

Etude prospective relative à l'évolution des réseaux de distribution d'énergie

Besoins d'évolution des modèles techniques et organisationnels des réseaux de distribution d'énergie au regard des scénarios de transition énergétique en région Provence-Alpes-Côte d'Azur

VOLET 1 – HYPOTHESES ET PERSPECTIVES

VERSION FINALE

Contenu

Versions.....	3
Introduction : Objet du volet 1.....	4
1. Panorama des réseaux	5
1.1 Réseau électrique	5
1.2 Réseau gazier.....	8
2. Filières émergentes	10
2.1 Transports.....	10
2.2 Biométhane	14
2.3 Réseau de chaleur	18
2.4 Photovoltaïque	20
2.5 Eolien	22
2.6 Hydraulique	24
2.7 Smart Grid	25
3. Synthèse générale	29
3-1 Thématiques retenues	29
3.1.1 – Equilibrage des réseaux de distribution d'électricité	29
3.1.2 – Capacité d'exploitation du biométhane	31
3.1.3 – Déploiement des smart grid	31
3.2 Thématiques non retenues	32
3.2.1 Limitation du potentiel de raccordement sur le réseau électrique actuel dans les départements du 04 et 05.....	32
3.2.2 Etude de financement	33
3.2.3 – Impératif de développement des réseaux de chaleur	34
3.2.3 – Equilibrage globale de la charge au niveau du réseau HT/THT	34
3.2.4 Synthèse	35

Versions

Version	Suivi	Date
0.1	Premier document de travail	18/02/13
0.2	Document de travail modifié suite réunion du 22 février	04/03/13
1.0	Document final avec prise en compte des remarques de la région	12/04/13
1.1	Document final après relecture par la région	29/04/2013

Introduction : Objet du volet 1

Ce premier volet a pour objectif de présenter les perspectives d'émergence des nouvelles sources de production, consommation et de stockage d'énergie et leurs impacts sur les réseaux de distribution et de transport d'énergie (électricité, gaz, chaleur).

Ce panorama se base sur l'exploitation de deux scénarios :

- Le Schéma Régional Climat Air Energie
- Le scénario Négawatt régional

L'horizon d'observation est 2030, ceci pour les raisons suivantes :

- Une échéance plus courte est insuffisante au regard des mises en place de nouvelles politiques budgétaires pour des adaptations ou renforcements des réseaux,
- Une échéance plus lointaine reste conditionnée à trop de facteurs non prévisibles (évolutions des crises économique et climatique, orientations politiques et géostratégiques, éventuelles ruptures technologique, occurrence du pic de production pétrolier pendant la période, ...) pour être une étude prospective fiable,
- Echéance commune pour les deux scénarios SRCAE et Negawatt.

Ce premier volet a pour finalité de sélectionner un nombre limité de thématiques dont l'impact est jugé comme important et qui feront l'objet d'une étude plus approfondie dans la suite de l'étude.

Il ressort comme résultat de cette première phase que les trois thématiques qui seront abordés en détail sont :

- Les solutions permettant de s'assurer d'une injection optimale du biogaz produit dans la zone,
- Le développement du photovoltaïque et des véhicules électriques et leur impact sur l'équilibrage des réseaux MT et BT gérés par les distributeurs,
- Les technologies de smart grids et l'impact qu'elles peuvent avoir sur l'optimisation de la gestion des réseaux électriques de MT et BT.

Il est à noter que les deux dernières thématiques sont en partie liées mais que la première abordera le sujet sur un angle essentiellement technique de régulation des réseaux alors que la seconde étudiera plus particulièrement le volet économique associé au déploiement des technologies.

1. Panorama des réseaux

1.1 Réseau électrique

Principales caractéristiques :

- La production régionale en électricité ne couvrirait que 35% des besoins en 2007. Elle couvrirait 45% en 2011 du fait de la construction de 2 nouvelles centrales thermiques et de parcs solaires PV. (figures 1 et 2).
- Le taux de couverture à partir d'ENR est d'environ 12% (11% grande hydroélectricité, 1% de production fatale) (pic hiver maximal = 6000 MW- sens, pic été maximal= 4600 MW) (*source : Bilan prévisionnel 2009 – RTE*)
- Le réseau HT de l'Est de la région reste très contraint (1 liaison 400 kV redondée par une liaison à 225 kV) même si des travaux ont été engagés par le RTE pour pallier à la situation.
- Une consommation et une production inégalement répartie géographiquement. Production ENR essentiellement d'origine hydroélectrique dans 04 et 05 alors que les principaux centres de consommation sont dans les départements littoraux (figures 3 et 4).
- La consommation du secteur résidentiel est surreprésentée en regard de la consommation nationale compte tenu, notamment, du développement important du chauffage électrique.

Perspectives d'évolution de la consommation

Selon le scénario engageant du SRCAE, la consommation d'électricité (actuellement de 37 TWh) passerait à 34 TWh en 2020 et 32 TWh en 2030. La baisse toucherait tous les secteurs sauf le transport dont la consommation augmenterait (avec transfert progressif vers des véhicules électriques).

Potentiel de raccordement des ENR au réseau :

Sans renforcement du réseau, le potentiel de raccordement supplémentaire est d'ors et déjà faible dans les départements des Hautes-Alpes et Alpes-de-Haute-Provence sur les réseaux HTA et HTB jusqu'à 150 kV (26 MW de projets de plus de 36 kVA en file d'attente) (*source : RTE*)

Il est à noter qu'un schéma de raccordement des énergies renouvelables est en cours d'élaboration par le RTE et ErDF. Il vise principalement à évaluer les besoins de renforcement des réseaux HTA/HTB.

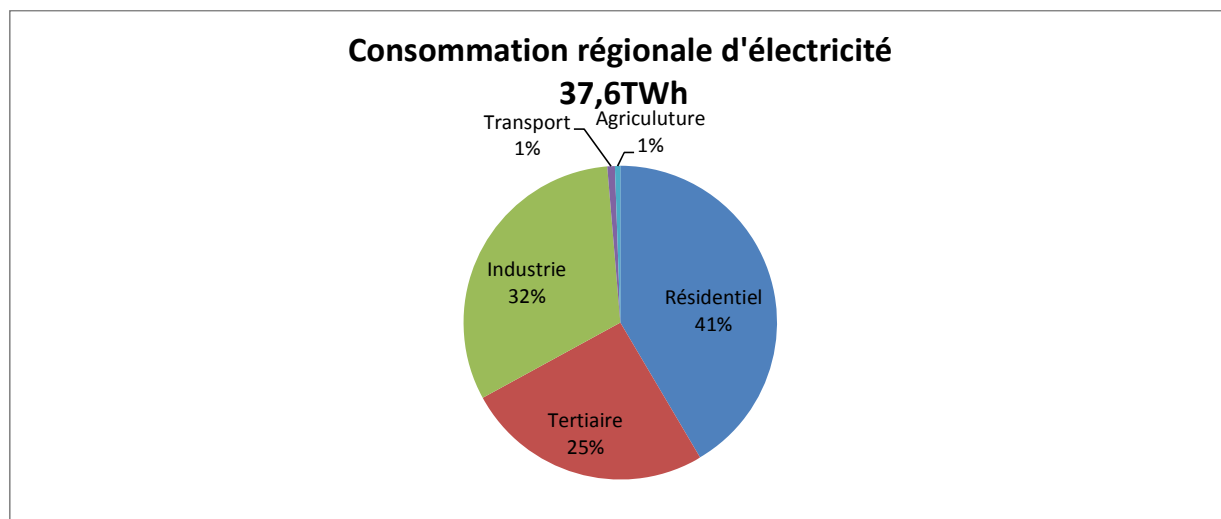


Figure 1 – Consommations d'électricité en 2007 en région PACA

Source – SRCAE sur la base des chiffres de l'ORE – Etat des lieux – Mise en forme Atiane

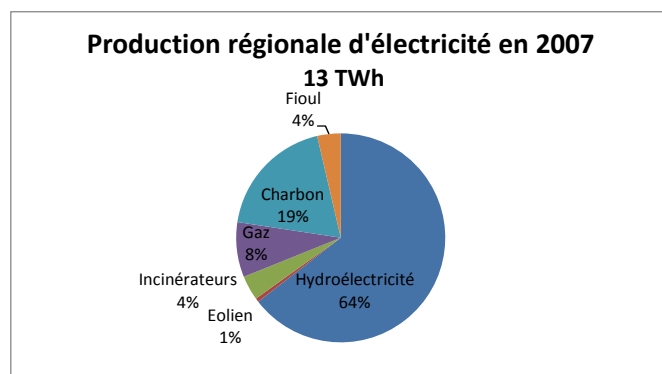


Figure 2 – Production d'électricité en 2007 en région PACA

Source – SRCAE sur la base des chiffres de l'ORE – Etat des lieux- Mise en forme Atiane

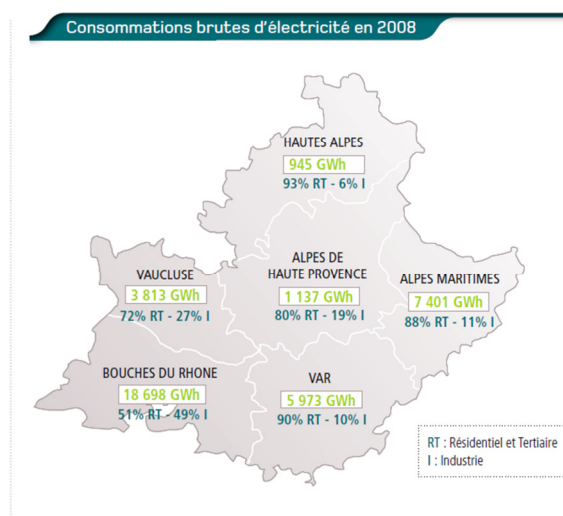


Figure 3 – Consommations d'électricité en 2008- Répartition départementale

Source - RTE - Bilan prévisionnel 2009

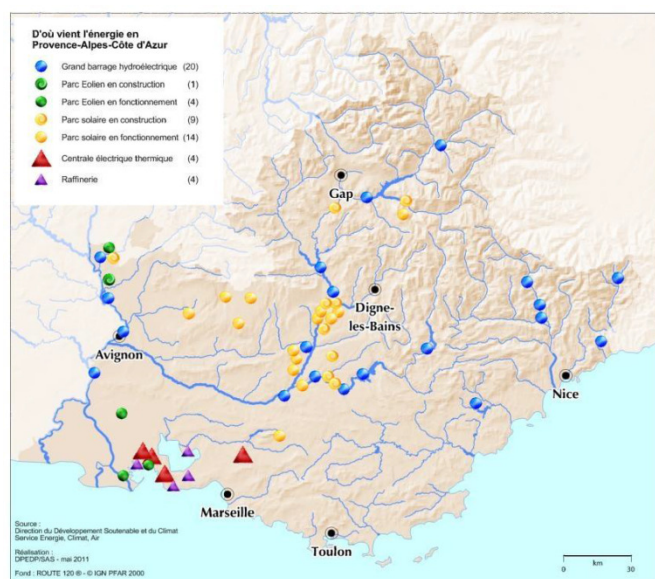


Figure 4 – Centrales de production électriques

Source – Région Provence Alpes-Côte d'Azur – Etat des lieux

1.2 Réseau gazier

Principales caractéristiques :

