

Lutte contre le  
réchauffement climatique:  
*Rassembler les énergies ou  
les opposer entre elles?*



---

Energie ■ Développement

---

Centrales électriques à  
combustible fossile:  
*Indispensables ou  
condamnées?*

## **L'avenir de la production d'électricité à base de combustibles fossiles**

Une contribution de l'Institut Énergie  
et Développement au débat public sur  
l'énergie

Partie 2 : Détails et précisions

15, rue Kléber 93512 MONTREUIL

☎ 01 48 51 17 00 / Fax 01 48 59 81 15

[ied.montreuil@wanadoo.fr](mailto:ied.montreuil@wanadoo.fr)

Site : [www.institut-energie-developpement.com](http://www.institut-energie-developpement.com)

**Février 2016**

# L'avenir de la production d'électricité à base de combustibles fossiles

## Dossier des détails et précisions

Le présent dossier reprend trois chapitres du document principal sous une forme plus détaillée et plus technique.

Il comporte également la liste des références et l'explicitation des abréviations/acronymes utilisés

### 1 Réchauffement climatique et développement humain

#### Impact humain du réchauffement climatique

Nous renvoyons sur le sujet au thème 2 du rapport du GIEC, impossible à résumer sans en perdre la rigueur ou la matière, mais qui montre que ce sont les populations défavorisées qui subiront les conséquences les plus lourdes du réchauffement climatique, car elles sont touchées dans leurs moyens de subsistance et ne disposent pas des moyens de s'adapter au rythme du changement.

#### Bien-être, bonheur, développement humain et niveau de vie

La constitution française de 1793 commençait par « le but de la société est le bonheur commun » mais force est de reconnaître que ce principe philosophique a connu bien des vicissitudes pratiques. Le « bien-être » n'a pas plus de définition ni de méthode de mesure universellement reconnues et n'est pas plus simple à utiliser pour élaborer des politiques publiques.

On doit donc se tourner vers des objectifs ou aspirations plus modestes pour la définition d'une politique énergétique au service des populations, par exemple le développement humain ou le niveau de vie (mesurables de manière objective) et les positions publiques des gouvernements des nations (même si leur conformité avec les aspirations des populations n'est pas toujours assurée).

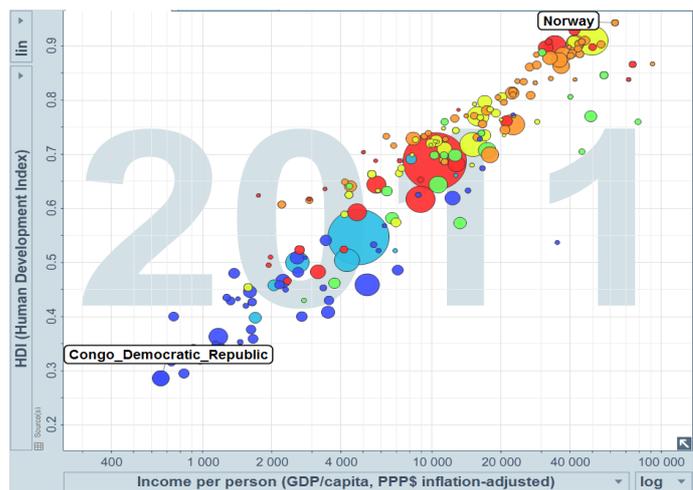
L'IDH (indice de développement humain) a été créé en 1990 par l'ONU, mais sa couverture géographique (partielle) et son mode de calcul ont évolué au cours du temps. Il prend en compte l'espérance de vie à la naissance, l'éducation et le logarithme du niveau de vie. Le niveau de vie moyen d'un pays est calculé à partir de sa comptabilité nationale, l'indicateur le plus pertinent est le PNB par tête mais le plus disponible (couverture géographique par des sources fiables sur une période longue) est le PIB par tête.

Une même valeur d'indicateur peut recouvrir des situations différentes suivant le niveau d'inégalité entre les individus, mais il est difficile d'établir un lien direct entre options énergétiques mondiales et inégalités : les pays pétroliers et gaziers (Émirats, Russie, USA, Chine, Canada, Mexique, Venezuela, Brésil...) couvrent par exemple un large éventail de systèmes politiques et de prospérité des populations.

Dans le cadre du présent dossier, il est nécessaire de couvrir le monde dans son ensemble sur une période longue, il a donc fallu retenir l'indicateur le plus approximatif à savoir le PIB par tête.

Le lien entre PIB par tête (axe horizontal) et IDH (axe vertical) est illustré ci-contre →

Même s'il existe des exceptions (Émirats, paradis fiscaux, pays bénéficiant d'une aide internationale importante ou dont la situation économique est instable...) ce lien est très fort pour l'écrasante majorité de la population du globe, car la santé et l'éducation ne sont pas accessibles sans développement économique.



Les gouvernements des nations sont unanimes à revendiquer le développement économique, qui figure notamment dans la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques : « L'objectif ultime de la présente Convention et de tous instruments juridiques connexes que la Conférence des Parties pourrait adopter est de stabiliser, conformément aux dispositions pertinentes de la Convention, les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique. Il conviendra d'atteindre ce niveau dans un délai suffisant pour que les écosystèmes puissent s'adapter naturellement aux changements climatiques, que la production alimentaire ne soit pas menacée et que le développement économique puisse se poursuivre d'une manière durable. »

## 2 Combustibles fossiles: épuisement des ressources et prix

### Ressources et réserves

Les quantités des combustibles fossiles contenues dans le sous-sol sont désignées par les termes ressource ou réserve qui ont une signification différente:

- La ressource désigne la quantité totale de combustible, sans considération des possibilités d'exploitation présentes ou futures. L'évaluation des ressources peut être plus ou moins précise; on distingue quelquefois ressource prouvée (90% d'assurance de son existence) probable (50% d'assurance de son existence) et possible (10% d'assurance de son existence) mais de manière générale la ressource est pour partie mal connue car personne n'investit pour chiffrer avec précision des ressources réputées non raisonnablement exploitables.
- La réserve est la fraction de ressource exploitable avec les technologies existantes au prix courant. Comme pour les ressources mais plus systématiquement, on distingue réserve prouvée, probable et possible. Un ratio couramment utilisé est le ratio réserve/production qui donne la durée de vie de la réserve au rythme de production courant.

### Le jeu des acteurs

On ne se procure pas les combustibles sans investissements lourds, qu'il s'agisse de l'exploration/prospection ou de la production au sens large: extraction (forages, mines..) traitements (raffinage, épuration gaz, tri et lavage charbon...) et moyens de transport (oléoducs, gazoducs, bateaux...).

Côté utilisateur, on n'améliore pas l'efficacité énergétique ou on ne change pas de combustible sans investissements.

Pour un combustible donné, les décisions des acteurs concernés sont basées logiquement sur les principes suivants (actions prioritaires en gras):

Prix de marché → Ratio réserve/production	Bas	Élevé
Bas (moins d'une génération)	<b>Limitation volontaire de production (États)</b> <b>Fermeture des moyens de production les moins performants (Entreprises)</b> Investissement prospection Développement nouvelles techniques de production Investissement efficacité énergétique et/ou changement de combustible	<b>Investissement prospection</b> <b>Développement nouvelles techniques de production</b> <b>Investissement efficacité énergétique et/ou changement de combustible</b> Investissement production
Élevé	<b>Fermeture des moyens de production les moins performants (Entreprises)</b> (Investissement prospection et efficacité énergétique au plus bas)	<b>Investissement production</b> <b>Investissement efficacité énergétique et/ou changement de combustible</b> Développement nouvelles techniques de production Investissement prospection

Ce jeu d'acteurs conduit à des interactions/rétroactions multiples:

- A ressource constante le niveau de réserve augmente quand le prix augmente puisque la réserve est la partie de ressource économiquement exploitable.
- Les investissements prospection tendent à augmenter le niveau des ressources (découvertes).
- Le développement de nouvelles techniques de production tend à augmenter le niveau des réserves à ressource constante, en augmentant les rendements d'extraction et en rendant exploitables des ressources auparavant inutilisables (techniquement ou économiquement).
- Les investissements production, efficacité énergétique et/ou changement de combustible ont tendance à faire baisser le prix du combustible concerné (jeu de l'offre et de la demande).
- A l'inverse, les limitations volontaires de production et fermetures de moyens de production ont tendance à faire monter le prix (jeu de l'offre et de la demande).

Le système connaît donc des fluctuations de prix, voire des crises conjoncturelles qui se superposent à un mouvement lourd de mondialisation et hausse des prix.

### **Historique rapide des prix de combustible**

L'exploitation des combustibles fossiles a démarré en même temps que l'industrialisation par écrémage des ressources locales les plus facilement accessibles, ses coûts de revient ont depuis augmenté fortement, entre autres pour l'indispensable amélioration des conditions de sécurité. Par ailleurs l'exportation massive du pétrole et du gaz d'Amérique du sud et du Moyen-orient vers les pays industrialisés, par des multinationales des mêmes pays industrialisés qui en maîtrisaient l'exploitation, a conduit les nations à revendiquer un "juste prix" pour l'exploitation de leur sous-sol et à mettre en œuvre une régulation des quantités produites pour soutenir les prix.

Par exemple (en dollar 2014) le pétrole produit aux environs de 20 \$/baril à l'époque héroïque pré-années 50 aux USA, a connu un premier pic vers 100-110 \$/baril dans les années 70 par action concertée des pays producteurs.

Ce premier pic a conduit notamment au développement de l'exploitation du gaz naturel, qui a progressivement concurrencé le pétrole, même si son prix était largement lié à celui du pétrole.

Le pic du pétrole des années 70 a été suivi d'une stabilisation aux environs de 30\$/baril, mais la situation au Moyen-Orient a conduit à une remontée du prix des hydrocarbures à partir de 2005 et un nouveau pic du pétrole à 100 \$/baril en 2008 (révolution iranienne) doublé d'un pic de prix du gaz. Enfin la guerre d'Irak et la déstabilisation généralisée au Moyen-Orient ont conduit à une deuxième crise prolongée sur le pétrole (100-110 \$/baril de 2011 à 2013).

Dans la période de montée des prix à partir de 2005, les investissements annuels d'exploration/prospection sur les hydrocarbures ont triplé, ce qui a conduit au développement de l'exploitation du gaz puis du pétrole dits "non-conventionnels" (plus coûteux que les hydrocarbures conventionnels, mais moins dépendants de la situation au Moyen-Orient) et à un retournement de l'équilibre offre/demande.

Le prix du gaz naturel a retrouvé dès 2009 son niveau des années 2000 aux USA (gaz de schiste) et s'est stabilisé en Europe, à un niveau toutefois plus élevé qu'aux USA. Par contre le prix du GNL (acheté à long terme en tant que combustible de base) s'est envolé comme celui du pétrole en 2011-2013. Le prix du pétrole a baissé à partir de mi-2014 jusqu'à 50-60 \$/baril en 2015 et moins de 35 \$/baril fin 2015, celui du GNL a suivi la même évolution avec un peu de retard. D'ores et déjà les investissements d'exploration/prospection ont baissé et l'AIE s'interroge sur les suites: maintien d'un prix relativement bas (qui nécessitera néanmoins des investissements lourds y compris au Moyen Orient) au prix d'une forte dépendance à l'OPEC et d'un risque élevé de crise majeure, ou stabilisation à un niveau peut-être plus élevé, associé à la poursuite du développement des hydrocarbures non conventionnels?

Le marché du charbon est moins chahuté que celui des hydrocarbures, toutefois les marchés du charbon "vapeur" (utilisé dans les centrales électriques) et des hydrocarbures sont couplés par la coexistence de centrales électriques charbon, gaz et (plus rarement) pétrole qui sont plus ou moins sollicitées en fonction des prix relatifs de ces combustibles. Le pic de 2008 sur les hydrocarbures, notamment sur le gaz, a entraîné une hausse brutale de la demande sur le charbon à laquelle l'industrie du charbon n'a pu répondre, d'où un pic brutal de prix du charbon. Lors du deuxième pic de 2011, l'impact a été plus modeste car le prix du gaz a été beaucoup moins concerné (impact limité au GNL). Le prix du charbon, après une baisse rapide en 2012, est progressivement revenu un peu au dessus du prix du début des années 2000.

Le prix du lignite, facile à exploiter, est pour sa part le plus bas de tous les combustibles fossiles mais le lignite se transportant mal doit être utilisé sur place, d'où absence d'un marché international.

