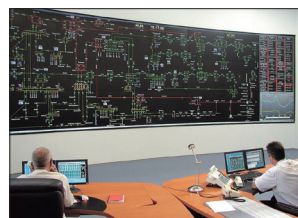
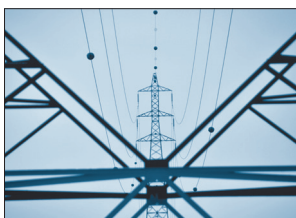


La sécurité d'approvisionnement énergétique et le rôle du nucléaire



La sécurité d'approvisionnement énergétique et le rôle du nucléaire

© OCDE 2011
AEN n° 6359

AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE
ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

L'OCDE est un forum unique en son genre où les gouvernements de 34 démocraties œuvrent ensemble pour relever les défis économiques, sociaux et environnementaux que pose la mondialisation. L'OCDE est aussi à l'avant-garde des efforts entrepris pour comprendre les évolutions du monde actuel et les préoccupations qu'elles font naître. Elle aide les gouvernements à faire face à des situations nouvelles en examinant des thèmes tels que le gouvernement d'entreprise, l'économie de l'information et les défis posés par le vieillissement de la population. L'Organisation offre aux gouvernements un cadre leur permettant de comparer leurs expériences en matière de politiques, de chercher des réponses à des problèmes communs, d'identifier les bonnes pratiques et de travailler à la coordination des politiques nationales et internationales.

Les pays membres de l'OCDE sont : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Chili, le Danemark, l'Espagne, l'Estonie, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Israël, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, la Nouvelle-Zélande, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République de Corée, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Slovénie, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission européenne participe aux travaux de l'OCDE.

Les Éditions OCDE assurent une large diffusion aux travaux de l'Organisation. Ces derniers comprennent les résultats de l'activité de collecte de statistiques, les travaux de recherche menés sur des questions économiques, sociales et environnementales, ainsi que les conventions, les principes directeurs et les modèles développés par les pays membres.

Cet ouvrage est publié sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE. Les opinions et les interprétations exprimées ne reflètent pas nécessairement les vues de l'OCDE ou des gouvernements de ses pays membres.

L'AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) a été créée le 1^{er} février 1958. Elle réunit actuellement 30 pays membres de l'OCDE : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République de Corée, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Slovénie, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission européenne participe également à ses travaux.

La mission de l'AEN est :

- d'aider ses pays membres à maintenir et à approfondir, par l'intermédiaire de la coopération internationale, les bases scientifiques, technologiques et juridiques indispensables à une utilisation sûre, respectueuse de l'environnement et économique de l'énergie nucléaire à des fins pacifiques ; et
- de fournir des évaluations faisant autorité et de dégager des convergences de vues sur des questions importantes qui serviront aux gouvernements à définir leur politique nucléaire, et contribueront aux analyses plus générales des politiques réalisées par l'OCDE concernant des aspects tels que l'énergie et le développement durable.

Les domaines de compétence de l'AEN comprennent la sûreté nucléaire et le régime des autorisations, la gestion des déchets radioactifs, la radioprotection, les sciences nucléaires, les aspects économiques et technologiques du cycle du combustible, le droit et la responsabilité nucléaires et l'information du public. La Banque de données de l'AEN procure aux pays participants des services scientifiques concernant les données nucléaires et les programmes de calcul.

Pour ces activités, ainsi que pour d'autres travaux connexes, l'AEN collabore étroitement avec l'Agence internationale de l'énergie atomique à Vienne, avec laquelle un Accord de coopération est en vigueur, ainsi qu'avec d'autres organisations internationales opérant dans le domaine de l'énergie nucléaire.

Publié en anglais sous le titre :

The Security of Energy Supply and the Contribution of Nuclear Energy

Les corrigenda des publications de l'OCDE sont disponibles sur : www.oecd.org/editions/corrigenda.

© OCDE 2011

Vous êtes autorisés à copier, télécharger ou imprimer du contenu OCDE pour votre utilisation personnelle. Vous pouvez inclure des extraits des publications, des bases de données et produits multimédia de l'OCDE dans vos documents, présentations, blogs, sites Internet et matériel d'enseignement, sous réserve de faire mention de la source OCDE et du copyright. Les demandes pour usage public ou commercial ou de traduction devront être adressées à rights@oecd.org. Les demandes d'autorisation de photocopier une partie de ce contenu à des fins publiques ou commerciales peuvent être obtenues auprès du Copyright Clearance Center (CCC) info@copyright.com ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC) contact@cfcopies.com.

Photos de couverture : P. Sagot (AVE Multimédia, France), F. Vuillaume (OCDE/AEN) et Barco.

Avant-propos

La contribution de l'énergie nucléaire à la sécurité d'approvisionnement énergétique est une question fréquemment posée. Cette étude, qui porte sur une sélection de pays membres de l'OCDE, confirme l'hypothèse souvent intuitive selon laquelle l'énergie nucléaire, en tant que source d'électricité en grande partie nationale à coûts stables et sans émissions de gaz à effet de serre lors de la production, est bien placée pour jouer un rôle positif. À l'aide d'une série d'indicateurs transparents et pertinents en termes de politique énergétique, l'étude révèle en particulier que l'énergie nucléaire a en effet permis d'améliorer considérablement la sécurité d'approvisionnement énergétique dans les pays de l'OCDE au cours des 40 dernières années. Ce résultat s'explique par le fait que le nucléaire a contribué à diversifier le bouquet énergétique, et notamment électrique, ainsi qu'à redéfinir la part globale de combustibles fossiles importés de pays hors zone OCDE.

L'étude commence par analyser la notion de sécurité d'approvisionnement énergétique et présente les diverses définitions et méthodes mises au point par les experts pour examiner le problème d'un point de vue « interne », se concentrant sur les caractéristiques du secteur de l'électricité, et de sa dimension « externe », ciblant les aspects géopolitiques. Conformément au mandat du Groupe d'experts *ad hoc* du NDC sur l'énergie nucléaire et la sécurité d'approvisionnement qui était de « dégager une approche quantitative permettant de mesurer la contribution de l'énergie nucléaire à la sécurité d'approvisionnement », l'étude passe en revue un grand ensemble d'indicateurs et de modèles destinés à évaluer quantitativement le niveau de sécurité d'approvisionnement énergétique d'un pays. Elle développe ensuite un indicateur composite spécifique qui permet de mesurer le niveau de sécurité d'approvisionnement énergétique ainsi que la contribution du nucléaire au cours des 40 dernières années dans les pays de l'OCDE pour lesquels des données cohérentes étaient disponibles.

Enfin, l'étude s'efforce de déterminer les incidences de ces conclusions sur des processus plus vastes de formation de l'opinion publique et des attitudes à l'égard de l'énergie nucléaire et la sécurité d'approvisionnement dans les pays de l'OCDE. Elle démontre que l'énergie nucléaire est davantage perçue de manière dépassionnée quand elle est considérée sur la base de ses mérites en tant que solution aux questions de sécurité d'approvisionnement, de stabilité de coûts et d'émissions de gaz à effet de serre.

Note au lecteur : Ce rapport est la traduction française du titre The Security of Energy Supply and the Contribution of Nuclear Energy paru fin 2010, avant l'accident à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi au Japon.

Remerciements

Cette étude sur *La sécurité d’approvisionnement énergétique et le rôle du nucléaire* a été entreprise par un groupe d’experts *ad hoc* sous la direction du Comité de l’AEN chargé des études techniques et économiques sur le développement de l’énergie nucléaire et le cycle du combustible (NDC). Le lecteur trouvera dans l’annexe 1 la liste des membres du Groupe d’experts désignés par les pays membres de l’AEN. Le projet original faisait partie du Programme de travail 2007-2008 du NDC sous le titre « Énergie nucléaire et sécurité d’approvisionnement énergétique ». M. Ronald Hagen (États-Unis) et M. Henk Wels (Pays-Bas) étaient respectivement Président et Vice-président du Groupe d’experts. Deux plus petits sous-groupes chargés d’examiner les « Définitions » et les « Modèles » étaient animés respectivement par M. le Professeur William D’Haeseleer (Belgique) et M. Koji Nagano (Japon).

L’étude a été lancée sous M. Stan Gordelier, Chef de la Division du développement nucléaire de l’AEN jusqu’en juillet 2009, avec le soutien de M. Pal Kovacs, Administrateur responsable. M. Ron Cameron, le nouveau Chef de la Division du développement nucléaire de l’AEN, a repris l’étude au printemps 2010. L’équipe de rédaction chargée du projet était formée de M. Jan Horst Keppler, Économiste principal, M. Alexey Likhov, Analyste en énergie nucléaire et Mlle Lucie Liversain, stagiaire. Le chapitre 1, « Sécurité d’approvisionnement énergétique et contribution de l’énergie nucléaire – concepts et problématique », a été rédigé par M. Jan Horst Keppler en s’appuyant notamment sur des informations fournies par le Groupe d’experts et en particulier par M. le Professeur William D’Haeseleer. La rédaction du chapitre 2, « Indicateurs et modèles de mesure des risques pour la sécurité d’approvisionnement énergétique », a été confiée à des consultants externes, M. Jaap C. Jansen et M. Adriaan van der Welle du Centre de recherches sur l’énergie des Pays-Bas (ECN), qui y ont incorporé des informations mises à leur disposition par le Groupe d’experts et en particulier par MM. Henk Wels et Koji Nagano. Le chapitre 3, « Évolution de la sécurité d’approvisionnement énergétique dans les pays de l’OCDE » a été rédigé par M. Alexey Likhov. Le chapitre 4, « Attitude du public à l’égard de l’énergie nucléaire et de la sécurité d’approvisionnement énergétique » a été préparé par Mlle Lucie Liversain, qui s’est fondée pour ce travail sur des informations et documents fournis par le Groupe d’experts et un groupe d’étudiants de l’Institut d’études politiques (IEP), Paris, sous la coordination de Mlle Alena Pukhova. La rédaction du chapitre 5, « Conclusions » a été prise en charge par l’ensemble de l’équipe de rédaction.

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS	3
SYNTHÈSE	9
1. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE ET CONTRIBUTION DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE : CONCEPTS ET PROBLÉMATIQUE	19
1.1 Sécurité d'approvisionnement énergétique : introduction	19
1.2 Pourquoi la sécurité d'approvisionnement énergétique reste-t-elle un problème dans les pays de l'OCDE ?	25
1.3 Dimension externe : dépendance à l'égard des importations, épuisement des ressources et politiques relatives aux émissions de CO ₂	32
1.4 Dimension interne : conditions économiques, financières et techniques de la sécurité d'approvisionnement énergétique	43
1.5 Orientations pour les politiques publiques destinées à améliorer la sécurité d'approvisionnement énergétique	58
1.6 Conclusion	66
2. INDICATEURS ET MODÈLES DE MESURE DES RISQUES POUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE	71
2.1 Introduction	71
2.2 Démarches de conception d'indicateurs de sécurité énergétique	71
2.3 Examen détaillé de quelques indicateurs de sécurité énergétique	74
2.4 Modèles d'évaluation exhaustive de la sécurité énergétique	98
2.5 Indicateur de l'offre et de la demande	117
2.6 Observations finales	122
3. ÉVOLUTION DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE DANS LES PAYS DE L'OCDE	129
3.1 Mesure de la sécurité énergétique au cours du temps	129
3.2 Évolution de la sécurité énergétique dans quelques pays de l'OCDE	136
3.3 Production d'électricité et sécurité énergétique	140
3.4 Contribution de l'énergie nucléaire et de l'intensité énergétique à la sécurité énergétique	143
3.5 Répartition géographique des valeurs de SSDI	145
3.6 Conclusion	146
4. ATTITUDES DU PUBLIC À L'ÉGARD DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE ET DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE	149
4.1 Intérêt du public européen pour la sécurité d'approvisionnement énergétique et les problèmes associés	149
4.2 Quels types d'indicateurs les consommateurs utilisent-ils pour mesurer leur sécurité énergétique ?	154

4.3	Conscience de l'importance de la sécurité d'approvisionnement et soutien de l'opinion publique à l'énergie nucléaire	160
4.4	Conclusion.....	167
5.	CONCLUSIONS.....	169

ANNEXES

1.	Liste d'experts.....	173
2.	Acronymes.....	175

Figures

S.1	Dimensions de la sécurité énergétique et contributions possible de l'énergie nucléaire.....	10
S.2	Évolution de l'indicateur simplifié de l'offre et de la demande dans un éventail de pays membres de l'OCDE.....	13
S.3	Contribution de l'énergie nucléaire à une amélioration de l'indicateur simplifié de l'offre et de la demande.....	15
1.1	Dimensions de la sécurité énergétique et contribution possible de l'énergie nucléaire.....	22
1.2	Parts régionales des principales sources d'énergie	38
1.3	Rapport réserves/production des principales ressources énergétiques.....	40
1.4	Part des coûts du combustible dans le coût moyen actualisé de l'électricité en fonction de différents prix du combustible.....	41
1.5	Réserves de puissance dans quelques pays de l'OCDE	46
1.6	Variation du CMA de différentes technologies en fonction de la variation des prix du combustible	54
1.7	Rentabilité relative du gaz et du nucléaire avec des prix incertains de l'électricité.....	56
2.1	Indicateur de diversité de la production d'électricité au Royaume-Uni, fondé sur l'indice SWI.....	81
2.2	Indicateur de la sécurité énergétique au Japon, traduisant les risques liés aux pays exportateurs et aux combustibles	83
2.3	Synthèse des facteurs susceptibles d'entraîner une insuffisance de la fourniture d'électricité	102
2.4	Causes possibles du côté de la demande.....	103
2.5	Causes possibles du côté de l'offre.....	104
2.6	Puissance électronucléaire en fonction de divers facteurs de risque.....	106
2.7	Évolution de la puissance électronucléaire mondiale selon plusieurs scénarios.....	107
2.8	Problèmes liés à la gestion de l'environnement et des ressources à l'échelle mondiale et perspectives énergétiques correspondantes.....	108
2.9	Modèle du secteur énergétique hongrois	109
2.10	Simulation des pertes de réseau et baisses de tension du système électrique hongrois	110
2.11	Augmentations moyennes des prix des combustibles par foyer japonais en 2030	112
2.12	Structure de l'indicateur de l'offre et de la demande.....	119
2.13	Indicateurs S/D des États membres de l'UE en 2005	120
2.14	Indicateurs S/D des États membres de l'UE en 2020	121
3.1	Représentation générale des flux d'énergie dans une économie.....	129
3.2	Facteurs et pondérations utilisés pour construire l'indicateur SSDI.....	130
3.3	Scores affectés aux sources d'énergie primaire en fonction de leur origine.....	131
3.4	Données SSDI du Japon (2007).....	135

3.5	Données SSDI du Royaume-Uni (2007).....	136
3.6	Évolution de l'indicateur SSDI dans quelques pays de l'OCDE	137
3.7	Pays de l'OCDE dont les indicateurs SSDI ont connu les niveaux ou les augmentations les plus élevés entre 1970 et 2007.....	138
3.8	Pays de l'OCDE dont les indicateurs SSDI ont baissé ou enregistré les augmentations les plus faibles entre 1970 et 2007.....	138
3.9	Indicateur SSDI de la Finlande	139
3.10	Indicateur SSDI de la République de Corée	140
3.11	Part de la consommation d'électricité dans la consommation d'énergie dans les pays de l'OCDE	141
3.12	Consommation d'électricité par secteur, dans les pays de l'OCDE.....	141
3.13	Puissance disponible en pointe/demande de pointe	143
3.14	Puissance installée totale/demande de pointe	143
3.15	Contribution de l'énergie nucléaire à l'indicateur SSDI.....	144
3.16	Contribution de la baisse de l'intensité énergétique à l'indicateur SSDI.....	145
3.17	Répartition géographique des valeurs de SSDI en 1970	146
3.18	Répartition géographique des valeurs de SSDI en 2007	146
4.1	Aujourd'hui, parmi les problèmes auxquels votre pays doit faire face, lesquels sont les plus importants ?	150
4.2	Lorsque vous pensez aux problèmes liés à l'énergie, qu'est-ce qui vous vient à l'esprit en premier ?.....	151
4.3	Dans la liste qui suit, quels sont les deux problèmes que la politique énergétique de votre pays doit chercher à régler en priorité ?.....	152
4.4	Êtes-vous d'accord avec la proposition suivante : « L'énergie nucléaire permet de réduire notre dépendance vis-à-vis des importations de combustibles comme le gaz et le pétrole ? ».....	153
4.5	Ratios d'importation dans différentes régions de l'OCDE	155
4.6	Indépendance énergétique par vecteur dans les pays de l'OCDE.....	156
4.7	Prix spot du pétrole brut (Brent)	158
4.8	Prix du gaz naturel	158
4.9	Prix du charbon	158
4.10	Prix de l'uranium	158
4.11	À votre avis, la part de l'énergie nucléaire dans l'ensemble du parc énergétique doit-elle diminuer, rester stable ou augmenter ?	161
4.12	La part de l'énergie nucléaire dans le parc énergétique doit-elle rester stable ou augmenter ?.....	162
4.13	Soutien à l'énergie nucléaire et diversification énergétique	164
4.14	Soutien à l'énergie nucléaire et réduction de la dépendance pétrolière	165
4.15	Soutien à l'énergie nucléaire et réduction des émissions de gaz à effet de serre.....	165
4.16	Degré d'acceptation et connaissance des questions nucléaires.....	166
4.17	Adhésion du public à l'énergie nucléaire en 2005 et 2008	167

Tableaux

1.1	Résumé des caractéristiques du cas médian.....	53
2.1	Tableau récapitulatif des indicateurs de sécurité énergétique.....	98
2.2	Causes de défaillance en fonction de la technologie de production	106
2.3	Liste de contrôle pour l'évaluation du risque d'interruption soudaine de l'approvisionnement en énergie	114

2.4	Liste de contrôle pour évaluer les mesures mises en place pour contenir une interruption soudaine de l’approvisionnement en énergie.....	116
3.1	Calcul du score de la composante « demande » de l’indicateur SSDI.....	133
3.2	Calcul du score de la composante « offre » de l’indicateur SSDI.....	134
3.3	Calcul du score de la composante « infrastructure » de l’indicateur SSDI.....	134
3.4	Calcul de la composante « demande » des indicateurs SSDI du Japon et du Royaume-Uni (2007)	136
3.5	Définitions de la puissance installée et de la demande de pointe.....	142
4.1	Comparaison entre indicateurs de dépendance énergétique.....	157

Synthèse

CONTRIBUTION DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE À LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE

S.1 Introduction à la notion de sécurité d'approvisionnement énergétique

La possibilité d'accéder à une source d'énergie fiable et bon marché, en particulier d'électricité, est une condition indispensable au bon fonctionnement de notre société moderne. Cela est vrai surtout des sociétés industrielles avancées et post-industrielles où l'électricité assure les services essentiels nécessaires à la production, aux communications et aux échanges. Rien de surprenant dès lors à ce que les gouvernements des pays membres de l'OCDE s'intéressent aux facteurs qui déterminent la sécurité énergétique et la sécurité de la fourniture d'électricité et qu'ils soient désireux de mettre en place des systèmes et stratégies destinés à les améliorer.

Étant un moyen national de produire de l'électricité sans émission de carbone, le nucléaire est, en principe, bien placé pour jouer un rôle constructif dans ce contexte. Toutefois, avant d'entamer la réflexion sur ce sujet, il convient d'abord de définir le concept de « sécurité d'approvisionnement énergétique » et de bien comprendre comment il s'intègre à la formulation d'une politique publique. Comme point de départ, adoptons ici la définition consensuelle suivante :

« La sécurité d'approvisionnement énergétique est la résilience d'un système énergétique à des événements exceptionnels et imprévus qui menacent l'intégrité physique de l'acheminement de l'énergie et peuvent entraîner des hausses irrégulières des prix de l'énergie, indépendamment des fondamentaux économiques ».

L'analyse montre ensuite que l'on peut tirer de cette définition générale trois paramètres clés vérifiables : « la dépendance à l'égard des importations et la diversification », « l'intensité énergétique et l'intensité carbone » et « l'adéquation des infrastructures ». Il importe néanmoins de ne pas oublier que ces trois paramètres ne sauraient être confondus avec la sécurité énergétique et doivent être précisés et replacés chaque fois dans leur contexte.

S.2 Pourquoi la sécurité d'approvisionnement énergétique reste-t-elle un enjeu stratégique pour les pays membres de l'OCDE ?

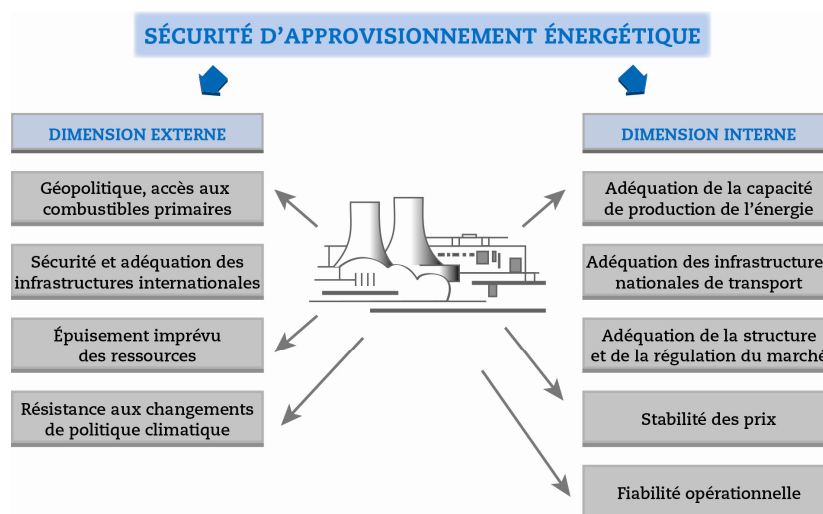
Le secteur de l'électricité est celui où la sécurité d'approvisionnement est la plus cruciale. La nécessité de réussir à équilibrer en permanence l'offre et la demande sur les marchés de l'électricité parce que cette dernière ne peut être stockée et que la demande n'est pas élastique a, de tout temps, exigé une coordination étroite entre les fournisseurs et les gestionnaires des réseaux de transport de l'électricité.

La sécurité d'approvisionnement énergétique est un exemple classique d'externalité, c'est-à-dire un facteur qui influe sur le bien-être des individus et de la société mais dont les marchés ne tiennent pas pleinement compte. Comme il s'agit, en l'occurrence, d'une externalité négative, l'approvisionnement en énergie est un problème qui relève de la politique énergétique. Cela signifie qu'il est

impossible à titre individuel de se couvrir contre ce risque en raison de sa complexité informationnelle et de l'impossibilité de le quantifier. D'où la nécessité d'une intervention de l'État.

L'étude s'intéresse à deux dimensions de la sécurité d'approvisionnement énergétique, la dimension externe, ou géopolitique, et la dimension interne qui recouvre les aspects techniques, financiers et économiques présentés à la figure S.1 ci-dessous.

Figure S.1 : Dimensions de la sécurité énergétique et contributions possible de l'énergie nucléaire



S.3 Dimension externe : dépendance vis-à-vis des importations, épuisement des ressources et politique relative au carbone

Le risque géopolitique renvoie presque toujours aux sources d'énergie primaire (pétrole, gaz, charbon, uranium ou sources renouvelables) puisque leur situation géographique dépend bien évidemment de la géologie et du climat. Les centres de production et de consommation sont donc souvent très éloignés, dans des pays et des régions aux histoires, cultures et valeurs différentes. En dehors de l'extraction et de la production, toutes les autres étapes de la chaîne énergétique, raffinage, enrichissement, conversion et distribution, peuvent être rapprochées du consommateur final ou sont, comme la consommation, directement dépendantes de ce dernier.

Les risques géopolitiques de rupture des approvisionnements en énergie sont donc fonction des relations pays producteurs et consommateurs qui ont chacun leur part de responsabilité. Néanmoins, même dans le meilleur des cas, il est difficile de prévoir ce que seront ces relations. Le problème se complique encore du fait que la majorité des réserves d'hydrocarbures facilement accessibles se situe dans des régions potentiellement instables¹. Il n'y a donc pas grand-chose à faire pour limiter les

1. Cette instabilité est, jusqu'à un certain point, endogène, non le résultat des caprices de la géologie planétaire. Des concepts tels que le syndrome hollandais et la malédiction de l'abondance mettent en évidence l'instabilité économique et politique qui peut frapper les économies par trop dépendantes de leurs ressources naturelles. L'absence de diversification ainsi que l'affectation des ressources à la captation de la rente plutôt qu'à l'investissement productif peuvent ainsi entraver le progrès économique, social et politique. Il en existe, bien sûr, des contre-exemples, dont la Norvège est le plus souvent cité. Il n'en reste pas moins qu'une économie reposant essentiellement sur l'exploitation de ses ressources n'a pas nécessairement acquis la stabilité géopolitique.

sources de risques géopolitiques. Du côté de la demande, la stratégie la plus connue consiste à diversifier les sources d’approvisionnement et les voies d’acheminement.

Étant donné que la cause première du risque géopolitique est la distance qui sépare les lieux de production d’énergie primaire des centres de consommation, il est tentant de régler le problème en rapatriant la production (« indépendance énergétique »). La valeur de la démarche dépend de la position géographique du pays, de ses ressources énergétiques propres, de l’état de ses infrastructures de transport et de stockage, de la diversification de ses approvisionnements, de la volonté de sa population d’accepter des prix moyens à long terme plus élevés en échange d’une moindre volatilité et de tout un ensemble d’autres problèmes.

Dans un monde idéal, la sécurité énergétique ne serait pas synonyme d’indépendance énergétique ou d’autosuffisance. En effet, le libre-échange des produits énergétiques à l’échelle mondiale grâce à une concurrence efficace sur les marchés garantirait la fourniture en temps voulu de toutes les ressources énergétiques nécessaires. La plupart des pays sont, en effet, tributaires, du moins partiellement, du commerce international de l’énergie, une situation qui ne changera pas dans l’avenir. Ce qui importe dans ce cas n’est pas tant la sécurité d’une livraison, mais plutôt la sécurité du système auquel les producteurs et les consommateurs sont parties prenantes.

Sur les marchés de l’électricité, l’autosuffisance revêt une importance particulière car l’électricité ne peut être transportée à un coût raisonnable que sur des distances relativement courtes en raison des coûts élevés du stockage. Dans des pays insulaires, comme l’Australie et le Japon, ou des pays qui sont *de facto* isolés comme la République de Corée, la production nationale d’électricité doit donc pouvoir satisfaire la demande.

S.4 Dimension interne : conditions économiques, financières et techniques de la sécurité d’approvisionnement énergétique

La sécurité énergétique commence chez soi. La principale responsabilité qui incombe aux gouvernements de l’OCDE consiste à créer des conditions susceptibles d’inciter les acteurs privés à installer dans le pays suffisamment d’équipements pour assurer la production, le transport, la conversion et la consommation de l’énergie. Les éléments importants de cette stratégie sont la stabilité réglementaire, l’organisation des marchés, la cohérence budgétaire et la prévisibilité de la politique environnementale.

Dans le secteur électrique, l’enjeu consiste à créer des conditions qui :

- ne défavorisent pas les sources d’énergie nationales à faibles émissions de carbone comme le nucléaire et les énergies renouvelables ; et
- permettent la construction d’équipements de transport, de production et de conversion dans des conditions financières suffisamment intéressantes.

Il revient donc aux gouvernements de l’OCDE de créer, sur les marchés, les conditions qui permettent aux technologies faiblement émettrices de carbone, dont les risques d’approvisionnement sont faibles, d’affronter la concurrence à armes égales. Les gouvernements doivent, par ailleurs, favoriser la mise en place d’une capacité appropriée de transport, de distribution et de conversion. La création de cette capacité peut être en partie laissée aux marchés eux-mêmes. Pour le reste, il faudra compter sur la réglementation et les contrôles. En premier lieu, la réglementation doit créer des conditions financières suffisamment attrayantes pour inciter à investir dans les infrastructures de transport et de conversion. Deuxièmement, les projets jugés indispensables au niveau national doivent

bénéficier d'un soutien politique de façon à éviter qu'ils ne soient bloqués par des actions en justice répétées, soutien qui peut être assuré par des réglementations techniques et des règles d'urbanisme appropriées, ainsi que par la mise en place de mécanismes efficaces de consultation, de médiation et d'indemnisation.

S.5 Diverses approches de la définition d'indicateurs de la sécurité énergétique

On classera de la manière suivante les méthodes adoptées pour attribuer une valeur numérique à certains aspects des risques d'insécurité énergétique :

- dépendance à l'égard des importations et diversification des sources et approvisionnements ;
- intensité énergétique et intensité carbone ; et
- dimensionnement du système.

La première catégorie d'indicateurs concerne principalement la dimension externe de la sécurité énergétique, tandis que les deux autres catégories correspondent plutôt à la dimension interne.

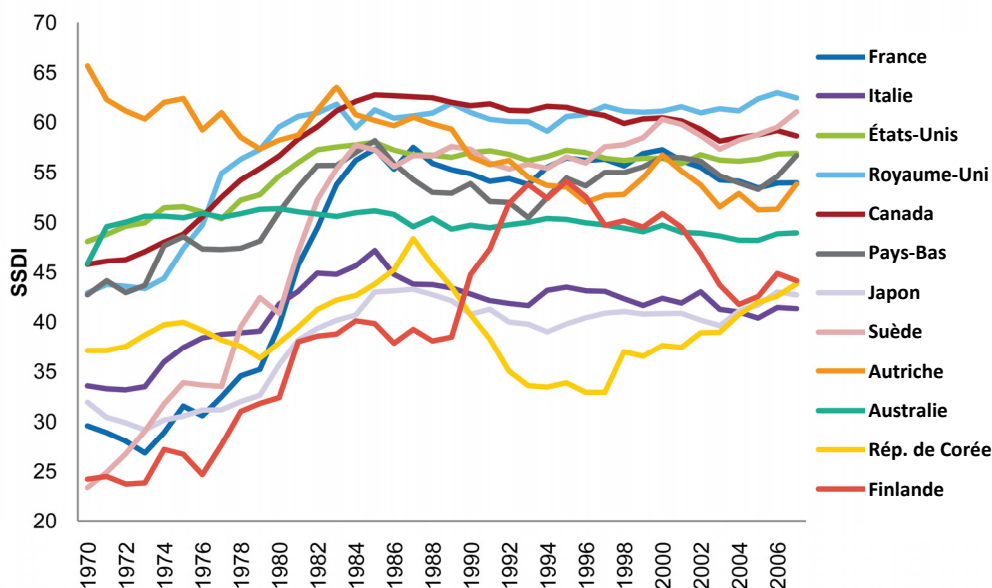
L'un des indicateurs présente un intérêt particulier pour l'analyse effectuée dans ce rapport. Il s'agit de l'indicateur simplifié de l'offre et de la demande (SSDI), un indicateur composite de la sécurité d'approvisionnement d'une région particulière à court et à moyen terme, qui repose sur les principaux facteurs de l'offre et de la demande. Cet indicateur est normalisé et varie donc entre 0, quand la sécurité énergétique est très insuffisante, et 100, quand elle est optimale. Il repose sur l'indicateur généralisé de l'offre et de la demande que l'on a adapté de façon à pouvoir utiliser les seules données cohérentes disponibles au cours des 40 dernières années, c'est-à-dire les *Energy Statistics* de l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

L'indicateur simplifié de l'offre et de la demande comprend trois composantes pondérées : la demande, l'infrastructure et l'offre. Ces composantes tiennent compte de la diversité et de l'origine de l'offre des différentes énergies, de l'efficacité de la consommation d'énergie dans les principaux secteurs économiques et de l'état de l'infrastructure de production d'électricité.

Nous avons analysé l'évolution avec le temps de cet indicateur (1970-2007) dans plusieurs pays membres de l'OCDE, à savoir l'Australie, l'Autriche, le Canada, les États-Unis, la Finlande, la France, l'Italie, le Japon, les Pays-Bas, la République de Corée, le Royaume-Uni et la Suède (voir figure S.2). Nous avons ainsi pu mettre en évidence les variations de cet indicateur et obtenir une image de la sécurité d'approvisionnement dans ces pays au cours des 40 dernières années. Nous avons aussi pu observer les changements de tendances à des tournants importants dans les politiques adoptées, aux moments, par exemple, où le Royaume-Uni a abandonné le charbon pour le gaz dans ses centrales électriques et où la France et les États-Unis ont lancé leurs programmes nucléaires.

On observera que la valeur de cet indicateur a considérablement augmenté entre 1970 et 2007 dans la plupart des économies étudiées, à savoir l'Australie, le Canada, les États-Unis, la Finlande, la France, le Japon, les Pays-Bas, le Royaume-Uni et la Suède. En revanche, l'indicateur s'est maintenu à un niveau peu élevé entre 1970 et 2007 en Autriche, en Italie et en République de Corée. L'écart entre les différents pays s'est également resserré. L'amélioration de l'indice dans plusieurs de ces pays coïncide avec le déploiement du nucléaire. En revanche, une détérioration de l'indice est souvent liée à une augmentation des importations.

Figure S.2 : Évolution de l'indicateur simplifié de l'offre et de la demande dans un éventail de pays membres de l'OCDE



Aux États-Unis, la valeur de cet indicateur est en général élevée du fait des considérables ressources nationales de combustibles fossiles et de la proportion importante des importations fiables en provenance du Canada. On note cependant une forte hausse de l'indice à partir de 1975 lorsque l'intensité énergétique de l'économie nationale a baissé et que le déploiement à grande échelle des centrales nucléaires a commencé.

S.6 Contribution de l'énergie nucléaire à la réduction du risque de rupture d'approvisionnement

L'énergie nucléaire présente certains avantages particuliers pour ceux qui souhaitent renforcer la dimension externe de la sécurité énergétique, à savoir :

- Les centrales nucléaires assurent une production d'électricité nationale. Le capital et la main-d'œuvre se trouvent également sur place. Puisque plus de 90 % des intrants sont d'origine nationale, cette source d'énergie et d'électricité peut être considérée comme nationale.
- À l'évidence une majorité des pays membres de l'OCDE importent une partie, voire la totalité, de l'uranium dont ils ont besoin. Mais cet uranium vient souvent d'un autre pays membre de l'OCDE. Même si ce n'est pas le cas, les ressources en uranium naturel sont bien réparties sur la planète et n'ont encore jamais posé de problème d'approvisionnement.
- L'énergie nucléaire peut assurer la production de grandes quantités d'électricité en base à des coûts stables et ne serait aucunement touchée par un renforcement soudain des mesures de restriction concernant les émissions de gaz à effet de serre. C'est pourquoi la grande majorité

des scénarios à long terme qui s'intéressent à la question des concentrations raisonnables de gaz à effet de serre prévoient un fort développement de l'électronucléaire².

Pour ce qui est de l'uranium, la majorité des mines se trouvent dans des pays politiquement stables comme l'Australie et le Canada. Le seul changement géopolitique majeur en ce qui concerne l'offre d'uranium tient à l'aménagement rapide des mines du Kazakhstan. D'après l'ouvrage publié conjointement par l'AEN et l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) *Uranium 2009 : Ressources, production et demande* (AEN/AIEA, 2010) le Kazakhstan est passé en 2008 à la deuxième place mondiale (8 512 tU), entre le Canada (9 000 tU) et l'Australie (8 433 tU). Malgré cela, on peut affirmer que les approvisionnements en uranium nécessaires à la production électronucléaire ne présentent pas de risque majeur pour la sécurité énergétique.

Globalement, si l'on considère les risques géopolitiques d'interruption de l'approvisionnement, pour des raisons de dépendance vis-à-vis des importations, d'épuisement des ressources ou de changement dans le régime mondial appliqué aux émissions de carbone, l'énergie nucléaire présente des avantages dont les autres sources comme le pétrole, le charbon et le gaz sont dépourvus : grande disponibilité de ressources pour longtemps, effet limité des hausse des prix des ressources et résilience en cas de changement de la politique vis-à-vis du carbone.

Pour ce qui est des risques internes, il convient de considérer les coûts d'investissement et le fonctionnement des réseaux. Au chapitre des coûts d'investissement, il s'agit de savoir si l'énergie nucléaire présente des caractéristiques particulières qui en font un choix d'investissement intrinsèquement plus intéressant que les autres technologies de production en particulier sur des marchés de l'électricité libéralisés où les prix sont incertains. L'étude effectuée en commun par l'AEN et l'Agence internationale de l'énergie (AIE) sur les *Coûts prévisionnels de production de l'électricité : Édition 2010* contient des informations générales sur les coûts moyens actualisés de l'électricité par MWh obtenus pour différentes technologies³. Le rapport montre que l'énergie nucléaire est une solution très intéressante à des taux d'intérêt réels inférieurs ou légèrement supérieurs à 5 %.

Cependant, l'intérêt d'un investissement dans la production électrique ne se définit pas seulement en fonction de son coût moyen actualisé qui correspond au revenu moyen actualisé, c'est-à-dire le prix du MWh auquel l'investissement en question devient rentable. L'incertitude à laquelle sont exposés les investisseurs est également capitale. De ce point de vue, l'énergie nucléaire est intéressante parce que son coût moyen reste très stable lorsque les prix du combustible ou du carbone varient. En particulier, ce coût moyen est insensible aux fluctuations des prix du combustible puisque les coûts de ce combustible ne représentent qu'une faible proportion des coûts totaux sur toute la durée de vie d'une centrale nucléaire.

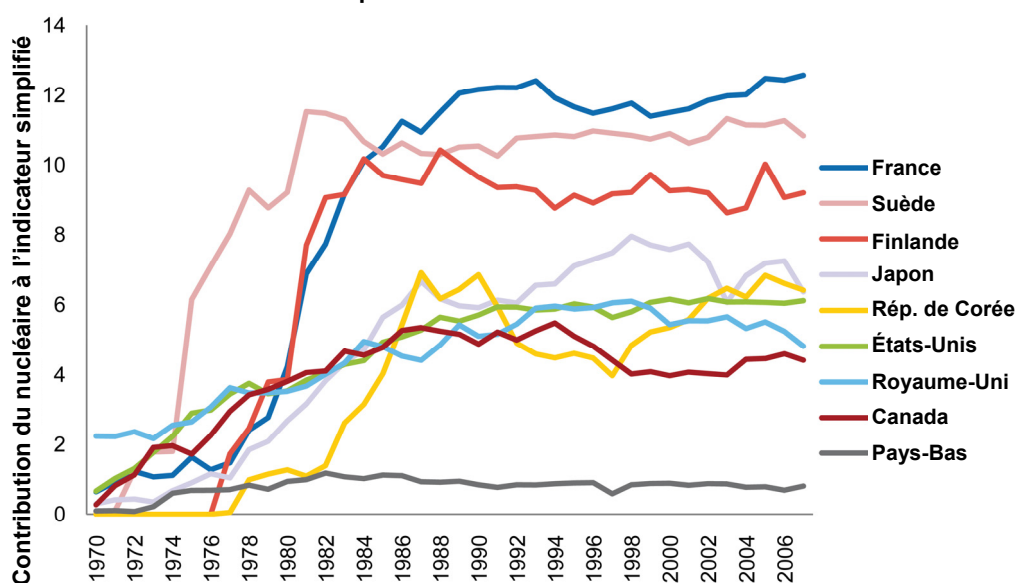
Les investisseurs qui souhaitent construire des centrales thermiques classiques, et notamment des centrales au charbon, sont également exposés aux risques de prix du carbone, à savoir une variation des prix des permis d'émission de CO₂, qui constituent une source majeure d'incertitudes pour la production d'électricité dans ce type de centrale. Un doublement des prix du carbone, passant par

-
2. Le célèbre rapport Stern, par exemple, préconise un doublement de la puissance nucléaire installée dans le monde, à 700 GW, d'ici 2055, parmi les mesures destinées à stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre (Stern, 2006, p. 207).
 3. Le coût moyen actualisé de l'électricité est calculé en actualisant ou groupant tous les coûts à la date de la mise en service et en les divisant par la valeur de la production totale dans le temps. C'est donc une indication du coût de production (unitaire) moyen actualisé. Dans le cas présent, les coûts moyens actualisés de l'électricité ont été calculés dans l'hypothèse d'un prix du carbone de 30 USD par tonne de CO₂.

exemple de 30 à 60 USD par tonne de CO₂, ferait bondir le coût moyen total de l'électricité ainsi produite de 30 %, avec une progression de plus du double de son coût variable, et cela n'est pas un chiffre irréaliste. Compte tenu des engagements actuels, à savoir une réduction des émissions mondiales de carbone de 50 % d'ici 2050 destinée à limiter à 2 degrés la hausse des températures moyennes sur la planète, les résultats de modélisations donnent des coûts marginaux de la réduction des émissions de carbone d'au moins 100 USD par tonne de CO₂, voire plus⁴.

Certains pays manifestent aujourd'hui la volonté de développer le nucléaire pour renforcer leur sécurité d'approvisionnement et notamment des pays qui avaient décidé d'abandonner le nucléaire par le passé, à savoir la Belgique, l'Italie et la Suède. Dans des pays comme la Finlande, la France, le Japon, la République de Corée et la Suède, la progression de l'indicateur simplifié de l'offre et de la demande s'explique en partie par le déploiement des centrales nucléaires (voir figure S.3).

Figure S.3 : Contribution de l'énergie nucléaire à une amélioration de l'indicateur simplifié de l'offre et de la demande



Dans le cas de la France, la contribution du nucléaire à cet indicateur est de plus de 12 points en 2007 (soit 30 % du score). Viennent ensuite la Suède qui totalise 11 points (21 %), la Finlande avec 9 points (26 %), la République de Corée et le Japon qui comptent environ 6 points (17 % du score total).

S.7 Sécurité d'approvisionnement et énergie nucléaire : les inquiétudes du public

Il est intéressant de savoir quelles sont les corrélations entre les perceptions des consommateurs concernant la sécurité d'approvisionnement et les indicateurs de cette sécurité. Pour approfondir cette notion, les sondages *Eurobaromètre*, publiés en 2007 et en 2010 ont été analysés afin d'en dégager des corrélations entre les préoccupations du public et deux principaux indicateurs :

- la dépendance vis-à-vis des importations ; et
- la volatilité des prix de l'énergie.

4. Le captage et le stockage du carbone (CSC) dont dépend l'avenir de l'industrie du charbon restent aujourd'hui une solution très incertaine qui doit encore être déployée à l'échelle industrielle.

Les citoyens de l'Union européenne sont assez conscients du fait que la dépendance énergétique est aujourd'hui l'un des plus formidables défis énergétiques. Dans l'ensemble, 61 % des personnes interrogées sont convaincues que leur pays est intégralement ou très dépendant de l'énergie étrangère. De ce point de vue, la situation des pays de l'Union européenne est variable : le Danemark est le seul pays qui exporte plus d'énergie qu'il n'en importe. Les taux de dépendance énergétique les plus élevés se rencontrent dans des petits pays comme Chypre, le Luxembourg, Malte et le Portugal. Toutefois, les populations n'ont pas toujours une connaissance aussi bonne de la situation. L'Irlande, dont la dépendance énergétique avoisine 90 %, ne compte que 64 % de citoyens qui en sont conscients.

Si l'on compare les avis des personnes interrogées aux indicateurs, on s'aperçoit que les résultats de l'enquête sont plus proches des valeurs de l'indicateur simplifié de l'offre et de la demande que du simple indicateur de la dépendance vis-à-vis des importations. Par exemple, les résultats révèlent que les valeurs de l'indicateur simplifié au Royaume-Uni correspondent à peu près au souci de la dépendance énergétique que l'on mesure dans les sondages d'opinion. En d'autres termes, le public a une meilleure compréhension de la complexité du problème qu'on ne pouvait le prévoir.

C'est là une donnée importante pour l'adhésion du public à l'énergie nucléaire. Une étude de la corrélation entre le changement d'attitude du public à l'égard de l'énergie nucléaire entre 2005 et 2008 et les réponses des personnes interrogées aux autres questions des sondages *Eurobaromètre* effectués ces mêmes années met en lumière les facteurs qui déterminent l'adhésion du public. En particulier, il apparaît clairement que les avantages du nucléaire en termes de diversification des énergies et de réduction de la dépendance pétrolière ont été pleinement et de plus en plus appréciés par les Européens entre 2005 et 2008. Cette perception semble avoir contribué à une plus forte adhésion globale à l'énergie nucléaire.

En Europe, c'est en Bulgarie (90 %) et en Pologne (88 %) que l'on trouve la plus forte proportion de citoyens qui sont d'avis de maintenir ou d'accroître la part de l'énergie nucléaire. Ces deux pays ont débattu récemment de la possibilité de construire leurs premières centrales nucléaires. De plus, plusieurs pays qui avaient mis fin à leurs programmes électronucléaires ou les avaient suspendus, puis ont récemment changé de politique comme l'Italie ou le Royaume-Uni, comptent également les plus fortes proportions de personnes favorables à l'énergie nucléaire, à savoir 73 % et 75 % respectivement.

Il ressort de cette analyse que l'acceptabilité politique et sociale de l'énergie nucléaire repose sur une bonne connaissance de ses avantages en termes de diversification, de sécurité énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

S.8 Conclusion

Étant donné la complexité et l'évolution dynamique des multiples paramètres qui interviennent mais aussi la perception qu'a le public d'un approvisionnement sûr, la sécurité énergétique reste une externalité non internalisée ou un bien public que les marchés sont incapables d'assurer correctement. Malgré l'existence d'un marché mondialisé de la majorité des énergies, la sécurité énergétique est donc toujours une question stratégique dont les gouvernements doivent assumer la responsabilité.

La sécurité énergétique revêt deux dimensions importantes, la dimension interne et la dimension externe, sur lesquelles l'énergie nucléaire peut avoir un effet positif. La dimension externe se définit principalement par le souci de se dégager d'une dépendance vis-à-vis des importations de pays potentiellement instables. La dimension interne, en revanche, a trait à la création de mécanismes et de cadres appropriés pour inciter les acteurs publics et privés à investir dans une capacité de production et de transport capable de garantir un accès permanent à des services énergétiques à des prix stables.

En tant que source ne produisant pratiquement pas d'émissions de carbone et pour l'essentiel nationale, le nucléaire présente sans conteste des avantages pour un pays qui souhaite améliorer sa sécurité d'approvisionnement énergétique. Il s'agit d'un mode de production d'électricité concurrentiel présentant une forte densité énergétique et une faible sensibilité aux variations des prix de la matière première, l'uranium, contrairement aux technologies brûlant des combustibles fossiles. Les ressources en uranium sont également bien réparties dans le monde, certains pays de l'OCDE, comme l'Australie, le Canada et les États-Unis en détenant de fortes proportions.

L'étude montre de manière empirique que l'énergie nucléaire a, de fait, largement contribué à améliorer la sécurité énergétique de pays membres de l'OCDE. Elle a non seulement diversifié le parc énergétique mais réduit la part dévolue aux combustibles fossiles, en particulier le gaz naturel importé de pays non membres de l'OCDE. L'indicateur simplifié de l'offre et de la demande a été utilisé pour analyser la sécurité énergétique à partir de données sur l'offre et la demande. En conclusion, la sécurité d'approvisionnement des pays de l'OCDE s'est incontestablement améliorée depuis le début des années 70 et cela en raison de trois facteurs :

- l'introduction du nucléaire dans la production électrique ;
- la diminution de l'intensité énergétique des pays de l'OCDE ; et
- une diversification plus importante des sources d'énergie primaire.

Le grand public, ce qui est naturel, ne se préoccupe en général pas de l'élaboration d'indicateurs synthétiques complexes. Toutefois, certains paramètres émergent souvent parmi les motifs d'inquiétude du public, en particulier dans les sondages d'opinion *Eurobaromètre* publiés régulièrement. Il en ressort que le nucléaire est plus populaire si la question n'est pas centrée sur ce seul sujet mais est intégrée à une réflexion plus vaste sur les objectifs des politiques énergétiques, par exemple assurer la sécurité d'approvisionnement énergétique ou réduire les émissions de gaz à effet de serre. Il n'est plus alors question de parti-pris idéologiques. Cet éclairage laisse entrevoir tant des promesses que des défis pour l'énergie nucléaire. D'une part, elle pourrait être acceptée comme un élément essentiel d'une stratégie énergétique globale. De l'autre, il lui faudra se transformer et changer ses mécanismes de décision pour ouvrir un débat public réel sur les questions qui préoccupent les populations et les investisseurs.

En raison de ses coûts fixes importants (qui concernent non seulement les centrales mais l'enseignement, les infrastructures réglementaires, les stratégies du cycle du combustible, etc.) l'énergie nucléaire ne sera jamais tout à fait une industrie ordinaire. Pourtant, en tant que réponse concrète à des problèmes réels, elle est considérée désormais avec moins de passion et davantage jugée sur ses mérites pour résoudre les questions de la sécurité d'approvisionnement, de la stabilité des coûts et des émissions de gaz à effet de serre.

Références

AEN (2006), *Ressources, production et demande d'uranium : un bilan de quarante ans – Rétrospective du Livre rouge*, OCDE, Paris, France.

AEN/AIEA (2008), *Uranium 2007 : Ressources, production et demande*, OCDE, Paris, France.

AEN/AIEA (2010), *Uranium 2009 : Ressources, production et demande*, OCDE, Paris, France.

AIE (2010a), *Energy Statistics*, Agence internationale de l'énergie, Paris, France.

AIE (2010b), *Energy Technology Perspectives*, Agence internationale de l'énergie, Paris, France.

AIE/AEN (2010), *Coûts prévisionnels de production de l'électricité 2010 – Édition 2010*, Agence internationale de l'énergie/Agence pour l'énergie nucléaire, OCDE, Paris, France.

BP (2009), *BP Statistical Review of World Energy June 2009*, BP p.l.c., Londres, Royaume-Uni, www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english.

CE, *Eurobaromètre*, Commission européenne, Bruxelles, Belgique.

ECOFYS, ERAS, REDPOINT (2009), *Analysis of Impacts of Climate Policies on Energy Security. Final Report*, Rapport établi pour la Direction générale de l'environnement de la Commission européenne, Londres/Utrecht.

Stern, N. (2006), *Stern Review: The Economics of Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni.

Chapitre 1

SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE ET CONTRIBUTION DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE : CONCEPTS ET PROBLÉMATIQUE

1.1 Sécurité d'approvisionnement énergétique : introduction

La disponibilité permanente à un prix abordable de l'énergie, et en particulier de l'électricité, est vitale pour le fonctionnement des sociétés modernes. Cela est surtout vrai des sociétés industrielles ou post-industrielles avancées où l'électricité fournit les services essentiels indispensables à la production, à la communication et aux échanges. C'est précisément pour cette raison que les gouvernements des pays membres de l'OCDE tiennent à comprendre les facteurs qui influent sur la sécurité de l'approvisionnement en énergie et en électricité et à mettre en place les cadres et les stratégies permettant de l'augmenter. La sécurité énergétique revêt dans cet ouvrage deux principales dimensions : une dimension externe – assurer la stabilité des importations – et une dimension interne – veiller à disposer d'infrastructures nationales et assurer leurs bonnes conditions de fonctionnement.

Parce que l'énergie nucléaire permet de produire sur le territoire national de l'électricité en base à faible coût, elle est bien placée pour jouer un rôle constructif dans ces deux dimensions. Il s'agit dans ce rapport d'étudier en quoi l'énergie nucléaire peut contribuer à améliorer la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Néanmoins, avant d'entamer cette étude, il convient de définir et de comprendre le concept de sécurité d'approvisionnement énergétique dans le cadre de la formulation des politiques gouvernementales.

Ce n'est pas aussi simple qu'il peut paraître à première vue. La sécurité de l'approvisionnement énergétique est une notion à multiples facettes qui peut avoir différents sens pour différentes personnes. En effet, un expert de la politique étrangère n'en aura pas la même perception qu'un ingénieur réseau ou un économiste. Les divers experts donnent de cette notion des définitions multiples mais souvent trop abstraites pour appréhender les problèmes concrets liés intrinsèquement aux préférences géopolitiques, aux choix technologiques stratégiques et aux orientations fondamentales de la politique sociale. Les définitions varient, en outre, selon les pays. Un pays n'ayant qu'un accès limité aux infrastructures énergétiques transfrontalières mais une ressource nationale abondante n'aura pas le même point de vue sur la sécurité de son approvisionnement énergétique qu'une petite économie ouverte, étroitement liée à ses voisins et ne disposant que de peu de ressources propres. De même que comme la notion de durabilité, autre dimension fondamentale de la politique énergétique des pays membres de l'OCDE, la notion de sécurité de l'approvisionnement énergétique est souvent appliquée de différentes manières selon les objectifs recherchés.

Une définition technique simple est donnée par William D'Haeseleer qui dit que la sécurité d'approvisionnement énergétique consiste à éviter l'interruption de la fourniture d'énergie, quel qu'en soit le consommateur final (D'Haeseleer, 2009, p. 2). Evelyne Bertel a quelque peu élargi cette définition de la sécurité d'approvisionnement en y incluant l'aspect prix : « au sens large, on peut dire que c'est le fait, pour les économies nationales, d'être insensibles aux fluctuations du volume et du prix de l'énergie importée » (Bertel, 2005, p. 4). Jean-Marie Chevalier inclut même dans la définition les aspects environnementaux en déclarant que la sécurité des approvisionnements est un flux régulier

d'énergie qui permet de satisfaire durablement la demande à un prix acceptable et dans le respect du développement durable (Chevalier, 2006, p. 2). Jaap Jansen et Ad Seebregtss élargissent encore cette définition en s'intéressant à la demande et à la sécurité du service énergétique qui est l'accès durable et ininterrompu de la population d'une région donnée aux services énergétiques offerts au consommateur final à un prix abordable et compétitif sans nuire à l'environnement (Jansen et Seebregtss, 2010, p. 1 655). Cette définition très large englobe aussi les produits non énergétiques des combustibles fossiles, comme les plastiques ou les engrais. Une définition plutôt legaliste de la sécurité d'approvisionnement, cette fois dans le secteur de l'électricité, est proposée par Eurelectric (Eurelectric, 2006, p. 6) :

« La sécurité d'approvisionnement énergétique est la capacité d'un système électrique de fournir durablement de l'électricité aux consommateurs finals avec un degré de continuité et de qualité donné en fonction des accords contractuels et des normes en vigueur aux points de fourniture. »

Certaines conceptions de la sécurité d'approvisionnement énergétique cherchent à intégrer une partie de la solution préconisée dans la définition. Selon le Centre d'études stratégiques et internationales (CSIS), un système énergétique sûr est un système qui se caractérise par une diversification des sources, des énergies, des fournisseurs et des voies d'acheminement, ainsi que par une réduction de l'intensité énergétique (CSIS, 2010, p. 10). En revanche, Jan Horst Keppler propose d'aborder la sécurité d'approvisionnement énergétique sous l'angle de la gestion des risques en allant au-delà des notions traditionnelles, comme l'indépendance énergétique ou même les mesures visant à éviter les ruptures d'approvisionnement. Un système d'approvisionnement sûr est celui qui est capable de résister aux chocs et de s'y adapter. La résilience (flexibilité, élasticité) du système devient donc sa principale caractéristique. La tâche capitale des dirigeants consiste de ce fait à concevoir un cadre d'assurance permettant de répartir efficacement le risque entre les acteurs privés (risque quantifiable) et les acteurs publics (risque non quantifiable ou incertitude), sachant que les marchés couvrent parfaitement les risques mais très mal l'incertitude (Keppler, 2007a, p. 22).

La définition de la sécurité d'approvisionnement énergétique la plus connue est probablement celle de l'AIE qui considère que l'approvisionnement est sûr dès lors qu'il est à la fois suffisant, fiable et d'un coût abordable. La disponibilité en quantité suffisante et la fiabilité reviennent à dire qu'il n'y a pas de rupture physique de l'approvisionnement à laquelle il est fait référence dans les définitions qui précèdent. La notion de coût raisonnable est plus problématique car elle fait intervenir une notion normative du niveau de prix. Dans la mesure où la sécurité d'approvisionnement énergétique s'applique au commerce entre différents États-nations, le fait d'insister sur des prix « raisonnables » et, ainsi implicitement, sur certains accords de distribution peut avoir pour effet de compromettre l'objectif même que l'on essaie d'atteindre. Néanmoins, la notion de prix abordable peut signifier non pas des prix bas mais une évolution des prix efficacement gérée.

Si chaque définition correspond à une vision du problème, les différents points de vue cités ci-dessus ont en commun la même volonté de permettre aux consommateurs d'utiliser, sans risque d'interruption, de l'énergie et des services énergétiques à des coûts stables et connus à l'avance ou dont on peut gérer l'évolution indispensable. Sur la base des définitions qui précèdent ainsi que d'autres définitions que l'on peut trouver dans le large éventail d'ouvrages consacrés à la sécurité d'approvisionnement énergétique, cette étude propose la définition relativement simple et consensuelle qui suit :

« La sécurité d'approvisionnement énergétique est la résilience du système énergétique face à des événements exceptionnels et imprévisibles qui menacent l'intégrité physique des flux d'énergie ou qui aboutissent à des augmentations intermittentes des prix de l'énergie indépendamment des principes économiques fondamentaux ».

