

The logo for AMORCE, featuring the word "AMORCE" in green capital letters inside a white oval with blue and orange swooshes.

AMORCE

Avec le soutien technique
et financier de

ADEME



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

NOTE

Distribution d'énergie dans les territoires : quels enjeux techniques ?

Série
Technique

Réf. ENT20

Août 2015

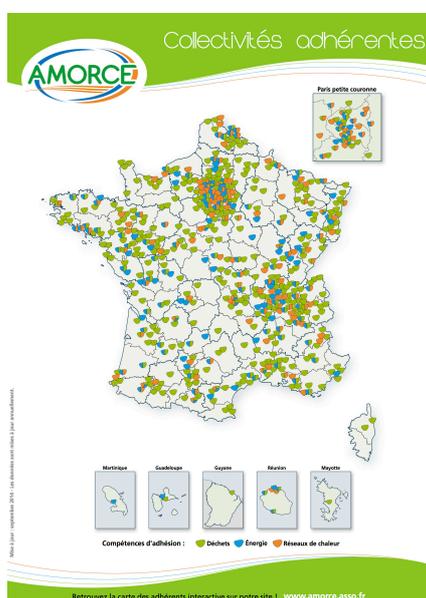


Energie

PRESENTATION D'AMORCE

Créée en 1987, AMORCE est l'association nationale des collectivités territoriales et des professionnels pour une gestion locale des déchets, de l'énergie et des réseaux de chaleur. Au 1^{er} janvier 2015, l'association regroupe **819 adhérents** dont 552 collectivités rassemblant plus de 60 millions d'habitants, ainsi que près de 267 entreprises, fédérations professionnelles et associations.

Première association spécialisée de collectivités territoriales, toutes thématiques confondues, AMORCE est à l'origine de plusieurs mesures importantes qui ont permis d'accompagner les collectivités territoriales dans la mise en œuvre des politiques publiques environnementales sur leurs territoires. Tel fut le cas notamment du Fonds chaleur, de la TVA à taux réduit sur la chaleur renouvelable, de l'éligibilité des collectivités aux CEE (Certificat d'économie d'énergie) ou encore de l'obligation de rénovation de logements sociaux énergivores au moment de la vente.



AMORCE intervient dans **3 domaines d'actions : les déchets, l'énergie et les réseaux de chaleur** en accompagnant les collectivités territoriales dans les composantes des politiques publiques environnementales qu'elles veulent mettre en œuvre. AMORCE dispose d'une solide expertise sur :

- la technique
- l'impact sur l'environnement
- la réglementation
- l'économie (coûts, financements, fiscalité)
- les modes de gestion, les marchés
- l'organisation entre les structures et les différents niveaux de collectivités
- les politiques au niveau européen, national, territorial
- l'information, la concertation, le débat public

AMORCE constitue un lieu unique de partage des connaissances et des expériences entre collectivités territoriales et professionnels sur ces compétences. Ce réseau d'élus et de techniciens permet à chacun de disposer des informations les plus récentes et les plus pertinentes.

L'association représente également ses adhérents auprès des institutions françaises et européennes, afin de défendre leurs intérêts et leurs propositions. Nos équipes travaillent au sein des commissions à l'élaboration des réglementations environnementales de demain. Nos propositions sont très souvent reprises par les parlementaires.



PRESENTATION DE L'ADEME



L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable.

Afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale, l'agence met à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, ses capacités d'expertise et de conseil.

Elle aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie et du ministère de l'Éducation nationale, de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.

Contact pour ce document : Marie-Laure GUILLERMINET

ADEME

20, rue du Grésillé
BP 90406 - 49004 Angers Cedex 01
Tel : 02 41 20 41 20
www.ademe.fr

AMORCE / ADEME – Août 2015

Document réalisé en partenariat et avec le soutien technique et financier de l'ADEME

REMERCIEMENTS

Nous remercions l'ensemble des collectivités et professionnels ayant participé à notre travail, dont celles qui nous ont fait part de leurs retours d'expérience et qui nous ont fourni des documents pour illustrer cette note.

RÉDACTEURS

Jessica RACITI, jraciti@amorce.asso.fr

Comité de relecture : Thomas DUFFES, AMORCE ; David LEICHER, AMORCE ; Collectivités adhérentes d'AMORCE, Marie-Laure GUILLERMINET, ADEME

PRÉAMBULE

Considérant que les collectivités locales sont trop souvent écartées des grands choix décisionnels pesant sur la structuration énergétique de leur territoire, AMORCE plaide de longue date en faveur d'un véritable changement de paradigme énergétique. L'association promeut la responsabilisation des acteurs locaux ainsi que l'octroi de véritables compétences territoriales afin de diversifier les méthodes d'approvisionnement, optimiser l'utilisation des énergies de flux (renouvelables) et leurs outils de distribution ou promouvoir la sobriété et l'efficacité énergétiques. Ses nombreux travaux sur les réseaux de chaleur et les politiques climat-énergie locales notamment ont mis en évidence la nécessaire évolution de la régulation et de la gouvernance de la distribution au sein des territoires.

Dans cet esprit, AMORCE a mené avec le soutien financier de l'ADEME une réflexion globale sur l'évolution du pilotage des réseaux collectifs d'approvisionnement et de distribution en énergie. Ces réseaux sont aujourd'hui essentiellement de trois types : réseaux électriques d'une part, réseaux gaziers d'autre part, réseaux de distribution calorifique (de chaleur et de froid) enfin. Si la gestion des deux premiers est relativement centralisée et verticalisée du fait du monopole issu de la loi de nationalisation de 1946, celle des réseaux de chaleur relève d'une logique de choix des modes de gestion et de possible mise en concurrence. La comparaison des différents modes de gouvernance et donc de régulation et de coordination locales des réseaux énergétiques, ainsi que leurs conséquences sur la péréquation ou l'efficacité des moyens déployés, constitue un terrain d'étude particulièrement pertinent.