### **Des crises liées à l'épuisement des ressources?**

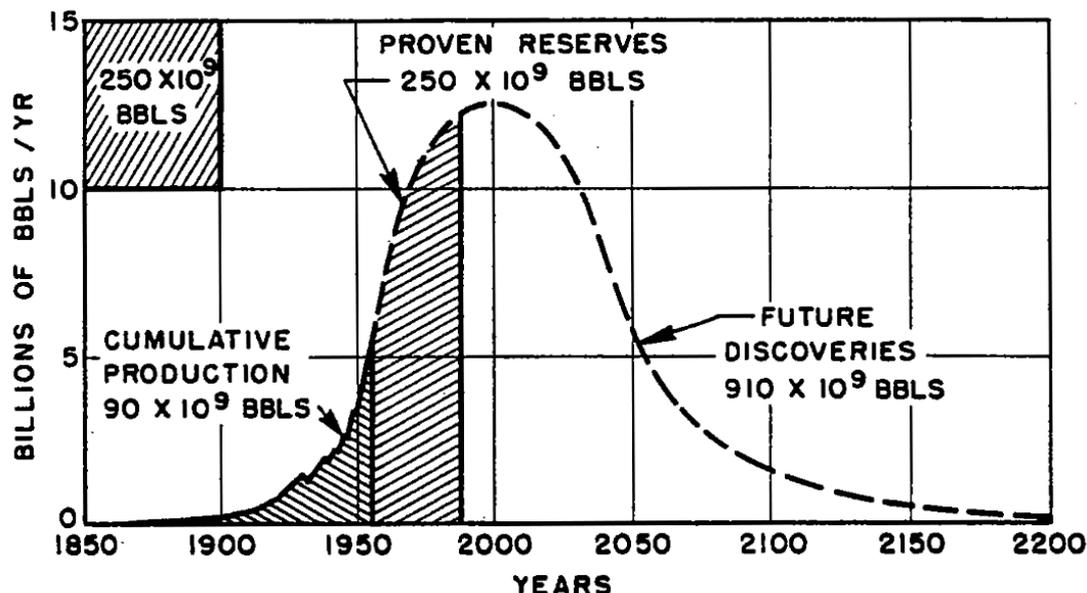
Les crises ont souvent été interprétées (à tort jusqu'à présent) par la théorie du "peak" (peak-oil, peak-coal etc...). En effet la concordance d'une prévision de décroissance de la production pétrolière aux USA à partir des années 70, résultat de cette théorie, avec la crise pétrolière mondiale de années 70, a durablement marqué les esprits.

La théorie du peak-oil a été élaborée par K.Hubbert en 1956 et repose sur les idées suivantes:

- La croissance de la production pétrolière pourrait être continue jusqu'à épuisement de la part raisonnablement exploitable de la ressource, où l'exploitation passerait subitement à zéro, mais cette hypothèse n'est pas plausible.

- En effet, la production d'un champ pétrolifère connaissant une phase de croissance de la production suivie d'une phase de décroissance, l'extrapolation de cette caractéristique à l'échelle d'une zone géographique ou du monde conduit à postuler que la production de cette zone ou du monde suivra une courbe type avec un maximum (en anglais "peak") suivi d'une décroissance. La date et la hauteur de ce maximum sont obtenus en ajustant les paramètres de la courbe pour coller à l'historique de production constaté.

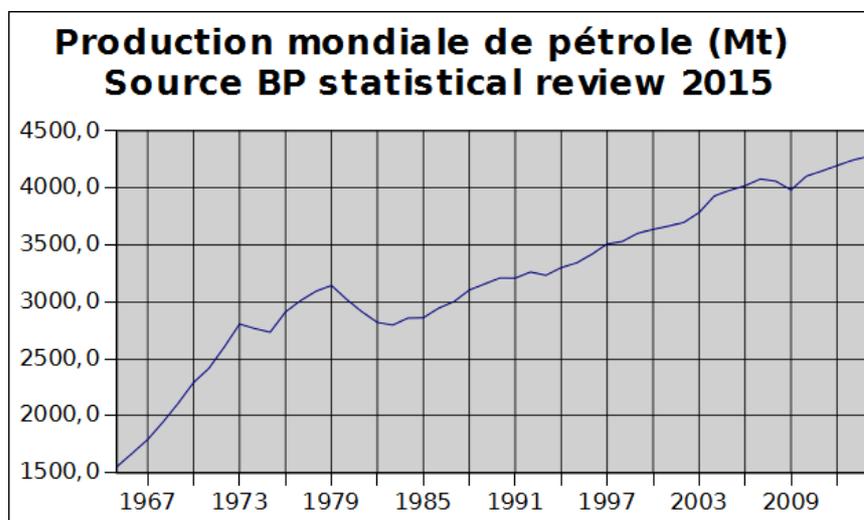
Le graphique ci-dessous montre la courbe de Hubbert (prévision en 1956 d'évolution de la production pétrolière mondiale):



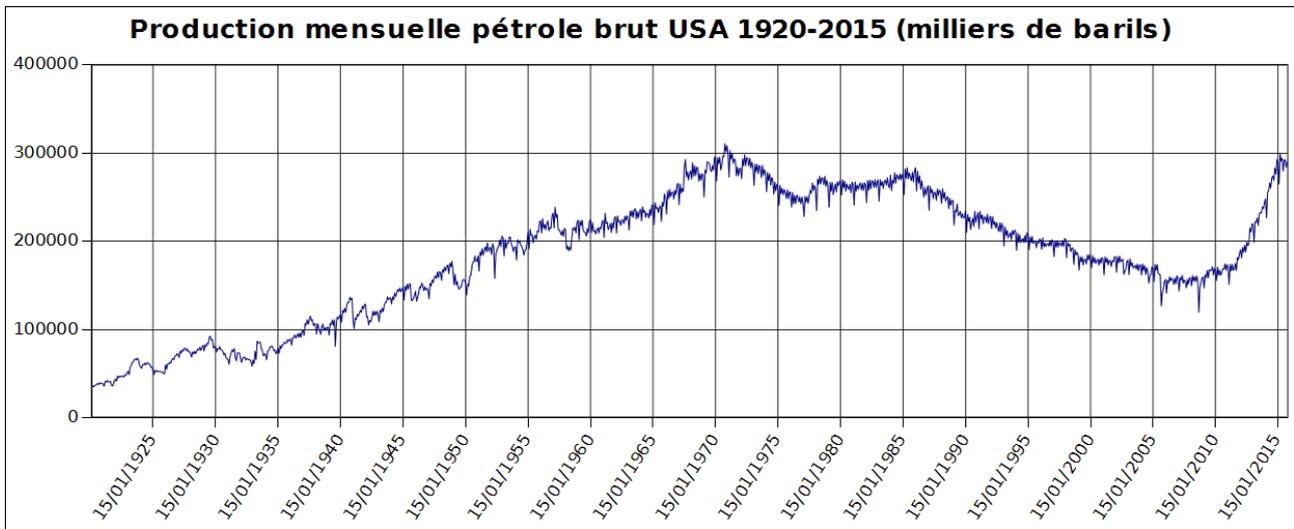
En prolongement de la théorie initiale, on peut anticiper qu'un déclin inéluctable de la production va conduire à une envolée des prix si la demande ne diminue pas dans les mêmes proportions, ce qui explique l'invocation d'un "peak" à chaque crise des prix.

La théorie paraît solide, toutefois sa valeur prédictive à long terme est faible car la prédiction suppose implicitement que ni l'évaluation de la ressource raisonnablement exploitable, ni les techniques d'extraction n'évoluent. En 1956, Hubbert a prédit le peak-oil des USA vers 1960 (hypothèse pessimiste) ou 1970 (hypothèse optimiste) et le peak-oil mondial en 2000. Aucune de ces prédictions ne s'est réalisée comme le montrent les graphiques ci-après:

La production à l'échelle mondiale n'a connu que des maxima conjoncturels et le niveau actuel est 2,5 fois plus élevé que le pic prévu par Hubbert... →



... et si la prédiction de Hubbert pour les USA d'un peak-oil en 1970 est restée longtemps crédible, cette crédibilité est maintenant battue en brèche:



Ces exemples illustrent les succès et les limites de la théorie de Hubbert.

- Les (relatifs) succès: en 1956, le sous-sol pétrolifère des USA était bien connu avec une densité de puits très élevée; la théorie de Hubbert a donc prédit correctement ce qui allait se passer, tout au moins jusqu'au milieu des années 2000 où la mise en exploitation de gisements en réservoir étanche (tight oil) a inversé la tendance antérieure de décroissance. Si l'exploitation de ce type de gisements est plus coûteuse que celle des gisements conventionnels, la hausse du prix du pétrole depuis les années 50 et le développement de nouvelles techniques d'extraction ont rendu possible l'exploitation de ressources non envisagées dans la prédiction de 1956.
- Les limites: En 1956, la densité de puits de pétrole hors USA était bien inférieure à celle des USA, le manque d'information sur la ressource hors USA a donc conduit à l'échec patent de la théorie appliquée à l'échelle mondiale.

➡ **Il n'existe pas de théorie ou martingale permettant de prédire à long terme l'épuisement des ressources en extrapolant le passé avec une calculette!**

**Une telle prédiction peut s'envisager pour les zones (peu nombreuses) bien explorées, mais des développements techniques, comme celui des hydrocarbures non conventionnels, peuvent repousser les limites.**

**Pour les zones mal explorées, l'éventail des possibles est très large et l'incertitude sur l'épuisement des ressources est irréductible sans investissements de prospection.**

**Si la décroissance inéluctable de la production après l'atteinte d'un "peak" (pic) risque de conduire à une hausse des prix, les pics de prix observés jusqu'à présent ont des explications bien plus prosaïques.**

**La prévision de la tendance lourde des prix ne peut résulter que d'une analyse de l'évolution de la demande, des techniques et des coûts de revient; la prédiction des crises relève de la boule de cristal.**

## 3 La sécurité d'approvisionnement électrique en France

### **3.1 Généralités sur la sécurité d'approvisionnement énergétique et la sécurité d'approvisionnement électrique**

#### **Contexte général et européen**

##### **Problématique d'ensemble**

La sécurité d'approvisionnement énergétique ou électrique mesure la capacité du système d'approvisionnement à s'adapter sans défaillance aux variations de la demande. Cette adaptation nécessite de dimensionner le système d'approvisionnement pour la demande maximale et le cas le plus défavorable de disponibilité du système lui-même, ce qui implique une gestion du risque lorsque le niveau de la demande et/ou la disponibilité du système présentent un caractère aléatoire.

Les infrastructures du système d'approvisionnement comportent des moyens de conversion de sources primaires (combustibles, eau en mouvement, vent, ensoleillement...) en énergie finale utilisable (énergie motrice, chauffage etc...) ainsi que des moyens de transport (transports de combustibles liquides et solides, réseaux gaz et électricité etc...).

Le chauffage et la climatisation sont des besoins énergétiques saisonniers et aléatoires. Les infrastructures correspondantes, qu'elles soient individuelles (chaudières, convecteurs, climatiseurs) ou collectives (notamment transport gaz, parc de production et réseau électrique, chauffage urbain) ont donc une utilisation variable dans le temps et doivent être dimensionnées pour le besoin maximal, avec une gestion du risque vis-à-vis des vagues de froid (pour le chauffage) et des canicules (pour la climatisation). Les consommations correspondantes sont variables avec la température extérieure et sont dites thermosensibles. En Europe la consommation de gaz est très thermosensible avec une pointe d'hiver accentuée; cette pointe d'hiver est moins accentuée pour l'électricité dont la part d'usage thermosensible est moindre. En France, lors de l'hiver 2011-2012, la consommation de gaz était deux fois plus thermosensible que la consommation d'électricité.

Les infrastructures de transformation de sources primaires en énergie électrique sont techniquement plutôt fiables et les défaillances sont le plus souvent dues à la source primaire elle-même, sauf l'utilisation des combustibles courants dont l'approvisionnement peut être sécurisé (en diversifiant les sources d'approvisionnement et en constituant des stocks de sécurité).

Pour le vent et l'ensoleillement, la source primaire varie rapidement et de manière aléatoire, de zéro à la puissance maximale en un lieu donné. Dans le cas de l'énergie hydraulique, la source primaire est aléatoire (précipitations, fonte des glaces) mais l'eau elle-même est stockable dans des conditions économiquement acceptables (barrages) ce qui atténue l'aléa dû à la source primaire. Les solutions pour stocker directement de l'énergie électrique en quantité importante (par exemple 10% de la consommation française annuelle) sont actuellement au stade R&D et ne sont pas susceptibles de réalisation avant une vingtaine d'années; à titre de comparaison, le stock de combustible nucléaire en France couvre plus d'une année de consommation.

Pour ce qui concerne la production électrique centralisée, la multiplication des moyens de production débitant sur le réseau crée un foisonnement des incidents techniques, les variations de disponibilité dues à ces incidents techniques restent donc limitées (+/- 10% voire moins pour les grands réseaux). Par contre les productions aléatoires éolienne et photovoltaïque restent en pratique intermittentes, même si on prend en compte le foisonnement des conditions météorologiques aux différents lieux de production: à l'échelle de l'Europe de l'ouest, le photovoltaïque passe chaque nuit à zéro et le minimum absolu de l'éolien est de quelques pourcents de sa puissance maximale.