Les deux dimensions principales de la sécurité d’approvisionnement énergétique

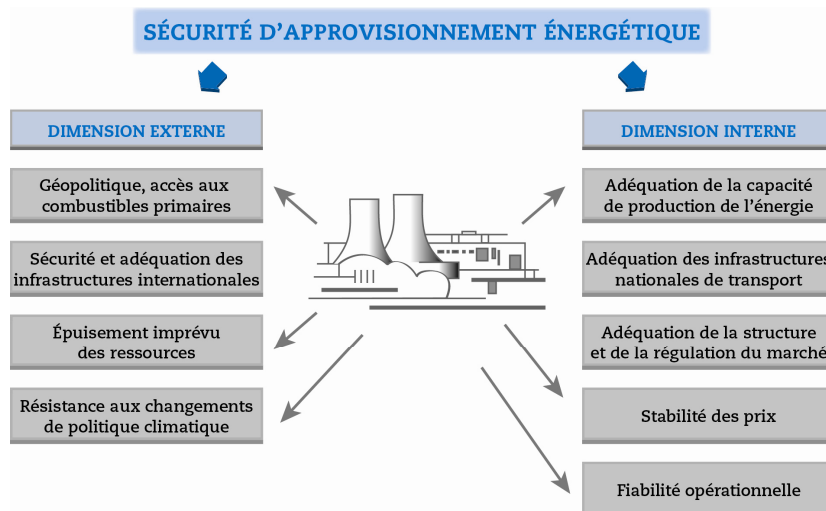
L’étude se consacre à deux dimensions de la sécurité d’approvisionnement énergétique, à savoir : la dimension externe, ou géopolitique, et la dimension interne qui recouvre les aspects techniques, financiers et économiques. Alors que ce problème complexe peut se subdiviser en plusieurs paramètres, cette approche a l’avantage de permettre d’identifier les domaines où une organisation internationale, comme l’AEN, peut au mieux contribuer aux discussions sur la sécurité des approvisionnements énergétiques.

L’étude de la dimension géopolitique consiste à examiner les risques d’interruption courte ou prolongée des flux énergétiques ou de toutes autres utilisations délibérées du pouvoir de marché à des fins politiques, militaires ou stratégiques. C’est l’aspect de la sécurité d’approvisionnement énergétique qui préoccupe avant tout aussi bien les dirigeants politiques que le public dans son ensemble. Les ruptures d’approvisionnement en gaz auxquelles a récemment été confrontée l’Europe, la mainmise croissante de l’OPEP sur les marchés mondiaux du pétrole et le spectre d’une OPEP du gaz donnent à cet aspect une importance particulière.

Le rôle que peut jouer l’énergie nucléaire à cet égard dépend de son aptitude à se substituer aux combustibles importés. L’énergie nucléaire peut remplacer le gaz naturel et, en particulier, le charbon sur les marchés de l’électricité dans la mesure où le gaz est utilisé pour la production d’électricité en base. À moyen terme, lorsque les voitures électriques auront conquis quelques parts du marché, il n’est pas exclu que l’énergie nucléaire puisse indirectement remplacer le pétrole. Pour l’instant, sa capacité de remplacer le charbon est l’aspect le plus intéressant, en particulier compte tenu des risques géopolitiques résultant des mesures mondiales adoptées pour limiter le changement climatique et pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Un durcissement soudain de la politique climatique mondiale en réaction par exemple à des conséquences manifestes et graves du changement climatique pourrait sans nul doute révéler la fragilité des pays ayant des systèmes énergétiques et électriques à forte intensité carbonique.

Deuxièmement, la dimension économique, financière et technique de la sécurité d’approvisionnement énergétique se rapporte à l’examen de l’adéquation des investissements dans la capacité de production et du fonctionnement des infrastructures de transport, de conversion et de distribution de l’énergie (ports, lignes à haute tension, réseaux de distribution) (figure 1.1). En outre, une organisation, comme l’Agence pour l’énergie nucléaire, peut jouer un rôle à cet égard en aidant à formuler les choix d’investissement et à développer des modèles de financement pour le secteur de l’électricité. L’ouverture à la concurrence des marchés de l’énergie, la fréquence croissante des baisses de tension, des pannes d’électricité, la diminution des marges de réserve, la volatilité des prix de l’électricité et la sensibilisation croissante aux questions environnementales sont autant de facteurs à l’origine de problèmes de sécurité d’approvisionnement dans le secteur de l’électricité. L’énergie nucléaire peut contribuer à résoudre ces différents problèmes parce qu’elle est une source stable et essentiellement décarbonée d’énergie permettant de produire de l’électricité en base avec un profil de coûts prévisible. Bien sûr, il faut pour cela créer les conditions permettant une utilisation sûre de la technologie nucléaire pour satisfaire les besoins nationaux d’électricité sans risque de prolifération.

Figure 1.1 : Dimensions de la sécurité énergétique et contribution possible de l'énergie nucléaire



L'énergie nucléaire, comme les sources d'énergies renouvelables, présente l'avantage de produire de l'énergie sur le territoire national à des coûts stables. Elle reste néanmoins une technologie dont les coûts fixes sont élevés, ce qui signifie que les investisseurs privés sur les marchés libéralisés s'inquiètent de la variabilité de leur retour sur investissement pendant la durée de vie des centrales qui est en général de plusieurs décennies. Les mesures d'accompagnement adoptées par les gouvernements peuvent donc contribuer à réduire cette variabilité, par exemple grâce à une conception judicieuse du marché ou à des dispositions autorisant la signature de contrats d'approvisionnement à long terme entre les fournisseurs et les consommateurs sous une forme qui permet d'éviter le verrouillage du marché (par exemple, en normalisant ces contrats et en les rendant transparents)¹. Pour être efficace, les gouvernements doivent s'efforcer de créer un environnement commercial qui permet à toutes les technologies de tirer parti de leurs atouts.

Les indicateurs

Les pouvoirs publics, quel que soit le problème qu'ils abordent, ont toujours intérêt à utiliser des indicateurs robustes, transparents et adaptés, qui cernent bien le problème en question et puissent servir de référentiel pour de futures améliorations. Néanmoins, quand il s'agit d'externalités, comme la sécurité de l'approvisionnement énergétique, il est difficile d'établir des indicateurs. Les externalités sont insuffisamment internalisées par les marchés privés du fait précisément de la multitude des intérêts publics intervenant tout au long de la chaîne de la demande et de l'offre et de leur nature informationnelle problématique. Les indicateurs de la sécurité d'approvisionnement énergétique doivent donc être le fruit de la recherche d'un compromis entre la faisabilité et l'utilité pour l'action des pouvoirs publics. Étant donné la quantité limitée de données, des indicateurs indirects de cette sécurité, comme la dépendance à l'égard des importations ou l'absence de diversification, sont

1. Même si l'étude ne se prononce pas sur les mérites de la libéralisation des marchés de l'électricité, il ne fait pas de doute qu'un environnement réglementé présente des avantages certains pour des technologies dont les coûts fixes sont élevés. Les contrats à long terme peuvent en outre contribuer à établir des relations stables pendant de nombreuses années entre les acheteurs et les producteurs et ainsi constituer une forme d'assurance contre le risque.

indispensables. Les chapitres 2 et 3 présentent une analyse approfondie des possibilités de créer des indicateurs robustes et transparents de la sécurité d’approvisionnement énergétique ainsi que de la contribution de l’énergie nucléaire.

Certains aspects, comme les processus géopolitiques, ne se prêtent, de toute manière, que difficilement à une quantification. Il en va tout autrement des processus techniques où la quantification et la mesure font partie de la gestion quotidienne. De ce fait, il est plus facile d’internaliser des questions se rapportant à la sécurité de l’approvisionnement. C’est peut-être dans le domaine de la production d’électricité et de la capacité des réseaux, caractérisé par une interaction entre l’économie, la technologie et les politiques énergétiques, que des séries d’indicateurs bien conçus pourraient se révéler plus utiles pour mettre en évidence des lacunes qui risquent de compromettre la sécurité énergétique ou, plus précisément, l’approvisionnement en électricité. Une fois ces lacunes mises au jour, des solutions appropriées peuvent être utilement élaborées.

Étant donné que cette étude s’intéresse à la contribution de l’énergie nucléaire à la sécurité d’approvisionnement énergétique, il est normal d’accorder une attention particulière à la sécurité de la fourniture d’électricité. De fait, il existe quelques indicateurs relatifs à différents aspects de la sécurité d’approvisionnement énergétique et électrique. Certains d’entre eux sont historiques (nombre de pannes d’électricité ou de ruptures d’approvisionnement, fluctuation marquée des prix de certains combustibles, relations historiques avec les principaux fournisseurs...), d’autres sont tournés vers l’avenir (marges de réserve, part des ressources nationales, degré d’intégration verticale en aval et en amont, diversification des combustibles ou des fournisseurs et adéquation des infrastructures matérielles et réglementaires).

Cette étude s’efforce d’accorder la même attention à ces deux aspects et a donc élaboré pour la première fois des indicateurs de l’approvisionnement en énergie qui permettent d’analyser les tendances sur 40 ans dans un large éventail de pays de l’OCDE. Étant donné le caractère public de la « sécurité d’approvisionnement énergétique », aucun indicateur quantitatif ne peut, à lui seul, en saisir *tous* les aspects. Néanmoins, une série d’indicateurs clés ont été établis sur la base de l’analyse présentée dans le chapitre 2. La prise en compte de l’évolution dans le temps des indicateurs de la sécurité d’approvisionnement et leur comparaison avec l’évolution de l’énergie nucléaire durant la même période facilitent particulièrement l’évaluation de la contribution de cette énergie à la sécurité d’approvisionnement énergétique. Le chapitre 3 présente donc les résultats d’un modèle mis au point pour cette étude, qui fournit un indicateur synthétique de la sécurité de l’approvisionnement énergétique et électrique dans un large éventail de pays membres de l’OCDE au cours des 40 dernières années². Ce même modèle fournit également une indication de la contribution relative de l’énergie nucléaire à la sécurité d’approvisionnement d’un pays.

Le rôle des gouvernements

Une fois les indicateurs établis, il s’agit de savoir ce qu’il faut en faire. Dans la mesure où les marchés ne peuvent, à eux seuls, assurer la sécurité d’approvisionnement, les pouvoirs publics doivent mettre en place des politiques qui peuvent améliorer la situation. En premier lieu, cela signifie, bien sûr, prêter attention aux dimensions externes et internes de la sécurité d’approvisionnement énergétique. Pour ce qui est de la dimension externe, il importe tout particulièrement de veiller à la transparence des marchés mondiaux afin de permettre une division du travail mutuellement bénéfique et l’exploitation de l’avantage comparatif de chaque partenaire commercial. Au niveau de la dimension interne, il faut s’efforcer avant tout de créer des conditions commerciales et des systèmes

2. Ce même indicateur peut être utilisé *ex ante* pour des projections de divers scénarios.

incitatifs appropriés qui permettront à toutes les technologies de contribuer à la sécurité d’approvisionnement, en particulier les technologies à faible émission de carbone et aux coûts fixes élevés.

Néanmoins, pour ces deux dimensions, les gouvernements devront également se préoccuper des mécanismes de gestion des crises à court terme ainsi que des facteurs structurels à long terme. Ces derniers recouvrent là encore la mise en place d’infrastructures physiques et réglementaires appropriées qui permettront aux acteurs privés de travailler avec les bonnes incitations. La section 1.5 de ce chapitre énumère les cinq domaines d’intervention sur lesquels les gouvernements devront porter toute leur attention afin de pouvoir répondre efficacement aux défis soulevés par la sécurité d’approvisionnement énergétique :

- diversification et flexibilité ;
- économies d’énergie et gestion de la demande ;
- stockage des vecteurs énergétiques ;
- dispositifs réglementaires, institutionnels et budgétaires ;
- mécanismes de gestion de crise.

Il va de soi qu’aucun gouvernement ne va évaluer ses performances par rapport à des indicateurs quantitatifs correspondant à ces cinq domaines à la fois afin d’améliorer la sécurité d’approvisionnement énergétique. La tâche est trop complexe et trop vaste pour permettre ce type d’approche. C’est pourquoi, cette étude ne contient pas à ce stade une série de recommandations détaillées à l’intention des décideurs. Néanmoins, elle présente un cadre pour l’élaboration de politiques concrètes dans les cinq domaines mentionnés. À la base, il faut que les acteurs publics et privés travaillent ensemble pour améliorer la sécurité des approvisionnements énergétiques en concentrant leurs efforts sur leurs atouts respectifs. En particulier, les gouvernements doivent faire bénéficier les acteurs privés (aussi bien côté offre que demande) de mesures incitatives et d’un dispositif réglementaire approprié qui leur permettent de contribuer au bien collectif que constitue la sécurité d’approvisionnement énergétique et d’en réduire les impacts en insistant sur une flexibilité accrue, par exemple. Cette étude a donc pour objectif principal d’accroître la sensibilisation à ce problème, de définir les différentes dimensions et de mettre en évidence la contribution positive que peut apporter l’énergie nucléaire dans chacune d’entre elles.

Plan de l’étude

On tentera donc dans le premier chapitre de cette étude d’examiner la notion de sécurité dans ces deux dimensions, à savoir les dimensions externe et interne. Sur cette base, on pourra procéder, dans le chapitre 2, à un examen détaillé de la possibilité d’établir des indicateurs transparents et adaptés à l’action des pouvoirs publics. Le chapitre 3 rassemble des données empiriques sur la contribution de l’énergie nucléaire à la sécurité des approvisionnements énergétiques et électriques dans un vaste éventail de pays membres de l’OCDE au cours des 40 dernières années. Le chapitre 4 analyse la modification des attitudes des pouvoirs publics à l’égard de l’énergie nucléaire lorsque celle-ci est étudiée dans la perspective de la sécurité d’approvisionnement. Enfin, le chapitre 5 est consacré aux conclusions.

1.2 Pourquoi la sécurité d’approvisionnement énergétique reste-t-elle un problème dans les pays de l’OCDE ?

La sécurité d’approvisionnement énergétique est un exemple classique d’externalité, à savoir une condition du bien-être des individus et de la société mais que les marchés n’assurent pas au niveau voulu. La raison en est que ce problème dépend de jugements de valeur subjectifs, qui varient selon les acteurs du marché, les citoyens et les pays. Les marchés ne peuvent de ce fait élaborer les paramètres vérifiables dont pourraient se servir les acheteurs et vendeurs privés pour négocier des résultats satisfaisants à un coût suffisamment bas. Cette complexité informationnelle – même si les raisons en sont diverses – est une caractéristique que la sécurité d’approvisionnement énergétique a en commun avec certains types d’externalité environnementale, comme les émissions de gaz à effet de serre, autre exemple significatif de la défaillance du marché dans le domaine de l’énergie. Dans les deux cas, il est indispensable que les pouvoirs publics se dépêchent d’élaborer des critères, des analyses et des politiques qui contraignent les acteurs privés à prendre en compte la sécurité d’approvisionnement.

Parce qu’il est une « externalité » négative, le risque que représente l’approvisionnement énergétique pose un problème aux pouvoirs publics. Cela signifie que des individus ne peuvent se prémunir contre ce risque du fait de sa complexité informationnelle et de sa nature non quantifiable. Il suffit de citer un exemple. Imaginons qu’un producteur d’acier soit contraint d’interrompre son activité en raison d’une panne d’électricité. Si ces pannes d’électricité se produisent régulièrement, le producteur d’acier se dotera d’un système de secours dont le coût sera répercuté sur les prix. En l’absence de tout autre problème, ce sera la solution. En d’autres termes, le risque lié à la sécurité d’approvisionnement sera « internalisé », et les pouvoirs publics n’auront pas à prendre de mesures.

Imaginons au contraire à présent : (a) que les pannes d’électricité sont un phénomène récent et imprévisible ; (b) que l’augmentation des prix de l’acier produit se répercute sur les consommateurs les moins préparés ; (c) que les coupures d’électricité atteignent les hôpitaux, les casernes de pompiers et les écoles ; (d) que ces coupures touchent des particuliers qui ne sont pas en mesure d’installer un système de secours ; ou (e) que la simple perspective de ces ruptures de fourniture génère un malaise ou une baisse de confiance. Dans tous ces cas, la prévoyance individuelle ne suffit pas à internaliser les répercussions d’une rupture d’approvisionnement, et une intervention des pouvoirs publics est justifiée. On peut attribuer la nécessité de cette intervention à l’existence d’asymétrie informationnelle ou de coûts de transaction.

Risques quantifiables et non quantifiables

Les externalités ne peuvent, par définition, être pleinement privatisées en raison de leur nature complexe et pluridimensionnelle. Il en découle, sur le plan technique, que les risques de rupture d’approvisionnement énergétique ne suivent pas une fonction de distribution de probabilité bien définie qui permettrait au marché des assureurs privés de les prendre en charge. Par ailleurs, l’action d’un acteur dans un système énergétique se répercute sur le bien-être ou la profitabilité d’un autre, sans prendre en compte cet impact. Souvent, cela est inévitable pour des raisons techniques. Le gaz et l’électricité sont prisonniers de leur réseau et même le pétrole et le charbon utilisent des infrastructures communes, ports, routes maritimes spécifiques, etc. Les externalités, même si elles touchent les acteurs du marché plutôt que la société dans son ensemble (imaginons, par exemple une augmentation soudaine de l’électricité produite par les éoliennes, qui crée une surcharge sur le réseau électrique et fait chuter les prix pour tous les participants), doivent néanmoins être traitées à un niveau central.

La question cruciale est toujours de savoir si les acteurs privés sont en mesure de faire face à certains risques, ou si les gouvernements doivent s’en charger. Certains événements imprévisibles ne constituent pas de véritables externalités qui justifient l’intervention des pouvoirs publics pour assurer

la sécurité d'approvisionnement. D'un point de vue technique, la distinction réside essentiellement entre le « risque » et « l'incertitude ». Selon la distinction introduite par Frank Knight (1921), un « risque » existe si les événements forment une distribution de probabilités bien définie pour des résultats connus³. Le risque peut, de ce fait, être pris en charge par les assureurs privés. L'« incertitude » prévaut en l'absence de ce type de distribution de probabilités étant donné l'insuffisance des données pour la définir. Dans ce cas, un assureur en dernier recours, qui ne peut être que l'État, doit prendre à sa charge le risque. Il faut comprendre « assurance » dans le sens large, à savoir que l'État prend des mesures pour s'assurer que le bouquet énergétique est bien structuré et qu'il peut faire face à certains événements incertains. Par exemple, la fourniture de garantie de prêts abaissant le coût du financement de la mise en place de technologies à faible émission de carbone peut être une mesure parfaitement justifiée des pouvoirs publics dans le contexte d'une volonté de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Il revient au gouvernement d'assumer la responsabilité de la sécurité d'approvisionnement énergétique soit parce que les menaces sont de nature imprévisible ou parce que des décisions doivent être prises au niveau central étant donné que les acteurs privés n'incluent pas dans leurs calculs de coûts-bénéfices les effets systèmes qu'ils produisent. Ceci ne veut pas dire pour autant que les marchés n'ont aucun rôle à jouer. Des marchés liquides et transparents sont un mécanisme essentiel pour la mutualisation et la redistribution des risques dans la mesure où ceux-ci sont quantifiables. L'assurance et la couverture peuvent ainsi réduire les risques des acteurs. Restent néanmoins les aspects de la sécurité d'approvisionnement que les marchés s'efforcent de prendre en considération et pour lesquels les gouvernements peuvent se charger de formuler et d'orienter les choix stratégiques à long terme dans le secteur énergétique. Cela concerne l'énergie nucléaire, en particulier, étant donné qu'un environnement politique, social et réglementaire stable est indispensable à sa viabilité.

Pour assumer cette responsabilité, il n'est pas nécessaire que les gouvernements mesurent l'ampleur de l'externalité que représente la sécurité d'approvisionnement. Les actes du séminaire de l'AIE/AEN sur la sécurité de l'approvisionnement énergétique pour la production d'électricité (*Security of Energy Supply for Electricity Generation*) (AIE/AEN, 2005) ont à juste titre rejeté l'idée de mesurer le « consentement à payer ». En effet, les tentatives de monétisation du risque de rupture d'approvisionnement pâtiraient des défauts intrinsèques de toute monétisation des externalités. S'ils disposaient de données adaptées, les marchés auraient déjà internalisé l'externalité en question, rendant par là même inutile l'intervention de l'État. L'État doit précisément intervenir dans les cas où l'imperfection de l'information empêche le comportement des acteurs privés d'aboutir à des résultats socialement acceptables⁴. Cela dit, différents indicateurs peuvent bien sûr servir à formuler et faire connaître les politiques des pouvoirs publics.

3. Plus précisément, il faudrait parler ici, suivant la terminologie introduite par Frank Knight (1921), d'incertitude plutôt que de risque. Le point important est que l'hypothèse de l'utilité attendue s'effondre en cas d'incertitude lorsque les fonctions de probabilités sont inconnues. Cela signifie que les assureurs ne seront pas en mesure de couvrir les risques en question, rendant par là même indispensable l'intervention des pouvoirs publics pour assurer la sécurité d'approvisionnement énergétique.

4. Il est préférable de parler de résultats « acceptables » plutôt que de résultats « optimaux », l'optimalité étant une notion mal définie en dehors du domaine des biens privés où elle suppose l'équivalence entre les coûts marginaux (offre) et les profits marginaux (demande). S'il est impossible de chiffrer les profits ou les coûts, la notion perd beaucoup de son sens. Pour une organisation intergouvernementale comme l'OCDE, qui s'intéresse à la maximisation du bien-être social par le biais de la préservation de biens publics, comme la sécurité d'approvisionnement énergétique, il importe de garder à l'esprit la nécessité de parvenir à des compromis sur des points comme ceux-ci sur une base implicite et qualitative. Néanmoins, des indicateurs même imparfaits peuvent être utiles pour mettre en évidence la contribution de différents choix énergétiques et pour formuler les moyens d'action possibles.

Les risques pesant sur l’approvisionnement énergétique se définissent ainsi par la vulnérabilité à des phénomènes imprévus et souvent imprévisibles, qui sont mal pris en charge par une gestion privée. Cela ne veut pas dire pour autant que toutes les difficultés rencontrées par les consommateurs d’énergie sont des risques de ce type. Ainsi, des prix élevés de l’énergie sont souvent confondus avec des risques pesant sur l’approvisionnement en énergie. Or, ce n’est pas le cas tant que les prix élevés sont stables et reflètent les réalités économiques ou les choix des pouvoirs publics, comme l’imposition de l’essence. Les prix élevés peuvent être un problème économique mais ne constituent pas en soi un problème de sécurité d’approvisionnement. En revanche, la vitesse et l’ampleur d’une envolée des prix conduisant à des perturbations économiques posent, elles, un problème de sécurité d’approvisionnement (voir également chapitre 4). Il faut par ailleurs rechercher les causes de l’augmentation des prix : une forte croissance économique par exemple se traduit inévitablement par une augmentation des prix de l’énergie mais n’implique pas forcément un accroissement des risques pesant sur l’approvisionnement.

La vulnérabilité aux risques en matière d’approvisionnement énergétique n’est pas assimilable non plus à des faits structurels, comme la dépendance à l’égard des importations même si les deux sont souvent confondus. Les dirigeants doivent donc se préoccuper aussi des attentes et des perceptions parallèlement aux faits. Les particuliers et les entreprises doivent avoir la possibilité de réagir à des faits structurels, comme les prix élevés de l’énergie à long terme. Les politiques destinées à assurer l’approvisionnement énergétique ne doivent pas se focaliser sur le niveau absolu des prix de l’énergie mais sur l’ampleur et l’impact de la variation (volatilité) des prix de l’énergie, protégeant ainsi les consommateurs d’énergie hostiles aux risques contre des changements inattendus. Dans cette optique, un système énergétique doit être jugé en fonction de ses aptitudes à résister aux chocs et à s’adapter. La résilience, ou flexibilité, du système devient donc une caractéristique essentielle.

Attitudes sociales et prix abordables

La bonne réaction des pouvoirs publics est également fonction des préférences sociales en matière de risque. Dans quelle mesure la sécurité des approvisionnements énergétiques doit être gérée en investissant des ressources dépend aussi de l’hostilité des consommateurs au risque, un paramètre qui varie considérablement d’un pays à l’autre. L’énorme écart entre l’imposition des prix du combustible aux États-Unis et dans les pays européens de l’OCDE, par exemple, peut s’expliquer en partie par le fait que les consommateurs américains sont habitués à des prix plus bas et à une volatilité relativement plus forte des prix et donc du risque (étant donné que les modifications des prix de gros se traduisent par un changement des prix de détail pour ainsi dire équivalent), alors que les consommateurs européens sont habitués à des prix plus élevés et à une volatilité relativement plus faible des prix et du risque.

Les préférences sociales influent, en outre, énormément sur la relation entre la sécurité des services énergétiques et leurs prix abordables. On peut se demander si la fourniture permanente d’énergie et de services énergétiques à des prix élevés peut toujours être considérée comme un approvisionnement énergétique sûr. L’énergie et les services énergétiques (lumière, chaleur, réfrigération, loisirs, éclairage public, certains types de transports publics, etc.) sont dans une certaine mesure des biens tutélaires, à savoir des biens dont les membres de la société veulent pouvoir profiter indépendamment de leurs aptitudes à les payer. Où doit-on tracer la frontière entre un service commercial et un bien tutélaire, voilà une question à laquelle il est difficile de répondre. Il y a une différence entre le fait de ne pas être en mesure d’utiliser votre voiture et celui d’avoir froid en hiver. La notion de sécurité d’approvisionnement énergétique varie également d’un pays à l’autre. Éviter la « pauvreté énergétique », par exemple, fait partie de la sécurité de l’approvisionnement énergétique au Royaume-Uni alors qu’elle n’est presque pas mentionnée dans les autres pays. Chaque société doit

donc définir sa propre notion de la sécurité d'approvisionnement énergétique avant de pouvoir concevoir le cadre dans lequel une action efficace pourra s'inscrire.

Les gouvernements sont appelés à prendre des décisions sur deux problèmes dans ce contexte. Le premier est un problème de politique sociale en ce sens que le gouvernement doit déterminer dans quelle mesure il souhaite subventionner la consommation de l'énergie des plus démunis en plus de ce qu'ils sont prêts ou capable de payer. Du point de vue de l'efficacité économique, il n'y a pas d'objection à la réalisation de ce type d'objectifs sociaux tant que les mesures prises restent conformes aux lois du marché, par exemple transferts forfaitaires sous forme de chèques énergie plutôt que réduction des prix de gros.

Il s'agit de savoir en second lieu dans quelle mesure les gouvernements désirent investir pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Théoriquement, une augmentation marginale de la sécurité d'approvisionnement – une réduction du risque d'interruption des flux énergétiques ou une extrême volatilité des prix auxquels seront confrontés les consommateurs – doit correspondre au coût marginal des mesures prises dans ce sens. C'est seulement au prix d'une volonté théoriquement illimitée de payer que l'on pourra éviter tout risque énergétique en installant systématiquement, par exemple, des systèmes de secours ou de stockage. En pratique, néanmoins, cette sécurité d'approvisionnement énergétique parfaite est trop coûteuse. Tous les pays acceptent donc implicitement un certain niveau d'insécurité énergétique en limitant leurs investissements dans les mesures destinées à y remédier. En d'autres termes, certaines ruptures d'approvisionnement sont acceptables comme une gêne inévitable quand le coût et l'effort pour les éviter sont trop élevés. L'arbitrage final n'est pas le fruit d'une analyse, mais le résultat de compromis obtenus par des processus politiques.

Risques pour la sécurité d'approvisionnement énergétique : synthèse

Dans le contexte de cette étude, assurer la sécurité d'approvisionnement énergétique signifie préserver l'intégrité physique des flux énergétiques et réduire au minimum les hausses successives des prix de l'énergie, même en présence de chocs imprévisibles. Le point important dans cette définition est la nature imprévisible et perturbatrice des chocs que constituent les risques en matière d'approvisionnement énergétique, chaque événement étant de nature unique et incomparable. Le temps joue un rôle important dans ce domaine. Si les délais sont suffisamment longs et la chaîne des événements suffisamment prévisible, les consommateurs et les producteurs sont souvent capables d'internaliser les risques. Par exemple, les consommateurs hostiles au risque paieront des prix relativement plus élevés pour des sources d'énergie moins vulnérables aux interruptions d'approvisionnement physique ou à la volatilité des prix.

Cependant, le temps joue dans les deux sens. Ce qui est en jeu, ce n'est pas seulement l'aptitude des marchés à prévoir les risques mais aussi leur capacité d'y réagir à temps. Les infrastructures énergétiques ont une durée de vie extrêmement longue, et les choix énergétiques d'aujourd'hui définissent le secteur pour des dizaines d'années en raison de l'irréversibilité et des coûts échoués des équipements, qui figent dans des schémas de production particuliers. Les marchés peuvent aussi avoir une vision à très court terme. Ce sont autant d'arguments en faveur de l'intervention des gouvernements que ce soit pour planifier ou pour réduire les risques à long terme.

Le débat sur le changement climatique en est un bon exemple. Si l'on se réfère aux prix, à la disponibilité et aux profils de production actuels, les centrales au charbon sont, dans de nombreux pays, compétitives et représentent une source d'énergie à court terme très fiable. Néanmoins, il est vraisemblable que dans les 20 prochaines années, c'est-à-dire alors que la plupart des centrales seront encore en service, les émissions de CO₂ devront être fortement limitées. Cela se traduira dans les pays

largement dépendants de la production des centrales au charbon, comme l'Australie et la Pologne, par une probabilité plutôt élevée d'augmentation des prix ou par une baisse de production.

Dès lors que l'on a défini le risque pour la sécurité d'approvisionnement énergétique comme étant une vulnérabilité aux événements inattendus ou imprévisibles, il est possible de caractériser un certain nombre de problèmes qui représentent des risques réels⁵ :

1. Interruptions de l'approvisionnement énergétique à moyen et long terme, en raison de :
 - a. décisions politiques, embargos par exemple (crise pétrolière du début des années 70...);
 - b. tensions géopolitiques où sont impliqués un ou plusieurs pays fournisseurs (guerres, tensions au Moyen-Orient...);
 - c. problèmes internes d'un pays ou d'une région qui est un fournisseur (guerre civile, tensions politiques, grèves...);
 - d. limitation de la capacité de production due à un manque d'investissement (refus des investissements directs étrangers, mauvaise gestion...);
 - e. limitation de la capacité de production due à une gestion « durable » à long terme des ressources naturelles (Qatar, Norvège...);
 - f. restriction des approvisionnements du fait de l'exercice prolongé d'un pouvoir monopolistique par une entité ou un cartel (OPEP...);
 - g. restriction de l'utilisation de certains combustibles (limitation de la consommation des combustibles fossiles en raison de la réglementation des émissions de CO₂ pour lutter contre le réchauffement climatique mondial...); et
 - h. épuisement des ressources naturelles qui ne serait pas pris en compte par les acteurs privés ou qui serait révélé par de nouvelles informations;
2. Interruptions à court terme des approvisionnements énergétiques physiques en raison d'événements isolés et imprévisibles, comme :
 - a. raisons politiques et militaires (crise de Suez...);
 - b. conflits commerciaux (Ukraine, Biélorussie...);
 - c. sabotage (oléoducs irakiens...);
 - d. actes de violence d'acteurs non étatiques contre les infrastructures énergétiques (attaques de pirates dans le détroit de Malaga et d'Ormuz);
 - e. événements météorologiques (ouragan Katrina...);
 - f. accidents techniques (panne du système européen de transport haute tension, marée noire provoquée par le Macondo dans le Golfe du Mexique...); et
 - g. capacité de production domestique insuffisante (Californie 2002...);
3. Variations brutales du prix de l'énergie à court terme en raison de :
 - a. exercice soudain du pouvoir de monopole par une entité ou un cartel (révision des quotas de l'OPEP...);
 - b. bulles spéculatives et comportement moutonnier (prix du pétrole en 2008); et
 - c. nouvelles informations relatives à la situation des réserves d'un fournisseur important ou à la demande future probable.

5. La liste ci-dessous est une adaptation de la liste présentée par Keppler et Lesourne dans Keppler (2007b).

Même si on peut parfaitement justifier chacun des éléments de cette liste, de toute évidence certains d'entre eux correspondent mieux à la notion de risque de rupture d'approvisionnement, à savoir un événement imprévu menaçant l'intégrité des approvisionnements énergétiques. Dans la mesure où ces phénomènes se répètent – la succession pour ainsi dire permanente des crises du Moyen-Orient vient à l'esprit – ils ont été dans l'ensemble intégrés et de ce fait internalisés dans le comportement des consommateurs (1.b). Les événements récurrents peuvent être anticipés et tarifés par les marchés alors que les événements imprévus ne peuvent pas l'être. On revient ici à la distinction entre le risque et l'incertitude, étant donné que seule cette dernière justifie véritablement les interventions des pouvoirs publics.

À y regarder de plus près, il n'est même pas certain que le point 1.f, exercice prolongé d'un pouvoir monopolistique par une entité ou un cartel, comme l'OPEP, s'applique dans le contexte de cette étude. Bien sûr, la décision initiale prise par l'OPEP en octobre 1973 – décision soudaine, spectaculaire, chargée d'arrière-pensées politiques et accompagnée d'une menace largement inefficace de suspendre les approvisionnements – reste l'archétype du risque en matière d'approvisionnement. Dans une certaine mesure, cette décision a marqué le début du débat moderne sur la sécurité d'approvisionnement énergétique. Même si le premier « choc pétrolier » reste toujours dans nos mémoires, il n'en reste pas moins que le comportement de l'OPEP aujourd'hui est celui de tout monopole cherchant à faire des profits, qui souhaite la stabilité du marché et la maximisation de la rente de ressources⁶. En l'absence d'un système anticartel mondial – il semble peu probable qu'un processus complexe de négociations multilatérales permettra de s'orienter dans ce sens à bref échéance – on peut se demander sur quelle base légale, morale ou politique, ce comportement pourrait être approuvé. En d'autres termes, même si ce type de comportement anticoncurrentiel est sans aucun doute regrettable du point de vue des économies des pays membres de l'OCDE, rien ne permet de dire si l'on peut s'y attaquer directement⁷.

Toutefois, il existe des solutions indirectes pour lutter contre le pouvoir monopolistique au niveau de l'offre. La diversification des sources énergétiques et des fournisseurs, le développement d'énergies de substitution, comme les énergies renouvelables et l'énergie nucléaire, la mise en place d'incitations pour améliorer le rendement énergétique sont autant de ripostes efficaces au comportement monopolistique à long terme. Ces mesures tombent néanmoins dans le domaine des pratiques commerciales standard et ne constituent pas à proprement parler des mesures de réduction des risques liés à l'approvisionnement énergétique. Les acteurs du secteur privé, préoccupés par l'augmentation des prix du pétrole et du gaz, devraient pouvoir faire face à l'exercice du pouvoir de monopole à condition qu'il soit prévisible et que la concurrence commerciale s'exerce dans le cadre de règles de jeu équitables.

6. Une « rente de ressources » est la différence entre le coût de l'extraction d'une ressource et le prix que cette ressource atteint sur les marchés mondiaux. Plus généralement, la rente désigne la différence entre les coûts et les recettes et est une forme de revenu pour laquelle il n'y a pas d'effort proportionné (penser aux brevets, monopoles légaux ou rock-stars). Elle est toujours due à la rareté intrinsèque du produit en question et son importance n'est déterminée que par la demande.

7. Même si une part plus importante des rentes de ressources dont bénéficient les pays consommateurs serait certainement appréciée, il ne faut pas négliger les effets secondaires moins insidieux qu'ont des prix élevés et stables des combustibles fossiles importés, à savoir réduction de la consommation et des émissions liées à la consommation d'énergie, incitations à améliorer le rendement énergétique et, plus important encore, amélioration de la compétitivité de l'énergie nucléaire.

Historiquement, les éléments cités sous le point 2 sont au cœur du problème de la sécurité d’approvisionnement. La plupart des débats publics sont axés sur les ruptures d’approvisionnement énergétique de courte durée, dues à des événements imprévisibles et isolés, comme les crises politiques, les conflits commerciaux, le sabotage, les événements météorologiques, les accidents techniques ou l’insuffisance de la capacité de production d’électricité. C’est dans ce contexte que les mesures classiques destinées à assurer la sécurité d’approvisionnement ont été conçues : citons à ce propos le système de crise mis en place par l’AIE en cas de rupture d’approvisionnement en pétrole, qui a été utilisé dans des circonstances diverses, que ce soit lors de la première guerre d’Irak ou de l’ouragan Katrina.

Les éléments cités dans le point 3, augmentation *soudaine* des prix provoquée par des cartels, éclatement soudain de bulles spéculatives ou apparition de nouvelles informations importantes sur l’offre et la demande, constituent aussi de toute évidence des risques pour la sécurité des approvisionnements énergétiques en termes de stabilité des prix. Ils exigent aussi l’adoption de mesures spécifiques : amélioration de la transparence, plus grande efficacité de la réglementation des marchés de matières premières, de plus en plus volatils et complexes, amélioration de la coordination entre les fournisseurs et les consommateurs ainsi qu’amélioration des infrastructures informationnelles grâce à la normalisation, à la collecte et à la communication régulière des données pertinentes entre les parties prenantes.

Rôle particulier du secteur de l’électricité

C’est dans le secteur de l’électricité que les problèmes de sécurité d’approvisionnement se posent avec la plus grande acuité. Bien sûr, la nécessité d’équilibrer l’offre et la demande sur les marchés de l’électricité, parce que cette dernière ne peut être stockée et que sa demande est inélastique, a, de tout temps, exigé une coordination étroite entre les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux de transport. Néanmoins, face aux doubles défis que représentent, dans de nombreux pays de l’OCDE, l’intégration des marchés et la libéralisation du marché de l’énergie, cette coordination est devenue de plus en plus difficile. Les raisons en sont : (a) l’inadéquation des infrastructures de transport ; et (b) l’insuffisance de la capacité de production, qui rend le système vulnérable aux brusques augmentations de la demande ou aux accidents techniques mineurs. Une troisième source importante d’incertitude dans ce secteur provient : (c) de la production de grandes quantités d’énergies renouvelables intermittentes, comme l’énergie éolienne. Face à la variabilité du vent, la fourniture d’électricité ainsi que son prix peuvent fluctuer énormément, augmentant par là même les risques auxquels sont confrontés les consommateurs et les producteurs⁸. C’est dans le secteur de l’électricité que les économies des pays membres de l’OCDE rencontrent leurs plus graves problèmes de sécurité d’approvisionnement. C’est dans ce secteur aussi que l’énergie nucléaire du fait de sa capacité de

8. Il arrive fréquemment en Allemagne par exemple, que les prix de l’électricité deviennent négatifs pendant des périodes de faible demande (par exemple, la nuit et pendant les week-ends) lorsque les turbines éoliennes produisent beaucoup d’électricité. Les prix peuvent alors devenir négatifs parce que l’arrêt de certaines centrales produisant de l’électricité en base, comme les centrales nucléaires ou au charbon, est très coûteux de sorte que l’on préfère qu’elles continuent à fonctionner même si les prix chutent en-dessous des coûts variables ou de manière encore plus spectaculaire deviennent négatifs. Bien au contraire, les producteurs d’électricité éolienne bénéficient de tarifs d’achat garantis et de ce fait n’ont aucun avantage à réduire leur production. Alors que le phénomène des prix négatifs est le résultat d’un comportement rationnel bien compris à court terme, il dénature les incitations et en particulier réduit les incitations à investir dans une capacité de production adaptée ne faisant pas appel à l’éolien. En d’autres termes, les politiques actuelles aboutiront à augmenter encore la part de la production éolienne, avec toutes les conséquences que cela peut avoir sur la sécurité d’approvisionnement ainsi que sur la volatilité de la production et des prix.

produire de l'électricité en base à des prix prévisibles peut le plus efficacement contribuer au renforcement de la sécurité générale des approvisionnements énergétiques.

Comme les marchés ont la plus grande peine à assurer efficacement la sécurité de l'approvisionnement énergétique en raison de sa nature complexe et imprévisible, il incombe aux gouvernements de s'attaquer aux problèmes tant à court terme qu'à long terme. Cela ne signifie pas que le secteur privé, qu'il soit producteur ou consommateur d'énergie, doit être exonéré de toute responsabilité. Les acteurs individuels du secteur énergétique, qu'il soit fournisseurs ou consommateurs, ne sont pas des victimes passives mais doivent apporter leur propre contribution à la sécurité énergétique en faisant des choix judicieux à long terme dans le cadre d'une répartition appropriée du travail entre le public et le privé. Le secteur public n'assumera donc la responsabilité que pour des événements extrêmes et soudains ou dans le cas de défaillances informationnelles manifestes des acteurs privés concernant les tendances à long terme.

En résumé, on parviendra à structurer au mieux l'analyse du sujet complexe qu'est la sécurité d'approvisionnement énergétique en se concentrant sur deux aspects différents, ou dimensions du problème :

- La dimension externe concerne les défis stratégiques et géopolitiques ainsi que les conditions politiques d'instauration d'un flux ininterrompu d'énergie primaire. Dans ce contexte, on évaluera également l'importance relative de la dépendance à l'égard des importations et on examinera la vulnérabilité des économies à intensité carbonique élevée aux changements des politiques climatiques mondiales.
- La dimension interne se rapporte aux aspects économiques, financiers et techniques, qui permettent de garantir que des investissements de qualité suffisante sont faits dans la production, le transport et la conversion, ainsi que dans l'efficacité de la consommation finale. Elle recouvre également les réalités institutionnelles et réglementaires d'un marché énergétique national ou régional. Ensemble, ces aspects déterminent la fiabilité du système énergétique et sa résilience face à des événements météorologiques ou techniques imprévus.

Nous présenterons ci-après ces deux aspects essentiels séparément, afin d'évaluer la contribution possible de l'énergie nucléaire dans chacune de ces dimensions.

1.3 Dimension externe : dépendance à l'égard des importations, épuisement des ressources et politiques relatives aux émissions de CO₂

La dimension géopolitique, ou stratégique, de la sécurité d'approvisionnement énergétique reste l'aspect qui attire le plus immédiatement l'attention des commentateurs. C'est par ailleurs un aspect qui se prête à l'exagération, à l'utilisation sélective des statistiques et aux prévisions gratuites. En fait, il est quasiment impossible de produire une quantification sérieuse du risque géopolitique de rupture de l'approvisionnement étant donné que ce risque est étroitement corrélé aux intérêts stratégiques, aux points de vue de la population et aux préférences sociales en matière de risque. Cela ne veut pas dire pour autant que ces facteurs ne doivent jouer aucun rôle dans l'évaluation du risque de rupture d'approvisionnement, mais il faut savoir qu'ils peuvent être fortement subjectifs et très instables dans le temps.

Le risque géopolitique renvoie presque toujours aux sources d'énergie primaire (pétrole, gaz, charbon, uranium ou énergies renouvelables) étant donné que leur situation géographique dépend des hasards géologiques et climatiques. Les lieux de production et de consommation sont donc souvent très éloignés, dans des pays et régions aux histoires, cultures et valeurs différentes. Toutes les autres étapes de la chaîne énergétique, raffinage, enrichissement, conversion et distribution, peuvent être

rapprochées du consommateur final ou sont, comme la consommation, directement dépendantes de ce dernier. Le risque géopolitique est, par conséquent, concentré dans les pays producteurs⁹. Il concerne les réserves énergétiques en surface et en sous sol dont disposent les pays fournisseurs et aussi leur aptitude à produire cette énergie, à savoir leurs capacités techniques de la recueillir sous forme commercialisable, la prévoyance dont ils ont fait preuve en faisant des investissements appropriés en temps voulu ainsi que leur volonté politique d'écouler l'énergie ainsi produite sur les marchés internationaux de manière prévisible.

Par ressources souterraines on entend les combustibles fossiles et l'uranium, qui posent des problèmes complexes mais relativement bien étudiés de sécurité d'approvisionnement. Les ressources en surface sont les biocarburants ou l'électricité produite avec des sources renouvelables, à savoir pour l'instant essentiellement la biomasse, l'éolien, l'hydroélectricité et le solaire. La montée progressive des craintes géopolitiques suscitées par les énergies renouvelables a été récemment mise en évidence par le débat sur le projet géant Desertec, dont l'objectif est d'acheminer des grandes quantités d'énergie solaire du désert du Sahara vers l'Europe. Les conflits historiques entre le Brésil et le Paraguay et la Province du Québec et l'État de New York à propos de la production d'hydroélectricité ont également révélé que les énergies renouvelables ne sont pas à l'abri des chamailleries politiques.

Enfin, et ce n'est pas négligeable, on assiste à l'apparition de tensions géopolitiques à propos de la répartition des responsabilités de réduction des émissions mondiales de gaz à effet de serre et de la mise en œuvre, du calendrier et de la répartition des « rentes carbone », à savoir la capacité de tirer un revenu de la vente de réductions d'émissions peu onéreuses à des pays qui doivent beaucoup réduire leurs émissions mais n'ont pas de solutions de réduction peu coûteuses.

Les risques géopolitiques de rupture des approvisionnements énergétiques sont donc fonction des relations entre pays producteurs et consommateurs, qui ont chacun leur part de responsabilité. Néanmoins, même dans le meilleur des cas, il est difficile de prévoir ce que seront ces relations. Le problème se complique encore du fait que la majorité des réserves d'hydrocarbures facilement accessibles se situe dans des régions potentiellement instables. Donc, ce que l'on peut faire au sujet de ces sources de risques géopolitiques est limité. Du côté de la demande, la stratégie la plus connue consiste à diversifier les sources d'approvisionnement et les voies d'acheminement. Cette stratégie rationnelle n'est pas récente. En effet, en 1913 déjà, lorsque la marine britannique s'est décidé à abandonner le charbon au profit du pétrole pour ses navires, Winston Churchill a fait remarquer que « la sécurité et la certitude résident, en matière pétrolière, dans la diversité et seulement dans la diversité ». En termes économiques, cela veut dire qu'il faut accroître l'élasticité de la demande vis-à-vis de toute source d'approvisionnement. Ainsi, si un fournisseur augmente brusquement ses prix ou menace d'interrompre les livraisons, les consommateurs peuvent se tourner vers un autre fournisseur. Ce principe est général et peut, bien sûr, être appliqué au niveau de la consommation totale d'un combustible, quel qu'il soit, ou de l'ensemble de la consommation d'énergie. Plus la flexibilité de la demande est grande et plus les consommateurs sont prêts à changer de comportement si nécessaire, plus les risques de rupture d'approvisionnement sont faibles.

9. Bien que cette formule soit strictement parlant incorrecte du point de vue de la thermodynamique, étant donné que l'énergie ne peut être produite, nous utiliserons néanmoins l'expression habituelle de « producteurs d'énergie » pour désigner les pays qui « récupèrent l'énergie sous forme utilisable ».

Encadré 1.1 : Gestion de la sécurité des approvisionnements par le biais de mesures axées sur le marché

Le renforcement de la diversification et de la flexibilité (élasticité de la demande) est aussi l'idée maîtresse de deux études publiées en 2000 et 2004 par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) sur la sécurité des approvisionnements en gaz dans les pays de l'OCDE : *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand* (AIE, 2002a) et *Security of Gas Supplies in Open Markets : LNG and Power at a Turning Point* (AIE, 2004). Les deux études préconisent l'adoption d'un certain nombre de mesures concrètes permettant de renforcer la flexibilité des marchés. La plupart de ces mesures sont axées sur le marché ou sont compatibles avec celui-ci. Les gouvernements peuvent (et doivent) s'efforcer de faciliter l'adoption de ces pratiques sur le marché sans pour autant se substituer au processus du marché, par exemple par des négociations bilatérales avec des fournisseurs privilégiés. Parmi les mesures proposées, citons :

1. Raccourcissement de la durée des contrats (actuellement entre 8 et 15 ans en Europe et 15 à 20 ans en Asie au lieu des habituelles 20 à 25 ans).
2. Amélioration de l'accès aux marchés en facilitant les investissements dans les terminaux de regazéification du gaz naturel liquéfié (GNL) et dans les gazoducs d'importation.
3. Mise au point d'instruments financiers adaptés à la gestion des risques.
4. Adoption d'approches de portefeuille par les acheteurs.
5. Réduction des volumes négociés dans les nouveaux contrats ou lors du renouvellement des contrats de fourniture de GNL.
6. Introduction d'une plus grande souplesse dans les termes contractuels révisés (par exemple, contrats interruptibles).
7. Capacité de stockage suffisante.
8. Flexibilité de production (centrales biénergie).

L'indépendance énergétique est-elle synonyme de sécurité énergétique ?

Étant donné que les risques géopolitiques de rupture d'approvisionnement découlent à la base de la séparation physique des centres de production d'énergie primaire et des centres de consommation, il est tentant de s'attaquer au problème en cherchant à ramener la production dans le pays. En d'autres termes, on assimile souvent le renforcement de la sécurité énergétique à l'augmentation de la part de production nationale et aux efforts en faveur de « l'indépendance énergétique ». La question consistant à se demander si l'indépendance énergétique est synonyme de sécurité d'approvisionnement énergétique est aussi vieille que le débat sur la sécurité énergétique lui-même. La réponse bien sûr est « cela dépend ». Cela dépend en effet de la situation géographique du pays concerné, de ses ressources énergétiques propres, de l'état de ses infrastructures physiques de transport et de stockage, de la diversification de ses sources d'approvisionnement, de la volonté de sa population d'accepter de payer des prix moyens à long terme plus élevés en échange d'une plus faible volatilité et de tout un ensemble d'autres problèmes.

Dans l'idéal, la sécurité de l'approvisionnement énergétique ne serait pas synonyme d'indépendance énergétique ou d'autosuffisance. En effet, le libre-échange des produits énergétiques à l'échelle mondiale grâce à une concurrence efficace sur les marchés garantirait la fourniture en temps voulu de toutes les ressources énergétiques nécessaires. Mais, en fait, dans ce monde idéal, la sécurité d'approvisionnement énergétique ne serait pas un problème. Mais, même si la réalité est souvent extrêmement éloignée de l'idéal d'un monde de marchés concurrentiels, le concept de la sécurité d'approvisionnement recouvre à l'évidence non seulement la notion d'indépendance énergétique mais également la notion d'interdépendance énergétique. La plupart des pays sont, en effet, tributaires, du moins partiellement, du commerce international de l'énergie, une situation qui ne changera pas dans

l'avenir. Ce qui importe dans ce cas n'est pas tant la sécurité d'une livraison, mais plutôt la sécurité du système auquel les producteurs et les consommateurs sont parties prenantes.

La sécurité énergétique devient un problème national lorsque l'on craint que le libre-échange des produits énergétiques ne soit entravé, par exemple pour des raisons géopolitiques. On peut dire que les pays devraient, dans ce cas, s'efforcer de parvenir à une certaine autosuffisance énergétique tout en veillant à créer les conditions favorables à une restauration du rôle du marché. Lors de la crise pétrolière de 1974, qui reste à l'origine du débat actuel sur la sécurité d'approvisionnement, la notion de sécurité énergétique dans son acception initiale s'articulait autour de la nécessité de garantir la continuité des flux énergétiques.

Les pays de l'OCDE se sont dépêchés ainsi d'améliorer le niveau de leurs approvisionnements nationaux, de diversifier leurs fournisseurs en choisissant d'autres pays que ceux de l'OPEP et de mettre au point des ressources nationales pour remplacer le pétrole importé. Plus récemment, les interruptions de l'approvisionnement en gaz russe, qui ont touché l'Europe à plusieurs reprises depuis 2006, ont incité les pays à se tourner vers d'autres fournisseurs, un nouveau vecteur de fourniture (remplaçant les gazoducs par du GNL) et vers des ressources nationales comme les énergies renouvelables. Dans les deux cas, l'énergie nucléaire a également joué un rôle important. Des programmes nucléaires de grande envergure ont ainsi vu le jour dans de nombreux pays de l'OCDE dans les années 70, tandis que pendant la première décennie du 21^e siècle l'inquiétude suscitée par la fiabilité des approvisionnements en gaz ainsi que l'attention portée au changement climatique ont inspiré des mouvements en faveur d'une « renaissance du nucléaire ».

Les risques géopolitiques ne doivent pas être confondus avec une hostilité politique, des conflits civils ou de véritables embargos. Il s'agit fréquemment de problèmes plus simples de compétence de la gestion et d'adéquation des investissements dans les pays producteurs. Même si l'on dispose de quantités suffisantes de pétrole, de gaz, de charbon ou d'uranium, il faut des niveaux importants d'équipements et de compétences technologiques pour extraire l'énergie primaire et la mettre sur le marché. Il importe en effet que, dans les pays producteurs, on investisse en temps utile dans la capacité de production nécessaire pour satisfaire la demande. Citons à ce propos les exemples de la production de pétrole au Moyen-Orient, de l'extraction de gaz dans la péninsule de Yamal en Russie, de l'investissement dans les installations de liquéfaction pour le GNL au Qatar et ailleurs et dans l'exploitation des mines d'uranium dans de nombreuses régions.

Pour que les investissements dans la production soient suffisants, il faut que les prix du combustible soient appropriés et stables. En effet, des prix trop faibles ou trop volatils découragent les investisseurs. Des prix volatils découragent, en outre, les consommateurs, en particulier si l'élasticité de leur demande est faible. Il est particulièrement difficile de parvenir au niveau d'investissement optimal. Des marchés liquides d'un côté et des contrats à long terme de l'autre sont des facteurs essentiels pour que les investisseurs dans les pays producteurs aient la visibilité nécessaire pour pouvoir investir dans une capacité adaptée de production, de stockage et de transport. Le stockage joue un rôle particulièrement important dans ce contexte, car il peut amortir temporairement des fluctuations de l'offre et de la demande.

En pratique, chaque pays doit trouver le juste équilibre entre l'autosuffisance et la dépendance à l'égard des importations d'énergie dans le contexte d'une division mondiale du travail. Deux aspects jouent un rôle ici. Premièrement, les préférences sociales pour une structure d'approvisionnement, bon marché et risquée ou bien coûteuse et plus sûre, doivent être reflétées dans les mesures adoptées. Deuxièmement, pour faciliter le commerce international de l'énergie, il faut disposer d'infrastructures logistiques. Des infrastructures de transport sont donc nécessaires au niveau mondial : routes, chemins de fer, ports, oléoducs, gazoducs et terminaux de regazéification du GNL.

La question de l'autosuffisance revêt une importance particulière sur les marchés de l'électricité parce que cette dernière, en raison des coûts élevés du stockage, ne peut être transportée à un prix raisonnable que sur des distances relativement courtes. Dans des pays insulaires lointains, comme le Japon et l'Australie, ou des pays isolés *de facto*, comme la République de Corée, la production d'électricité nationale doit pouvoir satisfaire la demande¹⁰.

L'autosuffisance en électricité est parfois la seule solution. Pour certains de ces pays géographiquement isolés, les importations d'énergie primaire peuvent également être plus délicates en raison de la dépendance à l'égard de fournisseurs éloignés et peu nombreux. Pour de vastes régions interconnectées, comme l'Amérique du Nord ou l'Europe, l'autosuffisance au niveau national ne revêt pas de toute évidence la même importance, même pour le gaz et l'électricité qui dépendent d'un réseau. Ce serait même contre-productif. Bien sûr pour cela il faut qu'il existe suffisamment de connexions électriques entre les pays et qu'il y ait un bon niveau d'harmonisation et de coordination dans la région en question (par exemple du point de vue des procédures opérationnelles et des procédures techniques de différents gestionnaires de réseau de transport) afin que les coûts de transaction restent à un niveau minimum. En bref, l'enjeu est le degré d'intégration du marché¹¹. Exemple fréquemment cité dans ce contexte, la forte part des importations de gaz naturel canadien dans la consommation de gaz des États-Unis. En termes de sécurité d'approvisionnement, il ne s'agit absolument pas d'un problème, étant donné que les échanges qui interviennent à la frontière du Canada et des États-Unis font partie d'un marché intégré.

La sécurité d'approvisionnement énergétique et la dépendance à l'égard des importations sont certes liées mais ne sont pas synonymes. Lorsque l'on parle de la sécurité d'approvisionnement, il convient de préciser le niveau géographique auquel elle est envisagée. Il peut s'agir d'une sécurité locale ou d'une sécurité mondiale, y compris d'une sécurité de la demande pour les fournisseurs comme contrepartie naturelle. La définition du niveau d'analyse détermine les résultats. Il en va de même de la diversification. La France peut avoir un fort pourcentage d'énergie nucléaire dans sa production d'électricité au niveau national. Néanmoins, cette production nucléaire contribue à la diversification des approvisionnements en électricité au niveau européen.