Afin de développer une réflexion collective à ce sujet, AMORCE a conduit plusieurs initiatives parallèles :

- les témoignages de nombreuses collectivités ou de leurs groupements ont été recueillis ;
- un colloque a été organisé avec la FNCCR le 27 juin 2012 sur le thème "Distribution d'énergie dans les territoires : quels leviers, quelle gouvernance pour atteindre les 3x20" ;
- un document prospectif visant à identifier les leviers de développement de la maîtrise de la demande en énergie et des énergies renouvelables au sein des activités d'approvisionnement et la distribution énergétiques (référence ENP 32, Octobre 2013) ;
- un groupe de travail de type "think tank" s'est réuni à plusieurs reprises en 2012 et 2013. Ce groupe de travail a rassemblé des experts associatifs et des praticiens territoriaux choisis en fonction de l'intérêt des politiques énergétiques qu'ils ont su mettre en place au sein de leur collectivité et de l'avance qu'ils ont prise en matière d'optimisation et de coordination des réseaux de distribution d'énergie (gaz, électricité, réseaux de chaleur et de froid), pris individuellement mais aussi dans leur globalité.
- un groupe d'échanges « Distribution d'énergie et transition énergétique territoriale » ouvert à l'ensemble des adhérents d'AMORCE s'est réuni quatre fois entre 2014 et 2015 ;
- trois notes pédagogiques publiées en 2015 abordant les enjeux techniques, économiques et juridiques de la distribution d'électricité, de gaz naturel et de chaleur et de froid. Ces notes ne sont pas exhaustives mais fournissent les éléments clés nécessaires à la compréhension de la distribution d'énergie et mettent en avant les principaux leviers d'actions des collectivités autorités compétentes en matière d'intégration des énergies renouvelables, de maîtrise des consommations, d'accès aux données et de lutte contre la précarité énergétique.

La présente note concerne les enjeux techniques de la distribution dans les territoires. Elle reprend les caractéristiques générales, les chiffres clés, les ordres de grandeurs pertinents et quelques éléments de dimensionnement des réseaux d'électricité, de gaz naturel, de chaleur et de froid.

Avant de commencer...

ATTENTION à la confusion fréquente entre *puissance* et *énergie* !

L'**énergie** d'un système représente sa capacité à réaliser un travail (déplacement, chauffage, éclairage...). La **puissance** est une quantité d'énergie consommée (ou produite) par unité de temps.

Quid des unités ?

L'unité officielle de l'énergie est le Joule, celle de la puissance le **Watt** (qui revient en réalité à un Joule par seconde). Le Joule est cependant très peu utilisé, on lui préfère d'autres unités usuelles plus parlantes.

- la tep ou « tonne équivalent pétrole » : énergie contenue dans une tonne de pétrole – cette unité est souvent employée à l'échelle macro ;
- la calorie : énergie nécessaire à l'élévation d'un gramme d'eau d'un degré ;
- le **Watt-heure** (et non Watt par heure qui est source de confusion) : cette unité représente l'énergie que consommerait (ou produirait) un appareil d'une puissance de 1 Watt pendant une heure.

Exemple :

Une éolienne a une puissance de 2,5 MW. Pendant une heure de fonctionnement à pleine puissance l'énergie produite sera donc de 2,5 MWh et 10 MWh seront produits par cette éolienne en 4h ou sur un parc de 4 éoliennes identiques pendant 1h.

SOMMAIRE

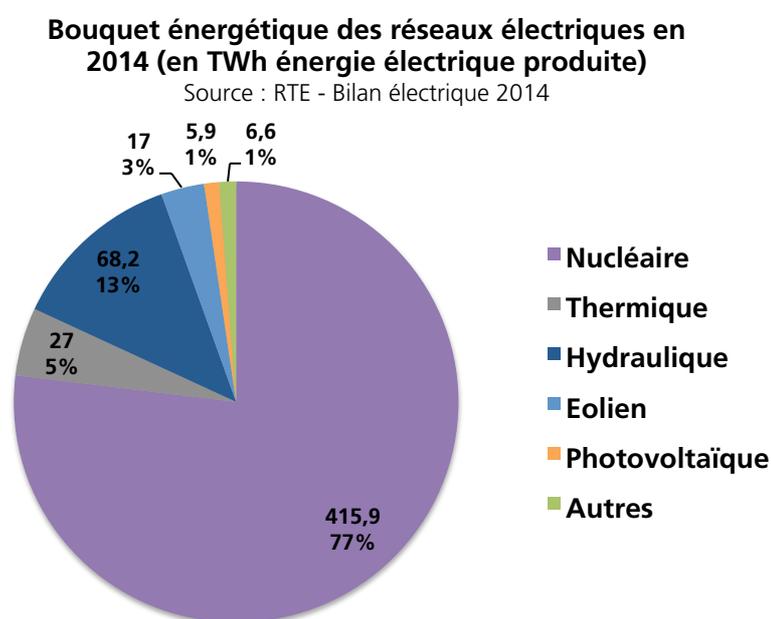
PRESENTATION D'AMORCE	1
PRESENTATION DE L'ADEME	2
REMERCIEMENTS	3
RÉDACTEURS	3
PRÉAMBULE	4
SOMMAIRE	6
I – LA DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ	7
1. <i>Généralités & chiffres clés</i>	7
2. <i>Caractéristiques de la distribution BT</i>	9
3. <i>Qualité de la distribution d'électricité</i>	9
4. <i>Principaux leviers d'action : cas des travaux d'extension et de renforcement du réseau BT</i>	10
II – LA DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL	12
1. <i>Généralités & chiffres clés</i>	12
2. <i>Caractéristiques du gaz naturel</i>	13
3. <i>Qualité de la distribution de gaz naturel</i>	14
4. <i>Principaux leviers d'actions</i>	15
III – LA DISTRIBUTION DE CHALEUR ET DE FROID	16
1. <i>Généralités & chiffres clés</i>	16
2. <i>Caractéristiques des réseaux de chaleur</i>	17
3. <i>Qualité de la distribution de chaleur</i>	18
4. <i>Principaux leviers d'action</i>	18
CONCLUSION	19
BIBLIOGRAPHIE	20

I – LA DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

1. Généralités & chiffres clés

Les réseaux publics d'électricité sont les infrastructures qui permettent d'acheminer l'énergie depuis les installations de production jusqu'aux installations de consommation. Ils sont constitués par un ensemble de **conducteurs** (lignes aériennes ou câblages souterrains) desservant le territoire à différents niveaux de tension et de **postes électriques** accueillant les transformateurs, les organes d'aiguillage (dispatching) et les équipements de surveillance et de sécurité du réseau, jusqu'aux compteurs en pied de bâtiments (en amont des disjoncteurs).

En 2014, la production nationale totale d'électricité s'élève à 540,6 TWh. Le graphique ci-dessous illustre la répartition de cette production par source d'énergie primaire. La consommation finale d'électricité représente en moyenne 25% de la consommation finale globale toutes énergies¹.



