Outre les projets des particuliers et des petites ou moyenne installation sur des toitures, on peut constater dans ces pays la réalisation de « fermes solaires » variant de 5 à 12 MW avec quelques projets en cours de réalisation pour atteindre 40MW.

Depuis l'introduction en France d'un tarif de rachat aidé, les projets photovoltaïques se multiplient.

D'autres technologies sont possibles et en particulier les centrales solaire thermiques. Le ministre de l'environnement, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire a annoncé la suppression de la limite de la durée annuelle de production ouvrant droit au rachat de l'électricité pour ce type de projet.

Présent pour l'avenir

Le potentiel lié à l'ensoleillement est du territoire étudié est l'un des plus importants de France (1500 à 1600kWh/m2.an) pour des durées de production nominale de 1300 à1400h par an. La technologie des panneaux a notablement progressé, comme le montre le tableau suivant :

1. Présentation de la filière photovoltaïque

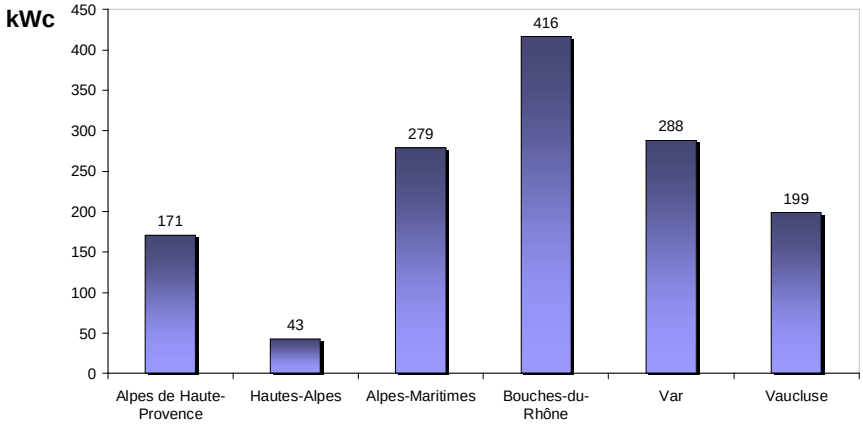
Temps de retour énergétique

Temps de retour énergétique d'un système photovoltaïque installé à Lyon en fonction de la technologie des modules	Monocristallin	Polycristallin	Ruban	Amorphe	CdTe
Nb de kWh pour produire 1 kWc	3 382	2 886	2 232	2 244	1 430
Temps de retour énergétique (Nb d'années)	**2,8**	**2,4**	**1,9**	**1,9**	**1,2**

temps de retour énergétique d'un système photovoltaïque de 1kWc (modules, structure et onduleurs) produisant 1 200 kWh/an

La situation du marché photovoltaïque dans la région était la suivante fin 2007 :

4. Bilan des installations à fin 2007

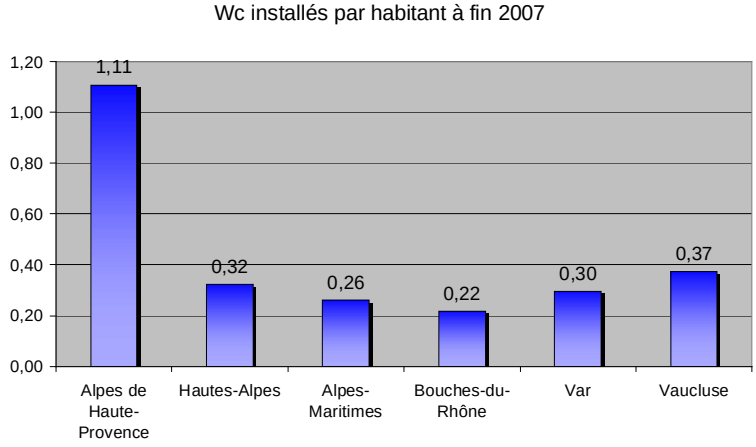


Puissance photovoltaïque raccordée en PACA fin 2007. Source : ERDF

Présent pour l'avenir

Elle traduit des disparités qui montre que la dynamique n'est pas homogène en PACA :

4. Bilan des installations à fin 2007

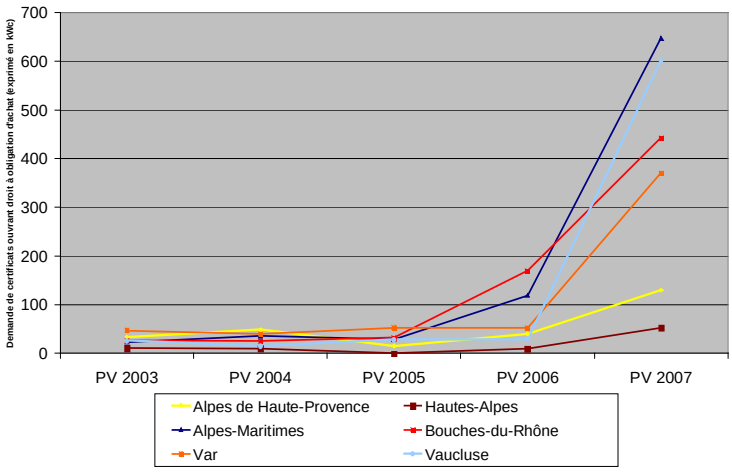


nombre de Wc installés par habitant à fin 2007

La dynamique de développement de la filière est cependant exceptionnelle :

AXENNE
Etude du potentiel de production d'origine solaire en Région PACA

4. Bilan des installations à fin 2007

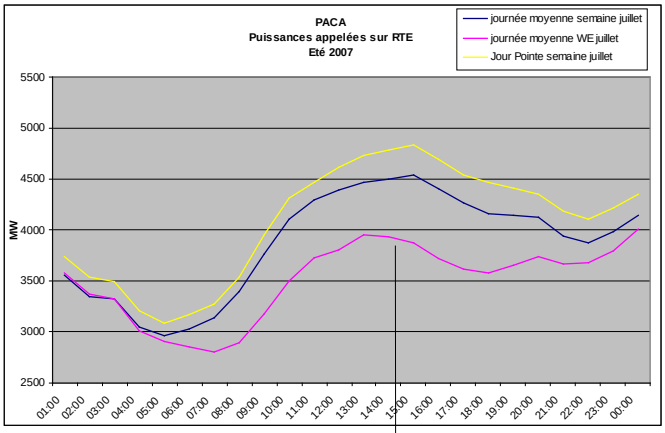


progression des demandes de certificat ouvrant droit à obligation d'achat

Présent pour l'avenir

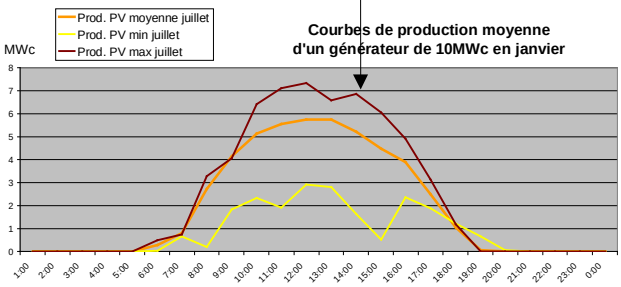
Cette dynamique s'est poursuivie en 2008.

L'intérêt de cette technologie est maximal pour la gestion de la pointe électrique d'été :



Au mois de juillet la puissance appelée sur le réseau de la Région PACA présente un pic entre 14h et 16h

Cohérence relative entre la production et la consommation



Au mois de juillet une centrale photovoltaïque se comporte de manière plus homogène d'un jour sur l'autre (la moyenne et proche du jour de production maximale).

34

Les acteurs régionaux disposeront à la mi 2009, à l'issue de l'étude en cours, d'une estimation du potentiel de production d'électricité solaire dans la région PACA prenant en compte les conditions d'ensoleillement mais également les limites apportées au développement de cette filière par les autres usages du territoire. Dès à présent il est envisageable qu'une production de puissance de l'ordre de 200MW puisse être installée dans la zone venant en déduction de ce besoin de transport d'énergie durant les périodes estivales. Cette estimation finalement prudente mais qui' n'aurait pas pu être faite il y a deux ans devra être actualisée en 2009 .

L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique :

La production décentralisée d'électricité (PDE) d'origine renouvelable engendre une plus grande la variabilité de la production. Cette variabilité impacte le bon fonctionnement des réseaux qui doivent à chaque instant équilibrer production et consommation. Des solutions de contrôle actif ou de stockage deviennent nécessaires. Rendre compatibles des moyens de production « fluctuants » avec un système électrique actuellement « rigide » nécessite d'introduire des outils de flexibilité.

Les outils de la flexibilité relèvent de différents domaines :

- <u>Interconnections:</u>

  Les échanges transfrontaliers Import/Export

- <u>Hydraulique</u>

  Les centrales hydroélectriques sont très réactives

Présent pour l'avenir

- Thermique

La production d'électricité d'origine thermique est très réactive mais offre des coûts de production élevés et contribue de façon importante aux émissions de gaz à effet de serre..

- Stockage hydraulique

Les systèmes de doubles barrages permettant de stocker de l'énergie en pompant de l'eau (STEP) ont une grande réactivité et n'impactent quasiment pas le débit des cours d'eau..

- Stockage en batterie

Le stockage en batterie est également très réactif, il ne présente pas d'émissions directes. En revanche son coût est élevé.

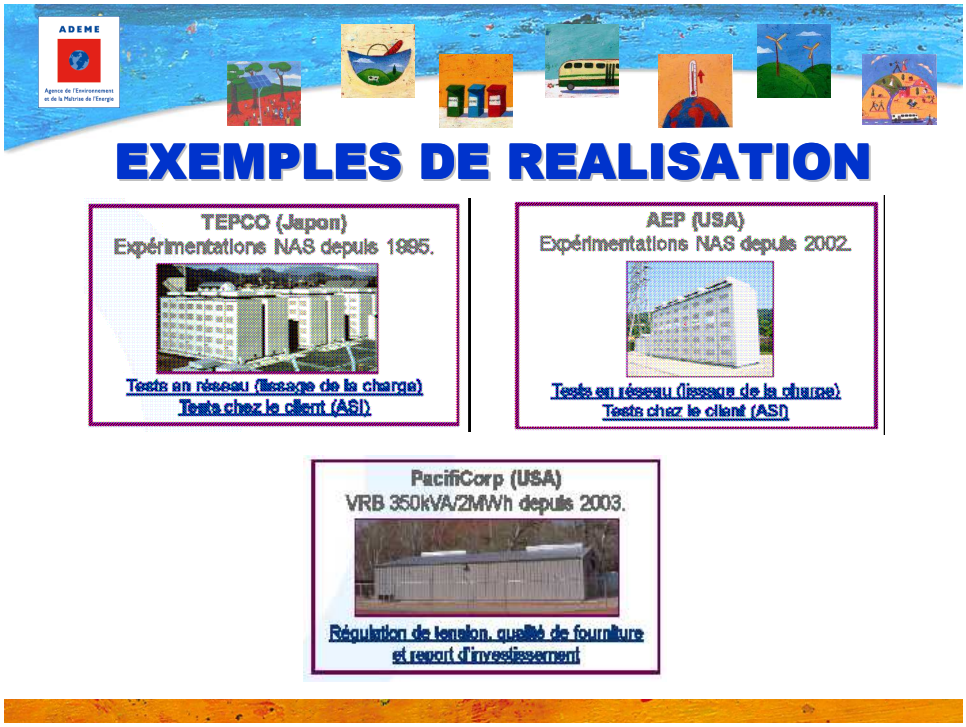
- Intelligence système

Indispensable pour connaître l'état du système et effectuer sa conduite (complexité croissante). Ces systèmes sont en développement (voir paragraphe relatif à cap énergie).

En conclusion l'Ademe préconise de développer dans la zone de contrainte un panel d'outils apportant de la flexibilité à la gestion de la relation transport-consommation-production d'électricité dans la zone. Un volet d'intérêt spécifique en raison de la configuration géomorphologique de la zone pourrait être celui des micro-STEP.

L'identification d'un ensemble de sites de stockage d'eau de taille moyenne actuellement en cours pourrait permettre de développer de la production hydroélectrique de pointe en circuit quasi-fermée et assurer ainsi une fonction de soutien très efficace.

Par ailleurs, l'inventaire des projets de stockage d'énergie offre dans le monde de nombreux exemples de stockage d'énergie électrique réalisés sous d'autres formes et en particulier en batteries à l'occasion de la réalisation d'opérations nouvelles d'urbanisme.



Présent pour l'avenir

En résumé, la contribution des énergies renouvelables à la pointe de consommation électrique sera fournie par le bois en secteur individuel (substitution au chauffage électrique) et à la production à partir de photovoltaïque raccordé au réseau. Les impacts à la pointe pourraient être de 10 MW l'hiver et de 130 à 300 MW l'été.

Les autres ENR semblent d'après l'Ademe négligeables vis à vis de l'électricité à l'exception de l'hydroélectricité qui pourrait permettre de développer une puissance de l'ordre de 70MW. Cependant il ne s'agira pas d'une puissance garantie. Ces projets présentent de plus une incertitude au regard de leur faisabilité environnementale qui n'a pu être totalement levée dans le cadre de la mission.

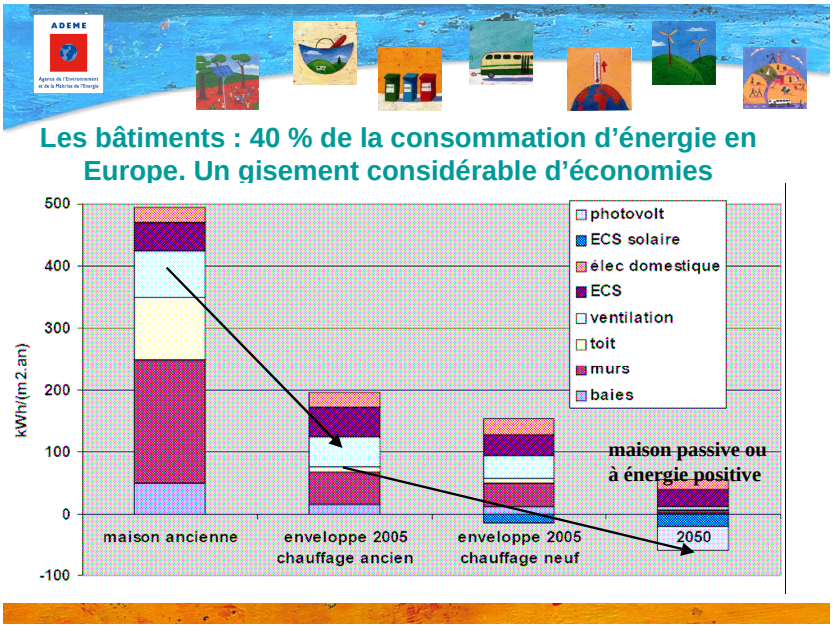
Présent
pour
l'avenir

III. Les évolutions attendues de la consommation dans le territoire

L 'analyse proposée par l'Ademe des évolutions possibles de la consommation.

a) L'impact des évolutions réglementaires :

Le Grenelle de l'Environnement a été l'occasion de bien préciser les gisements d'économies d'énergies qu'il serait possible, au plan national, de mobiliser dans un avenir proche. Le secteur du bâtiment est le premier secteur mobilisable pour atteindre une partie non négligeable des économies attendues.



Avec 2.65 Miards de m2 de logement chauffés et 0.85Miards de m2 de surface tertiaires, le gisement est en effet important.

Les objectifs retenus dans le cadre du grenelle de l'environnement visent à ce que les permis délivrés à partir de 2012 concernent uniquement des bâtiments consommant moins de 50kWh/m2.an d'énergie primaire intérieure en moyenne et soient à énergie positive dès 2020.

Depuis 1975, le volume d'énergie nécessaire au chauffage d'une unité bâtie s'est réduit de 50% en revanche les usages spécifiques de l'électricité dans le bâtiment (sans énergie substituable : éclairage etc..) ont crus de 100%.

Dans la continuité du plan climat 2004 qui a permis de mettre en place en France des mesures fiscales pour favoriser les économies d'énergie, des mesures énergétiques pour faciliter de développement des énergies renouvelables et amplifier les économies d'énergie ainsi que la nouvelle réglementation thermique, le Grenelle de l'environnement a proposé 10 engagements nouveaux pour réduire la consommation énergétique dans le bâtiment et s'orienter progressivement vers des bâtiments à énergie positive. Ces 10 mesures sont complétées par 10 autres mesures qui concernent la réduction des consommations des équipements.