En situation normale, les seuls incidents sont des incidents locaux dus aux réseaux de transport d'électricité; par contre les défaillances dues à une insuffisance de production concernent l'ensemble du système et prennent rapidement un tour catastrophique. Depuis la nouvelle organisation du secteur dans l'UE (notamment directives 96/92/CE, 2003/54/CE et 2005/89/CE) le dimensionnement du parc de production repose en théorie sur le marché de l'électricité mais in fine, en droit comme en réalité, sur les politiques qui s'appuient sur les "régulateurs de l'énergie" (en France la CRE) et les gestionnaires de réseau (en France RTE) pour leur expertise technique.

### **Conséquences de la nouvelle organisation européenne du secteur**

Cette nouvelle organisation a conduit dans de nombreux pays, dont la France, à une diminution préoccupante des marges de production. En effet, le marché de l'électricité européen porte exclusivement sur l'énergie (les kWh) et le niveau de prix atteint sur ce marché en cas de tension sur l'approvisionnement ne suffit pas à rémunérer les moyens "de secours", qui produisent peu. Les raisons en sont multiples, entre autres: découplage entre prix de gros, prix de détail et niveau instantané de la demande, plafonnement du marché, indispensables mesures de prudence par les gestionnaires du réseau qui prennent des mesures préventives avant l'écroulement du réseau et créent hors marché une réponse anticipée de la demande aux tensions sur l'approvisionnement... Cette conséquence du fonctionnement du marché de l'électricité européen est maintenant reconnue, y compris par les politiques les plus libéraux, qui mettent en place des solutions nationales (marché de capacité, autorisation administrative aux fermetures de centrales etc...). En France la diminution des marges est analysée et mise sous surveillance par RTE au travers de ses bilans prévisionnels, un marché de capacité est en cours de mise en place.

### **Comment se manifeste une dégradation de la sécurité d'approvisionnement?**

Si le risque de défaillance par déséquilibre production/consommation est faible/modéré, on n'observe pas, hors contexte exceptionnel, des défaillances faibles/modérées chaque année mais plutôt aucune défaillance la plupart du temps et des défaillances rares mais importantes pour les années où les aléas se combinent de manière défavorable. Ce point est repris et développé plus loin.

## **Sécurité d'approvisionnement électrique en France**

### **La situation de la France comparée aux autres pays européens**

Les paramètres critiques de la sécurité d'approvisionnement électrique dépendent des conditions climatiques mais aussi des choix énergétiques nationaux, par exemple :

- En Grèce et en Italie, périodes de canicule.
- En Espagne, vagues de froid (thermosensibilité due notamment aux moyens d'appoint) canicules (climatisation) et absence de vent (fort développement de l'éolien).
- En Allemagne, thermosensibilité très faible du fait de l'utilisation généralisée des combustibles fossiles pour le chauffage et de la faible utilité de la climatisation; par contre forte sensibilité aux aléas d'ensoleillement et de vent (cf. structure du parc de production).
- En Suisse vagues de froid (thermosensibilité due au chauffage électrique) mais aussi aléa sur la ressource hydraulique, composante majeure de la production Suisse.

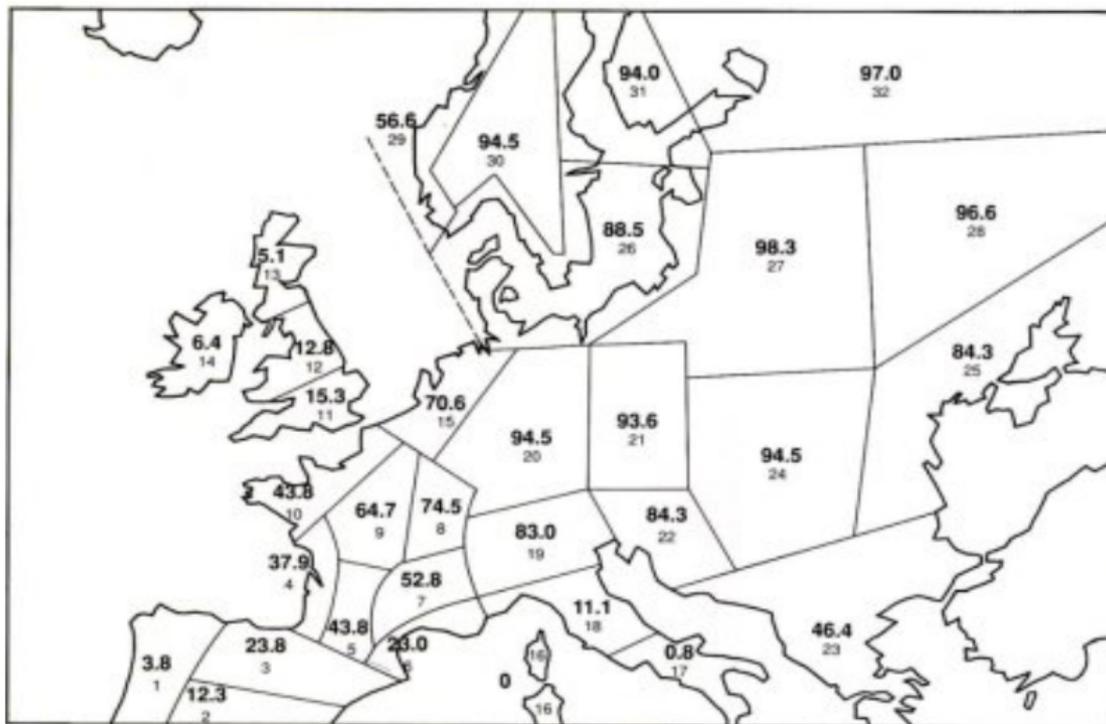
Du point de vue climatique, la France est moins exposée aux grandes vagues de froid que les pays du nord et de l'est de l'Europe, notamment dans sa partie méridionale et sur la façade atlantique, mais plus que la Grèce et surtout le Royaume-Uni, l'Espagne et l'Italie.

Cette exposition peut être visualisée sur une carte qui donne la répartition géographique de l'indicateur suivant:

- l'auteur de la carte a pris en considération 14 "événements froids" (ou vagues de froid) européens qu'il jugeait significatifs, définissant ainsi 14 périodes de référence représentant en cumulé 235 jours (froids en France mais pas forcément très froids partout en France)
- La carte est découpée en zones climatiques (par exemple 7 zones pour la France)
- pour chacune de ces zones, si N est le nombre de jours, sur l'ensemble des périodes de référence, où la température minimale TN est passée en dessous de -6°C, l'indicateur retenu est le pourcentage  $100 * N / 235$ .

Pourcentages du nombre de jours très froids dans les différentes zones climatiques sur un échantillonnage représentatif de vagues de froid européennes

Légende: **94,5** = pourcentage  
21 = indicatif de la zone



### Le réseau électrique comme moyen d'appoint en France

La sécurité d'approvisionnement des installations individuelles est insuffisante pour de nombreux utilisateurs, notamment en ce qui concerne le chauffage:

- pas de redondance (même si le taux d'aléa technique est en moyenne modéré, une défaillance de longue durée devient rapidement inacceptable),
- source primaire intermittente en ce qui concerne les éoliennes et le photovoltaïque,
- dimensionnement standard (à l'optimum économique) des moyens de chauffage coûteux à l'installation (chaudière haut rendement et/ou à granulés, PAC géothermique...) insuffisant en cas de vague de froid sévère,
- pour les installations anciennes, point de chauffage unique rendant impossible le maintien d'une ambiance "à vivre" dans les pièces périphériques par grand froid.

Le secours/appoint par le réseau électrique est donc fréquent, facilité par la rapidité et l'économie de mise en œuvre y compris pour le chauffage (4 convecteurs de 2 kW pour moins de 150€ en grande surface ) ce qui n'est pas sans incidence sur le dimensionnement des infrastructures centralisées de production/transport d'électricité: de 1981 à 2011, la thermosensibilité en GW/°C a augmenté de 70% alors que la consommation du chauffage électrique (hors moyens d'appoints) n'augmentait que de 20% (source CEREN).

**Conclusion:** le paramètre le plus critique actuellement en France est le paramètre vague de froid, compte-tenu du développement important du chauffage électrique (principal ou d'appoint) mais aussi du développement limité de la climatisation et des productions éolienne et photovoltaïque. La marge en cas de canicule est toutefois modérée; en effet EDF fait varier volontairement (calage au fil de l'année des arrêts programmés) la disponibilité du parc nucléaire autour de sa valeur moyenne, au bénéfice de la période d'hiver mais au détriment de la période d'été.

### **3.2 Caractérisation des vagues de froid, incidence sur la sécurité d'approvisionnement, incidence économique**

#### **Caractérisation des vagues de froid**

La caractérisation des vagues de froid est variable selon les organismes et l'utilisation qui en est faite.

Pour avoir une incidence notable sur la consommation d'électricité, une vague de froid doit toucher une part importante du territoire, il est donc préférable d'utiliser une température moyennée géographiquement à l'échelle du pays (température "France").

La consommation électrique n'est pas directement liée au minimum journalier de température car, d'une part le moment du maximum de consommation (vers 19h) ne coïncide pas avec l'heure habituelle du minimum de température (fin de la nuit) compte-tenu du profil de la consommation non thermosensible, d'autre part les effets de thermosensibilité électrique ont une certaine constante de temps. Cette constante de temps étant inférieure à une journée, l'indicateur le plus pertinent est donc en général la température moyenne journalière.

La durée de la vague de froid correspond de manière approximative au nombre de jours de gel consécutifs. Sa sévérité peut être caractérisée par le minimum sur cette durée des températures moyennes journalières "France". Les météorologistes utilisent également la notion d'intensité de la vague de froid qui peut prendre en compte d'autres paramètres que la température (par exemple le vent) et qui pour ce qui concerne la température prend plutôt la moyenne des températures journalières pendant la vague de froid que leur minimum.

#### **Incidence sur la sécurité d'approvisionnement électrique**

L'incidence de la durée de la vague de froid sur la sécurité d'approvisionnement électrique est complexe compte-tenu du caractère aléatoire de la consommation et de la disponibilité de la production:

- a) Plus la vague de froid dure, plus le risque que la disponibilité des moyens de production atteigne une valeur basse augmente (par simple effet statistique mais aussi parce que la vague de froid introduit de effets spécifiques, par exemple: gel de prise d'eau, difficultés de transport des combustibles notamment par voie fluviale, forte pointe gazière et sollicitation éventuelle des stockages, absence de vent sous l'anticyclone froid etc....).
- b) Plus la vague de froid dure, plus le risque que la part non thermosensible de la consommation atteigne une valeur élevée augmente (par simple effet statistique).
- c) Plus la vague de froid dure, plus le risque que des utilisateurs lassés de l'insuffisance de leur chauffage individuel s'équipent en moyens d'appoint augmente.

- d) Plus la vague de froid dure, plus la répétition des défaillances augmente la durée globale de défaillance (effet arithmétique).

Les effets a), b) et c) sont particulièrement importants pour les durées courtes (quelques jours) mais s'atténuent au delà, l'effet d) est proportionnel à la durée de la vague de froid.

L'impact économique des défaillances est en première approximation proportionnel à l'énergie non fournie, produit de la durée de défaillance par le déficit en puissance pendant les défaillances (intégrale du déficit de puissance).

La sévérité ou de l'intensité de la vague de froid sont des paramètres importants.

Dans le domaine des faibles défaillance, une baisse de température de l'ordre de 1°C peut faire passer d'une situation sans défaillance ressentie par les consommateurs à une situation de défaillance caractérisée (coupures d'électricité). Pour des défaillances avérées, une baisse de 1,25°C fait passer par exemple l'énergie non fournie de 50 à 150 GWh, ou de 200 GWh à un peu moins de 500 GWh. A titre de point de comparaison, le bilan prévisionnel RTE 2012 estimait l'énergie non fournie à 130 GWh en cas de répétition de la vague de froid de février 2012 en 2016

### **Incidence économique**

L'incidence économique d'une vague de froid (perte pour la collectivité) peut être obtenue en multipliant l'énergie non fournie en GWh par 26 M€ (enquête réalisée par le CEREN sous la responsabilité de RTE, en application du guide de bonnes pratiques édité par le Conseil des régulateurs européens (CEER); le résultat est dans la fourchette haute des pays développés, cohérent avec la pénétration de l'électricité dans le paysage énergétique français et notamment le secteur du transport). Pour le cas hypothétique cité ci-dessus (répétition de la vague de froid 2012 en 2016, vue de 2012) le coût pour la collectivité serait de l'ordre de 3300 millions d'euros.

**A RETENIR:** une aggravation de 1 à 2°C a une incidence considérable sur les conséquences d'une vague de froid.

## ***3.3 Sécurité d'approvisionnement électrique en France: l'alerte de 2012***

### **Les critères probabilistes de sécurité d'approvisionnement avant 2012**

Dans les bilans prévisionnels antérieurs à 2006, RTE indique qu'il utilise en parallèle deux critères de défaillance: pas plus d'une défaillance tous les dix ans et durée moyenne de défaillance n'excédant pas 3h. Ces critères sont réputés équivalents, ce qui signifie qu'une durée moyenne de défaillance de 3h correspond "en moyenne" à 30h de défaillance tous les 10 ans et aucune défaillance pour les années intermédiaires. Ils résultent d'un arbitrage entre le coût de défaillance supporté par la collectivité et le coût de mise en œuvre de nouveaux moyens de production visant à réduire l'importance des défaillances. Pour évaluer le risque de vagues de froid, RTE utilise un référentiel de scénarios climatiques qui lui est propre.