C'est le niveau national qui a fait l'objet dans le passé de la plus grande attention. Toutefois, on se rend compte de plus en plus que le niveau national n'est peut-être pas le niveau approprié pour traiter ce problème. En Europe, par exemple, la création d'un marché unique des biens et services ainsi que la création d'un marché européen des émissions de carbone entraînent une évolution où les questions énergétiques et de sécurité d'approvisionnement deviennent de plus en plus des problèmes européens. Citons à titre d'exemple le dialogue entre la Russie et l'Union européenne, les directives européennes pour renforcer l'intégration des marchés de l'électricité, les fameux objectifs 20-20-20 de

10. Le réseau électrique britannique est bien sûr relié à la France et au continent européen par le câble sous-marin d'interconnexion. Mais, la puissance électrique de 2 GW qu'il peut transporter représente moins de 5 % de la puissance totale installée de la Grande-Bretagne qui avoisine 70 GW.

11. Des détails juridiques et techniques peuvent avoir leur importance dans ce contexte. Ainsi, même des pays voisins qui échangent de l'électricité peuvent installer des interrupteurs à leurs frontières, et de nombreux codes de réseau précisent que les lignes transfrontalières peuvent être coupées si nécessaire en cas de panne d'électricité. C'est pourquoi, il importe, lorsqu'on étudie l'intégration du marché, de prendre en compte non seulement l'état des infrastructures techniques mais également les accords juridiques et institutionnels régissant l'exploitation de ces infrastructures.

l'UE pour 2020 ou même les initiatives plus récentes de la Commission européenne en vue d'harmoniser l'évaluation et la gestion des risques dans le domaine nucléaire¹².

Toutefois, quel que soit le niveau géographique, il est difficile de définir des solutions dites « sûres ». Les sources nationales peuvent ne pas être sûres. Le charbon britannique en est un excellent exemple. Si la Grande-Bretagne s'est précipitée sur le gaz, c'est aussi pour réagir à la volatilité politique entourant la production de charbon. Pour l'investisseur privé, l'abandon progressif du nucléaire décidé par l'Allemagne ou la Suède, en dépit des avantages intrinsèques de cette énergie, présente un risque similaire en matière d'utilisation d'une source d'énergie nationale « sûre ». La décision prise à l'heure actuelle par ces deux pays de revenir sur la sortie du nucléaire améliore, bien sûr, les perspectives à moyen terme du nucléaire dans ces pays, mais révèle une fois de plus la difficulté de maintenir une politique stable à long terme en la matière.

Toutefois, ces problèmes ne doivent pas conduire les gouvernements à subventionner certaines sources d'énergie plutôt que d'autres pour parer à des risques géopolitiques perçus ou réels. En outre, il faut plus, et non pas moins, de concurrence. Les marchés qui offrent la possibilité de choisir entre des sources, des combustibles et des fournisseurs concurrents peuvent efficacement protéger contre des risques de rupture d'approvisionnement. Il importe, dans le cadre de ce processus, de faire en sorte que les marchés puissent bénéficier des mérites de chaque source. Cela signifie qu'il faut créer des formes innovantes de financement (dont les contrats d'approvisionnement à long terme doivent faire partie) afin de permettre aux énergies nucléaires et renouvelables de surmonter les inconvénients inhérents aux technologies à coûts fixes élevés dans des environnements où les prix sont volatils.

Encadré 1.2 : Les chausse-trappes de l'approche géopolitique

La dimension géopolitique et la dépendance à l'égard des importations ont sans doute un impact sur la sécurité des approvisionnements énergétiques. Cependant, il convient de veiller à ne pas privilégier cette dimension à l'exclusion des autres. L'exposé de John Gittus de la *Lloyd's of London* « *Keep the Lights Burning* », qui est par ailleurs intéressant et bien documenté, montre bien qu'il faut se méfier. En effet, en insistant lourdement sur les futurs troubles au Moyen-Orient et les futures interruptions de fourniture du gaz russe, John Gittus brandit le spectre d'un retour à « une semaine de trois jours » en l'absence de mesures draconiennes et prévoit, avec une « probabilité de 2 à 5 % », une panne d'électricité au Royaume-Uni d'ici 2025, avec une perte de 75 % de l'électricité, qui durerait plus d'une journée (Gittus, 2004, p. 7).

Il convient cependant de réfléchir un instant au choix de la terminologie. Le terme tristement célèbre de « semaine de trois jours » a été créé durant « l'hiver du mécontentement » de 1984, lorsque les mineurs des mines de charbon britanniques se sont mis en grève. Gittus attire involontairement l'attention sur le fait que les ressources énergétiques nationales ne contribuent pas nécessairement plus efficacement à la sécurité d'approvisionnement que les ressources énergétiques importées. Ses propres statistiques confirment que la rupture d'approvisionnement énergétique la plus longue au Royaume-Uni a été provoquée précisément par la grève de 1984 (Gittus, 2004, p. 5). Ce qui compte n'est pas tant la distinction entre les sources nationales et étrangères, mais l'absence de signal efficace du marché et le degré de politisation. Les conflits distributifs dans les campagnes anglaises peuvent être tout aussi néfastes pour la sécurité d'approvisionnement que le conflit israélo-arabe. Un ouragan perturbant la production éolienne (nationale) ou des réductions draconiennes des émissions de carbone en réaction à des changements climatiques catastrophiques sont aujourd'hui des sources de risque aussi probables que la vieille hostilité entre États-nations. Bien sûr, cette dernière donne lieu à une couverture médiatique bien plus importante.

12. Les objectifs 20-20-20 contraignent les pays de l'Union européenne à réduire d'ici 2020 leurs émissions de carbone de 20 % par rapport aux niveaux de 1990, de faire passer la part des énergies renouvelables à 20 % et d'augmenter leur efficacité énergétique de 20 % par rapport aux niveaux de 1990.

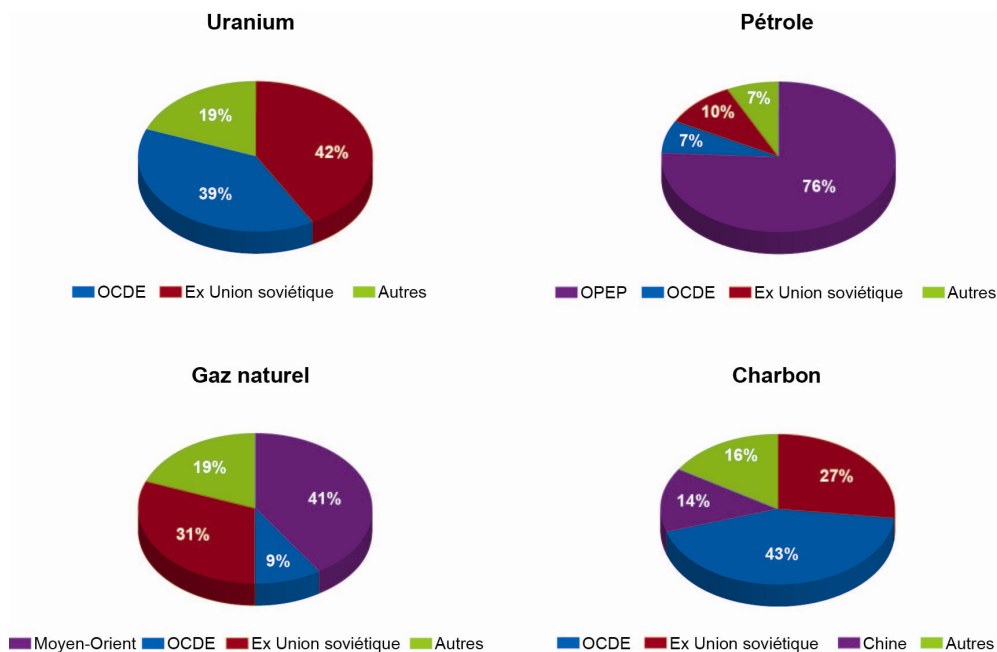
Contribution du nucléaire à la réduction du risque géopolitique en matière d'approvisionnement

Il ne fait pas de doute que l'énergie nucléaire présente de très nets avantages quand il s'agit de renforcer la dimension externe de la sécurité d'approvisionnement énergétique. Evelyne Bertel de l'AEN déclare, par exemple (Bertel, 2005, p. 7) :

« ...les centrales nucléaires sont une source d'énergie essentiellement ou totalement nationale... Les principaux avantages de cette énergie, de ce point de vue, tiennent à la faible importance de la matière première, l'uranium naturel, dans toute la chaîne de production d'électricité, la répartition géographique des ressources et capacités de production d'uranium et la facilité avec laquelle les pays consommateurs d'uranium peuvent se constituer des stocks stratégiques de combustibles ».

Ajoutons que l'énergie nucléaire est capable de fournir de grandes quantités d'énergie en base à des coûts stables et ne sera pas touchée par un renforcement soudain de la réglementation des émissions de gaz à effet de serre. En ce qui concerne la dépendance à l'égard des importations, le graphique qui suit démontre que les ressources et la production d'uranium sont vraiment bien réparties. En outre, les approvisionnements proviennent pour une large part de pays politiquement stables de l'OCDE, comme l'Australie et le Canada. Le seul changement géopolitique important dans le domaine de l'approvisionnement en uranium est le développement rapide de l'exploitation minière au Kazakhstan. Selon *Uranium 2007 : Ressources, production et demande* (AEN/AIEA, 2008), le Kazakhstan est devenu en 2008 le second plus gros producteur d'uranium (8 512 tU), juste après le Canada (9 000 tU) et avant l'Australie (8 433 tU). Néanmoins, il est possible d'affirmer que les quantités d'uranium utilisées pour la production d'énergie nucléaire ne menacent pas de manière fondamentale la sécurité énergétique.

Figure 1.2 : Parts régionales des principales sources d'énergie
(réserves mondiales en 2008, uranium en 2007)



Sources : BP, 2009 ; AEN/AIEA, 2008.

Les quatre camemberts ci-dessus montrent la répartition des parts relatives des principales ressources énergétiques entre les pays membres et les pays non-membres de l'OCDE (figure 1.2). À supposer que la dépendance à l'égard des importations provenant d'autres pays membres de l'OCDE ne soulève aucun problème de sécurité d'approvisionnement, la figure révèle que le pétrole et le gaz sont les deux énergies qui sont les plus préoccupantes en termes de sécurité d'approvisionnement. Alors que les pays de l'OCDE détiennent 39 % des ressources d'uranium mondial, leur part des ressources pétrolières et gazières ne s'élève qu'à 7 et 9 % respectivement. En ce qui concerne le charbon, les pays de l'OCDE détiennent là aussi une part très appréciable des ressources mondiales, à savoir 43 % (grâce aux réserves des États-Unis qui s'élèvent pratiquement à un quart des ressources mondiales). Toutefois, même si le charbon ne soulève pour ainsi dire aucun problème d'approvisionnement, sa forte intensité de carbone le rend vulnérable aux futures limitations des émissions de gaz à effet de serre.

Le fait que les ressources mondiales se situent pour une large part dans des pays non membres de l'OCDE ne signifie pas pour autant que le pétrole ou le gaz poseront un grave problème de sécurité d'approvisionnement dans l'avenir. Cela signifie simplement que, toutes choses étant égales par ailleurs, l'énergie nucléaire, qui est dépendante de l'uranium, constitue une protection supplémentaire contre les risques géopolitiques de rupture d'approvisionnement.

Le même raisonnement est valable pour l'épuisement des ressources. La figure ci-dessous illustre les rapports réserves sur production (R/P) pour les principales ressources énergétiques (figure 1.3). Les rapports R/P indiquent pendant combien d'années dureront, aux rythmes actuels de consommation, les actuelles réserves connues (« prouvées ») pouvant être récupérées avec une certitude raisonnable dans les conditions économiques et techniques actuelles. Il s'agit là bien sûr d'un chiffre très approximatif. Des débats approfondis sont consacrés aux réserves probables, connues ou récupérables, au moment où la production atteindra son maximum, etc., mais on sait que les rapports R/P statiques ont tendance à sous-estimer structurellement les réserves existantes. En réalité, les prix augmenteront à mesure que l'on se rapprochera du moment de l'épuisement des réserves, ce qui incitera à de nouveaux efforts de prospection et production et à réduire la consommation¹³. Le progrès technique se traduira également par une augmentation des réserves et du nombre d'années où l'on pourra continuer à consommer. (Dans le secteur du pétrole par exemple, le rapport R/P n'a cessé d'augmenter régulièrement au cours des 40 dernières années et non de diminuer comme on pouvait s'y attendre)¹⁴. En d'autres termes, pour chaque ressource, le rapport R/P donne une limite inférieure des réserves disponibles. Il reste, néanmoins, un premier indicateur utile et facile à obtenir du risque d'épuisement des ressources.

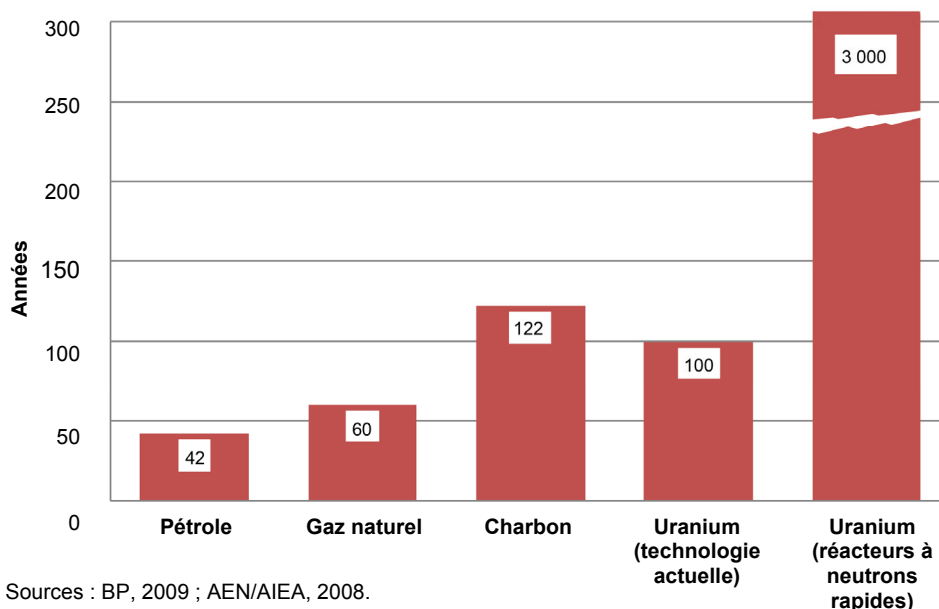
Il ressort de la figure 1.3 que c'est pour le pétrole et le gaz que les risques d'épuisement des ressources sont les plus élevés, avec un ratio R/P d'environ 50 ans. Cela ne veut pas dire que l'on cessera d'utiliser du pétrole dans le monde dans 50 ans, mais simplement que le risque de hausse massive des prix sera le plus fort dans le secteur du pétrole. La situation est moins catastrophique pour le charbon et l'uranium dont le rapport R/P avoisine 100 ans. Il convient de souligner deux points dans

13. Certains analystes prétendent qu'une tendance autonome d'accroissement de la demande générée par l'augmentation des revenus et la croissance démographique aura pour effet de faire aussi augmenter le dénominateur. Le résultat net sera fonction du problème classique effet de revenu/effet de substitution. Au départ, l'effet de revenu qui se traduira par une *augmentation* de la demande prédominera ; plus tard, l'effet de substitution qui *induera une diminution* de la demande sera prédominant. L'effet net sera de second ordre.

14. Un aspect primordial pour les ressources de pétrole est le facteur de récupération, c'est-à-dire la proportion des réserves d'un puits qui est réellement produite, à savoir actuellement 35 %. Si le facteur de récupération pouvait être augmenté et atteindre, disons 50 %, cela aurait pour effet de doubler les réserves prouvées actuelles (AIE, 2008).

ce contexte. Premièrement, tous les rapports R/P cités ci-dessus concernent des réserves connues ou « prouvées ». En fait, ces rapports sous-estiment en particulier les ressources d'uranium disponibles étant donné que la prospection et la production se sont ralenties ces dernières années du fait de la disponibilité d'uranium enrichi provenant des stocks militaires depuis la fin de la guerre froide. À l'heure actuelle, on ne sait pas dans quelle mesure la Fédération de Russie et les États-Unis continueront de réduire leur arsenal nucléaire.

Figure 1.3 : Rapport réserves/production des principales ressources énergétiques
(réserves mondiales prouvées en 2008, uranium en 2007)



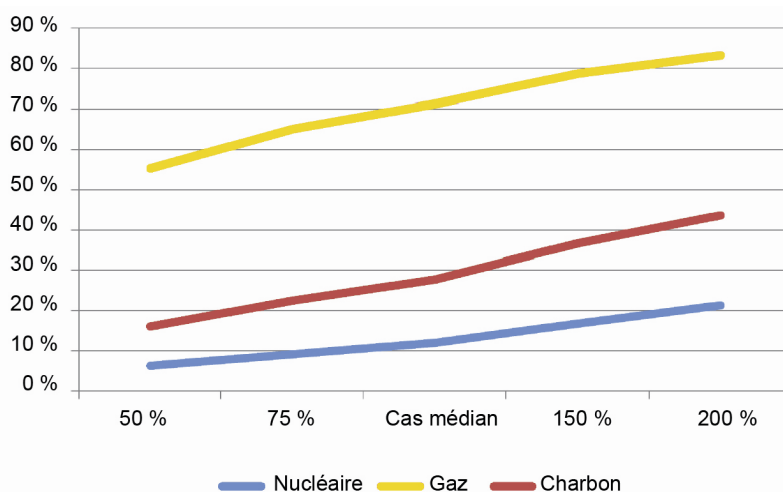
Deuxièmement, les réserves d'uranium actuellement connues pourraient durer une centaine d'années dans l'hypothèse où les technologies actuelles de fission ne progresseraient pas. Or, il s'agit là d'une hypothèse extrêmement restrictive. Si les efforts internationaux de recherche sur les réacteurs rapides de la quatrième génération, comme le Forum international Génération IV (GIF) coordonné par l'AEN ou le Projet international sur les réacteurs nucléaires et les cycles du combustible nucléaire innovants (INPRO) coordonné par l'AIEA, portent leurs fruits, il sera possible de réutiliser largement le combustible usé, améliorant par là même énormément le rendement du combustible. Cela aura pour effet à son tour d'augmenter les ressources en uranium d'un facteur estimé de 30.

Cela ne veut pas dire pour autant qu'il n'y a pas problème de ressources pour l'uranium. On peut lire dans *Ressources, production et demande de l'uranium : un bilan de 40 ans – Rétrospective du Livre rouge* (AEN, 2006) que d'ici 2020, les sources secondaires devraient être épuisées et qu'il faudra renforcer les efforts de prospection. Cet avis est largement partagé par le Groupe de travail de la Communauté européenne de l'énergie atomique (Euratom) sur la sécurité d'approvisionnement dans *Analysis of the Nuclear Fuel Availability at EU Level from a Security of Supply Perspective* (2005). Même si la situation de la sécurité d'approvisionnement en uranium est jugée favorable, on observe un écart entre la demande des exploitants de réacteurs et l'offre primaire d'uranium. Si les sources secondaires (essentiellement, les stocks militaires et le réenrichissement de l'uranium appauvri) pouvaient jusqu'à présent combler cet écart, de nouveaux approvisionnements seront nécessaires à l'avenir. À l'instar du gaz naturel, l'uranium est essentiellement vendu dans le cadre de contrats bilatéraux à long terme, et seuls 15 à 25 % environ sont vendus sur le marché spot qui est constitué d'entreprises d'électricité, de producteurs et d'entreprises financières. Même en adoptant les hypothèses les plus restrictives, la situation de l'uranium, qui se caractérise par une intensité

énergétique très élevée et une grande facilité de stockage et de transport, semble extrêmement favorable, comparée à la disponibilité limitée et à la concentration géographique d'autres combustibles, comme le pétrole et le gaz.

De plus gros problèmes, en particulier dans le contexte de l'expansion possible de l'énergie nucléaire, pourraient être soulevés par la concentration des fournisseurs de composants vitaux du cycle du combustible nucléaire. L'enrichissement en est un exemple, car il n'existe dans ce domaine que deux fournisseurs internationaux de services d'enrichissement. Citons également, parmi les autres problèmes moins urgents, la production de cuves sous pression de réacteurs, de tubes spécifiques en acier inoxydable ou de graphite haute qualité. Dans le cas des services d'enrichissement, leur concentration aux mains d'un groupe limité de fournisseurs soumis à un contrôle strict est dans une certaine mesure indispensable, compte tenu des problèmes sensibles de prolifération que pose l'enrichissement. Pour les autres cas, il convient de se demander, comme pour les industries pétrolière ou gazière, si les fournisseurs d'équipement sont suffisamment prévoyants pour anticiper la demande future.

Figure 1.4 : Part des coûts du combustible dans le coût moyen actualisé de l'électricité en fonction de différents prix du combustible*
(le cas médian se rapporte à une centrale type d'un pays de l'OCDE)



* Le chiffre donné pour le nucléaire correspond à l'ensemble du coût de l'amont du cycle du combustible nucléaire qui comprend l'extraction et la concentration du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement, la fabrication du combustible et la gestion des déchets. Si l'on tenait compte seulement du coût du *yellow cake* (U_3O_8), qui contribue en gros au tiers des coûts en amont du cycle, on aurait un rapport encore plus bas pour l'énergie nucléaire.

Source : AIE/AEN, 2010.

L'uranium, qui est largement disponible et facilement stockable, ne constitue pas de toute évidence un risque crucial en matière d'approvisionnement énergétique. Cela concerne aussi bien sa disponibilité physique que l'impact de la volatilité de ses prix. La répercussion de la volatilité des prix sur la compétitivité et, à terme, sur le caractère risqué de différents combustibles transparaît de manière flagrante dans la figure ci-dessous. La figure révèle la part des coûts du combustible dans le coût moyen actualisé de l'électricité pour une centrale nucléaire, une centrale au charbon et une centrale au gaz en fonction de différentes hypothèses de prix. Ces hypothèses varient autour du cas « médian » des études conjointes de l'AIE/AEN sur les *Coûts prévisionnels de production de*

l'électricité : Édition 2010 (AIE/AEN, 2010)¹⁵. Comme le révèle la figure 1.4, même si les coûts de l'amont du cycle du combustible nucléaire doublient, leur part augmenterait de 10 % et s'élèverait à 20 %, ce qui se traduirait par une hausse d'environ 10 % du coût total de l'électricité produite par une centrale nucléaire. En revanche, une multiplication par deux des coûts du gaz aurait pour effet de hisser la part des coûts du combustible de 70 à environ 85 %, aboutissant donc à une augmentation d'environ 70 % du coût total de l'électricité produite par des centrales au gaz. Pour une centrale au charbon, le coût de production de l'électricité augmenterait d'environ 25 % en cas de doublement du prix du charbon.

Le coût de la production d'électricité nucléaire est donc en gros insensible aux variations de prix du combustible primaire U₃O₈. En outre, le coût de l'électricité nucléaire est très peu corrélé avec les prix des combustibles fossiles ou le cycle économique des entreprises¹⁶. La stabilité de son coût variable et son indépendance à l'égard des autres coûts de l'énergie sont donc un avantage réel de l'énergie nucléaire quand on cherche à minimiser les risques d'approvisionnement, à savoir notamment protéger les consommateurs des chocs de prix sur le marché de l'électricité¹⁷.

Dans le cadre du débat sur la sécurité d'approvisionnement, le grand avantage de l'énergie nucléaire vient essentiellement du fait qu'elle produit en base, pour ainsi dire sans émission de carbone, une grande quantité d'électricité dont les coûts variables restent stables dans le temps et sont peu touchés par les facteurs géopolitiques. L'énergie nucléaire est en compétition directe avec le charbon qui ne pose que peu de problèmes de sécurité d'approvisionnement mais en revanche d'énormes problèmes d'acceptabilité environnementale du fait de ses importantes émissions de CO₂, qui représentent plus de 0.8 tonne par MWh (« cas médian » sans captage et stockage du carbone selon l'AIE/AEN, 2010). Du point de vue de sa performance environnementale, le gaz se situe, avec 0.35 tonne par MWh, à mi-chemin (*ibid.*).

Si l'on se place sous l'angle de la limitation probable des émissions de gaz à effet de serre dans les pays de l'OCDE, le fait que l'énergie nucléaire n'émette aucun gaz à effet de serre constitue un avantage supplémentaire. Mises à part les émissions limitées pendant la construction, la production d'électricité par les centrales nucléaires ne produit pas de carbone. Ceci donne au nucléaire une résilience énorme face à toute modification du régime mondial des émissions de carbone, qui peut être considéré comme une nouvelle forme de risque géopolitique en matière d'approvisionnement. Il n'y a rien d'étonnant dès lors à ce que dans leur grande majorité les scénarios à long terme qui s'intéressent

15. Le « cas médian » concerne la médiane des données échantillonnées dans chaque catégorie (nucléaire, charbon, gaz, etc.) sur un ensemble total de 190 centrales. Les coûts médians du combustible ou de l'amont du cycle sont ainsi de 7 USD/MWh pour le nucléaire, 18 USD/MWh pour le charbon et 61 USD/MWh pour le gaz.

16. Par analogie avec l'analyse financière, on peut considérer que le nucléaire est une technologie caractérisée par un « faible β », qui indique un faible degré de corrélation du coût du nucléaire avec le coût d'autres technologies énergétiques. Un faible β est une propriété très recherchée pour la diversification du risque portefeuille.

17. Du point de vue social, tout est clair. En revanche, les choses peuvent être moins simples si l'on se place du point de vue de l'investisseur privé. Étant donné que, sur un marché libéralisé, le combustible marginal (celui dont le coût variable est le plus élevé, à savoir le gaz) détermine le prix de l'électricité, ce prix tend à varier avec le prix du gaz, ce qui a pour effet de permettre à ceux qui investissent dans le gaz de conserver une marge de profit relativement stable. Sur un marché où les prix sont réglementés, les investisseurs dans la production nucléaire tireraient profit d'une marge bénéficiaire stable et ceux qui investissent dans le gaz devraient faire face à la volatilité de leurs coûts. Les problèmes d'organisation du marché ont donc un impact important sur la compétitivité relative de différents combustibles. Ils peuvent aussi contribuer à creuser un écart entre les coûts et avantages privés et sociaux des différentes énergies.

aux niveaux d'émissions de gaz à effet de serre acceptables pour l'environnement – y compris le très influent rapport Stern ou le rapport de l'AIE *Energy Technology Perspectives* – comportent un développement massif de l'énergie nucléaire¹⁸.

Compte tenu des risques géopolitiques d'approvisionnement, qu'ils soient dus à la dépendance à l'égard des importations, à l'épuisement des ressources ou à la modification du régime mondial des émissions de carbone, l'énergie nucléaire possède dans l'ensemble des avantages que d'autres combustibles, comme le pétrole, le charbon et le gaz, n'ont pas : grande quantité de ressources disponibles pour une période prolongée, incidence limitée des hausses de prix des ressources et résilience aux changements de politique en matière d'émissions de carbone. Bien sûr, en l'absence d'une pénétration massive des voitures électriques sur le marché, le remplacement du pétrole par l'énergie nucléaire sera limité. Il est par ailleurs difficile que l'énergie nucléaire remplace le gaz – et dans une moindre mesure le charbon – en production de pointe étant donné la souplesse d'exploitation des centrales qui brûlent ces combustibles. Cependant, en ce qui concerne la production d'électricité en base, le remplacement du pétrole, du charbon et du gaz par le nucléaire tant que les énergies renouvelables ne sont pas disponibles à des coûts compétitifs constitue une option rationnelle pour les gouvernements qui souhaitent réduire les risques d'approvisionnement de nature géopolitique.

1.4 Dimension interne : conditions économiques, financières et techniques de la sécurité d'approvisionnement énergétique

La géopolitique et l'épuisement des ressources ne sont, bien sûr, que la facette externe de la sécurité d'approvisionnement. La sécurité énergétique commence sur le territoire national. La principale responsabilité qui incombe aux gouvernements des pays de l'OCDE est de définir des conditions-cadres appropriées pour inciter les acteurs privés à mettre en place dans le pays suffisamment d'installations de production, de transport, de conversion et de consommation de l'énergie. Les éléments importants de cette stratégie sont la stabilité réglementaire, l'organisation des marchés, la cohérence budgétaire et la prévisibilité de la politique environnementale. Dans ce contexte, la production d'électricité est le secteur clé.

La principale difficulté dans le secteur de l'électricité est de créer des conditions-cadres qui : (a) ne défavorisent pas les sources d'énergie à faibles émissions de carbone qui sont produites sur le territoire national, comme les énergies renouvelables et l'énergie nucléaire ; et (b) permettent de construire une capacité de transport, de production et de conversion appropriée dans des conditions financières suffisamment attractives. En ce qui concerne le premier point, l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables présentent l'avantage certain de ne pas dépendre de combustibles fossiles importés, responsables du changement climatique en produisant des émissions de gaz à effet de serre. Pour cette même raison, les énergies renouvelables et l'énergie nucléaire sont des technologies caractérisées par un rapport coût fixe/coût variable élevé. Les coûts variables élevés sont bien sûr dus à l'utilisation de combustibles fossiles importés et chers. Toutefois, faute d'un avantage coût absolu, les technologies dont le rapport coût fixe/coût variable est élevé sont préoccupantes pour les investisseurs hostiles au risque étant donné qu'une grande partie du montant global des coûts sur la durée de vie des installations doit être versée avant que le premier MWh ne soit produit. Les risques sont ainsi plus importants. En outre, sur les marchés libéralisés, les prix suivent le coût variable le plus élevé, ce qui a pour effet d'exposer les technologies dont les coûts variables sont bas aux fluctuations des prix. Les gouvernements des pays de l'OCDE doivent donc créer, sur le marché, les conditions qui permettent

18. L'influent rapport Stern préconise par exemple le doublement de la puissance nucléaire installée dans le monde d'ici 2055 (date à laquelle elle atteindrait 700 GW) comme une des mesures permettant de stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre (Stern, 2006, p. 207).

aux technologies faiblement émettrices de carbone, dont les risques d’approvisionnement sont faibles, d’affronter la concurrence à armes égales.

Les gouvernements doivent, par ailleurs, favoriser la mise en place d’une capacité appropriée de transport, de distribution et de conversion. La conversion d’une énergie primaire, comme le pétrole ou l’uranium, en une énergie secondaire, comme l’essence ou l’électricité, demande en effet d’investir d’énormes capitaux dans des raffineries, des usines d’enrichissement d’uranium ou dans des terminaux de GNL. Une capacité de transport et de distribution suffisante requiert des lignes de distribution et de transport à basse et haute tension pour l’électricité, des oléoducs et des gazoducs à basse et haute pression ainsi que des stations de compression pour le gaz naturel et le pétrole. Les infrastructures de transport nationales doivent être complétées par un nombre suffisant de lignes à haute tension d’interconnexions d’oléoducs et de gazoducs afin de multiplier les voies d’acheminement. Enfin, et ce n’est pas négligeable, il faut, pour qu’un système énergétique soit complet, des flottes de pétroliers, de méthanières, des navires et des trains de marchandises ainsi que des infrastructures portuaires appropriées, pour le transport du charbon, par exemple.

Les marchés peuvent fournir eux-mêmes certains de ces éléments, pour d’autres, en revanche, une réglementation et un contrôle sont nécessaires. En premier lieu, la réglementation doit assurer des conditions financières suffisamment attractives pour inciter à investir dans des infrastructures de transport et de conversion. Si les opérateurs de transport disposent d’une indépendance opérationnelle, ils définiront souvent les spécifications techniques et les soumettront à leurs autorités de tutelle, habituellement le régulateur national, afin de financer les opérations grâce à des tarifs réglementés¹⁹. Les problèmes rencontrés par les pouvoirs publics sont particulièrement difficiles lorsque le transport et la production sont verticalement intégrés et que les intérêts commerciaux des acteurs historiques intégrés diffèrent des objectifs du régulateur.

Deuxièmement, les projets indispensables au niveau national doivent être facilités par des réglementations techniques et des règles d’urbanisme appropriées ainsi que des mécanismes adaptés de médiation et de compensation pour éviter qu’ils ne soient bloqués par les réactions de résistance du type « pas de ça chez moi ». Lorsque des préoccupations environnementales légitimes empêchent la construction de ces installations, une coopération bilatérale avec les pays voisins jouissant de conditions plus favorables peut aboutir à des avantages mutuels. La production d’électricité, qui est examinée dans la section ci-dessous, constitue un cas spécial en raison de son importance intrinsèque et des problèmes particuliers qu’elle soulève.

La capacité de production d’électricité

La production d’électricité se caractérise par un certain nombre de particularités liées à la vitesse à laquelle se propagent les signaux et à la difficulté de stocker l’électricité, qui lui confèrent un caractère spécial. Par exemple, la puissance dispatchée doit être suffisante à tout moment afin que la puissance active disponible dans le système soit suffisante pour faire face à la demande, faute de quoi, la fréquence du système risque de s’écarter des 50 ou 60 Hz voulus²⁰. L’insuffisance de la puissance

19. La réglementation spécifique de ces infrastructures peut néanmoins soulever des problèmes politiques : il suffit de rappeler le débat européen sur le financement de la capacité d’interconnexion transnationale. La résistance locale à de nouveaux projets d’infrastructure de grande envergure est un autre problème « politique ». Toutefois, ces divers problèmes ne sont liés qu’indirectement aux questions de sécurité d’approvisionnement à proprement parler.

20. L’autre solution pour que le système continue de fonctionner consiste à procéder à des « délestages ». Cela peut se faire de deux manières. Soit le gestionnaire du réseau de transport déconnecte certains groupes de consommateurs du réseau spontanément ou dans le cadre d’un accord contractuel préalable, ou bien il choisit de procéder à une succession de coupures de courant tournantes consistant à déconnecter successivement des zones. Les inconvénients et les dommages économiques entraînés par ce genre de mesures d’urgence en l’absence de puissance installée suffisante sont évidents.

active peut aussi aboutir à des baisses de tension. Habituellement, cela ne se produit que dans les régions dont les réseaux sont faibles ou isolés, où le manque de puissance active conduit à une baisse de la fréquence, qui à son tour peut engendrer des baisses de tension des groupes. Pour maintenir la tension d'un réseau électrique au niveau approprié, il est indispensable de produire suffisamment de puissance réactive. Il suffit pour ce faire de régler l'excitation magnétique des alternateurs synchrones de grande puissance des centrales ou d'installer des moyens de compensation de la puissance réactive.

En raison de ses particularités techniques notamment, la mise en place d'une puissance installée suffisante pour la production d'électricité est le domaine où les risques de rupture de l'approvisionnement énergétique dans les pays de l'OCDE sont les plus importants. Il se trouve qu'il s'agit aussi du domaine où l'énergie nucléaire peut contribuer le plus directement à la sécurité de l'approvisionnement. Les répercussions financières d'une rupture de l'approvisionnement causée par le manque de puissance installée sur les économies des pays de l'OCDE dépassent de loin les interruptions réelles ou imaginées de l'approvisionnement dues à des raisons géopolitiques. Malheureusement, ces interruptions sont beaucoup plus probables et ont augmenté ces derniers temps. Les pannes d'électricité de grande envergure, qui se sont produites dans les pays de l'OCDE, en France (1999), en Californie (2000), à Londres (2003), au Danemark et en Suède (2003), en Italie (2003), en Grèce (2004), en Espagne (2004), en Allemagne (2004), aux États-Unis (2005), en Europe occidentale (2006) et aux États-Unis (2008), sont l'indicateur le plus simple de ces risques²¹. Chaque panne a sa propre histoire et se caractérise par un contexte donné, qui peut être défini par des accidents techniques (Europe 2006), une forte dépendance à l'égard des importations (Italie 2003) ou un sous-investissement dû aux imperfections du marché (Californie 2000). Cependant, on retrouve dans leur fréquence de plus en plus grande un dénominateur commun, à savoir que les systèmes électriques sont de moins en moins redondants, ce qui signifie que la règle du N-1 n'est pas respectée²². En cas de perte d'un élément, on assiste à l'effondrement de l'ensemble du système.

Les conditions de fonctionnement plus contraignantes auxquelles sont confrontés les systèmes électriques s'expliquent par l'augmentation de la demande combinée à de plus fortes exigences de rentabilité, consécutives à l'ouverture à la concurrence des marchés en Europe et dans certaines parties des États-Unis. La diminution de la marge de puissance en est un indicateur. La marge de réserve, ou marge de puissance, est une mesure courante de l'adéquation d'un système et est égale à la différence en pourcentage entre la puissance installée et la demande de pointe :

$$\text{Marge de puissance} = (\text{puissance installée} - \text{demande de pointe}) / \text{puissance installée}.$$

Dans l'idéal, les valeurs brutes de la marge de puissance seraient corrigées de l'âge et de la composition des matériels de production. Il faudrait pour cela aussi prendre en considération la nécessité de procéder à des arrêts pour maintenance et la disponibilité limitée des ressources pour des raisons climatiques, comme le manque d'eau dans les réservoirs hydroélectriques pendant l'été. En revanche, des dispositions dans les contrats interruptibles autorisant le délestage des clients au gré du fournisseur d'énergie pour pouvoir faire face à la charge de pointe si nécessaire amélioreraient la sécurité d'approvisionnement, quelle que soit la marge de puissance. Enfin des contrats fermes d'importation à long terme sont *de facto* un des éléments d'un approvisionnement efficace en électricité d'un pays mais ne sont pas comptabilisés dans sa puissance installée. Bien sûr, une simple

21. On trouvera des explications détaillées dans Ladoucette (2006), page 5 et sur le site http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_power_outages#2007.

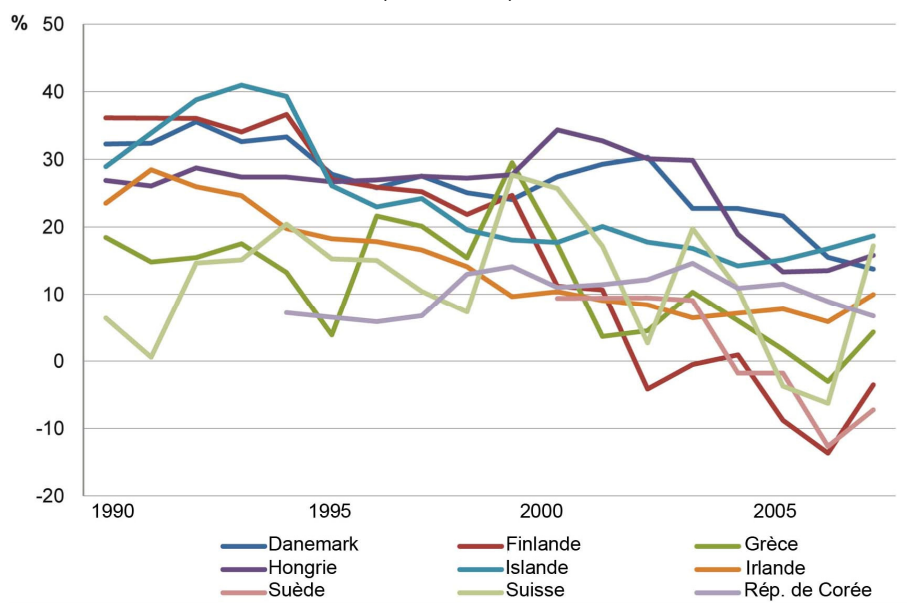
22. La règle du N-1 est fréquemment utilisée pour mesurer la redondance. Un système formé de n éléments doit ainsi continuer à fonctionner correctement même en cas de perte du plus gros élément du système. Une réelle sécurité de l'approvisionnement énergétique exige une redondance partielle sous forme de voies parallèles ou de structures en boucle.

marge de puissance ne prend pas ses considérations en compte. Elle fournit, néanmoins, une indication utile, quoique grossière, de l'adéquation d'un système électrique.

Les réserves de puissance ont considérablement diminué dans les pays de l'OCDE ces dernières années (voir la figure 1.5)²³. Dans la plupart des pays, le principal responsable de cette évolution est l'ouverture des marchés de l'électricité. Cette évolution est intervenue, dans les pays d'Europe, à la suite de la première directive sur la libéralisation des marchés de l'électricité en 1996. Sur les marchés déréglementés, les entreprises privées n'ont plus intérêt à conserver une puissance de réserve, qui permettrait de réduire les coûts et les prix en cas de pointes de demande soudaines. Au contraire, ces pointes sont des occasions de faire des profits supplémentaires et de financer les coûts fixes des centrales de pointe. En raison de l'inélasticité de la demande d'électricité, un certain pouvoir du marché au moment de pointe est pour ainsi dire inévitable, et les nouveaux entrants devront s'engager sur un chemin semé d'embûches : profiter de prix élevés et provoquer des excédents soudains de puissance avec une chute des prix à la clé.

La diminution de la *qualité* des réserves de puissance augmente le risque de rupture d'approvisionnement. Il importe de savoir si la marge de puissance est constituée par des centrales nucléaires, des centrales au gaz ou au fioul, qui peuvent être couplées au réseau quand on veut, ou des énergies renouvelables intermittentes. Les énergies renouvelables qui représentent une part croissante de la puissance installée dans les pays de l'OCDE risquent de ne pas être disponibles lorsque nécessaire. L'intermittence des énergies renouvelables (en particulier celle de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne) qui varient selon le temps, et non pas selon les besoins des consommateurs d'électricité, est une source de perturbations pour les infrastructures de production d'électricité et est à l'origine de la distinction faite entre la marge de puissance brute et la puissance disponible de manière fiable.

Figure 1.5 : Réserves de puissance dans quelques pays de l'OCDE (1990-2007)



Source : AIE/AEN, 2010.g

23. Des marges de réserve négatives indiquent que les pays ont dû importer pour assurer au moins une partie de l'année un certain pourcentage de leur consommation d'électricité.

La stratégie consistant à remplacer l'énergie nucléaire par des énergies renouvelables, comme c'est le cas par exemple en Suède ou en Allemagne, se traduit par des coûts indéniables en termes de sécurité d'approvisionnement. Un système électrique doit fournir des quantités stables d'électricité en base et pouvoir satisfaire une demande de pointe à tout moment. Il doit donc être capable de faire face à des événements imprévisibles et variables, que ceux-ci soient produits par le temps ou des accidents techniques. À cet égard, les installations qui ne sont pas dispatchables (comme les éoliennes et les systèmes photovoltaïques) ne peuvent être directement comparées à d'autres installations capables d'une production continue dispatchable, à savoir fourniture instantanée d'électricité à la demande²⁴. Bien sûr, les risques d'approvisionnement créés par des technologies de production d'électricité non dispatchables peuvent être diminués en installant des groupes de secours fonctionnant avec des combustibles classiques pendant les périodes où les énergies renouvelables ne sont pas disponibles, mais cette solution a pour effet d'augmenter leurs coûts.

Pourquoi des marges de réserve plus faibles n'aboutissent-elles pas à des investissements et à une augmentation de la sécurité d'approvisionnement ?

En général, le risque d'approvisionnement dû à une puissance électrique insuffisante et à un approvisionnement trop limité se solderait par une augmentation des prix et donc une augmentation des investissements. Les mécanismes du marché agiraient comme stabilisateur automatique du risque d'interruption de la fourniture d'énergie. Malheureusement, cela ne s'est pas produit sur les marchés de l'électricité où les marges étroites et les prix élevés ne produisent pas automatiquement des investissements. Cela s'explique par l'inélasticité de la demande d'électricité, elle-même due à l'incapacité de stocker l'électricité et à son caractère de bien essentiel. Même une légère surcapacité se traduira par des prix très bas alors qu'une capacité insuffisante pourrait aboutir à des prix extrêmement élevés avec pour seule limite ce que l'on appelle la valeur de la charge perdue, à savoir le coût de l'électricité manquante pour les consommateurs, mesuré en milliers de dollars. Ces incitations asymétriques suscitent, chez les investisseurs privés, une tendance à sous-estimer la capacité à installer. En cas de doute, les opérateurs privés préféreront en effet se tromper et faire preuve de prudence en optant pour une puissance trop faible plutôt que trop élevée²⁵.

Mais les choses risquent d'aller plus loin. Dans l'avenir, les investissements dans le secteur de l'électricité risquent en effet de soulever encore plus de problèmes, du moins en Europe (UCTE, 2005, p. 7). Les facteurs qui déterminent la tendance au déclin des réserves de puissance et la détérioration de la sécurité d'approvisionnement dans le secteur électrique des pays de l'OCDE sont, selon Paun (2004) :

- La fermeture des centrales (la moitié des centrales actuellement en service seront probablement arrêtées d'ici 2030, ce qui implique qu'il faudra, à cette date, disposer de 500 à 600 GW de nouvelle puissance installée).

24. Dans une certaine mesure, un plus large recours aux technologies de l'information dans le cadre des futurs « réseaux intelligents », capables de coordonner un grand nombre d'unités de production décentralisée, de limiter le stockage et de gérer la demande permettrait d'intégrer une petite fraction d'énergies renouvelables intermittentes au système. Il convient en outre de signaler que toutes les énergies renouvelables ne sont pas intermittentes. L'énergie géothermique, la biomasse et l'énergie hydraulique par exemple sont toutes capables de produire de l'électricité de manière continue.

25. Ces constatations ne tiennent pas compte des tentatives volontaires de limiter la puissance existante afin de maintenir des prix élevés. On observe ces dernières années des exemples de « mise en veilleuse », c'est-à-dire la décision de retirer les catégories existantes du service, ce qui a pour effet indubitable : (a) de maintenir une sous-puissance structurelle ; et (b) de décourager les nouveaux entrants en brandissant la menace d'une surcapacité massive dans le cas où ils souhaiteraient pénétrer sur le marché.

- La rigueur croissante de la réglementation environnementale, entre autres.
- La concurrence (conserver une puissance de réserve, qui inemployée la plupart du temps, est coûteuse).
- La résistance locale, phénomène du « pas de ça chez moi ».
- La volatilité des prix de l'électricité et du CO₂.
- La volatilité des coûts, due en partie aux tarifs élevés d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables.

La forte volatilité et la grande incertitude des prix dans le secteur de l'électricité, qui découragent les investisseurs, sont des caractéristiques intrinsèques de l'offre et de la demande d'électricité. Néanmoins, ces dernières années, elles ont encore été accentuées par les facteurs qui suivent : l'ouverture à la concurrence des marchés et l'instabilité du cadre réglementaire. L'ouverture à la concurrence des marchés a incité les investisseurs à demander un retour sur investissement beaucoup plus important. Parfois cela signifie que le retour sur investissement peut être de plusieurs points de pourcentage supérieur à celui sur les marchés réglementés. L'énergie nucléaire et les énergies renouvelables, qui exigent des investissements en capitaux particulièrement importants peuvent pâtir de ce facteur de risque de marché.

Les investisseurs ont eu tendance à placer leurs capitaux dans les turbines à gaz à cycle combiné, en partie parce qu'elles sont peu chères à construire et donc permettent de limiter les risques de pertes. Il est ainsi possible de sortir du marché à moindre coût si les conditions changent. En effet, ces installations représentent en gros, par kW de puissance installée, un quart du coût d'une centrale nucléaire et un tiers d'une centrale au charbon. Bien sûr, le gaz est coûteux et le coût de production d'une centrale au gaz est plus élevé par kWh que celui d'une centrale au charbon ou d'une centrale nucléaire (voir AIE/AEN, 2010).

Toutefois, la « ruée vers le gaz » qui s'en est suivie a de toute évidence eu un impact négatif sur la sécurité d'approvisionnement des pays importateurs. Il n'existe qu'une poignée de pays fournisseurs pour chacun des trois marchés régionaux du gaz en Europe, en Amérique du Nord et en Asie de l'Est, étant donné que la plupart des importations sont acheminées par gazoduc. L'expansion du marché du GNL améliore la sécurité d'approvisionnement à la marge mais ne représente, avec 9 et 12 % respectivement, qu'un pourcentage relativement faible de la totalité des importations des États-Unis et de l'Europe respectivement (AIE, 2009, p. IV.18 et 38). Pour des raisons évidentes, la situation est différente en Asie où le gaz naturel liquéfié représente 96 % de la totalité des importations de gaz naturel en raison du caractère insulaire du Japon (*ibid.*, p. IV.28).

L'incertitude réglementaire est un second facteur important, qui handicape les investissements dans le secteur de l'électricité. La réglementation en question concerne principalement l'environnement. Les investisseurs peuvent s'accommoder de limites d'émissions et de normes de sécurité strictes aussi longtemps qu'elles sont stables et prévisibles. Les règlements régissant les émissions de gaz à effet de serre (GES) dans le cadre du Protocole de Kyoto ou le Système communautaire d'échanges de quotas d'émissions (EU ETS), qui peuvent avoir un impact énorme sur la compétitivité relative de différentes énergies, en sont des exemples typiques. L'objectif fixé rapidement par l'Union européenne de réduire les émissions de GES de 20 % d'ici 2020 par rapport à 1990, et les règles claires de l'EU ETS sont des précédents encourageants à cet égard et devraient favoriser les investissements. L'incertitude des prix sur le marché du carbone reste un problème, mais la maturité croissante permet d'avoir recours à des instruments classiques de couverture financière.

L'imprévisibilité des permis de construire et des processus d'autorisation, par exemple la séparation du permis de construire et de l'autorisation d'exploitation en deux étapes différentes, peut constituer un obstacle aux investissements plus important encore. À cet égard, la décision de la *Nuclear Regulatory Commission*, aux États-Unis, de procéder à toutes les enquêtes indispensables en amont et ensuite de délivrer les permis de construire et les autorisations simultanément (permis unique) devrait être accueillie favorablement par les investisseurs. Par contre, les menaces de plafonnement des prix ou d'abandon de la technologie dissuadent les investisseurs. Cela est vrai en particulier de l'énergie nucléaire qui, en tant que fournisseur d'électricité en base pour de longues périodes de temps, dépend de la prévisibilité de ses revenus futurs. Il n'est même pas indispensable que la menace se concrétise, une probabilité positive suffit pour décourager les investisseurs. L'incertitude réglementaire peut aussi avoir un impact négatif sur les investissements dans les infrastructures de transport et de distribution. Étant donné que ces installations durent longtemps, la modification trop fréquente des règles du jeu applicables au financement et à la rémunération inquiète les investisseurs et les utilisateurs.

Pour être sûrs d'avoir des investissements suffisants, les gouvernements doivent veiller à assurer des conditions stables. Cela concerne bien sûr la réglementation elle-même. En particulier, les mesures en faveur de mécanismes de marché permettant de réduire la volatilité, comme les contrats de fourniture à long terme, l'abolition du plafonnement des prix et les dispositions visant à faciliter les contrats interruptibles sont autant de mesures qui permettent de diminuer l'incertitude. Cela contribuera à stimuler les investissements, à accroître les réserves de puissance et ainsi à améliorer la sécurité d'approvisionnement dans le secteur électrique. Enfin, point important, les gouvernements doivent guider et éduquer l'opinion publique sur ces questions. Cela ne signifie pas qu'ils doivent pousser l'opinion publique dans un sens ou un autre. Il est, toutefois, de leur devoir de présenter les avantages et les inconvénients des différents choix énergétiques de manière objective ; puis, ils doivent s'efforcer de rechercher un consensus à long terme assurant une visibilité suffisante pour inciter les investisseurs privés à intervenir.

Systèmes énergétiques et infrastructures de transport : la dimension technique

Outre une capacité de production suffisante, la sécurité d'approvisionnement énergétique dans le secteur de l'électricité requiert un réseau de transport fonctionnant bien. Le fonctionnement de ce réseau dépend du dispositif financier conditionnant l'adéquation de la capacité du réseau ainsi que des procédures techniques et opérationnelles garantissant que cette capacité sera disponible et fonctionnera à tout moment.

Plus généralement, il faut une capacité suffisante non seulement pour le transport mais aussi pour la conversion. Au cours du processus énergétique, des sources d'énergie primaire, comme le pétrole brut ou l'uranium naturel, sont converties en produits secondaires (par exemple, produits pétroliers raffinés, combustible nucléaire fabriqué) qui doivent être transportés et transformés une nouvelle fois pour devenir des vecteurs énergétiques finals (essence, électricité, par exemple) qui sont alors utilisés par les consommateurs finals pour obtenir des services énergétiques (transports, éclairage). Le consommateur final n'utilise pas de pétrole brut mais un éventail de produits raffinés comme l'essence, le gazole, le kérosène, le fioul. En ce qui concerne l'énergie nucléaire, on a, au départ de la chaîne, des matières fissiles brutes comme le *yellow cake* (U_3O_8), mais, pour produire de l'électricité, il faut de l' UO_2 enrichi sous forme de pastilles insérées dans des crayons combustibles. Certaines formes d'énergie sont plus essentielles que d'autres. Certaines d'entre elles, l'électricité, doivent être immédiatement utilisées dès qu'elles sont distribuées. D'autres peuvent être commodément stockées.

La capacité brute n'est pas tout. Il importe dans ce contexte d'être conscient de la différence entre « l'énergie » disponible quelque part dans le système et l'énergie livrée au consommateur final. Quand on parle de sécurité d'approvisionnement énergétique, il s'agit de *la fourniture d'énergie* sous forme d'un service énergétique utile. Il n'y a donc pas de lien direct entre *les livraisons instantanées* et *la puissance installée*. La puissance installée représente le flux énergétique maximal par unité de temps qu'une installation donnée peut produire dans des conditions standard (souvent optimales). Une éolienne par exemple est révélatrice à cet égard : une éolienne de 1 MW ne produit pas d'énergie électrique instantanée lorsqu'il n'y a pas de vent. De façon similaire, même une centrale qui est en principe dispatchable, ne produit rien lorsqu'elle est arrêtée pour maintenance.

Du point de vue opérationnel, les systèmes énergétiques doivent, par ailleurs, être capables de faire face aux perturbations et à la dynamique du système, à savoir être capables d'absorber ou de traverser des incidents imprévus. À ce niveau, il faut avoir la garantie que l'ensemble du système électrique ou gazier continuera de fonctionner de manière fiable au niveau du consommateur final, même en cas d'incidents imprévus. Pour ce qui concerne les systèmes électriques, il s'agit d'éviter les pannes de courant, pour les systèmes gaziers, les interruptions soudaines de la fourniture de gaz. Pour être sûr que le système continue de fonctionner dans ces circonstances extraordinaires, il faut une *réserve* et une *redondance* suffisantes, c'est-à-dire au-delà de ce qui est requis pour un fonctionnement normal.

C'est pour cela que la puissance de réserve joue un rôle aussi important dans le cas des systèmes électriques. En fait, un système bien géré exige des réserves primaires, secondaires et tertiaires suffisantes (les différents niveaux de réserve correspondent aux différents moments où l'opérateur doit injecter ou prélever de la charge dans le réseau afin d'équilibrer la demande d'électricité à tout moment). En outre, les stratégies de pilotage doivent être efficaces. Pour l'électricité, cela signifie des réglages permanents de la tension et de la fréquence et pour le gaz naturel, des réglages permanents de la pression et du débit.

Pour éviter les pannes, il est indispensable d'avoir également des stratégies de conduite appropriées, notamment de minimiser le délai de réponse de certains composants, comme les interrupteurs et les vannes, ou de prévoir que certains composants (centrales, éoliennes, lignes à haute tension) puissent, en cas de défaillance du système, s'isoler du reste du système (fonctionnement en îlotage). Bien que peu prestigieuses, des stratégies de maintenance bien conçues comprenant des interventions préventives, prévisionnelles et correctives, y compris la planification et la coordination des arrêts programmés, sont tout aussi importantes.

Dans un nombre de plus en plus grand d'ouvrages sur la gestion des infrastructures de transport d'électricité, la question est formulée en termes de « sécurité d'approvisionnement ». Même s'il ne fait pas de doute que la qualité et la gestion compétente des réseaux de transport de l'électricité sont essentielles pour assurer la sécurité d'approvisionnement, elles ne doivent pas en principe être prises en compte par les pouvoirs publics pour faire leur choix de stratégie. Dans la mesure où les réseaux de transport de l'énergie sont des monopoles réglementés par l'État, leurs caractéristiques techniques et financières doivent être définies sur la base de critères techniques et transmises aux instances compétentes. Les ruptures qui interviendraient malgré cela seraient alors dues au manque de chance, à l'incompétence ou à des épisodes climatiques extrêmes, qui échappent totalement à l'action des pouvoirs publics.

Néanmoins, le secteur de l'électricité et les infrastructures techniques qui en font partie ont, ces dernières années, rapidement évolué sur le plan technique et institutionnel dans de nombreux pays de l'OCDE. L'ouverture à la concurrence des marchés et le pourcentage croissant des énergies renouvelables ont donné naissance à des schémas de production plus volatils et ont rendu la gestion de

la charge beaucoup plus difficile. La séparation verticale a été à l'origine de nouvelles responsabilités et de contraintes financières. Les technologies les plus récentes, comme les compteurs en temps réel et « les réseaux intelligents », offrent de nouvelles possibilités aux clients, mais leur intégration et leur financement mettent à l'épreuve les gestionnaires des infrastructures de transport.