Le cadre réglementaire européen est en phase avec cette démarche avec notamment la directive cadre 2005/32 du 6 juillet 2005 qui détermine des règles pour la conception d'appareils consommant de l'énergie et en particulier de l'électricité. Cette directive cadre doit être suivie par différents textes qui définiront les mesures d'applications spécifiques à des familles de produits afin d'interdire du marché européen les produits qui ne satisferont pas à un seuil minimal de performance énergétique. La première mesure d'application, dans le cadre de cette directive, a été votée en juillet 2008 et concerne la puissance maximale de la fonction veille des équipements. L'ensemble des mesures devait être finalisé en novembre 2008. (En septembre, des mesures ont été votées sur l'éclairage pour les bâtiments professionnels et l'éclairage

Présent pour l'avenir

public, ainsi que pour les boîtiers décodeurs de TV. On attendait pour la fin de l'année 2008 des mesures votées pour les téléviseurs, les alimentations séparées et l'éclairage dans le secteur résidentiel.

b) Enseignements d'une approche socio-économique des consommations constatées (1992-2007) :

Pour mieux comprendre l'évolution des consommations d'électricité, l'ADEME s'est engagée dans une étude comparative cofinancée avec la commission européenne et 15 pays participants : l'étude REMODECE (Residential Monitoring to Decrease Energy Use and Carbon Emissions in Europe) réalisé en 2007. Cette étude permet de prendre en considération les comportements des ménages à travers plusieurs campagnes de mesures sur les postes du froid domestique, du lavage et des appareils audiovisuels et informatiques. Les données collectées dans un panel de foyers ont pu être mises en relation avec des données acquises à l'occasion d'études précédentes réalisées dans les années 1998 et 1995.

Cette étude n'a pas cherché à caractériser le taux moyen d'équipement des foyers français, elle fournie donc des enseignements qualitatifs sur l'évolution des comportements de consommation. Elle précise la consommation électrique des nouveaux usages et l'évolution sur la période des usages plus traditionnels.

Le poste audiovisuel :

Ce poste présente globalement une forte hausse. Certes les appareils ont progressé sur le plan technologique avec des améliorations de consommation unitaire en marche et en veille. Cependant les foyers se sont équipés d'appareils téléviseurs plus grands, utilisant des écrans de nouvelles technologies (LCD, Plasma) plus consommateurs à taille d'écran identiques. Les temps de fonctionnement des appareils ont également progressés et le nombre de périphérique (magnétoscope, DVD, décodeurs etc…) a également progressé. Les ordinateurs ont vu leur consommation progressée avec des unités centrales de plus en plus puissantes, mais cette évolution est contrariée par un taux de pénétration en croissance des ordinateurs portables qui sont plus économes.

Le poste lavage :

Les consommations ont été orientées à la baisse en raison de l'amélioration très sensible des performances des appareils lave-linge, beaucoup moins importante pour les lave-vaisselle. Cette évolution a toutefois été contrariée par une évolution des nombres de cycle de lavage qui est sensiblement orientée à la hausse. La consommation du poste lavage, pour un ménage, a été réduite de 8,6% entre 1995 et 2007.

Le poste froid domestique :

La consommation individuelle des appareils de froid domestique (réfrigérateurs et congélateurs) a été réduite de 36 % en 12 ans malgré une hausse des volumes utiles des équipements. Ainsi, les ménages ont augmenté le volume des réfrigérateurs de 13% et celui des congélateurs de 32%.

En synthèse l'ADEME relève que les réglementations et les programmes d'information ont partiellement réussi. La technologie des appareils a fait d'importants progrès.

Les économies sont toutefois inférieures aux prévisions car les usagers ont réinvesti une partie des gains des économies dans de nouveaux services et des appareils de plus grandes capacités ce qui réduit voir annule le gain global en économie d'énergie qui aurait pu être générés par ces progrès technologiques et réglementaires.

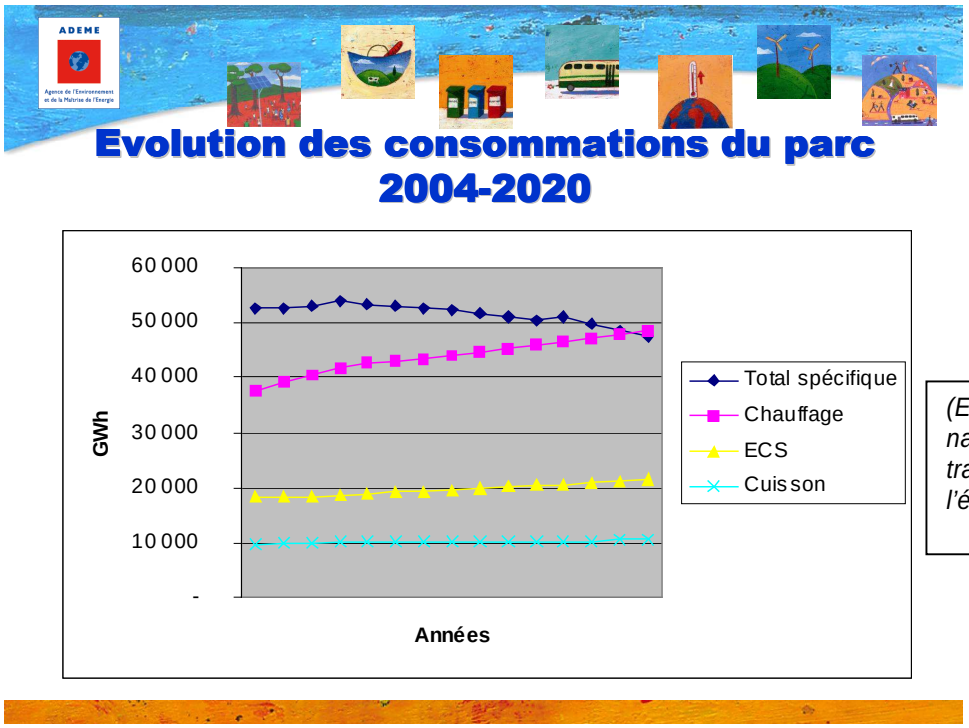
c) Quels impacts faut-il en déduire sur la consommation ?

L'approche de l'évolution des consommations doit distinguer l'évolution des consommations unitaires et l'évolution de la consommation dans son ensemble.

A titre d'exemple la réglementation devrait faire évoluer la consommation unitaire des lave-linge et des lave-vaisselle respectivement de 25 et 30% entre 2004 et 2020. Cependant avec l'accroissement du parc, la consommation des lave-vaisselle est envisagée croissante sur la même période de l'ordre de 15% alors que celle des lave-linge pourrait baisser de l'ordre de 6%, le taux actuel de pénétration étant proche de son maximum.

La croissance démographique de l'est de PACA sera nécessairement l'un des facteurs essentiels de la différentiation entre l'évolution des consommations nationales et l'évolution des consommations locales.

Au plan national, la consommation d'électricité spécifique du parc résidentiel dans la période 2004-2020 pourrait baisser de 13% passant de 53 TWh à 47 TWh. La consommation électrique pour l'usage chauffage des logements passant elle de 38 TWh à 49 TWh soit une croissance de 23%. L'eau chaude sanitaire nécessitant 15% de consommation supplémentaire et la cuisson un volume d'énergie relativement constant.



(Evolution démographique nationale intégrée et transfert d'énergie vers l'électricité également)

Soit une hausse totale de 8 TWh, sur la période 2004-2020, pour le secteur résidentiel (1,3% par an).

Pour les deux départements étudiés, la croissance démographique plus élevée que la croissance nationale induira une croissance plus forte des consommations.

d) L'incertitude particulière du transport en véhicule individuel :

De nombreux constructeurs annoncent avec de plus en plus de précision la mise en service prochaine de véhicules hybrides voire totalement électrique. Le succès de la Toyota Prius apparaît comme celui d'une étape intermédiaire avant la mise sur le marché de véhicules qui se rechargeront sur le réseau.

Il n'apparaît pas possible pour l'instant de proposer des prévisions de pénétration de marché pour de tels véhicules dans les années à venir compte tenu des incertitudes qui pèsent sur la filière encore tributaire d'une équation économique fragile. Il est toutefois possible de fixer des ordres de grandeur dans l'hypothèse où ces véhicules viendraient à maturité.

Un véhicule électrique peut être rechargé sur une prise standard 220 V- 16 A sous une puissance maximale de 3 kW. Le parcours moyen d'un véhicule VP essence est de 9 500 km par an (données DAEI-SES). Equipé d'une batterie lithium-Ion, il consommera, au niveau du réseau, de l'ordre de 180 Wh par km

La maturité des filières « tout électrique » et « hybride rechargeable » pourrait se traduire par un taux de pénétration du marché de 25 % des véhicules neufs vendus chaque année à l'horizon 2030, fin de notre période d'étude. Compte tenu des ventes réalisées dans les départements Alpes Maritimes et Var (Respectivement 36 780 et 31 697 en 2007 statistiques AAA), de la courbe d'apprentissage et de la loi de survie de la technologie, ce chiffre pourrait correspondre à un parc roulant de 103 000 véhicules à propulsion électrique en 2030.

Si l'on tient compte des modes d'usage du véhicule électrique (fréquence et horaire des recharges), on peut estimer entre 30 et 50 % du parc, la proportion de véhicules simultanément en recharge soit une puissance appelée comprise entre 93 et 155 MW, essentiellement durant la période creuse.

e) Les équilibres entre énergies :

Les évolutions récentes des prix des énergies mais également leurs contributions respectives au réchauffement climatique sont susceptibles d'orienter en France les consommateurs vers l'électricité. En effet la production d'électricité est moins contributrice aux émissions de gaz à effet de serre que dans les pays qui n'ont pas fait le choix de l'énergie nucléaire.

En PACA l'analyse des consommations de gaz effectuée par le gestionnaire du réseau de transport montre une tendance à la baisse de la consommation (6 à 7% de consommation constatée en 2006 par rapport aux prévisions attendues) qui pourrait s'expliquer par un début de report. Elle peut aussi n'être une réaction des consommateurs réduisant leur consommation du fait des dernières augmentations de prix.

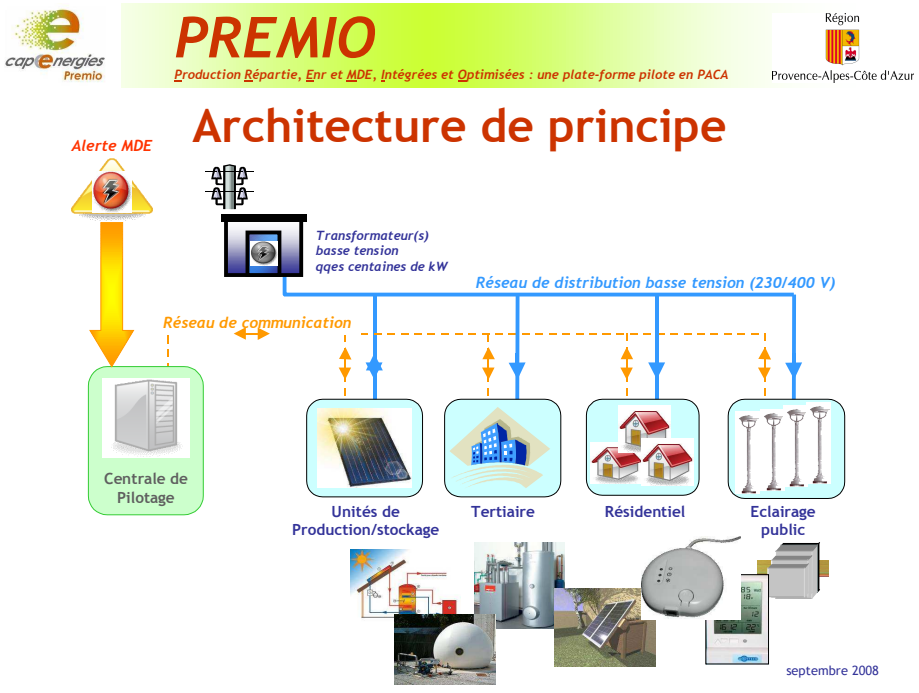
L'apport possible de la recherche : l'exemple du projet PREMIO organisé et piloté par Capénergies :

Capénergies, constitue le pole de compétitivité dédié aux énergies non émettrices de gaz à effet de serre. L'un de ses projets les plus prometteurs en relation avec la réflexion relative à la sécurisation de l'approvisionnement électrique de l'est PACA est dénommé PREMIO (Production Répartie, Enr et Mde, Intégrées et Optimisées). Il vise à établir une plate-forme pilote qui permettra d'expérimenter une architecture de réseau énergétique innovante et réplicable dont les fonctionnalités pour le territoire desservi sont:

- réguler l'offre et la demande locale en électricité
- optimiser l'intégration de la production locale couplée à un stockage réparti
- promouvoir les énergies renouvelables et la performance énergétique
- intégrer de nouveaux modèles d'activités

Ce projet nécessite le développement d'une centrale numérique de pilotage dynamique de la charge du réseau et de l'efficacité énergétique des systèmes de production locale et de stockage/déstockage. Il nécessite également la conduite d'expérimentations sur un portefeuille d'outils novateurs de production et de stockage d'électricité, de stockage de chaleur et de froid, et de dispositifs liés à l'efficacité énergétique et à l'écrêtement des pointes (au total 9 expérimentations ont été identifiées à ce jour) ainsi qu'un travail de réflexion sur l'organisation et la planification de réseaux utilisant de tels outils (thèse EDF - Ecole des Mines), enfin sur la mesure et l'évaluation des performances obtenues en intégrant également la dimension comportementale des usagers.

Le site de Lambesc qui vient d'être sélectionné accueillera donc une plate-forme qui peut être décrite comme suit (avec quelques expérimentations déportées sur Gardanne et Fréjus, reliées à la plate-forme de Lambesc) :



Présent pour l'avenir

Le calendrier de cette réalisation vise à disposer des premiers bilans de l'exploitation de cette plate-forme dès le 1er trimestre 2011.

La commercialisation de tels systèmes pourra donc être envisagée dans la décennie 2010-2020, en fonction des réglementations et logiques tarifaires qui en assureront la rentabilité. Ils devraient permettre de procéder à l'écrêtement des appels de puissance en pointe. Malgré les incertitudes relatives aux résultats attendus pour 2011 et à la difficulté de déployer rapidement de tels systèmes fortement innovants à l'échelle des consommations de masse, il n'est pas incohérent d'envisager que l'écrêtement de la pointe puisse porter sur des valeurs de l'ordre de 10% (valeur à valider en cours d'expérimentation) de la consommation électrique à l'horizon des années 2020, selon le degré de déploiement sur le réseau PACA d'ici à 2020.

La prévision des consommations effectuée par RTE

Les analyses de RTE concluent que le département 04 n'est pas concerné par les problèmes de sécurisation de l'alimentation électrique. Dès lors le périmètre objet de l'étude et le périmètre des informations présentées sont composés des départements des Alpes Maritimes et du Var, ainsi que Monaco.

Les prévisions de consommation en énergie

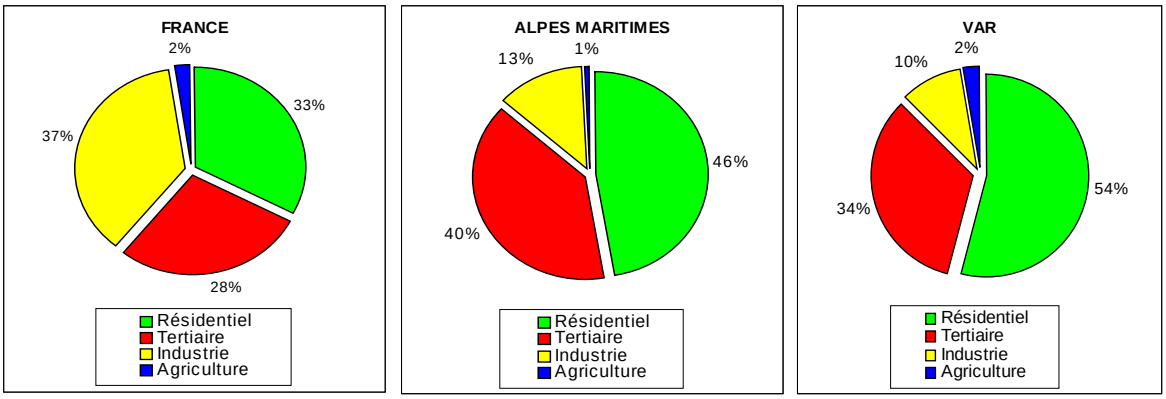
RTE a réalisé ses prévisions de consommation annuelle en énergie électrique sur la base d'une déclinaison départementale du modèle de calcul servant à réaliser les prévisions de consommation au niveau national, utilisées pour la réalisation du Bilan Prévisionnel.