On distingue deux niveaux de réseaux, correspondant à différents niveaux de tension et faisant intervenir différents acteurs :

- Le **réseau public de transport**, acheminant l'électricité à très haute et haute tension. La gestion du réseau de transport est confiée à RTE (Réseau de Transport d'Electricité), par l'intermédiaire d'une concession de l'Etat.
- Les **réseaux publics de distribution**, acheminant l'électricité à moyenne et basse tension. Les réseaux publics de distribution sont la propriété des communes et sont exploités pour 95% d'entre eux par ERDF (Electricité Réseaux Distribution France), par l'intermédiaire de concessions des communes ou de leurs groupements.

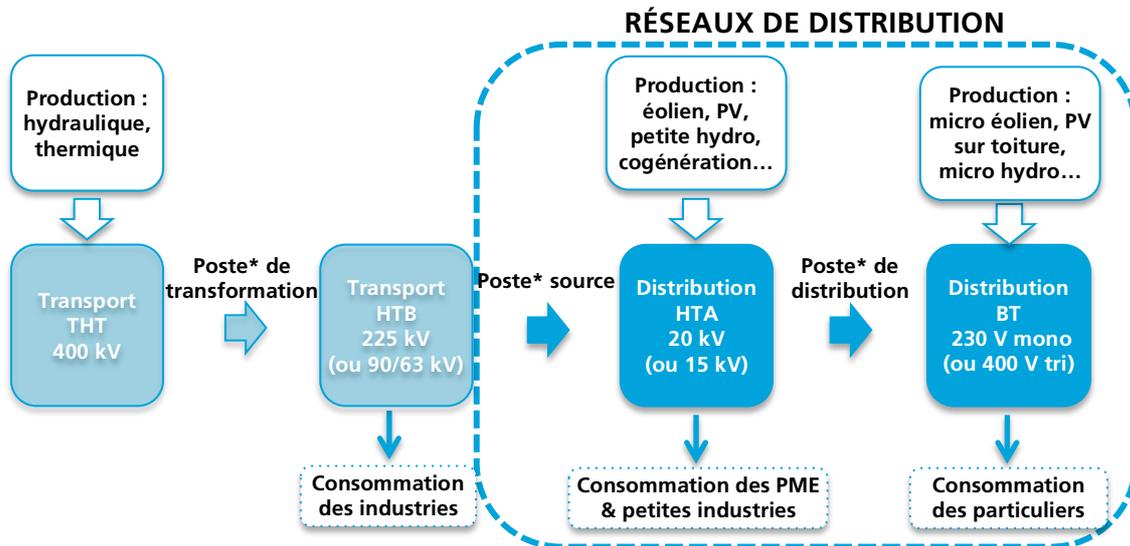
Les centrales thermiques et hydrauliques injectent leur production directement sur le réseau de transport. Les parcs éoliens terrestres, centrales photovoltaïques, petites centrales hydroélectriques et cogénération sont en revanche en grande majorité raccordés au réseau de distribution (près de 95% de la puissance éolienne et photovoltaïque installée).

¹ En 2012, la consommation finale d'énergie s'élève à 166,4 Mtep dont 37,6 Mtep d'électricité. Source : SOeS – *Chiffres clés de l'énergie*, février 2014.

Le réseau de distribution d'électricité représente :

- **1,3 millions** de kilomètres de lignes ;
- **2 200** postes sources ;
- **750 000** postes de distribution ;
- **300 000** sites de production raccordés au réseau.

Le schéma suivant illustre le cheminement de l'électricité depuis le site de production jusqu'au consommateur, en distinguant les différents niveaux de réseaux et domaines de tension :



*Les différents postes correspondent en réalité tous à un transformateur qui permet d'assurer le passage entre deux niveaux de tension. Le terme de « poste de transformation » est parfois utilisé par défaut pour les différents niveaux.

Zoom sur les Zones non interconnectées

L'organisation du réseau électrique est différente en Corse et outre-mer, régions autrement appelées « Zones non interconnectées » (ou ZNI). En effet, comme leur nom l'indique, ces régions ne bénéficient pas d'interconnexion avec le réseau continental (ou alors limitée dans le cas de la Corse) : chaque ZNI a dû développer son propre réseau électrique, entièrement géré par EDF SEI², et répondant aux mêmes spécifications réglementaires et techniques que ceux de la métropole (hormis quelques dispositifs spécifiques mis en place ponctuellement pour pallier aux particularités géographiques et climatiques). Le taux d'EnR est en moyenne de 25% dans les ZNI. Ce taux plus élevé qu'en métropole s'explique notamment par la production hydraulique plus élevée (61% de la production en Guyane par exemple). L'enjeu dans ces territoires est de pouvoir franchir le seuil de 30% d'énergies solaire ou éolienne, aujourd'hui considéré comme le maximum admissible sur le réseau du fait de leur variabilité.

Le réseau de distribution d'électricité en Corse et outre-mer représente (chiffres EDF SEI) :

- **2 294 kilomètres** de réseau HTB (63kV et 90kV) ;
- **13 495 kilomètres** de réseaux HTA ;
- **19 037 kilomètres** de réseaux BT
- **95** postes de raccordement HTB et postes sources HTB/HTA ;
- **18 800** postes de transformation HTA/BT.

² Le marché de l'électricité dans ces zones n'étant pas ouvert à la concurrence, en raison du caractère non rentable de l'activité et des spécificités des régions insulaires.

2. Caractéristiques de la distribution BT

Un réseau électrique, et plus particulièrement le réseau basse tension (BT), peut être caractérisé par les grandeurs suivantes :

- La **tension** (notée U) : imposée par le réseau, elle est égale à 230 V en basse tension monophasé (et 400 V entre deux phases d'un réseau basse tension triphasé). C'est un **indicateur de qualité** du réseau : elle doit notamment rester entre -10 et +10% de la valeur nominale³, soit entre 207 et 253 V.
- La **puissance** (notée P), caractéristique des usages : dépend directement des équipements en fonctionnement chez les abonnés (elle ne peut pas dépasser la puissance souscrite par compteur).
- L'**intensité** (notée I) ou en d'autres termes la « quantité de courant qui transite », dépendant des puissances appelées. C'est un indicateur de la puissance (comme dit juste après) qui est surveillé (elle ne doit pas dépasser les capacités des câbles et des transformateurs).

Ces trois grandeurs sont reliées par la formule suivante :

$$P = U \times I$$

La tension restant plus ou moins fixe, cette formule met bien en évidence que la puissance est l'image de l'intensité.