Les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité sont donc indirectement touchés par des problèmes, comme la libéralisation des marchés de l'électricité, de trois manières :

1. Il y a des synergies techniques entre la production et le transport, non seulement pour la fourniture de services de réseau, comme l'équilibrage de la charge, mais aussi pour ce qui concerne l'implantation géographique des installations de production et/ou de transport.
2. Le débat au sujet de la séparation patrimoniale (séparation du lien non seulement managérial mais aussi financier entre les producteurs et les transporteurs) a déstabilisé les gestionnaires de réseaux de transport, qui ne savent plus comment seront coordonnées les décisions d'investissement entre les propriétaires et les régulateurs.
3. L'intégration progressive des marchés nationaux de l'électricité pose le problème de l'investissement dans la capacité d'interconnexion transfrontalière et de son financement. Cela est particulièrement important pour la sécurité énergétique car, en cas de panne, il peut être vital de disposer d'autres voies d'acheminement dans un réseau plurinational.

Afin de régler ces problèmes, Martin Fuchs, Président de l'Union pour la coordination du transport de l'électricité (UCTE, aujourd'hui Entso-E), le coordinateur européen du transport d'électricité, mettait le doigt, dès 2004, sur les principaux défis posés par la sécurité d'approvisionnement et l'investissement dans les infrastructures dans *Security of Supply and Infrastructure Investment* (UCTE, 2005). Il part du principe que la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'électricité se décompose en adéquation de la production et adéquation du réseau. Cette dernière se subdivise en adéquation à long terme (disponibilité des interconnexions, investissement dans les infrastructures) et adéquation à court terme (sécurité opérationnelle).

Un des problèmes vient de ce qu'il n'incombe pas aux opérateurs du réseau de transport d'assurer l'adéquation de la production en fonction de la situation géographique, du choix de l'énergie et de la puissance installée totale. Il y a donc peu de possibilités d'internaliser les synergies entre le transport et la production. La question se pose avec plus d'acuité ces dernières années du fait du développement à grande échelle des sources d'énergies renouvelables. L'Allemagne, à elle seule, possédait à la fin de 2009 une puissance installée en éoliennes de 27 GW. L'emplacement des sources d'énergies renouvelables est choisi en fonction de caractéristiques naturelles (vent, eau, sources géothermiques ou soleil) et non en fonction des besoins d'équilibrage des infrastructures de réseau. Une augmentation soudaine de la force du vent par exemple peut ainsi aboutir à des transits de bouclage non voulus dans des réseaux voisins, réduisant ainsi la stabilité et les marges de sécurité.

Le choix d'emplacements sous-optimaux par les producteurs d'électricité a pour deuxième cause la mauvaise tarification des services de transport. Étant donné que si l'on prend en compte l'ensemble des coûts, le transport des combustibles fossiles est moins coûteux que le transport de l'électricité, la planification du réseau doit l'emporter sur les choix relatifs à l'emplacement des unités de production. Cependant, lorsque le transport de l'électricité est gratuit ou n'est pas facturé à son coût marginal, les opérateurs choisissent l'emplacement de manière à minimiser leurs propres coûts privés de transport de combustibles et non les coûts sociaux du transport de l'électricité. La tarification exacte des coûts de transport et d'infrastructure (comme les services de réseau) a un impact important sur la réduction des risques menaçant la sécurité d'approvisionnement. En ce qui concerne l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables, la discussion ne porte pas sur la proximité des infrastructures de transport du

combustible, à savoir des ports, oléoducs ou gazoducs, mais sur les caractéristiques environnementales du site – présence d'eau pour le refroidissement, régime des vents et ensoleillement. Bien sûr, la quantité d'externalités de réseau engendrées par l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables respectivement diffère énormément en raison de l'intermittence de ces dernières. Une nouvelle étude de l'AEN sur les effets systèmes de l'énergie nucléaire, *System Effects of Nuclear Power*, qui doit paraître début 2012, analyse ces problèmes en détail.

Une publication de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), *Learning from the Blackouts: Transmission System Security in Competitive Electricity Markets* (2007b) s'intéresse également à la difficulté de maintenir la contribution des réseaux de transport d'électricité à la sécurité d'approvisionnement et met en évidence les risques qu'a fait naître la réforme rapide (AIE, 2007b, p. 12) :

« La prise de décision décentralisée a fondamentalement modifié l'utilisation des réseaux de transport. Les schémas précédemment stables et relativement prévisibles d'utilisation du réseau ont bien souvent été remplacés par une utilisation moins prévisible, des flux plus volatils et un renforcement du transport longue distance, reflétant le commerce interrégional croissant.

« Les nouveaux schémas d'utilisation du réseau de transport créent un environnement opérationnel beaucoup plus complexe et dynamique, la gestion et le suivi en temps réel par les gestionnaires devenant de plus en plus indispensables pour préserver la sécurité du réseau de transport. »

Les auteurs proposent un certain nombre de solutions pour réduire le risque de panne dans l'avenir, comme la clarification des responsabilités individuelles, l'amélioration de la coordination, l'investissement dans les technologies les plus récentes et les meilleurs opérateurs, la formation à la gestion de crise, des contrats interruptibles et la gestion de la végétation dans la mesure où les contacts avec les arbres sont l'une des causes les plus fréquentes de défaillance des lignes de transport. Il s'agit là bien sûr de propositions extrêmement judicieuses, et on peut espérer que les opérateurs des réseaux de transport d'électricité bien gérés n'auront pas besoin d'être poussés par les responsables politiques pour les adopter.

Le rôle de l'énergie nucléaire

Examinons à présent le rôle que l'énergie nucléaire peut jouer face aux deux problèmes de sécurité d'approvisionnement, mentionnés plus haut, qui se posent dans le secteur de l'électricité. On pourra ainsi apporter des réponses, du moins préliminaires, aux deux questions suivantes :

1. Dans quelle mesure le choix de l'énergie nucléaire contribue-t-il à un investissement approprié dans la capacité de production ?
2. Dans quelle mesure le choix de l'énergie nucléaire améliore-t-il le fonctionnement des systèmes électriques et des infrastructures de transport ?

En ce qui concerne la première question, il s'agit de se demander si l'énergie nucléaire a des caractéristiques particulières, qui en font un choix d'investissement intrinsèquement plus intéressant que d'autres technologies de production, en particulier sur des marchés de l'électricité libéralisés où les prix sont incertains. L'étude de l'AIE/AEN (2010), précédemment mentionnée, fournit des informations

générales sur le coût moyen actualisé de l'énergie par MWh pour différentes technologies²⁶. Le tableau ci-dessous montre que l'énergie nucléaire est un choix très intéressant lorsque les taux d'intérêt sont inférieurs ou seulement légèrement supérieurs à 5 % réels.

L'intérêt d'un investissement dans la production d'électricité ne se définit pas seulement par son coût moyen actualisé, qui correspond au revenu moyen actualisé, à savoir le prix d'un MWh qui permettrait d'atteindre le seuil de rentabilité. L'incertitude à laquelle sont exposés les investisseurs constitue un problème fondamental. L'avantage de l'énergie nucléaire dans ce contexte provient du fait que son coût moyen reste très stable face aux fluctuations des prix du combustible ou du carbone. En particulier, le nucléaire est à l'abri des variations des prix du combustible par le fait que les coûts du combustible ne représentent qu'une faible proportion des coûts totaux sur la durée de vie d'une centrale nucléaire.

Tableau 1.1 : Résumé des caractéristiques du cas médian

Spécifications du cas médian	Nucléaire	CCGT	Charbon SC/USC	Charbon avec 90 % CC(S)	Éolien terrestre	Solaire PV	
Capacité (MW)	1 400,00	480,00	750,00	474,40	45,00	1,00	
Coûts directs et indirects de construction	3 681,07	1 018,07	1 915,65	3 336,96	2 236,80	5 759,35	
Coûts de construction de base (USD/kW)	4 101,51	1 068,97	2 133,49	3 837,51	2 348,64	6 005,79	
E&M (USD/MWh)	14,74	4,48	6,02	13,61	21,92	29,95	
Coût du combustible (USD/MWh)	9,33	6,12	18,21	13,04	0,00	0,00	
Coût du CO ₂ (USD/MWh)	0,00	10,54	23,96	3,22	0,00	0,00	
Rendement (net, PCI)	33 %	57 %	41,1 %	34,8 %	–	–	
Facteur de charge (%)	85 %	85 %	85 %	85 %	26 %	13 %	
Délai de construction (années)	7	2	4	4	1	1	
Durée de vie escomptée (ans)	60	30	40	40	25	25	
CMA (USD/MWh)	5 %	58,53	85,77	65,18	62,07	96,74	410,81
	10 %	98,75	92,11	80,05	89,95	137,16	616,55

Notes :

Les années font référence au temps nécessaire pour que la centrale soit prête, c'est-à-dire à la durée de sa construction.

Tous les coûts sont exprimés en USD (valeurs moyennes de 2008 : 1 USD = 0,684 EUR).

Les coûts de construction englobent les coûts indirects de construction et le coût de l'ingénierie, de l'approvisionnement et de la construction mais excluent les aléas et les intérêts intercalaires. Les coûts de construction de base incluent les coûts de construction et des aléas mais excluent les intérêts intercalaires. Les coûts en capital recouvrent donc les coûts de construction de base plus les intérêts intercalaires.

Les rendements thermiques des centrales sont nets (tels que signalés) et correspondent au pouvoir calorifique inférieur (PCI). La différence entre pouvoir calorifique inférieur et pouvoir calorifique supérieur, d'après les conventions de l'AIE, est de 5 % pour le charbon et de 10 % pour le gaz.

Source : AIE/AEN, 2010, p. 105.

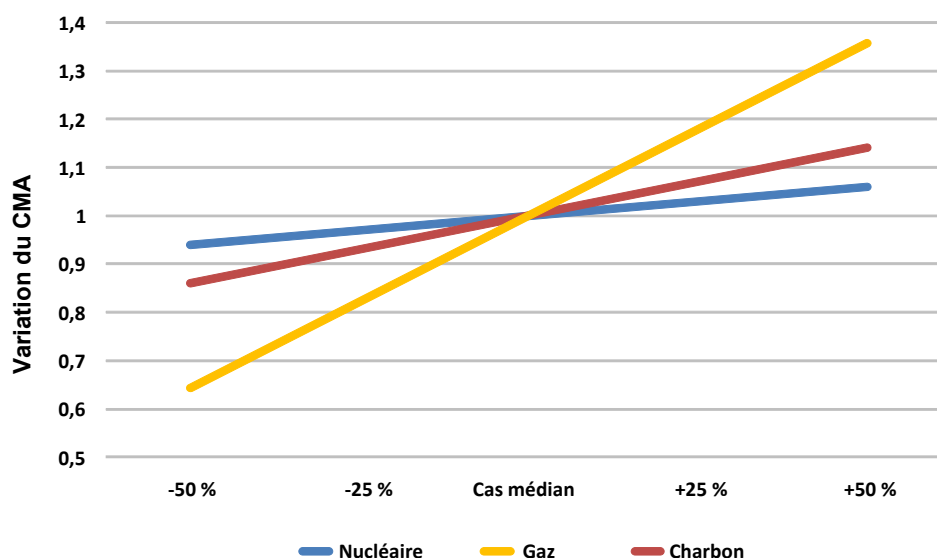
La figure 1.6 montre qu'une hausse ou une baisse de 50 % du prix de l'uranium ne se traduirait que par une augmentation ou une diminution d'environ 5 % du coût de l'électricité produite par une

26. Le coût moyen actualisé (CMA) de l'énergie est calculé en actualisant ou en capitalisant tous les coûts jusqu'à la date de la mise en service et en les divisant par la valeur dans le temps de la production totale. Ces coûts indiquent ainsi le coût (unitaire) moyen actualisé de production. Dans le cas qui nous intéresse, le coût moyen actualisé de l'électricité est calculé en intégrant un prix des émissions de carbone de 30 USD par tonne de CO₂.

centrale nucléaire. Si le prix du gaz changeait dans les mêmes proportions, le prix de l'électricité produite par une centrale au gaz varierait d'environ 35 %. L'impact sur le coût de l'électricité produite à partir de charbon se situerait aux alentours de 15 %, si le prix du charbon variait de 50 %. Une fois une centrale nucléaire construite et en service, elle produit de manière fiable de l'électricité à des coûts prévisibles, ce qui lui confère de toute évidence un avantage très intéressant pour les investisseurs.

Les investisseurs dans les centrales thermiques classiques et, en particulier, dans les centrales au charbon s'exposent par ailleurs à des risques liés aux prix des émissions de carbone, à savoir la variation du prix des permis d'émissions de CO₂, qui est source d'énormes incertitudes pour la production d'électricité avec des centrales au charbon. Si le prix du carbone venait à doubler, par exemple en passant de 30 USD/tonne de CO₂ à 60 USD par tonne, le coût moyen total de l'électricité produite par une centrale au charbon augmenterait de 30 %, provoquant ainsi plus qu'un doublement de ses coûts variables. Il ne s'agit pas là d'un chiffre irréaliste. À supposer que l'on respecte les actuels engagements en faveur d'une réduction des émissions mondiales de carbone de 50 % d'ici 2050 afin de limiter l'augmentation moyenne des températures mondiales à 2°, les résultats des modèles donnent des coûts marginaux pour la réduction des émissions de carbone d'au moins 100 USD par tonne de CO₂, voire nettement plus. Sachant que les opérateurs sur les marchés libéralisés de l'énergie cesseront la production dès que les prix du carbone seront trop élevés, les centrales nucléaires représentent une contribution plus stable à la capacité de production globale que les centrales au charbon dans le cadre des efforts actuels de réduction des émissions de carbone²⁷.

Figure 1.6 : Variation du CMA de différentes technologies en fonction de la variation des prix du combustible
(centrales types dans des pays de l'OCDE à un taux d'actualisation de 5 %)



Source : Adapté de AIE/AEN, 2010, figure 6.9, p. 117.

Même si la variation des prix du combustible et du carbone a des répercussions assez manifestes sur le coût moyen actualisé de l'électricité produite par différentes technologies, l'impact général pour les investisseurs n'est pas aussi nettement établi, en particulier sur les marchés libéralisés où les prix

27. Le captage et le stockage du carbone (CSC) dont dépend l'avenir de l'industrie du charbon restent à l'heure actuelle une option très incertaine, qui doit encore être déployée à l'échelle industrielle.

de l'électricité sont volatils. Bien que les prix du gaz puissent être très volatils, ceux qui investissent dans les centrales au gaz sont, dans une certaine mesure, protégés contre ces brusques fluctuations car c'est dans les centrales au gaz que le combustible a le coût variable le plus élevé et, de ce fait, détermine souvent le prix de l'électricité. En d'autres termes, si les prix du gaz augmentent ou descendent, il en ira de même des prix de l'électricité, si bien que les profits nets de l'investisseur – lesquels représentent son seul véritable risque – demeureront inchangés. Les investisseurs dans l'énergie nucléaire, en revanche, s'exposeront à une plus forte volatilité des profits, précisément parce que leurs coûts restent stables alors que leurs revenus, en terme de prix de l'électricité, varient.

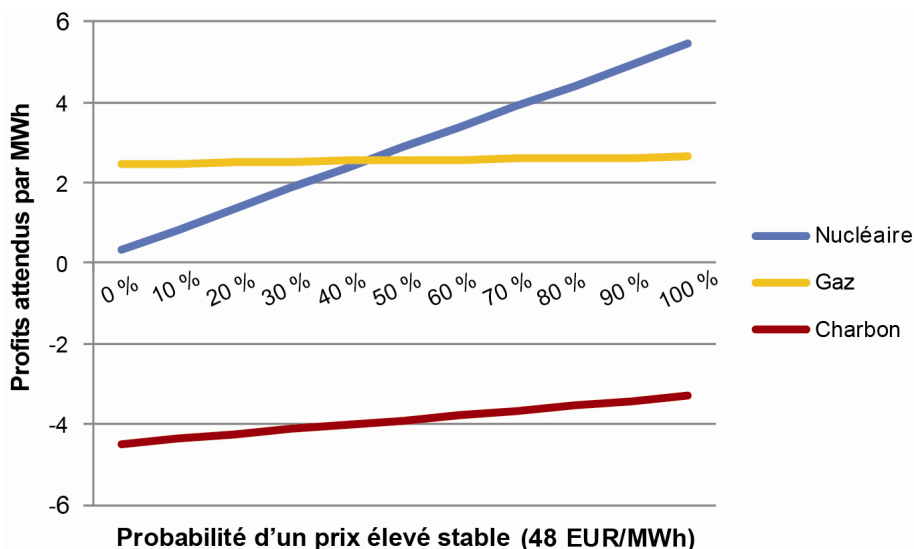
Ainsi, il existe un décalage entre les incitations privées et sociales. D'un point de vue social, la stabilité des coûts variables et des prix de l'électricité produite par l'énergie nucléaire serait évidemment avantageuse pour les investisseurs, les consommateurs industriels et les ménages. Toutefois, vu la particularité du mécanisme de définition des prix sur le marché de l'électricité, une seule technologie (le gaz, c'est-à-dire le combustible marginal dont les coûts variables sont les plus élevés) bénéficie d'une couverture automatique assurée contre le risque grâce à l'alignement de ses coûts variables sur les prix de l'électricité. Afin de mettre pleinement à profit sa capacité de contribuer au niveau de puissance adéquat et à la sécurité des approvisionnements énergétiques, l'énergie nucléaire tirerait parti de mécanismes de fixation des prix stables, soit par le biais de prix réglementés ou de contrats à long terme. Les dispositions de couverture à long terme contribuant à fixer des prix stables de l'électricité constitueraient une solution de rechange mais souffrent de la quantité limitée de liquidités sur les marchés qui est disponible pour des contrats de gré à gré pluriannuels et de plus entraîneraient des coûts de financement supplémentaires.

La volatilité des prix de l'électricité a un impact sur les profits relatifs du gaz et du nucléaire, qui s'exerce par une autre voie plus indirecte. Selon les taux d'intérêt utilisés, à savoir 5 ou 10 %, les coûts d'investissement fixes pour les centrales au charbon varient entre 11 et 17 % de la totalité de leurs coûts sur leur durée de vie. Pour une centrale nucléaire les coûts d'investissements fixes peuvent varier, en fonction des taux d'intérêt, entre 59 et 76 % des coûts totaux sur toute leur durée de vie (AIE/AEN, 2010). Cela signifie que les investisseurs auront des motivations différentes pour continuer de produire ou quitter l'industrie dans l'éventualité d'un effondrement définitif des prix de l'électricité en-dessous des coûts moyens des installations sur leur durée de vie. Dès que les prix tombent en-dessous des coûts variables de production des centrales au gaz, cette production s'arrête alors que la production des centrales nucléaires continue. Ce qui semble à première vue un désavantage comparatif des centrales au gaz est en fait un atout comparatif en cas de difficulté. Les investisseurs dans les centrales au gaz en effet, pourront quitter l'industrie pour un coût relativement faible (le coût en capital de l'installation). L'investisseur dans une centrale nucléaire perdra proportionnellement davantage, car il devra abandonner tout espoir de récupérer son énorme coût en capital, même s'il continue de faire de petits profits sur la durée de vie de la centrale du fait de la différence entre son faible coût marginal et le prix de l'électricité.

La figure 1.7 illustre cette relation. Elle montre en effet le profil de la rentabilité de la production d'électricité avec de l'énergie nucléaire (ligne bleue) et du gaz (ligne jaune) en fonction de différents risques de prix. S'il n'y a aucun risque de prix, c'est-à-dire qu'il y a une probabilité de 100 % que la stabilité des prix persiste, l'énergie nucléaire est la technologie la plus rentable. Toutefois, lorsque le risque de prix augmente (plus forte volatilité), la rentabilité du nucléaire baisse plus vite que celle du gaz. Cela s'explique par le fait qu'en cas de baisse des prix à des niveaux très bas, l'exploitant d'une centrale au gaz peut quitter le marché. Il perdra son investissement initial (faible) mais économisera l'achat de gaz coûteux. L'exploitant d'une centrale nucléaire n'a pas ce choix. Ayant investi les deux tiers des coûts de la centrale sur sa durée de vie dès le départ, il ne lui reste plus qu'à se maintenir sur le marché, même si ses pertes totales sur la durée de vie de la centrale sont plus élevées que les pertes de l'exploitant de la centrale au gaz.

Là encore, il est indispensable que les exploitants nucléaires soient en mesure de s'assurer contre le risque de prix, soit au moyen de contrats à long terme ou de prix réglementés. Il semble, par ailleurs, que des solutions innovantes de financement de nouvelles centrales nucléaires permettront à l'énergie nucléaire de faire sa place également sur des marchés entièrement libéralisés (voir Keppler, 2005). La situation change encore plus profondément si l'on introduit la tarification du carbone. Dans cet exemple, même avec un prix relativement faible de 15 EUR par tonne de carbone, la rentabilité du nucléaire *reste* au-dessus de celle d'une centrale au gaz sur la période de temps considérée, à supposer que la probabilité d'un scénario de prix extrêmement faibles soit inférieure à 50 %.

Figure 1.7 : Rentabilité relative du gaz et du nucléaire avec des prix incertains de l'électricité
(plus la stabilité des prix est probable, plus l'avantage relatif du nucléaire est grand)



Note : Les calculs sont effectués en fonction des prix de l'électricité et du carbone enregistrés dans le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effets de serre sur la période 2005-2010. Les hypothèses concernant les coûts en capital (taux d'intérêt de 5 %), les coûts du combustible et les coûts d'exploitation et de maintenance sont tirées de la publication AIE/AEN (2010).

Source : NEA, 2011 à paraître.

La question des effets systèmes

L'énergie nucléaire pourra, grâce à la tarification du carbone et à la stabilité des prix de l'électricité qu'elle produit, assurément contribuer à des réserves de puissance adéquates et à la stabilité des coûts dans le secteur électrique. Par ailleurs, l'énergie nucléaire jouit aussi de caractéristiques relativement inoffensives pour le fonctionnement des réseaux électriques et donc pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Toute installation de production d'électricité reliée à un réseau électrique fait peser des effets externes techniques et pécuniaires sur le gestionnaire du réseau, les autres producteurs et les consommateurs. Ces effets systèmes ont un impact à trois niveaux au moins : (1) le choix du site ; (2) la gestion de la charge ; et (3) les prix de l'électricité.

En ce qui concerne l'implantation géographique des centrales, l'énergie nucléaire présente l'avantage d'une grande densité énergétique, à savoir de ne nécessiter qu'un petit espace par unité de puissance et de production. Pour l'équivalent d'une centrale nucléaire de 1 500 MW, il faudrait 3 centrales au charbon de 500 MW ou cinq turbines à gaz en cycle combiné d'une puissance de

300 MW. Les énergies renouvelables requièrent des espaces considérablement plus grands. En effet, il faudrait 1 500 éoliennes standard de 1 MW ou 500 grandes turbines de 3 MW. À 300 W par m², il faudrait installer 5 km² de panneaux solaires²⁸. Aucun de ces chiffres ne tient compte de l'effet de l'intermittence : selon l'étude de l'AIE/AEN (2010), les panneaux solaires auraient, compte tenu de cet effet, un facteur de charge moyen de 13 % et les éoliennes de 26 % alors que celui des centrales nucléaires est de 85 %. Afin de comparer des choses comparables, la superficie nécessaire pour l'énergie solaire devrait être multipliée par 6.5 et, pour les éoliennes, par 3.3. Cela dit, les centrales nucléaires, tout comme les centrales au charbon, ont besoin d'eau pour leur refroidissement. Il faut donc de préférence les construire près de grands fleuves ou de la mer, ce qui peut aussi être une source de problème.

Cependant, l'intermittence ne pose pas que des problèmes de puissance, mais aussi de gestion de la charge. Dans un réseau, l'offre et la demande doivent être équilibrées en permanence. C'est pourquoi les sources intermittentes doivent être complétées par des technologies de secours extrêmement coûteuses. En général, cette fonction est assurée par des turbines à gaz, qui peuvent être mises en route et arrêtées rapidement et qui, en raison de leurs faibles coûts fixes, peuvent supporter dans une certaine mesure des facteurs de charge plus faibles. La dispersion géographique des sources renouvelables ou l'association de différentes technologies renouvelables, comme l'éolien et le solaire, peuvent, combinées à des techniques avancées de gestion de ressources décentralisées (« réseau intelligent »), diminuer le problème de l'intermittence à la marge.

Même si l'électronique avancée peut considérablement aider à simplifier l'équilibrage de la production et de la consommation décentralisées, cela aboutit à un système très rigide et nerveux. De gros producteurs, caractérisés par une certaine inertie, contribuent mieux à maintenir la stabilité des fréquences. La fourniture en continu de quantités stables d'énergie en base, comme le fait l'énergie nucléaire, facilite ainsi considérablement la gestion des réseaux électriques et le *dispatching*. Là encore, se posent certains problèmes de gestion propres au nucléaire : organisation de la disponibilité des installations pendant les arrêts périodiques pour maintenance (un problème qui touche aussi les centrales au charbon) et construction de lignes haute tension dédiées. Ces problèmes peuvent être facilement résolus car, contrairement aux caprices du temps, ils peuvent être planifiés.

Enfin, les effets systèmes ne se limitent pas aux questions techniques. Les différentes technologies font aussi peser des externalités financières sur les technologies concurrentes. Prenons par exemple un vent qui soufflerait fortement à 3 heures du matin. Comme les coûts marginaux de court terme de l'éolien sont quasi nuls, cela peut entraîner une chute considérable des prix de l'électricité sur des marchés libéralisés. Cela s'explique par le fait que : (a) la demande est très faible à certaines heures de la journée ; (b) que d'autres installations comme les centrales nucléaires ou au charbon ne peuvent pas être arrêtées sur le champ (coûts de démarrage) et, de ce fait, continuent à produire de l'électricité. Cet effet est accentué par le fait que les producteurs d'énergie éolienne sont rémunérés suivant un tarif fixe et, ainsi, ne subissent pas eux-mêmes les effets de leurs décisions de production.

L'Allemagne a ainsi été confrontée au phénomène des prix *négatifs* de l'électricité, à deux occasions au moins, au cours des six premiers mois de 2010. Même si on comprend bien le mécanisme microéconomique, il est cependant désastreux pour la rentabilité des technologies fonctionnant en base, comme le nucléaire, qui ont besoin d'un revenu régulier pour financer leurs coûts fixes élevés. De toute évidence, des prix extrêmement bas, voire même négatifs, peuvent déstabiliser l'ensemble

28. Se reporter aux informations de l'industrie éolienne sur la puissance par m² sur le site : http://us.sunpowercorp.com/downloads/product_pdfs/Panels/sp_315ewh_en_ltr_p_ds.pdf

des perspectives d'investissement dans le secteur de l'électricité et, donc, se traduire par des coûts sociaux bien supérieurs à leurs répercussions privées immédiates.

En conclusion, les pays de l'OCDE, en particulier ceux d'Europe, sont confrontés à un problème de puissance sur les marchés de l'électricité par suite de l'intensification de la concurrence et de l'augmentation de la volatilité des prix sur les marchés libéralisés. Les combustibles fossiles (en particulier le charbon) auront de plus en plus de mal à contribuer à l'accroissement de la puissance indispensable du fait des nouvelles pressions concurrentielles créées par la tarification du carbone. Les énergies renouvelables constituent de véritables gageures pour la fiabilité des réseaux électriques en raison des énormes espaces dont elles ont besoin, de leur intermittence et de leur impact sur la stabilité des réseaux, mais aussi de leurs effets sur la volatilité des prix de l'électricité.

Dans ce contexte, l'énergie nucléaire jouit d'un certain nombre d'avantages sur le plan de la capacité de production, de la gestion du réseau et de la sécurité d'approvisionnement électrique. Cette constatation est valable pour la dimension externe comme pour la dimension interne de la sécurité de l'approvisionnement énergétique. Le nucléaire ne soulève aucun problème géopolitique de rupture d'approvisionnement, a peu d'effets systèmes et garantit une grande stabilité des coûts, une fois que les installations sont construites. Dans des conditions appropriées, en particulier faibles coûts de financement et prix stables de l'électricité, l'énergie nucléaire est bien placée, dans les pays de l'OCDE, pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement énergétique et au bon fonctionnement des réseaux électriques avec des réserves de puissance adaptées.

1.5 Orientations pour les politiques publiques destinées à améliorer la sécurité d'approvisionnement énergétique

On a examiné dans les sections qui précèdent les deux principales dimensions de la sécurité d'approvisionnement énergétique et la contribution possible du nucléaire pour éviter les risques dans ce domaine. On peut tirer de l'examen qui précède un certain nombre de conclusions générales.

Pour savoir comment assurer la fourniture en temps voulu de l'énergie à un groupe particulier de consommateurs, il est nécessaire d'analyser le problème dans différentes dimensions temporelles et spatiales. En ce qui concerne la dimension temporelle, on peut distinguer des délais de quelques secondes (pour les défaillances techniques), de quelques jours (mesures adoptées en cas de rupture d'approvisionnement) à plusieurs années (temps requis pour mettre en œuvre de nouvelles politiques) jusqu'à des centaines d'années (durée de vie de certaines structures énergétiques). La liste des risques d'approvisionnement présentée ci-dessus reflète tout à fait naturellement cette distinction entre la sécurité d'approvisionnement énergétique à court et à long termes. À court terme, les pouvoirs publics ou les institutions publiques doivent en fait assurer une gestion efficace de la crise. Pour ce faire, ils peuvent constituer des stocks d'urgence sur les marchés du pétrole et du gaz ou veiller à la définition de protocoles de coopération efficace en matière de gestion des réseaux énergétiques en cas de défaillance technique ou de choc soudain de la demande. Bien sûr, il faut aussi établir un cadre réglementaire pour l'exploitation des centrales nucléaires.

À long terme, les pouvoirs publics doivent surveiller l'évolution de l'offre, de la demande et des prix en évitant si possible les envolées soudaines ou une forte volatilité des prix. Ils doivent pour ce faire, se focaliser, notamment, sur les infrastructures indispensables à la production, au transport, à la conversion et à la consommation finale de l'énergie (y compris une puissance de réserve pour faire face aux chocs soudains). Cela implique également la définition de règles du jeu de manière à assurer aux acteurs privés une vision assez stable du futur leur permettant de consentir les investissements indispensables.

Les décideurs doivent, dans la mesure du possible, veiller à protéger au mieux le système énergétique et à lui conférer un maximum de flexibilité pour lui permettre de résister aux impacts. Ainsi, les mesures renforçant la flexibilité peuvent prendre diverses formes. Par exemple, il peut s'agir de taxes sur la consommation d'énergie ou les émissions de carbone, qui réduisent la consommation et donc la vulnérabilité. La flexibilité peut impliquer le recours à des technologies mixtes ou à des systèmes de secours. La diversification des technologies et des sources d'énergie au niveau géographique approprié fait partie également des mesures destinées à assurer la sécurité d'approvisionnement à long terme. Comme le préconise Keppeler (2007a), on peut regrouper les différentes mesures de mitigation auxquelles peuvent avoir recours les décideurs en trois catégories différentes selon leur horizon temporel :

1. À court terme, il faut être capable de réagir à des chocs soudains subis par le système énergétique. Des réserves et des contrats interruptibles pour des consommateurs particulièrement préparés (qui bénéficient en contrepartie de prix plus bas) peuvent être utiles dans ce contexte. Cela concerne également l'état de préparation technique des infrastructures physiques. Comme nous l'avons mentionné plus haut, souvent le niveau de redondance exigé est fixé selon la règle dite du N-1 : un système formé de N éléments doit être capable de fonctionner correctement si N-1 éléments seulement sont disponibles.
2. À moyen terme, il faut gérer le comportement des consommateurs. Les instruments fiscaux peuvent être utiles dans ce cas pour réduire la demande, soit de l'ensemble des énergies ou plus particulièrement des combustibles présentant un risque, et pour accroître le rendement énergétique. Les taxes sur les émissions de carbone qui constituent *de facto* une taxe sur les combustibles fossiles sont bien sûr particulièrement indiquées dans ce contexte.
3. À long terme, il faut créer des infrastructures physiques et des relations commerciales, qui définissent la structure du système énergétique d'un pays. La diversification technique et géographique des importations d'énergie afin de se prémunir contre les risques de rupture d'approvisionnement est essentielle à cet égard. Pour ce faire, il faut notamment développer des sources d'énergie nationales, comme les énergies renouvelables ou l'énergie nucléaire.

L'organisation de l'action publique en fonction de ces trois horizons temporels devrait tout naturellement structurer les dispositions prises par les pouvoirs publics pour régler les problèmes de sécurité d'approvisionnement énergétique et permettre de mettre en œuvre une stratégie systématique de réduction du risque d'approvisionnement.

Diversification et flexibilité

Toutes choses égales par ailleurs, cela signifie qu'en l'absence d'une hiérarchie nettement établie entre les différents choix énergétiques, la première stratégie intuitive consiste évidemment à diversifier les combustibles, leur origine géographique et leur voie d'acheminement en se laissant guider par la sagesse du dicton populaire « il ne faut pas mettre tous ses œufs dans le même panier ». Dans bien des dimensions, l'avenir n'est pas écrit : prix des combustibles élevés et volatils, problèmes liés au changement climatique, concentration géographique des combustibles et tensions géopolitiques pour n'en citer que quelques-unes. Pour y faire face, il faut un cocktail bien dosé, qui répartit les risques et garantit la robustesse du système dans son ensemble en cas de modifications soudaines.

Bien sûr, tous les combustibles ne peuvent être remplacés facilement à court terme : il suffit de citer les produits pétroliers raffinés utilisés pour le transport, pour lesquels il est difficile de choisir des substituts à une échelle importante dans les années à venir. Dans ce cas, l'utilisation de ressources

rares doit se limiter à des applications où il n'y a pas de substitut possible. Pour l'exemple mentionné par exemple, il n'est pas rationnel d'utiliser le pétrole pour produire de l'électricité (à part quelques cas particuliers comme le kérosène utilisé dans les turbines fonctionnant en pointe ou des résidus lourds n'ayant pas d'autres utilisations). S'agissant de la diversification des combustibles, il est indispensable de prendre en compte aussi le niveau auquel la diversification est mesurée. La part importante de l'énergie nucléaire en France peut être considérée comme une contribution à la diversification sur les marchés européens de l'électricité où l'intégration avance à pas de géant.

Il ne faut pas seulement diversifier les combustibles, mais aussi leur origine géographique, les technologies et les voies d'acheminement. Cela s'applique en particulier au gaz naturel dont le stockage n'est possible qu'à des prix élevés. Importer du gaz d'un seul pays amène à courir des risques inutiles, et il faut en complément faciliter le transport par gazoducs et navires méthaniers. Dans l'idéal, il serait bon de préserver un certain degré de redondance dans les infrastructures de transport afin de disposer de solutions de rechange en cas de crise. Le problème, bien sûr, vient de ce que la redondance est coûteuse et qu'en pratique les gouvernements doivent décider combien ils sont prêts à investir – ou dans quelle mesure ils veulent contraindre les opérateurs privés à investir – dans cette redondance pour se prémunir contre les risques de rupture d'approvisionnement.

En ce qui concerne la production d'électricité, il convient de conserver dans le bouquet énergétique toutes les options raisonnables, même si la part respective de chaque énergie doit être pondérée par les caractéristiques spécifiques de sécurité d'approvisionnement des différents combustibles : le nucléaire, le charbon (si possible avec CSC), le gaz, le pétrole (comme le kérosène pour les turbines à combustion de pointe), la biomasse, l'éolien, l'hydraulique, le solaire, le géothermique, l'énergie marémotrice ou l'énergie houlomotrice. La « bonne » combinaison sera fonction de nombreux facteurs ; il y a ici des analogies avec la maximisation des profits sur le marché boursier où l'analyse du portefeuille détermine la combinaison la meilleure. Malheureusement, l'applicabilité de l'analyse de portefeuille la plus courante reste limitée en raison du peu de données de qualité dont on dispose sur la volatilité dans le temps des différents paramètres, une des principales raisons qui justifie l'intervention des gouvernements. Pour la production de chaleur, selon l'objectif vraiment recherché (chauffage de locaux, eau chaude pour des besoins domestiques et professionnels et chaleur industrielle) la diversification, là encore, n'est souvent pas évidente étant donné qu'il s'agit de services particuliers au niveau du consommateur final.

Enfin, l'idée fondamentale selon laquelle la sécurité d'approvisionnement dépend de la flexibilité des systèmes électriques en cas d'événements imprévus est également valable au niveau technique. L'association d'installations en base et d'installations de pointe flexibles est une solution classique pour faire face à la variation de la charge. Des installations de secours peuvent être employées pour pallier l'intermittence des énergies renouvelables. Le passage d'une énergie à une autre, le stockage (voir ci-dessous), les échanges avec d'autres régions grâce à des interconnexions transfrontalières, des marchés énergétiques liquides, des voies d'acheminement parallèles et une redondance suffisante grâce à des composants de secours sont autant d'éléments indispensables. Comme toujours, le risque de rupture de l'approvisionnement énergétique n'est pas inévitable. Néanmoins, pour l'éviter, il faut y mettre le prix.

Encadré 1.3 : Approche rationnelle de la sécurité d’approvisionnement énergétique

Yergin et Frei (2006) présentent dans leur étude une liste de dix propositions avisées, mise au point à l’origine pour assurer la sécurité de l’approvisionnement pétrolier mais qui peut être transposée sans difficulté à la sécurité de l’approvisionnement énergétique dans son ensemble. Leur approche repose sur l’idée fondamentale de la nécessité de renforcer la résilience et la flexibilité du système d’approvisionnement énergétique :

1. La diversification des sources d’approvisionnement énergétique est le point de départ de la sécurité d’approvisionnement.
2. Il n’y a qu’un seul marché.
3. Il importe d’avoir une « marge de sécurité » qu’assurent capacité de réserve, stocks stratégiques d’urgence et redondance.
4. Tabler sur la flexibilité des marchés et éviter la tentation de la microgestion peut faciliter un ajustement rapide.
5. Comprendre l’importance d’une interdépendance entre les entreprises et les gouvernements à tous les niveaux.
6. Favoriser des relations entre les fournisseurs et les consommateurs en partant du principe d’une interdépendance.
7. Créer un cadre de sécurité anticipatif auquel participent les producteurs et les consommateurs.
8. Fournir au public des informations de bonne qualité pendant et après les problèmes.
9. Investir régulièrement dans le progrès technologique.
10. S’engager à faire des recherches, à développer et à innover pour parvenir à un équilibre énergétique à long terme et assurer la transition vers l’avenir.

Économies d’énergie et gestion de la demande

Une autre stratégie souvent citée pour les gouvernements des pays de l’OCDE qui cherchent à assurer la sécurité de l’approvisionnement énergétique consiste à procéder à des économies d’énergie et à gérer la demande. La gestion de la demande d’énergie comporte, dans ce contexte, trois volets au moins :

- Gestion de la demande d’énergie à l’échelle macroéconomique par le biais de taxes et de subventions en prélevant des suppléments « sécurité de l’approvisionnement » sur les combustibles présentant des risques particuliers.
- Amélioration de la réactivité de la demande des consommateurs aux signaux du marché, par exemple en instaurant des compteurs électriques intelligents et une tarification de la demande de pointe. Ce volet comporte deux variantes distinctes :
 - Déplacement de charge afin de lisser les fluctuations de la demande quotidienne et saisonnière. Cela permet de faire fonctionner les installations en base plus longtemps de manière à éviter la coûteuse production de pointe.
 - Réduction de la demande totale d’énergie en améliorant l’efficacité globale de la consommation d’énergie.
- Rationnement de l’énergie au moment des fortes crises.

Les économies d’énergie et la gestion de la demande reposent sur le principe fondamental que chaque joule, tonne équivalent pétrole ou *British Thermal Unit* (BTU) qui n’est pas consommé n’a pas besoin d’être produit. Moins l’énergie est requise, moins elle a besoin d’être produite ou importée,

moins il y a de risque qu'il y ait une rupture d'approvisionnement. Or, ce raisonnement intuitivement attrayant doit être nuancé. Sous certaines formes, l'inefficacité peut être source de flexibilité en temps de crise ou de rupture d'approvisionnement – simplement en supprimant ses manifestations les plus notoires. Contentons-nous de rappeler que la redondance indispensable aux systèmes énergétiques pour faire face aux chocs inattendus est, en elle-même, une forme d'inefficacité, du moins dans une perspective à court terme. Bien sûr, toutes les formes d'inefficacité ne sont pas équivalentes ; pourtant il faut se garder de définir la notion d'efficacité d'une manière trop restrictive. Les consommateurs inefficaces peuvent faire face à une réduction de l'approvisionnement en partie en améliorant simplement leur efficacité.

Lorsque l'on vise à assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique, il faut non pas tant chercher à diminuer la demande générale d'énergie, que chercher à réduire la demande de certains combustibles ou de formes de consommation plus vulnérables aux risques de rupture d'approvisionnement. Ainsi, il est particulièrement utile de réduire la demande durant des périodes de pointe. Non seulement, une demande de pointe élevée fait peser des coûts marginaux élevés sur le système (la puissance de pointe doit être disponible à tout moment, mais n'est utilisée que sur des périodes relativement courtes) mais elle doit, en outre, être satisfaite avec des combustibles qui sont exposés aux risques les plus forts de rupture d'approvisionnement, à savoir le gaz et le pétrole. Une tarification différenciée (selon la saison et le moment de la journée) et le délestage – à savoir la possibilité de déconnecter certains groupes de consommateurs du réseau à des moments critiques en échange de prix plus favorables tout au long de l'année – sont des options importantes dans ce contexte.

Stockage

Lorsque la demande ne peut être gérée de manière suffisamment précise pour éviter les problèmes de rupture d'approvisionnement, le stockage de l'énergie peut être utilisé pour découpler momentanément la demande et l'offre. Ces stocks régulateurs ou stocks temporaires peuvent servir de protection contre l'impact immédiat d'événements imprévus et imprévisibles. La possibilité de stocker le combustible est un atout très précieux. Certains combustibles sont un moyen de stockage implicite. Le combustible commercialement disponible qui est doté de la plus forte densité énergétique est l'uranium. Le charbon se caractérise par un volume relativement élevé par unité d'énergie et n'est pas trop difficile à stocker. Les combustibles liquides sont relativement facilement stockables – d'où la possibilité de constituer des stocks de pétrole stratégiques.

La facilité de transport et de stockage explique bien sûr en partie la popularité des combustibles liquides. Le stockage du gaz naturel n'est pas aussi évident bien qu'il existe pour celui-ci un certain niveau de stockage saisonnier et de pointe. La réduction de la pression dans les gazoducs peut aussi être assimilée à une forme d'abaissement du niveau de stockage, les réserves étant dans ce cas le gaz qui est « stocké » dans le gazoduc (« flexibilité de la quantité de gaz contenue dans le gazoduc »). Le stockage commercial du gaz pour assurer la flexibilité nécessaire à l'arbitrage avec le charbon existe également mais jusqu'à présent est jugé trop coûteux. Enfin, le stockage n'existe pas dans le cas de l'énergie éolienne ou solaire dans la mesure où il s'agit d'énergie naturelle dont le flux est variable. Toutefois, cela ne veut pas dire pour autant que les énergies renouvelables ne sont jamais stockables. L'énergie hydraulique, soit dans des réservoirs naturels ou par pompage, est un moyen excellent de stockage de l'énergie et, implicitement, de l'électricité qui peut être facilement produite en relâchant l'eau pour entraîner la turbine.

En dehors de ce moyen détourné d'utilisation de l'énergie cinétique en association avec des réservoirs hydrauliques en hauteur, il est extrêmement difficile de stocker l'électricité, ce qui conduit précisément au type de problème de gestion de la charge mentionné ci-dessus. Le stockage par des

batteries chimiques est bien sûr possible mais reste encore coûteux et faisable seulement pour de petites quantités d'électricité. L'amélioration permanente des performances, dernièrement dans le domaine des batteries lithium-ion des voitures électriques, permet d'espérer des solutions dans l'avenir. La chaleur²⁹ peut être stockée à l'aide de tampons thermiques, soit sous terre dans des substances à changement de phase ou simplement dans certains matériaux (notamment l'eau). Les pompes à chaleur et le chauffage solaire passif sont des applications de ce principe, mais la durée de stockage pour des énergies thermiques à haute température reste très limitée.

Les voitures électriques et hybrides sont aussi une partie essentielle de l'une des visions les plus modernes du système électrique. Du point de vue de la production d'électricité, les voitures électriques sont essentiellement des batteries sur roues. Une vaste flotte de voitures électriques, coordonnée par le système de positionnement global (GPS), des compteurs intelligents et des incitations en temps réel pour prélever et introduire de l'électricité dans le réseau offre de nouvelles possibilités passionnantes de gestion de la charge. Le principe est que les propriétaires de voitures peuvent charger leurs véhicules la nuit – augmentant ainsi la demande en base pendant les heures où l'électricité est peu chère – et peuvent se voir offrir pendant les heures de pointe du transport, qui coïncident avec la demande de pointe quotidienne d'électricité, des avantages attrayants pour accepter de reconnecter leurs voitures au réseau pour décharger sur celui-ci un pourcentage de l'électricité contenu dans leurs batteries. L'avantage évident de ce système est que la demande nette d'électricité resterait beaucoup plus stable tout au long de la journée.

En pratique, cependant, les coûts de transaction pour inciter les conducteurs à se brancher non seulement pour charger leurs voitures mais aussi pour les décharger risquent d'être élevés et les incitations nécessaires plus coûteuses que la production d'électricité en pointe. C'est pourquoi l'implication future des voitures électriques dans les systèmes d'électricité sera probablement organisée par le biais de fournisseurs comme *Better Place*, qui échangent les batteries vides contre des batteries pleines et ensuite optimisent le rechargement en fonction des avantages offerts. Les stations-service de l'avenir ne fonctionneront pas sur le principe du rechargement, mais de l'échange de « réservoirs ».

Dans les deux cas, la stabilisation de la demande grâce à un rechargement optimisé des batteries de voitures sera très intéressante pour des technologies produisant de l'électricité en base, comme l'énergie nucléaire. En d'autres termes, la possibilité d'avoir un stockage largement disponible rendra intéressante l'augmentation de la proportion du nucléaire dans le parc énergétique du point de vue de la gestion du réseau. En partant de l'hypothèse, toutes choses égales par ailleurs, que l'énergie nucléaire dispose de caractéristiques plus favorables sur le plan de la sécurité d'approvisionnement que, par exemple, le charbon ou le gaz, cette solution permettrait de réduire les risques de rupture d'approvisionnement.

Bien sûr, il convient de lever un certain nombre d'incertitudes avant de mettre en œuvre cette solution. En tout premier lieu, certes la technologie des batteries progresse et les principaux fabricants ont annoncé l'introduction des voitures électriques dans les années à venir, mais leur prix et leurs performances, et, donc, leur adoption par le public restent incertains. En deuxième lieu, le comportement et la sensibilité aux prix des conducteurs de voitures électriques est un problème de sciences humaines qui n'a pas encore été étudié. En troisième lieu, les conditions financières et institutionnelles (propriété partielle ou totale, location-vente à long terme ou location à court terme) doivent encore être définies, et les infrastructures mises en place. En d'autres termes, le renforcement de la sécurité d'approvisionnement électrique grâce au stockage à grande échelle d'électricité assuré en coordonnant

29. Il serait plus correcte d'un point de vue thermodynamique de parler d'« énergie thermique » étant donné que la « chaleur » est un mode de transfert d'énergie.

le rechargement et le déchargement des batteries de voitures électriques reste pour l'instant juste un scénario qui mérite cependant une plus grande attention et une étude plus précise et approfondie.

Dispositifs réglementaires, institutionnels et budgétaires

La sécurité d'approvisionnement énergétique est un problème en soi, car les consommateurs et les producteurs sont hostiles aux risques et aux incertitudes. L'incertitude ralentit l'activité économique et surtout empêche les investissements, en particulier les investissements dans les installations de production, de conversion, de transport et de consommation finale de l'énergie dont les durées de vie sont de plusieurs décennies. Plus un investissement demande de capitaux, plus cette incertitude aura un impact sur les coûts totaux du projet par le biais des taux d'intérêt. Dans le secteur de l'électricité, l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables sont de ce fait le plus durement touchées.

Ainsi, il est naturel que tous les gouvernements fassent tout ce qui est en leur pouvoir pour réduire l'incertitude et mettre en place des conditions juridiques et réglementaires stables pour les marchés de l'énergie. L'aspect réglementaire comprend des procédures d'autorisation homogènes et transparentes, en particulier pour des installations technologiquement complexes, comme les réacteurs nucléaires. Toutefois, les règlements qui organisent le fonctionnement des marchés de l'électricité et du carbone sont au moins aussi importants.

Les conditions dans lesquelles les contrats à long terme de fourniture de gaz et d'électricité sont autorisés ou même encouragés sont un aspect crucial dans ce contexte. Les contrats à long terme apportent certitude et visibilité (et sont, de ce fait, souvent déterminants en cas d'investissements nécessitant énormément de capitaux), mais, d'un autre côté, ils peuvent faire obstacle à l'entrée de nouveaux concurrents potentiellement plus efficaces. Tout bien considéré, leurs caractéristiques positives l'emportent sur les aspects négatifs, en particulier parce que le problème de l'entrée sur le marché peut être résolu en normalisant les contrats à long terme et en les rendant ainsi négociables. Les mêmes constatations s'appliquent aux problèmes de la séparation d'entreprises énergétiques verticalement intégrées, qui gèrent les réseaux par lesquels elles acheminent le gaz et l'électricité. Du point de vue strictement de la sécurité d'approvisionnement plutôt que de celui de l'efficacité du marché, une certaine intégration verticale peut donner aux entreprises nationales d'énergie de la stabilité et une position de force dans leurs négociations avec les importateurs.

La politique budgétaire constitue bien sûr, dans ce contexte, un autre moyen d'action pour les gouvernements. Encourager la consommation de certaines formes d'énergie par le biais de subventions et décourager d'autres formes par le biais de droits à acquitter est une forme répandue et efficace d'internalisation des coûts et avantages externes, réels et perçus. Dans certaines circonstances, ces instruments budgétaires reflètent parfaitement le souci de la sécurité d'approvisionnement d'une manière qualitative. (Les mesures quantitatives du risque de rupture d'approvisionnement sont pour l'instant trop vagues pour être largement adoptées par les observateurs et les acteurs du marché.) Il est souvent difficile de dire si cette situation est le fruit d'une volonté ou d'un accident. Les produits pétroliers sont ainsi fortement taxés alors que les énergies renouvelables, comme l'éolien et le solaire, bénéficient de fortes subventions. Les premiers impliquent bien sûr un risque de rupture d'approvisionnement comparativement élevé dans les pays de l'OCDE alors que les seconds présentent des avantages en matière de sécurité d'approvisionnement en raison de leur nature nationale (du moins en termes de consommation énergétique globale si ce n'est en termes de puissance dispatchable). Par ailleurs, la consommation de gaz naturel, qui, elle aussi, présente des risques de rupture d'approvisionnement, n'est que légèrement taxée alors que la production d'énergie nucléaire, qui est aussi largement une industrie nationale, ne bénéficie d'aucune subvention directe.

En l'absence d'indicateurs plus fiables du risque de rupture d'approvisionnement de différents combustibles, la diversification reste la base de toute politique des pouvoirs publics pour assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique (voir ci-dessus). Les actes de l'atelier conjoint AIE/AEN sur la sécurité d'approvisionnement énergétique pour la production d'électricité (*Joint IEA/NEA Workshop on Security of Energy Supply for Electricity Generation*) font référence à ces deux aspects dans la liste de mesures préconisées (AIE/AEN, 2005, p. 6) :

- imposer une part de sources d'énergies « sûres » dans le nouveau parc de production ;
- prélever des taxes sur les sources d'énergies « peu sûres » ;
- subventionner les sources d'énergie « sûres/nationales » ; et
- mettre en place des certificats ou permis négociables pour les sources d'énergies sûres.

Il est arrivé que les politiques conçues avec d'autres objectifs à l'esprit aient eu un impact marqué sur la composition du parc énergétique et donc sur la situation de la sécurité d'approvisionnement. L'exemple le plus remarquable est l'introduction de la tarification du carbone dans les pays européens de l'OCDE par le biais du système communautaire d'échanges de quotas d'émissions de gaz à effet de serre. En tarifant le carbone, on augmente le prix comparatif des combustibles fossiles : charbon, pétrole et gaz. Sachant que la grande majorité des pays de l'OCDE sont des importateurs nets d'hydrocarbures, pétrole et gaz (à la seule exception du Canada, du Mexique et de la Norvège), la tarification du carbone, toutes choses égales par ailleurs, augmente la sécurité d'approvisionnement en améliorant la compétitivité des sources à faible émission de carbone, comme l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables. Même si les pays non européens de l'OCDE débattent encore des conditions de leur propre régime de tarification du carbone, il est très probable que la majorité des pays de l'OCDE suivront les traces de l'Europe dans les années à venir, en raison de l'inquiétude que suscite chez tous le changement climatique. À moyen terme, la tarification du carbone peut, de ce fait, transformer les marchés de l'énergie dans les pays de l'OCDE avec un impact positif global sur la sécurité d'approvisionnement énergétique.

L'ouverture des marchés électriques, dont les répercussions sur la volatilité des prix ont été examinées ci-dessus, en est un autre exemple bien sûr. Plus les prix de l'électricité sont volatils, plus les technologies à faible émission de carbone, comme le nucléaire et les énergies renouvelables, sont pénalisées. Étant donné que ces dernières ont de bonnes performances en termes de sécurité d'approvisionnement, l'ouverture du marché électrique, en l'absence de mesures pour contrer la volatilité des prix, comme des contrats à long terme, n'est pas un facteur qui contribue à améliorer la sécurité des marchés énergétiques.

Mécanismes de gestion de crise

Prévenir la matérialisation des risques de rupture d'approvisionnement est de toute évidence une priorité mais exiger que les politiques adoptées à cette fin soient capables d'éviter *tous* les risques ne serait clairement pas raisonnable. Le coût des ruptures d'approvisionnement peut être élevé mais il n'est pas illimité, pas plus que ne le sera le prix que les pays sont disposés à payer pour les éviter. Par ailleurs, le risque implique, par sa nature même, que l'imprévu peut arriver. On peut donc dire sans se hasarder que les risques de rupture d'approvisionnement continueront de se manifester en dépit même de la mise en œuvre de politiques parfaitement conçues. Cela veut dire en réalité que les gouvernements doivent mettre en place des mécanismes de gestion de crise appropriés pour différents types de risque, qu'il s'agisse de dissensions politiques entre partenaires commerciaux ou d'accidents techniques.

Citons, à cet égard, le parfait exemple de l'obligation des pays membres de l'AIE de détenir 90 jours de leur volume net d'importations de pétrole brut et de produits raffinés. Ces réserves ont une double fonction. Elles servent de régulateur de l'approvisionnement en cas de crise et elles peuvent être utilisées pour compléter l'offre sur le marché afin de corriger des envolées spéculatives des prix à court terme. Dans l'idéal, ces obligations sont associées à un engagement d'assistance mutuelle garantissant la solidarité avec les pays les plus durement touchés et la mise en commun des ressources, ce qui donne une flexibilité supplémentaire.

Les protocoles de coopération en cas de crise doivent également être mis en œuvre *a fortiori* pour des énergies acheminées par le biais d'un réseau, comme le gaz et l'électricité, car il n'y a pas de moyen de s'échapper du réseau en cas de crise. La crise du gaz entre la Russie et l'Ukraine au cours de l'hiver 2008-09 a montré l'absence de préparation et de solidarité, même entre les membres de l'Union européenne. La situation est relativement meilleure dans le secteur de l'électricité où les opérateurs du réseau, par nécessité, ont mis au point des protocoles de coopération en cas d'incident sur le réseau.

1.6 Conclusion

L'examen qui précède a mis en évidence différents facettes du rôle que l'énergie nucléaire peut jouer pour réduire les risques de rupture d'approvisionnement externes et internes dans les pays de l'OCDE. Du côté externe, l'avantage principal de l'énergie nucléaire vient de sa relative indépendance à l'égard des importations de combustibles. Même si seuls quelques pays de l'OCDE possèdent des gisements d'uranium sur leur territoire national, les ressources sont très diversifiées et l'uranium est vendu sur les marchés du monde entier. En outre, l'uranium est facile à stocker et ne représente qu'un faible pourcentage des coûts globaux du nucléaire. Sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement énergétique, le nucléaire possède donc quelques avantages indéniables sur le pétrole, le gaz et même le charbon qui, au vu de l'explosion de la demande chinoise, a perdu quelque peu sa réputation de combustible « sûr ».