> *Le Bilan Prévisionnel permet d'analyser les évolutions de l'équilibre national offre / demande d'énergie électrique et détecter les besoins d'installation de nouveaux moyens de production. Il est réalisé par RTE tous les 2 ans, conformément à l'article 6 de la loi du 6 février 2000, et contribue à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI), réalisée par les pouvoirs publics.*
>
> *Le dernier bilan en date a été rendu public en juillet 2007, et couvre la période 2008 – 2020. Dans la mesure où il a précédé le lancement du Grenelle de l'environnement, les mesures de maîtrise de l'énergie prises en compte peuvent être différentes de celles impulsées par le Grenelle.*

A la maille de l'Est PACA, l'outil utilisé (Avenir Départemental) repose sur une modélisation sectorielle de la consommation, autour des secteurs résidentiels, tertiaires, industriels, transports ferroviaires, des différents usages de l'électricité (chauffage, éclairage, climatisation, électroménager…), des paramètres sociétaux (évolution de la population, du nombre de ménages, orientations sur des actions de maîtrise de la demande d'énergie…).

Pour les départements des Alpes Maritimes et du Var, les principaux paramètres sont les suivants :

- une structure de consommation essentiellement liée au secteur résidentiel et tertiaire (année 2006, hors Monaco)



- une évolution importante de la population deux fois supérieure à l'évolution française, en droite ligne des éléments proposés par l'INSEE au chapitre C :

Présent pour l'avenir

Projections INSEE 2006 (Scénario Central)

Population (en milliers)	2005	2010	2020	2030	Taux 2005-2030
Dept 06	1064	1099	1173	1246	0.6%
Dept 83	967	1017	1126	1235	1.0%
Total 06+83	2031	2116	2299	2481	0.8%
FRANCE	60702	62302	64984	67204	0.4%

906 000 ménages *970 000 ménages* *1 035 000 ménages* *1 100 000 ménages*

- un taux de pénétration du chauffage électrique légèrement supérieur à la tendance française (87% dans les maisons individuelles et 82% dans les logements collectifs), en forte évolution ces dernières années (en 2004, ces taux était respectivement de 46 et 69%). Par « chauffage électrique », on entend aussi bien le chauffage par convecteurs que des solutions plus performantes comme les pompes à chaleur[4].

- des projets de développement ayant un impact sur la consommation :

  - projets de cadencement des TER, 3ème voie Cannes Nice, Ligne à Grande Vitesse vers Nice,

  - développement économique associé à l'effet LGV (Draguignan…)

  - effet de l'Opération d'Intérêt National Plaine du Var

Sur ces bases, et à l'image de l'approche retenue pour la réalisation du Bilan Prévisionnel de RTE (d'où la reprise des dénominations du Bilan Prévisionnel), des perspectives d'évolution de la consommation finale ont été identifiées :

- une évolution « **Haute**», représentant un majorant de la consommation, en supposant une démographie plus importante (+3%), un prix des hydrocarbures qui favorise la substitution par l'électricité, un taux de climatisation élevé.

- une évolution « **Tendancielle** » : démographie conforme aux projections de l'INSEE, pas de substitution hydrocarbures vers électricité, prise en compte des actions décidées en terme d'efficacité énergétique. Cette perspective est en droite ligne du scénario de référence du Bilan Prévisionnel RTE.

- une évolution « **Maîtrise de l'Energie Renforcée** »,(« MDE Renforcée ») autour d'un renforcement des politiques environnementales et énergétiques (renforcement de la performance énergétique des bâtiments) perceptible dès 2007.

- Une évolution proposée par l'Ademe dénommée **« Maîtrise de l'énergie post-Grenelle »** qui traduit les conséquences possibles en terme de consommation de la réorientation radicale des politiques européennes et françaises de l'énergie intervenue ces dernières années et confirmées par le grenelle de l'environnement.

Présent pour l'avenir

[4] Plus performantes sur la durée d'utilisation, les pompes à chaleur peuvent néanmoins avoir une contribution significative à la pointe en période de vague de froid lorsqu'elles sont équipées d'une résistance électrique d'appoint.

Le graphe ci-dessous présente l'évolution de la consommation énergétique annuelle à la maille de l'Est PACA, à température normale (c'est à dire corrigé des variations climatiques, autour d'une référence Météo France), pour les perspectives de croissance de consommation utilisés par RTE :

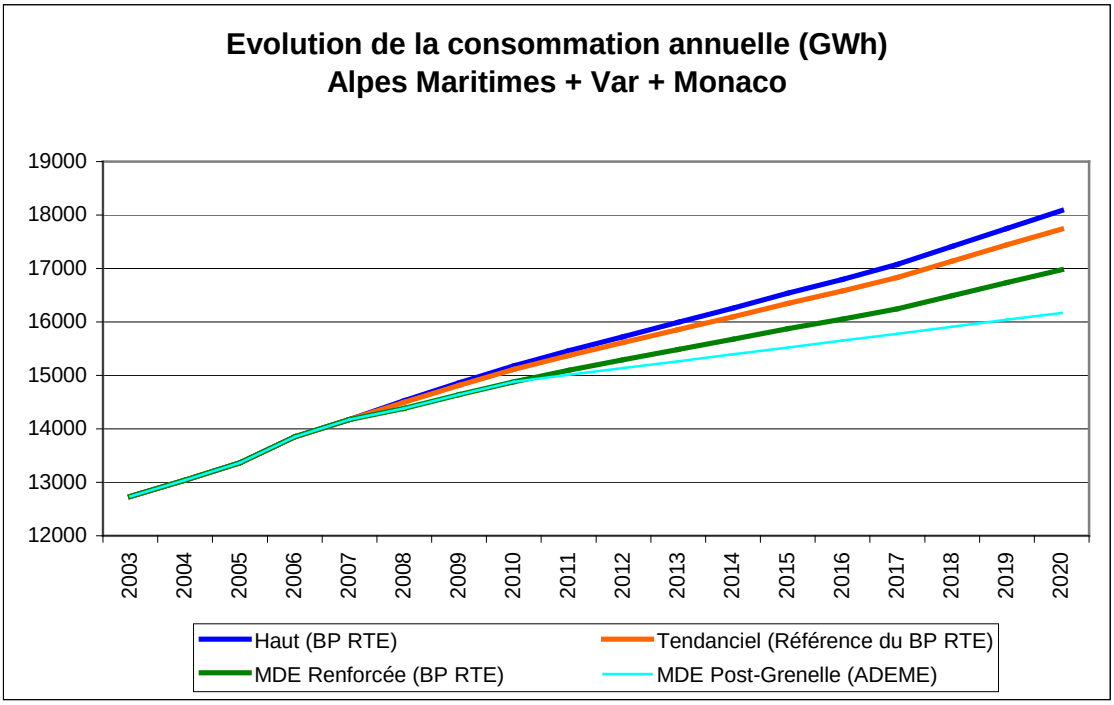
- des taux de croissance de la consommation annuelle compris entre 1.5 et 2% par an, supérieurs aux perspectives nationales, de l'ordre de 1% par an.

- essentiellement poussés par l'évolution de la population et de la consommation individuelle de chaque habitant : **par habitant, la croissance de la consommation évolue entre 0.5 et 1% par an.**

- Les valeurs proposées par l'Ademe à partir des études prospectives évoquées au chapitre précédent sont présentées en parallèle.

	Haut		Tendanciel		MDE Renforcée (RTE)		MDE Post-Grenelle (Ademe)	
	MWH/hab	Evolution	MWH/hab	Evolution	MWH/hab	Evolution	MWH/hab	Evolution
2005	6.58		6.58		6.58		6.58	
2010	7.17	1.8%	7.14	1.7%	7.03	1.7%	6.68	0.3%
2015	7.49	0.9%	7.41	0.7%	7.19	0.5%	6.75	0.2%
2020	7.86	1.0%	7.72	0.8%	7.38	0.5%	6.81	0.2%

Evolution de la consommation électrique annuelle par habitant selon le scénario (perspectives RTE)
Alpes Maritimes + Var + Monaco



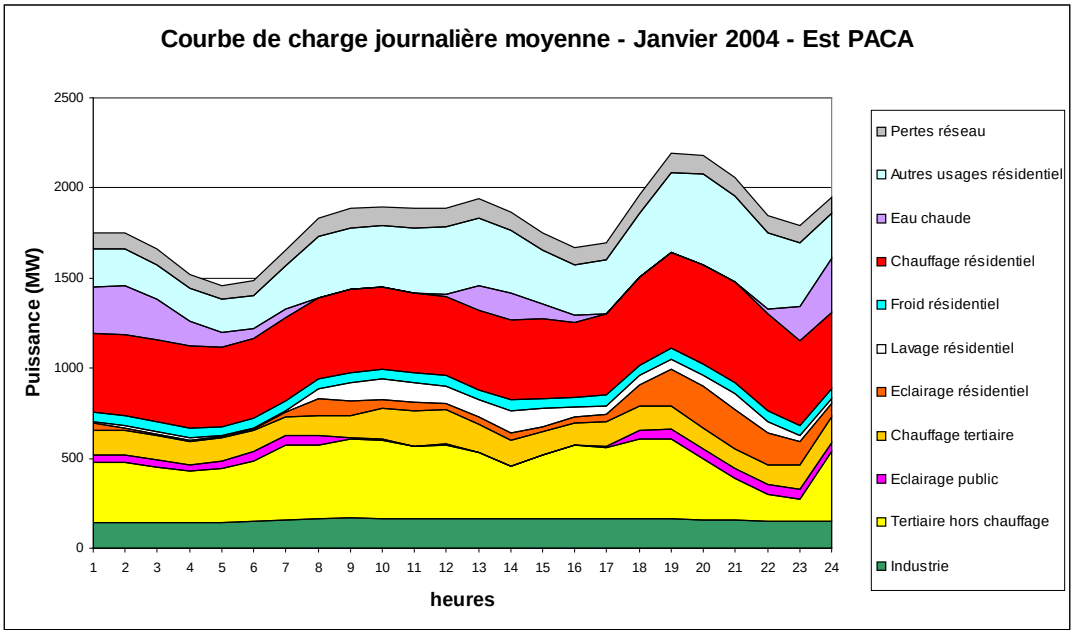
L'évolution de la consommation en puissance

Nous avons vu précédemment l'évolution générale de la consommation en énergie électrique. Cependant, le niveau de consommation rencontré lors des pics de consommation constitue le paramètre essentiel à surveiller car il structure et dimensionne les réseaux électriques.

Présent pour l'avenir

Aussi, pour pouvoir identifier l'évolution des pointes de consommation, tant d'hiver que d'été, la courbe de consommation vue du réseau RTE, à température normale, a été reconstituée par la prise en compte de la structure de la consommation et du comportement journalier de chaque type de consommation.

Le graphe représente à titre d'exemple la courbe de charge journalière moyenne observée en 2004 pour les départements des Alpes Maritimes et du Var, modélisant les différents usages[5] de l'électricité tout au long de la journée (source CEREN).

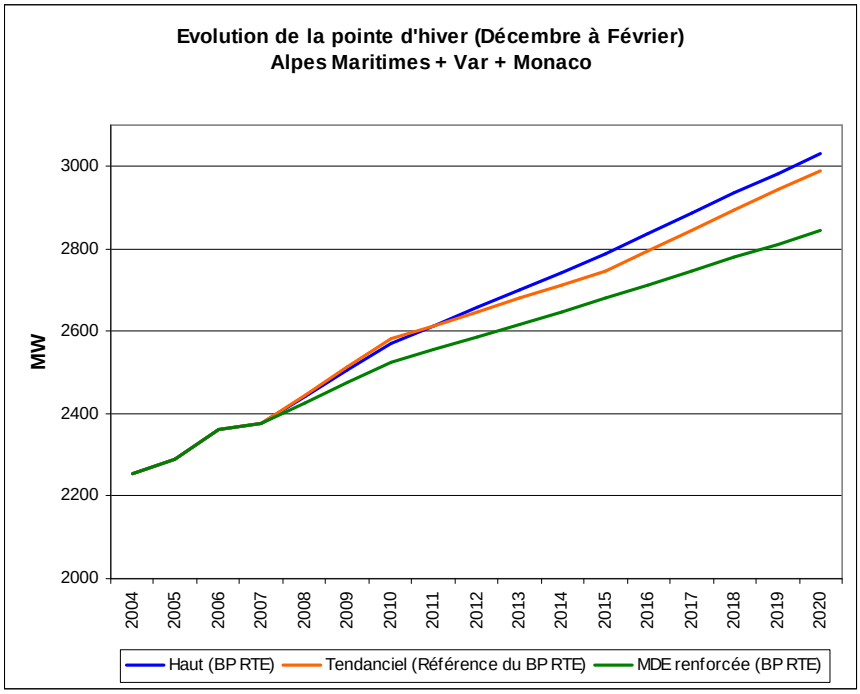


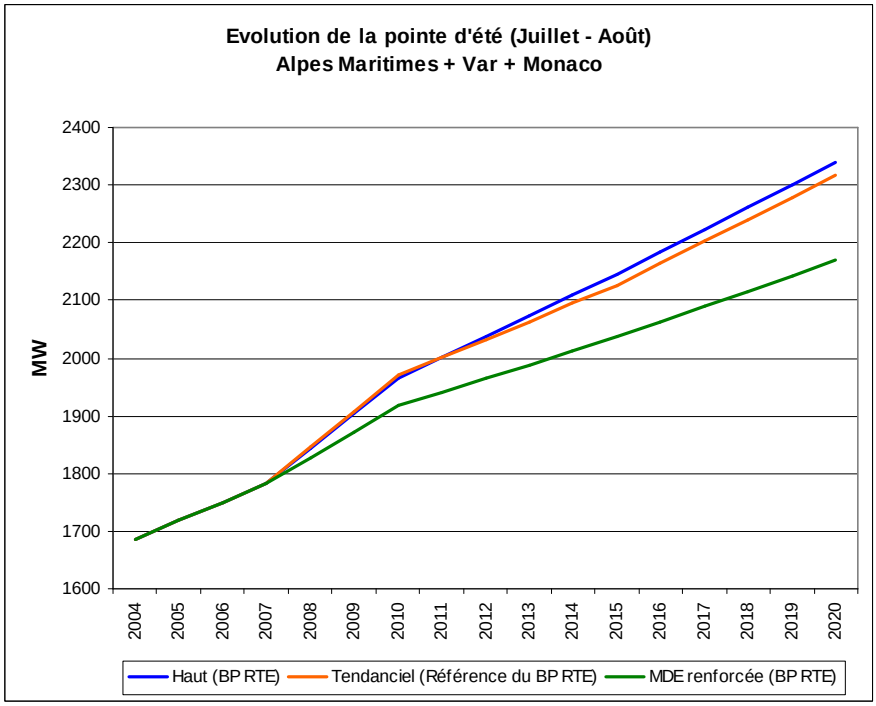
On y retrouve le pic de consommation de 19 – 20h, lié essentiellement à l'augmentation des usages résidentiels, dont l'éclairage.

Sur ces bases, les courbes prévisionnelles d'évolution des pointes de consommation (valeur moyenne des 30 pointes de la période), tant pour la période d'hiver que d'été, ont été reconstruites. Le taux d'évolution de la pointe est compris entre 1.2 et 1,8% par an, à comparer aux 1,5% constatés en moyenne pour la PACA ces dernières années.

Présent pour l'avenir

[5] Le tertiaire hors chauffage contient une part d'éclairage qui n'a pu être isolée, par manque de données.





Ainsi, la pointe d'hiver augmente entre 35 à 50 MW par an, la pointe d'été entre 30 et 40 MW par an.

On note par ailleurs, à l'horizon 2020, un écart d'environ 200 MW (4 ans) à la pointe d'hiver et 150 MW (5 ans) à la pointe d'été entre les évolutions « tendancielles » et « MDE renforcée ».

Présent pour l'avenir

Conclusion sur les évolutions possibles de la consommation de l'Est PACA :

les hypothèses à retenir pour la modélisation de l'équilibre transport-consommation-production de l'électricité.

Les évolutions possibles identifiées au sein du groupe de travail sont très différenciées par leurs hypothèses et leurs résultats. A dire d'experts, il apparaît plausible de considérer que le travail effectué sur les réglementations des appareils d'une part et d'autre part sur le développement de nouvelles technologies permettant de maîtriser la pointe de consommation électrique devraient porter leur fruit.

Ainsi, il apparaît possible d'envisager que l'évolution « haute » envisagée par RTE ne soit pas la plus probable et même que l'évolution « tendancielle » puisse être considérée comme une perspective pessimiste compte tenu de la volonté politique affichée à l'occasion du grenelle de l'environnement qui a proposé des décisions importantes pour l'avenir des consommations énergétiques.