- La production régionale est pour le moment nulle toutefois la directive 2009/28/CE fixe un cadre législatif à l'injection de biométhane dans les réseaux, avec des consignes portant sur les coûts de raccordement, l'intégration du biométhane par des extensions de réseaux existants, la publication par les gestionnaires de règles techniques (nota : depuis fin 2011, seul le biométhane issu de déchets organiques peut être injecté).
- Le Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables français (août 2010) prévoit qu'en 2020, 6,5 TWh de chaleur seront produits à partir de biogaz (contre 1 TWh en 2009), dont une part par le biais de l'injection de biométhane.

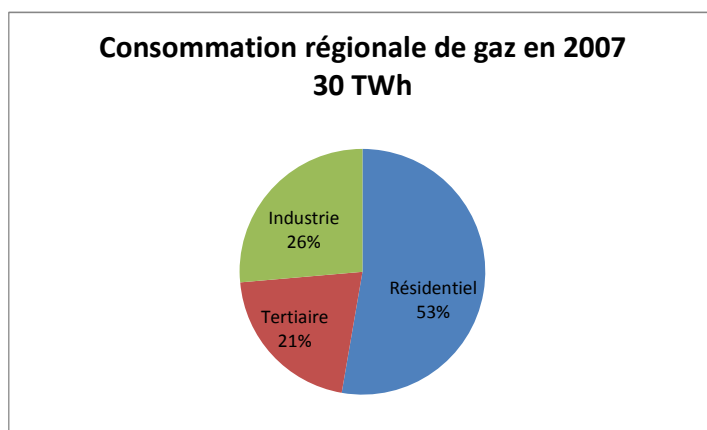


Figure 5 – Consommation de gaz en 2007 en région PACA-

Source SRCAE-Etat des lieux-Mise en forme Atiane

Perspectives d'évolution de la consommation

Selon le scénario engageant du SRCAE, la consommation de méthane en PACA (actuellement de 30 TWh) passerait à 25 TWh en 2020 et 20 TWh en 2030, soit une diminution de 1 TWh/an. La baisse toucherait tous les secteurs, mais principalement le résidentiel et tertiaire.

Selon Négawatt, seul le secteur du transport devrait voir augmenter les besoins en méthane avec l'émergence des voitures fonctionnant au GNV.

Potentiel de raccordement des ENR au réseau :

Le réseau gazier présentant la spécificité de pouvoir stocker des productions fatales, l'injection des ENR ne semble pas être un souci. Toutefois la faible densité du réseau dans les zones rurales pose problème pour répondre au développement des zones de productions potentielles de biogaz.

2. Filières émergentes

2.1 Transports

Scénario de développement

Le changement de motorisation se structure essentiellement autour de deux filières complémentaires :

- Le véhicule électrique et hybride rechargeable
- Le véhicule GNV

Le SRCAE prévoit que 8% des véhicules individuels et utilitaires soient électriques d'ici 2030, soit 282 000 véhicules (4% en 2020 soit 151 000 véhicules), essentiellement pour les trajets urbains.

Negawatt prévoit que les véhicules individuels électriques ou hybrides rechargeables représentent 42% des déplacements en milieu urbain d'ici 2030.

Selon Negawatt, le GNV est le carburant d'avenir pour le transport de marchandises, les bus, les utilitaires ainsi que les déplacements individuels longue distance. A horizon 2030, les véhicules GNV pourraient représenter en région PACA 38% des déplacements individuels hors urbains, 34% des bus, 30% des véhicules utilitaires, 20% des poids lourds. Ainsi d'ici 2035 le GNV devient la première source d'énergie pour la mobilité (cf figure 6).

Avec une consommation annuelle de 5 TWh, le véhicule GNV mobilise ainsi 17 % de la consommation de méthane à horizon 2030.

Il y a une divergence sur ce point entre Négawatt et le SRCAE qui n'envisage pas l'émergence du GNV en tablant sur le maintien des motorisations diesel et essence avec le développement des biocarburants.

A noter que ni la voiture à hydrogène (qui est en fait un véhicule électrique dont le stockage est assuré par une pile à combustible) ni le véhicule à air comprimé (avec ou sans recharge sur le réseau électrique) ne sont jugés comme pouvant émerger dans les deux scénarios.

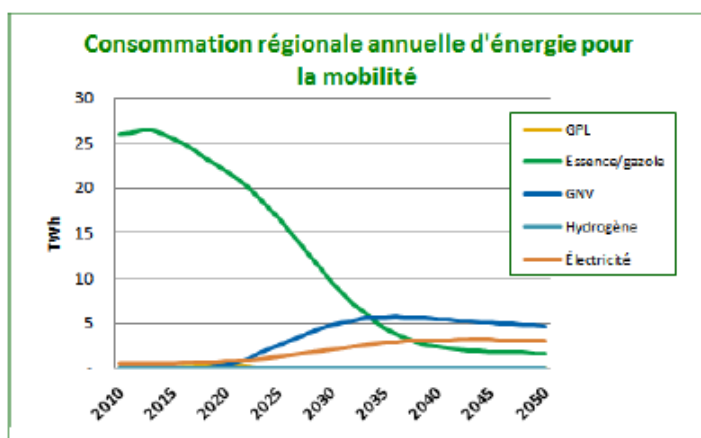


Figure 6 - Consommation régionale d'énergie pour la mobilité selon Négawatt

Source : Scénario Négawatt PACA

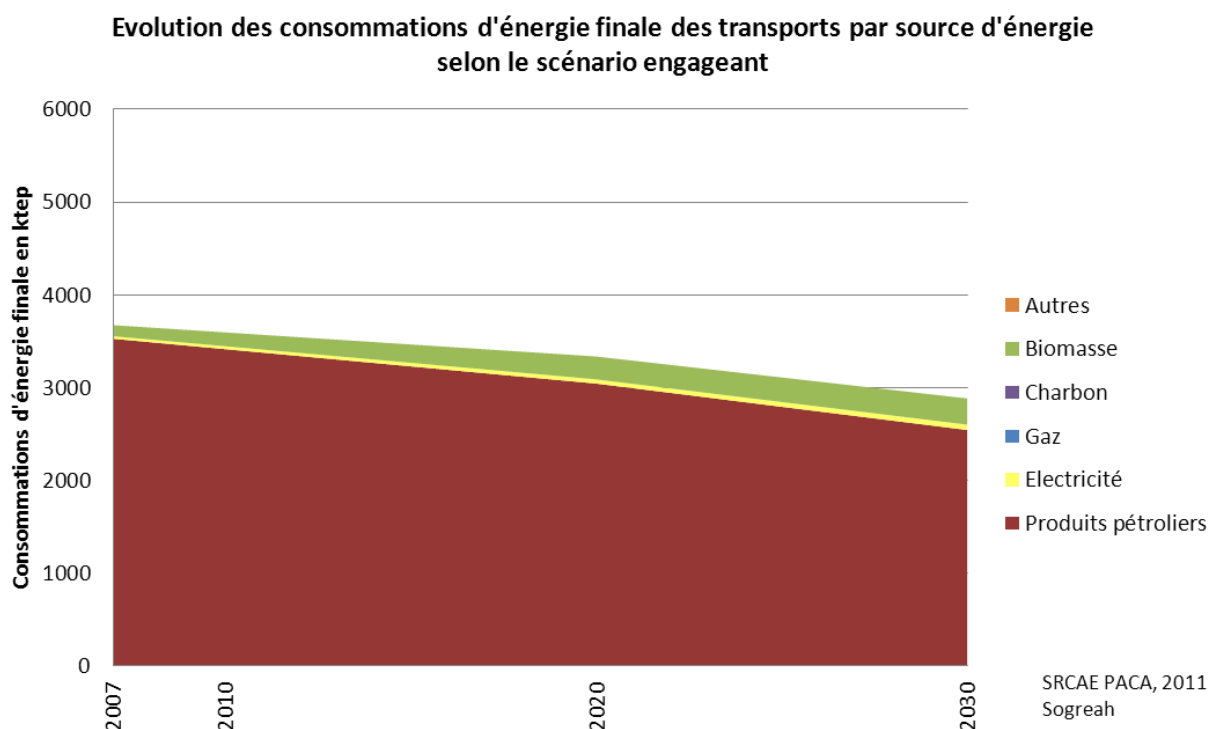


Figure 7 - Consommation régionale d'énergie pour la mobilité selon SRCAE

Source : Scénario SRCAE

Impact sur les réseaux :

Electrique

Au plan national, le Grenelle prévoit l'installation de 400 000 bornes de recharges publiques et 4 millions privées d'ici 2020.

Par corrélation, en région PACA on pourrait avoir un total de 350 000 bornes publiques ou privées (8% du potentiel de développement national).

La généralisation des véhicules électriques ou plug-in pourrait alors poser des problèmes au réseau électrique.