Avant 2006, ces critères paraissaient un peu théoriques compte-tenu de la marge importante entre capacité disponible du parc de production et niveau de la demande en France. Le mécanisme de réduction des marges de production décrit ci-avant, la perspective de défaillances à terme de quelques années et la prise de conscience du rôle des politiques dans la sécurité d'approvisionnement ont conduit en 2006 à la fixation par décret du critère probabiliste de sécurité d'approvisionnement électrique, à prendre en compte dans les bilans prévisionnels RTE (décret 2006/1170 toujours en vigueur).

Les dispositions concernées du décret sont les suivantes:

*"Le bilan prévisionnel pluriannuel établi par le gestionnaire du réseau public de transport a pour objet d'identifier les risques de déséquilibre entre les besoins de la France métropolitaine*

*continentale et l'électricité disponible pour les satisfaire et, notamment, les besoins en puissance permettant de maintenir en dessous d'un seuil défini le risque de défaillance lié à une rupture de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.*

...

*L'étude approfondie relative à l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité des cinq premières années suivant la date à laquelle le bilan prévisionnel est rendu public caractérise le risque de défaillance. Elle précise, notamment, la durée moyenne de défaillance, sa traduction en fréquence de défaillance, la puissance moyenne de défaillance et l'énergie moyenne de défaillance.*

*Cette étude détaille les circonstances dans lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé, en analysant les scénarios dans lesquels une défaillance est constatée. Elle est mise à jour annuellement par le gestionnaire du réseau public de transport, qui s'appuie sur les perspectives d'évolution les plus probables de l'offre et des échanges d'électricité avec les réseaux étrangers.*

...

*L'analyse des besoins d'investissements en moyens de production d'électricité nécessaires à la sécurité d'approvisionnement électrique de la France métropolitaine continentale prend en compte les évolutions de la consommation d'électricité, de l'offre de production et des échanges d'électricité avec les réseaux européens.*

...

*En matière d'échanges avec les réseaux étrangers, le bilan prévisionnel pluriannuel retient comme hypothèse centrale l'annulation du solde exportateur d'électricité à la pointe de consommation. Des variantes peuvent être étudiées par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité à son initiative ou à la demande du ministre chargé de l'énergie.*

...

*Les premiers bilans prévisionnels élaborés par les gestionnaires de réseaux conformément aux dispositions du présent décret sont publiés avant le 30 juin 2007. A défaut d'une publication avant le 1er février 2007 de l'arrêté mentionné à l'article 2 du présent décret (NB: cet arrêté n'a jamais été publié), le bilan prévisionnel pluriannuel prévu à l'article 1er du présent décret et publié en 2007 se fonde sur le seuil de défaillance retenu dans les bilans prévisionnels précédents, soit une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité."*

*La phrase du décret "En matière d'échanges avec les réseaux étrangers, le bilan prévisionnel pluriannuel retient comme hypothèse centrale l'annulation du solde exportateur d'électricité à la pointe de consommation" se traduit dans les bilans prévisionnels RTE 2007 jusqu'en 2009/2010 par: "il semble raisonnablement prudent de considérer, pour les 3 à 5 ans qui viennent, qu'en hiver, et en moyenne sur l'ensemble des situations où les marges d'exploitation en France sont très faibles, le solde d'échanges puisse s'annuler...A plus long terme, les incertitudes pesant sur les évolutions des parcs de production des différents pays conduisent à retenir en hypothèse prudente un solde en moyenne nul".*

En 2011, le bilan prévisionnel indique des changements majeurs dans les méthodes de calcul:

- prise en compte en hypothèse centrale d'un secours par les pays frontaliers, au lieu de l'annulation du solde des échanges,
- utilisation d'un nouveau référentiel météorologique, fourni par Météo-France.

## **Prévisions RTE: aucune alerte avant la vague de froid de février 2012**

Alors qu'en principe le bilan prévisionnel "détaille les circonstances dans lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé, en analysant les scénarios dans lesquels une défaillance est constatée" et que le risque majeur pour la sécurité d'approvisionnement est le risque de vague de froid, les bilans publiés ne comportent pas, sauf exception, d'analyse en cas de vague de froid au delà de la pointe dite "décennale", pour laquelle la seule analyse est une comparaison avec la puissance correspondant à la disponibilité moyenne du parc.

Lorsqu'en février 2012, le public a été averti que la France était passé au bord de la rupture d'approvisionnement électrique et n'avait dû son salut qu'à plus de 9 GW d'importation, la surprise a été générale car le bilan prévisionnel 2011 indiquait le respect du critère d'adéquation jusqu'en 2013 avec une importation n'excédant pas 0,1 GW.

## **Analyse de RTE après la vague de froid: au bord de la défaillance, situation normale**

L'analyse de la situation par RTE ("La vague de froid de février 2012") est que *"La pointe de l'hiver 2011-2012 est supérieure aux hypothèses du Bilan Prévisionnel et atteint le niveau de consommation attendu à partir de l'hiver 2013-2014. Cela s'explique par l'ampleur de cette vague de froid qui dépasse celle de la vague de froid « décennale » retenue comme hypothèse de référence pour l'analyse de l'équilibre entre l'offre et la demande dans le cadre du Bilan Prévisionnel."* Cette affirmation conduit à s'interroger sur la vague de froid "décennale" prise en compte par RTE puisque le même document écrit *"Cette vague de froid se situe parmi les trois plus sévères des trente dernières années"* ce qui en première approximation correspond assez bien à ce qu'on peut appeler vague de froid "décennale".

Le bilan prévisionnel RTE 2012 indique pour sa part:

*"Lors de la vague de froid de février 2012, la France a connu une pointe de consommation à 102,1 GW et n'a pu assurer l'équilibre entre l'offre et la demande qu'en raison d'une bonne disponibilité du parc de production et grâce à la contribution des importations d'électricité en provenance des pays voisins. Cette dernière s'est élevée, avec plus de 9 GW, à une valeur jamais atteinte jusqu'à présent, proche des limites physiques du réseau d'interconnexion.*

...

*Il convient d'insister sur le fait que le respect du critère de défaillance ne signifie pas une absence totale de risque de défaillance (et donc de délestages), mais simplement que ce risque est contenu dans la limite définie par les pouvoirs publics, de trois heures en espérance par an.*

*La vague de froid de février 2012 est l'illustration d'un événement climatique exceptionnel d'une durée et d'une ampleur inédites depuis plus de vingt ans. À cet égard, un parc de production dimensionné pour le strict respect du critère de défaillance (3 h par an en espérance) ne permettrait pas de garantir la couverture de la pointe de consommation que l'on observerait aux conditions climatiques équivalentes à celles de l'hiver 2011-2012.*

*S'il a été néanmoins possible de continuer à préserver l'équilibre entre l'offre et la demande lors de cette période, c'est parce que, compte tenu des possibilités d'importations et de son parc de production, la France disposait de marges supplémentaires par rapport au critère des trois heures de défaillance. La totalité des moyens de production disponibles en France ont été sollicités, de même que les imports d'électricité qui se sont élevés à leur plus haut niveau historique. Ainsi, dans une situation respectant le critère de défaillance, de profonds et longs délestages de consommation pourraient être rendus nécessaires pour maintenir l'équilibre offre-demande, dans l'éventualité d'aléas défavorables, et en particulier de vagues de froid sévères (comme, par exemple, celles de*

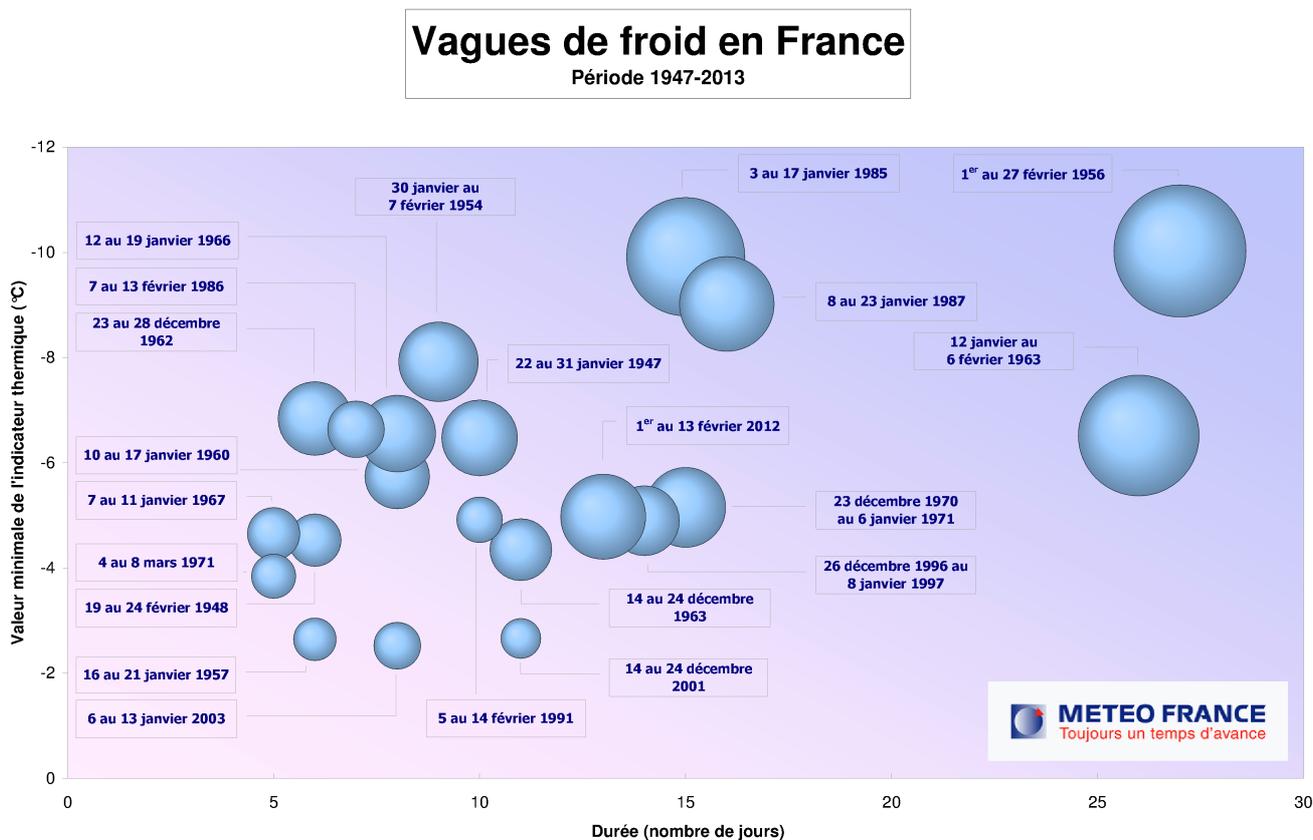
janvier 1985, janvier 1987 ou février 2012)."

### Vague de froid de février 2012: précisions et commentaires

Toutes les qualifications de vague de froid "sévère" ou "exceptionnelle" par RTE étant purement qualitatives, il est nécessaire pour avoir une vue plus précise des conditions météorologiques 2012 de se référer à Météo-France, qui a établi en 2012, suite à la vague de froid de février, le graphique ci-après. Ce graphique permet de quantifier de manière approximative les vagues de froid sur la période 1947-2012.

- Comme indiqué au § "Caractérisation des vagues de froid, incidence sur la sécurité d'approvisionnement, incidence économique" le paramètre température ou intensité est d'un poids considérable
- Il y a eu en 65 ans 13 vagues de froid où la température est descendue au moins aussi bas qu'en 2012, 10 vagues de froid d'intensité équivalente ou supérieure et parmi celles-ci 5 de durée supérieure.
- Sur la période considérée, seules trois sont d'intensité exceptionnelle, au sens de la classification Météo-France (1956, 1963 et 1985).

Le qualificatif "exceptionnel" accolé systématiquement par RTE à la vague de froid 2012 est donc un abus de langage et l'assimilation entre vague de froid de février 2012 et vague de froid décennale est justifiée, ce qui confirme d'ailleurs le constat "à chaud" de RTE ("*parmi les trois plus sévères des trente dernières années*").



La surface des sphères symbolise l'intensité globale des vagues de froid, les sphères les plus grandes correspondant aux vagues de froid les plus sévères

### **3.4 L'analyse probabiliste par RTE dans sa forme actuelle - vue d'ensemble**

#### **Le critère de défaillance**

Ce critère est toujours la limitation à 3h de la durée moyenne de défaillance par défaut de production, conformément à la valeur provisoire du décret de 2006. Il autorise une dégradation significative de la sécurité d'approvisionnement par rapport à la situation actuelle. En effet une durée de défaillance de 3h par défaut de production (en moyenne annuelle) représente déjà 3 fois la durée moyenne annuelle de coupure en France (qui résulte des incidents réseau). Pour les usagers concernés par le défaut de production (dont le nombre n'est pas plafonné par le décret) la dégradation du service est dans un facteur 1 à 4.