Cependant le comportement des usagers freine les gains que l'évolution de la réglementation et de la technique rendent possibles. De plus le poids de la croissance démographique pèse très fortement sur les tendances locales à la croissance de la consommation.

Une évolution de la consommation de pointe du type « MDE renforcée» proposée par RTE, pourrait être retenue comme base dimensionnante. Elle apparaît prudente par rapport à l'évolution envisagée par l'ADEME, mais bien sûr ne l'exclut pas.

Afin d'explorer l'ensemble des évolutions possibles l'Ademe a examiné l'impact que pourrait avoir sur le besoin de sous-tirage d'électricité à partir du réseau de transport, un programme ambitieux de maîtrise de l'énergie et de développement des énergies renouvelables qui se déroulerait sur les 7 années 2011-2018 après une phase de définition précise avec les acteurs locaux. Les résultats de ce travail sont intégrés dans le chapitre suivant.

E-Evolution de la relation production-consommation-transport :

I. L'amélioration des performances du réseau de transport d'électricité

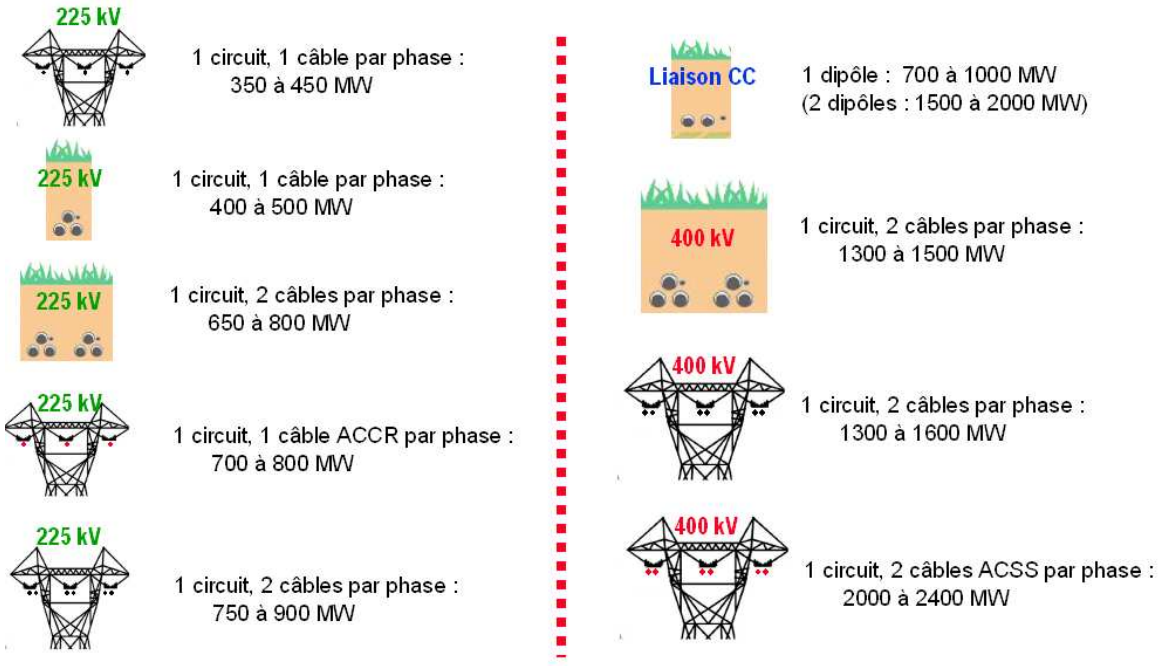
RTE dispose aujourd'hui d'une palette d'outils permettant d'optimiser voire développer les capacités du réseau de transport d'électricité.

- Pour les ouvrages électriques aériens, l'installation de nouveaux câbles électriques de diamètre similaire aux anciens permet d'augmenter les capacités de 50 à 100% selon les technologies utilisées, dont certaines sont encore en cours d'expérimentation. Les gains sont toutefois limités par les problèmes de tenue de tension sur les lignes longues et la nécessité d'assurer le renforcement mécanique des pylônes de la ligne de manière générale, voire le changement de quelques pylônes. Une autre limite réside dans le fait que les travaux de substitution de câbles nécessitent de pouvoir se passer de la ligne pendant de longues périodes… ce qui est impossible pour les ouvrages stratégiques de l'Est PACA en l'absence de renforcement préalable.

- Côté développement, au-delà des lignes aériennes que RTE a déployé de manière courante par le passé, les évolutions technologiques, pour une utilisation en courant alternatif, permettent maintenant d'envisager la réalisation de tronçons souterrains sur des longueurs de quelques dizaines de kilomètres jusqu'en 225 kV. L'utilisation de souterrain en 400 kV reste par contre limitée à de bien plus faibles distances (20 à 30 kilomètres environ).

- Les technologies de type « Courant continu » permettent d'envisager la réalisation de liaisons d'une puissance de 700 à 1000 MW, qui peut être enfouie sur de longues distances. Le recours à cette technologie reste cependant handicapé par le coût et l'emprise très importants des stations de conversion à chaque extrémité.

Le tableau ci dessous présente les ordres de grandeur de capacité par type d'ouvrage pouvant être atteints en régime permanent (cad hors incident) :



Sur des longues distances, ces valeurs peuvent être notablement réduites du fait des chutes de tension

En terme d'emprise, une ligne aérienne à simple circuit occupe un couloir d'une vingtaine de mètres, associé à des servitudes d'élagage de part et d'autre. Une liaison souterraine à un seul circuit nécessite une emprise d'environ 1 mètre et les végétaux à racine profonde sont à éviter sur une largeur de 2 à 3 mètres de part et d'autre. Lorsque la liaison souterraine comporte plusieurs circuits, il est nécessaire de les éloigner suffisamment pour limiter les interactions. L'emprise est alors portée à 4 à 10 m selon la tension et la puissance.

II. L'apport complémentaire d'actions régionales de MDE

Sur proposition de l'Ademe, le groupe de travail a souhaité que puisse être précisé l'apport possible d'un programme de MDE spécifique à l'Est du territoire régional prolongeant la mobilisation locale initiée par le premier plan Eco-Energie de la période 2001-2006 et qui viendrait compléter les perspectives d'évolution représentatives de l'effort national en faveur de la MDE.

a) Le programme initial envisagé dès 1998 :

La décision de conduire le projet de ligne BBC finalement annulée par le conseil d'état le 10 juillet 2006, avait été prise par le gouvernement en 2000, par suite aux apports du débat public lui-même tenu en 1998.

Les apports du débat public avaient porté sur deux éléments. Il avait d'abord été montré qu'une action vigoureuse de MDE pouvait réduire le besoin d'électricité dans le territoire desservi et finalement que cette réduction pouvait permettre de développer le bouclage électrique du réseau 400kV sur la base d'une ligne à un seul terne et non comme envisagé initialement à deux ternes offrant le double de la capacité de transport.

Les six années suivantes ont été consacrées à la mise au point technique d'un projet de ligne à haute tension et en parallèle à la réalisation de plusieurs études et expérimentations des actions de maîtrise de l'énergie dans le territoire à desservir.

Les quelques 6,0 M€ qui ont pu être investis dans ce programme de MDE par différents opérateurs coordonnés par le Préfet des Alpes Maritimes et le Président du Conseil Régional ont constitué à la fois un test de l'efficacité de mesures concrètes visant à économiser l'énergie électrique à la période de pointe et en même temps une validation qualitative et quantitative de l'efficacité d'un programme d'actions qui aurait bénéficié de moyens plus importants et d'une structure d'équipe projet en charge de son pilotage.

Ce programme ne concernait que l'est du Var et les Alpes Maritimes. Il avait comme finalité de reporter au maximum la nécessité d'un nouvel ouvrage après la réalisation de la ligne de 400kV et portait donc notamment sur des actions à moyen et long terme.

En dépit de son intérêt, ce programme n'a pu être mis en œuvre, les collectivités locales sollicitées pour constituer une équipe projet capable de le mettre en œuvre ne sont pas parvenues à un accord unanime autour de la proposition qui leur avait été faite par l'Etat. Son intérêt demeure.

b) Le programme actuellement proposé par l'Ademe:

Compte tenu de l'extension de la zone de fragilité à l'ensemble du département du Var et prenant en compte les dernières évaluations relatives au contenu en CO2 de la production d'électricité, une nouvelle version de ce que pourrait être un plan éco-énergie peut être développée. Celle-ci devra être validée et enrichie des réflexions des acteurs du territoire afin qu'ils se l'approprient. Elle tiendra compte par ailleurs des impacts du Grenelle de l'Environnement, auquel elle vient s'ajouter. Elle devra exploiter l'apparition des nouvelles technologies encore immatures lors de la préparation du précédent plan éco énergie ainsi que la possibilité de rencontrer une adhésion plus complète permettant de mobiliser plus en profondeur le gisement d'énergie.

Deux exemples peuvent illustrer ce propos.

En 2001-2006, la problématique de la modernisation de l'éclairage portait sur le changement des ampoules à incandescence par des ampoules fluo compacts. Les professionnels de l'éclairage envisagent une conversion progressive dans les années qui viennent aux ampoules LED qui commencent à être mises sur le marché. Le gain supplémentaire encore possible sera du même ordre de grandeur. La réduction de consommation unitaire obtenue par le changement d'une ampoule fluo compacte par une LED est plus faible que celle obtenue par le changement d'une ampoule à incandescence par une ampoule fluo compacte mais la gamme d'utilisation des LED est plus large.

La profondeur envisagée pour l'impact de l'action sur la climatisation portait sur 30% des climatisations en 2001-2006. Un programme à bâtir pourrait concerner une seconde tranche de 30% de ce gisement.

Les impacts de ce programme volontariste, qui comporte des actions de MDE et de développement de production d'électricité d'origine renouvelable viendraient en déduction des hypothèses émises plus haut, ils seraient significatifs (extraits ci-dessous d'une présentation faite à Nice le 17/11/2008).

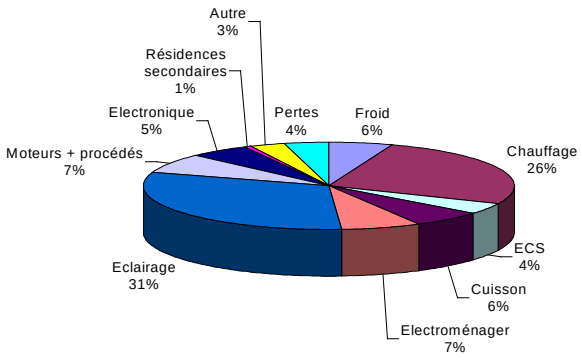
Centré sur l'objectif de la réduction des consommations électriques à la pointe et sur le territoire contraint par les capacités de transport du réseau d'électricité, le programme de mesures à déployer comprendrait les mesures suivantes :

ADEME
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

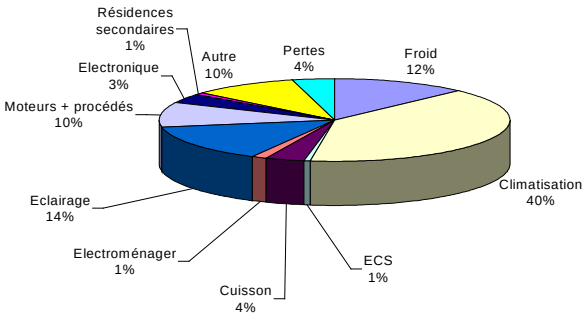
LE PLAN ECO ENERGIE

LES USAGES A LA POINTE

POINTE D'HIVER (19h)



POINTE D'ETE (13h)



Présent pour l'avenir

LES IMPACTS POSSIBLES

- 10% de la puissance de pointe d'hiver, soit environ 300 MW,
- 30% de la puissance de pointe d'été, soit environ 500 MW,
- 9% de la consommation annuelle, soit environ 800 GWh,
- Une réduction d'émission de CO2 de 200 à 350.000 T, participant significativement à des démarches de type « Plans Climats »,
- Une diminution des dépenses énergétiques annuelles de plus de 20 M€,
- Un impact sur l'économie locale de plusieurs centaines de M€ et la création de centaines d'emplois,
- Un développement de savoir-faire d'excellence sur un thème très porteur,
- Un effet d'entraînement à l'échelle régionale favorisé par certaines actions.

LES MOYENS A METTRE EN ŒUVRE

- Un budget global de l'ordre d'une centaine de M€ (hors R&D) sur une durée de 7 ans,
- Des outils financiers à diversifier : subventions, mais également Certificats d'Economie d'Energie (CEE), tiers financeurs, fonds dédiés, partenariats bancaires, organismes relais,…
- Une structure opérationnelle de terrain (GIP, Agence Locale de l'Energie ou autres), associant tous les acteurs concernés,
- Des idées nouvelles à tester : majorations de CEE, participation active du gestionnaire de réseau, offres tarifaires adaptées, suppression des heures creuses méridiennes, bonus sur les tarifs d'achats d'électricité d'origine renouvelable,…

Présent pour l'avenir

Sur la partie « maîtrise de la demande en électricité », les effets attendus d'un tel programme peuvent être analysés en examinant les actions du projet de plan Eco-énergie établi pour l'est –PACA et dont les actions ne seraient pas pris en compte dans le calcul de l'évolution des consommation dénommée « MDE renforcée »

La nature des actions à conduire serait similaire à celles déjà envisagées dans le précédant programme ; Elles peuvent être classées en deux catégories:

- des actions « de fond » sur la consommation électrique, telle que la promotion d'équipements plus efficaces. Ces actions ont un effet sensible en énergie sur toute l'année couplé à un effet sur la pointe, il peut être chiffré aux alentours de 150 à la pointe d'été et à 200MW à la pointe d'hiver

Communication (plan média et conseillers)
Eclairage résidentiel
Eclairage tertiaire
Eclairage public
Electroménager Performant
Optimisation process entreprises
Modification comportement bureautique
Entretien, réglage et comportement climatisation
Stockage froid climatisation tertiaire
Climatisation solaire
Autres opérations à préciser

- des actions « de pointe », dont l'effet est limité aux périodes de plus forte consommation et dont l'ordre de grandeur atteint de 45 à 70MW en toute saison.

Effacements gros consommateurs
Mise en place de programmateurs délesteurs en individuel
Renforcement de l'utilisation des « Alertes MDE »

En prenant en compte les estimations de la production d'énergie renouvelable vu précédemment :

	Impact pointe (MW)	
	Hiver	Eté
TOTAL DES MESURES DE PRODUCTION EnR	**10 à 70**	**132 à 292**

In fine, les impacts à la pointe d'un programme spécifique de MDE et de développement des EnR permettraient d'atteindre des impacts de l'ordre de **300 MW** à la pointe d'hiver et **500 MW** à la pointe d'été. Ce programme aurait également l'avantage d'impacter de manière très significative la consommation totale annuelle de l'électricité de la zone et les émissions de CO^2.

Présent pour l'avenir

Evaluation des impacts en énergie (2009/2013)

Outre ses impacts sur la puissance de pointe appelée (critère essentiel dans le cadre de la problématique de sécurisation de l'alimentation électrique de l'est de PACA), le programme proposé aurait un impact significatif sur la consommation annuelle d'électricité et sur les émissions de Gaz à Effet de Serre/ (GES). Les évaluations de l'Ademe conduisent aux ordres de grandeur suivants :

De 750 à 950 Gwh par an et de 220 à 280 000 T CO2 évitées

RAPPEL DE NATURE DES PRINCIPALES INTERVENTIONS POSSIBLES
Communication (plan média et conseillers)
Alerte MDE
Formation, charte,…
Eclairage résidentiel LBC Substitution halogènes
Eclairage tertiaire
Eclairage public
Electroménager Performant
Effacements gros consommateurs
Optimisation process entreprises
Modification comportement bureautique
Entretien et comportement climatisation tertiaire
Stockage froid climatisation tertiaire
Climatisation solaire
Mise en place de programmateurs délesteurs en individuel
Bois énergie en habitat individuel
Bois collectif
ECS solaire individuel et collectif
Pv réseau en individuel
Pv réseau en tertiaire et collectivités
Autres opérations
Suppression des heures méridiennes du tarif bleu

L'impact sur le CO2 tient compte des nouvelles valeurs de poids carbone déterminées par RTE au Plan National.

Les hypothèses proposées par l'Ademe, tant en matière de scenarii de croissance que d'impact d'un programme volontariste de MDE/EnR sont basées sur les études des experts nationaux de l'Agence. Elles conduisent de façon synthétique aux résultats suivants:

- 0% de croissance de pointe/hab/an l'hiver dès que le programme de MDE aura trouvé son rythme de croisière,

- 0,5% de pointe/hab/an l'été.