Du côté interne, l'énergie nucléaire est un producteur fiable d'électricité en base à des coûts variables stables, ce qui lui confère une propriété attrayante du point de vue social bien que, sur les marchés de l'électricité libéralisés, cet avantage ne se traduise pas par des prix stables à la consommation, étant donné que le nucléaire est rarement la technologie marginale. En principe, l'énergie nucléaire est également bien placée pour contribuer à une marge de puissance adéquate et à des charges stables. En fournissant de l'électricité en base stable, le nucléaire réduit la complication d'avoir à intégrer une production intermittente ou distribuée, car, en sa qualité de source d'électricité fiable, il permet de maintenir la fréquence et la tension. En d'autres termes, l'utilisation massive de sources intermittentes exigera un pourcentage important d'installations de production d'électricité en base, robustes et fonctionnant en permanence, et alimentées par des sources d'énergie dont l'approvisionnement est plus fiable. Même si les paramètres techniques du nucléaire limitent son aptitude à compenser les modifications soudaines de charge, la mise en place de réseaux intelligents et de systèmes d'effacement devrait contribuer à lisser les variations de charge (et ainsi accroître la part de la demande en base). Les arguments en faveur de l'utilisation du nucléaire parallèlement à d'autres technologies, côté offre et côté demande, s'en trouveraient considérablement renforcés. La volatilité des prix sur des marchés de l'électricité libéralisés (intensifiée par les énergies renouvelables intermittentes) reste un véritable problème et doit être résolu par des moyens appropriés, par exemple des contrats à long terme.

Enfin, point crucial, en sa qualité de source d'électricité à faibles émissions de carbone, le nucléaire peut indéniablement contribuer à résoudre une des difficultés structurantes auxquelles se heurtent les pouvoirs publics à notre époque, à savoir la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre responsables du changement climatique. Sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement

énergétique, le nucléaire semble bien placé pour réduire la dépendance à l'égard des importations et stabiliser les coûts ainsi que pour contribuer à la diversification des techniques de production d'électricité d'une manière qui, dans l'ensemble, améliore la sécurité d'approvisionnement énergétique. On analyse dans le chapitre suivant dans quelle mesure les réflexions qui précèdent peuvent être quantifiées dans le contexte d'indicateurs appropriés de la sécurité d'approvisionnement.

Références

- AEN (2006), *Ressources, production et demande de l'uranium : un bilan de 40 ans – Rétrospective du Livre rouge*, OCDE, Paris, France.
- AEN (2006), “NDC – Programme of Work for 2007-2008”, NEA/NDC(2006)24/REV1, OCDE, Paris, France.
- AEN (2011 à paraître), *Carbon Pricing and the Competitiveness of Nuclear Energy*, OCDE, Paris, France.
- AEN/AIEA (2008), *Uranium 2007 : Ressources, production et demande – Le Livre rouge*, OCDE, Paris, France.
- AEN/AIEA (2010), *Uranium 2009 : Ressources, production et demande – Le Livre rouge*, OCDE, Paris, France.
- AIE (2002a), *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand*, Agence internationale de l'énergie, OCDE, Paris, France.
- AIE (2002b), *Security of Supply in Electricity Markets: Evidence and Policy Issues*, Agence internationale de l'énergie, OCDE, Paris, France.
- AIE (2004), *Security of Gas Supply in Open Markets: LNG and Power at a Turning Point*, Agence internationale de l'énergie, OCDE, Paris, France.
- AIE (2007a), *Energy Security and Climate Policy – Assessing Interactions*, Agence internationale de l'énergie, OCDE, Paris, France.
- AIE (2007b), *Learning from the Blackouts: Transmission System Security in Competitive Electricity Markets*, Agence internationale de l'énergie, OCDE, Paris, France.
- AIE (2008), *World Energy Outlook*, Agence internationale de l'énergie, OCDE, Paris, France, p. 212.
- AIE (2009), *Natural Gas Information 2009*, Agence internationale de l'énergie, OCDE, Paris, France.
- AIE/AEN (2005), *Security of Energy Supply for Electricity Generation*, Actes de l'atelier AIE/AEN, 24 mai 2005, OCDE, Paris, France.
- AIE/AEN (2010), *Coûts prévisionnels de production de l'électricité : Édition 2010*, OCDE, Paris, France.
- Awerbuch, S. et M. Berger (2003), *Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy-Making*, IEA/EET Working Papers EET/2003/03, Agence internationale de l'énergie, OCDE, Paris, France.
- Bertel, E. (2005), “Nuclear Energy and the Security of Energy Supply”, Facts and Opinions, *NEA News* Vol. 23-2, pp. 4-7.
- BP (2009), *BP Statistical Review of World Energy June 2009*, BP p.l.c., Londres, Royaume-Uni, www.bp.com/statisticalreview.

- Capgemini (2006), *Observatoire européen des marchés de l'énergie*, 8^e édition, octobre 2006, Capgemini, Paris, France.
- CE (2006), *Green Paper – A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy*, 8.3.2006 COM(2006) 105 final, Commission européenne {SEC(2006) 317} Bruxelles, Belgique http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/doc/2006_03_08_gp_document_en.pdf.
- CE (2006), *Safety and Security of Energy Infrastructures in a Comparative View (SEIF-CV)*, Rapport de la Conférence internationale, 4-16 novembre 2005, Commission européenne, Joint Research Centre, Centre La Borschette, Bruxelles, Belgique.
- Chevalier, J.-M. (2004), *Les grandes batailles de l'énergie*, Gallimard, Folio, Paris, France.
- Chevalier, J.-M. (2006), "Security of Energy Supply for the European Union", *European Review of Energy Markets*, (1)3, pp. 1-20.
- CSIS (2010), *Evaluating the Energy Security Implications of a Carbon-Constrained U.S. Economy*, Centre for Strategic and International Studies, Issues Brief de B. Childs Staley, S. Ladislav, K. Zyla et J. Goodward, World Resources Institute, Washington, DC, États-Unis, voir : http://csis.org/files/media/csis/pubs/090130_evaluating_energy_security_implications.pdf.
- Delarue, E., C. De Jonghe, R. Belmans et W. D'Haeseleer (2010), *Applying Portfolio Theory to the Electricity Sector: Energy Versus Power*, TME Working Paper, Energy and Environment, KULeuven Energy Institute, Belgique, www.mech.kuleuven.be/tme/research.
- D'Haeseleer, W. (2009), *Security of Supply: Appropriate Concepts and Definitions and the Role of Nuclear Energy*, Working paper for the OECD/NEA-Study, OCDE, Paris, France.
- ESA (2005), *Analysis of the Nuclear Fuel Availability at EU Level from a Security of Supply Perspective*, Rapport final, Euratom Supply Agency – Advisory Committee Task Force on Security of Supply, Luxembourg, http://ec.europa.eu/euratom/docs/task_force_2005.pdf.
- Eurelectric (2006), *Security of Energy Supply: Roles, Responsibilities and Experiences within the EU*, Bruxelles, Belgique.
- Fuchs, M. (2004), *UCTE, Security of Supply and Infrastructure Investment*, Présentation par Martin Fuchs, Président d'UCTE, 29 novembre 2004.
- Gittus, J. (2004), *Keep the Lights Burning*, Presentation Lloyd's of London Insurance Market, www.allparty-nuclear.org.uk/meetings/4_may_2004_presentation-1.pdf.
- Jansen, J.C., W.G. van Arkel et M.G. Boots (2004), *Designing Indicators of Long-Term Energy Supply Security*, ECN Policy Studies, ECN-C-04-007, Petten, Pays-Bas.
- Jansen, J.C. et A.J. Seebregtss (2010), "Long-term Energy Services Security: What is it and how can it be Measured and Valued?", *Energy Policy*, 38(4), pp. 1 654-1 664.
- Keppler, J.H. (2005), "The Future of Nuclear Power in Europe: A Lesson in Risk Management from Finland", *Revue de l'énergie*, n° 556, pp. 305-310.
- Keppler, J.H. (2007a), *International Relations and Security of Energy Supply: Risks to Continuity and Geopolitical Risks*, Study for the Foreign Affairs Commission of the European Parliament, Directorate General External Policies of the Union, Policy Department, Bruxelles, Belgique, www.europarl.europa.eu/studies/default.htm.
- Keppler, J.H. (2007b), *La sécurité des approvisionnements énergétiques en Europe: principes et mesures*, Note de l'Ifri, Paris, France.

- Keppler, J.H. (2007c), “Security of Energy Supply: A European Perspective”, *European Review of Energy Markets* (2)2, pp. 5-37.
- Keppler, J.H. et C. Kérébel (2009), *La gouvernance mondiale de l'énergie – Gouvernance européenne et géopolitique de l'énergie*, Tome 5, Les études Ifri, Paris, France.
- Knight, F.H. (1921), *Risk, Uncertainty and Profit*, Houghton Mifflin Co., Boston, MA, États-Unis, www.econlib.org/library/Knight/knRUP.html.
- Ladoucette, V. (2006), *Energy Security in a Fragile World*, Rapport spécial CERA Advisory Service, Présentation à la Chatham House, 7 novembre 2006, Londres, Royaume-Uni.
- Parlement européen (2006), *Directive 2005/89/EC of the European Parliament and of the Council Concerning Measures to Safeguard Security of Electricity Supply and Infrastructure Investment*, PE-CONS 3654/05, Bruxelles, Belgique, <http://eur-lex.europa.eu>.
- Paun, M. (2004), *Broader Issues Facing Electricity Infrastructure in Europe*, présentation de Eurelectric à l'Atelier de l'AIE, 30 mars 2004, OCDE, Paris, France.
- Percebois, J. (2006), *Dépendance et vulnérabilité : Deux façons connexes mais différentes d'aborder les risques énergétiques*, CREDEN Cahier N° 06.03.64, 6 mars 2006, Montpellier, France.
- Scheepers, M. (2003), *Indicators for Security of Supply in the Electricity Market*, Présentation à l'Atelier de INDES, 7 mai 2003, Amsterdam, Pays-Bas.
- Stern, N. (2006), *Stern Review: The Economics of Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni.
- Stirling, A. (1994), “Diversity and Ignorance in Electricity Supply Investment: Addressing the Solution rather than the Problem”, *Energy Policy*, 22:3, pp. 195-216.
- Stirling, A. (1998), *On the Economics and Analysis of Diversity*, SPRU Electronic Working Paper Series, Paper No. 28, Science Policy Research Unit, University of Sussex, Falmer, Brighton, Royaume-Uni, www.uis.unesco.org/template/pdf/cscl/cultdiv/Stirling.pdf.
- UCTE (2005), *System Adequacy Forecast 2006 – 2015*, décembre, www.ucte.org.
- Yergin, D. et C. Frei (2006), *The New Energy Security Paradigm*, World Economic Forum – Energy Vision Update, World Economic Forum, Cologny/Geneva, Suisse.

Chapitre 2

INDICATEURS ET MODÈLES DE MESURE DES RISQUES POUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE

2.1 Introduction

À partir du cadre conceptuel présenté au chapitre 1, on se propose ici de présenter les méthodes qui visent à quantifier les facteurs de risque pour la sécurité énergétique à l'aide d'indicateurs pertinents pour l'action publique. On étudiera le rôle spécifique du nucléaire dans le renforcement de la sécurité d'approvisionnement énergétique. On clarifiera les différentes démarches de quantification exposées dans les publications récentes, ce qui permettra de poser les bases des travaux de recherche empiriques décrits au chapitre 3. De fait, le SSDI utilisé au chapitre 3 est construit à partir de l'indicateur de l'offre et de la demande (S/D) décrit dans ce chapitre.

Le chapitre 2 est structuré comme suit. La section 2.2 établit une taxinomie générale des méthodes de quantification des risques portant sur la sécurité d'approvisionnement énergétique, et revient sur les utilisations possibles d'indicateurs quand on élabore des politiques énergétiques et qu'on cherche à mesurer l'effet de ces politiques sur la sécurité énergétique. La section 2.3 approfondit la description de certains indicateurs de sécurité énergétique et fournit un tableau d'évaluation récapitulatif. La section 2.4 décrit plusieurs modèles permettant d'estimer l'importance relative des facteurs de risque pour la sécurité énergétique, et ainsi d'obtenir une vision plus complète du niveau de sécurité de l'approvisionnement en énergie – et notamment du système électrique – d'un pays. La section 2.5 se concentre sur l'indicateur de l'offre et de la demande, un indice composite intégrant les principaux aspects de l'offre et de la demande, défini par l'*Energy Research Centre of the Netherlands* (ECN) et l'Institut Clingendael aux Pays-Bas. Enfin, la section 2.6 conclut le chapitre.

2.2 Démarches de conception d'indicateurs de sécurité énergétique

Les différentes démarches de quantification des risques pour la sécurité peuvent être globalement réparties dans les catégories suivantes :

- des indicateurs quantitatifs simples portant sur les différents risques ;
- des indicateurs composites, dans lesquels on s'efforce de grouper différents paramètres de risque ;
- des modèles d'évaluation du niveau global de vulnérabilité et/ou de l'impact cumulé de tous les facteurs de vulnérabilité sur le bien-être.

En théorie, les indicateurs quantitatifs permettent de noter la sécurité énergétique sur une échelle cardinale normalisée (intervalle [0,1] par exemple), telle que des différences égales entre scores correspondent à des différences égales entre performances dans le domaine noté. Mais certains aspects importants des risques liés à la sécurité énergétique, par exemple ceux qui concernent le cadre politique, sont difficilement chiffrables. Tous les facteurs de risque ne peuvent donc pas être exprimés par des indicateurs. Les indicateurs de sécurité énergétique peuvent, par conséquent, enrichir les analyses effectuées mais non s'y substituer.

De façon générale, un indicateur est une mesure quantitative ou qualitative dérivée d'une série de faits observés qui indique la position relative d'une entité, par exemple un pays, dans un domaine donné. Utilisés sur un intervalle de temps, les indicateurs peuvent servir d'outils (OCDE, 2008) pour :

- identifier les tendances du phénomène illustré par l'indicateur (évolution au cours du temps ou comparaison inter-pays, par exemple) ;
- comparer et surveiller des performances ;
- définir des priorités stratégiques.

À titre d'exemple, ECOFYS distingue deux grandes catégories d'indicateurs de sécurité énergétique (ECOFYS *et al.*, 2009) :

- *indicateurs de vulnérabilité* : indicateurs visant à mesurer le risque et/ou l'amplitude d'un effet possible sur la sécurité d'approvisionnement énergétique ;
- *indicateurs de résultat* : indicateurs visant à mesurer le résultat effectif d'une insécurité énergétique. Dans l'idéal, il faudrait estimer l'impact réel ou potentiel sur le bien-être. Mais comme ce type de calcul est, par définition, extrêmement difficile, on utilise souvent des indicateurs du niveau d'indisponibilité physique, par exemple le coût réel ou prévu des interruptions de la fourniture d'électricité.

Cette classification est utile. Toutefois, dans le contexte de l'élaboration des politiques, on tend à inclure une troisième catégorie, celle des *indicateurs de résilience*. Ces derniers visent à mesurer la capacité d'une économie d'absorber et d'atténuer l'impact de l'insécurité énergétique – en particulier son impact négatif, réel ou potentiel, sur le bien-être – par une plus grande souplesse de l'offre et de la demande (Jansen, 2009 ; Jansen et Seebregtss, 2010 ; Jansen et van der Welle, à paraître). À titre d'exemple, l'indicateur de l'offre et de la demande proposé par Martin Scheepers *et al.* (2007) est fondé sur l'estimation des facteurs de vulnérabilité et de flexibilité du côté de la demande et du côté de l'offre.

On utilise les *indicateurs simples* pour décrire et analyser un seul aspect de la sécurité énergétique. De nombreux analystes de la sécurité d'approvisionnement préfèrent n'avoir recours qu'à ce type d'indicateurs dans le cadre de leurs travaux. Par exemple, selon ECOFYS, « aucun indicateur composite ne fournit une mesure adéquate de l'ensemble des causes premières de l'insécurité énergétique, et les actuels efforts dans ce sens font d'importantes concessions en termes de transparence » (ECOFYS *et al.*, 2009, p. 12) ; « la construction d'indicateurs plus exhaustifs nécessite des compromis : ces indicateurs visent à fournir une vision d'ensemble plus complète, mais ils peuvent introduire une part de subjectivité dans la pondération des différentes composantes et donc limiter la pertinence et la transparence des résultats finals » (ECOFYS *et al.*, 2009, p. 38). À ce sujet, on notera qu'il est presque impossible de quantifier certains aspects de la sécurité énergétique sans appliquer des règles d'agrégation subjectives, donc partiales vis-à-vis des technologies. Prenons l'exemple de l'intensité énergétique : pour en calculer le numérateur, « l'énergie », il est nécessaire de choisir une unité en fonction de laquelle les teneurs énergétiques des différents combustibles seront cumulées. Si l'on choisit d'utiliser le prix des combustibles, par exemple, plutôt que la quantité d'énergie primaire par unité de combustible, la part relative de chaque combustible dans la consommation totale d'énergie sera différente, de même que le classement des différentes intensités énergétiques calculées.

On peut aussi concevoir des *indicateurs composites* en combinant plusieurs indicateurs à l'aide d'un modèle pour obtenir un indice unique. Dans l'idéal, cet indicateur composite mesure des concepts multidimensionnels impossibles à représenter à l'aide d'un seul indicateur (OCDE, 2008). Dans le domaine de la sécurité énergétique, les indicateurs composites peuvent avoir plusieurs buts. Certains

visent à faire une synthèse de la masse d'informations données par ces indicateurs simples, généralement désordonnée, fragmentée et non transparente, afin de produire quelques chiffres clés dont la signification générale sera immédiatement accessible aux parties prenantes extérieures. Par exemple, les indicateurs composites peuvent « donner aux décideurs et à leurs électeurs une indication de la gravité du risque pour la sécurité énergétique global à long terme. En outre, on peut convenir par un accord politique que le franchissement de certains seuils (...) critiques fixés *a priori* déclenchera l'adoption d'un ensemble convenu de procédures d'urgence pour préserver la sécurité énergétique » (Jansen et Seebregtss, 2010, p. 1 655). L'encadré 2.1 ci-après récapitule les principaux avantages et inconvénients des indicateurs composites (OCDE, 2008).

Encadré 2.1 : Avantages et inconvénients des indicateurs composites

Avantages

- Peuvent résumer des réalités complexes ou multidimensionnelles de façon utile pour les décideurs.
- Sont plus faciles à interpréter qu'une batterie d'indicateurs distincts.
- Réduisent le volume apparent d'un groupe d'indicateurs sans pour autant éliminer la base d'information sur laquelle ils reposent.
- Rendent compte d'un plus grand nombre de données tout en respectant des contraintes de taille.
- Placent la performance et les progrès du pays au centre du débat sur l'action publique.
- Facilitent la communication avec le grand public et incitent les responsables à rendre des comptes.
- Aident à présenter les informations à des publics profanes ou spécialistes.
- Permettent de comparer efficacement certaines dimensions complexes.

Inconvénients

- Peuvent transmettre des messages trompeurs sur l'action publique s'ils sont mal construits ou mal interprétés.
- Peuvent inciter à des conclusions simplistes.
- Peuvent être mal utilisés si leur construction manque de transparence ou repose sur des statistiques et principes théoriques peu fiables.
- Le choix des indicateurs et des pondérations peut être contesté.
- Peuvent masquer de graves insuffisances concernant certaines dimensions et rendre plus difficile la définition de mesures correctives adaptées, si le processus de construction n'est pas transparent.
- Peuvent conduire à des politiques inadaptées si certains paramètres de performance difficilement mesurables sont omis.

Source : OCDE, 2008, p. 13, encadré 1.

La plupart des traités sur la sécurité énergétique se concentrent sur l'offre d'énergie primaire et secondaire, électricité incluse. Or, certaines études récemment publiées prennent explicitement en compte des facteurs d'aggravation ou d'atténuation de la vulnérabilité du côté de la demande (par exemple, Scheepers *et al.*, 2007 ; Jansen, 2009). Du côté de l'offre, et surtout quand il s'agit d'énergies importées, les vulnérabilités sont généralement liées à des risques géopolitiques, c'est-à-dire à la *dimension externe* de la sécurité d'approvisionnement énergétique identifiée dans le chapitre précédent. Ces vulnérabilités sont le plus souvent exogènes, autrement dit hors des pays importateurs d'énergie. Du côté de la demande, en revanche, les vulnérabilités sont principalement liées à la dimension technico-économique interne du risque pour la sécurité d'approvisionnement. Enfin et surtout, les vulnérabilités du côté de la demande, comme les mesures à prendre pour limiter les vulnérabilités du côté de la demande et de l'offre, peuvent être directement ou indirectement influencées par la législation et l'action publique dans les pays importateurs d'énergie.

2.3 Examen détaillé de quelques indicateurs de sécurité énergétique

Les différents aspects de la sécurité d’approvisionnement énergétique ont été répartis en trois catégories : dépendance à l’égard des importations et diversification des sources d’énergie ; intensité énergétique et intensité carbone, cette catégorie recouvrant la rareté des ressources, la consommation d’énergie et la pollution liée à cette consommation ; dimensionnement du système, c’est-à-dire estimation de la capacité des infrastructures de production et de transport de satisfaire la demande. La première catégorie d’indicateurs concerne principalement la dimension externe de la sécurité énergétique, tandis que les deux autres catégories correspondent plutôt à la dimension interne. Selon le contexte, certains indicateurs peuvent intégrer des aspects à la fois externes et internes. Par exemple, la diversité de l’approvisionnement énergétique peut se rapporter à l’approvisionnement à l’étranger ou dans le pays. Les indicateurs récapitulés ci-après seront successivement analysés.

Dépendance à l’égard des importations et diversification

- *Dépendance et vulnérabilité à l’égard des importations* : dépendance d’un pays à l’égard des importations d’énergie et vulnérabilité de son économie aux effets négatifs potentiels de cette dépendance sur les échanges commerciaux ou le bien-être.
- *Rareté des ressources* : rareté des ressources énergétiques et, le cas échéant, des minéraux rares et autres ressources matérielles utilisées dans le secteur de l’électricité.
- *Risque de prix* : exposition des acheteurs et de la société en général à la volatilité des prix d’une source d’énergie ou d’un produit associé, par exemple les droits d’émission de carbone.
- *Diversité* : niveau de diversification du système d’approvisionnement énergétique global ou du système d’approvisionnement en une ressource énergétique particulière, ou d’un facteur associé.
- *Concentration du marché* : importance du déséquilibre dû aux acteurs du côté de l’offre.

Intensité énergétique et intensité carbone

- *Intensité énergétique* : quantité d’énergie consommée par unité de production ou de demande.
- *Intensité carbone* : volume de gaz à effet de serre (GES) rejeté par unité d’énergie offerte ou demandée, pour une source d’énergie donnée.

Dimensionnement et flexibilité du système et impact de l’insécurité énergétique

- *Fiabilité* : degré de fiabilité de la fourniture et du transport d’un vecteur énergétique, en particulier l’électricité.
- *Flexibilité* : mesure la souplesse avec laquelle les acteurs du marché d’un pays peuvent remplacer *a priori* un approvisionnement en énergie par un autre quand l’offre est soumise à des contraintes inattendues, y compris en jouant sur l’offre ou la demande.
- *Impact de l’insécurité énergétique* : impact potentiel ou réel de l’insécurité de la fourniture d’une ou de plusieurs énergies.

À la fin de cette section, un tableau récapitule les avantages et les inconvénients des différents indicateurs présentés.

Dépendance à l'égard des importations, diversité et concentration du marché

Les vulnérabilités liées à la dépendance à l'égard des importations sont positivement corrélées à la rareté des ressources (combustibles) et au risque de prix des combustibles. Ces deux facteurs, rareté et risque de prix, sont principalement déterminés par les tendances du marché mondial ou, du moins, régional, et appartiennent donc à la dimension externe. Qui plus est, il existe une corrélation étroite et négative entre la dépendance à l'égard des importations et la diversification. De fait, la diversification des sources d'énergie (autres que les combustibles fossiles), des fournisseurs externes, des voies et modes de transport, etc., pourrait être une solution cruciale pour mettre fin à une dépendance excessive à l'égard des combustibles fossiles en provenance d'un nombre limité de pays producteurs aux régimes politiques jugés moins stables.

La deuxième sous-section abordera le sujet majeur des indicateurs de diversité, qui jouent un rôle de plus en plus important dans le débat sur la sécurité d'approvisionnement énergétique.

Dépendance à l'égard des importations, rareté des ressources et volatilité des prix

L'importation d'énergie présente encore une certaine part de risque sur le plan géopolitique. Ce niveau de risque peut être surveillé à l'aide d'un certain nombre d'indicateurs de dépendance et de vulnérabilité à l'égard des importations, qui constituent une approximation simple et intuitivement satisfaisante des risques liés aux approvisionnements énergétiques (voir chapitre 4). Deux indicateurs ont été retenus parmi ceux que proposent les publications récentes :

- *Dépendance à l'égard des importations* : niveau de dépendance d'un pays à l'égard des importations de combustibles fossiles. Il s'agit du rapport entre les importations nettes d'énergie et la consommation totale d'énergie primaire, calculé pour un type de combustible en particulier ou pour l'ensemble des combustibles fossiles et produits dérivés. Dans de nombreux pays, notamment en développement, le combustible le plus important est le pétrole.
- *Coût des importations nettes d'énergie en proportion du PIB*. Cet indicateur (ou facture énergétique, ci-après FE) peut être décomposé comme suit (Percebois, 2006 ; CME, 2008) :

$$FE = DE \times INT \times CA \times TC,$$

où :

DE est la dépendance à l'égard des importations ;

INT est l'intensité énergétique du PIB (quantité d'énergie primaire par unité de PIB) ;

CA est le rapport entre le coût en USD et le nombre de tep des importations nettes d'énergie ;

TC est le cours de la devise nationale par rapport à l'USD.

Le secteur de l'énergie et le sous-secteur de l'électricité sont confrontés à des pénuries de nombreuses ressources énergétiques ou matériaux liés à l'énergie, en premier lieu les combustibles fossiles non renouvelables. S'agissant de ces derniers, si les marchés internationaux (mondiaux ou régionaux) étaient parfaitement concurrentiels sans que les plus gros acteurs ne possèdent de parts de marché dominantes, la rareté des combustibles primordiaux se reflèterait dans les prix des combustibles. Sur ces marchés, l'offre est fondamentalement déterminée par l'évolution du volume cumulé que les exportateurs comptent proposer étant donné les conditions du marché et la flexibilité de l'offre ; tandis que la demande dépend avant tout des deux facteurs que sont l'évolution de son

niveau et sa flexibilité. Dans la pratique, cependant, de nombreux facteurs sont sources d'incertitudes considérables, du côté de l'offre comme de la demande :

- Le volume des stocks et flux énergétiques en surface ou en souterrain est incertain, tout comme la capacité des pays producteurs à exploiter ces ressources, compte tenu des contraintes technologiques et financières.
- L'accès aux réserves dont l'extraction est relativement peu coûteuse peut être freiné par l'essor du « nationalisme des ressources ».
- Au contraire, l'évolution des technologies de prospection et d'exploitation (cartographie sismique 3D, forage en *offshore* profond, technologie de récupération assistée¹, nouvelles technologies d'extraction de gaz non conventionnelles) peut grandement faciliter l'accès aux ressources.
- L'évolution de la demande est soumise aux variations de la croissance économique et aux modifications de la réglementation dans les pays importateurs : taxes sur les carburants et combustibles, tarification du carbone et autres mesures d'atténuation du changement climatique.
- Les fortes incertitudes peuvent stimuler la spéculation sur les marchés dérivés des combustibles. Malgré tout, et comme le montrent les indices de prix indicatifs les plus connus, les prix des combustibles fournissent des informations précieuses, bien qu'approximatives, sur la rareté des ressources énergétiques.

Les combustibles fossiles ont pour caractéristique essentielle d'être non renouvelables. Le volume des *réserves* ultimes conventionnelles et non conventionnelles est très incertain. C'est pourquoi les statistiques publiées par des organisations faisant autorité telles que l'*US Geological Survey* (USGS) ne donnent qu'une image nécessairement très approximative de la réalité. On appelle généralement *réserves* les ressources identifiées, déjà récupérables de façon rentable au moment de l'évaluation ou dont on est raisonnablement sûr qu'elles le deviendront dans les conditions économiques et techniques existantes. Dans de nombreux pays, les ratios réserves/production de pétrole et de gaz n'évoluent pas depuis longtemps malgré l'augmentation de l'exploitation des ressources. En effet, dès que les réserves connues commencent à s'épuiser, on intensifie la recherche de nouveaux gisements. Par ailleurs, la qualité des statistiques publiées sur les réserves prouvées, par *British Petroleum* par exemple, pâtit fortement des incohérences entre les données privées et les données publiques, étant donné que les données confidentielles détenues par les entreprises et les hauts responsables chargés de la prospection ne sont que partiellement divulguées pour des raisons stratégiques, économiques et politiques. Les informations statistiques sur l'extraction (la production) et l'utilisation (la consommation) des combustibles primaires et secondaires sont beaucoup plus fiables.

Des indicateurs tels que le *rapport réserves sur production* et, plus encore, le *rapport ressources sur production* fournissent des rudiments d'informations sur les tendances à l'épuisement des ressources et les contraintes qui peuvent peser sur l'offre². Ces deux indicateurs donnent une idée de la durée des réserves prouvées et des réserves ultimes si la production se maintient à son niveau actuel. On exprime les réserves énergétiques en fin d'année sous forme d'une fraction de la production d'énergie ou de combustible de cette année.

-
1. La récupération assistée désigne tous les procédés de récupération autres que ceux de récupération primaire – qui consiste à n'utiliser que l'énergie naturellement présente dans les gisements pour extraire les fluides des formations rocheuses ou d'autres points de récupération. Deux des procédés de récupération assistée sont l'injection d'eau et l'injection de CO₂.
 2. Le rapport réserves sur production a déjà été examiné en détail dans le chapitre 1.

Les indicateurs ci-dessus peuvent s'appliquer à différents combustibles dont l'uranium³. Ils sont non seulement d'une fiabilité limitée, en particulier leur numérateur, pour les raisons déjà mentionnées, mais aussi peu significatifs. À titre d'exemple, le taux d'utilisation des réserves énergétiques dépend de nombreux facteurs parmi lesquels les conditions économiques, les prix, les conditions géologiques, le cadre politique, les progrès technologiques et les efforts de prospection. En analysant les tendances des rapports réserves/production, on risque de sous-estimer les ressources totales disponibles, ou de mal calculer la vitesse à laquelle une ressource s'épuise. Néanmoins, ces rapports fournissent des informations utiles sur la dimension géopolitique de la sécurité d'approvisionnement énergétique. Si ces statistiques révèlent une tendance baissière pour le gaz ou le charbon, les perspectives du secteur nucléaire peuvent s'en trouver notablement améliorées.

La grande volatilité des prix des combustibles est source de fortes incertitudes, et donc de primes de risque élevées dans toute l'économie. En particulier, il existe une corrélation négative entre la volatilité des prix du pétrole et la croissance macroéconomique. Dans un monde où les rejets de carbone doivent être limités, le prix du carbone est un facteur de plus en plus crucial pour les acteurs des marchés de l'énergie et la société en général. Les fluctuations du prix du carbone influent sur les coûts des centrales thermiques à flamme, et donc sur la nature du parc électrique. Quand le prix du carbone est élevé, les combustibles à forte teneur en carbone comme le charbon sont remplacés par des combustibles plus sobres en carbone comme le gaz. Les prévisions de hausse structurelle du prix du carbone favoriseront en outre les investissements dans des unités de production d'électricité nucléaire ou renouvelable.

L'évolution des politiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre, dont la rigueur dépend principalement de l'issue des négociations sur la lutte contre le changement climatique aux niveaux régional ou mondial a une influence déterminante sur le prix du carbone et sa volatilité. C'est pourquoi la volatilité du prix du carbone relève en grande partie de la dimension externe. Pour mesurer la volatilité des prix de l'énergie et du carbone, on peut notamment utiliser les écarts-types des séries temporelles historiques des fluctuations de prix par période. Mais l'histoire ne permet pas de prévoir l'avenir avec exactitude, et il est tout à fait justifié de compléter cette analyse statistique par une analyse des fondamentaux du marché (voir par exemple Fabozzi *et al.*, 2002).

Diversité – un concept fondamental dans tout débat sur la sécurité énergétique

Le concept de diversité est utilisé dans de nombreuses disciplines. Globalement, il s'agit d'exprimer la diversification opérée entre les différentes catégories auxquelles appartiennent tous les éléments qui composent un système. Face à la grande incertitude qui pèse sur certains résultats spécifiques identifiés et à l'ignorance qu'on a de la nature d'autres résultats, un système bien diversifié présente l'avantage fondamental d'être résilient⁴. L'une des premières disciplines scientifiques qui ait étudié ce concept est la bioécologie. Darwin avait déjà démontré que la diversification d'une espèce au sein d'un écosystème est une stratégie de survie « spontanée » aux changements des conditions du biotope. Cependant, la diversité a un prix. Par exemple, il faudra peut-être renoncer à certaines réductions de coûts que permettent les économies d'échelle et la standardisation. De plus, avec le développement des technologies de l'information, le niveau optimal de diversité peut évoluer au cours du temps.

3. Pour l'uranium, voir AEN/AIEA (2010).

4. Andrew Stirling cite deux aphorismes respectivement attribués à Pline l'Ancien et à Lao Tseu : « la seule certitude est que rien n'est certain » et « connaître son ignorance est la meilleure part de la connaissance » (Stirling, 1998, p. 17 et 19).

Andrew Stirling a popularisé l'analyse de la diversité dans le domaine de la formulation des politiques énergétiques, en général, et de la sécurité énergétique, en particulier. En outre, il a procédé à l'étude méticuleuse et exhaustive du concept, et l'a peaufiné pour les besoins de l'action publique en matière énergétique (voir Stirling 1994, 1998 et 2008). L'analyse ci-après se fonde principalement sur ses travaux et ceux de Jansen *et al.* (2004). La diversité peut être caractérisée par trois propriétés fondamentales : la *variété*, l'*équité* et la *disparité*.

- La *variété* correspond au nombre de catégories dans lesquelles on peut classer les éléments du système considéré. Par exemple, les centrales qui composent le parc électrique peuvent se répartir entre les catégories « charbon », « gaz », « nucléaire » et « renouvelables », ou « charbon », « gaz », « nucléaire », « hydraulique », « géothermie », « biomasse », « éolien terrestre », « éolien *offshore* » et « autres ». Cette deuxième classification compte plus de catégories. Toutes choses étant égales par ailleurs, un système sera d'autant plus diversifié qu'il comptera de catégories différentes. Mais le mode de définition de ces catégories est en partie arbitraire.
- L'*équité* se rapporte au schéma de répartition (distribution) des volumes des différents éléments entre les différentes catégories. Toutes choses étant égales par ailleurs, un système sera d'autant plus diversifié que la répartition entre catégories sera équilibrée. Pour effectuer la répartition, il faut disposer d'une unité de comptage commune. Par exemple, pour analyser un système énergétique et ses différentes catégories de sources d'énergie, on peut choisir plusieurs méthodes pour exprimer les quantités en équivalents primaires : la méthode préconisée par l'AIE de calcul de l'équivalent primaire à la production, ou la méthode de substitution des énergies, la méthode du contenu énergétique à la consommation, etc. Mais dans certains cas, il peut être intéressant d'exprimer la quantité d'énergie de chaque catégorie en valeur monétaire. Tout comme le mode de définition des catégories, le choix de l'unité de compte est en partie arbitraire.
- Enfin, la *disparité* renvoie à la nature et à l'importance des différences entre les catégories. Par exemple, les catégories « charbon », « gaz » et « pétrole » sont moins disparates que les catégories « gaz », « nucléaire » et « renouvelables », puisque la catégorie « renouvelables » est très hétérogène et que les trois dernières catégories sont associées à des types de coûts très différents. Tous choses étant égales par ailleurs, un système sera d'autant plus diversifié que la disparité entre catégories sera importante. La disparité est une propriété de la diversité fondamentalement subjective et dépendante du contexte, dont les caractéristiques inhérentes sont souvent diverses et généralement de nature qualitative.

Stirling a cherché à savoir si et comment on pouvait exprimer la diversité au moyen d'un indicateur quantitatif simple et fiable. L'écologiste Mark O. Hill a montré que les deux indicateurs de diversité les plus importants, qui relient la *variété* à l'*équité*, sont dérivés de la formule générale commune (Hill, 1973) :

$$\Delta_a = [\sum_i (p_i^a)]^{1/(1-a)},$$

où :

p_i désigne la part de la i^e espèce dans un écosystème constitué de n espèces ; et

Δ_a est une mesure de la diversité en fonction du paramètre a .

Plus a est grand, moins l'indice de Hill est sensible à la présence d'espèces peu représentées (Stirling, 1998, p. 49). En d'autres termes, plus a est grand, plus l'équilibre de la répartition est un facteur déterminant. Si a est faible, il est accordé plus d'importance à la variété pure et simple, même si, par exemple, une espèce donnée ne compte qu'un seul représentant.

Si on calcule la limite de l'expression ci-dessus quand le paramètre a tend vers 1 ($a \rightarrow 1$), on obtient une exponentielle de l'indice de Shannon-Wiener (SWI) :

$$\Delta_1 = \exp^{-\sum_i p_i \ln p_i} = \exp^{\text{SWI}},$$

où :

$$\text{SWI} = -\sum_i p_i \ln p_i; \text{ et}$$

Δ_1 est une mesure de la diversité quand $a = 1^5$.

La diversité est minimale quand tous les éléments du système appartiennent à une seule et même catégorie. Elle est maximale quand les éléments sont également répartis entre toutes les catégories.

Si le paramètre a de la formule générale de Hill est égal à 2, on obtient l'inverse de la fonction appelée indice de diversité de Simpson en écologie et indice de Herfindahl-Hirschman en économie (HHI) :

$$\Delta_2 = 1/\sum_i p_i^2 = 1/\text{HHI},$$

où :

$$\text{HHI} = \sum_i p_i^2; \text{ et}$$

Δ_2 est une mesure de la diversité quand $a = 2$.

Les indicateurs de diversité peuvent être aussi complexes qu'on le souhaite. L'un des ajouts les plus intéressants est celui de la disparité, c'est-à-dire l'éloignement entre différentes catégories. Par exemple, si l'on s'intéresse à un système électrique fondé sur le gaz, la diversité obtenue ne sera pas la même selon qu'on introduira des centrales au fioul ou des centrales nucléaires, une technique plus éloignée. Il est cependant très difficile d'exprimer la disparité de façon satisfaisante. Le mode de définition des catégories du système détermine les résultats. Pour résoudre le problème, Stirling suggère d'utiliser un indicateur *triple* – qui inclut la variété, l'équilibre et la disparité – qui avait été proposé quelques années plus tôt par Rao (1982) (voir encadré 2.2 ci-après). Cet indicateur a pour avantage de systématiser la démarche. En revanche, il ne permet pas de mesurer la variété, l'équilibre et la disparité d'une façon absolue, objective. Comme on l'a vu dans la description des trois propriétés de la diversité : la mesure de chacune de ces propriétés, en particulier la disparité, est nécessairement en partie arbitraire.

5. La démonstration figure dans l'annexe mathématique de Hill (1973), pp. 431-432. Pour transformer l'expression en exponentielle, on applique les propriétés $\exp(x) \approx 1+x$ et $\ln x \approx x$ vérifiées quand x tend vers zéro.

Encadré 2.2 : Propriétés des indicateurs de diversité

Stirling a patiemment recherché l'indicateur le plus à même de remplir un ensemble de critères adaptés à la mesure de la *variété*, de l'*équilibre* et de la *disparité* (Stirling, 1998, p. 98 et Stirling, 2008, p. 20). Ces critères sont les suivants :

- *Exhaustivité* : l'indicateur doit rendre compte de la diversité d'un système à la fois en termes de variété, d'équilibre et de disparité.
- *Économie de moyens* : l'indicateur ne doit intégrer que les variables requises pour l'évaluation de solutions concurrentes.
- *Transparence* : l'indicateur doit être fondé sur un nombre aussi limité que possible d'hypothèses implicites concernant la nature et la structure du système étudié.
- *Fiabilité* : les classements obtenus ne doivent pas être sensibles à une variation de la valeur des paramètres inclus.
- *Cohérence*, qui réunit elle-même plusieurs critères supplémentaires :
 - A équilibre et disparité constantes, l'indicateur doit être une fonction croissante de la variété.
 - Si la variété est égale à un, l'indicateur doit être égal à zéro.
 - A variété et disparité constantes, l'indicateur doit être une fonction croissante de l'équilibre.
 - A variété et équilibre constants, l'indicateur doit être une fonction croissante de la disparité (distance entre les éléments dans « l'espace de disparité »).
 - Si la disparité est égale à zéro (autrement dit, si tous les éléments sont identiques), l'indicateur doit être égal à zéro.

L'une des premières études menées pour construire des indicateurs composites relatifs à la sécurité d'approvisionnement énergétique (Jansen *et al.*, 2004) s'inspirait de l'indice SWI et des travaux de Stirling (1994 et 1998). Des scénarios ont été élaborés à partir de données en provenance de 17 régions du monde. À partir de l'indice SWI, quatre indicateurs de diversité composites destinés à estimer la sécurité énergétique à long terme ont été conçus pour différents bouquets énergétiques. Ces indicateurs de diversité visaient à mesurer respectivement :

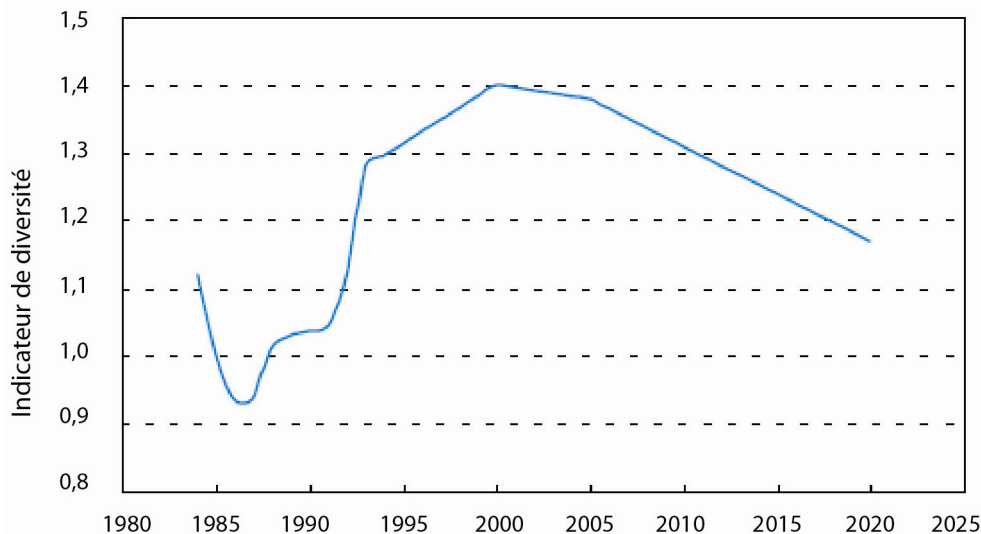
- la diversification des sources d'énergie dans l'offre d'énergie ;
- la diversification des importations ;
- la stabilité politique à long terme des régions d'origine ;
- le rapport entre les quantités de ressources extraites et les réserves prouvées dans les régions d'origine, y compris la région du pays étudié.

La démarche de Stirling présente des avantages importants quand, en présence d'incertitudes considérables, on souhaite valider des scénarios de développement durable prédéfinis et procéder à des analyses à long terme. De plus, elle est simple en principe, et facile à expliquer. Néanmoins, le fait de ne considérer que la diversité présente l'inconvénient de placer toutes les sources d'énergie sur le même plan, de faire l'impasse sur la spécificité de chacune en matière de sécurité d'approvisionnement. Pourtant, on dispose d'informations significatives sur certains points. Par exemple, on sait que certaines énergies sont épuisables, tandis que d'autres sont renouvelables.

Autre insuffisance de la démarche : il n'est prévu aucun mécanisme de retour d'information concernant la demande. Pourtant, on peut raisonnablement penser qu'une fois l'augmentation du risque connue et les principales vulnérabilités de l'offre mises en évidence, les acteurs publics et privés des pays importateurs adopteront les mesures indispensables pour y remédier.

Néanmoins, l'indicateur de diversité de Stirling a été le précurseur des indicateurs de sécurité énergétique et a été abondamment repris dans des travaux ultérieurs. La première organisation internationale à avoir appliqué l'indicateur de Stirling pour évaluer la sécurité énergétique est l'AIE dans *Towards a Sustainable Energy Future* (AIE, 2001).

Figure 2.1 : Indicateur de diversité de la production d'électricité au Royaume-Uni, fondé sur l'indice SWI



Source : Stirling, 1994.

Établi à partir de données historiques et de prévisions concernant le Royaume-Uni, la figure 2.1 montre clairement comment la « ruée vers le gaz » des années 90 a contribué à diversifier la production d'électricité puis, lorsque la part du gaz est devenue disproportionnée, à réduire la diversité et, toutes choses étant égales par ailleurs, la sécurité d'approvisionnement énergétique. L'indice SWI reste un outil utile mais, comme on l'a vu, il doit être accompagné d'informations qualitatives sur les différentes possibilités d'approvisionnement.

Concentration du marché

Les indicateurs de diversité peuvent aussi être appliqués aux marchés. Des marchés liquides bien diversifiés font obstacle à l'exercice d'un pouvoir de marché. Les autorités de la concurrence tendent à s'intéresser en priorité à une caractéristique des marchés qui est apparentée à la diversité, mais inverse : la concentration. L'indicateur le plus souvent utilisé pour mesurer la concentration d'un marché est l'HHI mentionné précédemment. Quand il sert à étudier le côté « offre » du marché d'une énergie ou de l'électricité, il est défini comme la somme des carrés des parts de marché des fournisseurs. Sa formule générale est donc la suivante :

$$HHI = \sum_i p_i^2,$$

où p_i est une fraction exprimant la part de marché du fournisseur i . L'intervalle de définition de HHI est donc $[1/N ; 1]$ où N est le nombre de fournisseurs. Plus les entreprises sont nombreuses et plus leurs parts sont équitablement distribuées, plus le marché est concurrentiel et plus HHI tend vers zéro. L'indice HHI est particulièrement utile aux économistes car il a la propriété intéressante d'indiquer la

majoration relative d'un prix par rapport au coût marginal dans le modèle de concurrence standard de Cournot selon la formule⁶ :

$$(p - c)/p = HHI/e$$

où :

p est le prix ;

c le coût marginal ; et

e l'élasticité de la demande.

Par convention, les autorités de la concurrence expriment l'indice de Herfindahl-Hirschman sous la forme :

$$HHI = \sum_i (p_i \times 100)^2$$

L'intervalle de définition de HHI est alors [10 000/N ; 10 000]. Si HHI est supérieur à 1 800 (la norme généralement acceptée), le marché est dit « très concentré ». Si HHI est compris entre 1 200 et 1 800, le marché est dit « moyennement concentré » (NMa, 2008). Bien entendu, les groupes d'acteurs qui peuvent ou non avoir des stratégies de collaboration, comme les organisations d'exportateurs telles que l'OPEP, ont une influence considérable sur la valeur de l'indice HHI. Pour mesurer la concentration des importations, les pays importateurs appliquent souvent cet indice en considérant que leur offre intérieure est géopolitiquement sûre et que les pays exportateurs ne constituent qu'une seule et même entité.

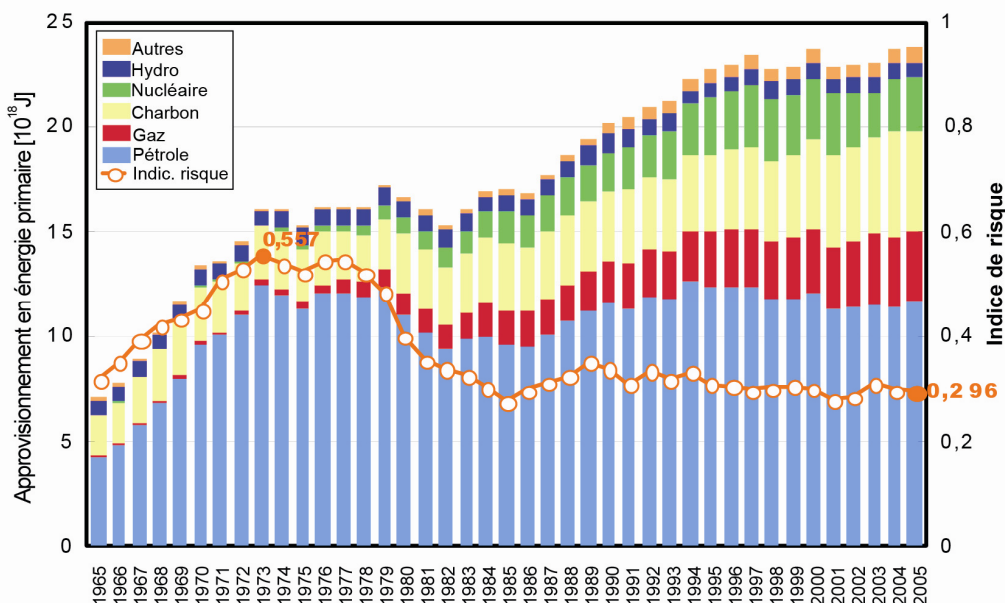
Thomas Neff est le premier à avoir utilisé l'indice HHI pour mesurer la diversité et les risques liés à la sécurité d'approvisionnement sur le marché mondial de l'uranium (Neff, 1997). L'AIE s'est également servie de l'indice HHI pour estimer les risques pour la sécurité des importations de combustibles fossiles en conjonction avec les politiques climatiques (AIE, 2007). Comme Jansen *et al.* (2004), l'AIE a cherché à rendre compte des risques propres à chaque pays. Elle a donc introduit un paramètre composite en ajoutant des informations qualitatives, malgré les incertitudes que comportent les prévisions de la stabilité politique. Des dispositions particulières ont aussi été prises pour distinguer les échanges sur le marché spot du GNL des échanges de gaz par gazoducs, régis par des contrats à long terme indexés sur les prix du pétrole et souvent confidentiels. Comme les premiers garantissent une flexibilité multilatérale, tandis que les seconds créent une dépendance bilatérale, leur impact sur la sécurité énergétique est bien sûr très différent. Les projections pour 2030 montrent comment le passage du charbon au gaz, déclenché par les politiques de réduction des émissions de carbone, pourrait affaiblir la sécurité d'approvisionnement énergétique des pays européens, en particulier si l'interdépendance mutuelle *via* les contrats à long terme reste le modèle dominant de fixation des prix.

Une méthode similaire a été appliquée au Japon par le *Central Research Institute of Electric Power Industry* (CRIEPI). L'indice HHI a été utilisé dans le cadre d'une étude sur la sécurité énergétique japonaise pour montrer comment la diversification apportée par le nucléaire avait renforcé la sécurité d'approvisionnement énergétique (Nagano *et al.*, 2008). L'indicateur de risque représenté à la figure 2.2 traduit les instabilités possibles du bouquet énergétique dues à la répartition des ressources, à la part des échanges qu'elles représentent, à la structure des importations japonaises et aux risques sociopolitiques que présentent les pays exportateurs disposant de réserves ou exportant. La

6. Stirling a tort de qualifier de « curieux, sans fondement (et probablement erroné) » le « commentaire de l'économiste Stigler qui affirme qu'il existe une raison théorique précise d'utiliser l'indice de Simpson [dont l'indice HHI est un cas particulier] pour mesurer la concentration, et non l'indice de Shannon » (Stirling, 1998, p. 51). Stigler faisait précisément allusion au lien susmentionné, crucial pour les économistes.

valeur de l'indicateur est comprise entre 1, qui correspond au cas où tous les besoins en énergie primaire sont satisfaits par les importations de pétrole, et 0, lorsque la totalité de la demande est satisfaite par des sources nationales sûres (énergie hydraulique et autres énergies renouvelables, par exemple).

Figure 2.2 : Indicateur de la sécurité énergétique au Japon, traduisant les risques liés aux pays exportateurs et aux combustibles
(plus sa valeur est faible, meilleure est la sécurité énergétique)



Source : Nagano *et al.*, 2008.

Avantages et inconvénients des indicateurs de diversité

Les deux indicateurs susmentionnés, qui expriment la vulnérabilité et la dépendance à l'égard des importations, sont utiles pour illustrer les risques géopolitiques et la façon dont on peut y remédier en diversifiant les sources d'énergie, par exemple en ayant recours au nucléaire. Les indicateurs de rareté des ressources appliqués aux combustibles fossiles peuvent également montrer l'intérêt de recourir davantage au nucléaire. Cependant, la transparence (la fiabilité) et la disponibilité des données (dans le cas des rapports ressources sur production) sont limitées. De forts risques de prix des combustibles fossiles et du carbone plaident aussi en faveur de l'intégration de l'énergie nucléaire à certains systèmes de production d'électricité, dans la mesure où les centrales nucléaires contribuent à réduire la volatilité du coût de production moyen de l'ensemble du système.

Compte tenu des innombrables imprévus possibles, la diversité des systèmes énergétiques et les indicateurs de cette diversité présentent des avantages en matière de sécurité énergétique. Il convient cependant d'émettre une réserve. Même si l'on considère des échéances lointaines, on n'est pas totalement ignorant de tous les facteurs d'insécurité qui peuvent influencer sur l'approvisionnement énergétique. La diversité n'est pas la panacée à tous les problèmes de sécurité, d'autant plus qu'elle peut engendrer des coûts, par exemple la disparition des bénéfices de la standardisation ou des économies d'échelle.

Dans l'ensemble, l'indice HHI présente les mêmes avantages et inconvénients que l'indice SWI. Intéressant pour sa transparence, son élégance et sa souplesse mathématique, il peine à prendre en compte les informations qualitatives sur les différentes possibilités d'approvisionnement. Néanmoins,

ces deux indices sont des compléments indispensables dans toute réflexion sur la sécurité énergétique. Indicateurs de la diversité au sens large – l'indice HHI accorde plus de poids à l'équilibre de la répartition que l'indice SWI – ils sont d'autant plus utiles que les informations qualitatives relatives à des options particulières sont difficiles à obtenir ou incertaines. Ils constituent la traduction en langage d'aujourd'hui de l'adage qui conseille de « ne pas mettre tous ses œufs dans le même panier ». Cependant, il convient de trouver le juste équilibre entre cet objectif et les économies d'échelle croissantes qu'on peut réaliser si on applique le principe exactement inverse.

S'agissant de l'option nucléaire, les analyses de la diversité sont un bon moyen d'évaluer la contribution de cette option si les combustibles fossiles doivent être remplacés par d'autres sources d'énergie. L'option nucléaire est particulièrement séduisante quand il s'agit de diversifier de grands parcs de production électrique car elle permet de réaliser d'importantes économies d'échelle. Ces économies résultent moins de la taille de chaque réacteur, que de la possibilité de répartir les coûts fixes du système – comme les coûts des infrastructures institutionnelles et réglementaires en charge de la sûreté, de la sécurité et du stockage des déchets – sur un plus grand nombre de réacteurs. Seuls les systèmes très petits et isolés peuvent souffrir de l'énormité des investissements que représentent les réacteurs nucléaires avancés⁷.

De ce point de vue, l'évolution technologique et institutionnelle joue dans deux directions. D'un côté, on observe dans plusieurs régions du monde, en particulier en Europe et en Amérique du Nord, une forte volonté d'intégrer les marchés de l'électricité et d'investir dans des réseaux de transport solidement interconnectés et une ruée sur le gaz (flexible). Dans une moindre mesure, il en va de même de la gestion de la demande. Ces facteurs pourraient mettre en avant l'intérêt du nucléaire dans des systèmes électriques plus diversifiés. De l'autre côté, le déploiement à grande échelle de moyens décentralisés de production d'électricité renouvelable et intermittente pourrait faire obstacle au nucléaire. Toutefois, une vaste commercialisation de réacteurs nucléaires de petite taille permettrait de le surmonter.

Quand on considère la diversité comme une stratégie visant à faire barrage à l'exercice (potentiel) d'un pouvoir de marché, l'indice HHI semble mieux adapté que l'indice SWI. Stirling fait remarquer que l'indice HHI ne reflète pas correctement l'équilibre, puisqu'il accorde plus de poids aux producteurs qui ont les plus grosses parts de marché (Stirling, 1998). Or, pour les autorités de régulation chargées de surveiller les marchés de l'énergie, cette distorsion est intéressante puisque les acteurs les plus susceptibles d'exercer un pouvoir de marché sont précisément ceux qui détiennent les plus grosses parts du marché.

Si l'on veut évaluer, pour un combustible, la vulnérabilité géopolitique d'un pays, il convient d'étudier le marché mondial de ce combustible. L'un des exemples notables est le marché de la houille. De nombreux analystes rappellent que les réserves de charbon sont très réparties à l'échelle du globe et en concluent que les risques géopolitiques sont négligeables. Cependant, les pays qui disposent d'une part importante des réserves mondiales, à savoir la Chine, les États-Unis et l'Inde, en ont besoin pour leur propre consommation. La concentration de l'offre sur le marché international de la houille, mesurée, par exemple par l'indice HHI, est en fait assez élevée (AIE, 2007). En raison de plusieurs facteurs, dont la dépendance accrue des régions du sud et du sud-est de la Chine à l'égard des importations et les restrictions des exportations indonésiennes, on a pu observer, ces dernières années, une augmentation de la volatilité des prix et un renforcement de la corrélation entre les prix de

7. Les investissements dans la construction des centrales de la génération actuelle (III+), proposées par les trois fournisseurs aujourd'hui leaders du marché, sont calculés pour des réacteurs d'une puissance comprise entre 1 000 et 1 650 MW. Les nouveaux concepts de réacteurs de taille réduite pourraient abaisser les seuils de puissance et élargir le potentiel du nucléaire aux marchés à plus petite échelle (Kessides, 2010).

référence du charbon dans les zones d'importation majeures (cotation API#2 du charbon livré dans la zone Amsterdam-Rotterdam-Anvers, par exemple) et le prix mondial du pétrole.