En effet, 8% de véhicules électriques devraient représenter une puissance de charge instantanée disponible $3 \text{ kW} \times 282\,000 \text{ bornes à charge normale} = 846 \text{ MW}$, ce représente une puissance additionnelle de consommation de 15% du pic d'hiver actuel.¹

C'est une situation à minima car certains véhicules (flottes de service par exemple) pourront également se raccorder sur des bornes de charge rapide (22 kVA) ou accélérée (46 kVA). Par ailleurs il

¹ Selon une étude de l'ADEME, si 50 000 véhicules électriques venaient à solliciter simultanément une recharge rapide (43 kVA de puissance), c'est l'équivalent de 2000 MW qui sont sollicités.

est possible que, dans les premières phases de développement, les bornes de recharge se développent par îlot ce qui pourrait renforcer le stress dans certaines poches du réseau.

L'équilibrage du réseau basse tension pourrait alors impérativement avoir à prendre en considération l'administration des bornes de recharges des véhicules électriques.

Il est précisé dans le livre vert² que les recharges de 3 kVA devront représenter 90 à 95% des points de recharges (justement pour éviter le déséquilibre réseau). L'ajustement se ferait par des moyens tarifaires (coût du kWh plus cher sur du 43 ou 22 kVA) et de positionnement (destinés à des zones ou flottes véhicules nécessitant des recharges plus rapides).

Le développement des technologies V2G (Vehicle to Grid) permettraient de lisser ces pointes, le véhicule servant alors de stockage tampon dans le cadre de développement industriel des smart grids (cf figure 8).

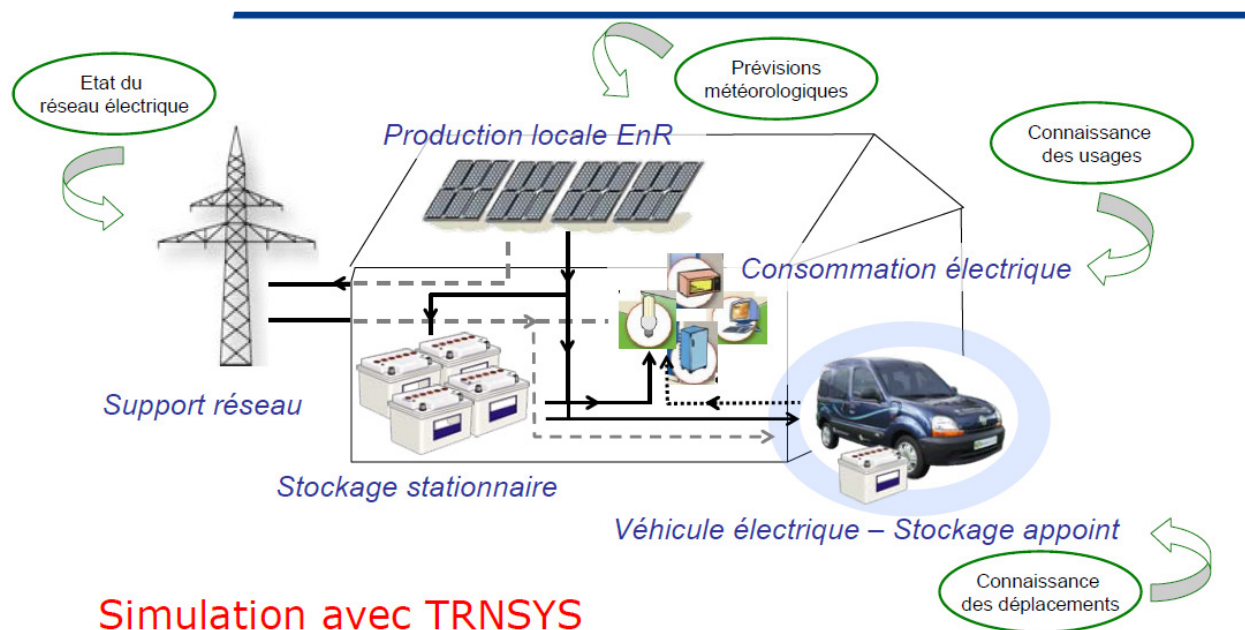


Figure 8 – Intégration du VE dans les réseaux intelligents

Source : CSTB/EPRI (Electric Power Research Institute)

Gaz

Le développement du GNV doit s'accompagner du développement de stations services reliées au réseau gaz – sauf dans les territoires isolés où une part de véhicules essences est conservée.

Actuellement il existe uniquement 39 stations GNV en France.

² Livre vert pour les infrastructures de recharge des véhicules électriques Avril 2011
http://www.amperiste.fr/livre_vert.pdf

Dans d'autres pays européens le GNV (et bio-GNV) est bien plus répandu (*source : site Internet GRDF*) :

- En Suède, 23 000 véhicules roulent au GNV constitué à 65 % de biométhane.
- En Suisse, 9 000 véhicules roulent au GNV composé à 20% de biométhane (120 stations existantes)
- L'Italie est le pays le plus développé en Europe avec plus de 1 100 stations GNV connectées au réseau de distribution
- En Allemagne, il existe 7 000 installations de production de biogaz (*source : www.iea-biogaz.net*). L'objectif est d'atteindre 20% de biométhane dans le carburant GNV distribué en Allemagne à horizon 2020, comme c'est déjà le cas sur 15 stations GNV à Berlin.

Thématiques à traiter :

- Qui investit dans le développement et l'administration des bornes électriques publiques et stations de compression GNV ? Les modèles économiques associés peuvent ils être mis en place et à quel horizon ?
- Le réseau de gaz dessert-il les principaux axes routiers et autoroutiers ?
- En cas de non développement de V2G, le réseau BT en milieu urbain peut-il absorber une consommation complémentaire potentielle de plus de 2000 MW et quand ?
- Dans quelle mesure ces développements nécessitent-ils le renforcement de réseaux électriques ou de nouveaux moyens de pilotage des réseaux ?
- Possibilité d'utiliser les bornes de rechargement comme moyens d'écrêtage des pics de production d'électricité fatale (modèle économique associé)

2.2 Biométhane

Scénario de développement

Trois filières de production de biométhane sont appelées à se développer selon Négawatt :

- Par digestion anaérobie des déchets organiques (méthanisation)
- Par conversion de la biomasse solide en biométhane (gazéification)
- Pour la transformation de l'électricité en gaz (méthanation)

L'injection de biométhane est soumise à une réglementation stricte et son injection est autorisée en France sous condition depuis fin 2011 uniquement.

Par gazéification on peut également alimenter une centrale à cycle combiné (CCGT).

Les filières de méthanisation et gazéification émergent au milieu des années 2020 dans le scénario Négawatt, la méthanation n'est pas attendue avant 2035 car ce procédé doit être envisagé uniquement comme moyen additionnel au stockage d'électricité quand les productions fatales d'électricité seront telles que les moyens de stockage classiques ne suffiront plus. En effet le rendement global du processus est faible (moins de 70%) et la réaction fortement exothermique (plus de 350°C), ce qui nécessite une évacuation de cette chaleur fatale dans un réseau de chaleur ou au travers de process industriels. Néanmoins cette voie peut être considérée dans l'étude dans une perspective de soutien car elle permettrait de lisser la surproduction électrique par de la production de gaz de synthèse dans un réseau naturellement sans perte...à condition bien entendu d'avoir une production en-deçà des besoins.

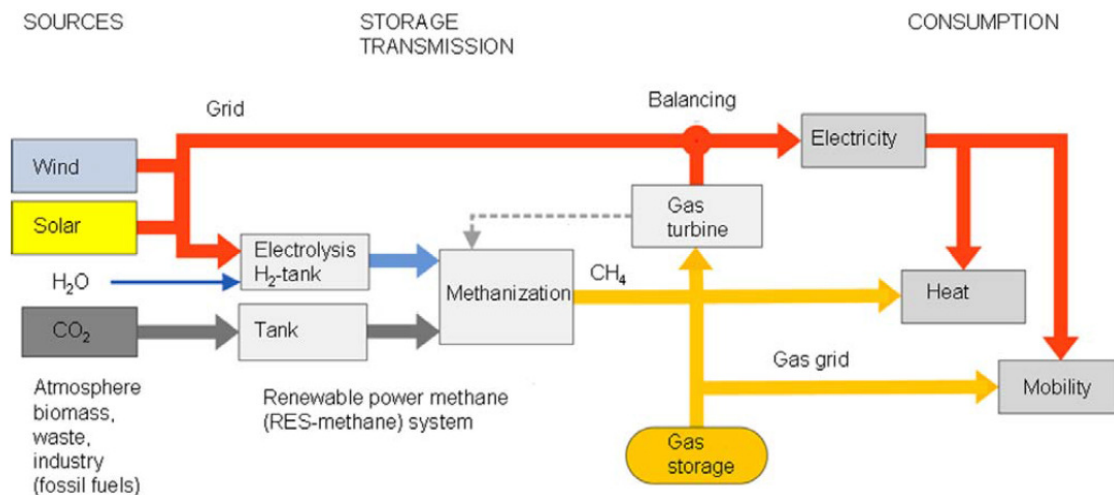


Figure 9 – Principe d'un processus de méthanation

Source : SRU – Pathways toward a 100% renewable electricity system

D'ici 2030, il est attendu que la puissance de biométhane injectable atteindrait 410 MW pour une production de 3,8 TWh PCS (80% de la production assurée par gazéification). Cela représente donc environ 10 % de la consommation attendue de la zone à cette échéance.

L'objectif peut être atteint en réalisant :

- Pour la filière méthanisation, soit un grand nombre de petites installations agricoles, typiquement 2 à 3 unités de 0,4 MW (installations « à la ferme ») par département et par an pendant 20 ans, soit avec une centaine d'installations de taille plus importante (de 1 à 8 MW) portées par des collectivités,
- Pour la filière gazéification, les objectifs correspondent à un projet de la taille de Gardanne.

Pour la filière méthanisation, la disparité des situations et des déchets traités ne permet pas de donner des indications précises et fiables des coûts d'investissement.