L'ensemble de ces hypothèses laisse espérer qu'un programme volontariste permette, une stabilisation des puissances de pointe en valeur absolue durant 7 ans. Cette durée correspond à la durée plausible d'une mobilisation locale exceptionnelle et au temps nécessaire pour que les actions engagées portent leurs effets. Un tel programme qui reste à bâtir avec les acteurs locaux pourrait intervenir dans la période 2011-2018.

Au de la de 2018, il a été considéré que les acquis de ce programme se maintiendraient, les courbes reprenant une évolution parallèle à celles envisagées sans programme spécifique.

Présent pour l'avenir

III. Les scénarios production / consommation de l'Est PACA

Au regard des paragraphes précédents sur les prévisions de consommation, le développement de la production centralisée et décentralisée, il apparaît que quatre scénarios d'évolution du contexte production / consommation locale peuvent être considérés :

- Un scénario «**Tendanciel** », dans le cadre des politiques publiques décidées à ce jour (avant le vote des lois Grenelle). Ce scénario repose sur une vision prudente de l'évolution du territoire, utile pour analyser la robustesse des stratégies de réseau mises en œuvres.

- Un scénario « **Développement Electrique Durable** », autour d'une évolution de la consommation de type « MDE renforcée», des actions locales de MDE et de maîtrise des pointes, du développement des énergies renouvelables sur le territoire. En particulier, ce scénario intègre 592 GWh d'économie d'énergie annuelle sur le territoire, essentiellement liée à l'amélioration de la performance énergétique résidentielle (192 GWh) ou tertiaire (400 GWh).

- Un scénario « **MDE volontariste PACA »,** basé sur les perspectives d'évolution des consommations de pointe de RTE, couplées au développement complémentaire de la MDE et des énergies renouvelables sur le territoire et intégrant les effets d'un nouveau plan éco-énergie entre 2011 et 2018.

- Un scénario « **Développement Electrique Durable + CCG** », combinant le scénario « Développement Electrique Durable » avec la modélisation du fonctionnement du projet de Cycle Combiné Gaz de Carros (06) porté par Gaz de France.

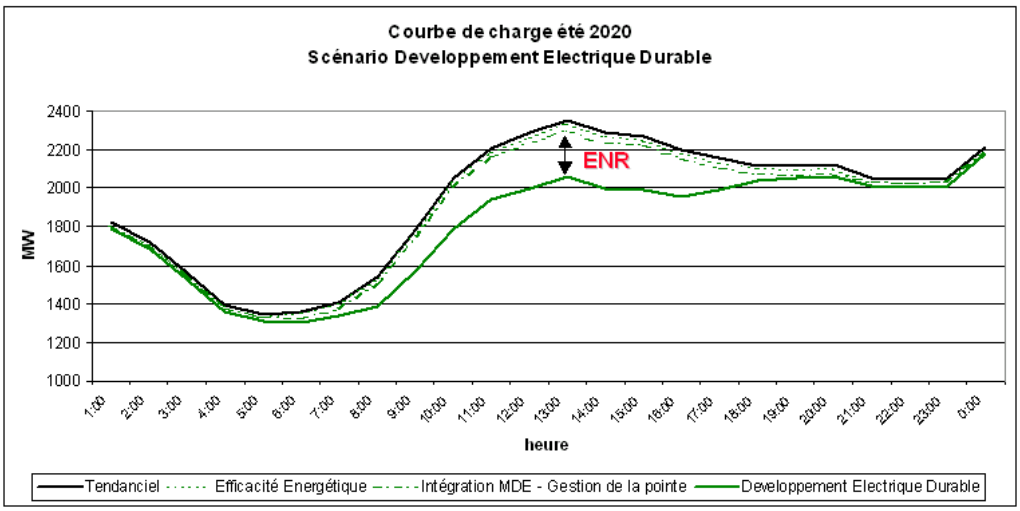
- Un scénario « **Développement Electrique Durable + STEP** », combinant le scénario précédent avec la modélisation du fonctionnement du projet Electrabel d'installer une STEP à St Etienne de Tinée. Electriquement, ce scénario reste particulier car l'apport d'une STEP ne sera possible qu'en régime de secours, le projet industriel d'Electrabel étant d'utiliser ce moyen de production pour vendre de l'électricité directement en Italie, en le couplant à une liaison directe vers l'Italie.

Les paramètres en sont les suivants :

	Perspective d'évolution de la consommation	**Maîtrise de la demande de la pointe**	**Maîtrise de la consommation électrique**	**Installation de production centralisée**	**Développement des énergies renouvelables**
Tendanciel	Tendanciel (BP RTE)	Non	Non	Non	Non, au delà des projets décidés à ce jour
Développement Electrique Durable (DED)	MDE Renforcée (BP RTE)	80 MW l'hiver / 35 MW l'été	Oui	Non	70 MW hydraulique 200 MW photovoltaïque
Volontariste PACA	MDE Renforcée (BP RTE) + programme de MDE/ENR local spécifique	40 à 70MW supplémentaire.	Accrue de 150 MW été et 200 MW hivers	Non	150MW l'été et 200MW l'hiver
DED + Installation d'un Cycle Combiné Gaz à Carros (06)	MDE Renforcée (BP RTE)	80 MW l'hiver / 35 MW l'été	Oui	CCG 320 MW à Carros	70 MW hydraulique 200 MW photovoltaïque
DED + Installation d'une STEP à St Etienne de Tinée	MDE Renforcée (BP RTE)	80 MW l'hiver / 35 MW l'été	Oui	STEP 600 MW	70 MW hydraulique 200 MW photovoltaïque

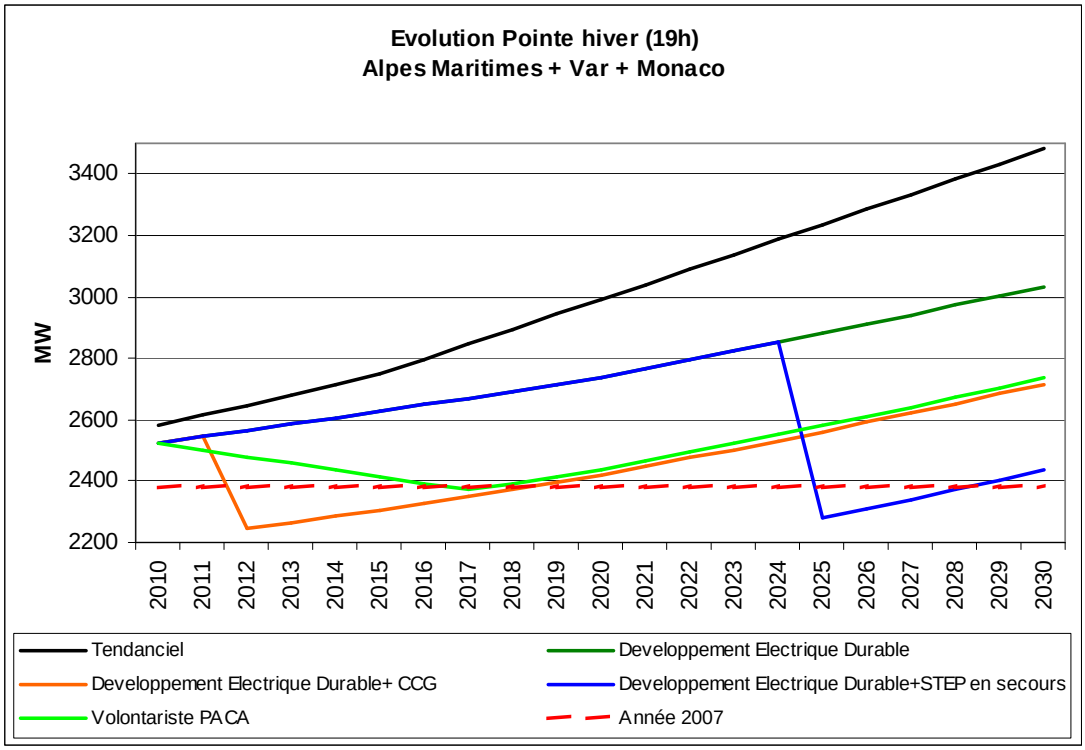
Présent pour l'avenir

A titre d'illustration de l'effet de ces hypothèses, le graphe ci dessous présente, en été et à l'horizon 2020, les courbes de puissance prévisionnelles appelées sur le réseau RTE, pour les scénarios « Tendanciel » (en noir) et « Développement Electrique Durable », en vert.

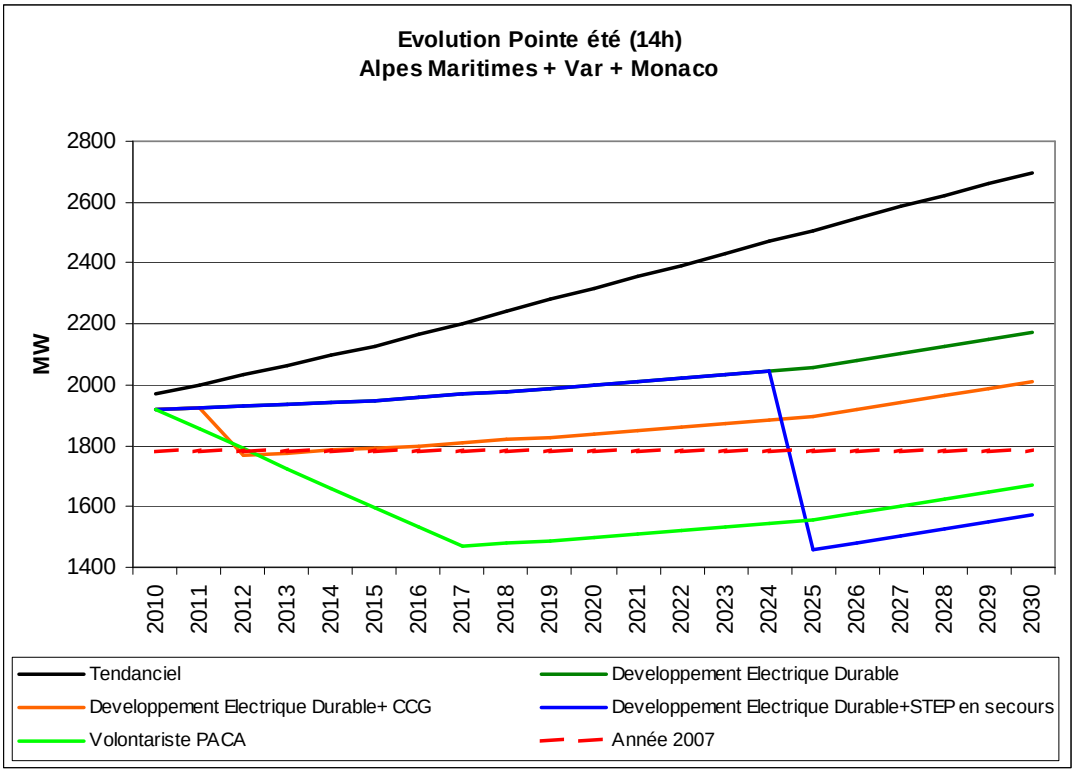


La pointe de consommation de 14h se trouve « rabotée » sous l'effet des actions de MDE / Gestion des pointes, mais surtout sous l'effet de la production photovoltaïque, maximale à cette période.

En extrapolant ce principe aux différentes pointes de consommation rencontrées, les graphes ci dessous présentent **l'évolution des pointes de consommation d'hiver (19h) et d'été (14h),** sous l'effet de l'évolution des différents paramètres. :



Présent pour l'avenir



L'écart observé vers 2020 entre le scénario « tendanciel » et le scénario « Développement Electrique Durable » sera de l'ordre de 250 MW l'hiver, 300 MW l'été, auxquels s'additionneront les productions des moyens de production centralisés (STEP ou CCG).

Présent pour l'avenir

IV. Les différentes stratégies de renforcement du réseau de transport

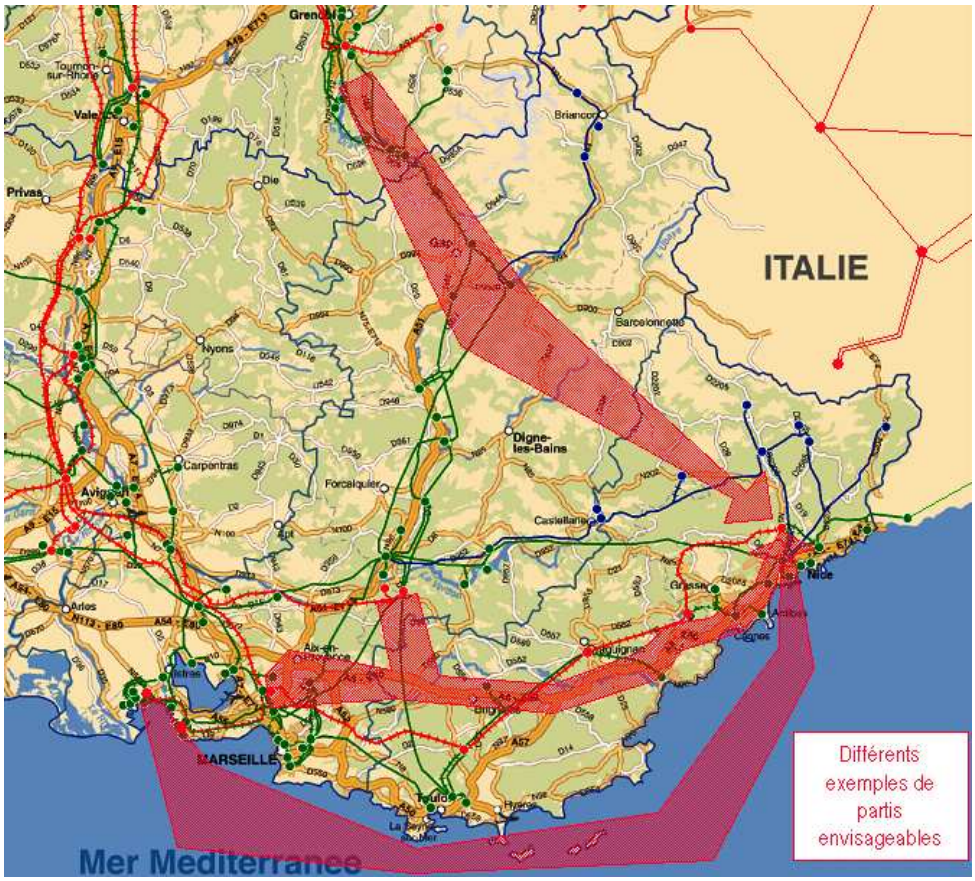
RTE a étudié les stratégies de renforcement de son réseau envisageables (en optimisant le réseau existant et en envisageant de nouveaux ouvrages), pour répondre aux enjeux de sécurisation de l'alimentation électrique de la région.
Les familles de stratégies envisagées sont les suivantes :

① La réalisation d'un bouclage 400 kV

Le bouclage du réseau 400 kV peut être réalisé en courant alternatif ou courant continu. La capacité du nouvel axe serait de l'ordre de 1500 MW.

Les points de départ envisageables sont les nœuds « forts » du réseau, à savoir le poste de Boutre, bénéficiant à la fois d'une double alimentation 400 kV depuis le réseau national et de la production hydraulique de la Vallée de la Durance, le poste de Réaltor ou la zone de Fos bénéficiant de la puissance produite par les moyens de production de la zone de Fos/Mer en cours de construction.

Enfin, une piste pourrait consister à raccorder le réseau au réseau 400 kV présent dans les Alpes.



Ces stratégies, au delà de leur coût très élevé (entre 500 millions et 1 milliard d'€) et des difficultés techniques, resteront difficilement réalisables, au regard de la sensibilité des territoires traversés.

Enfin, l'évolution du paysage électrique régional (notamment le développement de la production dans la zone de Fos / Mer) et le renforcement du réseau 400 kV dans le cadre des « mesures d'urgences » permettent d'envisager d'autres stratégies de renforcement.

Présent pour l'avenir

② La réalisation d'une interconnexion vers l'Italie

L'idée serait de réaliser une interconnexion 400 kV entre le poste de Broc Carros, dans les Alpes Maritimes, jusqu'à Entraque, poste 400 kV italien le plus proche.