Ce critère de défaillance est basé en principe sur une analyse économique. Le bilan prévisionnel RTE 2014 indique: *"Faute de pouvoir garantir avec une certitude absolue la satisfaction de la demande, le risque de défaillance doit être maintenu à un niveau socialement et économiquement acceptable. Celui-ci résulte d'un arbitrage politique entre, d'une part, les avantages que retirent les consommateurs du fait de défaillances moindres et, d'autre part, le coût des moyens supplémentaires d'offre de production et d'effacement de consommation qu'il faut développer pour maîtriser le risque."*

Il est étonnant que le critère n'ait pas évolué depuis sa valeur provisoire de 2006, car le coût de défaillance comme le coût des "moyens à développer pour maîtriser le risque" ont fortement évolué:

- Le coût de défaillance implicitement pris en compte jusqu'en 2011 était de 15-20 €/kWh, alors que le coût évalué par RTE en 2012 est de 26 €/kWh, soit une majoration de 50%.
- Le coût des "moyens à développer pour maîtriser le risque" était calculé à partir du coût complet de production de TAC à construire. Depuis 2013, la multiplication de nouveaux moyens de production subventionnés (éolien, photovoltaïque, biomasse...) conduit à une réduction de la production des centrales thermiques classiques, dont l'exploitation devient déficitaires et qui ferment à un rythme soutenu. Le coût de la maîtrise du risque de défaillance est donc la compensation du déficit d'exploitation de centrales thermiques existantes et amorties, bien inférieur au coût complet de production de TAC à construire.

La valeur du critère sur la durée moyenne de défaillance devrait donc subir, par simple logique économique, une nette révision à la baisse; les pouvoirs Publics n'ont cependant pas pris d'Arrêté en ce sens, alors que le décret leur en attribue la responsabilité.

#### **Le principe des études probabilistes RTE**

Les informations communiquées par RTE de 2011 à 2013 étaient:

- que RTE dispose de scénarios météorologiques établis par Météo-France,
- que RTE dispose de scénarios de disponibilité du parc de production,
- que ces scénarios sont combinés et que RTE calcule la durée annuelle moyenne ("espérance") de défaillance pour ces combinaisons de scénarios.

En 2014, RTE a apporté les précisions suivantes sur les scénarios météorologiques utilisés: *"RTE a travaillé conjointement avec les experts de Météo-France qui ont établi un référentiel climatique qui recense 100 scénarios issus d'un modèle développé par le centre de recherches de Météo-France....Les données doivent représenter les situations climatiques contraignantes pour le réseau électrique, en particulier les vagues de froid ou de chaleur ; c'est pourquoi RTE a recours à un grand nombre de simulations, couvrant un large champ d'événements météorologiques possibles."*

A partir de 2014, RTE a également inclus aux bilans prévisionnels deux graphiques où figurent les scénarios météorologiques pris en compte et des éléments historiques sur la disponibilité du parc nucléaire, qui permettent d'analyser plus finement le calcul probabiliste de RTE (cette analyse figure au chapitre suivant 3.5).

### **Importance et représentativité des scénarios météorologiques**

Dans l'état actuel de développement des moyens aléatoires/intermittents en France et pour une journée donnée d'hiver, l'aléa climatologique est 4 à 5 fois plus important que l'aléa sur la disponibilité du parc de production.

L'utilisation de scénarios météorologiques représentatifs des "*situations climatiques contraignantes pour le réseau électrique, en particulier les vagues de froid ou de chaleur*" est donc critique pour un calcul exact de la durée moyenne de défaillance.

Comme expliqué ci-avant (§ 3.2) la sévérité d'un scénario au regard de la sécurité d'approvisionnement dépend au premier chef du minimum de température moyenne journalière atteinte et de la durée pendant laquelle ce minimum a été approché.

Une durée moyenne de défaillance de 3h par an correspond "en moyenne", d'après le bilan prévisionnel RTE 2003, à une défaillance une année sur 10. Hors aléas production et effet indirect de la durée des vagues de froid, le calcul de cette durée moyenne ne nécessiterait donc, parmi les 100 scénarios RTE, que les 10 scénarios les plus sévères (ou pour chaque journée d'hiver les 10 températures les plus défavorables si les scénarios ne sont pas classables en sévérité). En prenant en compte les aléas production et autres correctifs, on peut considérer que le calcul d'une durée de défaillance moyenne de 3h/an:

- requiert que les 10 scénarios les plus critiques soient parfaitement représentatifs en terme de minimum de la température moyenne journalière et de durée pendant laquelle ce minimum a été approché,
- sera d'autant plus exact que les 10 ou 20 scénarios suivants en criticité décroissante sont modélisés de manière représentative,
- ne dépend pas des scénarios d'hiver doux sans vague de froid.

Pour détecter l'apparition des défaillances lorsqu'on réduit la capacité de production, le nombre de scénarios critiques se réduit à 2 ou 3; pour calculer une durée moyenne de défaillance plus proche des réalités économiques actuelles que 3h, le nombre de scénarios nécessaires est inférieur à celui requis pour calculer une durée moyenne de 3h.

### **Un nouveau paysage de la sécurité d'approvisionnement**

Comme indiqué plus haut, la durée moyenne de défaillance augmente au fil du temps. Les causes de cette augmentation (fonctionnement du marché de l'électricité) devraient être corrigées en France par la mise en œuvre d'un marché de capacité à partir de 2017. Cependant ce marché de capacité est conçu pour stabiliser la marge production/consommation au niveau calculé par RTE, pas pour la faire revenir à son niveau antérieur.

Au vu des premières indications disponibles, la "température extrême" utilisée pour déterminer le niveau de l'obligation de capacité correspond à une température moyenne journalière de -3°C. La capacité de production et d'effacement qui sera rémunérée correspondrait à un niveau de demande (à couvrir par les interconnexions et par le parc de production et d'effacements) inférieur de plus de 4 GW à l'estimation de consommation en pointe "une chance sur 10" de RTE. La capacité de production France qui sera rémunérée par le marché de capacité serait 9 GW inférieure (environ) à la puissance assurée par le parc de production France lors de la pointe de février 2012.

Même à supposer que par ajustements successifs le marché de capacité parvienne à réguler la durée moyenne de défaillance à 3h/an, il s'agirait d'une situation nouvelle au regard de la situation antérieure où ce risque n'était atteint en pratique qu'occasionnellement et où les délestages par défaut global de production étaient exceptionnels. En effet, la conception du marché de capacité garanti, dans la mesure où les moyens de production de pointe non rémunérés disparaîtront rapidement et à supposer les calculs probabilistes RTE exacts, qu'on aura effectivement une défaillance par défaut de production d'une trentaine d'heures tous les 10 ans en moyenne et une défaillance bien supérieure en cas de répétition d'une vague de froid équivalente à celle de février 2012.

Cette situation de tension chronique pourrait-elle avoir une incidence sur le risque de black-out? Les gestionnaires de réseau ont en général confiance dans leurs capacités à gérer les crises et répondent par la négative, le bon sens populaire répond qu'à force de tirer sur la corde elle finit toujours par casser.

Dans le présent dossier le risque de black-out n'est pas pris en compte et les "coûts de défaillance" annoncés sont pertinents dans le cas d'une gestion ordonnée des coupures, pas dans le cas de black-out beaucoup plus pénalisant.

### ***3.5 L'analyse probabiliste par RTE; scénarios météorologiques et disponibilité du parc nucléaire***

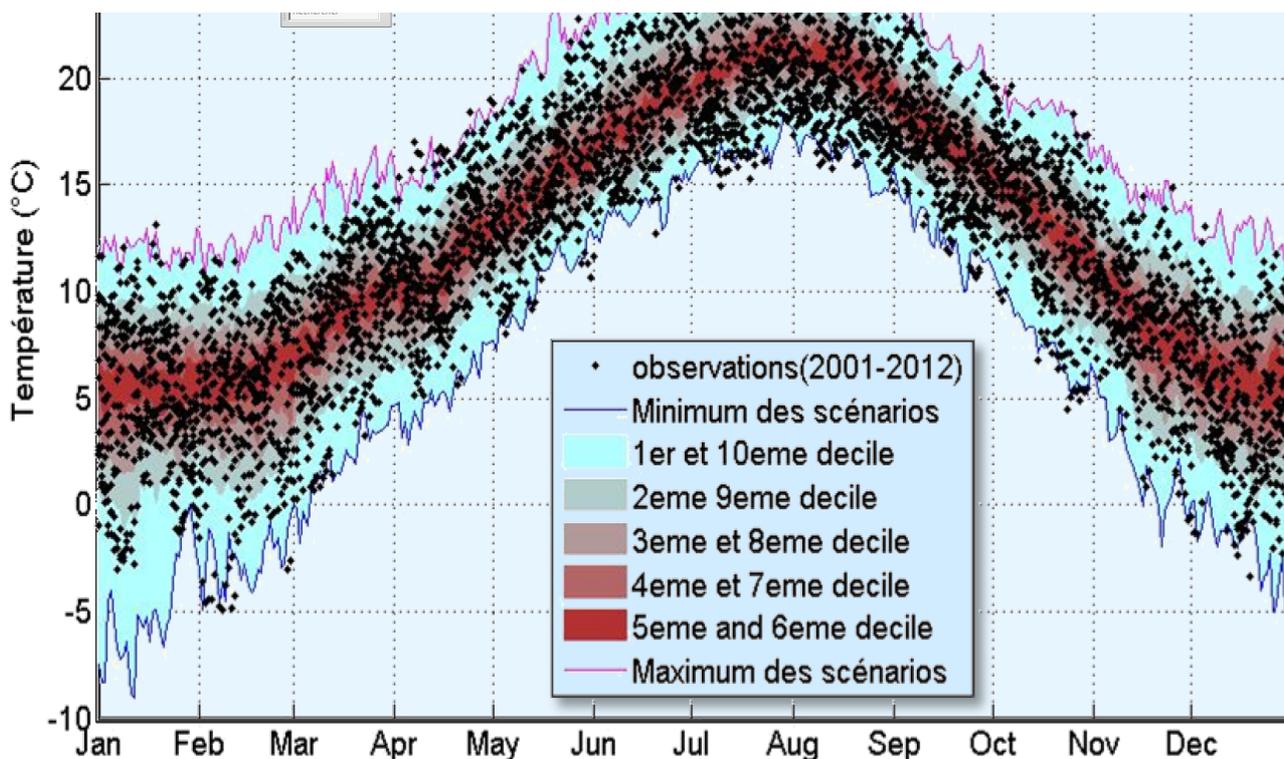
#### **Présentation et analyse des scénarios RTE**

##### **Les hypothèses météorologique de RTE**

Le graphique des températures journalières figurant dans les bilans prévisionnels RTE 2014 et 2015 est reproduit ci-après (dans une version "colloque" un peu plus lisible que celle incluse dans les bilans prévisionnels et zoomé sur sa partie hiver).

La légende de ce graphique nous indique qu'en ce qui concerne les vagues de froid:

- le trait bleu inférieur correspond à l'enveloppe inférieure des 100 scénarios utilisés; un point figuratif en dessous de ce trait bleu n'apparaît jamais dans les simulations RTE car il a une probabilité inférieure à 1% d'être atteint. Le trait bleu correspond donc au froid extrême centennal.
- La zone "bleu-vert pâle" inférieure "premier décile" (assez difficile à distinguer de la zone "gris pâle") correspond pour la période d'hiver aux dix scénarios les plus 'froids" des 100 utilisés.
- la vague de froid "décennale" se situerait donc à peu près sur la limite entre les zones "bleu-vert pâle" inférieure et "gris pâle" inférieure (limite premier et deuxième décile). Le minimum hivernal de cette limite premier/deuxième décile (peu lisible) se situe aux environs de -2,5°C, proche de la "température extrême" du marché de capacité.



### Commentaires sur les hypothèses RTE

La vague de froid de février 2012 correspond aux points noirs entre le 1 et le 12 février près de la ligne "-5°C". On comprend mieux l'hyperbole de RTE sur cette vague de froid puisque les points correspondants se situent 2°C en dessous du minimum hivernal de la limite "décennale" et même au dessous du minimum "centennal" pour la période correspondante. Pourtant l'analyse des vagues de froid du chapitre "Sécurité d'approvisionnement électrique en France: l'alerte de 2012" montre que cette vague de froid est plus proche d'un phénomène décennal que centennal.