Il existe toutefois des fourchettes:

- pour les unités de traitement de déchets ménagers, l'investissement est compris entre 500 et 1 200 €/tonne selon la capacité de l'unité.
- pour les déchets de l'industrie, la forte hétérogénéité des produits traités et des technologies mises en œuvre se traduit par une dispersion importante des ratios d'investissement, que l'on peut estimer compris entre 1 000 et 5 000 €/ tonne d'intrants
- pour les boues d'épuration, les données économiques recueillies sont peu nombreuses et disparates selon la capacité des unités exprimées en équivalents-habitants (EH) par tonne de Matières Sèches (MS)
 - o pour les capacités inférieures à 10 000 EH : 2 000 à 3 000 €/ tonne de MS
 - o pour les capacités supérieures à 100 000 EH : 500 à 1 000 €/ tonne de MS

L'injection du biométhane dans le réseau de gaz est soutenue par des tarifs d'achat définis par 4 décrets publiés le 21 novembre 2011 :

- Pour les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND), les tarifs d'achat du biométhane injecté sont compris entre 4,5 et 9,5 c€/kWh selon la taille de l'installation.
- Pour les unités de méthanisation, les tarifs d'achat du biométhane injecté se composent d'un tarif de base comprise entre 6,4 et 9,5 c€/kWh selon la taille de l'installation, auquel peut s'ajouter une prime calculée en fonction de la nature des intrants. Cette prime est comprise entre 2 et 3 c€/kWh si les intrants sont composés exclusivement de déchets ou de produits issus de l'agriculture ou de l'agro-industrie. Elle est de 0,5 c€/kWh si les intrants sont exclusivement composés de déchets ménagers. Lorsque les intrants sont « mélangés » (codigestion), la prime est pondérée, calculée au prorata des quantités d'intrants utilisés par l'installation.

La production d'électricité par biogaz est soutenue par un tarif d'achat revalorisé en 2011.

Les tarifs d'achat se décomposent en un tarif de base désormais compris entre 11,19 et 13,37 c€/kWh (les anciens tarifs étaient compris entre 7,5 et 9 c€/kWh) selon la puissance de l'installation, auquel peut s'ajouter une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 4 c€/kWh et une prime pour le traitement d'effluents d'élevage comprise entre 0 et 2,6 c€/kWh.

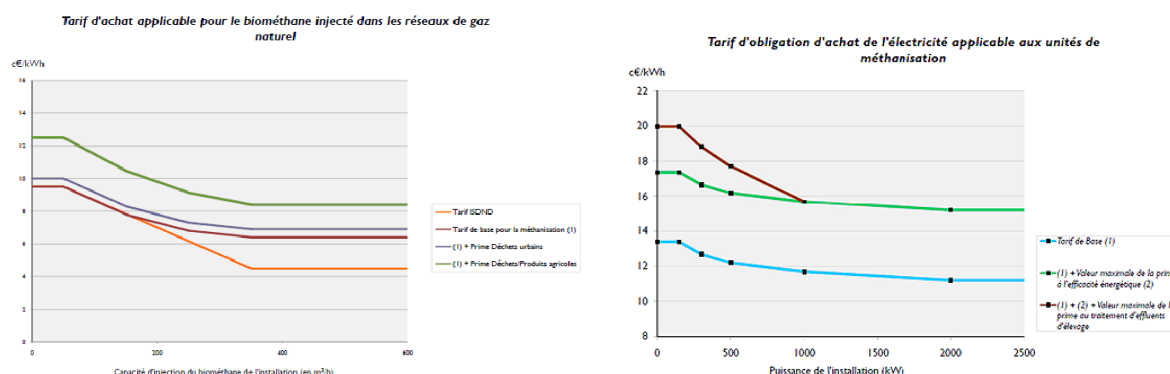


Figure 10 – Tarifs d'achat du biométhane en injection sur le réseau et de l'électricité produite à partir de biogaz

Source : <http://www.developpement-durable.gouv.fr>

En plus de ce tarif d'achat, les collectivités territoriales peuvent développer des dispositifs d'aides permettant de valoriser les projets de méthanisation les plus intéressants à l'échelle de leur territoire.

Impact sur les réseaux :

Plusieurs options existent pour l'exploitation du biométhane :

- L'injection sur le réseau public de gaz en distribution (méthanisation) ou en transport (gazéification ou méthanisation de décharge) ;
- La création d'un point de livraison pour la recharge des véhicules GNV (bio GNV) ;
- L'alimentation hors réseau de consommateurs de gaz ;
- La production d'électricité (l'équivalence en puissance électrique est obtenue en multipliant la puissance PCS par un facteur de 0,4).

L'injection du biométhane sur le réseau public de distribution peut s'effectuer :

- Dans les communes desservies en gaz naturel à ce jour ;
- Par la création de réseaux de gaz îlotés

Dans les communes non desservies en gaz, il serait donc nécessaire d'établir une Délégation de Service Public (DSP) ou un fonctionnement en régie. La mise en place de ces nouvelles concessions pourrait être facilitée par délégation de compétence auprès d'un syndicat intercommunal d'énergie.

De nombreux syndicats intercommunaux d'énergie disposent de la compétence gaz, ou si nécessaire pourraient modifier leurs statuts à cet effet.

La concession gaz peut être effectuée sur un groupement de communes, qui pourrait, dans ce cas, inclure des communes simplement traversées par la canalisation de raccordement, sans nécessairement disposer d'une desserte.

Thématiques à traiter :

- Capacités techniques des réseaux à accueillir du biométhane (ex : problèmes des canalisations métalliques avec du biométhane à plus forte teneur en O₂)
- Capacités d'extension du réseau au regard des zones de production de méthane. Existe-t-il un business modèle pour l'extension de ces réseaux ou la création de réseaux îlotés? Existe-t-il un modèle de financement associé ? Quel intérêt portent les acteurs publics locaux pour l'extension du réseau de gaz.

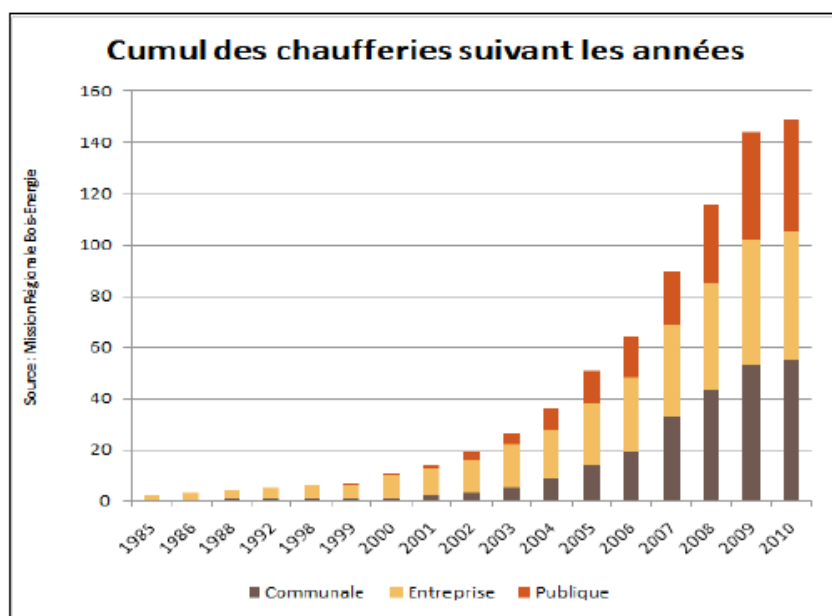
2.3 Réseau de chaleur

Scénario de développement

La région PACA compte 9 gros réseaux de chaleur de plus de 3,5 MW³, pour une livraison d'environ 355 GWh/an. Leur part dans la livraison de chaleur est donc marginale à ce jour à l'échelle de la région (moins de 1 % de la capacité équivalent du réseau gaz). Elle se situe parmi les régions au sein desquelles les réseaux de chaleur sont les moins développés. Le mix énergétique de ces réseaux est constitué à un peu plus de 50% par du gaz et 27% par des énergies renouvelables (notamment production de chaleur fatale des incinérateurs).

La totalité des réseaux de chaleur bois représentaient fin 2011 une puissance installée de 9 MW pour une livraison de 45 GWh/an⁴. Il existe un seul gros réseau de plusieurs MW à Manosque (14 MW dont 4,5 MW de bois) géré dans le cadre d'une DSP d'une communauté de communes. Les autres réseaux sont petits (220 kW en moyenne) et ne desservent pas plus d'une petite dizaine de bâtiments. L'ensemble de ces réseaux consomment 20% du bois énergie de la région. Les 80% restant sont consommés par des unités individuelles desservant un seul bâtiment.

Les réseaux de chaleur devraient se développer fortement à partir d'un nouveau mix énergétique à partir de bois essentiellement mais également de géothermie, thalassothermie et sur eaux usées. D'ici 2030 Negawatt envisage un développement de réseaux de chaleur dont la couverture biomasse représente 470 à 580 MW pour une production entre 4 et 4,8TWh/an. En région PACA la courbe de croissance des chaudières biomasse desservant ou non un réseau de chaleur a suivi le même profil que le photovoltaïque (figure 9).



Source : Mission Bois Énergie en PACA

Figure 11 – Développement des chaufferies bois en PACA

Source : Mission Régionale Bois Énergie

³ Source SRCAE-volet 1 p 42

⁴ Source site Internet Mission Régionale Bois Énergie

Selon le scénario Negawatt, les réseaux de chaleur devraient couvrir en 2030 près de 10% des besoins de chauffage et eau chaude sanitaire dans le résidentiel (1% actuellement) et 8% des besoins dans le tertiaire (0% actuellement) venant pour l'essentiel en substitution de consommation de gaz ou d'électricité.

5% des procédés industriels et 0,5 TWh de chaleur fatale devraient également être valorisés en réseau de chaleur d'ici 2030.

Impacts sur les réseaux

Les objectifs du scénario Négawatt sont très ambitieux (0,5% de couverture des besoins de chauffage supplémentaires par an à comparer avec un renouvellement du parc immobilier de 1%) et nécessitent une véritable politique de soutien passant par :

- une stricte réglementation pour les nouveaux projets de lotissements ;
- une transformation massive des réseaux de chaleur actuels utilisant le méthane pour les alimenter avec des ressources renouvelables
- le développement de réseaux de chaleur dans certaines des zones actuellement installées en chauffage gaz (perte de revenus pour les entreprises de distribution de gaz de la zone impactée).