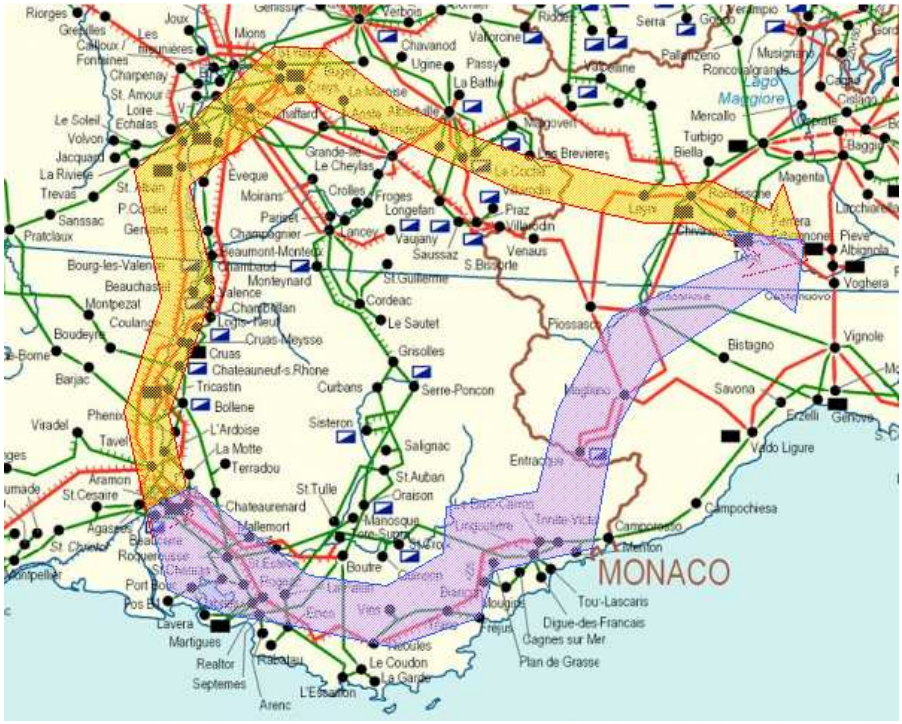
En raison d'un déficit structurel de son parc de production, l'Italie est un pays fortement importateur qui cherche à développer les interconnexions avec les pays étrangers pour accroître ses capacités d'importation.

Insérée dans le système électrique européen, l'interconnexion envisagée se chargerait naturellement d'un flux de la France vers l'Italie de l'ordre de 1000 MW, cet ouvrage offrant un chemin électriquement plus court vers les lieux de consommation en Italie pour la production du sud de la Vallée du Rhône et la future production de la zone de Fos sur Mer. Il est peu probable que les flux s'inversent et viennent soutenir l'alimentation de l'Est PACA. Au contraire, ces flux auront tendance à surcharger un réseau régional déjà aux limites. Il sera également très certainement nécessaire de procéder à un renforcement du réseau italien.

Une telle stratégie prise isolément de tout projet de production ne serait donc pas vraiment satisfaisante :

- ni une fonction d'interconnexion, puisque les contraintes du réseau régional limiteront la capacité d'exportation à des valeurs souvent bien inférieures à la capacité de l'ouvrage ;

- ni dans sa fonction de sécurisation du réseau, puisque la maîtrise des flux de transits conduira à déconnecter souvent la ligne. L'intérêt pourrait résider dans une reprise de service plus rapide et plus complète après un éventuel black out.



Une interconnexion dans les Alpes Maritimes offrirait un chemin attractif pour les flux qui aujourd'hui transitent par les Alpes du Nord et génèreraient des transits internationaux importants sur le réseau régional

Le coût de cette stratégie est supérieur à 500 M€.

Présent pour l'avenir

③ La réalisation d'un filet de sécurité 225 kV

Après la réalisation des mesures d'urgences, l'Est PACA disposera pour son alimentation d'un axe 400 kV à double circuit de forte capacité. L'idée qui prévaut dans cette stratégie est de « sous-tendre » cet ouvrage 400 kV par un maillage du réseau 225 kV permettant, en cas de perte de cet axe 400 kV, de continuer à alimenter correctement ce territoire.

Cette stratégie repose donc sur :

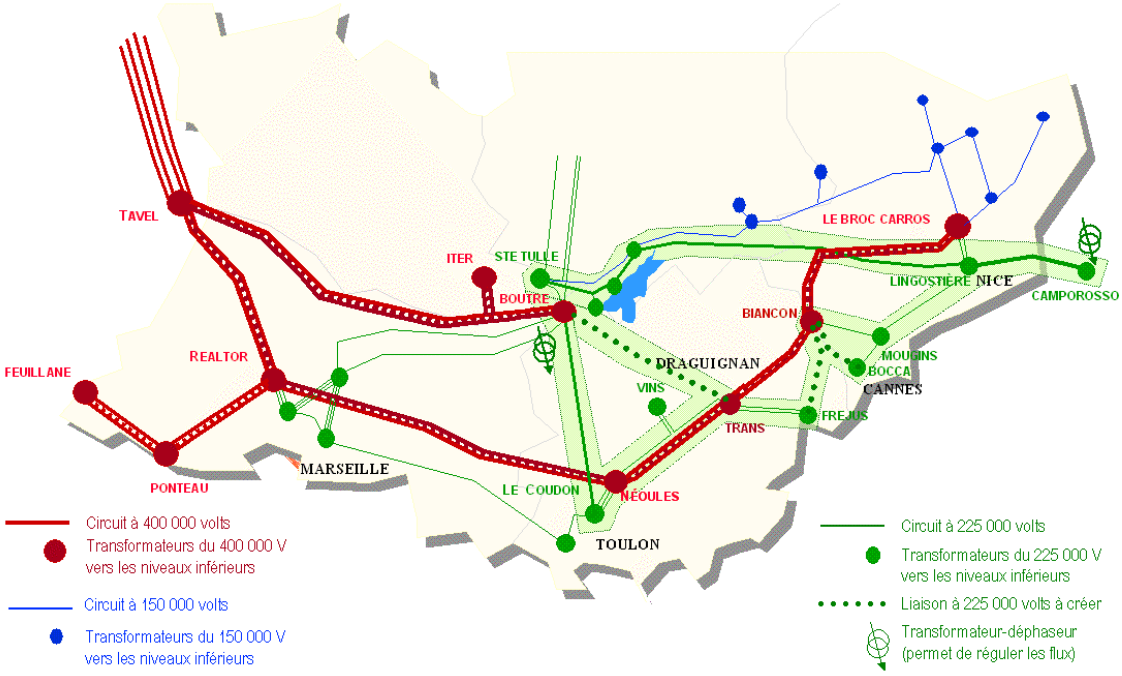
- Les ouvrages existants :
    - la ligne 225 kV Boutre Coudon, de forte capacité et équipée d'un transformateur déphaseur, permettant de contrôler les flux sur cet ouvrage,
    - la ligne 225 kV Ste Tulle Lingostière, au nord du territoire, alimentant directement l'agglomération de Nice depuis la Vallée de la Durance, ainsi que le réseau 150 kV sous jacent qui assure la desserte des Alpes de Haute Provence.
- De nouveaux ouvrages :
    - l'interconnexion France Italie au départ de Menton sera équipée d'un transformateur déphaseur permettant de maintenir en permanence un lien électrique vers l'Italie et un secours compris entre 130 et 150 MW.
    - La création des lignes 225 kV Boutre Trans, Fréjus Biançon et Biançon Bocca permettraient à partir du poste 400/225 kV de Boutre, de compléter le réseau 225 kV pour alimenter les lieux de consommation essentiellement situés sur le littoral. Leurs caractéristiques sont les suivantes :

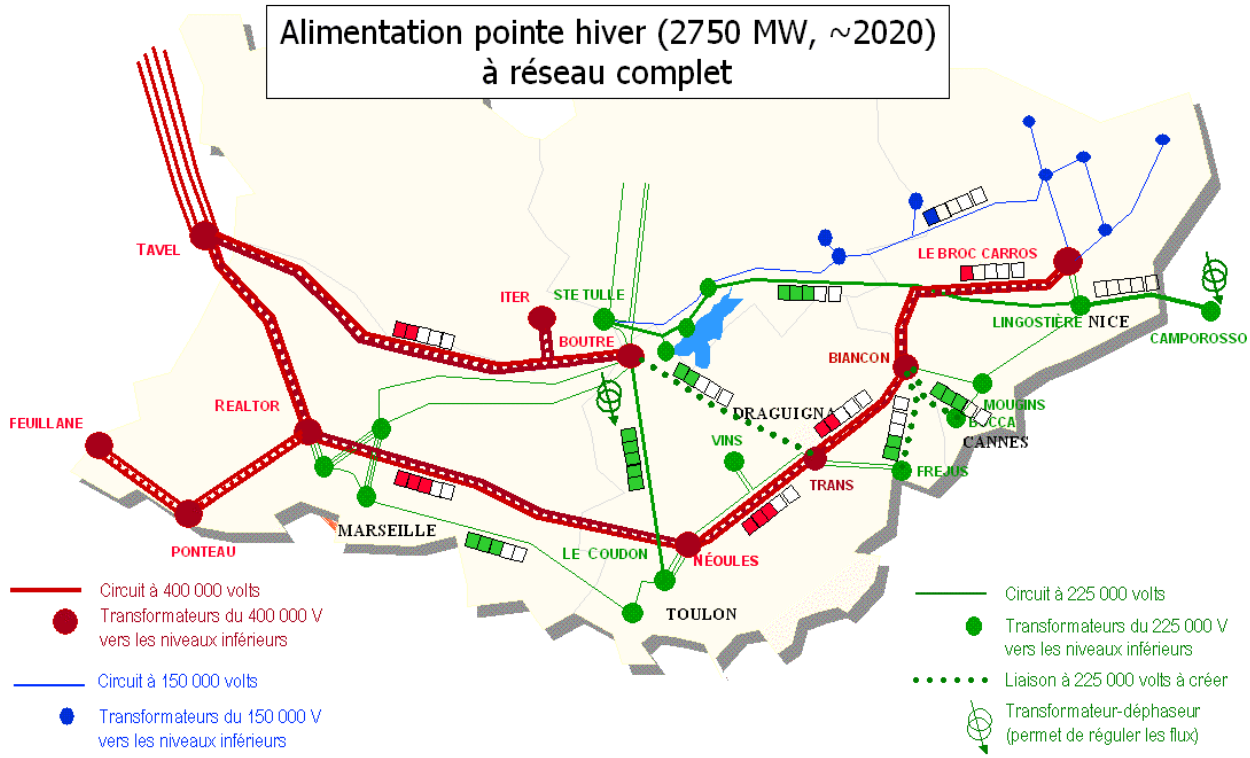
	Tension	**Nb de circuits**	**Longueur**
Boutre Trans	225 kV	Simple circuit[6]	70 km
Fréjus Biançon	225 kV	Simple circuit	29 km
Biançon Bocca	225 kV	Simple circuit	15 km

Le coût estimé de cette stratégie est de l'ordre de 250 à 350 M€.

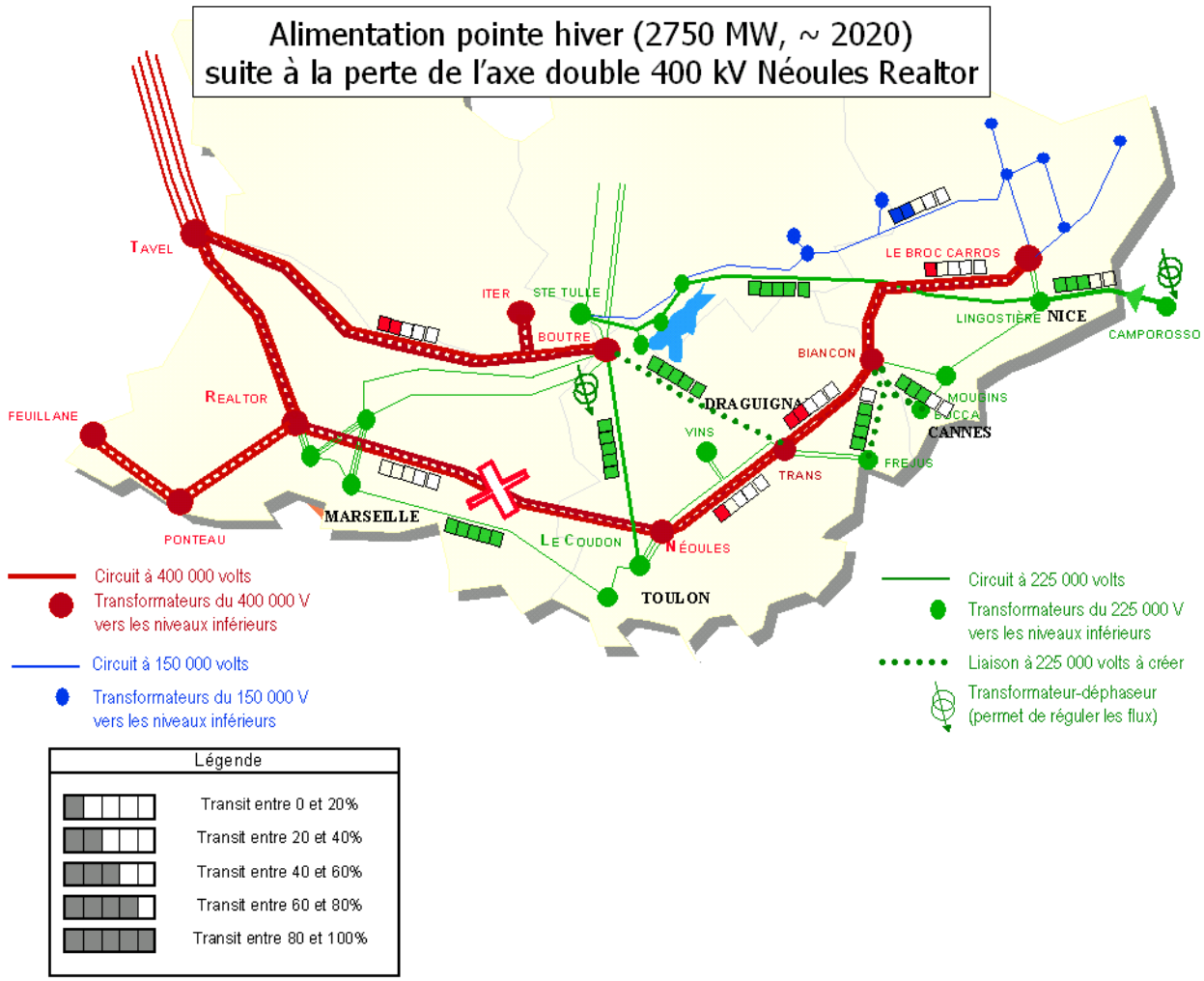
[6] De fortes capacités, des lignes simples circuit répondent au besoin. Elles présentent également l'avantage d'être d'une moindre emprise et d'être de coûts plus modérés.

A titre d'illustration, voici des cartes représentant la répartition des flux sur les principaux ouvrages 400 et 225 kV de la zone, à réseau complet et sur perte de l'axe Néoules Realtor 400 kV :





Présent pour l'avenir



V. Evaluation de la robustesse des stratégies

L'évaluation de la robustesse des stratégies diffère selon les risques contre lesquels on souhaite se prémunir, dans la mesure où il nécessaire de se prémunir totalement contre les risques courant, et probablement d'être moins contraignant sur les risques très peu probables, au regard du coût généralement très élevé pour s'en prémunir.

Ainsi, il a été proposé au groupe de travail de retenir les principes suivants :

- En cas d'avarie sur un seul circuit, il ne doit pas y avoir de conséquences sur la clientèle, quelle que soit la période de l'année, à température normale. Formulé autrement, le réseau doit garantir 100% de la période de pointe en N-1 ;

- En cas d'incident affectant simultanément les deux circuits à 400 kV, les critères retenus permettent de garantir que l'incident ne conduit pas à un black-out de la zone dès lors que les autres ouvrages sont disponibles. En outre, deux seuils ont été considérés :

    - Le premier seuil consiste à assurer une sécurisation totale (absence de délestage) pendant 95% du temps, donc avec un risque de délestage pendant 5% du temps. La part de la consommation potentiellement délestée sur incident sera au maximum de 20% en hiver et de 10% en été.

Présent pour l'avenir

- Le deuxième seuil, moins contraignant du point de vue de la sécurisation offerte, garantit la sécurisation pendant 75% du temps et avec un risque de délestage pendant les 25% du temps. La part de la consommation potentiellement délestée sur incident sera au maximum de 30% en hiver et de 20% en été.

On peut aussi exprimer ces seuils en terme de part des besoins en énergie « garantie » : c'est la part des besoins en énergie de l'est PACA qui pourraient être assurés dans l'hypothèse, complètement fictive, où la ligne à 2 circuits à 400 kV serait complètement indisponible pendant tout la période considérée et en supposant en revanche une parfaite disponibilité des autres ouvrages.