3. Qualité de la distribution d'électricité

Il est de la responsabilité des gestionnaires de réseaux publics de distribution de garantir un certain niveau de qualité de l'électricité fournie aux utilisateurs. Trois indicateurs réglementés, dont deux « techniques », caractérisent cette qualité de l'électricité :

- La **continuité de l'alimentation** : minimisation des coupures, brèves ou longues, programmées ou non, subies par les utilisateurs. A titre d'information, le temps de coupure annuel moyen pour les utilisateurs des réseaux BT – exprimé par le critère B – varie entre 50 et 120 minutes depuis 2000 (avec un pic à 200 minutes en 2009), les trois quarts d'entre elles étant généralement non planifiées.
- La **qualité de l'onde de tension** : comprend plusieurs notions techniques⁴ dont la plus importante est le maintien de la tension entre plus ou moins 10% de la valeur nominale, déjà évoqué au paragraphe précédent. De manière générale, la tension chez les abonnés est d'autant plus faible que la puissance appelée est élevée et que l'appel de puissance est effectué loin du poste. Cette qualité est évaluée suivant le nombre de Clients Mal Alimentés (CMA) en BT sur un territoire par rapport au nombre total de clients en BT sur ledit territoire.
- La **qualité de service**, autrement dit la relation entre les gestionnaires de réseaux et les utilisateurs.

³ La tension doit respecter un certain nombre d'autres exigences, regroupées au sein de la norme NF50160.

⁴ Pour plus d'information, cf. le site de la CRE : <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/qualite-de-l-electricite>.

4. Principaux leviers d'action : cas des travaux d'extension et de renforcement du réseau BT

En règle général, toute nouvelle construction publique ou privée nécessite un raccordement au réseau électrique. Selon les équipements existants et les futurs besoins du bâtiment à raccorder, plusieurs configurations sont possibles :

	Capacité du réseau suffisante Zone à desservir à proximité*	Capacité du réseau suffisante Zone à desservir éloignée*	Capacité du réseau insuffisante Zone à desservir à proximité*	Capacité du réseau insuffisante Zone à desservir éloignée*
Branchement	x	x	x	x
Extension		x		x
Renforcement			x	x

*à proximité ou éloignée de la limite de propriété.

Le branchement est à la charge du demandeur mais le reste des opérations est généralement à la charge des collectivités. Dans les cas où la demande est en dehors d'une opération de construction ou d'aménagement ou qu'elle concerne un producteur, le reste des opérations est cependant à la charge du demandeur⁵.

Le réseau électrique est généralement jugé de capacité insuffisante si la tension en bout de ligne est déjà proche des 207 V minimum réglementaires : la demande supplémentaire, éventuellement accompagnée d'une extension de ligne, risquant de créer une nouvelle baisse de tension et de la faire passer en dessous de ces 207 V. Le réseau électrique est également jugé de capacité insuffisante si le poste est en limite de capacité ou « saturé ».

Lorsqu'un renforcement est nécessaire, il peut impliquer différents types de travaux :

- Remplacement du câble par un **câble de plus forte section** pour limiter la baisse de tension, pouvant entraîner la nécessité de remplacer les supports (à moins de profiter des travaux pour enfouir le réseau et ainsi améliorer l'esthétique et la sécurité de l'alimentation) ;
- **Changement du poste de distribution** ;
- Création de nouvelles infrastructures : **nouvelle ligne** HTA, poste de distribution, nouvelle ligne BT.
- Dans des zones urbaines denses, il peut arriver que la demande supplémentaire implique l'installation d'un **nouveau poste source**. Il s'agit alors d'une opération lourde, tant en termes d'investissement (quelques dizaines de millions d'euros) que de délai (4 à 6 ans en moyenne) et de contraintes administratives : acquisition du foncier, respect des obligations environnementales pour le passage des câbles ou l'implantation des autres équipements techniques : transformateurs,...

Dans certains cas, des actions de **maîtrise de la demande en électricité** sont possibles pour optimiser les investissements voire éviter les travaux :

- **Solutions sur le réseau** : équilibrage des phases par l'exploitant, modification des heures creuses et/ou mise en place d'appareils type transformateur

⁵ La participation aux frais des demandeurs est définie par application d'un barème « déterminé au plan national après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes, en fonction de la puissance des installations à alimenter et de leur localisation par rapport aux ouvrages du réseau existant et indépendamment de la solution technique de desserte qui sera effectivement retenue aux fins d'optimiser les conditions d'alimentation de la clientèle ». Source : FNCCR & ERDF – Modèle de cahier des charges de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés, juillet 2007.

biphasé/monophasé ou triphasé/monophasé. Ces solutions sont particulièrement adaptées aux réseaux BT longs et desservants peu de clients.

- **Solutions chez l'utilisateur** : isolation des bâtiments (dans les cas de chauffage électrique et/ou par pompe à chaleur), remplacement des équipements consommateurs par des équipements plus performants ou présentant un plus faible appel de puissance (électroménager, éclairage...), utilisation d'autres sources d'énergie, programmation des usages, délestage...

Attention, dans le cas où le réseau est vétuste ou dysfonctionnant, les travaux sur le réseau sont bien entendu à prioriser et la nécessité de renforcement peut présenter une bonne occasion de remettre à neuf le matériel.

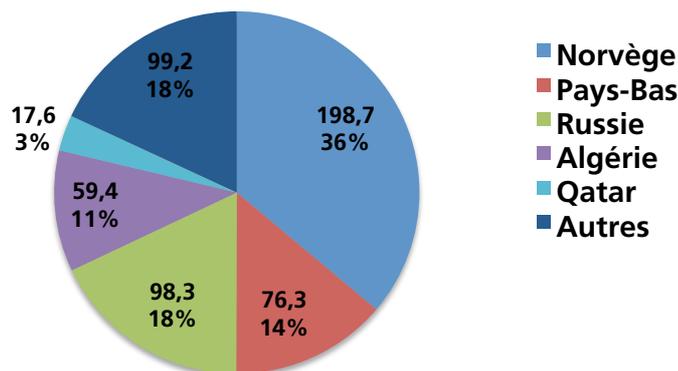
II – LA DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

1. Généralités & chiffres clés

En France métropolitaine⁶, le gaz naturel est importé à 98%. Le graphique ci-dessous illustre la répartition de l’approvisionnement en 2013. La consommation finale de gaz en 2013 s’élève à 370 TWh (donnée corrigée du climat), soit environ 20% de la consommation finale d’énergie.