La réalisation de chaufferies bois avec réseau de chaleur peut paraître complexe pour certaines communes mais les syndicats départementaux des énergies pourraient offrir des compétences pour pallier à ces difficultés. C'est le cas du SYDED (Lot), de TRIFYL (Tarn), du SIEL (Loire)⁵...Les syndicats peuvent ainsi fournir des compétences sur les études mais également sur l'exploitation.

Thématiques à traiter :

- Possibilité de développement de nouvelles compétences « distribution de chaleur » par les autorités concédantes ?
- Mode de financement du coût de maintien et d'entretien de réseaux de gaz dans des zones dont les besoins diminuent ?
- Les estimations en matière de développement de réseau de chaleur sont-elles légitimes au regard du potentiel de valorisation des techniques de distribution d'énergie répartie (plaquettes, granulés, micro-cogénération gaz, géothermie) ?

⁵ Source scénario Negawatt PACA- volet 7 p 67

2.4 Photovoltaïque

Scénario de développement

En 2007, le parc installé en PACA est seulement d'environ 1,5 MW pour une production annuelle aux alentours de 1,7 GWh. La croissance de cette filière est toutefois très forte, puisqu'en 2011 on compte 249 MW installés en toiture et 57 MW au sol.

Le scénario Négawatt conduit à une installation de 1 270 MW en toiture et 1.670 MW au sol d'ici 2020, pour une production annuelle de 3 883 GWh. D'ici 2030, les presque 5.500 MWc installés au total assureront une production de plus de 7 TWh chaque année (3,4 TWh de toiture et 3,6 TWh au sol correspondant à 370 000 logements équipés et 8 000 hectares de fermes au sol).

Cela correspond à l'installation annuelle de 1 million de mètres carrés de panneaux photovoltaïques en toiture et 16 millions de mètres carrés de panneaux au sol d'ici 2020. Il s'agit du rythme d'installation observé en région Provence- Alpes-Côte d'Azur en 2011.

Selon l'étude du potentiel de production d'électricité d'origine solaire en PACA d'Aaxenne pour l'ADEME (2009), le potentiel additionnel réalisable à court terme (2020), prenant en compte les contraintes environnementales, paysagères et architecturales est estimé à 3 600 MW pour un productible de 4.300 GWh/an. A ce potentiel, s'ajoute un potentiel réalisable à moyen terme (2030) estimé à 7.300 MW pour un productible total de 8,8 TWh/an.

In fine le SRCAE prend pour hypothèse une capacité installée de 900 MW en toiture (950 MW au sol) en 2020 et 2 x 1.900 MW installé en 2030 soit un productible à cet horizon de 4,5 TWh.

Impacts sur les réseaux

Une première problématique d'accès au réseau des projets d'énergie renouvelable électrique se pose au nord de la région où la consommation électrique est faible et où le réseau a été avant tout conçu pour acheminer la production hydroélectrique vers le reste du territoire. La production PV viendra se superposer à la production hydraulique et engendrera une saturation potentielle des réseaux en exportation. Se pose alors la question de la densification de ce réseau pour permettre l'intégration de la production électrique PV décentralisée (parc solaire).

Avec la parité réseau, on risque d'assister à un emballement du développement du PV domestique. D'ores et déjà selon Négawatt, la production dépassera en 2030 le niveau des pics en été. Cela va induire un risque de déséquilibre de la boucle locale sur les réseaux de distribution. Par ailleurs le scénario part du postulat que la région pourrait devenir exportateur nette d'électricité en journée (cas de l'Allemagne actuellement) mais les régions

environnantes sont elles-mêmes très ensoleillées et pourraient à cet horizon de temps se trouver aussi en situation d'excédent de production.

Thématiques à traiter :

- Il est prévu d'installer 320 000 logements d'ici 17 ans soit 1500 logements par mois au réseau de distribution. Ceci correspond à peu près au rythme de connection actuellement observé en Allemagne (9000 installations chaque mois au plan national). Vérifier la compatibilité avec les plans de raccordement ErDF et avec les investissements envisagés dans les systèmes de pilotage des réseaux BT.
- Le taux de pénétration des ENR a été limité par ErDF à 25% de la puissance disponible au transformateur HT/BT dans les zones non interconnectées. Quelle est la puissance totale admissible sur l'ensemble du réseau BT dans la zone connectée, cela paraît-il compatible ?
- ErDF/RTE sont-ils prêts à évacuer une surproduction locale d'électricité en été avec un taux de foisonnement très important sans mettre en situation de risque le plan de tension du réseau?
- Possibilité d'utiliser les technologies PV pour faciliter la régulation du réseau (injection d'énergie réactive, régulation primaire, rehaussement de tension, effacement par autoconsommation,...) ou en améliorer l'efficacité (réduction des pertes, réduction des investissements en systèmes inductifs, ...).

2.5 Eolien

Scénario de développement

En 2007, le parc régional installé est d'un peu plus de 31 MW pour une production annuelle de 77 GWh. Par ailleurs, la puissance raccordée en 2010 s'élève à 45 MW, et 85 MW de permis ont été accordés fin 2010.

Selon le schéma Négawatt les premières éoliennes offshore seront ancrées à partir de 2025, pour laisser le temps à la filière de se développer. La puissance prévue en Méditerranée française représente près de 45% de la puissance prévue dans le scénario Négawatt national (9,2 GW sur 20,8 GW au total). Près de la moitié de cette puissance, soit 4,5 GW, est installée face à la Région PACA, principalement en face des Bouches-du-Rhône et en limite du Var.

Le raccordement électrique d'une telle puissance requiert une analyse spécifique pour voir où il est le plus pertinent d'effectuer la connexion. Ces différentes hypothèses conduisent donc à l'installation de 1 300 MW éoliens terrestres d'ici 2030 et 4 500 MW flottants d'ici 2050, pour atteindre une production électrique totale de 19 TWh (contre 77 GWh en 2007).

Le SRCAE se réfère à l'étude du potentiel éolien terrestre en PACA de Valore et Conexia (2010), selon laquelle le potentiel réalisable à court terme (2020), prenant en compte les contraintes environnementales et paysagères est estimé à 680 MW en 2020 pour un productible de près de 1.6 TWh/an. A ce potentiel, s'ajoute un potentiel additionnel réalisable à moyen terme (2030) estimé à 580 MW pour un productible total de 2.9 TWh/an.

In fine le SRCAE estime le potentiel à 545 MW installés fin 2020 et 1260 MW installés à fin 2030.

Impacts sur les réseaux

Le plan proposé présente de prime abord deux défis techniques :

- Le premier consiste à disposer dans un délai assez rapide d'une liaison HT d'interconnexion pour le parc offshore. Ce type de liaison rencontre régulièrement des soucis d'acceptation par la population et les phases de concertation doivent probablement être engagées sans tarder (à vérifier compte tenu du retour d'expérience de RTE).
- Le second est similaire au problème posé par le PV dans le Nord avec la superposition de l'export dans le sens nord sud.

Compte tenu des possibilités de développement du petit éolien raccordable au réseau de distribution, celui-ci reste bien en-deçà du photovoltaïque et son impact est donc marginal.

Thématiques à traiter :

- Quel est le niveau de disponibilité en injection sur le réseau RTE ou ErDF près des ZDE ?
- N'a-t-on pas le même souci qu'avec le photovoltaïque de transit de l'électricité des ZDE vers les zones consommatrices ?

- Le plan général de RTE prévoit-il une injection de 1300 MW d'offshore près de Toulon sur le réseau HTB d'ici 2025 et quelle est la zone de raccordement associée ?

2.6 Hydraulique

Scénario de développement

En 2007, le parc régional installé est de 3 200 MW pour une production annuelle de près de 8 TWh. L'hydroélectricité couvre ainsi 20% des besoins électriques de la région, la Durance étant la principale contributrice à cette ressource.

Selon une étude du CETE⁶ réalisée au profit de la DREAL, le potentiel résiduel mobilisable pour la grande hydroélectricité est de 180 MW (dont 50 MW mobilisable sans conditions particulières). En réalité, comme le relève le SRCAE, en prenant en compte l'ensemble des enjeux, le potentiel équipable est uniquement de 5 MW.

Le véritable enjeu porte donc sur la modernisation des ouvrages existants avec un potentiel de 65 à 90 MW.

Il existe aussi des projets de STEP (Station de Transfert d'Energie par Pompage), dont le plus important consisterait à un aménagement d'un réservoir en aval du lac du Rabuons. Si ce projet voyait le jour il pourrait apporter 600 MW de puissance de pointe supplémentaire vers 2020-2025⁷.

Concernant les ouvrages de 100 kW à 10 MW ; considérés comme de la petite hydroélectricité, selon une étude du GERES⁸, le potentiel équipable est de 125 MW (dont 55 MW à court terme) pour une production de 328 GWh.

Sans nouveaux aménagements, le productible baisserait automatiquement avec le relèvement des débits réservés selon la nouvelle loi sur l'eau applicable lors des renouvellements des concessions et au plus tard au 1^{er} janvier 2014.

La perte de productible est estimée à 170 GWh.

Impacts sur les réseaux

Seule la production décentralisée peut avoir un impact sur les réseaux, soit la petite hydroélectricité

Le potentiel mobilisable est en définitive de 125 MW. Ce potentiel représente 50% de la puissance photovoltaïque installée sur la seule année 2011 sans difficulté majeure. De plus les sites équipables sont en majorité géographiquement identifiés dans le rapport du GERES.

Thématiques à traiter :

Néant.

⁶ Identification du potentiel hydroélectrique résiduel mobilisable sur les cours d'eau de la région PACA- CETE Méditerranée

⁷ Recensement et étude de développement de la production locale d'électricité dans les Alpes Maritimes – SOGREAH Consultants

⁸ Étude du potentiel régional pour le développement de la petite hydroélectricité - GERES

2.7 Smart Grid

Définition et enjeux des smart grid

Les smart grid sont l'association à des technologies propres au domaine de l'électricité (stockage, compteur intelligent) associées à des technologies de l'information de la communication (TIC) afin de rendre les réseaux communicants permettant d'assurer l'équilibre offre demande, une grande fiabilité et l'optimisation de fonctionnement.