L'utilité des indicateurs de diversité et de concentration du marché dépend, entre autres, de la disponibilité des données. Pour diverses raisons dont la confidentialité, il est souvent difficile d'obtenir des données sur les échanges internationaux de combustibles. La plupart des échanges commerciaux, notamment ceux qui concernent le gaz et l'uranium, sont régis par des contrats bilatéraux à long terme et non par les lois de marchés spot.

Intensité énergétique et intensité carbone

Pour évaluer les risques qui pèsent sur la sécurité d'approvisionnement énergétique, on utilise aussi des indicateurs d'intensités énergétique et carbone parce qu'on considère que chaque baril, MWh ou tonne non consommé n'a pas besoin d'être importé ou produit, donc ne présente pas de risque pour la sécurité énergétique. Globalement, c'est un jugement raisonnable : l'efficacité est une bonne chose. Cela dit, dans certains cas, l'inefficacité définie en termes de quantité d'énergie primaire consommée par unité de service énergétique garantit une certaine flexibilité en cas de choc énergétique soudain (interruption de l'approvisionnement ou flambée des prix), justement parce qu'il est encore possible d'augmenter l'efficacité.

Un système déjà efficace ne dispose plus de cette possibilité puisque sa marge de manœuvre est réduite. Par exemple, il est beaucoup plus simple de limiter la consommation des véhicules aux États-Unis qu'au Japon, de même qu'il est plus facile de réduire l'intensité carbone en Pologne qu'en France. Bien entendu, de telles considérations ne doivent pas servir d'excuses pour justifier la persistance d'inefficacités techniques. La sécurité d'un système énergétique dépend à la fois de sa résilience (sa capacité de réaction) *et* de sa vulnérabilité globale, ainsi que de l'importance du secteur concerné dans l'ensemble de l'économie ; dans cette perspective, il est évidemment souhaitable que les intensités énergétique et carbone soient les plus faibles possibles.

Intensité énergétique

L'intensité énergétique désigne, du côté de l'offre, la quantité d'énergie primaire consommée par unité d'énergie fournie au consommateur final – électricité, par exemple – et, du côté de la demande, la quantité d'énergie consommée par unité de production ou de demande. Du côté de l'offre, les combustibles fossiles sont extraits, transportés et transformés en énergie secondaire (combustibles ou électricité) livrée aux utilisateurs finals. En général, quand l'intensité d'utilisation des ressources est élevée, les risques géopolitiques sont importants. À toutes les étapes de la chaîne d'approvisionnement, on peut économiser des ressources rares en améliorant les technologies, en investissant dans la mise en œuvre de technologies avancées et en optimisant les processus opérationnels. Ces économies sont bénéfiques sur le double plan de la sécurité énergétique et de la protection de l'environnement. Pour surveiller et comparer les progrès dans ces domaines, on dispose de plusieurs indicateurs utiles :

- le facteur de récupération, c'est-à-dire la fraction exploitable des ressources initiales⁸ ;
- les pertes d'énergies pendant le transport, exprimées en fraction de l'énergie contenue dans les combustibles à l'embarquement ; dans le cas du GNL, cette perte tient compte des

8. Dans le cas du pétrole, on parle de *pétrole en place* : c'est la quantité totale de pétrole qu'on estime initialement présente dans les gisements naturels.

opérations de liquéfaction et de regazéification, qui sont aujourd'hui beaucoup plus efficaces grâce aux progrès technologiques ;

- le rendement énergétique de production et de conversion ;
- les pertes sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Les acteurs du côté de la demande ont aussi un rôle à jouer pour réduire l'intensité énergétique de l'économie considérée. S'agissant de *la clientèle domestique* et *des services*, les facteurs à prendre en compte sont notamment les performances énergétiques des habitations/bâtiments, le choix des mesures en faveur de la consommation, l'impact de l'efficacité énergétique sur le choix des appareils consommateurs d'énergie, ou les modes d'utilisation de ces appareils. Les facteurs comportementaux sont particulièrement importants dans le cas de la clientèle domestique.

S'agissant de *l'industrie*, les principaux facteurs à prendre en compte sont l'évolution de la composition du secteur et de ses activités, l'intensité énergétique des différentes filières industrielles, les investissements dans des technologies de pointe sobres en énergie et les bonnes pratiques de gestion de l'énergie. S'agissant du *secteur des transports*, les facteurs intéressants sont notamment la part relative des différents modes de transport de passagers et de marchandises, l'efficacité énergétique de chaque mode de transport, l'intensité d'utilisation de chaque mode de transport, l'urbanisme et l'aménagement du territoire et la planification des investissements publics dans les infrastructures de transport. L'analyse de tous ces facteurs n'entre pas dans le cadre de la présente étude. Globalement, on peut conclure que l'intensité énergétique de la demande finale de biens et services possède *une composante « répartition structurelle », une composante « efficacité des appareils consommateurs d'énergie », et une composante « intensité d'utilisation »*.

Pour se faire une première idée de l'intensité énergétique d'un pays, on peut calculer la *quantité d'énergie consommée par unité de PIB*. On précisera l'analyse en calculant la *quantité d'énergie consommée par unité de demande* pour les principales catégories d'utilisation finale de l'énergie. Compte tenu de ce qui précède, il s'agit d'un indicateur très approximatif. Les valeurs monétaires du dénominateur brouillent la vision qu'on peut avoir des processus de transformation physique, et le fait de déflater des séries exprimées en termes nominaux pose toujours des problèmes.

Intensité carbone de l'offre et de la demande d'énergie

Dans un monde qui va devoir limiter fortement ses rejets de carbone, l'intensité carbone des combustibles et de la production d'électricité et les incertitudes réglementaires connexes suscitent un intérêt croissant de la part des acteurs du marché de l'énergie et de la société dans son ensemble. En général, les risques géopolitiques sont importants si l'intensité carbone est élevée. Il importe de tenir compte non seulement des matières carbonées elles-mêmes, mais aussi du fait que le risque qu'elles présentent est exacerbé par l'évolution des politiques climatiques mondiales – aux négociations desquelles de nombreux pays peuvent très peu participer. Si, toutes choses étant égales par ailleurs, le problème du changement climatique est un jour pris en compte et que l'on met en place une politique de réduction stricte des émissions de carbone dans les régions et pays économiquement les plus avancés, le recours au nucléaire en tant que moyen d'améliorer la sécurité énergétique sera fortement encouragé. Les indicateurs clés du côté de l'offre sont les suivants :

- les émissions de gaz à effet de serre par unité d'offre ou de combustible ;
- les émissions de gaz à effet de serre par unité d'électricité produite, en fonction de la technologie employée ou toutes les technologies confondues, avec pondération en fonction de la puissance fournie.

Pour obtenir une vision complète et impartiale, il faut compiler les statistiques en s'appuyant sur une *analyse du cycle de vie*. Cette méthode est particulièrement pertinente quand on veut établir des comparaisons justes avec des centrales à charbon ou à gaz équipées de systèmes CSC. De nombreuses publications de partisans du CSC et d'instituts de statistiques officiels présentent des estimations (ou plutôt des projections qui supposent le déploiement de technologies de pointe et des taux d'apprentissage indûment élevés) qui n'incluent que les émissions de GES à la centrale électrique. Ces biais dans les statistiques existantes sur l'intensité carbone des différentes sources d'énergie peuvent avoir un impact négatif critique sur les analyses de rentabilité effectuées pour comparer les performances des centrales nucléaires à celles des centrales thermiques à flamme avec CSC.

Avantages et inconvénients des indicateurs d'intensité énergétique et d'intensité carbone

Pour étudier les tendances en matière d'*intensité énergétique*, il convient d'effectuer une analyse très détaillée de la consommation d'énergie, de préférence en calculant la quantité d'énergie spécifique consommée par unité de production ou de demande physique. Cette analyse est un préalable à toute prise de décision concernant la stratégie à suivre pour améliorer la résilience de l'économie en réduisant les intensités énergétiques.

Pour en revenir à l'option nucléaire, il est logique que, dans de nombreuses applications finales les solutions pour économiser l'énergie consistent à substituer l'électricité aux autres sources d'énergie. Les véhicules électriques, dans le secteur des transports, et les pompes à chaleur électriques dans le secteur de la climatisation des bureaux et des habitations en sont deux exemples. À condition de prendre en compte les mises en garde effectuées concernant l'analyse du cycle de vie, les *indicateurs d'intensité carbone* susmentionnés sont utiles et transparents. Malheureusement, ils sont rarement calculés à partir d'une analyse du cycle de vie – notamment, mais pas seulement, quand ils sont appliqués aux centrales thermiques à flamme avec CSC. Pourtant, ces indicateurs pourraient montrer que le nucléaire peut contribuer à « décarboner » le secteur électrique en particulier, et l'économie en général.

La hausse des prix du carbone peut avoir des effets importants sur le bien-être, qui dépendent de l'intensité de combustibles fossiles de l'économie, notamment des importations et des exportations. Les réflexions présentées à la sous-section précédente au sujet de la *quantité d'énergie consommée par unité de demande* pour les principales catégories d'utilisation finale de l'énergie s'appliquent ici aussi. Pour réduire l'intensité carbone de la demande, il est globalement cohérent d'accroître la part de l'électricité dans les services énergétiques rendus aux acteurs économiques. Répétons-le, toutes choses étant égales par ailleurs, l'augmentation de la part de l'électricité dans la demande finale d'énergie est une bonne nouvelle pour le nucléaire.

Indicateurs de dimensionnement (de l'adéquation) d'un système énergétique et des infrastructures techniques

Dimensionner un système énergétique revient à déterminer si les infrastructures techniques du système sont suffisantes pour assurer la fourniture et le transport des quantités d'énergie requises dans une large gamme de conditions d'exploitation. Les pannes des systèmes énergétiques, électriques en particulier, ont souvent d'importantes répercussions économiques et sociales qui vont de simples désagréments ou pertes de production jusqu'à la mise en danger de la santé ou de la vie humaine.

Cependant, il est difficile d'évaluer le réel impact sur le bien-être d'une interruption de la fourniture d'énergie ou d'une panne de réseau. Pour mesurer le niveau de sécurité d'un réseau électrique, on a pour habitude de recueillir des informations sur le nombre et la durée des interruptions

du service. Ces valeurs sont ensuite pondérées et normalisées de diverses manières, ce qui fournit différents types d'indicateurs de sécurité. En gros, on distingue trois catégories d'indicateurs selon qu'ils s'intéressent au consommateur, à la production ou à l'énergie : les indicateurs qui mesurent l'impact sur la sécurité en termes de nombre de clients touchés ; les indicateurs qui mesurent l'impact sur la sécurité en termes de puissance au transformateur ; les indicateurs qui mesurent l'impact sur la sécurité en termes de quantité d'énergie non desservie (Ajodhia, 2006). Plusieurs indices permettent de mesurer la qualité de la fourniture d'électricité, notamment les indices SAIFI, SAIDI et CAIDI :

- *Fréquence moyenne de coupure (SAIFI)* : cet indice exprime la probabilité qu'un client soit privé d'électricité ; il est égal au quotient du nombre total de coupures (c'est-à-dire le nombre de clients non desservis à chaque coupure) par le nombre total de clients. Les calculs sont généralement effectués par année civile.
- *Temps moyen de coupure (SAIDI)* : cet indice exprime le temps moyen d'interruption de la fourniture d'électricité ; il est égal au quotient de la durée totale des coupures (c'est-à-dire la durée de chaque coupure multipliée par le nombre de clients touchés par cette coupure) par le nombre total de clients raccordés. L'indice SAIDI est aussi appelé indice CML (*Customer Minutes Lost*).
- *Durée moyenne des coupures par client (CAIDI)* : cet indice est défini comme le rapport entre l'indice SAIDI et l'indice SAIFI ; il exprime le temps moyen requis pour rétablir le service après une coupure ; il est égal au quotient de la durée totale des interruptions par le nombre total de coupures.

Les indicateurs qui s'intéressent au consommateur présentent un inconvénient : ils attribuent le même poids à tous les clients, quels que soient leurs besoins, leur taille, les dommages qu'ils subissent en cas de coupure, etc. Or, pour les gros clients – définis par la puissance souscrite ou par la demande – le coût total par unité d'électricité non distribuée en raison d'une interruption de service est plus élevé que pour les petits consommateurs. En pondérant les interruptions en fonction de la charge délestée ou de la quantité d'énergie non desservie (et non en fonction du nombre de clients), on peut avoir une idée plus précise de l'impact des coupures. L'un de ces types d'indicateurs est l'énergie non distribuée (END) : il exprime la quantité d'énergie non fournie à cause des coupures, généralement rapportée au nombre de clients raccordés. En d'autres termes, il fournit une mesure de la défaillance du système qui est indépendante de la consommation totale.

En matière d'action publique, comme il est plus pertinent de connaître l'évolution future possible d'un système que son historique, l'espérance mathématique de la quantité d'électricité non distribuée peut être utilisée comme donnée (BERR, 2007). Pour pouvoir faire la distinction entre plusieurs situations, il faut effectuer des mesures probabilistes des évolutions de l'offre et de la demande et des choix possibles. On obtient alors une quantité d'énergie non desservie pondérée d'une probabilité. Si on connaît aussi le coût des interruptions par unité d'énergie (à savoir, *le coût de la défaillance*), on peut multiplier ce coût par l'espérance mathématique de l'énergie non distribuée pour estimer la valeur monétaire agrégée de l'insécurité énergétique (Van der Welle et Van der Zwaan, 2007).

Sur la base de cette évaluation, il est alors possible de déterminer les valeurs de référence exigées pour les indicateurs suivants. Compte tenu de la spécificité technique des indicateurs présentés ci-dessous, l'analyse de leurs avantages et inconvénients a été intégrée à la description de chacun d'entre eux.

Marge de puissance

Les chapitres 1 et 3 font tous deux référence à cet indicateur important, qui joue un rôle capital lors de la planification du développement des systèmes électriques car il permet de déterminer de combien la puissance installée dépasse la demande de pointe. Cet indicateur peut aussi être utilisé pour étudier les combustibles, par exemple s'il exprime le rapport entre la capacité maximale d'approvisionnement en gaz et la pointe de la demande de gaz. Il ne faut pas nécessairement l'interpréter comme une puissance ou capacité excédentaire puisque c'est une marge nécessaire pour faire face à l'indisponibilité d'une centrale (lors d'une panne, par exemple) ou à une demande de pointe supérieure à celle qui avait été prévue (par exemple, pendant un événement climatique extrême) (BERR, 2006). Cet indicateur rend compte de deux facteurs susceptibles de remettre en cause le bon fonctionnement du système : les événements (météorologiques) extrêmes et les déséquilibres entre production et consommation.

Comme on vient de le dire, la marge de puissance joue un rôle primordial lors de la planification des systèmes électriques. En effet, elle fournit une image fiable de l'insuffisance ou, au contraire de l'adéquation, de la puissance installée, en considérant également l'impact potentiel d'un événement (météorologique) extrême qui mettrait hors service la centrale la plus puissante. Néanmoins, elle ne rend pas compte de certains déterminants du dimensionnement du système, comme la probabilité d'occurrence d'arrêts non programmés corrélés (par exemple si l'identification d'un dysfonctionnement dans une centrale nucléaire contraint à interrompre l'exploitation de centrales similaires) ou les risques de rupture d'approvisionnement en combustible (Redpoint, 2008). De plus, le rôle éventuel des interconnexions et la gestion de la demande peuvent difficilement y être intégrés. À ce sujet, on notera que les interconnexions peuvent aussi bien servir à acheminer de l'électricité pour satisfaire la demande de pointe qu'à augmenter la demande au-delà de la pointe existante. Les différentes définitions possibles de la production et la demande de pointe introduisent une part de subjectivité dans la construction de l'indicateur. Aussi, les très nombreux facteurs utilisés pour calculer certaines variantes de la marge de puissance peuvent brouiller les résultats obtenus.

L'une de ces variantes est la *puissance garantie* qui correspond à la puissance installée nominale pondérée de la disponibilité de chaque centrale au moment des pointes. Cette disponibilité dépend de deux paramètres : d'une part, la probabilité d'arrêt non programmé de la centrale ; d'autre part, les prévisions de la production d'électricité renouvelable intermittente, ajustée pour tenir compte de sa contribution à la fiabilité du système (contribution en puissance ou puissance substituée). La puissance substituée peut s'évaluer en pourcentage de la production maximale possible jugée statistiquement disponible pendant les pointes. Du fait de la corrélation entre les schémas de production des unités de production intermittente, ce pourcentage décroît quand la puissance installée d'une technologie intermittente augmente ou quand la proportion des autres types de technologies intermittentes augmente. Il croît au contraire quand les unités de production sont plus dispersées géographiquement (Redpoint, 2008).

Selon l'origine des interruptions, il peut être logique d'ajuster encore à la baisse la puissance garantie dans deux types de situations. Premièrement, s'il y a pénurie de gaz, les appareils de chauffage et de cuisson étant prioritaires pour des raisons de sécurité, les centrales à gaz risquent d'être moins approvisionnées. La même règle peut s'appliquer à d'autres combustibles. Deuxièmement, la perte de la plus grande centrale, c'est-à-dire son arrêt en cas d'événement extrême, est également susceptible d'abaisser la marge de puissance.

Pour calculer la puissance garantie, il faut modéliser la puissance substituée des groupes de production intermittente, une opération complexe qui, de ce fait, nuit à la transparence de l'indicateur. Le calcul des marges de puissance nécessite beaucoup de données, surtout quand la production intermittente est prise en compte. S'agissant des estimations prévisionnelles, toute hypothèse relative à

la production future nuit à la fiabilité des prévisions concernant l'adéquation du système. Les marges de puissance peuvent souligner l'intérêt du nucléaire qui contribue à une grande disponibilité et stabilité. À l'heure actuelle, il y a peu de risque que la contribution du nucléaire soit remise en cause par des restrictions sur l'eau de refroidissement ou du fait de risques d'inondation mais, à plus long terme, le changement climatique pourrait amplifier ces risques.

Marge d'approvisionnement énergétique et disponibilité à court terme du gaz et du pétrole

La marge d'approvisionnement est à un système énergétique ce que la marge de puissance est au système électrique. Elle permet de vérifier que la quantité d'énergie disponible sera suffisante en cas d'événement (météorologique) extrême, c'est-à-dire que l'offre d'énergie primaire sera supérieure à la demande d'énergie primaire prévue (gaz, par exemple). Il s'agit, pour une source d'énergie donnée, d'additionner les différents modes d'approvisionnement (dans le cas du gaz : production terrestre, importations par gazoducs ou terminaux de regazéification de GNL, installations de stockage) et de les rapporter à la demande d'énergie (ECOFYS *et al.*, 2009). Contrairement à la marge de puissance (pondérée), la marge d'approvisionnement énergétique rend surtout compte des risques d'événements extrêmes, notamment météorologiques. En effet, dans le cas du gaz et autres énergies primaires, il est plus facile de rétablir un certain équilibre entre l'offre et la demande puisque les exploitants disposent de davantage de capacités de stockage (stockage du gaz par compression dans les conduites, par exemple) ou peuvent se doter de moyens supplémentaires à des coûts inférieurs à ceux que devraient payer les exploitants de centrales électriques.

En tant qu'indicateur, la marge d'approvisionnement énergétique recouvre toutes les étapes de la chaîne d'approvisionnement : extraction, échanges (importations et exportations), conversion et stockage. Ainsi, elle rend compte à la fois de l'adéquation du système et de la diversification nécessaire à la sécurité énergétique. Cependant, cet indicateur ne tient pas compte des possibilités de substitution d'une énergie par une autre. De plus, comme précédemment, les différentes définitions possibles de la production et la demande de pointe introduisent une part de subjectivité. Pour établir des prévisions, il faut faire des hypothèses (sans doute moins valables avec du recul) concernant l'évolution future de l'offre d'énergie. Or, le développement des infrastructures est incertain. De ce fait, les horizons de planification des investissements ne dépassent généralement pas 10 ans.

Parce qu'elles augmentent les besoins de chauffage ou de réfrigération, les conditions météorologiques extrêmes peuvent avoir un impact direct sur la pointe de la demande d'énergie, donc entraîner des pénuries temporaires pendant les pointes. De même, certains événements (grèves, accidents à grande échelle, attentats terroristes) peuvent avoir des effets sur les ressources et les infrastructures. Ces deux types d'événements réduisent la disponibilité à court terme du gaz et du pétrole (ECOFYS *et al.*, 2009). Pour évaluer cette disponibilité, on construit un indicateur spécifique en procédant par étapes. La première consiste à calculer le déficit de l'offre de pointe journalière (DPSS) de gaz ou de pétrole, exprimé ainsi :

$$DPSS = \text{demande de pointe journalière (compte tenu des conditions météorologiques extrêmes)} \\ - \text{offre journalière (production + importations nettes)}$$

Puisqu'on ne peut pas savoir quelle sera la production aux heures de pointe dans les années à venir, on utilise la production journalière moyenne. Le DPSS est donc aussi une moyenne. Selon son amplitude, le déficit peut être en partie évité grâce aux réserves existantes.

Par ailleurs, certains événements tels que les grèves, les accidents à grande échelle ou les attentats terroristes peuvent modifier le niveau de concentration des ressources et des infrastructures, et donc le

DPSS. Si l'approvisionnement dépend d'un seul fournisseur, d'un seul mode ou centre de production, le système est plus vulnérable aux événements extrêmes. Par conséquent, on réduit l'offre journalière en lui retranchant le facteur (LSSPR) pour tenir compte de la perte éventuelle de la source d'approvisionnement la plus importante. Le facteur LSSPR est égal à l'offre assurée par le fournisseur, moyen ou centre de production principal (à l'exclusion du stockage). D'où :

$$DPSS = \text{Demande de pointe journalière (compte tenu des conditions météorologiques extrêmes)} \\ - \text{offre journalière (production + importations nettes - LSSPR)}$$

Passons à la deuxième étape du calcul, en étudiant d'abord le cas du gaz. Quand $DPSS > 0$, la disponibilité à court terme du gaz (en jours) est égale à la capacité stockage totale divisée par le DPSS. Si les événements extrêmes (autres que météorologiques) sont pris en compte et si la source d'approvisionnement la plus importante est le stockage, on doit retrancher ce stockage de la capacité de réserve totale. La disponibilité à court terme peut aussi être corrigée en fonction de la dépendance à l'égard du gaz, c'est-à-dire de l'importance relative du gaz en tant qu'énergie primaire. La dépendance à l'égard du gaz est calculée à partir de la part complémentaire des autres énergies primaires, et non de la part du gaz elle-même, car l'indicateur doit avoir une valeur positive (la disponibilité à court terme augmente quand la dépendance d'un pays à l'égard du gaz diminue). D'où :

$$\text{Disponibilité à court terme du gaz} = \text{disponibilité à court terme en jours} * \text{facteur de dépendance énergétique}$$

Dans le cas du pétrole, la capacité de stockage physique n'est pas un facteur aussi limitant que dans le cas du gaz. Par conséquent, pour calculer la disponibilité à court terme du pétrole, on considère les réserves critiques nécessaires pour assurer l'approvisionnement pendant une période de référence. Cette période peut correspondre à la durée pendant laquelle les pays membres de l'AIE sont tenus de conserver des stocks : 90 jours de consommation moyenne. Comme dans le cas du gaz, la disponibilité est corrigée en fonction de la dépendance à l'égard du pétrole, calculée avec le même facteur de dépendance énergétique. D'où :

$$\text{Disponibilité à court terme du pétrole} = DPSS * \text{nombre de jours de la période de référence requise} * \\ \text{facteur de dépendance énergétique.}$$

Globalement, les indicateurs de disponibilité à court terme des combustibles primaires permettent d'évaluer les risques de pénuries en fonction de la disponibilité du pétrole et du gaz et de la demande. Mais la précision de ces indicateurs n'est pas très satisfaisante, puisqu'on ne considère ni la probabilité, ni l'amplitude des pénuries que pourraient causer des conditions météorologiques ou d'autres événements exceptionnels de différentes natures et localisés dans des zones géographiques différentes. La disponibilité à court terme du gaz et du pétrole peut être surestimée car on utilise les données relatives à la production journalière moyenne. De plus, l'indicateur ne rend pas compte de l'impact des problèmes d'approvisionnement spécifiques. Puisqu'on ne peut pas savoir quelle sera la production pendant les pointes dans les années à venir, on utilise la production journalière moyenne. Les prévisions concernant la disponibilité à court terme nécessitent de faire des hypothèses concernant l'évolution future de l'offre, nécessairement incertaine.

Puissance installée en base

Cet indicateur correspond généralement à la puissance totale en GW des centrales les moins flexibles qui doivent fonctionner à pleine puissance, car leur fonctionnement à puissance réduite ou leur arrêt, sauf s'il est programmé, présentent des inconvénients économiques ou des contraintes purement techniques. C'est notamment le cas des centrales nucléaires ou à charbon. Si la fraction de la

puissance installée totale des groupes fonctionnant en base est relativement élevée par rapport à la demande en base, le système peut avoir des difficultés à répondre à la demande. En ce sens, cette notion est le pendant de la défaillance qui, elle, ressort de la notion de puissance garantie. Tandis que cette dernière vise avant tout à identifier les pénuries de l'offre, l'indicateur considéré ici vise à localiser les surcapacités temporaires. L'existence possible de surcapacités dépend de la flexibilité globale du système électrique, c'est-à-dire sa flexibilité du côté de l'offre (possibilités d'arrêt des unités de production) et du côté de la demande (contrats interruptibles ou d'effacement, tarifs variables, compteurs intelligents, etc.). La flexibilité de la demande sera étudiée de façon plus approfondie dans la section consacrée aux indicateurs de sécurité énergétique relatifs à la demande.

La puissance installée en base reflète le fait qu'il y a des disparités entre l'offre et la demande mais que l'on doit néanmoins maintenir le système en équilibre. C'est d'autant plus difficile s'il se produit un événement extrême à l'origine d'une baisse soudaine de la demande ou d'une augmentation de l'offre d'autres sources. Cet indicateur fournit donc une information supplémentaire sur le dimensionnement du système. Il est globalement transparent, si l'on exclut quelques problèmes mineurs de classification de la production en base et les variations qui découlent de l'emploi de critères différents pour tenir compte du fonctionnement en suivi de charge. Il est probablement difficile d'obtenir les données individuelles nécessaires à la réalisation d'une analyse portant sur plusieurs pays. Cet indicateur permet de déterminer si l'ajout de moyens de production en base, notamment nucléaires, peut compromettre l'équilibre à court terme du système.

Investissements dans la production et le transport

Comme on l'a vu au chapitre 1, les financements de nouvelles unités de production risquent d'être insuffisants si les investisseurs sont confrontés à une incertitude excessive et/ou font preuve de « myopie », c'est-à-dire accordent trop d'importance à l'évolution du marché à court terme, et pas assez à son évolution structurelle à long terme, déterminée par des facteurs tels que l'épuisement des ressources ou le durcissement des politiques environnementales.

Cette évolution du marché à long terme peut être infléchie par des politiques en faveur de la sécurité d'approvisionnement énergétique et du développement durable, qui peuvent influencer de diverses manières sur les investissements dans des moyens appropriés de s'approvisionner en énergie (ECOFYS *et al.*, 2009). Premièrement, les pouvoirs publics peuvent choisir d'encourager l'investissement dans des technologies de production moins dépendantes, voire totalement indépendantes, des combustibles fossiles, comme le nucléaire ou les énergies renouvelables. Plus capitalistiques que les (autres) technologies fondées sur les énergies fossiles, elles se caractérisent par des coûts de combustible faibles si ce n'est nuls et, par contre, des coûts de construction considérables : c'est pourquoi la part de l'investissement à consentir en amont est supérieure. Avec un indicateur tel que l'*intensité de capital*, il est possible de suivre l'évolution du schéma d'investissement dans la production qui résulte de l'augmentation de la part des énergies nucléaire ou renouvelables (intermittentes). L'intensité de capital est égale au quotient de la somme des coûts d'investissement par la somme de tous les coûts.

Deuxièmement, une augmentation des investissements dans la production d'électricité renouvelable va modifier le mode d'exploitation des autres centrales. Puisque la production d'électricité renouvelable est celle dont les coûts marginaux sont les plus faibles et qu'elle doit suivre la demande, elle vient se substituer aux autres formes de production en base en période de forte demande. Le *facteur de charge moyen* des centrales fonctionnant en base décroît par conséquent, et avec lui les recettes de ces centrales s'il leur est impossible de compenser cet effet par des prix plus élevés en période creuse. Faute de recettes suffisantes, les investissements dans de nouvelles unités

seront reportés ou annulés. C'est pourquoi le facteur de charge moyen des centrales en base (égal au quotient de quantité d'électricité produite par la quantité maximale d'électricité que la centrale est capable de produire) peut être un indicateur important quand on étudie les investissements futurs. Troisièmement, les procédures, délais et coûts d'autorisation, d'inspection et de raccordement au réseau renseignent aussi sur les possibilités d'investissement.

Pour la fiabilité de la fourniture d'électricité, la capacité du réseau doit être supérieure à la demande de pointe : autrement dit, le réseau doit posséder une capacité de réserve utilisable en cas d'imprévu. Jusqu'à présent, quand on planifie les réseaux, on détermine les réserves nécessaires sur la base de règles déterministes « N-1 » et « N-2 » : les gestionnaires de réseaux doivent pouvoir garantir le transport de l'électricité par d'autres circuits en cas d'imprévu (y compris quand certains composants du réseau sont indisponibles à cause d'un arrêt programmé, c'est-à-dire dans le cas « N-2 »).

Les indicateurs des investissements dans la production d'électricité donnent une image importante mais finalement limitée du véritable niveau de sécurité énergétique d'un pays. Par exemple, la composition du parc électrique est largement déterminée par les politiques antérieures, et notamment par la disponibilité des sources d'énergie primaire (gaz aux Pays-Bas et au Royaume-Uni, par exemple). Quand on utilise des indicateurs plus spécifiques comme l'intensité de capital, on doit tenir compte du fait que les coûts d'investissement peuvent être calculés suivant des règles comptables et économiques différentes. La collecte de données sur les intensités de capital et les facteurs de charge nécessite donc en théorie une analyse par pays, une tâche qui sort du cadre d'une étude multi-pays. S'agissant des obstacles administratifs, la Banque mondiale et *Standard and Poor's* fournissent des indices sur la position relative des pays. La question de savoir si les investissements se porteront sur la production renouvelable au détriment de la production électronucléaire aura beaucoup d'importance dans les décennies à venir.

S'agissant des réseaux de transport, les financements de nouvelles capacités risquent d'être insuffisants si les autorités de régulation de l'énergie sont confrontées à trop d'incertitudes et/ou sont « myopes », c'est-à-dire accordent trop d'importance à l'évolution à court terme au détriment de l'évolution structurelle à long terme de l'offre, de la demande, des investissements dans les réseaux et du fonctionnement de ces derniers.

Cette évolution à long terme peut recouvrir les politiques en faveur de la sécurité énergétique et du développement durable, qui peuvent influencer de diverses manières sur les investissements dans les capacités de transport. Les pouvoirs publics peuvent choisir d'encourager les investissements dans la production intermittente, ce qui nécessite des investissements accrus dans les réseaux de transport car les producteurs et les consommateurs sont généralement plus éloignés, les ressources sont plus concentrées et l'électricité fournie en excès par les unités de production intermittente aux heures creuses doit être acheminée vers d'autres régions. Avec un indicateur tel que l'*intensité de capital*, il est possible de suivre l'évolution des schémas d'investissement.

Les indicateurs des réseaux de transport et de distribution fournissent des informations importantes sur la fiabilité des composants des réseaux, mais les données doivent être constamment précisées. Par exemple, les futures valeurs d'indicateurs critiques peuvent être modifiées si les exigences relatives au réseau ne sont plus exprimées de façon déterministe, mais probabiliste. Dans ce dernier cas, la réserve estimée est inférieure dans les conditions non extrêmes (Van der Welle *et al.*, 2009). De plus, comme les calculs des capacités de réseau requises ne sont généralement pas rendus publics, leur transparence est souvent insuffisante. Pour des raisons de confidentialité, les données sont difficiles à obtenir. Au premier abord, ces indicateurs sont neutres vis-à-vis des moyens de production. Cependant, dans certaines régions, notamment l'Europe, des politiques récentes portant sur les interconnexions imposent aux gestionnaires de réseaux de proposer aux fournisseurs

d'électricité intermittente une capacité de connexion ferme correspondant à la puissance nominale de leurs unités, ce qui signifie, surtout quand les réseaux de distribution sont passifs, que le taux d'utilisation du réseau diminuera substantiellement à mesure que la proportion de la production intermittente augmentera. Au contraire, les centrales nucléaires qui produisent de l'électricité sans émettre de carbone, ont un schéma de production stable, ce qui garantit un taux d'utilisation du réseau élevé.

Autres indicateurs de la sécurité énergétique

Les paragraphes suivants présentent une seconde série d'indicateurs qui permettent d'évaluer la stabilité, l'adéquation et la flexibilité des systèmes de production et de transport. Aucun d'entre eux n'est un indicateur exhaustif de la sécurité d'un système énergétique. Ensemble, néanmoins, ils sont d'utiles compléments pour les analyses des risques pour la sécurité énergétique.

Mission de l'autorité de régulation de l'énergie

Lorsqu'elle a pour mission de veiller au maintien d'infrastructures de transport et de distribution suffisantes, l'autorité de régulation définit des règles pour garantir la disponibilité des réseaux à leurs utilisateurs et en contrôle le respect par les gestionnaires de réseaux. Par exemple, l'autorité de régulation peut exiger des gestionnaires qu'ils publient régulièrement (tous les 2 à 5 ans) des plans solidement étayés et documentés sur la planification du réseau à long terme.

La mission de l'autorité de régulation de l'énergie est un indicateur qui fait la synthèse d'informations certes qualitatives, mais utiles et non prises en compte par les autres indicateurs. Certains analystes font remarquer que les gestionnaires de réseaux ont déjà un intérêt inhérent à mettre à disposition une capacité de réseau suffisante et, par conséquent, se demandent si cet indicateur présente réellement une valeur ajoutée. De plus, dans certains pays, la mission officielle de l'autorité de régulation est difficile à déterminer du fait des interventions informelles des pouvoirs publics dans certaines décisions réglementaires. La Commission européenne publie des rapports comparatifs annuels qui contiennent notamment des informations sur la mission des autorités de régulation européennes. Dans d'autres régions du monde, ces informations ne seraient pas aussi facilement accessibles. Cet indicateur peut, jusqu'à un certain point, révéler la mise en place d'un dispositif pour garantir un volume suffisant d'investissement dans le réseau, ce qui pourrait indirectement améliorer le climat d'investissement dans le nucléaire.

Stocks de réserve et stocks critiques de combustibles (dont le pétrole, le gaz et l'uranium)

Pour estimer les stocks de réserve, on divise le volume des stocks d'un combustible par la consommation journalière, mensuelle ou annuelle correspondante. On peut ainsi connaître la durée d'épuisement des stocks si l'approvisionnement était interrompu. Les stocks de réserve et les stocks critiques de combustibles (dont le pétrole, le gaz et l'uranium) sont des indicateurs utiles d'un aspect stratégique de la résilience des systèmes énergétiques. Ils sont transparents dans le cas de certains combustibles primaires. Les données sur les stocks de réserve sont généralement connues pour le pétrole et le gaz. Elles le sont moins pour l'uranium (AEN/AIEA, 2008). Les stocks futurs dépendent fortement des politiques gouvernementales relatives au stockage (planification, obligations administratives et réglementaires). Avec de tels indicateurs, le nucléaire peut être mieux noté que les technologies reposant sur des combustibles fossiles puisqu'une quantité limitée d'uranium suffit à assurer la fourniture d'électricité pendant une longue période après l'interruption de l'approvisionnement.

Flexibilité de la demande : contrats d'effacement

Pour évaluer la flexibilité de la demande, on peut calculer la proportion de la consommation totale qui est couverte par des contrats interruptibles ou d'effacement. Cette mesure est une indication utile de la résilience du réseau en cas d'interruption de la fourniture en période de pointe. La part de la demande flexible par contrat (d'effacement) fournit donc également des informations précieuses sur un aspect important de la résilience d'un système énergétique national/régional. Cet indicateur est transparent quand c'est la demande finale d'énergie qui est considérée. Néanmoins, le nombre total de contrats d'effacement dans un pays n'est pas une information qui relève de statistiques internationales. Un important programme d'effacement ne peut être que favorable aux technologies de production en base, et notamment le nucléaire.

Durée d'appel des moyens de production de secours

Cet indicateur mesure le nombre d'heures pendant lesquelles les unités fonctionnant en secours peuvent assurer la production en brûlant un combustible de substitution, quand l'approvisionnement en combustible primaire a été interrompu. Lorsque possible, les combustibles appelés à remplacer le gaz (gazole, fioul ou charbon) sont stockés sur place, sur le site des centrales à cycle combiné à gaz. La durée d'appel dépend de plusieurs facteurs : capacité de réapprovisionnement en combustibles de substitution, caractéristiques de la chaudière, type de contrat d'approvisionnement en gaz – ferme ou interruptible – et prévisions des fluctuations des prix de l'électricité, puisque ce sont ces prix qui déterminent l'installation d'unités de secours (BERR, 2006).

La durée d'appel des moyens de production de secours traduit la résilience de la partie production du système électrique. Cependant, si les données relatives à cet indicateur restent désagrégées, il peut être difficile d'obtenir une vue d'ensemble de la situation du système énergétique national. Les données concernant les installations de stockage de secours sont sans doute propres à chaque entreprise, voire à chaque centrale, donc difficiles à obtenir au niveau national.

Capacité et utilisation des pipelines et gazoducs

La capacité des gazoducs peut limiter les importations et exportations de gaz dans les conditions normales d'exploitation, comme dans les situations d'urgence. Les indicateurs de disponibilité de la capacité des gazoducs peuvent dépendre des importations, de la pointe de la demande de gaz, etc. Les chiffres sur la capacité et l'utilisation des pipelines et gazoducs fournissent des informations importantes sur les restrictions que la capacité de ces conduites peut imposer aux importations de gaz et de pétrole, et donc à la résilience du système. Cependant, ils ne tiennent pas compte des limitations contractuelles de débit qui empêchent souvent d'utiliser les conduites au maximum de leur capacité physique. Si les données sur la capacité et l'utilisation des pipelines sont bien surveillées par les gestionnaires de réseaux, elles sont néanmoins souvent confidentielles pour des raisons commerciales. Les estimations des capacités futures nécessitent des décisions concernant la probabilité de réalisation de nouveaux projets. Dans le cas de la production électronucléaire, cet indicateur n'est pas pertinent.

Capacité et utilisation des unités de raffinage

Les raffineries transforment le pétrole brut en divers hydrocarbures tels que l'essence, le gazole ou le naphtha, qui pourront ensuite être utilisés dans l'industrie, les transports et pour le chauffage. Les capacités de raffinage peuvent donc limiter la disponibilité des dérivés du pétrole destinés aux utilisateurs finals. Plusieurs indicateurs permettent de mesurer les capacités et le taux d'utilisation des raffineries (par type de produit dérivé) (ECOFYS *et al.*, 2009). Ils illustrent la flexibilité des raffineries

face aux variations de la demande globale, mais pas leur flexibilité de production (d'un hydrocarbure à la place d'un autre). À ce titre, ils sont entièrement transparents et les données requises régulièrement publiées. Mais ils sont inadaptés aux analyses prévisionnelles, en particulier l'indicateur de capacité de raffinage. Dans le cas de la production électronucléaire, ces indicateurs ne sont pas pertinents.

Déséquilibres du réseau : marge de flexibilité

Les rapides fluctuations de la production éolienne nécessitent une certaine flexibilité du réseau. La flexibilité requise est maximale quand coïncident la baisse de la production éolienne avec l'augmentation maximale de la demande. Cette valeur doit être comparée à la flexibilité maximale disponible, égale au produit de la vitesse maximale de montée en charge des moyens de production réglables par leur coefficient de disponibilité et leur puissance. L'indicateur de marge de flexibilité est égal au quotient de la différence entre la flexibilité maximale disponible et la flexibilité maximale requise par la flexibilité maximale requise (ECOFYS *et al.*, 2009).

Ce quotient, qui indique la probabilité de déséquilibre du réseau, sert à évaluer dans quelle mesure le système électrique peut limiter les effets d'un choc énergétique. Il ne tient pas compte des sources de flexibilité supplémentaires telles que les capacités d'interconnexions, la gestion de la demande et le stockage. En outre, il nécessite de faire des hypothèses concernant la vitesse maximale de montée en charge des moyens de production. La difficulté tient au fait qu'il faut prendre en compte les différences de disponibilité entre centrales : tranches déjà (partiellement) en exploitation ou pas, tranches à démarrer à froid ou à chaud, et vitesses de montée en puissance correspondantes. Dans le cas de l'éolien la puissance installée et les profils de la demande sont connus. La contribution des centrales nucléaires à la marge de flexibilité, et donc à la flexibilité du système, est très limitée puisque la montée en puissance de ce type de centrale ne peut avoir lieu qu'à des coûts prohibitifs.

Capacité résiduelle d'interconnexion moyenne et en pointe

Un taux élevé d'utilisation des capacités d'interconnexion existantes peut également révéler la nécessité d'investir dans des capacités supplémentaires. Deux indicateurs permettent de mesurer ces taux d'utilisation : la capacité résiduelle d'interconnexion moyenne et la capacité d'interconnexion en période de pointe. La première indique le taux d'utilisation moyen d'une ligne d'interconnexion pendant l'année : elle est égale au quotient du total des importations par la capacité d'interconnexion multipliée par la période de temps considérée (ECOFYS *et al.*, 2009). La seconde indique la capacité d'interconnexion disponible en période de pointe : elle est égale au quotient des importations en période de pointe par la capacité d'interconnexion (ECOFYS *et al.*, 2009).

Les capacités résiduelles d'interconnexion moyenne/en pointe fournissent des informations précieuses sur l'utilisation des capacités d'interconnexion existantes. Comme ces informations peuvent difficilement être mises en relation avec les différences de prix entre les marchés, ces indicateurs ont peu de pertinence quand il s'agit de déterminer s'il faut construire une nouvelle interconnexion. En principe, leurs valeurs sont transparentes, mais il peut y avoir des divergences dans la définition de la demande de pointe, qui peuvent par conséquent modifier le résultat obtenu pour la capacité résiduelle d'interconnexion pendant les pointes. Par ailleurs, les résultats peuvent être très différents selon que la capacité d'interconnexion considérée est la capacité commerciale ou physique. En Europe, des documents publics fournissent les données nécessaires. Les informations sur les interconnexions peuvent être importantes pour le secteur nucléaire puisqu'elles indiquent les possibilités d'exportation de l'électricité en période creuse.

Niveau minimum d'interconnexion

La capacité d'interconnexion peut être associée à une valeur de référence correspondant à la capacité minimale exigée pour limiter les conséquences imprévues que peuvent avoir les événements extrêmes (généralement météorologiques) sur l'offre et la demande, ainsi que les grands déséquilibres entre l'offre et la demande. Dans l'Union européenne, le Conseil européen de Barcelone de 2002 est convenu de porter le niveau minimum d'interconnexion entre États membres à 10 % de la puissance installée nationale (CE, COM (2006) 846 final/2).

Le niveau minimum d'interconnexion fournit une information brute mais utile sur l'aptitude des interconnexions à compenser les conséquences d'événements extrêmes (généralement météorologiques) ou de déséquilibres entre l'offre et la demande. Les mesures des capacités de réseau ne sont pas sans ambiguïté puisque les calculs peuvent concerner les capacités commerciales ou physiques. Les données relatives à ces deux types de capacités peuvent être obtenues auprès d'organisations (inter)nationales. L'option nucléaire est une technologie de production en base concentrée sur un segment de demande important et, de ce fait, particulièrement concernée par la division internationale du travail : elle nécessite donc des niveaux d'interconnexion élevés.

Synthèse de l'évaluation

Cette section présente un tableau récapitulatif (tableau 2.1) des indicateurs de sécurité énergétique précédemment décrits. Quatre critères ont été appliqués :

- *utilité* : l'indicateur donne une idée juste de l'importance du risque pour la sécurité énergétique que présente l'aspect considéré ;
- *transparence* : les valeurs de l'indicateur sont immédiatement interprétables en termes de risque pour la sécurité énergétique ; elles permettent de classer les différents cas étudiés (plusieurs époques pour un même pays, ou plusieurs pays sur une même période) ; elles sont fiables ; elles peuvent être utilisées pour des analyses rétrospectives ou prospectives ;
- *disponibilité des données* : les données, du moins celles qui concernent les performances antérieures, sont disponibles auprès de sources publiques ;
- *pertinence pour l'énergie nucléaire* : l'indicateur permet de décrire/justifier le rôle que peut jouer le nucléaire pour limiter les risques pour la sécurité de l'approvisionnement en énergie.

L'importance de chaque critère est jugée haute (H), moyenne (M) ou faible (F).

Tableau 2.1 : Tableau récapitulatif des indicateurs de sécurité énergétique

Indicateur	Utilité	Transparence	Disponibilité des données	Pertinence pour le nucléaire
Dépendance à l'égard des importations et diversification				
Dépendance à l'égard des importations	H	H	H	H
Coût des importations nettes d'énergie en proportion du PIB	H	H	M	H
Ratio réserves/production	H	M	H	H
Ratio ressources/production	H	F	M	M
Volatilité des prix du carbone et de l'énergie	H	H	H	H
Indice de diversité SWI	H	H	F	H
Indice de concentration du marché HHI	H	H	F	H
Intensité énergétique et intensité carbone				
Facteur de récupération	H	M	M	M
Perte d'énergie pendant le transport	M	M	M	M
Rendement énergétique de production et de conversion	M	H	H	M
Pertes sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité	M	H	M	M
Quantité d'énergie consommée par unité de PIB	M	F	H	H
Émissions de gaz à effet de serre par unité de combustible	H	M	H	H
Émissions de gaz à effet de serre par unité d'électricité produite	H	F	M	H
Dimensionnement du système				
Marge de puissance	H	M	F	H
Marge d'approvisionnement énergétique	H	M	F	F
Déficit de l'offre de pointe (gaz et pétrole)	H	M	F	F
Puissance installée en base	H	M	F	H
Indicateurs des investissements dans la production	F	M	M	M
Capacité de transport	H	F	F	M
Stocks de combustibles	M	M	M/F	M
Part des contrats d'effacement	M	M	F	F
Déséquilibre réseau/marge	H	M	F	M
Indicateurs des investissements dans le transport	F	M	M	F
Capacité d'interconnexion en pointe	F	H	M	M/F
Niveau minimum d'interconnexion	M	M/B	H	M

2.4 Modèles d'évaluation exhaustive de la sécurité énergétique

Cette section décrit plusieurs démarches de modélisation de la sécurité énergétique, plus spécifiquement électrique. Globalement, il s'agit de représenter le système énergétique étudié de façon plus ou moins exhaustive, dans divers scénarios, en affectant des probabilités théoriques aux risques de prix et/ou ruptures d'approvisionnement. À partir des modèles établis, on construit des indicateurs synthétiques ou intégrés pour obtenir un instantané de la situation générale de la sécurité énergétique. Dans le meilleur des cas, ces indicateurs couvrent l'intégralité de la chaîne de l'offre et de la demande et rendent compte de la résilience du système, c'est-à-dire de sa capacité de réagir en cas de perturbation ou d'interruption. Les modélisations étudiées dans cette section sont les suivantes :

- théorie du portefeuille de Markowitz appliquée au secteur de la production d'électricité ;
- modélisation de la fiabilité des systèmes électriques ; et
- autres approches de modélisation.

Une variante de l'indicateur de l'offre et de la demande a également été utilisée dans le cadre du présent projet pour effectuer les analyses empiriques présentées au chapitre 3. Cet indicateur est présenté séparément à la section 2.5 de ce chapitre.

Théorie du portefeuille de Markowitz

Il y a 60 ans, Harry Markowitz jetait les bases de l'analyse moyenne-variance des portefeuilles (MVP) dans son article fondamental sur la gestion des portefeuilles d'actifs financiers (Markowitz, 1952). Le principe essentiel de la théorie est le suivant : dans un monde financier plein de bonnes et de mauvaises surprises, il faut *équilibrer les portefeuilles en les diversifiant* afin de neutraliser les risques non systémiques associés à des actifs particuliers. La neutralisation de ces risques non systémiques est ce que l'on appelle *l'effet portefeuille*. Ainsi optimisés, les portefeuilles resteraient uniquement exposés aux risques (systémiques) de marché qui pèsent – plus ou moins lourdement – sur tous les actifs risqués. En tenant compte de cette prescription, on détermine la *frontière efficiente*, c'est-à-dire l'ensemble des portefeuilles efficaces qui, pour un niveau de risque donné, optimisent le rendement attendu.

Le choix d'un portefeuille efficace, c'est-à-dire d'un certain point de la frontière efficiente, dépend alors des préférences de l'investisseur quant au compromis qu'il souhaite entre le rendement et le risque. Les paramètres fondamentaux de l'analyse moyenne-variance des portefeuilles sont le rendement attendu de chaque actif, le risque prévu (écart-type⁹) associé à chacun de ces rendements, et les covariances calculées pour tous les couples d'actifs. La plupart des analystes déterminent les valeurs de ces paramètres à partir de séries temporelles des performances passées, en misant sur le fait que « l'histoire est un bon indicateur de l'avenir ». On remarquera que Markowitz lui-même et ses associés n'excluent pas la possibilité de choisir des valeurs différentes s'il existe de bonnes raisons de s'écarter des valeurs historiques (Fabozzi *et al.*, 2002).

Dan Bar-Lev et Steven Katz ont été les premiers chercheurs à appliquer la théorie du portefeuille de Markowitz au parc de production électrique. Leur étude portait sur neuf régions des États-Unis où la production électrique est assurée par des centrales utilisant divers combustibles. Les résultats ont été publiés dans un article du *Journal of Finance*, le périodique le plus prestigieux en matière de théorie financière (Bar-Lev et Katz, 1976). Bar-Lev et Katz ont défini *l'inverse du coût moyen du combustible par unité d'intrant énergétique et par an* comme indicateur de rendement et l'écart-type d'une série temporelle de 17 ans comme risque associé à cet indicateur.

De son côté, Shimon Awerbuch a été le premier à mettre au point une application similaire de la théorie du portefeuille de Markowitz en considérant le portefeuille des actifs de production d'un pays du point de vue (du coût) social (Awerbuch, 2000 ; Awerbuch et Berger, 2003). Les travaux précurseurs d'Awerbuch ont suscité un grand intérêt et fait de nombreux émules. Awerbuch a exprimé la rentabilité sous la forme de l'inverse du coût moyen actualisé de l'électricité, mais a utilisé la définition du risque applicable aux portefeuilles d'actifs financiers, afin de pouvoir l'exprimer en pourcentage. S'inspirant de ces travaux, Jansen, Beurskens et van Tilburg ont préféré choisir l'écart-type de l'inverse du coût moyen actualisé comme indicateur de risque dans le cadre d'une analyse similaire (Jansen *et al.*, 2006).

Shimon Awerbuch a élaboré plusieurs notions importantes. Premièrement, la méthode classique qui consiste à considérer uniquement le coût moyen actualisé de production de l'électricité dans les différents types de centrales pour planifier le développement du système électrique conduit à un portefeuille inefficace d'actifs de production. En effet, on ignore les risques liés aux estimations de ces coûts ainsi que les corrélations entre ces risques. On peut donc obtenir des portefeuilles inefficaces

9. À l'époque où Markowitz a écrit l'article qui lui a valu le prix Nobel, c'est la variance qu'on avait coutume d'utiliser comme indicateur de risque. L'écart-type est bien sûr une simple transformation (racine carrée) de la variance.

puisque, pour un niveau de risque donné, on ne sélectionnera pas nécessairement le rendement maximum.

Deuxièmement, quand on cherche à optimiser un portefeuille existant inefficace, le fait d'investir dans des actifs de production à forte intensité de capital mais à faibles coûts d'exploitation permet de constituer, pour un niveau de risque donné, un portefeuille à plus faible coût de l'électricité. Ce principe peut même rester vrai de technologies peu coûteuses mais produisant de l'électricité à un coût moyen actualisé élevé. Les centrales les plus chères à exploiter sont surtout les centrales à gaz et, dans une moindre mesure, les centrales à charbon, d'autant que l'internalisation du coût des émissions de carbone renforce cette tendance pour toutes les centrales thermiques à flamme. Les prix des combustibles fossiles et du carbone sont très volatils et donc sources de risques. Inversement, les centrales nucléaires ou renouvelables sont peu coûteuses à exploiter. D'un point de vue social, et si l'on exclut les risques pendant la construction, ces centrales présentent un faible risque lié au coût (moyen actualisé), sauf si la technologie appliquée n'est pas encore arrivée à maturité. Pour conclure, la théorie du portefeuille de Markowitz peut utilement montrer que l'effet portefeuille se produit quand on ajoute l'option nucléaire à un (grand) portefeuille donné d'actifs de production dans une perspective sociale.

Fabien Roques *et al.* ont appliqué la théorie du portefeuille de Markowitz à l'optimisation des portefeuilles d'actifs des producteurs privés (Roques *et al.*, 2006a). Leur modèle permet aux grandes compagnies d'électricité de tenir compte de l'effet portefeuille dont elles peuvent bénéficier si leurs actifs de production sont très diversifiés en termes de coûts et de risques (inclusion du nucléaire, par exemple) contrairement aux portefeuilles marqués par « la ruée vers le gaz ». L'hypothèse constamment relayée par les responsables de la gestion des risques, selon laquelle le risque de fluctuation des prix du gaz peut être en grande partie répercuté sur les clients en raison de l'existence d'une forte corrélation entre le prix du gaz et le prix de l'électricité, pourrait se révéler coûteuse quand le marché du gaz cessera d'être un marché d'acheteurs pour devenir un marché de vendeurs.

Les applications de la théorie du portefeuille de Markowitz aux portefeuilles d'actifs énergétiques sont un domaine de recherche prometteur. Les points qui méritent d'être approfondis sont notamment : le passage d'analyses monopériodiques à des analyses multipériodiques, à partir des récents travaux dans ce domaine ; l'amélioration de la fiabilité des matrices de covariances utilisées et la segmentation des technologies de production selon qu'elles fonctionnent en base, en semi-base ou en pointe. Comme on l'a vu, la théorie du portefeuille de Markowitz permet de mesurer à quel point il peut être avantageux de diversifier son portefeuille d'actifs de production en y incluant le nucléaire¹⁰.

Modélisation de la fiabilité des systèmes électriques

En général, les systèmes électriques sont conçus pour garantir la fourniture d'électricité fiable et abordable aux consommateurs. Dans ce but, les gestionnaires de réseau effectuent des analyses de leur fonctionnement futur. Comme les systèmes électriques ont un fonctionnement, par nature, stochastique, leur évaluation doit s'appuyer sur des modèles et techniques adaptés à ce comportement, autrement dit des modèles et techniques probabilistes (Billinton et Allan, 1996). Les évaluations probabilistes s'efforcent de quantifier la probabilité, la fréquence, la durée et la gravité des insuffisances du réseau et des atteintes à la sécurité (Billinton et Li, 1994). Cette section se concentre sur le modèle d'analyse décisionnelle développé par Henk C. Wels quand il travaillait chez KEMA pour étudier la sécurité de la fourniture d'électricité dans un tel contexte probabiliste (Wels, 2008 et 2009).

10. Voir par exemple Roques *et al.*, 2006b.

Cadre de modélisation

Wels interprète la sécurité de la fourniture d'électricité comme la capacité d'éviter les effondrements du réseau lorsque l'offre ne peut pas satisfaire la demande. De telles situations peuvent résulter soit d'une interruption ou d'une perturbation de la production et/ou de la consommation, soit d'une perturbation sur le réseau. Dans le premier cas, il peut y avoir un problème d'approvisionnement en combustible dans une centrale, ou une hausse soudaine de la demande que l'augmentation de l'offre ne peut pas couvrir. Dans le deuxième cas, il peut s'agir d'une défaillance d'un composant du réseau ou d'un événement extrême (catastrophe naturelle, acte terroriste ou autre événement exceptionnel). Une attention particulière a été portée aux interruptions physiques qui peuvent être associées aux différentes filières (nucléaire, charbon, gaz). En comparant la fréquence et l'impact des interruptions, on peut déterminer la fiabilité du nucléaire par rapport aux autres sources d'électricité.