L'examen plus détaillé du graphique conduit aux conclusions suivantes:

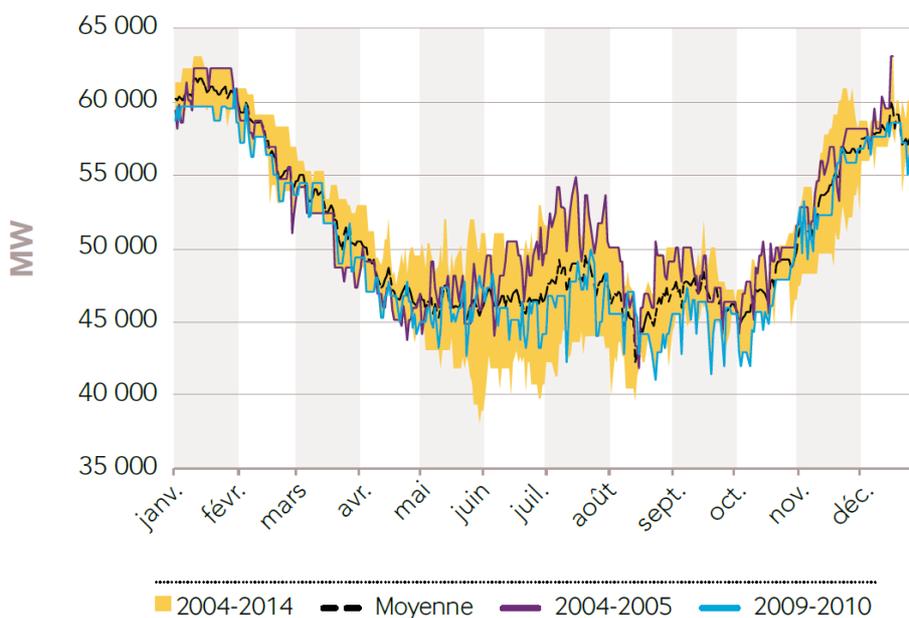
- Le jeu de scénarios semble bâti sur la base des années 1987-2007. Les deux points froids de janvier correspondent à 1987 et 1997 mais 1985 (plus pénalisant que les deux années en question) n'apparaît pas.
- La représentativité des scénarios pour février et décembre est douteuse, comme le montrent les nombreuses observations, en seulement 12 ans, proches voire plus pénalisantes que le scénario centennal pour les mois considérés.

Ce constat introduit un doute sur la validité des bilans prévisionnels RTE pour deux raisons:

- les vagues de froid exceptionnelles arrivent plus souvent en février qu'en janvier, même si janvier est en moyenne plus froid que février (cf. plus loin),
- la disponibilité du parc est plus faible et plus aléatoire en février et décembre qu'en janvier.

Ce dernier phénomène résulte de la gestion du parc nucléaire évoquée au chapitre "Généralités sur la sécurité d'approvisionnement énergétique et la sécurité d'approvisionnement électrique" ci-avant et qui conduit au graphique suivant de disponibilité sur l'année du parc nucléaire (Bilan prévisionnel RTE 2015).

## Historiques de disponibilité journalière du parc nucléaire sur la période 2004-2014



La puissance disponible est à peu près stable sur tous le mois de janvier mais diminue rapidement au fur et à mesure qu'on s'éloigne de janvier. Les écarts en GW par rapport à la puissance disponible en janvier peuvent être convertis en écarts sur la température extérieure (arrondis au degré le plus proche) avec la thermosensibilité à la pointe d'hiver de la consommation française 2,4 GW/°C (référence Bilan prévisionnel RTE 2015).

Période->	février décade 1	février décade 2	février décade 3	décembre décade 1	décembre décade 2	décembre décade 3
<b>Écart de puissance (GW) % janvier</b>	-2 à -3,5 GW	-4 à -6,5 GW	-5 à -8,5 GW	-3 à -3,5 GW	0 à -5,5 GW	-2 à -4,5 GW
<b>Écart de température équivalent (°C)</b>	+1°C	+2 à 3°C	+2 à 4 °C	+1°C	+0 à 2°C	+1 à 2°C

La deuxième ligne du tableau ci-dessus s'utilise de la manière suivante: un froid de -9°C en janvier fait courir le même risque pour la sécurité d'approvisionnement qu'un froid de (-9+1=) -8°C les dix premiers jours de février, -6 à -7°C les dix jours suivants, -5 à -7°C les dix jours suivants etc...

### La vision Météo-France sur les scénarios fournis à RTE

Météo-France explique dans ses études sur les précipitations exceptionnelles et les crues catastrophiques que la méthode employée pour estimer le temps de retour des événements rares est une extrapolation sur la base d'observations en quantité limitée mais précises, par application de la théorie des valeurs extrêmes. Les observations récentes seraient en effet les seules à offrir une garantie de fiabilité et précision acceptable.

Les scénarios pour RTE, basés sur l'observation de la période 1987-2007, quantifient-ils pour autant de manière robuste le temps de retour des vagues de froid "sévères" ou "exceptionnelles" et quelle est la valeur prédictive de ces scénarios?

De l'avis des statisticiens, la loi des valeurs extrêmes est la moins mauvaise des solutions lorsqu'on ne peut pas faire autrement mais sa robustesse est à l'occasion mise en doute (cf. par exemple article de Nicolas Bouleau en référence). La crise financière de 2008 a également contribué à une mise en perspective de ces méthodes, dont les organismes financiers faisaient une utilisation immodérée pour l'évaluation des risques liés à leur activité. Les vagues de froid comme les crises financières apparaissent dans des systèmes dits "chaotiques", à cause des interactions/rétroactions de N sous-systèmes (dans le cas de la finance les opérateurs financiers, dans le cas de la météorologie les masses atmosphériques et océaniques). La validité du modèle de maillon faible sous-tendu par la théorie des valeurs extrêmes y est donc moins claire que par exemple en résistance des matériaux.

Météo-France présente le référentiel élaboré pour RTE de manière prudente: "*Les scénarios à climat constant sont une réponse de Météo-France, au besoin des partenaires, notamment du domaine de l'énergie (RTE), de disposer, de longues séries de données représentatives du climat actuel ou non, pour plusieurs paramètres d'intérêt, devant les problèmes soulevés par les observations et leur limites. Les objectifs sont multiples mais s'attachent à simuler des situations météorologiques qui pourraient arriver dans le climat actuel mais non forcément observées jusqu'à maintenant. Ces scénarios représentent un ensemble de réalisations possibles de 100 ou 200 ans sous un même climat ; ce ne sont ni des réanalyses, ni des prévisions*" (Conseil Supérieur de la météorologie 13/11/2014).

## **Conclusion sur les scénarios météorologiques RTE**

La question du temps de retour de vagues de froid fortes comme février 2012 à exceptionnelles comme 1956, 1963 ou 1985 est critique pour l'estimation de la durée moyenne de défaillance annuelle. Un calcul d'ordre de grandeur sur une période de 20 ans montre qu'à partir d'une défaillance moyenne de 3h hors vagues de froid fortes à exceptionnelles, l'inclusion de deux vagues de froid type février 2012 conduit à un doublement de la durée moyenne de défaillance, l'inclusion d'une vague de froid exceptionnelle (telle qu'on en a connu 3 en 65 ans) à un nouveau doublement de cette durée moyenne de défaillance.

Le recouplement du résultat de méthodes d'extrapolation mathématiquement sophistiquées avec des observations plus nombreuses mais le cas échéant imprécises, n'a pas d'utilité tant que la divergence entre résultats d'observation et extrapolation n'excède pas significativement les incertitudes sur ces observations. Le seul moyen d'évaluer cette utilité est donc de réaliser ce recouplement. Compte-tenu des doutes sur les scénarios RTE (notamment au vu de ce qui s'est passé en février 2012) et du caractère critique de l'hypothèse météorologique, ce recouplement fait l'objet du chapitre ci-après.

## **3.6 Retour d'expérience du siècle écoulé sur les vagues de froid**

### **Difficultés et incertitudes du retour d'expérience**

L'analyse des vagues de froid passées a été réalisée à partir de relevés bruts de température disponibles en ligne, dont l'emploi nécessite un certain nombre de traitements et précautions pour les raisons suivantes:

- La température significative est la température moyenne journalière France; il est donc nécessaire de moyenner géographiquement les températures moyennes journalières relevées en divers points du territoire.
- Il est souhaitable d'examiner si la France a connu des évolutions climatiques "lourdes" (par opposition aux fluctuations aléatoires de la météo) qui obligeraient à corriger les résultats relevés bruts anciens avant de les comparer aux scénarios Météo-France, relatifs à la période actuelle (correction climatique).

- Il est également souhaitable de vérifier si les relevés bruts doivent être corrigés pour tenir compte de l'évolution de l'environnement de la station météo concernée, notamment en cas d'urbanisation qui a tendance à augmenter localement la température ambiante (correction d'environnement).

Chacun de ces traitements ou corrections introduit une incertitude, évaluée ci-après.

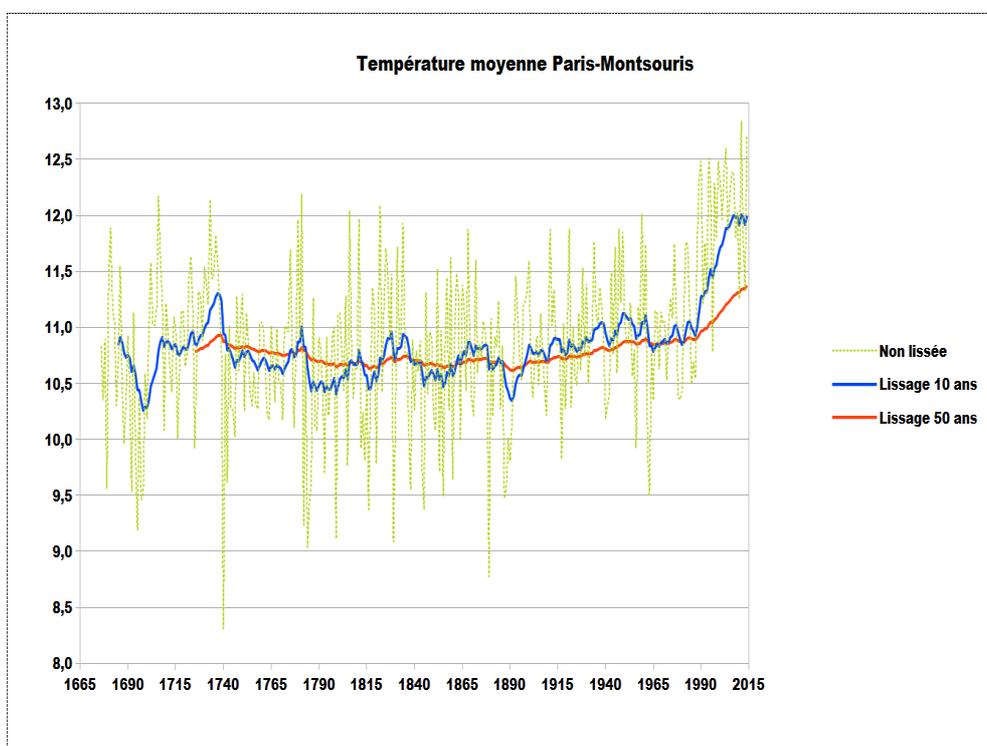
### **Calcul de la température "France"**

Pour évaluer la température moyenne en France, Météo-France utilise les résultats de 32 stations météo ("Au delà des lignes" 29/9/2014). Il n'y a pas en France 32 stations météo fiables, disponibles en ligne et dont les relevés journaliers systématiques remontent à un siècle; toutefois on peut constituer un panier de 7 stations officielles (Abbeville, Paris, Nantes, Strasbourg, Lyon, Toulouse et Marseille) et rechercher une pondération qui rapproche leur moyenne pondérée des relevés de température moyenne journalière France figurant dans le document "La vague de froid de février 2012" pour les trois principales vagues de froid (1985, 1987 et 2012). Ce choix de stations permet de remonter jusqu'aux années 20 et la pondération permet de recouper les résultats pendant les vagues de froid de 1985, 1987 et 2012 à moins d'un degré près.

### **Correction climatique**

On constate sur les relevés de température des variations à différentes échelles de temps, le choix de l'échelle permettant le cas échéant de faire apparaître des cycles ou des corrélations plus ou moins crédibles. Les variations aux échelles de temps longues sont baptisées "climatiques". La seule variation climatique sur laquelle il existe une extrapolation au futur relativement consensuelle est le "réchauffement climatique" issu des études du GIEC.

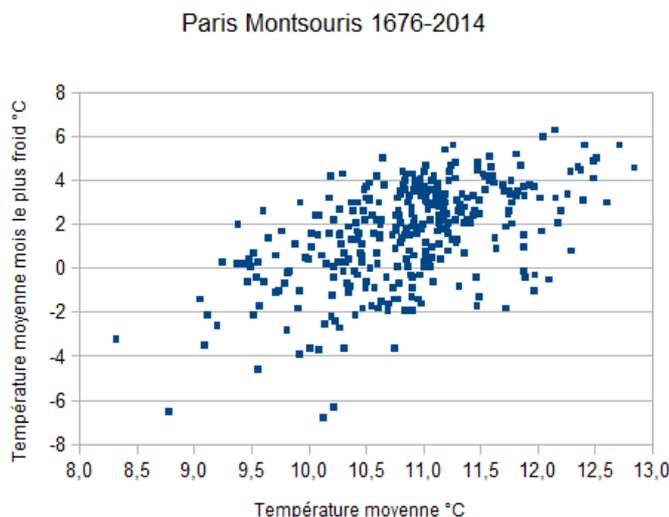
Pour illustrer ce rôle des différentes échelles de temps, le graphique ci-après montre pour la station la plus ancienne de France (Paris-Montsouris) l'évolution de la température annuelle moyenne non lissée ou lissée à deux échelles de temps différentes (10 ans et 50 ans) en relevés corrigés (correction d'environnement).