Les codes couleurs utilisés par la suite sont les suivants :

- Risque « N-1 » :
  - Pas de délestage : Satisfaisant
  - Délestage : Non satisfaisant

- Risque « Incendie » : Part des besoins en énergie garantie en été
  - Plus de 99% : Satisfaisant
  - Entre 95% et 99% : Moyennement satisfaisant
  - Inférieur à 95% : Non satisfaisant

- Perte Axe double : Part des besoins en énergie garantie en hiver
  - Plus de 99% : Satisfaisant
  - Entre 95% et 99% : Moyennement satisfaisant
  - Inférieur à 95% : Non satisfaisant

C'est sur la base de ces critères que l'efficacité et la durabilité des stratégies sont analysées par la suite.

Le tableau ci dessous présente la couverture du risque en N, N-1 et N-2 selon les différents scénarios de production consommation et à l'horizon 2025, pour les **mesures d'urgences** en cours de finalisation.

Tenue en N	**Hiver**	**Ete**
Tendanciel	**> 2030**	**> 2030**
Dev. Elec.Dur	**> 2030**	**> 2030**
Volontariste PACA	**> 2030**	**> 2030**
Dev. Elec.Dur + CCG	**> 2030**	**> 2030**
Tenue en N-1	**Hiver**	**Ete**
Tendanciel	**2015**	**2020**
Dev. Elec.Dur	**2017**	**2027**
Volontariste PACA	**2027**	**>2030**
Dev. Elec.Dur + CCG	**2027**	**> 2030**
Tenue en N-2	**Perte axe double**	**Incendie**
Tendanciel	**2005**	**2008**
Dev. Elec.Dur	**2005**	**2008**
Volontariste PACA	**2016**	**>2030**
Dev. Elec.Dur + CCG	**2016**	**2025**

Mesures d'urgence

Couverture des risques en 2025 – Mesures d'urgences

On retient de ce tableau :

- Les mesures d'urgences mises en œuvres permettent de couvrir une alimentation de l'Est PACA en l'absence d'incident sur le réseau (« tenue en N »)

Présent pour l'avenir

- Elles sont robustes au risque de perte d'un circuit (« risque N-1 ») jusque vers 2015 ou 2017 selon le scénario de consommation considéré.

- Elles ne répondent pas à la gestion du risque N-2, qu'il s'agisse de l'incendie ou du risque de perte brutale de l'axe double.

- L'installation d'un cycle combiné gaz repousse les risques N-1 jusqu'en 2027, et améliore jusqu'en 2016 la gestion des risques liés à la perte de l'axe double.

La stratégie de **bouclage 400 kV** est une stratégie couvrant l'ensemble des risques :

Tenue en N	Hiver	Ete
Tendanciel	> 2030	> 2030
Dev. Elec.Dur	> 2030	> 2030
Volontariste PACA	> 2030	> 2030
Dev. Elec.Dur + CCG	> 2030	> 2030

Tenue en N-1	Hiver	Ete
Tendanciel	> 2030	> 2030
Dev. Elec.Dur	> 2030	> 2030
Volontariste PACA	> 2030	> 2030
Dev. Elec.Dur + CCG	> 2030	> 2030

Tenue en N-2	Perte axe double	Incendie
Tendanciel	> 2030	> 2030
Dev. Elec.Dur	> 2030	> 2030
Volontariste PACA	> 2030	> 2030
Dev. Elec.Dur + CCG	> 2030	> 2030

Couverture des risques en 2025 – Bouclage 400 kV

La stratégie **Filet de sécurité 225 kV** permet de repousser jusqu'à minima 2025 les risques N-1 et les risques N-2 jusqu'à 2023-2026 dans un scénario de consommation tendanciel.

Tenue en N	Hiver	Ete
Tendanciel	> 2030	> 2030
Dev. Elec.Dur	> 2030	> 2030
Volontariste PACA	> 2030	> 2030
Dev. Elec.Dur + CCG	> 2030	> 2030

Tenue en N-1	Hiver	Ete
Tendanciel	2025	2030
Dev. Elec.Dur	> 2030	> 2030
Volontariste PACA	> 2030	> 2030
Dev. Elec.Dur + CCG	> 2030	> 2030

Tenue en N-2	Perte axe double	Incendie
Tendanciel	2023	2026
Dev. Elec.Dur	> 2030	> 2030
Volontariste PACA	> 2030	> 2030
Dev. Elec.Dur + CCG	> 2030	> 2030

Couverture des risques en 2025 – Filet de sécurité 225 kV

Présent pour l'avenir

Dans un scénario de mobilisation du potentiel de MDE et de développement des énergies renouvelables, la couverture des différents risques est assurée au-delà de 2030.

Enfin, en optimisant les capacités de transit d'une partie de l'axe sud 400 kV (installation de câbles ACSS – haute performance sur le tronçon compris entre les postes de Néoules et Realtor), RTE dispose d'une solution permettant de reporter les contraintes N-1 au-delà de 2030, même dans le scénario tendanciel.

Tenue en N	Hiver	Ete
Tendanciel	> 2030	> 2030
Dev. Elec.Dur	> 2030	> 2030
Déc. En. + ENR	> 2030	> 2030
Dev. Elec.Dur + CCG	> 2030	> 2030

Tenue en N-1	Hiver	Ete
Tendanciel	> 2030	> 2030
Dev. Elec.Dur	> 2030	> 2030
Déc. En. + ENR	> 2030	> 2030
Dev. Elec.Dur + CCG	> 2030	> 2030

Tenue en N-2	Perte axe double	Incendie
Tendanciel	2023	2026
Dev. Elec.Dur	> 2030	> 2030
Déc. En. + ENR	> 2030	> 2030
Dev. Elec.Dur + CCG	> 2030	> 2030

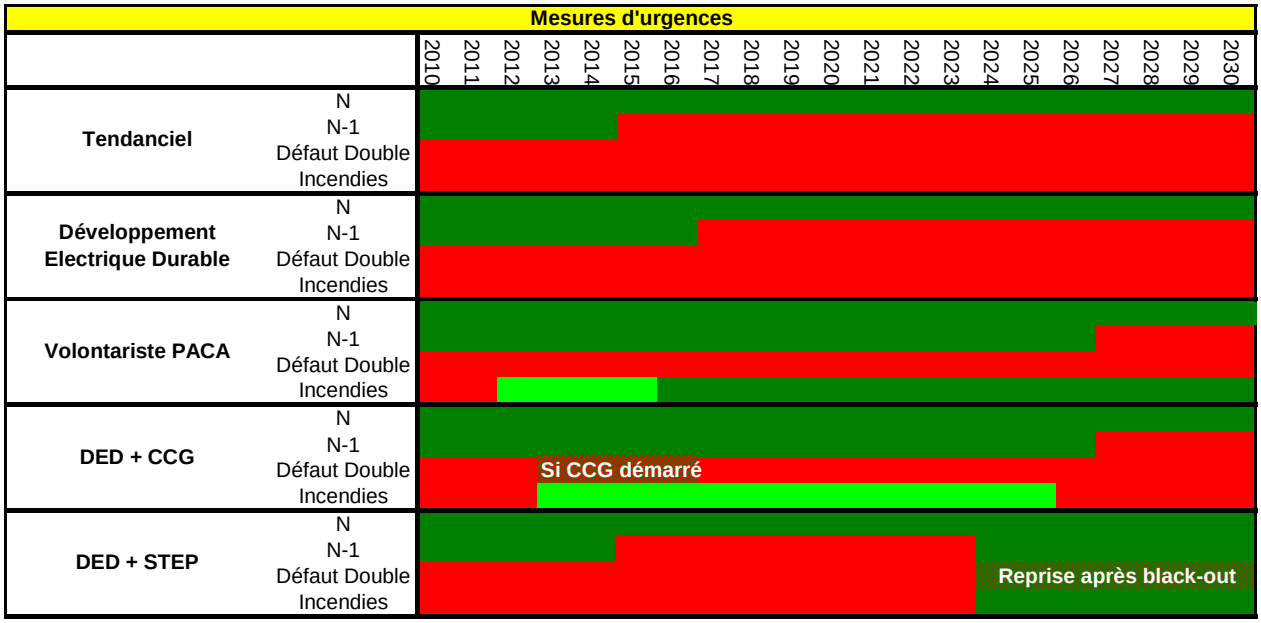
Couverture des risques en 2025 – Filet de sécurité 225 kV + Changement conducteurs sur Néoules Realtor 400 kV

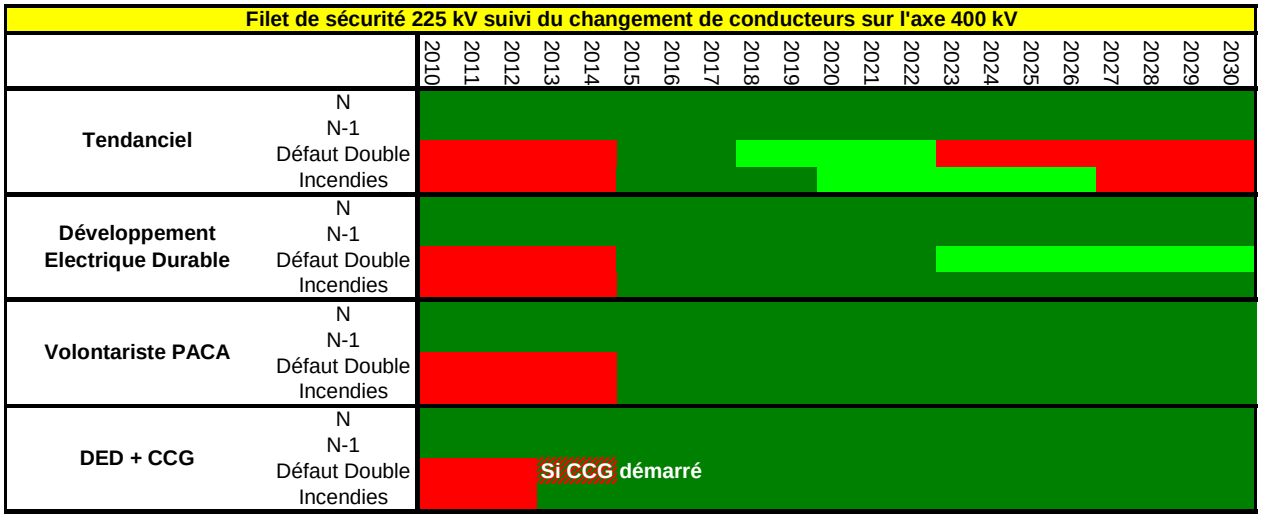
La décision d'installer ces conducteurs serait à prendre vers 2015, en fonction de l'évolution des consommations sur l'Est PACA, au regard du développement des ENR ou de la MDE.

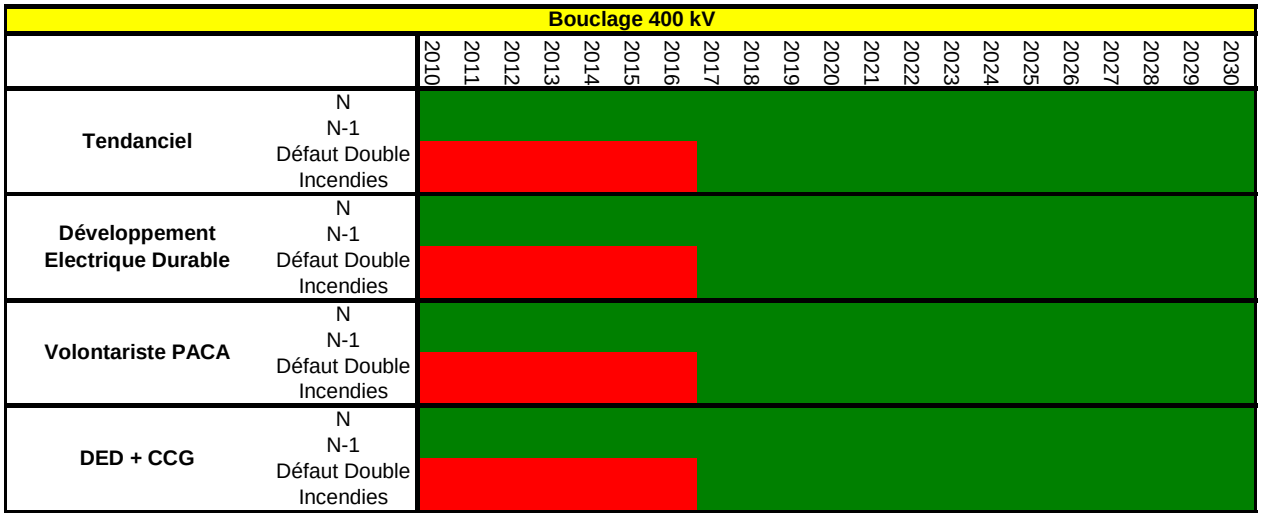
Les stratégies basées sur l'utilisation de la STEP ou d'une ligne vers l'Italie permettraient de couvrir les besoins du territoire jusqu'en 2030, avec cependant de fortes incertitudes quant à leur capacité à éviter un black-out de l'Est PACA sur incident de type N-2. Elles ne seraient cependant disponibles qu'à partir de l'horizon 2025.

En synthèse, le tableau ci dessous présente la couverture des différents risques selon les scénarios de consommation et les stratégies de renforcement du réseau à différentes échéances de temps :

Présent pour l'avenir







Présent pour l'avenir

VI. Remarques finales du groupe de travail concernant l'apport des productions centralisées :

La réalisation dans le territoire d'un projet significatif de production centralisée apparaît dans cette stratégie comme pouvant venir conforter le résultat souhaité en prolongeant de façon très significative après 2027-2030 la période pendant laquelle la sécurité d'approvisonnement électrique de l'est de la région pourra être considérée comme très satisfaisante.

Deux projets significatifs ont été identifiés à partir de l'audition des industriels:

La création d'une centrale à cycle combiné gaz (projet Suez-GDF à Carros) produirait 220 à 300 MW mais se heurte aux difficultés suivantes :

- desserte en gaz insuffisante et donc nécessité de prolonger le gazoduc
- insertion difficile dans le tissu local (compatibilité avec la notion d'Ecovallée, appellation que s'est donnée l'opération d'intérêt national de la plaine du Var) ;
- situation en zone inondable, en zone rouge du projet de PPRI du Var ;
- rentabilité financière délicate à réussir en raison du prix du gaz en extrémité de réseau.

Cet outil de production serait géré par l'industriel dans le cadre de l'équilibre du marché libre de l'électricité. Il serait compatible avec la PPI qui prévoit le développement de la production d'électricité à partir de l'énergie fossile que constitue le gaz. Sa présence sur le réseau aux heures de pointes pour sa puissance nominale, réduirait d'autant le besoin de transport d'électricité et donc contribuerait à la sécurité électrique du réseau au-delà de l'horizon de 2030. Dans l'immédiat le projet n'est pas faisable car situé en zone rouge du projet de PPRI du Var. La mise en œuvre du PAPI du fleuve Var est de nature à modifier la répartition des aléas sur le territoire aux alentours de 2012-2015. La faisabilité de ce projet pourra alors être réexaminée. Elle sera analysée en fonction de la capacité du porteur de projet à imaginer un projet, compatible avec les enjeux de l'écovallée et financièrement équilibré compte tenu des prix du gaz alors attendus pour les années suivantes. Une alternative constituée de plusieurs projets de taille moins importante et répartis dans le territoire pour présenter une meilleure acceptabilité sociale est crédible. Elle reste tributaire de la capacité à équilibrer financièrement de tels projets dans les conditions actuelles du prix du gaz en ce point du territoire.

La création d'une STEP (type d'unité hydroélectrique à double barrage qui produit du courant en pointe en pompant pour remplir la retenue amont en période creuse), à ou aux alentours de Saint Etienne de Tinée a été proposé par Suez-GDF . Ce projet par lui-même n'apporte qu'une légère amélioration à la sécurité de l'approvisionnement électrique de l'est-PACA. En effet la capacité de production d'un tel ouvrage est limitée à quelques heures par jour et en situation d'avarie sur deux ouvrages majeurs du réseau de transport d'électricité, il ne sera pas possible de le re-remplir pour assurer un nouveau cycle de production à la période de pointe de consommation suivante. La création complémentaire d'une ligne directe en galerie souterraine le raccordant au réseau Italien au poste 400kV d'Entracque situé au Nord-Est de St Etienne de Tinée supprimerait cet inconvénient. Cette ligne a été proposée comme partie intégrante du projet. Elle permettrait de faciliter son équilibre financier par la vente directe de l'électricité produite sur le marché italien plus rémunérateur que le marché français. L'ensemble des deux ouvrages STEP et ligne 225kV permettrait d'assurer une fonction de soutien au réseau électrique de l'est-PACA dans les situations le nécessitant.