Le contexte dans lequel a évolué le système électrique français (production centralisée, consommation répartie) n'est plus adapté à une forte production décentralisée.

Les smart grid ont pour objectif d'adapter le système électrique à une forte pénétration de production décentralisée en limitant les investissements de renforcement et modification du réseau.

Scénario de développement

Après une première phase expérimentale, avec notamment en région PACA le projet Premio, les premiers démonstrateurs ont vu le jour.

Le projet le plus ambitieux est Nice Grid à Carros (Alpes-Maritimes). Ce projet intègre, à différentes mailles, le compteur communicant Linky, de la production photovoltaïque, des unités de stockage, des systèmes de communication.

Il reste toutefois modeste au regard des enjeux futurs : 1500 utilisateurs équipés de compteurs communicants, 200 particuliers et sites industriels équipés de centrales photovoltaïques (soit 2 à 3 MWc de puissance installée), 2 MW de stockage électrochimiques (batteries lithium-ion) répartis sur 3 niveaux (1,1 MW au poste source, 500 kW répartis sur 5 points du réseau BT, 300 kW répartis chez 100 particuliers).

Le démonstrateur Nice Grid s'intègre dans le projet européen Grid4EU dont ERdF est le coordinateur. Le programme GRID4EU rassemble un consortium de 6 distributeurs d'électricité européens (ERdF, ENEL, IBERDROLA, CEZ, VATTENFALL et RWE). Il contribuera à expérimenter le potentiel des smart grids dans le domaine de l'intégration des énergies renouvelables, du développement des véhicules électriques, de l'automatisation des réseaux, du stockage de l'énergie, de l'efficacité énergétique et des solutions d'effacement.

Il est admis qu'au-delà d'un taux de pénétration de plus de 30% d'énergies renouvelables (correspondant au ratio de la puissance injectée sur la puissance consommée), des technologies efficaces automatisées d'effacement, de stockage seront nécessaires en soutien du réseau.

Or selon les estimations du scénario SRCAE, à échéance 2020, la puissance cumulée photovoltaïque pourrait représenter 1850 MWc installés.

Si on considère la puissance injectable en été au moment du pic journalier (en juillet à 12h – 4600 MW en 2011) avec un taux de réduction de puissance de 80% (10% de réduction du fait de la réduction en puissance par rapport aux conditions STC définissant la puissance crête, 10% du fait du foisonnement des centrales et des impacts types ombrages, mauvaises

orientations), ce taux de pénétration de 30% est atteint en région PACA en été en 2020 comme il est précisé sur le graphe suivant.

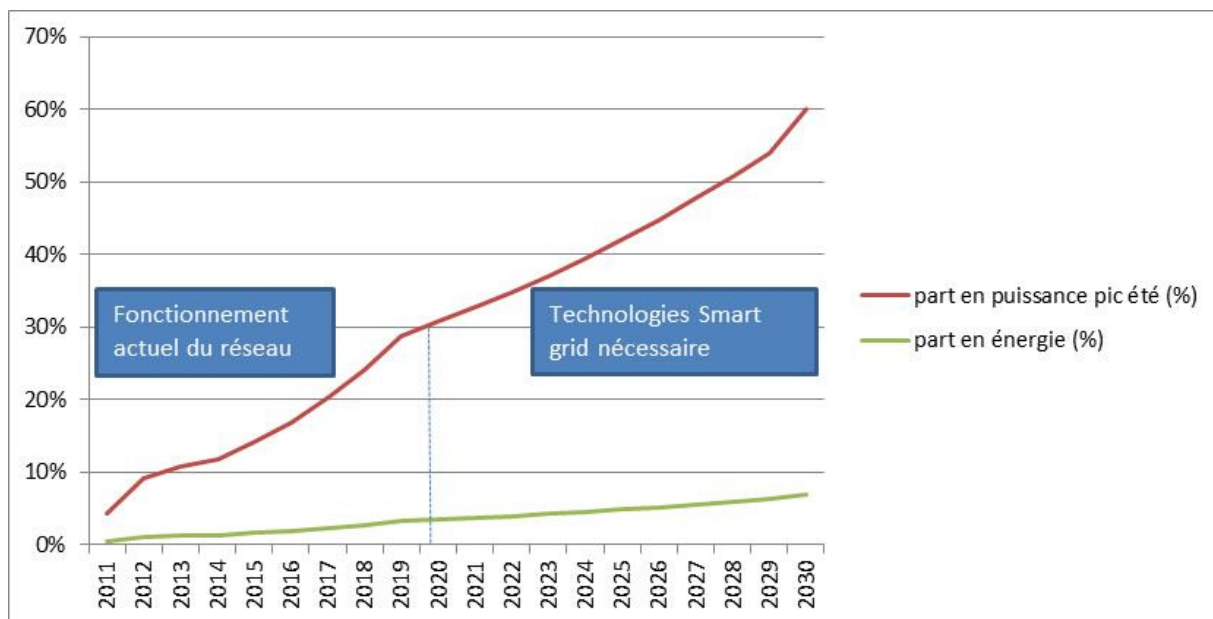


Figure 12 – Taux de couverture photovoltaïque de la région PACA en puissance et énergie

Source : Atiane energy selon les données du SRCAE

Selon ce scénario de développement, le déploiement de technologies smart grid à une échelle commerciale semble nécessaire d'ici 2020.

Au-delà de l'approche technique et technologique, la généralisation des réseaux intelligents devraient provoquer une mutation du marché. En plus des producteurs, consommateurs et « consom'acteur », il pourrait y avoir également des fournisseurs de services actifs sur ces marchés dans le futur (par exemple : fournisseurs de services d'efficacité énergétique, agrégateurs d'effacement, de stockage,...)

La CRE travaille d'ores et déjà à la convergence des problématiques des réseaux électriques intelligents et des activités de régulation: les questions de financement et d'investissement (via le TURPE), les fonctionnalités et la normalisation des Smart grids.

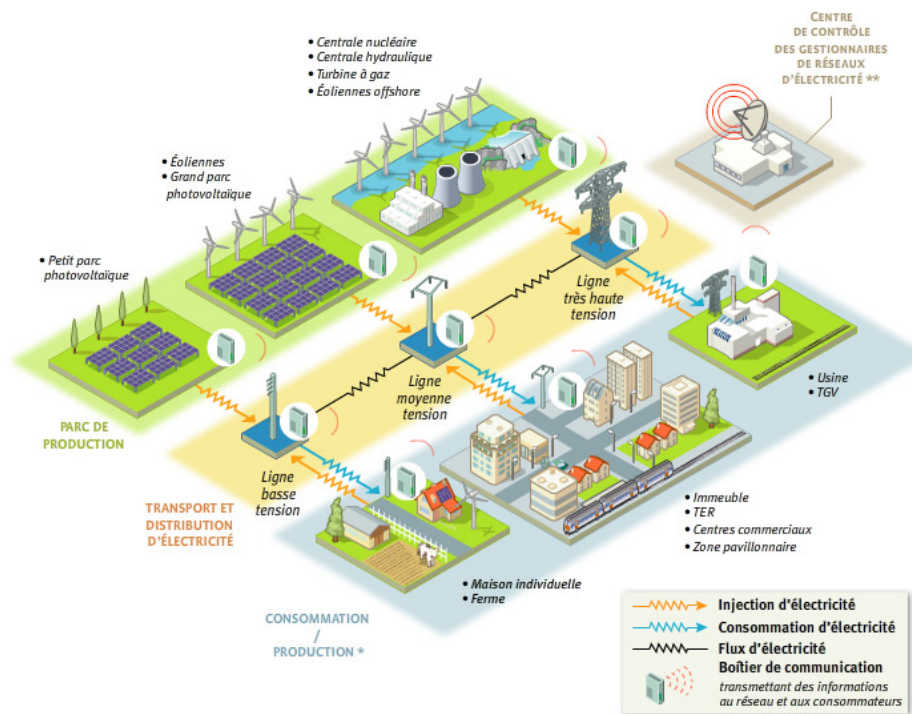


Figure 13 – Technologies smart grid

Source : <http://www.smartgrids-cre.fr>

Thématiques à traiter :

Certaines des technologies smart grid seront indispensables à horizon 2030 eu égard au taux de pénétration ENR prévus dans les programmes Negawatt et SRCAE.

Elles permettent notamment d'aborder les points suivants :

- Comptage intelligent : quels sont les gains de productivité pour les distributeurs ? Comment est-ce que cela peut inciter le consommateur à de l'effacement actif ?
- Gestion de la tension : une forte pénétration photovoltaïque peut générer des élévations de tension au-delà des seuils 220 V +/- 10% et surtout des variations rapides de tension propres à un système météo dépendant. Comment assurer la maîtrise du plan de tension ?
- Gestion de l'énergie réactive : suivant la réglementation (arrêté du 23 avril 2008), seules les installations de production raccordées aux réseau HTA doivent compenser l'énergie réactive. Le smart grid pourrait-il aider à cette compensation pour des installations raccordées sur le réseau BT. Quels seraient alors les avantages que pourrait en tirer les distributeurs ?)

- Ecrêtage de la consommation : Il s'agit d'étudier certains systèmes de stockage⁹ spécifiques permettant d'adapter l'offre et la demande (exemple à considérer : les batteries lithium-ion des véhicules électriques) ainsi que les systèmes actifs d'effacement.
- Reconfiguration automatique : Les systèmes de recherche de panne et de reconfiguration automatiques pourraient permettre de diminuer les charges d'exploitation du réseau.

⁹ Une étude exhaustive de l'ensemble des technologies de stockage ne sera pas abordée dans le cadre de la suite de la présente étude.

3. Synthèse générale

3-1 Thématiques retenues

De la réunion du 22 février 2013 et des échanges avec la Région en mars 2013, il ressort qu'au regard de l'évolution des réseaux de distribution d'énergie trois thématiques se dégagent et feront l'objet d'une analyse plus approfondie.