Pour tenir compte de la nature probabiliste du fonctionnement futur du système électrique, on étudie, pour ce qui concerne la sécurité de la fourniture, un large spectre de situations possibles à l'aide d'un modèle d'analyse décisionnelle¹¹. Ce modèle se fonde sur une analyse probabiliste de différents scénarios. En particulier, on applique la méthode de Monte Carlo pour produire des valeurs aléatoires des diverses données d'entrée en précisant un éventail d'incertitude. La distribution des données d'entrée est de type triangulaire. La base du modèle est la probabilité d'un déséquilibre entre l'offre et la demande qui s'amplifie jusqu'à provoquer l'effondrement du système électrique¹².

L'analyse comporte trois étapes. Premièrement, en collaboration avec des experts du secteur de l'énergie, on construit des diagrammes d'influence pour représenter les causes possibles de déséquilibres entre l'offre et la demande d'électricité, l'origine de ces déséquilibres pouvant être liée soit à la demande, soit à la capacité de transport et de distribution, soit à la puissance installée. Un diagramme récapitulatif est présenté à la figure 2.3. Les diagrammes d'influence propres à la demande et à l'offre sont illustrés par les figures 2.4 et 2.5 respectivement. Ils incluent les déterminants les plus importants mais aussi des facteurs sous-jacents (par exemple, les économies d'énergie peuvent recouvrir à la fois les économies actuelles et futures).

Deuxièmement, en transposant les diagrammes dans une feuille de calcul Excel, on détermine la variation des résultats en fonction de la variation des valeurs d'une série de facteurs d'entrée. Les valeurs des facteurs sont soit certaines (selon les hypothèses faites), par exemple la fenêtre de temps à appliquer, soit incertaines (c'est-à-dire à traiter en termes probabilistes). Dans ce dernier cas, on distingue deux possibilités. Les problèmes liés aux approvisionnements en combustibles, à la conception générale des centrales et aux procédures d'autorisation sont exprimés en termes de temps moyen de bon fonctionnement entre occurrences (MTBO). Les problèmes liés au transport sur le réseau sont exprimés en moyenne des temps de bon fonctionnement (MTBF).

Troisièmement, à partir de l'analyse des trois diagrammes d'influence, on associe l'écart entre l'offre et la demande à trois groupes de paramètres : décisions concernant les facteurs qui déterminent les pertes de réseau, effet d'actualisation et fenêtre de temps.

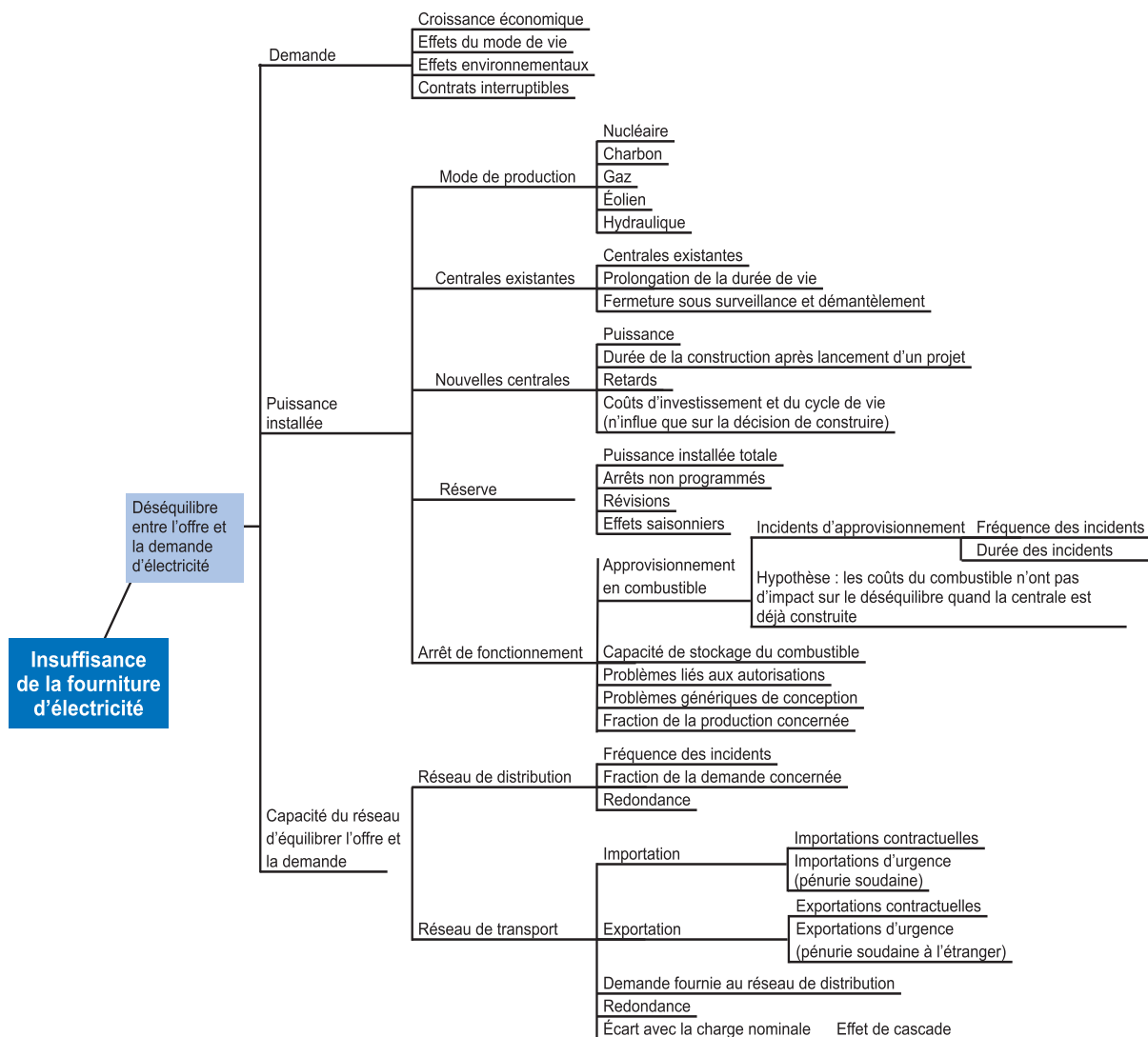
Ensemble, ces trois paramètres déterminent la probabilité de perte du réseau. Pour calculer cette probabilité dans un très grand nombre de situations, on affecte des probabilités aux facteurs d'entrée de deux manières : déterministe ou probabiliste. Dans un premier temps, on attribue à chaque facteur

11. Ce modèle s'inspire de celui du *Strategic Decision Group* de l'Université de Stanford.

12. On suppose que les centrales mises en service à ce moment-là seront exploitées quels que soient les coûts afin d'éviter l'effondrement du système ou les coupures d'électricité.

une valeur basse, de base ou haute. Au moyen d'une macro spécifique, on modifie une variable à la fois de façon déterministe. Cette analyse de sensibilité monoparamétrique permet de représenter les résultats sous la forme d'un histogramme à barres horizontales. Dans un deuxième temps, au moyen du programme Excel Palisades @RISK, on calcule des valeurs de Monte Carlo en partant d'une distribution triangulaire dont les valeurs basse, de base et haute ont des probabilités respectives de 10 %, 50 % et 90 %. On obtient aussi un histogramme à barres horizontales, mais sous une forme légèrement différente.

Figure 2.3 : Synthèse des facteurs susceptibles d'entraîner une insuffisance de la fourniture d'électricité



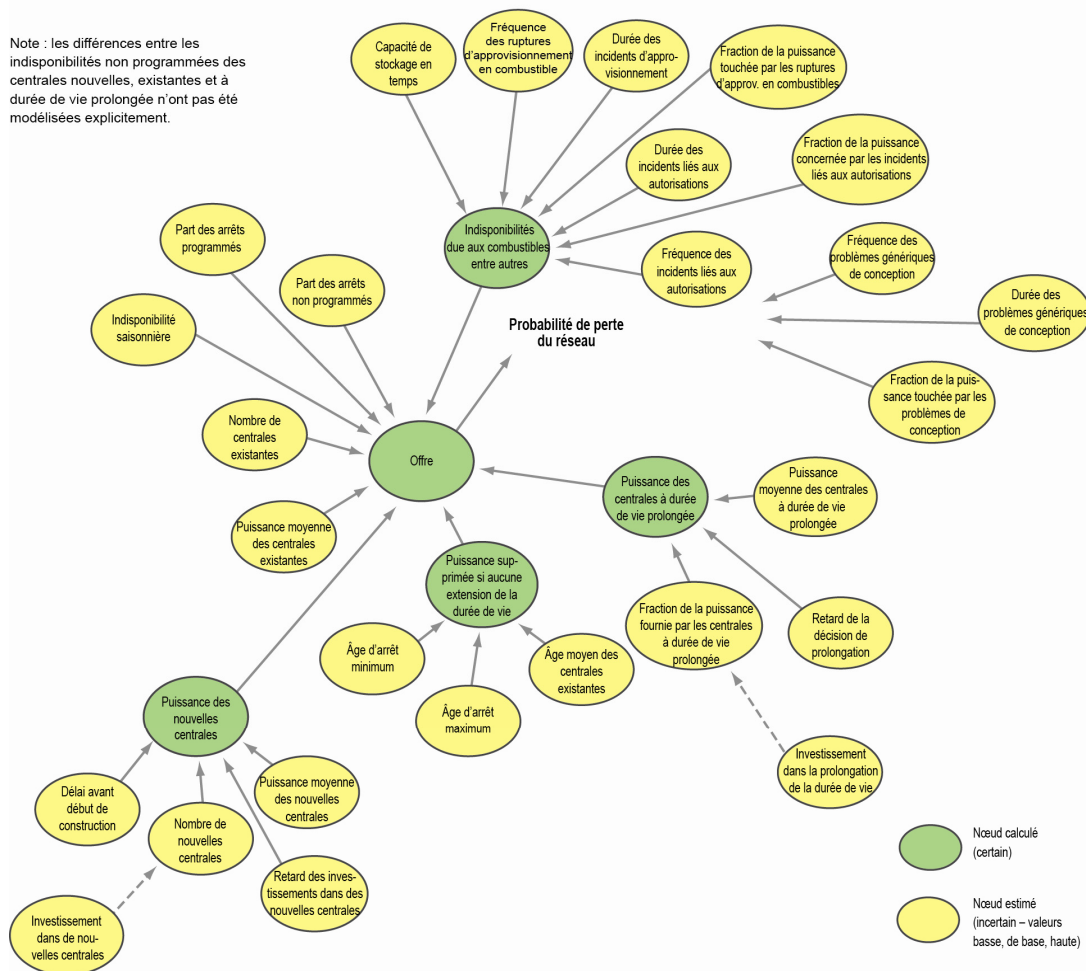
Source : Wels, 2009.

Figure 2.4 : Causes possibles du côté de la demande



Source : Wels, 2009, adapté par les auteurs.

Figure 2.5 : Causes possibles du côté de l'offre



Source : Wels, 2009.

Résultats concernant la fiabilité des différentes technologies de production

Cette section approfondit la relation entre fiabilité et technologie de production, notamment nucléaire. Comme valeur approchée de la fiabilité, on utilise la différence entre la demande et la puissance disponible. La puissance disponible varie selon la technologie de production du fait des différences observées dans trois domaines : approvisionnement en combustible ou disponibilité des inputs ; caractéristiques/problèmes génériques de conception de l'installation ; problèmes liés aux autorisations. S'agissant du premier domaine, les centrales à gaz peuvent être confrontées à des pénuries de combustible, les fermes éoliennes peuvent subir de mauvaises conditions de vent, et les centrales nucléaires doivent gérer les problèmes liés au stockage des déchets ou à l'indisponibilité des services d'enrichissement. Cependant, les centrales nucléaires tendent à être moins vulnérables aux problèmes d'approvisionnement en combustible du fait de la durée de stockage du combustible dans le cœur du réacteur, de la facilité de stockage du combustible neuf et des capacités de recyclage du combustible utilisé. De plus, une grande quantité de matière combustible est conservée sous la forme de stocks opérationnels tout au long de la chaîne de fabrication du combustible. Les centrales à charbon disposent généralement de capacités de stockage soit directement sur site, soit le long de la chaîne de transport.

La plupart des centrales à gaz ne disposent pas de capacités de stockage sur site, même s'il peut y avoir stockage dans les gisements de pétrole ou de gaz (certains pays disposent de capacités limitées de stockage de GNL sur les sites des centrales). Si de nombreuses centrales à charbon peuvent également brûler du gaz ou du pétrole, les turbines modernes des centrales à cycle combiné ne sont pas adaptées à ce fonctionnement bi-énergie (gaz ou pétrole). Cependant, la technologie pourrait être adaptée (modification du revêtement des pales des turbines, par exemple) si la fréquence et la durée des incidents étaient suffisamment importantes pour justifier un tel investissement. Les problèmes génériques de conception peuvent accroître la vulnérabilité du système électrique quand les filières de centrales ne sont pas très diversifiées. La France, par exemple, exploite des centrales nucléaires appartenant à deux filières seulement. Enfin, pendant la procédure d'autorisation, certains types de centrales (à charbon ou nucléaires) suscitent plus souvent l'opposition du public que d'autres (centrales à gaz et/ou unités de cogénération).

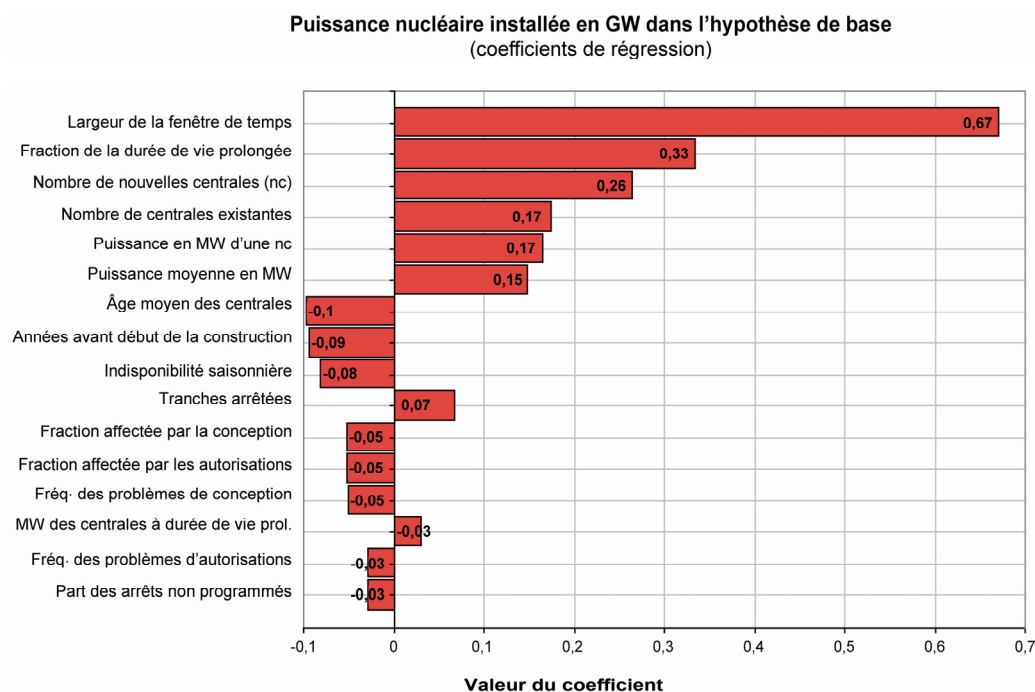
Les problèmes liés à l'approvisionnement en combustible, à la conception des installations ou à la procédure d'autorisation, sont des entrées du modèle qui sont propres à chaque technologie. Pour modéliser les effets de l'approvisionnement en combustible, on définit un temps de stockage de combustible (en semaines) associé à une distribution exponentielle de la fréquence des incidents. De cette manière, on peut calculer la part des interruptions qui dépassent une certaine durée. De même, pour modéliser la fréquence des problèmes génériques de conception des centrales ou des difficultés liées à la procédure d'autorisation, on définit des durées et des pourcentages de la puissance concernée.

À partir d'une analyse de Monte Carlo, on a créé un histogramme à barres horizontales pour étudier le cas spécifique de la production électronucléaire. Ce diagramme, représenté à la figure 2.6, montre la corrélation entre la puissance nucléaire installée et un certain nombre de facteurs explicatifs potentiels. Il révèle notamment que la puissance installée totale cumulée sur plusieurs années est fonction de la fenêtre de temps appliquée. Plus la fenêtre de temps est grande, plus la puissance est élevée. Un coefficient de régression, proche du coefficient de corrélation souvent utilisé, exprime dans quelle mesure les résultats dépendent de la fenêtre de temps (0.67). La puissance cumulée dépend de plusieurs facteurs dont la prolongation de la durée de vie des centrales existantes, le nombre de nouvelles centrales ajoutées chaque année, et l'année de début des travaux de construction. Comme on le voit sur l'histogramme, avec les valeurs d'entrée choisies, les problèmes d'approvisionnement en combustible n'ont pas d'incidence sur la puissance électronucléaire. Les problèmes génériques de conception et les difficultés liées aux autorisations sont très limités.

Ces résultats sont comparés à ceux que l'on obtient pour les autres technologies de production (charbon, gaz, etc.). Pour les trois scénarios possibles (scénario de référence, nucléaire haut et nucléaire bas), on calcule la corrélation entre le nombre total de pannes dues à un incident propre à la technologie de production et la puissance disponible (substitut de la fréquence des pertes de réseau). Les valeurs obtenues sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Le tableau 2.2 montre que la « défaillance » des centrales nucléaires est moins liée à des problèmes d'approvisionnement que celle des centrales à gaz. Par contre, elles rencontrent davantage de problèmes liés aux autorisations ou à la conception de la filière que les centrales à gaz. Cependant, il convient de nuancer ces conclusions.

Figure 2.6 : Puissance électronucléaire en fonction de divers facteurs de risque



Source : Wels, 2009.

Tableau 2.2 : Causes de défaillance en fonction de la technologie de production
(coefficients de corrélation)

	Centrales nucléaires			Centrales à gaz		
	Approv.	Autorisation	Conception	Approv.	Autorisation	Conception
Référence	0,056	0,136	0,146	0,114	0,079	0,112
Nucléaire haut	0,037	0,137	0,193	0,066	0,093	0,102
Nucléaire bas	0,056	0,123	0,165	0,098	0,081	0,162

Source : Wels, 2009.

En premier lieu, le mode de sélection des facteurs d'entrée et des plages de valeurs n'est pas clair, alors que les hypothèses concernant ces facteurs influent sur la contribution de chaque facteur aux résultats (intermédiaires). La contribution globale des différents secteurs à la probabilité de perte du réseau n'est pas calculée, de sorte que l'on n'a aucune information réelle concernant son effet sur la sécurité énergétique. Seules les contributions des facteurs aux indicateurs intermédiaires ont été calculées. Enfin, l'analyse ne tient pas compte du comportement stratégique des acteurs du marché puisqu'elle suppose que toutes les centrales sont disponibles, faisant ainsi l'impasse sur les acteurs qui refuseraient de proposer leur production.

Enfin, les modélisations de la fiabilité des systèmes électriques ont pour principal défaut de supposer qu'on peut représenter le système électrique de manière presque totalement probabiliste. De ce fait, elles sont inadaptées aux analyses prospectives à très long terme. Néanmoins, en soulignant un certain nombre de fait stylisés, les modèles d'analyse décisionnelle tels que celui que l'on vient de présenter peuvent constituer d'utiles points de départ pour une réflexion plus générale sur la question de la sécurité d'approvisionnement énergétique.

Autres approches de modélisation

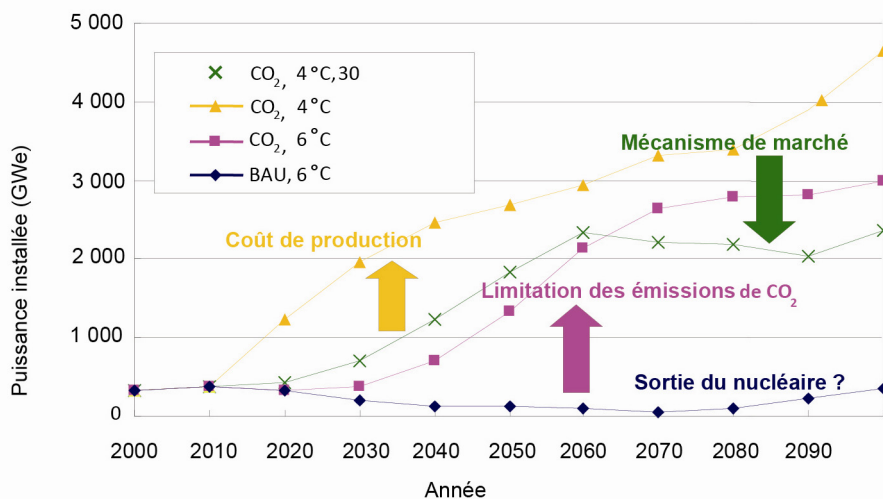
Cette section présente plusieurs approches idiosyncratiques de modélisation des risques pour la sécurité de l’approvisionnement énergétique, dont la plupart ont été élaborées sous l’égide du Groupe d’experts de l’AEN sur l’énergie nucléaire et la sécurité d’approvisionnement. Naturellement, chacune de ces approches est le reflet du contexte national et institutionnel dans lequel elle a été pensée, ainsi que des priorités méthodologiques et stratégiques de ses auteurs.

Modélisation de la sécurité d’approvisionnement énergétique dans un avenir sobre en carbone

Hiroshi Ujita, de l’Institut d’énergie appliquée de Tokyo, a étudié le rôle de l’énergie nucléaire dans le contexte environnemental, économique et énergétique du XXI^e siècle et dans une perspective de réduction globale des émissions de CO₂ (Ujita, 2007). Les efforts entrepris afin de réduire les rejets de CO₂, devraient conduire à de nouvelles restrictions concernant la construction de centrales thermiques à flamme qui émettent du CO₂. Par conséquent, les centrales électriques capables de contribuer à la fois à la sécurité énergétique *et* à la lutte contre le changement climatique sont appelées à jouer un rôle essentiel. Dans son étude, Ujita considère l’énergie nucléaire comme indispensable pour parer au dérèglement climatique et utiliser de manière efficace des ressources limitées en combustibles fossiles. Son principal objectif est d’analyser l’impact de la diversité des énergies sur la sécurité d’approvisionnement. À cet effet, la contribution potentielle du nucléaire au parc énergétique des pays est examinée sous deux angles : conséquences sur les coûts de la rareté du plutonium et croissance du secteur nucléaire dans les différentes régions dans l’hypothèse de la terminaison du Traité de non-prolifération. La fin du traité entraînerait l’abandon du commerce interrégional de plutonium et, de fait, l’autosuffisance en plutonium, ce qui modifierait le taux de croissance du secteur nucléaire.

Dans la suite de son étude, Ujita modélise l’évolution de la puissance électronucléaire mondiale en fonction de plusieurs scénarios et hypothèses concernant les politiques en matière de changement climatique (les différents seuils d’émission de CO₂ sont représentés par des élévations de température différentes), la structure du marché et l’échelle de temps retenue (30 ou 100 ans) pour la formulation des politiques.

Figure 2.7 : Évolution de la puissance électronucléaire mondiale selon plusieurs scénarios



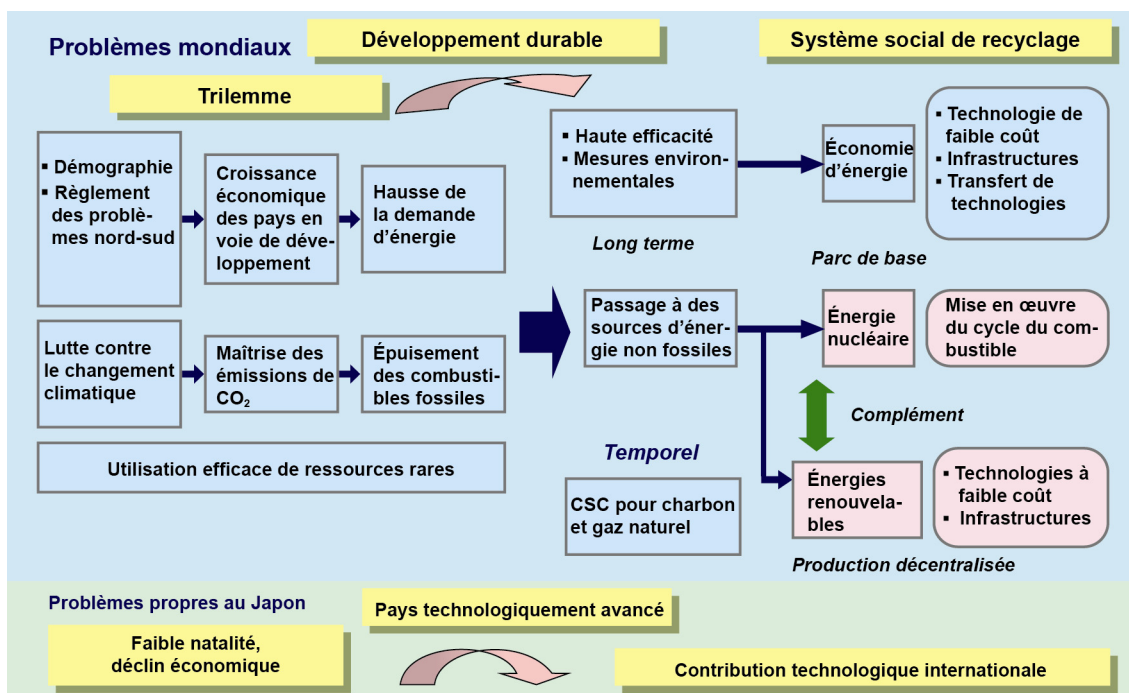
Source : Ujita, 2007

Ces différentes hypothèses sont intégrées au cadre de modélisation. Le modèle vise à minimiser à long terme les coûts totaux du système énergétique entre aujourd'hui et 2100 sous la contrainte de la réduction des émissions de CO₂. Les coûts totaux du système énergétique varient selon les régions et les années. Le modèle optimise ces coûts pour minimiser les coûts mondiaux de l'énergie à long terme. Les coûts régionaux et annuels sont additionnés, en actualisant les coûts futurs du système énergétique pour tenir compte de l'évolution dans le temps de la valeur de l'argent.

Les coûts du système énergétique recouvrent les coûts de production, les coûts de transport, les droits et redevances, les coûts de conversion, les coûts de distribution et un certain nombre de coûts liés aux émissions de CO₂. Tous ces coûts, calculés pour chaque région et chaque année, dépendent de la source d'énergie considérée. Les énergies sont réparties en énergies épuisables et énergies renouvelables. Les premières comptent le gaz naturel, le pétrole et le charbon ; les secondes sont la biomasse, l'éolien, l'hydraulique, la géothermie et le photovoltaïque.

Ces sources d'énergie ont trois finalités distinctes : production d'électricité, transport et chauffage. On suppose que les coûts des énergies épuisables sont proportionnels à la consommation totale, tandis que les coûts des énergies renouvelables augmentent avec la consommation annuelle d'énergie renouvelable. Le rôle possible du nucléaire bénéficie d'une attention particulière : il est considéré dans deux scénarios de réduction des émissions de CO₂, et plusieurs hypothèses de coûts du nucléaire selon la quantité de plutonium disponible et l'existence ou la terminaison du Traité de non-prolifération. Un graphique récapitulatif, représenté à la figure 2.8, illustre les complexités dont il faut tenir compte quand on élabore des stratégies énergétiques à long terme.

Figure 2.8 : Problèmes liés à la gestion de l'environnement et des ressources à l'échelle mondiale et perspectives énergétiques correspondantes



Source : Ujita, 2007.

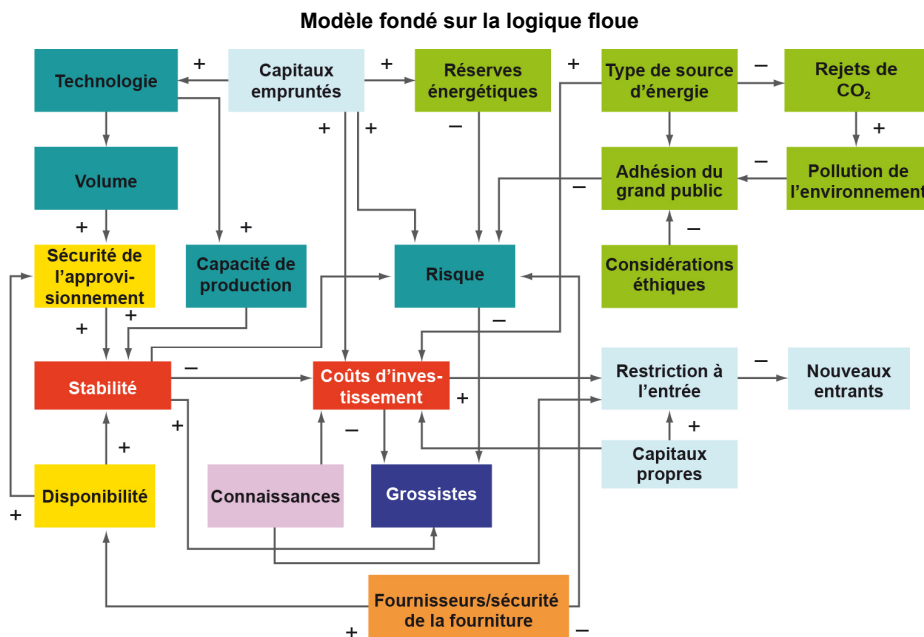
Modèle hongrois fondé sur la logique floue

Le système énergétique d'un pays est exploité et développé en fonction de l'évolution des contextes économique, social, technologique, environnemental, politique, législatif et international. Le niveau de sécurité d'approvisionnement énergétique dépend d'un grand nombre de facteurs, et surtout de l'effet combiné de plusieurs d'entre eux, plutôt que de chacun en particulier. Ces facteurs sont notamment les fluctuations de prix, les débats sur les politiques énergétiques, les variations de la politique énergétique nationale, l'évolution des marchés, les accords bilatéraux ou multilatéraux sur les transits internationaux d'énergie ainsi que les baisses de tension ou la perte du système électrique. Le modèle fondé sur la logique floue vise à identifier dans quelle mesure ces facteurs qualitatifs influent sur la sécurité énergétique. En combinant théorie de l'information, cartographie des arguments, logique floue et réseaux neuronaux, on peut identifier les facteurs déterminants du niveau actuel de sécurité énergétique en Hongrie.

Dans un premier temps, on établit des relations logiques entre les variables en cartographiant les arguments, c'est-à-dire en représentant visuellement la structure des arguments selon les règles de la logique informelle. On obtient le modèle logique illustré à la figure 2.9 ci-dessous.

Dans un deuxième temps, à partir de rapports techniques, d'articles de périodiques et d'informations diffusées par les grands médias en Hongrie entre janvier 2005 et décembre 2007, on réunit des données sur tous les aspects liés de la sécurité énergétique. Quelque 600 événements concernant le système électrique hongrois ont ainsi été saisis dans une base de données. En appliquant les règles de la logique floue ou du raisonnement approximatif, on identifie les facteurs déterminants de ces événements, c'est-à-dire qu'on utilise des informations qualitatives sur des événements passés pour estimer les incertitudes (probabilités) et les tolérances (dispersions). Les nombres de pertes du réseau et de baisses de tension sont calculés par un modèle probabiliste de type Monte Carlo.

Figure 2.9 : Modèle du secteur énergétique hongrois



Source : Hauszman, 2008.

Pour identifier les corrélations entre les événements et les réactions résultantes des acteurs du marché, les événements principaux sont groupés en catégories correspondant aux différents aspects de la sécurité d’approvisionnement. Tous les événements sont reliés à une ou plusieurs des cases du modèle logique illustré ci-dessus, et chaque case représente un certain risque pour le fonctionnement du système énergétique. Pour mesurer l’influence d’un événement sur le fonctionnement du système énergétique, on applique l’indice SWI (voir plus haut) :

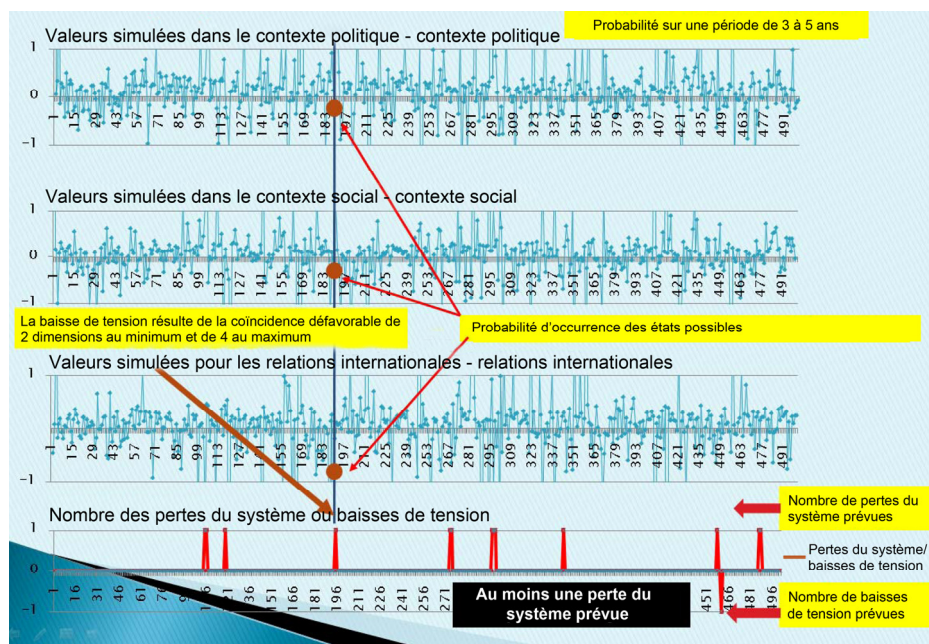
$$SWI = - \sum_i (p_i) \ln p_i$$

où p_i , dans le modèle fondé sur la logique floue, représente la contribution relative du groupe d’influence dans l’ensemble de la base de données.

Pour finir, on intègre les événements enregistrés dans la base, les catégories d’événements constituées à partir du premier ensemble d’événements enregistrés et les dimensions (économique, sociale, juridique, technologique, environnementale, politique et internationale) dans un modèle neuro-flou à trois couches et on utilise des simulations de Monte Carlo pour calculer les probabilités d’issue positive ou négative pour toutes les dimensions en fonction du temps. L’effondrement du système énergétique est défini comme l’occurrence simultanée d’influences négatives dans toutes les dimensions, comme illustré à la figure 2.10.

Le modèle fondé sur la logique floue présente un certain nombre d’avantages et d’inconvénients. Au tableau des avantages : le modèle permet de mieux comprendre les corrélations entre les déterminants de la sécurité énergétique ; grâce au traitement et à l’évaluation des événements passés il est possible de simuler l’avenir en partant de niveaux de risques prédéfinis différents. De ces simulations on peut déduire la fréquence des pertes de réseau et des baisses de tension. Aussi, le modèle n’est pas le fruit d’une démarche d’ingénieur : il n’intègre *a priori* ni affirmation initiale, ni idée préconçue, ni probabilité prédéfinie. Il se construit de manière souple, à partir d’informations sur les relations entre les facteurs les plus déterminants, obtenues dans le cadre d’un processus de collecte de données.

Figure 2.10 : Simulation des pertes de réseau et baisses de tension du système électrique hongrois



Source : Hauszman, 2008.

Mais le fait que le modèle soit flexible signifie aussi qu'il ne fournit qu'une idée générale de la sécurité d'approvisionnement énergétique, puisqu'il n'identifie pas le maillon de la chaîne énergétique qui a le plus d'impact sur les probabilités d'écroulement du réseau. De plus, le lourd processus de collecte de données rend très difficile les comparaisons entre pays. Il est tout aussi difficile d'identifier, dès leur phase initiale, les événements dont les conséquences pourraient être dramatiques, même s'il est possible d'intervenir manuellement pour reprogrammer les niveaux d'importance. Le modèle présente aussi l'inconvénient de dépendre totalement des données recueillies. Les informations diffusées dans les médias peuvent ne décrire qu'une partie de la situation, puisque le public visé est profane. Les médias donnent une description incomplète des corrélations entre événements et réactions. Enfin, l'interprétation humaine des événements peut influencer sur le traitement des données et les résultats de l'évaluation, même si la participation d'experts peut y remédier.

Modélisation de la sécurité d'approvisionnement énergétique par le CRIEPI

Dans le contexte japonais, autrement dit dans un pays insulaire relativement isolé, doté de peu de sources d'énergie primaire, la modélisation de la sécurité énergétique se concentre naturellement sur des questions telles que la dépendance à l'égard des importations, la fiabilité de la structure des échanges mondiaux et des marchés de l'énergie ainsi que la stabilité sociopolitique des pays exportateurs. Le *Central Research Institute of Electric Power Industry* (CRIEPI) a élaboré un ensemble de méthodes pour étudier ces questions, notamment le rôle que peut jouer l'énergie nucléaire pour renforcer la sécurité énergétique du Japon. Parmi les aspects de la sécurité évalués figuraient la rentabilité et les réserves de combustibles ainsi que la réduction des rejets de CO₂. Ces deux aspects sont décrits ci-après¹³.

Un modèle économique, qu'il s'agisse d'un modèle du secteur électrique uniquement ou d'un modèle macroéconomique de l'ensemble du système économique et industriel national, peut donner un ordre de grandeur de l'intérêt de l'énergie nucléaire en comparant les deux scénarios « avec » et « sans » énergie nucléaire. Dans le cas du Japon, l'énergie nucléaire permet de réduire les importations de combustibles fossiles et les coûts totaux de production de l'électricité, ce qui a pour effet de favoriser les investissements et d'abaisser les prix de l'électricité consommée par les utilisateurs finals, donc de stimuler la consommation et, partant, l'ensemble de l'économie du pays.

Des simulations du bouquet énergétique optimal du pays jusqu'en 2030 ont montré que, si les prix des combustibles fossiles doublent par rapport à leur valeur de référence, les coûts moyens de production d'électricité en 2030 augmenteront de 2.3 JPY/kWh dans le scénario de référence qui prévoit la construction des 13 tranches nucléaires planifiées aujourd'hui, et de 3.5 JPY/kWh si la construction se limite aux 3 tranches actuellement en chantier ou en préparation. Si les prix des combustibles fossiles sont multipliés par 5, la hausse des coûts moyens de production d'électricité atteint 9.4 JPY/kWh dans le scénario de référence, et 13.8 JPY/kWh dans l'autre cas. Si l'on multiplie ces chiffres par la consommation moyenne d'un foyer, c'est-à-dire 300 kWh/mois, on constate que l'ajout de 10 tranches nucléaires permet de réduire de 30 % le surplus de dépenses.

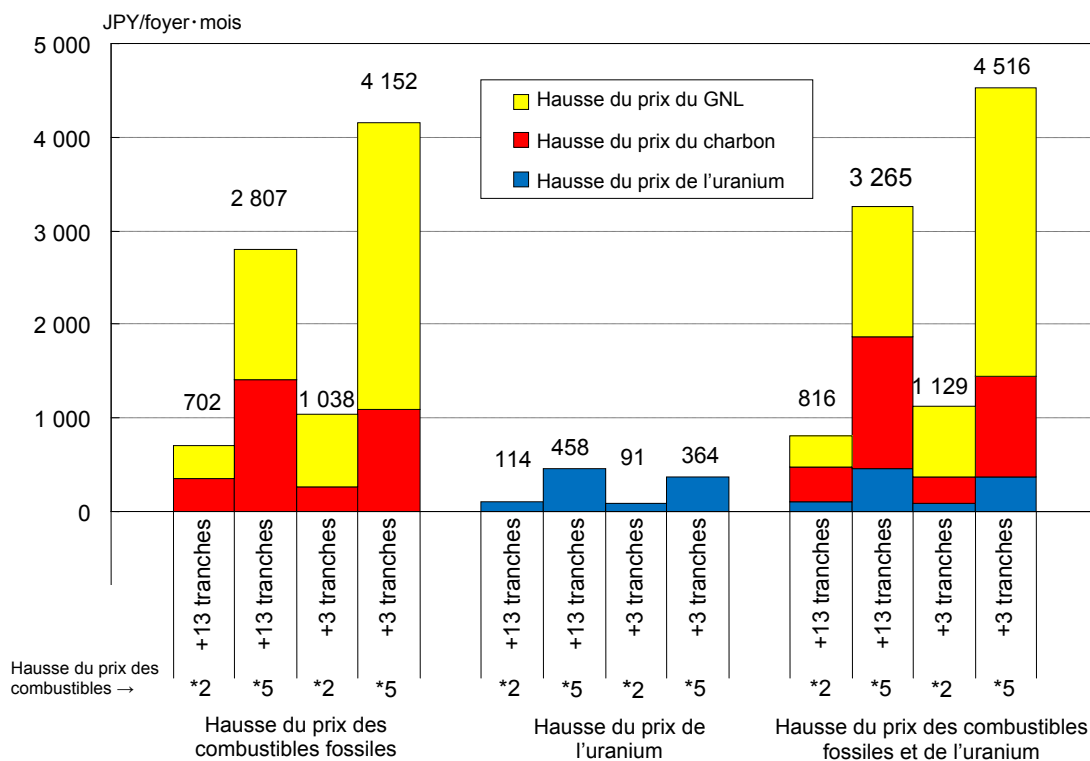
En comparant les coûts des réserves de combustibles des différentes technologies de production, on met en lumière l'effet de réserve passive du combustible nucléaire. Comme un réacteur nucléaire peut fonctionner pendant au moins 1 an sans rechargement, on dispose d'un « délai tampon » qui peut être considéré comme une réserve passive de combustible. Le combustible primaire stocké dans la chaîne de production des éléments combustibles ainsi que le combustible utilisé stocké peuvent aussi représenter plusieurs années d'approvisionnement, ce qui prolonge l'effet de réserve. Cet effet de

13. Un autre aspect, celui de la stabilité des approvisionnements (concentration du marché de l'énergie) a déjà été analysé dans la section consacrée aux indicateurs de concentration du marché.

réserve, c'est-à-dire la quantité d'énergie stockée et les coûts correspondants, peut être évalué et comparé à celui du pétrole et d'autres stocks d'énergie.

Les études fondées sur des modèles économiques nécessitent d'importants efforts de modélisation et d'acquisition de données. Les modèles obtenus ont l'avantage de permettre des analyses intertemporelles ou de sensibilité – sensibilité à la hausse des prix des combustibles fossiles, par exemple. Tant que les fonctions numériques qui composent le modèle sont transparentes, les résultats peuvent être associés aux hypothèses sous-jacentes. Ces modèles peuvent fournir de précieuses informations concernant la rentabilité future du nucléaire ainsi que sa contribution à la sécurité d'approvisionnement énergétique.

Figure 2.11 : Augmentations moyennes des prix des combustibles par foyer japonais en 2030



Source : Nagano et al., 2008.

Indice de capacité d'action en cas de crise

L'indice de capacité d'action en cas de crise (*Crisis Capability Index* – CCI) exprime la capacité d'un pays ou d'une région de gérer et contenir une interruption soudaine d'un approvisionnement en énergie. Il vise à identifier les actions à court terme qui peuvent produire des résultats en quelques semaines, plutôt qu'en quelques mois. Il combine une évaluation du risque – quantification du risque d'interruption soudaine et de ses impacts potentiels – à une évaluation de l'intervention – quantification de la capacité du pays de contenir les conséquences de l'interruption. Plus le risque est élevé, plus la capacité effective d'action en cas de crise doit faire l'objet d'attention.

Pour évaluer le risque d'interruption soudaine et imprévue, on considère tour à tour les principales composantes du système énergétique. Le tableau 2.3 donne un exemple de liste de contrôle. Ces composantes se répartissent en cinq catégories à savoir la production, les importations, la conversion et deux formes de transport. Pour chacune d'elles on distingue trois types de risques : (1) facteurs

techniques et organisationnels, (2) facteurs humains et politiques (y compris erreurs humaines et actes délibérés comme des attentats terroristes), (3) événements naturels. Il s'agit alors d'évaluer une à une les causes d'interruption soudaine des approvisionnements répertoriées dans la liste de contrôle, en fonction de la probabilité de ces événements et de leurs répercussions sur le système énergétique et la société. Le risque est mesuré selon l'échelle suivante : (0) nul, (1) faible, (2) moyen, (3) élevé. Toutes les composantes d'un système énergétique n'ont pas la même importance pour l'approvisionnement en énergie d'un pays. Par conséquent, la valeur du risque obtenue est multipliée par la contribution relative de cette composante à l'ensemble des sources d'énergie primaire (SEP), à la demande finale d'énergie (DFE) ou aux importations d'énergie – selon la catégorie à laquelle appartient la composante. En additionnant toutes les valeurs, puis en multipliant la somme par 100/48, on obtient l'indice de risque (valeur comprise entre 0 et 100).

De nombreux pays de l'OCDE ont adopté des mesures pour atténuer l'impact d'une interruption d'approvisionnement soudaine. Ces mesures s'inscrivent dans le cadre d'engagements internationaux pris, par exemple, au titre de l'Accord portant création de l'AIE ou des plans d'urgence nationaux. Elles sont réparties en cinq groupes : (1) réserves stratégiques ou d'urgence ; (2) limitation de la demande dont rationnement ; (3) capacité de remplacement d'un combustible par un autre ; (4) capacité de réserve ; (5) capacité de production minimale garantie. Le tableau 2.4 donne un exemple de liste de contrôle. Une mesure qui n'est pas disponible sera notée 0 ; mise en œuvre, elle sera notée 1. Sa note sera de 2 si elle est mise en œuvre et testée, ce qui signifie si elle est démontrée dans la pratique ou si les procédures ont été testées. Comme précédemment, ces notes sont multipliées par la contribution relative aux SEP ou à la DFE. En additionnant toutes les valeurs, puis en multipliant la somme par 10, on obtient l'indice de la capacité de contenir le risque MA (valeur comprise entre 0 et 100).

Pour savoir si un pays dispose d'une capacité d'action suffisante en cas d'interruption d'approvisionnement soudaine, on compare le sous-indice de la capacité de contenir le risque MA à l'indice de risque RA. Cette comparaison ne dit rien sur la capacité du pays à faire face à des interruptions spécifiques, mais elle donne une indication générale de son état de préparation, compte tenu des risques auxquels il est exposé. Si l'indice de risque est supérieur à l'indice de la capacité de le contenir, le pays peut être vulnérable aux interruptions d'approvisionnement soudaines. Dans ce cas, l'indice CCI est calculé comme suit (il est donc inférieur à 100) :

$$CCI = MA/RA \times 100$$

Si l'indice de risque RA est inférieur ou égal à l'indice de la capacité de le contenir MA, la capacité d'action du pays peut être suffisante au regard de la probabilité et de l'impact d'une interruption soudaine. Dans ce cas, on considère que l'indice CCI est égal à 100. Toutefois, si l'indice RA est très inférieur à l'indice MA, il est possible que les coûts des mesures prévues en cas de crise soient supérieurs aux coûts d'une interruption d'approvisionnement soudaine, compte tenu de sa probabilité d'occurrence.

Grâce à cette double analyse, les décideurs d'un pays peuvent se faire une vision claire des principales vulnérabilités à court terme du système énergétique national et des insuffisances des mesures destinées à maîtriser les situations de crise. Ils disposent ainsi d'un cadre structuré d'évaluation des impacts et des solutions à court terme. Cette méthode présente néanmoins plusieurs limites. Les précisions sur les risques sont parfois classées parmi les informations confidentielles pour des raisons de sécurité nationale. Il peut donc s'avérer impossible d'accéder à des données objectives et des procédures normalisées qui permettraient de mesurer les risques pour la sécurité d'approvisionnement, leurs effets et l'efficacité des mesures prises pour y remédier, et de comparer les indices CCI de différents pays. Enfin, il est parfois difficile d'évaluer les risques pour la sécurité d'approvisionnement quand des mesures ont été prises pour y remédier. Les composants redondants et les systèmes de secours réduisent les risques : toutes les mesures de ce type doivent être prises en compte dans le cadre d'une évaluation des risques résiduels.

Tableau 2.3 : Liste de contrôle pour l'évaluation du risque d'interruption soudaine de l'approvisionnement en énergie

Catégorie	Composante du système énergétique	Facteurs de risque			Pondération 1)		Note 2)	Valeur
		Facteurs techn./ organisationnels	Facteurs humains/politiques	Événements naturels	Part normalisée du pétrole dans la production totale de SEP	w1		
Production nationale d'énergie primaire	Production nationale de pétrole	Facteurs techn./ organisationnels	Facteurs humains/politiques	Événements naturels	Part normalisée du pétrole dans la production totale de SEP	w1	0-1-2-3	v1
		Facteurs humains/politiques	Événements naturels					
		Événements naturels						
	Production nationale de gaz naturel	Facteurs techn./ organisationnels	Facteurs humains/politiques	Événements naturels	Part normalisée du gaz dans la production totale de SEP	w2	0-1-2-3	v2
		Facteurs humains/politiques	Événements naturels					
		Événements naturels						
Production nationale de charbon (solides)	Facteurs techn./ organisationnels	Facteurs humains/politiques	Événements naturels	Part normalisée du charbon dans la production totale de SEP	w3	0-1-2-3	v3	
	Facteurs humains/politiques	Événements naturels						
	Événements naturels							
Conversion de l'énergie	Production nationale d'énergies renouvelables	Facteurs techn./ organisationnels	Facteurs humains/politiques	Événements naturels	Part normalisée des énergies renouvelables dans la production totale de SEP	w4	0-1-2-3	v4
		Facteurs humains/politiques	Événements naturels					
		Événements naturels						
	Centrales électriques	Facteurs techn./ organisationnels	Facteurs humains/politiques	Événements naturels	Part normalisée de l'électricité dans la DFE totale	w5	0-1-2-3	v5
		Facteurs humains/politiques	Événements naturels					
		Événements naturels						
Raffineries	Facteurs techn./ organisationnels	Facteurs humains/politiques	Événements naturels	Part normalisée du pétrole (substitut des carburants) dans la DFE totale	w6	0-1-2-3	v6	
	Facteurs humains/politiques	Événements naturels						
	Événements naturels							
Transport terrestre de l'énergie	Gazoducs	Facteurs techn./ organisationnels	Facteurs humains/politiques	Événements naturels	Part normalisée du gaz dans la DFE totale	w7	0-1-2-3	v7
		Facteurs humains/politiques	Événements naturels					
		Événements naturels						
Importations d'énergie	Lignes électriques	Facteurs techn./ organisationnels	Facteurs humains/politiques	Événements naturels	Part normalisée de l'électricité dans la DFE totale	w8	0-1-2-3	v8
		Facteurs humains/politiques	Événements naturels					
		Événements naturels						
	Production de pétrole à l'étranger	Facteurs techn./ organisationnels	Facteurs humains/politiques	Événements naturels	Part normalisée des importations de pétrole dans les importations d'énergie totales	w9	0-1-2-3	v9
		Facteurs humains/politiques	Événements naturels					
		Événements naturels						
Production de gaz naturel à l'étranger	Facteurs techn./ organisationnels	Facteurs humains/politiques	Événements naturels	Part normalisée des importations de gaz dans les importations d'énergie totales	w10	0-1-2-3	v10	
	Facteurs humains/politiques	Événements naturels						
	Événements naturels							
Production d'électricité à l'étranger	Facteurs techn./ organisationnels	Facteurs humains/politiques	Événements naturels	Part normalisée des importations d'électricité dans les importations d'énergie totales	w11	0-1-2-3	v11	
	Facteurs humains/politiques	Événements naturels						
	Événements naturels							

Tableau 2.3 : Liste de contrôle pour l'évaluation du risque d'interruption soudaine de l'approvisionnement en énergie (suite)

Catégorie	Composante du système énergétique	Facteurs de risque			Pondération 1)			Note 2)		Valeur
		Facteurs techn./ organisationnels	Facteurs humains/politiques	Événements naturels	Part normalisée des importations de GNL dans les importations d'énergie totales			0-1-2-3		
Transport de l'énergie importée	Voies de transport maritime du gaz	Facteurs techn./ organisationnels			w12			0-1-2-3	v12	
		Facteurs humains/politiques								
		Événements naturels								
	Voies de transport maritime du pétrole	Facteurs techn./ organisationnels			w13			0-1-2-3	v13	
		Facteurs humains/politiques								
		Événements naturels								
	Voies de transport terrestre du gaz	Facteurs techn./ organisationnels			w14			0-1-2-3	v14	
		Facteurs humains/politiques								
		Événements naturels								
	Voies de transport terrestre du pétrole (gazoduc)	Facteurs techn./ organisationnels			w15			0-1-2-3	v15	
		Facteurs humains/politiques								
		Événements naturels								
	Voies de transport terrestre de l'électricité	Facteurs techn./ organisationnels			w16			0-1-2-3	v16	
		Facteurs humains/politiques								
		Événements naturels								
		Total						RAV		
		Max						48 (16x3)		
		Indice de risque						(RAV/48)*100		

1) SEP : sources d'énergie primaire ; DFE : demande finale d'énergie.

Part : part normalisée dans le sous-groupe (la catégorie) considéré. Le total est égal à 1 dans chaque catégorie.

2) Risque nul : 0 ; risque faible : 1 ; risque moyen : 2 ; risque élevé : 3.

Source : Scheepers *et al.*, 2007.

Tableau 2.4 : Liste de contrôle pour évaluer les mesures mises en place pour contenir une interruption soudaine de l'approvisionnement en énergie

Catégorie	Élément du système énergétique			Pondération 1)		Note 2)	Valeur
	Pétrole	Réserves de pétrole		w1	w2		
Stocks d'urgence	Charbon (dont tourbe)	Réserves de charbon (dont tourbe)		w2		0-1-2	v1
	Gaz	Réserves de gaz (GNL et stockage souterrain de gaz)		w3		0-1-2	
		Électricité	Gestion de la demande		w4		
Limitation de la demande et rationnement		Procédures de rationnement				0-1-2	v2
		Contrats interruptibles				0-1-2	
		Carburants (dérivés du pétrole)	Utilisateurs prioritaires			0-1-2	
			Procédures de rationnement			0-1-2	
Capacité de remplacement d'un combustible par un autre		Autres procédures				0-1-2	v3
		Centrales multi-combustibles (pétrole/gaz)				0-1-2	
		Chaudières industrielles multi-combustibles (pétrole/gaz)				0-1-2	
Capacité de réserve		Capacité d'importation				0-1-2	v4
		Réserve de production				0-1-2	
		Capacité de transport (gazoducs) de réserve				0-1-2	
		Raffineries	Capacités de réserve pour production de carburants			0-1-2	
Production immobilisée		Production nationale de pétrole				0-1-2	v5
		Charbon (dont tourbe)	Production nationale de charbon (dont tourbe)			0-1-2	
		Gaz	Production nationale de gaz			0-1-2	
				Total			MAV
				Max			10 (5x2)
				Indice de la capacité de contenir le risque			MAV/10*100

1) SEP = sources d'énergie primaire ; DFE = demande finale d'énergie.

Part = part normalisée dans le sous-groupe (la catégorie) considéré. Le total est égal à 1 dans chaque catégorie.

2) Non disponible = 0 ; mis en œuvre = 1 ; mis en œuvre et testé = 2.

Source : Scheepers *et al.*, 2007.

Conclusions

Le modèle moyenne-variance illustre le fort effet portefeuille de l'option nucléaire sur un portefeuille d'actifs de production, étant donné les différences notables en termes de coûts et de risques qui existent entre les centrales nucléaires et les centrales thermiques à flamme. Cette démarche s'oppose radicalement à celle des modélisations classiques du développement d'un système électrique, qui ne tiennent compte que des coûts spécifiques à chaque technologie sans considérer les attributs des risques de coûts de ces technologies dans le système de production complet. Néanmoins, comme les résultats obtenus sont fondés sur les coûts unitaires escomptés par catégorie de coûts, les prévisions des risques de coûts et les covariances calculées pour tous les couples d'actifs de production, cette démarche ne peut être utilisée que pour des analyses prospectives à court ou à moyen terme.

Les modèles de fiabilité du système électrique, comme le modèle d'analyse décisionnel présenté ci-dessus, peuvent donner une vision précise de la contribution des centrales nucléaires à la sécurité énergétique, compte tenu de l'évolution de la part du nucléaire dans le portefeuille des actifs de production et des capacités du réseau du pays. De nature probabiliste, ces modèles ne peuvent eux aussi être utilisés que pour des analyses prospectives à court terme ou, tout au plus, à moyen terme.

Les modèles « d'extraction de données » fondés sur la logique floue tels que le modèle du système hongrois peuvent révéler des informations inattendues sur les facteurs corrélés à la sécurité d'approvisionnement énergétique, y compris des facteurs qualitatifs. À partir de données historiques utilisées de façon semi-heuristique, on détermine les probabilités et les tolérances associées pour les systèmes électriques. Grâce à ces modèles, on peut connaître la probabilité approximative de panne du système sans toutefois pouvoir faire un diagnostic des composants les plus vulnérables à considérer en priorité, ce que les modèles de la fiabilité du système électrique peuvent fournir.

Les modèles économiques tels que celui du CRIEPI permettent d'attribuer une valeur économique à la contribution des centrales nucléaires au système de production d'électricité d'un pays. On peut ainsi estimer notamment la rentabilité de la contribution du nucléaire à la production d'électricité, ou encore la valeur ajoutée du nucléaire en termes de sécurisation du système électrique national.