Approvisionnement en gaz naturel en 2013

Source : CGDD - Bilan énergétique de la France pour 2013



Plusieurs infrastructures gazières permettent l’importation et l’acheminement du gaz naturel jusqu’aux zones de consommation :

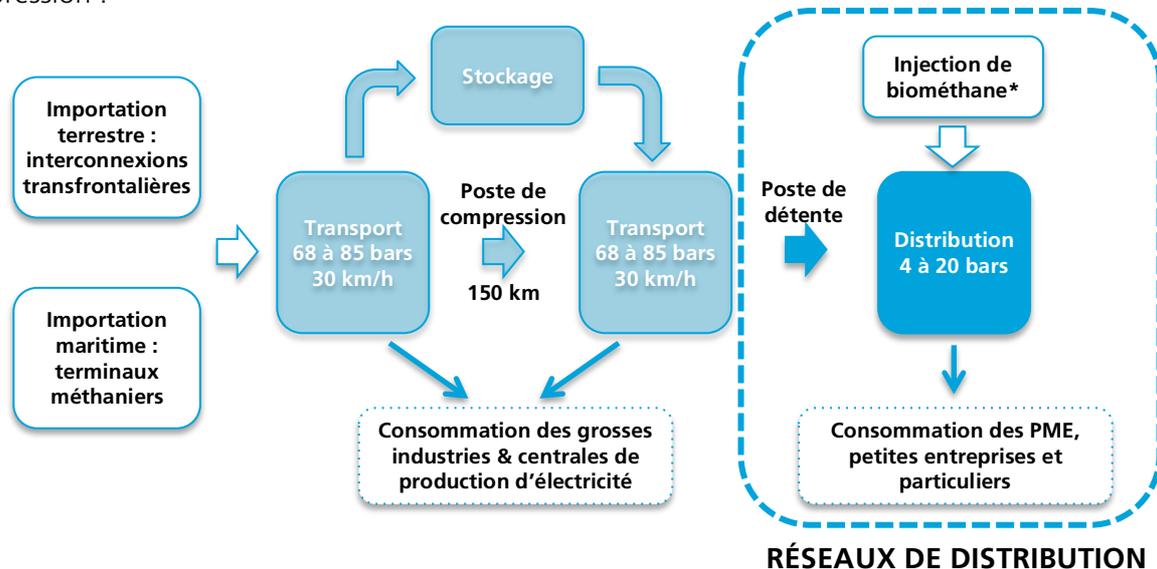
- Les **terminaux méthaniers**, infrastructures portuaires réceptionnant le gaz naturel liquéfié (GNL), le stockant sous forme liquide et l’injectant sur les réseaux de transport sous forme gazeuse. Aujourd’hui, il existe trois méthaniers gérés par des filiales d’ENGIE et Total (Montoir-de-Bretagne, Fos Tonkin, et Fos Cavaou).
- Les **réseaux de transport**, permettent l’importation du gaz naturel depuis les interconnexions terrestres avec les pays adjacents et les terminaux méthaniers. La gestion des réseaux de transport est assurée, suivant le type de gaz naturel et la zone géographique, par GRTgaz – filiale d’ENGIE – et TIGF – filiale de Total, par l’intermédiaire de concessions de l’Etat.
- Les **installations de stockage** de gaz naturel, 14 sites au total (pour une capacité totale de 25,8 milliards de m³, soit 292 TWh, soit encore quasiment la totalité de la consommation de gaz naturel annuelle) permettant d’adapter l’approvisionnement régulier sur toute l’année à la saisonnalité de la consommation de gaz naturel.
- Les **réseaux de distribution**, permettant l’acheminement du gaz naturel depuis les réseaux de transport jusqu’aux consommateurs finals (seuls quelques gros consommateurs sont raccordés aux réseaux de transports). Les réseaux publics de distribution sont la propriété des communes et sont gérés pour 96% d’entre eux par GrDF (Gaz Réseaux Distribution France) par l’intermédiaire de concessions des communes ou de leurs groupements.

⁶ Les zones insulaires ne disposent pas de réseau de distribution de gaz naturel.

Le réseau de distribution de gaz naturel représente :

- **200 000** kilomètres de conduites ;
- **11 millions** de clients ;
- **9 500** communes raccordées.

Le schéma suivant illustre le cheminement du gaz naturel depuis son arrivée sur le territoire jusqu'au consommateur, en distinguant les différentes infrastructures et domaines de pression :



*L'injection de biométhane peut également se faire sur le réseau de transport, mais ce cas sera beaucoup moins fréquent.

A noter que la distribution se fait généralement à une pression de 4 bars mais la pression au sein des habitations ou entreprises est bien inférieure (respectivement autour de 20 et 300 mbars). Des postes de détente sont ainsi installés en pied de chaque installation à alimenter afin d'abaisser la pression.

2. Caractéristiques du gaz naturel

Le gaz naturel est composé en moyenne de 90% de méthane, 6% d'hydrocarbures plus complexes et 4% de gaz inertes (azote, dioxyde de carbone). Il peut être caractérisé par les grandeurs suivantes :

- Le **débit** (noté Q) : c'est le volume de gaz qui transite par unité de temps (en m³/s). Pour un même débit, la vitesse (et donc les frottements) est d'autant plus grande que la section du tuyau est petite, ce qui explique des gazoducs pouvant atteindre 1 m de diamètre sur le réseau de transport.
- La **pression** : c'est le résultat de la compression du gaz, elle diminue par frottement lors du transport (pertes de charge).
- Le **PCI** et **PCS** ou Pouvoir calorifique inférieur et supérieur : c'est l'énergie libérée lors de la combustion du gaz⁷. **Le PCS est toujours supérieur au PCI** car il tient compte de l'énergie qui pourrait être récupérée lors de la condensation de la vapeur d'eau contenue dans les fumées (ex : chaudière à condensation). Le rapport PCS/PCI du gaz naturel est en moyenne de 1,11. Le choix de l'une ou de l'autre référence relève de la convention : **pour le gaz, on parlera toujours en PCS**. Sa valeur pour un volume

⁷ On parle ici du gaz naturel mais cette définition est valable pour tous les autres combustibles.

donnée, exprimée en kWh/m³, dépend bien sûr de la composition chimique, mais aussi de la pression⁸. En France, deux types de gaz, de compositions chimiques différentes et donc de PCS différents, sont importés. Ces gaz sont nommés gaz de **type H** (pour « haut » PCS) et gaz de **type B** (pour « bas » PCS)⁹.