3.1.1 – Equilibrage des réseaux de distribution d'électricité

Les véhicules électriques représenteront 15 à 20% de la puissance appelée en hiver avec une charge simultanée avec le pic (entre 19h et 21h). Cela peut poser de graves problèmes de stabilité au réseau si le véhicule électrique ne s'efface pas à ce moment-là.

Les puissances éoliennes et photovoltaïque installées représenteront environ 50 % de la puissance appelée en journée l'été dès 2020 selon le SRCAE (soit une situation proche de la situation allemande actuelle qui semble à peu près maîtrisée sans investissement significatif dans les réseaux) mais près de 80% de la puissance selon le scénario Négawatt .

A horizon 2030 la production dépasse dans les deux scénarios 100% de la demande (figure 9).

Mais à l'échelle départementale, la puissance injectée dépassera dès 2020 les 20% de la puissance maximale de la demande pour les départements du 04, 05 et 83 (figure 10). Une densification du réseau de distribution et transport capable d'évacuer les surproductions des départements alpins vers les villes du littoral sera nécessaire et de nouvelles formes de stockage devront être envisagées. Les pistes possibles sont les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), l'hydrogène, la méthanation, voire les véhicules électriques avec capacité de réinjection sur le réseau – Vehicle to Grid – V2G), le développement des véhicules électriques pourrait constituer alors une partie de la solution pour augmenter les capacités de stockage.

Il apparaît donc indispensable d'étudier comment harmoniser le développement des technologies photovoltaïques et véhicule électrique ainsi que d'étudier l'impact sur les réseaux électriques intelligents et mise en place des modèles économiques d'équilibrage régulation du réseau de distribution basse tension (notamment investissement dans les technologies de associés).

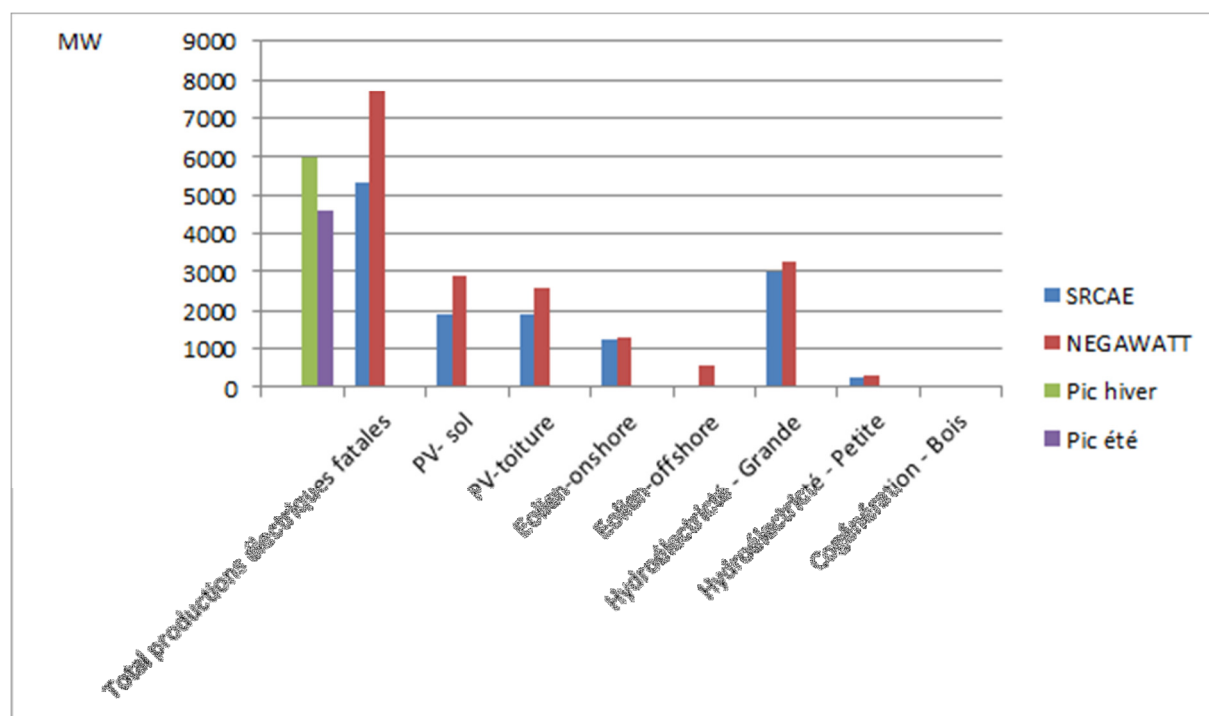


Figure 14 – Potentiel de production électrique d'origine renouvelable en 2030 – Comparaison des deux scénarios

Source : Négawatt/SRCAE – Mise en forme Atiane

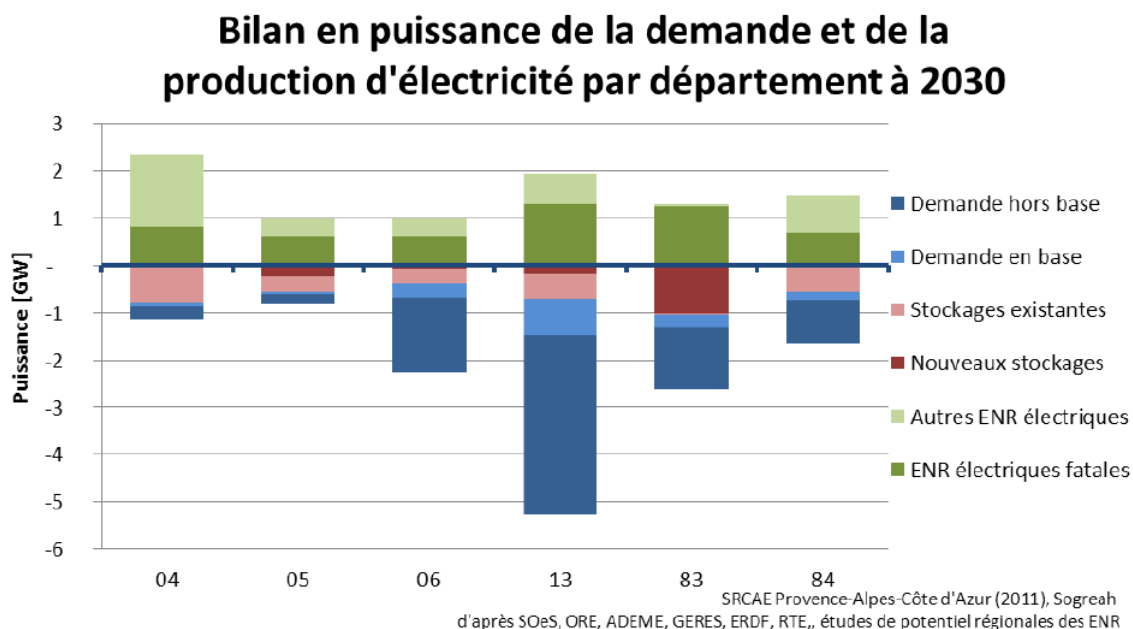


Figure 15– Bilan en puissance départementale en 2030

Source - SRCAE – Scénarios

3.1.2 – Capacité d'exploitation du biométhane

Les zones de production potentielles du biométhane sont en partie éloignées des zones potentielles de consommation (figure 11). Au regard de ce paramètre il est possible d'envisager différentes options dont en particulier :

- Le développement de réseau de gaz naturel ilotés
- Le développement de réseau de station-service de distribution de GNV
- L'extension éventuelle du réseau actuel dans les communes limitrophes.

Il est donc proposé d'étudier le potentiel et l'intérêt du développement de ces débouchés dans la région PACA.

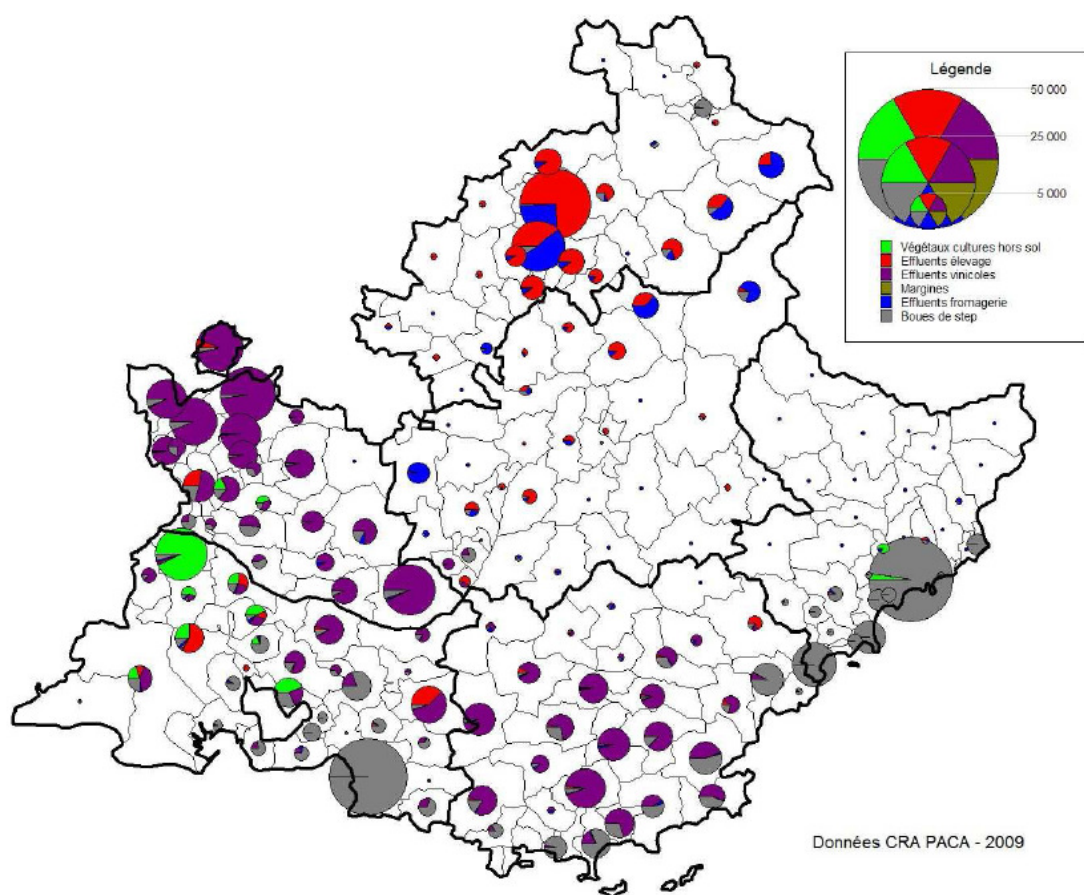


Figure 16 – Potentiel de biomasse méthanisable

Source – Etude de la biomasse agricole et de première transformation mobilisable en région PACA – Chambre d'Agriculture PACA

3.1.3 – Déploiement des smart grid

Les technologies smart grid préfigurent le réseau électrique de demain et devraient se généraliser en PACA dans les années 2025-2030 quand le taux de pénétration du système électrique en énergies renouvelables dépassera les 30%.