La courbe rouge (lissage 50 ans) est très proche de la courbe SPM.1.a (réchauffement de la planète) du GIEC et peut donc raisonnablement être prise en compte comme tendance climatique lourde. Les fluctuations autour de cette tendance sont considérées comme fluctuations aléatoires de la météo.

Doit-on pour autant corriger les températures des vagues de froid antérieures à 1990 de 0,5..0,6°C comme le suggère cette tendance lourde?

La réponse n'est pas si évidente qu'il n'y parait. La corrélation entre température moyenne annuelle et température moyenne du mois le plus froid est par exemple très approximative (cf. graphique ci-après).



A température moyenne annuelle donnée, la température moyenne du mois le plus froid varie d'environ +/- 4°C; le coefficient de corrélation  $R^2$  vaut environ 0,3 (coefficient correspondant à une corrélation très faible en sciences exactes et faible en sciences humaines).

La corrélation entre température moyenne annuelle et vague de froid est pour sa part encore plus difficile à établir et quantifier.

Pour le futur, les climatologues sont prudents sur les effets locaux et les météorologistes sont prudents sur les fluctuations autour de la moyenne. Au final, le terme associé le plus fréquemment à l'incidence du réchauffement climatique sur les vagues de froid en France est "peut-être". Certains prévisionnistes associent même le réchauffement climatique à une aggravation des vagues de froid sur l'Europe, liée à la fonte des glaces arctiques...

En conclusion, il faut "peut-être" corriger les températures relevées lors des vagues de froid antérieures aux années 90 de + 0,5,,0,6 °C pour avoir une idée des vagues de froid à venir dans la prochaine décennie.

### **Correction d'environnement**

La modification d'environnement des stations météorologiques, dont les premières ont été installées pour les grandes agglomérations, introduit une correction des données brutes de sens contraire à celle due au réchauffement climatique. En effet l'urbanisation introduit une hausse locale de température qui biaise le résultat, diminuant en apparence la sévérité des vagues de froid récentes par rapport aux vagues de froid pré-urbanisation alors qu'il s'agit d'un phénomène local non représentatif de la température moyenne France. Pour l'exemple de Paris-Montsouris, la température mesurée en janvier-février pour une même température "réelle" a augmenté d'environ 0,6°C entre la décennie 1926-1936 et la période 1981-2007.

## Conclusion d'ensemble

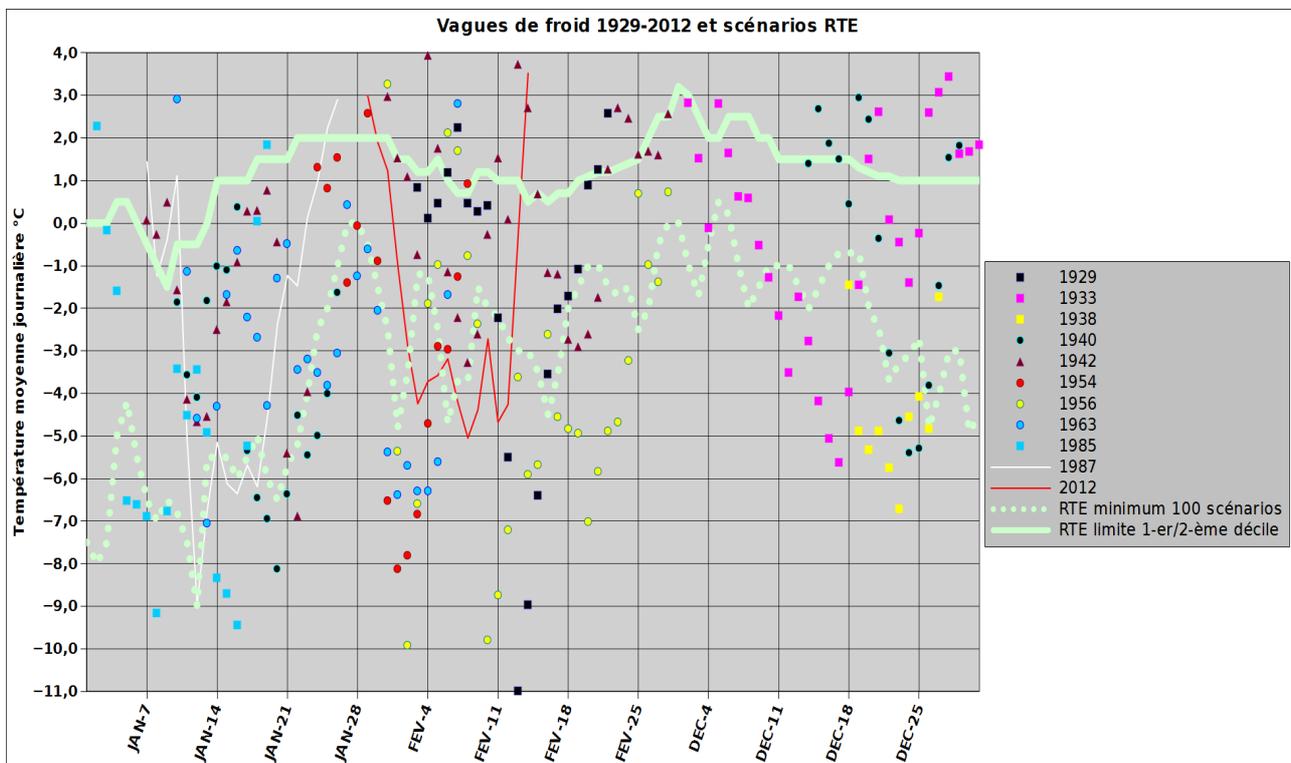
Les relevés des stations météo utilisées (Abbeville, Paris, Nantes, Strasbourg, Lyon, Toulouse et Marseille) n'ont fait l'objet ni de correction climatique, ni de correction d'environnement, car ces corrections sont faibles, aléatoires et de sens contraire. L'utilisation d'un nombre réduit de stations introduit une incertitude sur les températures pendant les vagues de froid, inférieure à 1°C pour les trois recouvrements effectués, soit une incertitude totale aux alentours de 1°C.

Ceci signifie que lorsqu'on compare des températures moyennes journalières France pendant les vagues de froid du siècle écoulé avec les scénarios RTE/Météo-France, des écarts de 2°C ou plus sont significatifs.

## Résultat du retour d'expérience

Ce résultat est résumé dans le graphique ci-après:

- Ce graphique porte sur les trois mois janvier, février et décembre (de gauche à droite)
- La courbe continue en vert clair gras est la limite premier/deuxième décile dans les scénarios RTE (relevée sur le graphe du bilan prévisionnel 2015).
- La courbe pointillée en vert clair pâle est l'enveloppe inférieure des cents scénarios utilisés par RTE (relevée sur le graphe du bilan prévisionnel 2015, elle correspond dans les simulations RTE au froid extrême centennal).
- Les points isolés correspondent aux températures journalières atteintes pendant les vagues de froid des 9 années les plus défavorables depuis les années 20 jusqu'en 1985.
- La courbe continue blanche correspond à la vague de froid 1987 (qui correspond à l'extremum froid de la limite centennale RTE)
- La courbe continue rouge est (pour information) la simulation de la vague de froid de février 2012 (à l'origine des interrogations sur les scénarios RTE).



## Conclusion: des hypothèses RTE non conservatives au regard du retour d'expérience

- La question critique pour un calcul exact de la durée moyenne annuelle de défaillance est, comme indiqué au § 3.4 ci-avant: les dix scénarios les plus défavorables de RTE, compris entre les courbes vert clair continue et vert clair pointillée, sont ils représentatifs, en terme de minimum de la température moyenne journalière et de durée pendant laquelle ce minimum a été approché, du risque encouru pendant une durée indéfinie (où la durée moyenne de défaillance est régulée à 3h/an)?

L'œil répond clairement non mais une démonstration statistique rigoureuse, prenant en compte les écarts de température sous la limite pointillée, est inabordable.

- Par contre, des méthodes moins sophistiquées suffisent à détecter un important défaut de conservatisme sur le mois de février, qui impacte la crédibilité des scénarios RTE sur l'ensemble de l'hiver, même si les méthodes en question sont trop rudimentaires pour trancher sur janvier et décembre.
- Sur le mois de février, le défaut de conservatisme confirme la première impression au vu du graphique du bilan prévisionnel; il est d'autant plus grave que février est le mois où le défaut de disponibilité du parc nucléaire par rapport à sa disponibilité maximale est le plus important et aléatoire.

Remarque: la vague de froid de février 2012 paraît bien modeste au regard des dix vagues de froid les plus pénalisantes du siècle, ce qui rend peu crédible la position de la courbe vert pâle continue (limite décennale) 5 °C au dessus de cette vague de froid.

### **3.7 Prise en compte du secours par les frontières pour l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement électrique nationale.**

#### **Un gain qualitatif difficile à quantifier**

Les études et commentaires relatifs à la sécurité d'approvisionnement électrique évoquent un phénomène de foisonnement (des pointes électriques et/ou des périodes sans vent) pour affirmer que le renforcement des interconnexions internationales améliore la sécurité d'approvisionnement électrique, mais restent le plus souvent qualitatifs.

Le décret qui fixe le critère applicable en matière de sécurité d'approvisionnement électrique indique "*En matière d'échanges avec les réseaux étrangers, le bilan prévisionnel pluriannuel retient comme hypothèse centrale l'annulation du solde exportateur d'électricité à la pointe de consommation*". Néanmoins depuis 2012 et surtout 2014 et 2015, l'hypothèse centrale des bilans prévisionnels est un secours de plus en plus important par le reste de l'Europe.

Le secours effectivement apporté en 2012 (plus de 9 GW) comportait une part due au foisonnement des pointes électriques: si on prend l'ensemble des pays frontaliers, la somme des écarts entre leur consommation au moment de la pointe française et leur pointe propre en 2012 était de 2,9 GW (données ENTSOE). Sur ces 2,9 GW, la moitié environ concernait l'Italie, qui était pourtant en déficit de production au moment de la pointe française car la très forte consommation gazière en Europe, résultant de la vague de froid, avait conduit à rupture d'approvisionnement des centrales à gaz italiennes. Un phénomène de "mode commun" gaz est donc venu annuler partiellement le foisonnement sur les pointes de consommation, ce "mode commun" étant explicitement exclu des analyses des bilans prévisionnels RTE.

Le foisonnement de la production éolienne est plus difficile à apprécier, prévoir et surtout garantir. Les deux pays frontaliers avec une production éolienne importante sont l'Allemagne et l'Espagne, les vagues de froid majeures qui touchent la France viennent quasi-systématiquement d'un anticyclone froid au nord-est et épargnent sauf exception une partie du territoire français (cf. graphique d'exposition aux vagues de froid en Europe dans les généralités). En cas de vague de froid, on peut anticiper une production éolienne plutôt faible dans le nord-est de la France et l'Allemagne, plutôt forte dans le sud de la France et l'Espagne. Le foisonnement à l'échelle de l'Europe est donc peu différent du foisonnement à l'échelle de la France et le gain paraît très aléatoire.

Il est probable que le secours apporté à la France en février 2012 venait plus des marges de sécurité des pays concernés que du "foisonnement".

## **RTE cosigne une étude européenne ("Pentalateral") qui contredit ses propres écrits et confirme une situation anormale en France!**

En 2014 et 2015 sont parues trois études concernant la sécurité d'approvisionnement électrique de la France: les bilans prévisionnels RTE 2014 et 2015, ainsi qu'une étude conjointe des gestionnaires de réseau de la zone "nord-est européen" (Pentalateral Energy Forum dont fait partie RTE) en mars 2015.

Les bilans prévisionnels RTE évaluent le secours aux frontières sur la base des scénarios météorologiques déjà commentés ci-avant, étendus à l'ensemble de l'Europe. La situation dans les pays environnants est évaluée par RTE.

Les scénarios Météo-France/RTE n'ont pas été retenus dans l'étude Pentalateral, deux hypothèses météorologiques beaucoup plus basiques ont été retenues à l'échelle de l'Europe: la chronique "sans vague de froid" 2001-2011 et l'année 2012 pour illustrer une année avec vague de froid. Pour ce qui concerne les hypothèses relatives aux situations nationales (niveau de consommation et parc de production) l'étude retient les évaluations propres à chacun des pays concernés (hypothèses du bilan prévisionnel 2014 pour ce qui concerne la France).

Il est très troublant que l'étude Pentalateral conduise à une espérance de durée de défaillance, dans l'hypothèse France isolée, quatre fois supérieure à celle évaluée dans cette même hypothèse par le bilan prévisionnel 2014 pour l'hiver 2015/2016, alors que la seule différence est l'utilisation de la chronique météorologique 2001-2011 (sans vague de froid notable) au lieu du jeu de scénarios Météo-France.