- La **puissance** (notée P) : caractéristique des usages.

$$P = PCS \times Q$$

Le PCS étant globalement proportionnel à la pression, le transport de gaz naturel à très haute pression permet donc, pour une même puissance, de limiter le débit et donc les pertes de charges.

Pourquoi le rendement d'une chaudière gaz à condensation est-il supérieur à 100% ?

Le rendement des chaudières est généralement donné en PCI. Un rendement de 111%PCI (rendement théorique maximum) signifie que pour 1 kWh PCI de gaz alimentant la chaudière, on récupère 1,11 kWh de chaleur (1 kWh lié à la combustion directe du gaz et 0,11 kWh lié à la récupération de l'énergie contenue dans les fumées libérées lors de la combustion).

Or le gaz est facturé au kWh PCS : pour fournir ces 1 kWh PCI de gaz naturel, il faut « acheter » 1,11 kWh PCS (autrement dit payer plus cher), ce qui revient finalement à un rendement PCS de 100% puisque pour 1,11 kWh PCS de gaz alimentant la chaudière, on récupère 1,11 kWh de chaleur. Le fait de parler de rendement PCI est une convention, mais avant tout pour les fabricants une démarche commerciale auprès du grand public.

3. Qualité de la distribution de gaz naturel

La gestion des réseaux de gaz naturel impose moins de technicité que la gestion des réseaux électriques, principalement car le gaz naturel – contrairement à l'électricité – est stockable mais également car la gestion de la pression est relativement modulable¹⁰. La qualité de fourniture est donc beaucoup moins réglementée pour le gaz naturel que pour l'électricité. On peut tout de même citer quelques contraintes auxquelles sont confrontés les gestionnaires des réseaux afin de garantir une bonne qualité de service public :

- Le comptage de la consommation est volumique, mais la facturation se fait au kWh PCS. C'est donc le PCS, aussi appelé coefficient de conversion, qui permet de calculer la consommation énergétique. Or, comme évoqué au paragraphe précédent, le PCS du gaz naturel n'est pas constant : il est donc nécessaire d'avoir un contrôle sur sa valeur afin de garantir une facturation au plus près de la consommation. A titre d'information, il fluctue généralement dans une fourchette de plus ou moins 3% de sa valeur moyenne.
- La distribution au sein des bâtiments est de l'ordre de quelques dizaines à quelques centaines de mbars, relativement à la pression atmosphérique. Or la pression

⁸ Une pression élevée entraîne une augmentation de la densité du gaz et donc, pour un volume donné, un plus grand nombre « de molécules à brûler ». D'où une élévation du PCS volumique globalement proportionnelle à l'élévation de pression.

⁹ Le gaz de type B est uniquement distribué dans le Nord de la France, celui de type H est distribué sur le reste du territoire français.

¹⁰ La distribution de gaz se fait à une pression de 4 bars, mais au sein des bâtiments elle est seulement de l'ordre de quelques dizaines à quelques centaines de mbars : pour le détendeur situé en pied de bâtiment, peu importe donc si la pression en amont est légèrement diminuée puisqu'elle est de toutes façons ramenée à une même pression beaucoup plus faible.

atmosphérique diminue avec l'altitude. Il faut donc gérer cette pression suivant l'altitude du bâtiment raccordé, tout en adaptant la valeur du PCS qui varie lui-même avec la pression.

- La qualité de service, tout comme pour l'électricité, est également importante. Les gestionnaires doivent notamment se montrer réactifs en cas d'alerte concernant un incident ou une défaillance sur le réseau¹¹. Ils ont par exemple dû remplacer l'intégralité des canalisations à « fonte grise », interdites par l'arrête du 1^{er} décembre 2005 car provoquant des ruptures de canalisation à l'origine de plusieurs accidents.

4. Principaux leviers d'actions

Les collectivités peuvent faciliter l'extension du réseau sur les zones déjà desservies, mais également contrôler que leur concessionnaire ne limite pas ses investissements aux zones les plus rentables.

Les collectivités non desservies en gaz naturel et ne figurant pas au plan national de desserte gazière peuvent lancer un appel d'offres. Dans quelques rares cas où le réseau de transport était trop éloigné de la zone à desservir, des réseaux de distribution de propane, alimentés par un site de stockage aérien ou souterrain sur la collectivité en question, ont été mis en place par des opérateurs privés. C'est notamment la solution qui peut être retenue pour une collectivité en zone insulaire. Pour ces cas-là, une des autres solutions alternatives au gaz naturel à envisager est la création d'un réseau de chaleur valorisant les énergies renouvelables ou de récupération locales : biomasse, géothermie, valorisation énergétique,...

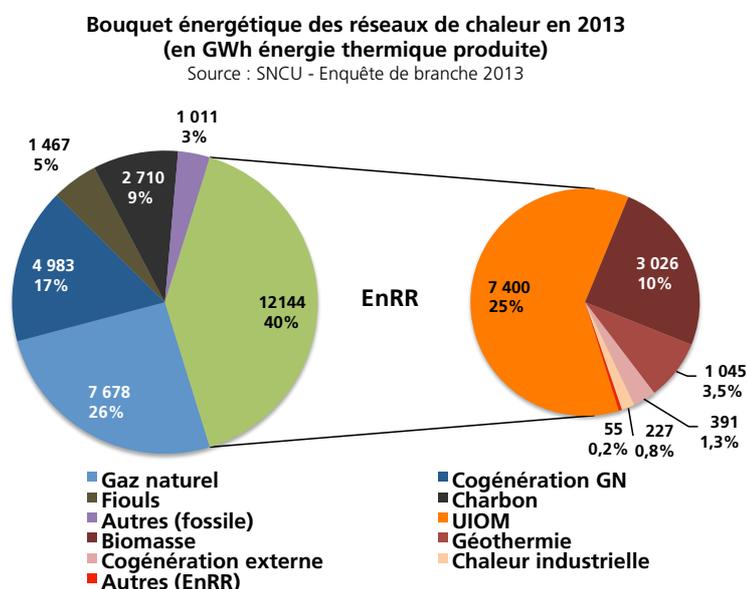
¹¹ Afin de faciliter la détection de fuite, le gaz fourni au client doit avoir une odeur : les deux gestionnaires de transport aromatisent donc le gaz dès son entrée sur le territoire français.