La faisabilité de ce projet n'a pas pu faire l'objet d'une analyse définitive en raison du caractère encore incomplet des réponses de l'industriel à ce stade de la définition d'un projet que l'on peut considérer comme très complexe. Le dialogue a permis d'identifier plusieurs questions clefs à résoudre :

- l'importance de son impact environnemental en bordure de la zone centrale du Parc National du Mercantour.
- La maîtrise de la problématique sédimentaire dans la retenue inférieure qui doit être implantée dans la vallée de la Tinée marquée par une dynamique exceptionnelle d'érosion et de glissement de terrain.

Présent pour l'avenir

- La faisabilité juridique d'une ligne directe internationale France-Italie qui suppose un accord international dérogatoire aux règles européennes communes, dérogation toutefois prévue comme possible dans son principe par un règlement européen. Cette faisabilité reste à préciser au cas concret, la ligne ne correspondant pas exactement à une ligne directe puisqu'elle serait raccordée via le réseau public. La faisabilité environnementale des lignes à créer n'a pas été complètement démontrée par le porteur de projet qui envisage toutefois de les réaliser en galeries souterraines.

- L'équilibre financier du projet qui apparaît comme possible à ce stade mais l'ampleur des ouvrages à créer et les risques techniques associés supposent la réalisation de nombreuses études complémentaires pour le vérifier.

- L'analyse plus précise des conditions de raccordement au réseau public de la ligne directe en situation de secours N-2, la ligne ne pouvant pas être raccordée en permanence au réseau public en raison du déséquilibre électrique qu'elle occasionnerait dans les flux France-Italie en captant une fraction des transits d'électricité que le réseau PACA ne pourrait supporter.

La réalisation d'un tel ouvrage s'il se confirmait que sa faisabilité était réelle ne pourrait intervenir que pour la seconde décennie de la période d'étude. S'agisssant d'une concession hydroélectrique, elle suppose que l'Etat lance un appel d'offre pour identifier un industriel capable de conduire un tel projet. Au stade actuel de l'avancement des études de faisabilité, les conditions ne sont pas remplies pour que l'Etat procéde à une telle consultation.

F. Conclusions :

I. Les choix possibles dans le cadre d'une politique de l'Etat active et volontariste

La mise en place du présent groupe de travail était motivé par le constat que la sécurisation électrique de l'est-PACA devait être conçue dans un contexte marqué par une évolution très importante du secteur de l'énergie. Sept lois traitant de l'énergie se sont succédées de l'année 2000 à l'année 2007. Elles ont bouleversé durablement le paysage énergétique français, en ouvrant ce secteur à de nombreux acteurs, en impliquant concrètement les citoyens et leurs élus dans la recherche de solutions concrètes pour maîtriser la consommation énergétique et diversifier l'offre d'énergie. Cette nouvelle politique énergétique française, confirmée par le Grenelle de l'environnement, a contribué à modifier les équilibres économiques pour rendre possible des solutions techniques souvent imaginées mais que les opérateurs hésitaient à développer et commercialiser dans le contexte précédant.

Le groupe de travail a donc procédé à une approche à la fois qualitative et quantitative pour tenter de déterminer dans les évolutions en cours, quelques lignes directrices suffisamment fiables et pérennes pour éclairer la puissance publique sur les choix possibles pour parvenir à la sécurisation de l'alimentation électrique de l'est-PACA, dans des conditions satisfaisantes. Par "conditions satisfaisantes", le groupe de travail entend principalement que les actions à conduire doivent être compatibles avec l'engagement de la France de diviser par 4 ses émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 et doivent également être compatibles avec les engagements du Grenelle de l'environnement qu'il s'agisse par exemple, des engagements relatifs à la trame verte et à l'arrêt de la perte de la biodiversité ou des engagements dans le domaine de l'énergie.

Les principaux enjeux identifiés:

A partir notamment des données de RTE, le groupe de travail a pu préciser la signification que les pouvoirs publics peuvent retenir pour la notion de sécurisation électrique de l'est-PACA. La définition retenue porte sur trois éléments:

L'horizon de temps: la période considérée doit être suffisamment longue pour pouvoir constituer un horizon de long terme au regard de la possibilité de développer des projets structurants. Elle est nécessairement limitée par l'importance et la rapidité des bouleversements possibles en matière d'aménagement du territoire et plus particulièrement d'énergie. **L'horizon de 2030** soit une vingtaine d'années est apparu comme un compromis acceptable quoique très ambitieux entre ces deux contraintes opposées.

Le territoire concerné par cette problématique de la sécurité électrique a été considéré comme constitué de l'intégralité des deux départements du Var et des Alpes-Maritimes. En effet après la réalisation des travaux d'optimisation du réseau existant qui sont en cours et seront achevés fin 2009. Le reste du territoire régional sera sécurisé face aux aléas courants. Ultérieurement l'évolution des consommations et des productions locales sera de nature à faire réapparaître progressivement des contraintes qui à l'horizon de temps de 2030 pourraient sans action des pouvoirs publics concerner la totalité des territoires des deux départements.

La signification de la sécurisation électrique: Il s'agit de résoudre deux difficultés. Du fait de sa situation péninsulaire (cf carte), l'est de la région est exposée à un risque de rupture brutale de la ligne THT unique à deux circuits (2X400 kV jusqu'à Néoules et 400 kV + 225 kV entre Néoules et Broc Carros passant aussi à 2X400kV dès la fin des travaux en cours) qui alimente la zone. Les scénarii de rupture de service sont liés par exemple, à l'incendie de forêt conduisant à une interruption pour raison de sécurité, l'effondrement de pylône ou la foudre, (cas du 3 novembre 2008). Les autres lignes sont alors insuffisantes pour faire face à la demande, ce qui peut provoquer l'écroulement du réseau. Le second risque auquel l'est de la région sera à nouveau et de façon progressive confronté après 2015 est un risque d'insuffisance du réseau pour faire face à des pointes de consommation en augmentation.

Sécuriser durablement l'alimentation électrique de l'est-PACA suppose de supprimer l'occurrence à partir de 2015 de ces deux risques jusqu'en 2030 ou de la réduire à un niveau si faible qu'elle soit acceptable.

Présent pour l'avenir

A noter qu'il n'existe cependant pas de solution pour assurer d'ici à 2015 la sécurité complète de l'approvisionnement face au risque d'interruption simultanée des fonctions des deux circuits 400kV de la ligne principale du Sud.

Le territoire de la région PACA est fortement concerné par l'enjeu de la protection du patrimoine environnemental et paysager que le Grenelle de l'environnement a renforcé. Plus qu'un ensemble de contraintes à respecter, il s'agit bien d'une richesse naturelle autour de laquelle se structurent désormais les territoires, qu'il s'agisse d'optimiser la valeur ajoutée de l'économie touristique, des services collectifs que rendent les grands territoires, ou la couronne de PNR qui fédère les dynamiques de valorisation des territoires de l'arrière pays.

La démographie très forte et la croissance économique associée de ce territoire, et plus particulièrement du Var, constituera un déterminant fondamental de l'évolution des besoins d'électricité de ce territoire comme le montrent les projections de l'insee et les géographes qui mesurent l'impact possible des politiques publiques d'accompagnement,

La consommation d'électricité apparaît pouvoir être modérée par le développement d'équipements plus économes et d'outils de régulation et de pilotage dynamique des réseaux. Les gains à attendre dans ce domaine seront toutefois limités par trois tendances fortes que sont l'évolution de l'équipement des ménages qui devrait continuer à augmenter, la croissance démographique et économique de la zone considérée et le report de consommations d'énergie vers l'électricité globalement jugée plus souple et moins émettrice de gaz à effet de serre. Seul un programme volontariste de maîtrise de l'énergie et de développement des ENR, pourrait donc compenser la tendance haussière des puissances appelées sur la zone dues à la démographie et au report attendu des consommations énergétiques de certains usages vers l'électricité.

Les principales implications des enjeux identifiés pour le réseau:

La principale conclusion retenue suite à l'identification de ces enjeux, porte sur les conditions dans lesquelles un nouveau projet de bouclage électrique peut être envisagé. En particulier le retour d'expérience du présent projet, l'intensité des enjeux environnementaux dans le secteur considéré et les perspectives d'aménagement du territoire rendent plus difficile encore la mise en place de nouveaux réseaux aériens.

Une solution de bouclage électrique enfouie sur de grands linéaires, qu'il s'agisse de courant continu ou alternatif de 400kV représenterait un coût de l'ordre de 500 à 1000M€. Une telle solution peut être dimensionnée pour apporter une sécurité totale à l'approvisionnement du territoire considéré et pour la période considérée. Sa mise en œuvre ne permettrait pas toutefois de tirer partie des évolutions du réseau électrique intervenues depuis 2006, en particulier les mesures d'urgences déployées par RTE (110M€ de travaux).

L'enfouissement de lignes 225kV est sur le plan technique plus simple à réaliser. RTE a donc proposé d'examiner une solution consistant à développer 3 nouveaux tronçons de lignes 225kV enfouies qui complèteraient le réseau 225kV pour former un maillage et lui donner la possibilité de transiter vers l'est suffisamment d'électricité en cas d'interruption du réseau 400KV. Le réseau 225kV sera donc apte à prendre le relais en cas de défaillance de l'axe sud en 400kV.

Ce développement peut être complété en procédant au changement des câbles sur les réseaux existants y compris en 400kV pour bénéficier des performances des nouveaux câbles disponibles sur le marché. Ils permettent d'améliorer la capacité de transit de 50 à 100% par rapport aux câbles actuellement en place. Cette stratégie dite du "filet de sécurité 225kV" présente un coût de 250 à 300M€

II. Les conditions de la sécurité durable de l'alimentation électrique de l'est-PACA

En scénario tendanciel d'évolution des consommations et des productions, cette stratégie qui peut être mise en œuvre pour 2015 apporte durant quelques années une sécurisation qui peut être considérée comme complète. Pour prolonger cette sécurité vers l'horizon de temps 2020-2025, il est nécessaire de considérer que le territoire ne sera pas placé dans le scénario d'évolution tendanciel des consommations et des productions locales décentralisées.

Dans l'hypothèse d'une forte mobilisation des acteurs locaux conduisant le territoire à maitriser sa consommation d'électricité en pointe notamment et à assurer un développement significatif des énergies

renouvelables se substituant à l'électricité ou produisant de l'électricité, l'alimentation électrique de l'est-Paca serait alors sécurisée au-delà de 2030:

- Sans délestage sur aléa courant (perte d'un circuit 400kV)

- Sans délestage pendant plus de 95%pour le risque incendie et plus de 80% du temps pour le risque d'avarie grave de l'axe Sud et en tout état de cause sans "Black Out".

Le filet de sécurité constitue donc un élément d'une stratégie de sécurisation de l'alimentation électrique de l'est PACA qui ne prend son sens qu'à la condition stricte d'être accompagné par le développement d'un programme très volontariste de maîtrise de l'énergie électrique et de développement des productions locales d'électricité renouvelables.

La "profondeur" de la sécurisation électrique de l'est Paca et la durée de l'efficacité du "filet de sécurité 225kV" seront renforcées si les actions en matière de maîtrise de l'énergie ou de production décentralisées sont supérieures aux hypothèses retenues dans le scénario dit de "Développement Electrique Durable"

Cette situation serait en cohérence avec les décisions prises à l'occasion de la rencontre entre M le Ministre de l'Ecologie, l'Energie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire et les représentants des deux Conseils Généraux du Var et des Alpes Maritimes qui ont décidé d'initier un très important programme de maîtrise de l'énergie et de production d'énergies renouvelables.

Des options complémentaires existent bien qu'elles n'apparaissent pas nécessaire à ce stade de la réflexion et soient délicates à concilier avec les enjeux du territoire:

Le groupe de travail a audité deux industriels qui ont étudié la faisabilité de deux projets de production électrique centralisées dans le territoire contraint. Ces deux projets sont encore à un stade de développement très en amont d'un avant projet sommaire. Ils présentent des sujétions de réalisations très délicates à la fois techniques, économiques et environnementales. La réalisation de l'un de ces projets conforterait la sécurité électrique de l'est de la région. Aucun des deux n'apparaît cependant indispensable à cette sécurisation de l'alimentation dès lors que les efforts de maîtrise de l'énergie et de production d'énergies rénouvelables signalés précédemment seront effectifs.

III. Les mesures d'accompagnement à mettre en œuvre pour peser sur les évolutions:

La stratégie consistant à combiner l'utilisation astucieuse des dernières évolutions technologiques dans le transport d'électricité avec un programme sans précédent ni équivalent, de maîtrise de l'énergie et plus particulièrement de la pointe de consommation électrique et un programme également sans précédent de développement d'énergie d'origine renouvelable, constitue une stratégie alternative à la création d'un bouclage du réseau 400kV de la région.

Avec l'aide de RTE et de l'Ademe, le groupe de travail a pu vérifier sa pertinence technique. Depuis la décision annoncée le premier décembre 2008, par le Ministre de l'Ecologie, l'Energie, le Développement Durable, l'Aménagement du Territoire, cette stratégie est validée par l'Etat et par les deux conseils généraux du Var et des Alpes Maritimes qui s'y sont associés.

Sa mise en œuvre apparaît toutefois plus complexe que celle d'un projet de réseau à maîtrise d'ouvrage unique comme c'est généralement le cas en matière de transport d'électricité. Cette stratégie suppose l'adhésion pleine et entière des nombreux acteurs du territoire qui sont susceptibles de contribuer à chacun des trois « piliers » :

- le développement du réseau électrique,
- la maîtrise de la demande en énergie électrique
- le développement des Energies Renouvelables

Présent pour l'avenir

Ces piliers constituent ensemble la solution recherchée. La gouvernance de ce projet suppose qu'elle soit portée de façon très volontariste par les acteurs du territoire qui auront à la conduire.

Le groupe de travail préconise après le partage nécessaire des éléments de ce rapport au sein des services de l'Etat, qu'il soit présenté au public avec l'accord des industriels qui ont contribué à sa rédaction.

Cette version pourra servir de point de départ pour une concertation portant plus sur la façon de réussir la mise en œuvre des trois composantes de la solution que sur la solution, elle-même validée au plan ministériel.

Une concertation avec les deux présidents de conseils généraux et avec le président du conseil régional, apparaît nécessaire pour définir la structure de gouvernance interdépartementale évoquée lors de la réunion du 1er décembre 2008 comme devant être en charge du pilotage des objectifs de production d'énergie renouvelable et de maîtrise de l'énergie dans le territoire et construire son plan d'actions.

Cette structure devra en particulier disposer de l'appui de l'Etat, de l'Ademe et des concessionnaires RTE et ERDF et des énergéticiens pour mettre en place un outil spécifique d'évaluation de l'évolution de la pointe de consommation énergétique en réaction aux programmes d'actions qui seront mis en place.

Elle peut prendre la forme d'un Groupement d'Intérêt Public ou d'une agence locale de l'énergie.

Elle bénéficiera bien évidemment de l'expertise de l'ADEME et de l'ensemble des aides déjà programmées pour le plan dit « éco-énergie » et inscrites dans le contrat de projet état région ainsi que dans le programme de financement FEDER et qui pourront être réorientées vers le plan d'action de cette structure interdépartementale. Elle nécessitera des moyens financiers complémentaires des départements voire d'autres collectivités et l'implication des énergéticiens.

Les infrastructures de réseau envisagées restent en deçà du seuil du débat public. Ceci ne permettra pas cependant de faire l'économie d'une concertation importante qui gagnera à être conduite de façon coordonnée par les différents acteurs impliqués ayant un pouvoir d'incitation ou de décision.

Une charte ou un protocole pourrait leur être proposé pour matérialiser leur engagement à participer chacun en ce qui le concerne à ce projet collectif à trois composantes : Réseau, MDE et ENR, constituant ensemble la solution à mettre en œuvre pour sécuriser durablement l'alimentation électrique du Var et des Alpes Maritimes.

Un rendez-vous formel régulier pour procéder à l'évaluation de l'avancement respectif des trois piliers de la solution apparaît nécessaire. Les évolutions annuelles de chacune des trois composantes de la solution devraient être significatives. Le pas de temps de 5 années devrait donc permettre d'évaluer un état d'avancement important et de vérifier la pertinence des résultats obtenus au regard de l'objectif général poursuivi. Le premier rendez-vous d'évaluation sera donc à fixer au plus tard en 2015.

Présent pour l'avenir