L'étude Pentalateral confirme par ailleurs la situation critique de la France, y compris en prenant en compte les interconnexions:

Tableau 1 (durée annuelle moyenne de défaillance en heures, hors effacement de consommation)

<b>Chronique météorologique -&gt;</b>	<b>2001-2011</b>		<b>2012</b>	
	<b>Hiver-&gt;</b> <b>2015/2016</b>	<b>2020/2021</b>	<b>2015/2016</b>	<b>2020/2021</b>
<b>Belgique</b>	4	0	51	0
<b>France</b>	27	10	180	111
<b>Pays-bas, Luxembourg, Allemagne, Suisse et Autriche</b>	0	0	0	0

Tableau 2 (durée annuelle moyenne de défaillance en heures, avec effacement de consommation)

Chronique météorologique ->	2001-2011		
	Hiver->	2015/2016	2020/2021
Belgique		1,5	0
France		10	3,5

### Commentaire sur ces tableaux

- La Belgique connaît pour l'hiver 2015/2016 une indisponibilité exceptionnelle de son parc de production; elle subit en conséquence un risque de défaillance significatif pour l'hiver en question, mais nettement plus faible qu'en France, les autres pays ne connaissant aucune défaillance y compris en cas de vague de froid type février 2012.
- L'hiver 2020/2021 est représentatif de la marge de sécurité hors indisponibilité exceptionnelle du parc de production. Tous les pays concernés par l'étude Pentalateral hors la France ne connaissent aucune défaillance, avant effacement de consommation et y compris en cas de vague de froid type février 2012; la France est un peu au dessus du critère d'admissibilité, après effacement de consommation et à condition de ne pas prendre en compte de vague de froid type février 2012.

En fait, les bilans prévisionnels RTE considèrent normal que pour une vague de froid telle que février 2012 en France "*de profonds et longs délestages de consommation pourraient être rendus nécessaires pour maintenir l'équilibre offre-demande*". Par contre, les autres pays associés à l'étude Pentalateral (Benelux, Allemagne, Suisse et Autriche) se fixent comme objectif l'absence de délestages, y compris en cas de vague de froid comme février 2012 (qui n'est donc considérée comme exceptionnelle qu'en France) et maintiennent collectivement des marges à hauteur de cet objectif.

Alors que l'étude Pentalateral est publiée/commentée sur les sites des gestionnaires de réseau hors France, RTE n'y fait aucune référence sur son site bien qu'il en soit cosignataire. Dans le rapport Pentalateral lui-même, RTE fait une remarque technique (modélisation de la thermosensibilité) sur la prise en compte de la vague de froid 2012, qui indique que cette vague de froid va au delà de ce que prend en compte RTE mais qui n'explique par elle-même que 20% de l'écart. Cette remarque ne remet donc pas en cause la confirmation du défaut de conservatisme des scénarios météorologiques RTE par cette étude Pentalateral, qu'il s'agisse de la situation hors vague de froid ou de la situation en vague de froid.

### **3.8 Conclusion générale**

Le niveau de sécurité d'approvisionnement électrique jugé "normal" en France est nettement inférieur à celui de pays comparables en niveau de développement.

Cette situation résulte de la prise en compte par RTE d'un cumul d'hypothèses non conservatives, associé à un critère probabiliste légal (3h de défaillance annuelle moyenne) qui autorise une dégradation significative de la sécurité d'approvisionnement alors que le fondement économique de cette dégradation n'est plus d'actualité.

Le cumul d'hypothèses non conservatives concerne:

- les scénarios météorologiques pris en compte qui sur-estiment la durée de retour des vagues de froid fortes à exceptionnelles et conduisent à une sous-estimation importante des durées moyennes de défaillance annuelle,

- la prise en compte d'un secours massif par les pays frontaliers, au delà de ce que prévoit le décret 2006/1170 et de ce qui résulte du foisonnement des aléas entre pays européens; en fait RTE considère comme acquis que l'environnement de notre pays va maintenir à ses frais et indéfiniment des capacités de secours dont la France s'abstiendrait par principe,
- la non prise en compte du mode commun gaz à l'échelle européenne en cas de vague de froid forte à exceptionnelle, alors que ce mode commun a déjà eu un effet pour la vague de froid de février 2012.

Le bas prix de l'électricité française a conduit à une généralisation importante de son utilisation et donc à un coût unitaire de défaillance dans la fourchette haute des pays développés. L'enterrement par RTE d'une étude au niveau européen, qu'il a pourtant cosignée et qui confirme les faiblesses de notre pays en matière de sécurité d'approvisionnement électrique, indique un refus de garantir un niveau de sécurité à la hauteur de ce coût de défaillance.

Depuis la vague de froid de février 2012 où la totalité du parc de production a été utilisée malgré une disponibilité plutôt favorable, les producteurs ont poursuivi les fermetures et retraits d'exploitation de moyens nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, confortés par les bilans prévisionnels RTE.

La sécurité d'approvisionnement a un coût, dans la situation actuelle le coût du maintien en exploitation de moyens non-intermittents dont la production et la rentabilité chutent compte-tenu de la priorité accordée aux moyens intermittents. Ce coût est toutefois bien plus modeste que le coût de construction de nouvelles infrastructures non-intermittentes. Une sous-estimation du risque qui conduit à fermeture irréversible de moyens de production, suivie de construction de moyens neufs après incident, expose donc à des dépenses plus importantes qu'une bonne évaluation a priori, en sus du coût des incidents eux-mêmes.

## 4 Références

Lorsque un chapitre du document principal n'est pas repris dans le Dossier des détails et précisions, ses références sont listées au sous-chapitre 4.1 ci-dessous; dans le cas contraire, les références sont listées au sous-chapitre 4.2 suivant.

### **4.1 Référence des chapitres du document principal non détaillés dans le dossier des détails et précisions**

#### **Chapitre "Énergie primaire et niveau de vie"**

- AIE - Key World\_Statistics\_2015
- CIA (Central Intelligence Agency USA) - The world factbook - décomposition par secteurs du PIB

#### **Chapitre "Ressources et réserves"**

- BP statistical review of world energy 2015
- OCDE/AIE (Agence internationale de l'énergie) World Energy Outlook 2015
- Energy Information Administration (USA) Données en ligne janvier 2016
- The Guardian 29/7/2004, 30/6/2005 et 1/9/2005 (Shell reserves scandal)

#### **Chapitre "Visions prospectives"**

- BP statistical review of world energy 2015
- OCDE/AIE (Agence internationale de l'énergie) World Energy Outlook 2014
- OCDE/AIE (Agence internationale de l'énergie) Bioenergy Roadmap, Geothermal Roadmap & Solar Heating Cooling Roadmap
- OCDE/AIE (Agence internationale de l'énergie) Energy and climate change 2015
- ONU: évolution de la population mondiale (en ligne)
- Greenpeace: Advanced Energy Revolution 2015
- USDA International macroeconomic data set (en ligne)
- EIA (Energy information administration) USA - Energy outlook 2015
- Greenpeace - Who's holding us back - How carbon-intensive industry is preventing effective climate legislation 2011
- www.manicore.org (site de JM Jancovici) - Qu'est-ce que l'énergie exactement - Août 2015
- www.opensecret.org/lobbying/ données en ligne sur les lobbys (USA)
- www.integritywatch.eu/lobbist données en ligne sur les lobbys (UE)

#### **Chapitre "L'utilisation des combustibles fossiles pour la production d'électricité en Europe"**

- ec.europa.eu - site de la Commission européenne données énergétiques en ligne
- EIA (Energy information administration) USA - Primary Coal Production by Type (en ligne)
- Steffen Nielsen (Danish Energy Agency) - The danish power system
- NORDREG (Nordic Energy Regulator)- Nordic market report 2014

## **Chapitre "L'utilisation des combustibles fossiles pour la production d'électricité en France"**

- <http://www.rte-france.com> - site de RTE données en ligne
- [ec.europa.eu](http://ec.europa.eu) - site de la Commission européenne données énergétiques en ligne (CO2)

## **4.2 Références du dossier des détails et précisions**

### **Chapitre "Réchauffement climatique et développement humain"**

- GIEC - Climate change report 2014
- [www.un.org](http://www.un.org) (site de l'ONU) - indice de développement humain
- [www.gapminder.org](http://www.gapminder.org) (site de la fondation Gapminder) - Statistiques en ligne sur le Développement

### **Chapitre "Combustibles fossiles: épuisement des ressources et prix"**

- K. Hubbert - Nuclear energy and the fossil fuel - Shell Development Company - 1956
- S.M. Gorelick - Oil panic and the global crisis - Wiley 2010
- BP statistical review of world energy 2015
- EIA - US field production of crude oil (en ligne)
- OCDE/AIE (Agence internationale de l'énergie) World Energy Outlook 2015
- Bloomberg - Brent index 2012-2015

### **Chapitre "La sécurité d'approvisionnement électrique en France"**

- RTE - Bilans prévisionnels 2003 à 2015
- GRT gaz - données en ligne sur la consommation de gaz et la température moyenne France
- Site Météo-France - Représentation graphique des vagues de froid de 1947 à 2012
- Site Météo-France - Phénomènes extrêmes et durées de retour + fiche méthode jointe
- Nicolas Bouleau - Splendeurs et misères des lois de valeurs extrêmes. Revue Risques, FFSA, 1991, 4, pp.85-92.
- Nicolas Besleaga - Vagues de froid sur la France et les pays voisins (1991)
- Denis Rousseau - Les températures mensuelles en région parisienne de 1676 à 2008 - La Météorologie n° 67 - Novembre 2009
- GIEC - Climate change report 2014
- Compte-rendu - Conseil supérieur de la météorologie 13/11/2014
- RTE: Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité? L'avis des consommateurs (2012)
- Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité - Commission Accès au Marché - Groupe de travail « Segmentation et valorisation des effacements de consommation » - Synthèse des travaux (2011)
- RTE (en collaboration avec les gestionnaires de réseau d'Allemagne, Benelux, Suisse et Autriche): Pentilateral Energy Forum Support Group 2 : Generation Adequacy Assessment (Groupe de travail 2 du Forum Énergie Pentalatéral: vérification du dimensionnement du parc de production) - document daté du 5/3/2015.

- H. Flocard, JP. Pervès, JP. Hulot - Électricité : intermittence et foisonnement des énergies renouvelables - Techniques de l'ingénieur, octobre 2014
- Données météorologiques France: [en.tutempo.net](http://en.tutempo.net) et [meteo-climat-bzh.dyndns.org](http://meteo-climat-bzh.dyndns.org)
- Loi du 10 février 2000 et décret 2006/1170
- Règles du mécanisme de capacité définies par l'Arrêté du 22 janvier 2015
- Directives 96/92/CE, 2003/54/CE et 2005/89/CE
- Sites ENTSOE <http://www.entsoe.eu> et <http://www.entsoe.net> : données concernant la consommation, la production et les échanges d'électricité (Europe 2012)
- Bloomberg 7/2/2012: Italy Turns to Oil-Fired Power Plants as Russia Trims Supply <http://www.bloomberg.com/news/2012-02-07/italy-turns-to-oil-fired-power-plants-as-russia-trims-gas-supply.html>.
- Site de la CRE (Commission de régulation de l'Énergie) - Statistiques sur la qualité de l'électricité.
- CEREN - Données statistiques du CEREN juin 2013

## 5 Abréviations et acronymes

- AIE: Agence internationale de l'énergie
- ARAMCO: Société des pétroles saoudiens
- BP: British Petroleum
- CEREN: Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie (France)
- CO2: dioxyde de carbone (un des principaux gaz à effet de serre d'origine humaine)
- CRE: Commission de Régulation de l'Énergie (France)
- EIA: Energy Information Administration (USA)
- ENTSO-E: Groupement européen des gestionnaires de réseaux électriques
- GES: Gaz à effet de serre; les travaux du GIEC ont permis de corréliser le réchauffement climatique à l'accumulation des GES dans l'atmosphère
- GIEC: Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
- GNL: Gaz naturel liquéfié
- IDH : Indice de développement humain
- IED: Institut énergie et développement
- NIOC: Société des pétroles iraniens
- ONG: Organisation non gouvernementale
- ONU: Organisation des Nations-Unies
- OPEC: Organisation des pays exportateurs de pétrole
- PAC: Pompe à chaleur
- PDVSA: Société des pétroles vénézuéliens
- PIB: Produit intérieur brut

- PNB : Produit national brut
- PPE; Programmation pluriannuelle de l'énergie (France)
- R&D: Recherche et développement
- RTE: Réseau de transport d'électricité (Société en charge du...) France
- THF: "Thermique à flamme" désigne les centrales de production d'électricité utilisant la combustion des combustibles fossiles; les autres centrales thermiques sont identifiées par la source d'énergie primaire (nucléaire, biomasse, géothermie etc...).
- SONATRACH: Société des pétroles algériens
- UE ou UE 28: Union Européenne