III – LA DISTRIBUTION DE CHALEUR ET DE FROID

1. Généralités & chiffres clés

Un réseau de chaleur est un système de production, de distribution et de fourniture de chaleur produite de façon centralisée, à l'échelle d'un quartier ou d'une ou plusieurs communes¹². Il n'existe pas de réseau national de transport de chaleur, comme c'est le cas pour l'électricité et le gaz, mais environ **800 réseaux** répartis sur tout le territoire (dont 400 de puissance supérieure à 3,5 MW). Ces réseaux sont la propriété des communes (hormis quelques réseaux privés type réseaux de bailleurs, d'universités, d'opérateurs privés, etc.) et sont gérés directement par elles (ou par l'agglomération compétente) en régie ou par un opérateur externe en délégation de service public. La même définition est applicable pour les réseaux de froid, mais ils sont très peu nombreux en France (une quinzaine environ). Nous parlerons donc à la suite de ce document principalement de réseaux de chaleur.

En 2013, la livraison de chaleur sur les 400 plus gros réseaux s'élève à 25 TWh (53% livré au secteur résidentiel et 35% au secteur tertiaire). Le graphique ci-dessous illustre la répartition de la chaleur produite par source d'énergie.



Un réseau de chaleur comporte les éléments suivants :

- La ou les **unités de production de chaleur**, généralement constituées a minima d'une unité principale fonctionnant en continu et d'une unité d'appoint, utilisée en renfort lors de fortes demandes ou en remplacement si nécessaire. Il peut s'agir d'une chaufferie à combustible (gaz, bois, fioul, charbon), d'une unité de valorisation énergétique, d'une centrale de géothermie profonde, d'une unité de récupération de chaleur, d'un parc solaire thermique etc..
- Le **réseau de distribution primaire**, transportant la chaleur par fluide caloporteur. Il est constitué dans la plupart des cas d'un circuit de canalisations aller, acheminant le

¹² La notion même de distribution de chaleur mérite d'être discutée, car contrairement aux secteurs de l'énergie et du gaz où l'activité de distribution est clairement séparée, au moins juridiquement et depuis la libéralisation du marché européen de l'énergie, de l'activité de fourniture d'énergie, on ne retrouve pas cette scission pour les réseaux de chaleur qui gèrent le réseau de distribution mais aussi la fourniture de chaleur aux abonnés (ainsi que, le plus souvent mais pas toujours, la production de chaleur). Par commodité de langage, nous continuerons dans les lignes qui suivent à utiliser la terminologie de distribution de chaleur, certes discutable mais communément admise. Voir publication d'AMORCE : *RCJ 19 - Compétence, portage et mode de gestion des réseaux de chaleur : quelle organisation mettre en place ?*

fluide chaud (de l'eau ou de la vapeur) depuis l'unité de production vers les différents points de livraison, et d'un circuit de canalisation retour, ramenant le fluide froid suite à la livraison de chaleur. Certains réseaux possèdent deux circuits de canalisations aller, un pour le chauffage – l'autre pour l'eau chaude sanitaire (ECS), et un circuit de canalisation retour. Le réseau est alors dit « tritube ».

- Les **sous-stations**, généralement situées en pied d'immeuble, composées d'un échangeur thermique qui permet le transfert de la chaleur entre le réseau de distribution primaire et le réseau de distribution secondaire de l'immeuble¹³, ainsi que d'un compteur pour la facturation, d'une ou plusieurs pompes pour la distribution de l'eau chaude dans les circuits de chauffage et d'ECS du bâtiment.

Le schéma suivant illustre le cheminement de la chaleur, depuis sa production jusqu'aux différents postes de livraison :

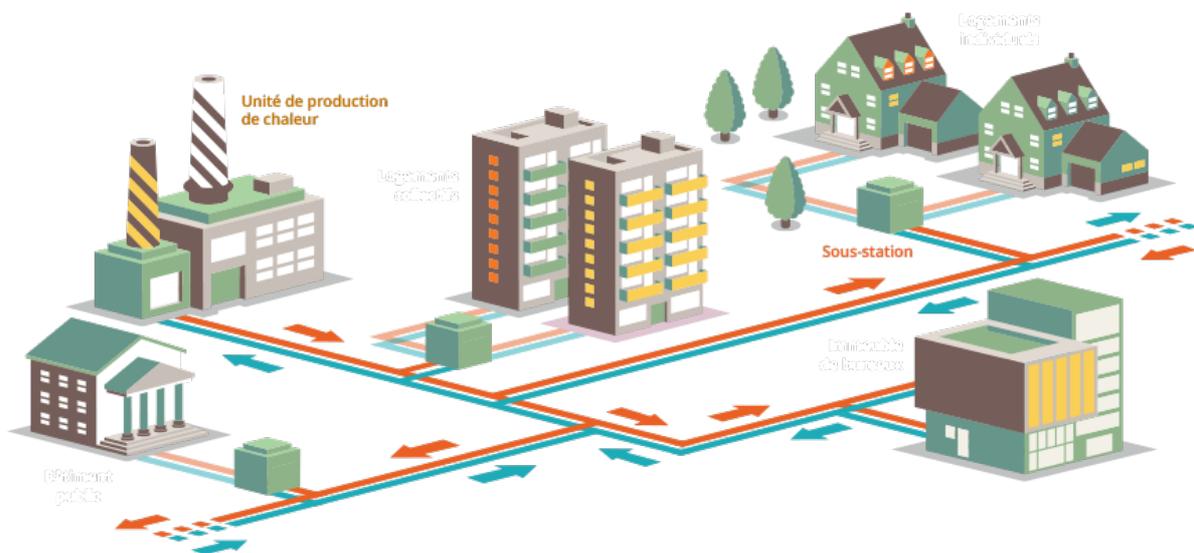


Schéma de principe d'un réseau de chaleur. Source : ADEME Île-de-France

2. Caractéristiques des réseaux de chaleur

Un réseau de chaleur peut-être caractérisé par les grandeurs suivantes :

- Le **fluide caloporteur** qui peut être de trois types selon la température de départ :
 - Eau chaude : entre 60°C pour les réseaux basse température et 110°C pour les réseaux à eau chaude.
 - Eau surchauffée : entre 110 et 180°C.
 - Vapeur : entre 200 et 300°C. Les réseaux vapeur sont de moins en moins courants, ils sont surtout utilisés pour des besoins industriels.
- La **différence de température** (notée ΔT) entre les circuits aller et retour du réseau primaire (entre 20 et 40°C d'écart).
- Le **débit** (noté Q) : c'est le volume d'eau qui transite par unité de temps (en m^3/s).
- La **densité thermique** : quantité de chaleur livrée par mètre-linéaire de réseau. Elle doit être aussi élevée que possible, de manière à assurer la viabilité économique du réseau et ainsi maîtriser le prix de la chaleur. La densité thermique moyenne des réseaux de chaleur est de 8,4 kWh/ml. Pour qu'un réseau de chaleur soit viable, il faut que sa densité thermique moyenne soit a minima de 1,5 kWh/ml (critère technique d'éligibilité au Fonds Chaleur), sans que ce critère ne soit suffisant.