Les smart grid seront examinés au regard de leurs gains en terme de régulation du réseau et au regard de la maîtrise des coûts d'exploitation.

Pour cela seront examinées les fonctionnalités suivantes :

- Comptage intelligent
- Compensation de l'énergie réactive
- Ecrêtage de la consommation
- Reconfiguration automatique

3.2 Thématiques non retenues

Bien qu'identifiées un certains nombre de problématiques ne feront pas l'objet d'une investigation plus approfondie dans le cadre de la présente étude.

3.2.1 Limitation du potentiel de raccordement sur le réseau électrique actuel dans les départements du 04 et 05

Sans renforcement du réseau, le potentiel de raccordement supplémentaire est faible dans les départements 04 et 05. Dans les autres départements le potentiel de raccordement supplémentaire sur les réseaux HTA/HTB restent suffisants (figure 12).

A l'issue de la réunion du 22 février 2013, il a été convenu que le SR3ER traiterait pleinement ce problème tant pour le réseau HT que MT et que ce faisant la présente étude ne l'aborderait pas.

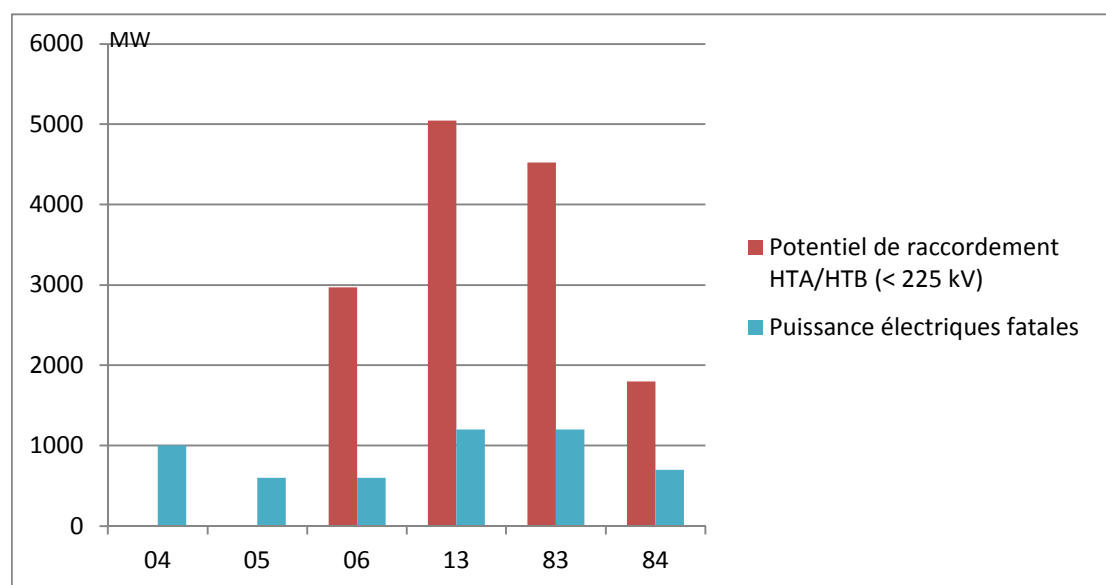


Figure 17 – Puissances électriques fatales à raccorder en 2030/ Potentiel de raccordement 2012

Source – SRCAE – Scénarios / RTE – Mise en forme Atiane

3.2.2 Etude de financement

Selon le SRCAE, l'investissement à consacrer aux énergies renouvelables pour valoriser la totalité des potentiels à 2020 et 2030 est évalué entre 3 et 4,5 milliards d'euros par an, soit 1,7% à 2,6% du PIB régional estimé à 177 milliards d'euros en 2030.

Ce chiffrage ne prend pas en compte trois énergies – la récupération de chaleur sur les réseaux d'assainissement, la thalassothermie et l'aérothermie –, ainsi que les coûts liés au nécessaire développement des infrastructures de réseaux – électrique, chaleur – et de gestion des flux – communication, stockage, délestage. Cette estimation s'appuie en grande partie sur les coûts d'investissement unitaires identifiés par le CETE Méditerranée pour l'élaboration de ce schéma.

Le plan régional prévoit un développement important des réseaux de chaleurs (sur biomasse et géothermie). Il convient de rajouter les montants d'investissement nécessaires aux investissements dans les économies d'énergie (MDE), qu'on peut estimer à 2 milliard minimum par an sur 17 ans (soit 34 TWh de baisse de consommation par rapport au tendanciel).

Un travail d'ingénierie financière adaptée devra être mené pour rendre économiquement possible l'atteinte des objectifs du SRCAE, en travaillant notamment à accroître les retombées économiques locales de ces filières et à mettre en place des outils financiers visant à accroître les outils d'épargne orientés vers l'investissement local et responsable.

A l'issue de la réunion du 22 février, il a été convenu que cet aspect n'est pas à étudier dans une étude prospective, car sur le long terme, une étude macro-économique n'a de sens que si l'on valorise aussi les coûts évités qu'il faudrait prendre en compte si ces scénarios ne se développaient pas (ex : coût de maintien des centrales fossiles ou nucléaires, maladies respiratoires évitées avec le développement du véhicule électrique , ...).

3.2.3 – Impératif de développement des réseaux de chaleur

Le SRCAE prévoit un développement des réseaux de chaleur à partir de ressources renouvelables très important (plus de 1% de la consommation de la zone chaque année soit l'équivalent de l'intégralité des logements neufs mis sur le marché). Le respect de cet objectif imposerait donc le développement de réseaux de chaleur dans des zones d'ores et déjà pourvues en réseau de distribution de gaz ou d'électricité. Ceci pourrait avoir pour effet potentiel de détruire de la valeur collective.

Il conviendrait d'étudier dans quelles mesures :

- Des réseaux de chaleur peuvent effectivement être développés dans des conditions économiques satisfaisantes et quel volume d'énergie pourrait être distribué sur ces nouveaux réseaux,
- Les réseaux de chaleur actuels peuvent être convertis à la biomasse et à quel rythme,
- l'utilisation de technologies alternatives de distribution d'énergie permettrait l'atteinte d'objectifs en matière de fourniture de chaleur et/ou de froid similaires à celles du SRCAE. A titre d'exemple la minicogénération, la microcogénération, le développement des chaudières bois, la géothermie pourraient être envisagée.

Il semble pertinent à ce stade de réaliser une étude comparative des différentes options en matière d'impact sur la dépense publique.

3.2.3 – Equilibrage global de la charge au niveau du réseau HT/THT

Le développement important des énergies renouvelables amènera le volume de production de la zone à dépasser les besoins de consommation à certaines heures de la journée et sur certains mois. Le besoin d'équilibrage entre les différentes régions et département va aussi considérablement évoluer. Les problématiques d'équilibrage sont actuellement du ressort du RTE qui est l'opérateur du système électrique au plan national. Par ailleurs une étude est actuellement en cours de lancement au niveau de l'ADEME qui vise à modéliser les besoins d'évolution du réseau, des besoins de stockage et des services d'équilibrage à horizon 2050, dans le cadre de scénario 100% ENR et au niveau de la maille départementale. Pour ces différentes raisons il est convenu que la problématique globale d'équilibrage ne sera pas abordée dans le cadre de la présente étude. En revanche les besoins éventuels d'évolution des systèmes de communication entre le RTE et ErDF en vue de la fiabilisation globale de la résolution des problématiques d'équilibrage seront abordés (notamment par le biais du développement des technologies smartgrids).

3.2.4 Synthèse

Le tableau de synthèse ci-dessous permet de déterminer les niveaux d'impacts de chaque filière émergente sur les réseaux (d'un point de vue technique concernant la facilité d'intégration et économique concernant le coût de cette intégration).

Filière	Puissance fatale ou produite ou appelée/ Pic hiver	Prod ou conso/production annuelle	Impacts sur réseau électrique (technique/économique)	Impacts sur réseau gaz (technique/économique)
Photovoltaïque	92%	11%	***/**	
Eolien	31%	14%	**/**	
Petite hydroélectricité	5%	2%	*/*	
Biogaz		18%		*/***
Réseau de chaleur		25%		*/***
VE	15%	6%	**/*	
GNV		25%		***/**
Smart grid	A étudier	A étudier	***/**	

Légende :

* : Impact absorbable a priori dans les conditions actuelles de fonctionnement et gestion des réseaux

** : Impact non absorbable par réseau sans modifications mais dont l'intégration ne nécessite pas de modification des règles actuellement en vigueur

*** : Impact majeur nécessitant des adaptations ne pouvant être réglementé sur la base des règles en vigueur

A l'issue de la réunion du 22 février et du cadrage de la région, il a été décidé que trois filières ne seraient pas étudiées dans l'étude prospective :

- L'éolien
- L'hydroélectricité
- Les réseaux de chaleur

La principale raison tient au fait que plus de 90% de la puissance éoliennes et hydraulique est fournie par des grandes fermes ou centrales qui sont des productions centralisées raccordées au réseau HTB, donc n'impactant pas les réseaux de distribution. Aussi la puissance résiduelle valorisable présentée par la petite hydroélectricité et petit éolien est très faible devant celle présentée par le photovoltaïque. Les résultats de cette étude devraient donc permettre de traiter au moins partiellement les thématiques associées.