¹³ Qui est géré par l'immeuble et n'appartient donc pas au réseau de chaleur au sens juridique.

- La **puissance** (notée P), caractéristique des usages.

$$P = \Delta T \times Q$$

Le compteur au niveau des sous-stations est donc simplement composé d'un débitmètre et de deux thermomètres. Son installation sera obligatoire à chaque sous-station dès juillet 2015.

3. Qualité de la distribution de chaleur

De même que pour le gaz, la qualité de la chaleur distribuée est moins réglementée que celle de l'électricité. On peut tout de même retenir les contraintes suivantes :

- Niveau de température minimum ;
- Continuité d'approvisionnement ;
- Obligation de rester raccordé un certain temps (5-10-15 ans) ;
- Assurer une solution de secours en cas d'interruption de service liée à des travaux ;
- Assurer une qualité de service.

4. Principaux leviers d'action

Les collectivités possèdent trois principaux leviers d'action dans la gestion de leurs réseaux de chaleur :

- Le **développement** des réseaux, de manière à mieux mutualiser les coûts : création, extension, densification et interconnexion (permet de mutualiser les sources de production comme un UIOM pas cher).
- Le **verdissement du mix énergétique**, pour baisser les coûts, être plus indépendant des énergies fossiles, baisser les émissions de CO₂, passer à un taux réduit de TVA et développer l'activité locale. Pour cela, le réseau peut soit être muni d'une nouvelle chaufferie (ou puits ou récupération de chaleur fatale), soit substituer une chaufferie à énergie fossile par une chaufferie biomasse.
- L'**optimisation** des réseaux : passage en basse température pour moins de pertes thermique, amélioration du ΔT , stockage thermique pour lisser la consommation voire stockage intersaisonnier...

Pour aider à mettre en œuvre ces actions, les collectivités possèdent des outils financiers, juridiques et réglementaires :

- **Outils financiers** : Fonds Chaleur, certificats d'économie d'énergie, TVA réduite pour la vente de chaleur et pour les équipements de raccordement pour les réseaux livrant de la chaleur issue pour plus de 50% d'énergie renouvelable et de récupération, Crédit d'impôt, eco-PTZ pour le raccordement¹⁴.
- **Outils juridiques et réglementaires** : contrat de délégation de service public¹⁵, réalisation d'un schéma directeur, classement des réseaux de chaleur vertueux, modulation RT, obligation d'étude d'opportunité de création de réseau ou de raccordement à un réseau existant...

Le développement des réseaux de froid est également un enjeu majeur, notamment en termes de baisse de la consommation d'électricité et surtout dans les zones insulaires qui ont plus de besoins de climatisation que de chauffage. Ils sont pour le moment très peu nombreux, mais quelques bonnes initiatives se sont lancées, tel qu'à Nice, Monaco et Saint-Denis (La Réunion).

¹⁴ Tous ces dispositifs ne sont pas facilement applicables sur le terrain. Voir publication d'AMORCE : RCT 40 - Densifier son réseau de chaleur.

¹⁵ Voir à ce propos la publication d'AMORCE : RCP 20 - Contrats de délégation du service public de distribution d'énergie calorifique - Préconisation en vue de l'actualisation de la circulaire de 1982

CONCLUSION

Alors que la France possède des réseaux d'énergies bien maillés et performants, elle doit aussi maintenant faire évoluer les missions de ces réseaux qui constituent la pierre angulaire de la transition énergétique. Ce sont des investissements publics qui doivent être optimisés pour répondre au mieux aux besoins du territoire, s'adapter aux ressources disponibles et permettre d'atteindre les objectifs de maîtrise de l'énergie et de développement des énergies renouvelables. Les collectivités sont propriétaires des réseaux de distribution d'énergie (électricité, gaz et chaleur). A ce titre, elles ont un rôle à jouer en termes de définition de la stratégie de développement, de mise en œuvre des plans d'action, du contrôle de l'exploitation des réseaux. Les collectivités ont également un rôle clé à jouer dans la coordination de l'ensemble des réseaux pour former une politique d'approvisionnement et de distribution d'énergies cohérente. AMORCE promeut de longue date la responsabilisation des acteurs locaux et l'octroi de véritables compétences et outils à ces acteurs pour leur permettre la définition et la mise en œuvre d'une telle politique de distribution d'énergies.

BIBLIOGRAPHIE

Pour la distribution d'électricité :

- Site web de la CRE, rubrique « Réseaux publics d'électricité »
- Site web d'ERDF
- Les fiches pratiques du SIEL 42
- SyDEV – *Rapport ERDF de contrôle du service public de distribution d'électricité en Vendée en 2013*
- FNCCR – *Guide d'accompagnement aux projets de maîtrise de la demande en électricité, 2012*

Pour la distribution de gaz :

- Site web de la CRE, rubrique « Infrastructures gazières »
- Site web de GRDF
- GRDF – *Comprendre les coefficients de conversion*

Pour la distribution de chaleur :

- SNCU – *Enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid, Rapport 2014 (sur les données 2013)*
- CEREMA – *Constitution d'un réseau de chaleur*
- CEREMA – *Technique d'optimisation des réseaux de chaleur*

Publications d'AMORCE :

- ENP 32 – Approvisionnement et distribution énergétiques : feuille de route pour 2020
- Guide l'Élu et les réseaux de chaleur
- ENJ02 – Guide juridique des modes de gestion des réseaux de chaleur
- RCT 40 - Densifier son réseau de chaleur.
- RCP 20 - Contrats de délégation du service public de distribution d'énergie calorifique - Préconisation en vue de l'actualisation de la circulaire de 1982
- RCT31 – Etude AMORCE/SNCU/USH : Indicateurs de performances pour les réseaux de chaleur et de froid
- RCT34 – Etude INDDIGO : Optimisation des réseaux de chaleur pour le développement des BBC