Enfin, l'indice de capacité d'action en cas de crise se trouve à la croisée des réflexions économique et politique. Comme il intègre à la fois des indicateurs quantitatifs objectifs et des facteurs qualitatifs subjectifs, la méthode prête à la critique. Néanmoins, il rappelle une fois de plus que la sécurité d'approvisionnement énergétique relève aussi de la politique. Cet indice a donc une double fonction. D'une part, il souligne la nature hybride de tous les modèles de la sécurité d'approvisionnement énergétique, dont les paramètres et hypothèses sont fonction des points spécifiques que les chercheurs étudient. D'autre part, il fournit un outil transparent, pragmatique et utile d'organisation des diverses données concernant la sécurité d'approvisionnement énergétique d'un pays donné. Comme nous venons de le voir, tous ces modèles ne sont qu'une des sources qui alimenteront le débat en cours sur ce que la sécurité d'approvisionnement énergétique représente pour les différents pays et parties prenantes.

2.5 Indicateur de l'offre et de la demande (S/D)

L'indicateur de l'offre et de la demande (S/D) est un indicateur composite construit à partir d'importants facteurs relatifs à l'offre et à la demande, qui vise à évaluer la sécurité d'approvisionnement énergétique à moyen et à long terme dans une région spécifique. Il est normalisé, donc peut prendre une valeur comprise entre 0 (très bas niveau de sécurité) et 100 (très haut niveau de

sécurité). Il inclut la demande finale d'énergie, la conversion et le transport de l'énergie et l'approvisionnement en énergies primaires, donc, en principe, le système énergétique complet¹⁴. L'indicateur S/D a donné naissance à l'indicateur simplifié de l'offre et de la demande (SSDI) utilisé au chapitre 3 pour analyser de façon systématique l'évolution de l'approvisionnement en énergie au cours des 40 dernières années dans quelques pays de l'OCDE. La principale différence entre l'indicateur SSDI et son précurseur tient au fait que l'indicateur SSDI a été adapté pour que l'on puisse travailler sur les seules données homogènes dont on dispose sur les 40 dernières années, à savoir les *Statistiques de l'énergie de l'AIE*. Les règles de notation (voir ci-après) ont aussi été simplifiées, et leur domaine d'application, l'Union européenne et la Norvège, a été étendu à l'ensemble de l'OCDE.

L'indicateur S/D utilise quatre types de données d'entrée, deux de nature objective et deux de nature plus subjective. Les données relativement objectives sont les parts respectives des différentes catégories de l'offre (pétrole, gaz, charbon, nucléaire, énergies renouvelables, autres) et de la demande (domestique, industriel, tertiaire, transports) et les valeurs qui caractérisent le rendement, le dimensionnement et la fiabilité des systèmes de conversion et de transport des énergies secondaires (électricité, gaz, chaleur, carburants). La figure 2.12 illustre le cadre conceptuel et répertorie les composants du modèle général de l'indicateur S/D. Les données subjectives sont les pondérations destinées à représenter la contribution relative de chaque composant à l'indicateur (par exemple, parts relatives de l'offre et de la demande ou encore des importations provenant de l'UE et d'autres pays) ainsi que les règles de notation appliquées pour déterminer les différents niveaux de vulnérabilité perçus.

Règles de notation

Les règles de notation sont les suivantes :

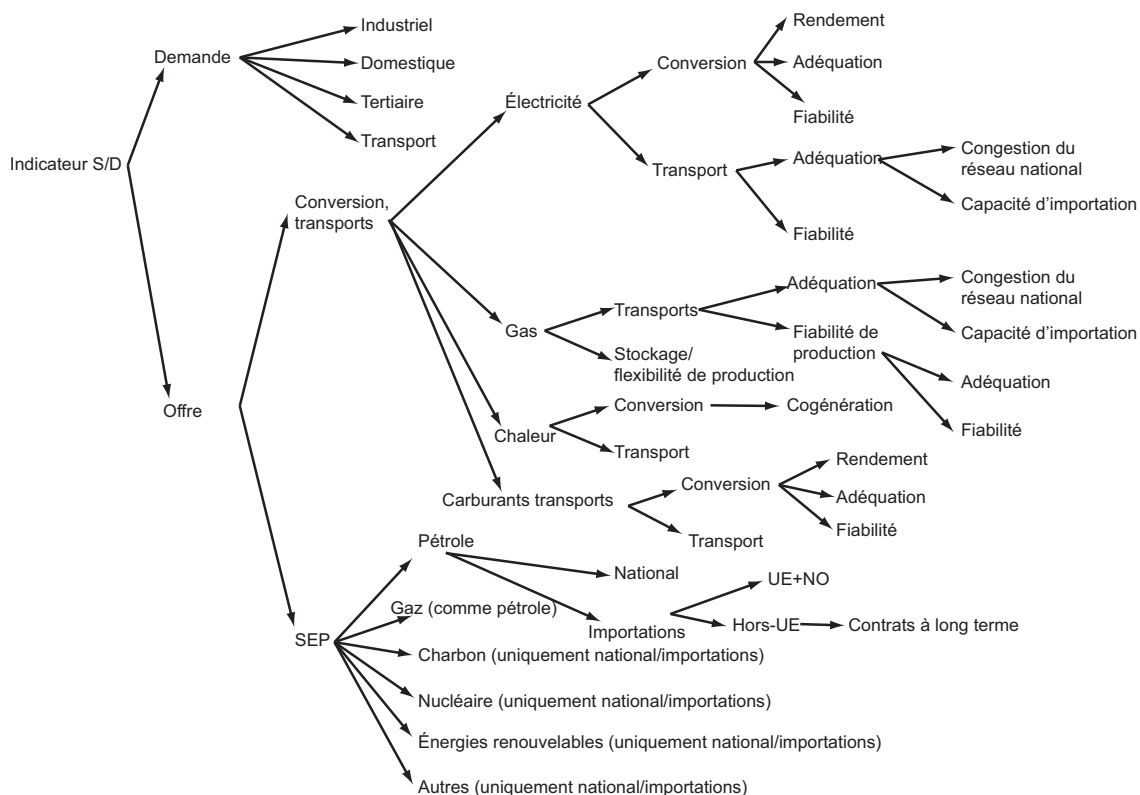
- Les *importations de pétrole et de gaz* ne bénéficient d'une note positive que si le pourcentage que représentent les importations d'UE et de Norvège et une part pondérée des importations de pays hors UE régies par des contrats à long terme sont supérieurs à un seuil minimum.
- Dans la catégorie des approvisionnements en énergies primaires (SEP), *l'énergie nucléaire* obtient une note par défaut de 100 car les risques liés à l'approvisionnement en uranium sont jugés négligeables.
- Comme on suppose que les approvisionnements en *charbon, énergies renouvelables (principalement biomasse) et autres énergies* sont suffisamment diversifiés, on affecte à ces SEP une note minimum de 70 s'il n'y a que des importations. À partir de ce seuil, la note augmente de façon inversement proportionnelle à la part des importations (elle augmente donc avec le pourcentage de la production nationale).
- Pour évaluer le *rendement de la production d'électricité* (partie de la branche « conversion de l'énergie »), on attribue un score minimal au rendement minimal (35 %) et un score maximal au rendement maximal (50 %). Le score varie en proportion entre ces deux extrêmes.
- *L'adéquation du réseau électrique* dépend de la congestion du réseau national et de la capacité d'importation. On attribue à cette dernière un score compris entre 0 et 5 %. La

14. Cette section s'inspire largement de Scheepers *et al.* (2007).

valeur maximale est dérivée de l'objectif de Barcelone : lors du Conseil européen de Barcelone en 2002, il a été convenu de porter les niveaux minimaux d'interconnexion entre États membres à 10 % de la puissance installée nationale. Au-dessus de 5 %, la capacité d'importation est totalement prise en compte dans un facteur de réserve qui inclut à la fois la capacité du réseau national et la capacité d'importation.

Les règles de notation sont subjectives par nature. Néanmoins, la fourchette de variation plausible des paramètres, exprimée par les pondérations affectées aux différents composants de l'indice S/D, est relativement limitée.

Figure 2.12 : Structure de l'indicateur de l'offre et de la demande



Source : Scheepers *et al.*, 2007.

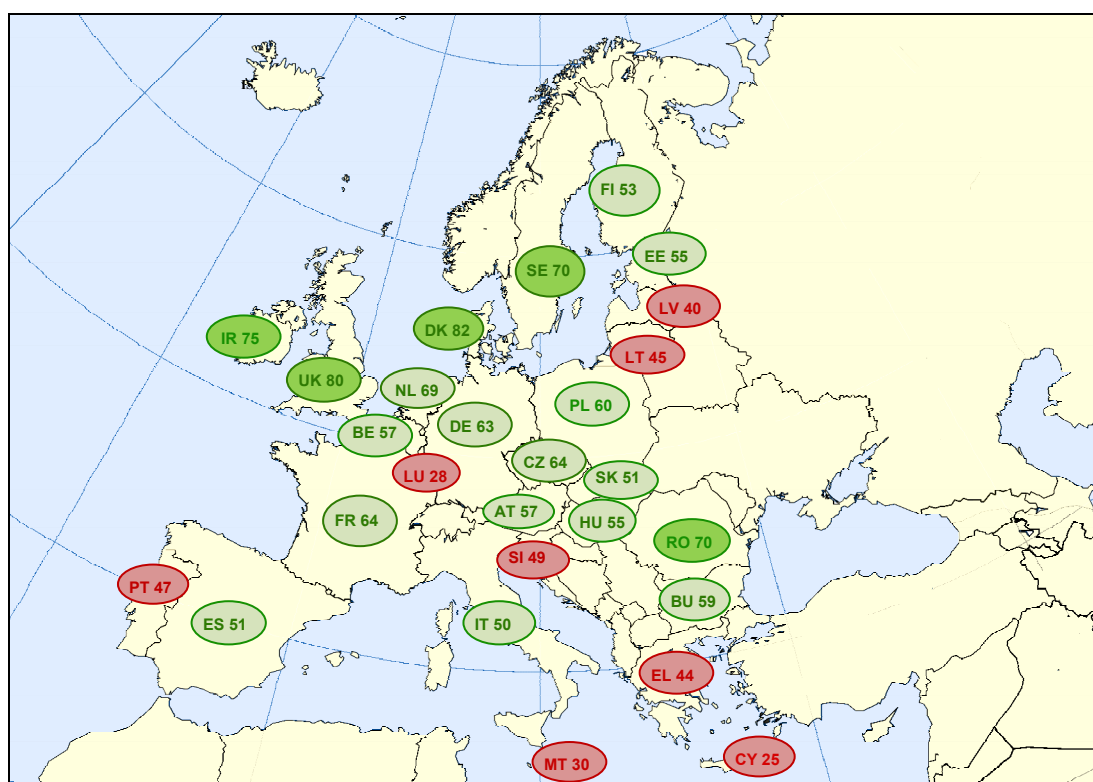
Exemples d'applications

À titre d'exemple d'utilisation, on peut calculer l'indice S/D de l'UE 27 et de ses États membres en 2005 et 2020 (voir figures 2.13 et 2.14 respectivement). Les résultats se fondent surtout sur des données de bilans énergétiques tirés principalement des statistiques d'Eurostat (Eurostat, 2006), de l'AIE (AIE, 2006) et du scénario de référence sur les tendances de l'UE entre 2005 et 2030 « *EU Trends to 2030 – update 2005* » (CE, 2006). Le modèle combine ces informations avec des facteurs de pondération et des règles de notation définis par défaut.

La moyenne non pondérée de l'indicateur S/D des 27 États membres de l'UE est d'environ 56 pour 2005. Les valeurs s'échelonnent de 25 (Chypre) à 82 (Danemark). Dans la situation par défaut, les différences de scores entre pays découlent principalement des divergences entre indices

intermédiaires calculés pour les sources d'énergie primaire. Les États membres très dépendants des importations de pétrole et de gaz, et dont la majeure partie des importations ne proviennent pas de la zone UE/Norvège, obtiennent une valeur plutôt faible de l'indicateur S/D. Il s'agit des États suivants : Chypre, Grèce, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Malte et Portugal. À l'autre extrémité de la fourchette, les États membres qui importent du pétrole et du gaz de l'UE ou de la Norvège ou qui investissent dans les énergies renouvelables ou la cogénération ont un indicateur S/D plutôt élevé. On y retrouve le Danemark (82), l'Irlande (75) et, dans une moindre mesure, la Suède (70). L'indicateur S/D de la France (64) est assez élevé du fait de la contribution importante du nucléaire à son bouquet de SEP. De même, les indicateurs S/D de la République slovaque et de la Lituanie, initialement faibles, sont considérablement relevés par la contribution importante du nucléaire au parc. Comme la plupart des grands pays (Allemagne, France, Royaume-Uni) obtiennent un score élevé, l'indicateur correspondant à l'ensemble de l'UE27 est lui aussi élevé (65). Les projections réalisées pour 2020 révèlent certaines évolutions notables.

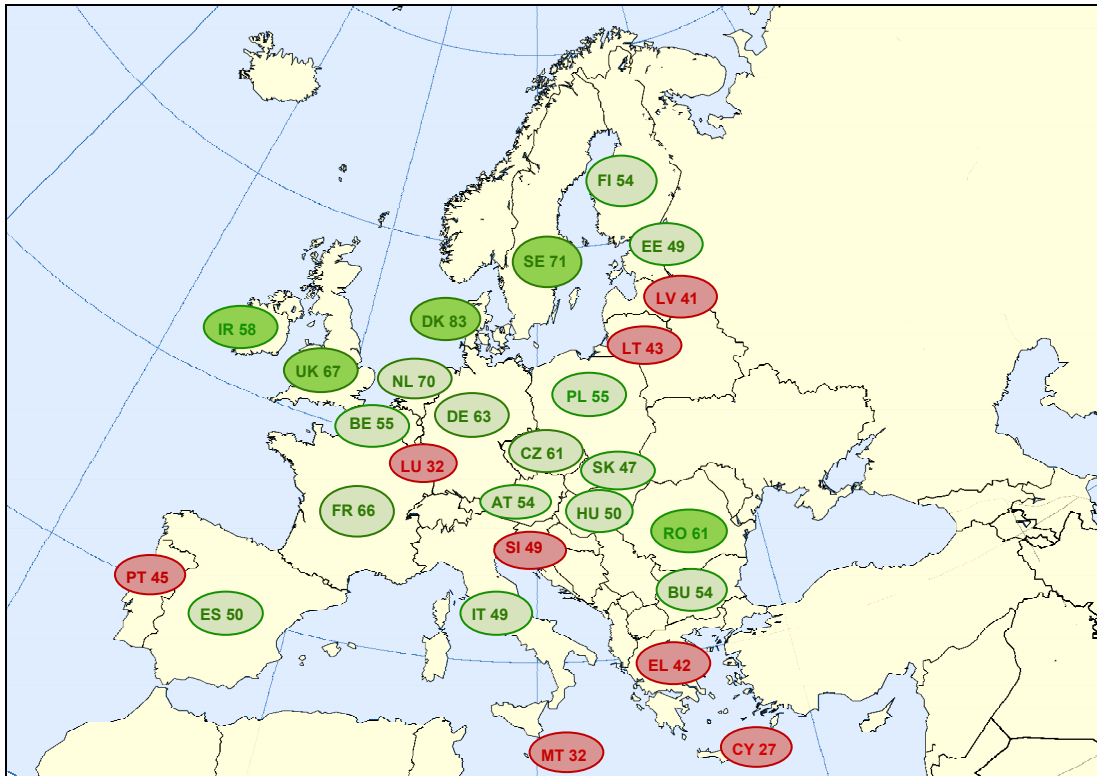
Figure 2.13 : Indicateurs S/D des États membres de l'UE en 2005



Source : Scheepers *et al.* (2007) et AEN.

D'ici 2020, le niveau global de la sécurité énergétique de l'Union européenne devrait décroître. Par exemple, les calculs prévoient une détérioration importante de la sécurité énergétique de l'Irlande et du Royaume-Uni qui devraient importer davantage d'énergie primaire de pays autres que la zone UE et la Norvège. S'agissant des pays où l'énergie nucléaire représente une part importante des SEP, la France voit son indicateur s'améliorer encore du fait du développement prévu de son secteur nucléaire, tandis que les indicateurs de la République slovaque et de la Lituanie (fermeture de la centrale d'Ignalina) reculent avec la part de l'énergie nucléaire dans leur bouquet énergétique. Dans le cas de la Lituanie, le déclin prévu est accentué par des évolutions défavorables du côté de la demande.

Figure 2.14 : Indicateurs S/D des États membres de l'UE en 2020



Source : Scheepers *et al.* (2007) et AEN.

Évaluation

L'indicateur S/D a été testé et appliqué à l'évaluation de la sécurité énergétique de plusieurs pays. Il est facilement utilisable pour des comparaisons. De plus, la méthodologie a le mérite d'être transparente : grâce au diagramme de la figure 2.12, on peut aisément appréhender le champ d'application et la structure des analyses. La modularité est un autre avantage du modèle : tout utilisateur peut aisément construire sa propre variante de l'indicateur à partir de ce même diagramme et ainsi obtenir une vision informée de la sécurité énergétique du point de vue qui l'intéresse. Enfin, l'indicateur S/D semble plus complet que la plupart des autres indicateurs composites puisqu'il inclut certaines caractéristiques importantes de la demande.

Pendant, cette méthode comporte aussi un certain nombre de limites. Premièrement, les détails du modèle sont assez complexes (toutefois, cette complexité ne brouille pas les détails des calculs : le rôle de chaque composant peut être déterminé assez facilement). Deuxièmement, l'indicateur tient compte de la place de la demande d'énergie dans l'économie, ce qui est bien, mais, comme la modélisation sépare entièrement la demande de l'offre, des facteurs de pondération subjectifs doivent être associés aux composants de la demande comme à ceux de l'offre. Dans l'idéal, le modèle devrait identifier l'impact des perturbations potentielles de l'approvisionnement en énergie dans un cadre intégré d'évaluation de la chaîne de l'offre et de la demande (ECOFYS *et al.*, 2009, p. 297). Troisièmement, la production d'électricité ne constitue qu'une petite partie du modèle. Quatrièmement, le modèle ne tient pas compte des externalités autres que la sécurité d'approvisionnement énergétique. Les problèmes tels que l'intensité carbone et la pollution locale (charbon et gaz), la prolifération et le stockage des déchets (nucléaires) ou l'intermittence (énergies renouvelables) ne sont pas évoqués. Cinquièmement, le modèle est, par essence, un modèle statique monopériodique puisqu'une seule

exécution ne produit aucune caractéristique dynamique. Enfin et surtout, dans la chaîne de l'offre d'énergies primaires, la dimension géopolitique et stratégique est moins bien rendue par ce modèle que par d'autres, par exemple les modèles de calcul des indicateurs de diversité.

2.6 Observations finales

Nous avons passé en revue dans ce chapitre diverses méthodes permettant d'évaluer, à l'aide d'indicateurs pertinents pour l'action publique, les risques pour la sécurité d'approvisionnement énergétique et des mesures destinées à les contenir. Une attention particulière a été portée à la contribution spécifique du nucléaire. Comme la sécurité d'approvisionnement énergétique est un problème complexe et multidimensionnel dont la perception peut varier avec les parties prenantes mais aussi les pays, il n'existe pas de méthode parfaite qui dessine un panorama complet de la situation. C'est pourquoi on a recours à plusieurs indicateurs qui, chacun, peuvent fournir des informations quantitatives sur certains aspects de la sécurité énergétique.

Par ailleurs, il existe des démarches de modélisation, avec chacune ses propres atouts et faiblesses, qui fournissent aux décideurs les informations dont ils ont besoin pour prendre des décisions éclairées quant à la sécurité énergétique, sous réserve que les chiffres sur la sécurité énergétique soient dûment étayés par les explications requises. Enfin, il est nécessaire de bien comprendre les conditions générales d'application ainsi que les facteurs internes et externes, plus qualitatifs, qui peuvent avoir un impact sur la sécurité future des systèmes énergétiques.

En fin de compte, chaque chercheur devra adopter les indicateurs les plus aptes à lui fournir les réponses aux questions stratégiques qu'il se pose. Dans le contexte de ce projet de l'AEN sur la sécurité énergétique et l'énergie nucléaire, il a été estimé que la version simplifiée de l'indicateur de l'offre et de la demande, décrite au chapitre 3, donne la mesure la plus appropriée de la sécurité énergétique dans les pays de l'OCDE quand on souhaite déterminer la contribution potentielle du nucléaire à la sécurité énergétique.

Références

- AEN/AIEA (2008), *Uranium 2007 : Ressources, production et demande – Le livre rouge*, Agence de l'énergie nucléaire, OCDE, Paris, France.
- AEN/AIEA (2010), *Uranium 2009 : Ressources, production et demande – Le livre rouge*, Agence de l'énergie nucléaire, OCDE, Paris, France.
- AIE (2001), *Toward a Sustainable Energy Future*, Agence internationale de l'énergie, OCDE, Paris, France.
- AIE (2006), *Natural Gas Information 2006 – with 2005 data*, Agence internationale de l'énergie, OCDE, Paris, France.
- AIE (2007), *Energy Security and Climate Policy: Assessing Interactions*, Agence internationale de l'énergie, OCDE, Paris, France.
- AIEA, DAES-ONU, AIE, Eurostat, AEE (2005), *Indicateurs énergétiques du développement durable : lignes directrices et méthodologies*, Agence internationale de l'énergie atomique, Vienne, Autriche.

- Ajodhia, V. (2006), *Regulating Beyond Price – Integrated Price-Quality Regulation for Electricity Distribution Networks*, thèse de PhD, Delft University of Technology, Delft, Pays-Bas.
- Alhajji, A.F. (2008), “What is Energy Security?”, *Energy Politics* (4), printemps, n° 4, pp. 62-82.
- APEREC (2007), *A Quest for Energy Security in the 21st Century – Resources and Constraints*, APERC Mid-Year Workshop 2006, Session 3, Asia Pacific Energy Research Centre, The Institute of Energy Economics, Tokyo, Japon, www.ieej.or.jp/aperc/Workshop2006.html.
- Awerbuch, S. (2000), “Investing in Photovoltaics: Risk, Accounting and the Value of New Technology”, *Energy Policy*, Numéro spécial, vol. 28, n° 14 (novembre).
- Awerbuch, S. et M. Berger (2003), *EU Energy Diversity and Security: A mean-Variance Portfolio Approach*, AIE/EET Working Paper No. EET/2003/03, AIE/OCDE, Paris, France.
- Awerbuch, S., A. Stirling, J.C. Jansen et L.W.M. Beurskens (2006), “Full-spectrum Portfolio and Diversity Analysis of Energy Technologies”, in K.B. Leggio, D.L. Bodde et M.L. Taylor (dir. pub.), *Managing Enterprise Risk: What the Electric Industry Experience Implies for Contemporary Business*, Elsevier, Amsterdam, Pays-Bas, pp. 202-222.
- Bar-Lev, D. et S. Katz (1976), “A Portfolio Approach to Fossil Fuel Procurement in the Electric Utility Industry”, *Journal of Finance*, 31(3), p. 933-947.
- BERR (2006), *JESS – Long-term Security of Energy Supply*, Joint energy security of supply working group (JESS), 7th Report, Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform (BERR), décembre, Londres, Royaume-Uni, <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/tna/+/> <http://www.berr.gov.uk/files/file35989.pdf>.
- BERR (2007), *Expected Energy Unserved: A Quantitative Measure of Security of Supply*, Contribution to the Energy Markets Outlook Report, Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform (BERR), octobre, URN 07/1522, Londres, Royaume-Uni, <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+/> <http://www.berr.gov.uk/files/file41822.pdf>.
- Bhattacharyya (2009), “Fossil-fuel Dependence and Vulnerability of Electricity Generation: Case of Selected European Countries”, *Energy Policy*, 37(6), pp. 2 411-2 420.
- Billinton, R. et R.N. Allan (1996), *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd Ed. Plenum Press, New York, États-Unis.
- Billinton, R. et W. Li (1994), *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*, Plenum Press, New York, États-Unis.
- Bohi D.R. et M.A. Toman (1996), *The Economics of Energy Supply Security*. Kluwer, Norwell, États-Unis.
- Bolinger, M., M. Wiser et M. Golove (2006), “Accounting for Fuel Price Risk when Comparing Renewable to Gas-fired Generation: The Role of Forward Natural Gas Prices”, *Energy Policy*, 34, pp. 706-720.

Blyth, W. et N. Lefèvre (2004), *Energy Security and Climate Change; An Assessment Framework*, Agence internationale de l'énergie (AIE), OCDE, Paris, France, www.iea.org/papers/2004/EnergySecurity_%20ClimateChange_COP10.pdf.

BP (2009), *BP Statistical Review of World Energy*, www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2009_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2009.pdf.

CE (2006), *European Energy and Transport Trends to 2030 – update 2005*, Commission européenne, Direction générale de l'énergie et des transports, Office des publications de l'Union européenne, Luxembourg, mai 2006.

CME (2008), *Europe's Vulnerability to Energy Crises*, Conseil mondial de l'énergie, Londres, Royaume-Uni.

Dobson, I. *et al.* (2007), "Complex Systems Analysis of Series of Blackouts: Cascading Failure, Critical Points, and Self-organization", *Chaos*, 17.

ECOFYS, ERAS, REDPOINT (2009), *Analysis of Impacts of Climate Policies on Energy Security. Final Report*, Rapport préparé pour la direction générale de l'environnement de la Commission européenne, Londres/Utrecht, Royaume-Uni.

EnergiNet DK (2007), *System Plan 2007*, Fredericia, octobre 2007.

Entso-E (2009a), *System Adequacy Methodology*, UCTE (Union pour la coordination du transport de l'électricité), janvier 2009, Bruxelles, Belgique.

Entso-E (2009b), *Operation Handbook: P1- Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C]*, UCTE (Union pour la coordination du transport de l'électricité), rev. 15, avril 2009, Bruxelles, Belgique.

Entso-E (2009c), *Operation Handbook: P3- Policy 3: Operational Security*, UCTE (Union pour la coordination du transport de l'électricité), rev. 15, avril 2009, Bruxelles, Belgique.

Entso-E (2009d), *System Adequacy Retrospect 2008*, UCTE (Union pour la coordination du transport de l'électricité), Bruxelles, Belgique.

Eurostat (2006), *Energy and Transport in Figures - Statistical Pocketbook 2005*, ISBN 92-79-00569-3, Direction générale de l'énergie et des transports, Office des publications de l'Union européenne, Luxembourg, ou fichiers Excel téléchargeables à l'adresse <http://epp.eurostat.cec.eu.int/>.

Fabozzi, F., F. Gupta, H. Markowitz (2002), "The Legacy of Modern Portfolio Theory", *Journal of Investing, Institutional Investor*, automne 2002, pp. 7-22.

Grubb, M., L. Butler, P. Twomey (2006), "Diversity and Security in UK Electricity Generation: The Influence of Low-carbon Objectives", *Energy Policy*, vol. 34, pp. 4 050-4 062.

Hill, M.O. (1973), "Diversity and Evenness: A Unifying Notation and Its Consequences", *Ecology*, vol. 54 (2), pp. 427-432.

- Jansen, J.C. (2009), *Energy Services Security: Some Metrics and Policy Issues*, Paper presented at the 4th ENERDAY Conference on Energy Economics and Technology, 3 avril 2009, TU Dresde, Allemagne.
- Jansen, J.C., W.G. van Arkel et M.G. Boots (2004), *Designing Indicators of Long-term Energy Supply Security*, Report ECN-C—04-007, janvier, ECN, Petten, Pays-Bas, www.ecn.nl/docs/library/report/2004/c04007.pdf.
- Jansen, J.C., L.W.M. Beurskens et X. van Tilburg (2006), *Application of Portfolio Analysis to the Dutch Generating Mix*, Report ECN-E—05-100, ECN, février, Petten, Pays-Bas, www.ecn.nl/docs/library/report/2005/c05100.pdf.
- Jansen, J.C. et S.J.A. Bakker (2006), *Social Cost-benefit Analysis of Climate Change Mitigation Options in a European Context*, Report ECN-E—06-059, ECN, décembre, Petten, Pays-Bas. www.ecn.nl/docs/library/report/2006/e06059.pdf.
- Jansen, J.C. et A.J. Seebregtss (2010), “Long-term Energy Services Security: What is it and how can it be Measured and Valued?”, *Energy Policy*, vol. 38, pp. 1 654-1 664.
- Jansen, J.C. et A.J. van der Welle (à paraître), “Should we Aim for Energy Services Security rather than Energy Security?”, in B.K. Sovacool (dir. pub.), *The Routledge Energy Security Handbook*.
- Kendell, J.M. (1998), *Measures of Oil Import Dependence*, US Energy Information Administration (EIA), Department of Energy (ministère de l'Énergie), à l'adresse www.eia.doe.gov/oiarf/archive/issues98/oimport.html.
- Kessides, I.N. (2010), “Nuclear Power: Understanding the Economic Risks and Uncertainties”, *Energy Policy* (38), pp. 3 849-3 864.
- Mandil, C. (2008), *Sécurité énergétique et Union Européenne: Propositions pour la présidence française*, Rapport au Premier ministre, 21 avril 2008.
- Markowitz, H. (1952), “Portfolio Selection”, *The Journal of Finance*, vol. VII (1), p. 77-91.
- McCarthy, R.W., J.M. Ogden et D. Sperling (2008), “Assessing Reliability in Energy Supply Systems”, *Energy Policy* (35), pp. 2 151-2 162.
- Nagano, K. *et al.* (2008), “A Valuation Study of Fuel Supply Stability of Nuclear Energy”, CRIEPI Research Report No.Y07008, Central Research Institute of Electric Power Industry, Tokyo, Japon, <http://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y07008.html> (en japonais).
- Neff, T.L. (1997), *Improving Energy Security in Pacific Asia: Diversification and Risk Reduction for Fossil and Nuclear Fuels*, Report commissioned by the Pacific Asia Regional Energy Security (PARES) Project, décembre.
- NMa (2008), *Monitoring Energy Markets 2007*, Netherlands Competition Authority, La Haye, Pays-Bas.
- OCDE (2008), *Handbook on Constructing Composite Indicators: Methodology and User Guide*, in collaboration with European Commission, Joint Research Centre, OCDE, Paris, France, www.oecd.org/dataoecd/37/42/42495745.pdf.

- Patterson, W. (2007), *Keeping the Lights On; Towards Sustainable Electricity*, Earthscan, Londres, Royaume-Uni.
- Percebois, J. (2006), *Dépendance et vulnérabilité : Deux façons connexes mais différentes d'aborder les risques énergétiques*, CREDEN, Université de Montpellier, France.
- Rao, C.R. (1982), "Diversity and Dissimilarity Coefficients: A Unified Approach", *Theoretical Population Biology*, vol. 21, pp. 24-43.
- Redpoint (2008), *Implementation of the EU 2020 Renewable Target in the UK Electricity Sector: Renewable Support Schemes*, Version I.0, 23 juin 2008, Redpoint Energy Ltd, A report for Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform (BERR), Londres, Royaume-Uni.
- Roques, F., D. Newberry, W. Nuttall, R. de Neufville et S. Connors (2006a), "Fuel Mix Diversification Incentives in Liberalized Electricity Markets: A Mean-variance Portfolio Theory Approach", *Energy Economics*, vol. 30, pp. 1 831-1 849.
- Roques, F., D. Newbery, W. Nuttall, R. de Neufville et S. Connors (2006b), "Nuclear Power: A Hedge against Uncertain Gas and Carbon Prices?", *The Energy Journal*, vol. 27 (4), pp. 1-24.
- Roques, F., D. Newberry et W. Nuttall (2008), "Fuel Mix Diversification Incentives in Liberalized Electricity Markets: A Mean-variance Portfolio Theory Approach", *Energy Economics*, vol. 30, pp. 1 831-1 849.
- Scheepers, M.J.J., A.J. Seebregtss, J.J. de Jong et J.M. Maters (2006), *EU Standards for Energy Security of Supply*, ECN-C-06-039, juin 2006, Energy Research Centre of the Netherlands and Clingendael International Energy Program, Petten/Amsterdam/ La Haye, Pays-Bas.
- Scheepers, M.J.J., A.J. Seebregtss, J.J. de Jong et J.M. Maters (2007), *EU Standards for Energy Security of Supply – Updates on the Crisis Capability Index and the Supply/Demand Index. Quantification for EU-27*, ECN-E-07-004, avril 2007, Energy Research Centre of the Netherlands and Clingendael International Energy Program, Petten/Amsterdam/La Haye, Pays-Bas.
- SEI (2006), *Security of Supply in Ireland 2006*, Sustainable Energy Ireland, Energy Policy Statistical Support Unit, décembre, Dublin, Irlande.
- SEI (2007), *Security of Supply in Ireland 2007*, Sustainable Energy Ireland, Energy Policy Statistical Support Unit, novembre, Dublin, Irlande.
- Stirling, A. (1994), "Diversity and Ignorance in Electricity Supply Investment. Addressing the Solution Rather than the Problem", *Energy Policy*, vol. 22, pp. 195-216.
- Stirling, A. (1998), *On the Economics and Analysis of Diversity*, SPRU Electronic Working Paper Series, Paper No. 28.
- Stirling, A. (2008), "Diversity and Sustainable Energy Transitions: Multicriteria Diversity Analysis of Electricity Portfolios", in M. Bazilian, F. Roques (dir. pub.), *Analytical Methods for Energy Diversity and Security*, Elsevier, Oxford, Royaume-Uni, pp. 3-29.

- Stirling, A. (2010), “Multicriteria Diversity Analysis: A Novel Heuristic Framework for Appraising Energy Portfolios”, *Energy Policy*, (38), pp. 1 622-1 634.
- Ujita, H. (2007), *Role of Nuclear Energy in Environment, Economy, and Energy Issues of the 21st Century*, The Institute of Applied Energy, Tokyo, Japon.
- Ujita, H. et Matsui, K. (2006), “Nuclear Energy Role and Potential for Global Sustainable Development”, 15th Pacific Basin Nuclear Conference, 15-20 octobre 2006, Sydney, Australie.
- Welle, A.J. van der et B.C.C. van der Zwaan (2007), “An Overview of Selected Studies on the Value of Lost Load (VOLL)”, Section 2 in WP5 report on *National and EU Level Estimates of Energy Securities*, CASES project, D5.1, décembre.
- Welle, A.J. van der, J. de Joode et F. van Oostvoorn (2009), *Regulatory Road Maps for the Optimal Integration of Intermittent RES-E/DG in Electricity Systems*, Final Report, IEE RESPOND Project.
- Wels, Henk C. (2008), “Qualitative and Quantitative Models”, Working Paper for the NEA Expert Group on the Security of Energy Supplies, OCDE/AEN, Paris, France.
- Wels, Henk C. (2009), “A Decision Analysis Model for Security of Supply”, KEMA Technical and Operational Services, 50700007-TOS/NRI 09-2504, Arnhem, Pays-Bas.

Chapitre 3

ÉVOLUTION DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE DANS LES PAYS DE L'OCDE

Le premier chapitre de ce rapport était consacré à la définition de la sécurité énergétique, à son étude dans une double perspective économique et géopolitique, puis à l'analyse de la contribution de l'énergie nucléaire. Le deuxième chapitre présentait divers indicateurs et modèles permettant de quantifier certains aspects de cette sécurité.

Dans ce troisième chapitre, on se propose de créer un modèle afin d'évaluer l'évolution du niveau de sécurité énergétique au cours du temps puis d'analyser comment l'énergie nucléaire contribue à renforcer la sécurité de la production électrique. Ce modèle est construit à partir de l'indicateur de l'offre et de la demande présenté à la section 2.5. Le chapitre suivant sera consacré à la relation entre les attitudes du public vis-à-vis de la sécurité énergétique et du nucléaire.

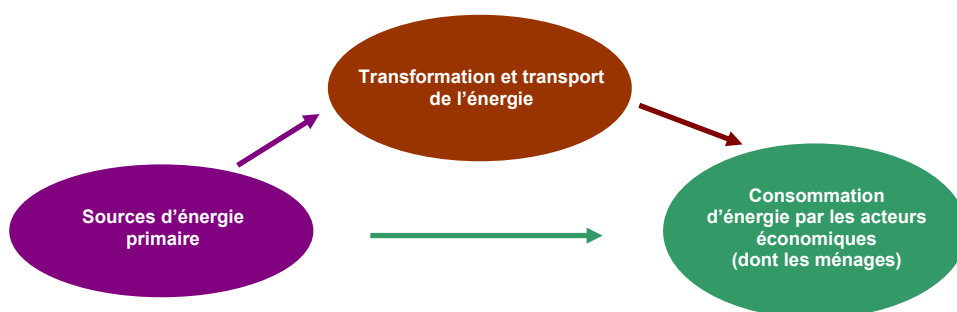
3.1 Mesure de la sécurité énergétique au cours du temps

Pour comparer l'évolution du niveau de sécurité énergétique dans plusieurs pays, il est nécessaire d'utiliser un critère de mesure quantitatif temporel. Pour que l'étude soit aussi complète que possible, tous les principaux aspects techniques, économiques et politiques doivent être pris en compte.

La sûreté de fonctionnement technique des systèmes électriques est généralement évaluée à l'aide d'une étude de fiabilité : on utilise l'historique des fréquences de panne des composants élémentaires pour calculer la probabilité du système complet d'accomplir la fonction pour laquelle il a été conçu, au cours du temps. Si ce type d'analyse de fiabilité est bien établi pour les systèmes techniques, il est plus difficile à appliquer quand il s'agit d'estimer la sécurité des approvisionnements énergétiques. En effet, aucune loi de probabilité ne peut décrire les risques liés aux fortes variations des prix, stratégies ou connaissances techniques des producteurs d'électricité. On rejoint ici le thème déjà abordé à la section 1.2 : la sécurité énergétique doit relever de l'action publique.

L'autre approche consiste à analyser le degré de diversification des sources d'énergie primaire (SEP), la redondance des infrastructures de production et de transport, et l'efficacité de l'utilisation finale de l'énergie (voir figure 3.1). À partir de ces principaux éléments, on pourra déterminer la sécurité énergétique.

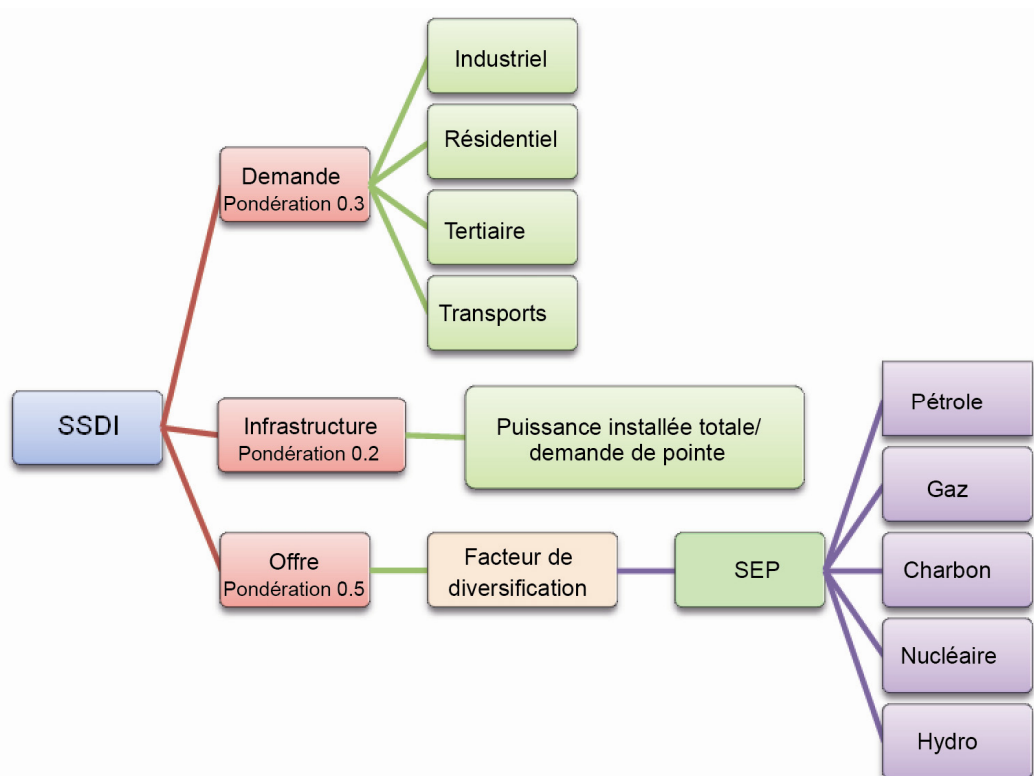
Figure 3.1 : Représentation générale des flux d'énergie dans une économie



Indicateur simplifié de l'offre et de la demande

L'indicateur simplifié de l'offre et de la demande (SSDI) repose sur l'indicateur de l'offre et de la demande (S/D) établi par l'Energy Research Centre of the Netherlands (ECN) et décrit dans Scheepers (2007). Il en est une version légèrement plus simple et sa construction diffère sur certains points.

Figure 3.2 : Facteurs et pondérations utilisés pour construire l'indicateur SSDI



L'indicateur SSDI est la somme de trois composantes pondérées : demande, infrastructure et offre (voir figure 3.2). Ces composantes traduisent respectivement l'efficacité de l'utilisation d'énergie par les principaux secteurs économiques, l'état des infrastructures de production et de transport d'électricité et le degré de diversification des énergies primaires et de leur origine. Les pondérations qui expriment la contribution relative de chaque composante sont proches de celles du modèle S/D d'origine où elles avaient été ajustées pour rendre compte de la vulnérabilité perçue des composantes. Plus la pondération est élevée, plus la vulnérabilité est grande.

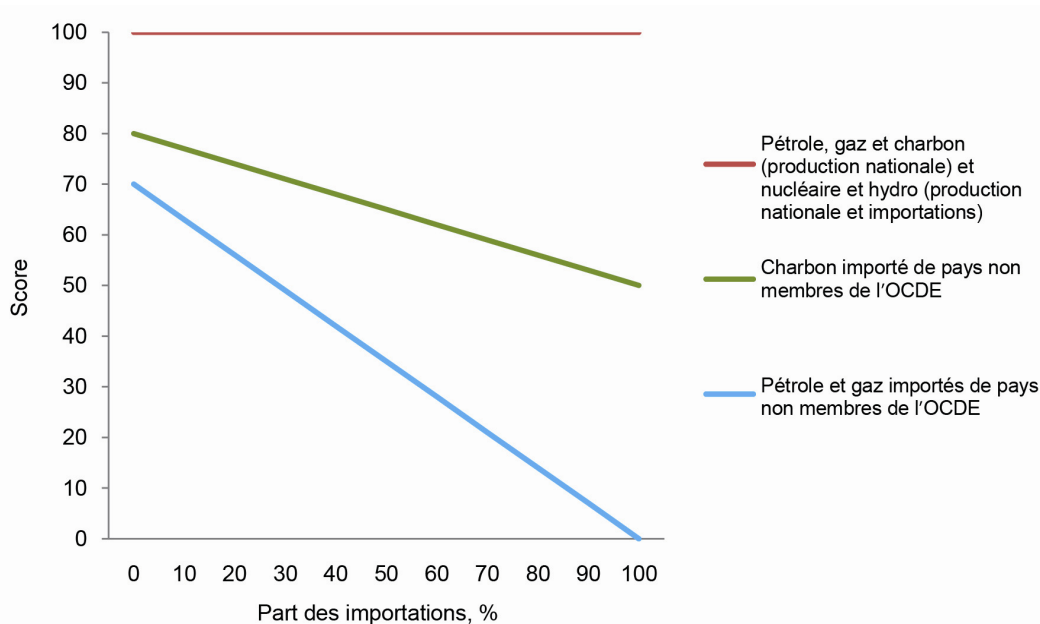
La valeur de l'indicateur SSDI varie entre 0, quand la sécurité énergétique est très insuffisante, et 100, quand elle est optimale. Comme on va le voir, les scores maximaux sont obtenus par les pays à faible intensité énergétique, possédant une infrastructure de production d'électricité bien développée, et à l'approvisionnement en énergie primaire parfaitement diversifié, l'énergie étant intégralement produite dans le pays ou importée de source sûre. Au contraire, les scores minimaux sont obtenus par les pays à faible efficacité énergétique, dont la puissance installée ne peut pas satisfaire la demande de pointe, et dont la totalité de l'énergie primaire provient de sources non fiables.

La composante « demande » de l'indicateur SSDI indique l'efficacité d'utilisation de l'énergie des secteurs industriel, résidentiel, tertiaire et des transports (voir tableau 3.1). On choisit comme valeurs de référence les moyennes des 3 intensités énergétiques les plus faibles dans tous les pays de

l'OCDE considérés sur l'ensemble de la période d'étude (de 1970 à 2007). Le score affecté à la demande de chaque secteur est proportionnel au quotient de l'intensité énergétique du secteur par la valeur de référence correspondante. Le score total obtenu pour la composante « demande » de l'indicateur SSDI est ensuite affecté d'une pondération de 0.3 (voir figure 3.2).

La composante « offre » de l'indicateur SSDI rend compte du degré de diversification des énergies primaires et de leur origine (voir figure 3.3). Quand les énergies primaires (pétrole, gaz, charbon, nucléaire et hydro) sont produites dans le pays ou importées d'un pays de l'OCDE, le score est maximal, donc égal à 100.

Figure 3.3 : Scores affectés aux sources d'énergie primaire en fonction de leur origine



Les ressources en partie importées de pays non membres de l'OCDE obtiennent des scores inférieurs, inversement proportionnels à la part des importations (voir figure 3.3). Par exemple, si un pays importe la totalité de son pétrole de pays extérieurs à la zone OCDE, le score est égal à zéro¹. Les scores attribués à chaque source d'énergie primaire (SEP) sont pondérés en fonction de la part de cette source dans le bouquet énergétique du pays.

Le score des SEP est ensuite multiplié par un indice de diversité normalisé de type Shannon (Stirling, 1998) qui tient compte de la répartition entre les différentes SEP. L'indice de diversité de Shannon est égal à 0 si un pays n'emploie qu'une seule énergie primaire, et égal à 1 si toutes les énergies primaires ont une part identique dans le bouquet énergétique.

Enfin, le score total obtenu pour la composante « offre » de l'indicateur SSDI est affecté d'une pondération de 0.5 (voir figure 3.2).

1. L'emploi d'un facteur de diversification supplémentaire affecté à chaque source d'énergie primaire en fonction de l'origine précise des importations (pays, entreprise, etc.) améliorerait la fiabilité du modèle. Cette démarche n'a pas pu être appliquée faute de données.

On pourrait objecter que les approvisionnements en pétrole et en gaz régis par des contrats à long terme sont aussi fiables que les approvisionnements nationaux et donc que leur score SSDI ne devrait pas décroître quand leur proportion augmente. De fait, les importations de pétrole et surtout de gaz en provenance de régions distantes exigent des investissements considérables de sorte que les pouvoirs publics veillent souvent à la sécurisation des contrats. Cependant, un nombre important d'économies exportatrices de pétrole et de gaz, en Asie centrale et au Moyen-Orient par exemple, souffrent d'instabilité politique, en partie pour des raisons endogènes : les économies fondées sur l'exploitation de ressources naturelles sont plus susceptibles de subir une forte volatilité de la croissance économique ou des conflits concernant le partage de la rente. En cas d'interruption des approvisionnements, les producteurs toujours actifs ne peuvent pas satisfaire la demande mondiale de pétrole et de gaz. Pour ces raisons, le score SSDI du pétrole et du gaz décroît linéairement de 70 à 0 quand la part correspondante de l'importation croît de 0 à 100 %. Compte tenu de l'intensification du commerce international du charbon, le score SSDI affecté à cette ressource quand elle est importée de pays non membres de l'OCDE est compris entre 80 (importations très limitées) et 50 (dépendance totale à l'égard des importations). Les tableaux 3.1 et 3.2 ci-après présentent les algorithmes de calcul des scores des deux premières composantes de l'indicateur SSDI.

La composante « infrastructure » de l'indicateur SSDI correspond à la branche « conversion et transports » de l'indicateur S/D (voir figure 2.12 et Scheepers *et al.*, 2007). Pour construire l'indicateur S/D, on procède à l'analyse détaillée des infrastructures de production d'électricité et de chaleur, d'approvisionnement en gaz, et de conversion et de stockage des carburants. Du fait de l'insuffisance des données concernant les pays et l'intervalle de temps considéré, et pour des raisons de simplicité, la construction de la composante « infrastructure » de l'indicateur SSDI n'évalue que l'état de développement du parc électrique, l'électricité jouant un rôle majeur dans l'économie.

Le paramètre fondamental est le quotient de la puissance installée par la demande de pointe l'année considérée (voir figure 3.14). Pour calculer le score, on compare ce quotient à des valeurs de référence obtenues en calculant la moyenne des trois valeurs les plus hautes ou les plus basses parmi les pays considérés (voir tableau 3.3). Le score total obtenu pour la composante « infrastructure » de l'indicateur SSDI est affecté d'une pondération de 0.2 (voir figure 3.2).

Tableau 3.1 : Calcul du score de la composante « demande » de l'indicateur SSDI

$[\text{SSDI demande}] = [\text{SSDI demande industrielle}] + [\text{SSDI demande résidentielle}] + [\text{SSDI demande tertiaire}] + [\text{SSDI demande transports}]$
<p>[SSDI demande industrielle]</p>
<p>[SSDI demande industrielle] = [Part de la demande industrielle] × [score SSDI demande industrielle]</p> <p>[Score SSDI demande industrielle] = $\min \left\{ \frac{[\text{Intensité énergétique de référence sur valeur ajoutée pour secteur industriel}]}{[\text{Intensité énergétique sur valeur ajoutée pour secteur industriel}]}, 1 \right\} \times 100$</p> <p>[Intensité énergétique sur la valeur ajoutée pour secteur industriel] = $\frac{[\text{Demande d'énergie du secteur industriel}]}{[\text{Valeur ajoutée dans l'industrie, prix 2000}]}, \frac{\text{tep}}{\text{M\\$ 2000}}$</p> <p>[Intensité énergétique sur valeur ajoutée pour secteur industriel] =</p> <p style="text-align: center;">= Moyenne des 3 plus faibles [Intensité énergétique sur valeur ajoutée pour le secteur industriel]</p> <p style="text-align: center;"><small>Tous pays, Toutes années</small></p>
<p>[SSDI demande résidentielle]</p>
<p>[SSDI demande résidentielle] = [Part de la demande résidentielle] × [score SSDI demande résidentielle]</p> <p>[score SSDI demande résidentielle] = $\min \left\{ \frac{[\text{Intensité énergétique de référence du secteur résidentiel}]}{[\text{Intensité énergétique du secteur résidentiel}]}, 1 \right\} \times 100$</p> <p>[Intensité énergétique du secteur résidentiel] = $\frac{[\text{Demande d'énergie du secteur résidentiel}]}{[\text{Population}]}, \frac{\text{tep}}{\text{capita}}$</p> <p>[Intensité énergétique de référence du secteur résidentiel]</p> <p style="text-align: center;">= Moyenne des 3 plus faibles [Intensité énergétique du secteur résidentiel]</p> <p style="text-align: center;"><small>Tous pays, Toutes années</small></p>
<p>[SSDI demande tertiaire]</p>
<p>[SSDI demande tertiaire] = [Part de la demande tertiaire] × [score SSDI demande tertiaire]</p> <p>[score SSDI demande tertiaire] = $\min \left\{ \frac{[\text{Intensité énergétique de référence sur valeur ajoutée pour secteur tertiaire}]}{[\text{Intensité énergétique sur valeur ajoutée pour secteur tertiaire}]}, 1 \right\} \times 100$</p> <p>[Intensité énergétique sur valeur ajoutée pour secteur tertiaire] = $\frac{[\text{Demande d'énergie du secteur tertiaire}]}{[\text{valeur ajoutée du secteur, prix 2000}]}, \frac{\text{tep}}{\text{M\\$ 2000}}$</p> <p>[Intensité énergétique de référence sur valeur ajoutée pour secteur tertiaire]</p> <p style="text-align: center;">= Moyenne des 3 plus faibles [Intensité énergétique sur valeur ajoutée pour secteur tertiaire]</p> <p style="text-align: center;"><small>Tous pays, Toutes années</small></p>
<p>[SSDI demande transports]</p>
<p>[SSDI demande transports] = [Part de la demande transports] × [score SSDI demande transports]</p> <p>[score SSDI demande transports] = $\min \left\{ \frac{[\text{Intensité énergétique de référence pour secteur des transports}]}{[\text{Intensité énergétique du secteur des transports}]}, 1 \right\} \times 100$</p> <p>[Intensité énergétique du secteur des transports] = $\frac{[\text{Demande d'énergie du secteur des transports}]}{[\text{valeur ajoutée du secteur, prix 2000}]}, \frac{\text{tep}}{\text{M\\$ 2000}}$</p> <p>[Intensité énergétique de référence pour secteur des transports] =</p> <p style="text-align: center;">= Moyenne des 3 plus faibles [Intensité énergétique du secteur des transports]</p> <p style="text-align: center;"><small>Tous pays, Toutes années</small></p>

Pour décrire l'état du système électrique, il serait plus pertinent d'utiliser le rapport entre la puissance disponible pendant les pointes et la demande de pointe (voir figure 3.13 et section 3.3 pour plus d'informations), puisque ce chiffre est plus révélateur de l'état réel de l'infrastructure de production d'électricité et peut donc révéler une insuffisance de la maintenance ou des investissements. Cependant, on ne dispose d'aucune donnée à ce sujet sur l'intervalle de temps 1970-2007 et, pour certains pays, d'aucune donnée du tout. Il est plus facile d'obtenir des informations sur la puissance installée totale, même si les statistiques annuelles sont souvent manquantes. Quand c'était le

cas, des valeurs extrapolées ont été utilisées en remplacement (pour le détail des calculs, voir le tableau 3.3). Les algorithmes de calcul des scores des composantes « demande », « infrastructure » et « offre » de l'indicateur SSDI sont détaillés dans les tableaux 3.1, 3.2 et 3.3 ainsi qu'à la figure 3.3.

Tableau 3.2 : Calcul du score de la composante « offre » de l'indicateur SSDI

$[\text{SSDI offre}] = [\text{indice de diversité}] \times ([\text{SSDI offre de pétrole}] + [\text{SSDI offre de gaz}] + [\text{SSDI offre de charbon}] + [\text{SSDI offre de nucléaire}] + [\text{SSDI offre hydro}])$
[Indice de diversité]
$[\text{Indice de diversité}] = -\frac{1}{\ln 5} \left\{ \sum_{i=1}^5 [\text{Part offre PES}_i] \cdot \ln [\text{Part offre PES}_i] \right\}$
[SSDI offre pétrole]
<p>[SSDI offre pétrole] = [part de l'offre pétrole] × [Score SSDI offre pétrole] [Score SSDI offre pétrole] = [part de l'offre pétrole intérieure] × [Score SSDI offre pétrole intérieure] + [part offre pétrole importations] × [Score SSDI offre pétrole importations] [score SSDI offre pétrole intérieure] = 100 [score SSDI offre pétrole importations] = 70 × (1 - [part offre pétrole importations])</p>
[SSDI offre gaz]
<p>[SSDI offre gaz] = [part de l'offre gaz] × [score SSDI offre gaz] [score SSDI offre gaz] = [part offre gaz intérieure] × [score SSDI offre gaz intérieure] + [part offre gaz importations] × [score SSDI offre gaz importations] [score SSDI offre gaz intérieure] = 100 [score SSDI offre gaz importations] = 70 × (1 - [part offre gaz importations])</p>
[SSDI offre charbon]
<p>[SSDI offre charbon] = [part de l'offre charbon] × [score SSDI offre charbon] [score SSDI offre charbon] = [part offre charbon intérieure] × [score SSDI offre charbon intérieure] + [part offre charbon importations] × [score SSDI offre charbon importations] [score SSDI offre charbon intérieure] = 100 [score SSDI offre charbon importations] = 80 - 30 × [part offre charbon importations]</p>
[SSDI offre nucléaire]
<p>[SSDI offre nucléaire] = [part de l'offre nucléaire] × [score SSDI offre nucléaire] [score SSDI offre nucléaire] = [part offre nucléaire intérieure] × [score SSDI offre nucléaire intérieure] + [part offre nucléaire importations] × [score SSDI offre nucléaire importations] [score SSDI offre nucléaire intérieure] = 100 [score SSDI offre nucléaire importations] = 100</p>
[SSDI offre hydro]
<p>[SSDI offre hydro] = [part de l'offre hydro] × [score SSDI offre hydro] [score SSDI offre hydro] = [part offre hydro intérieure] × [score SSDI offre hydro intérieure] + [part offre hydro importations] × [score SSDI offre hydro importations] [score SSDI offre hydro intérieure] = 100 [score SSDI offre hydro importations] = 100</p>

Tableau 3.3 : Calcul du score de la composante « infrastructure » de l'indicateur SSDI

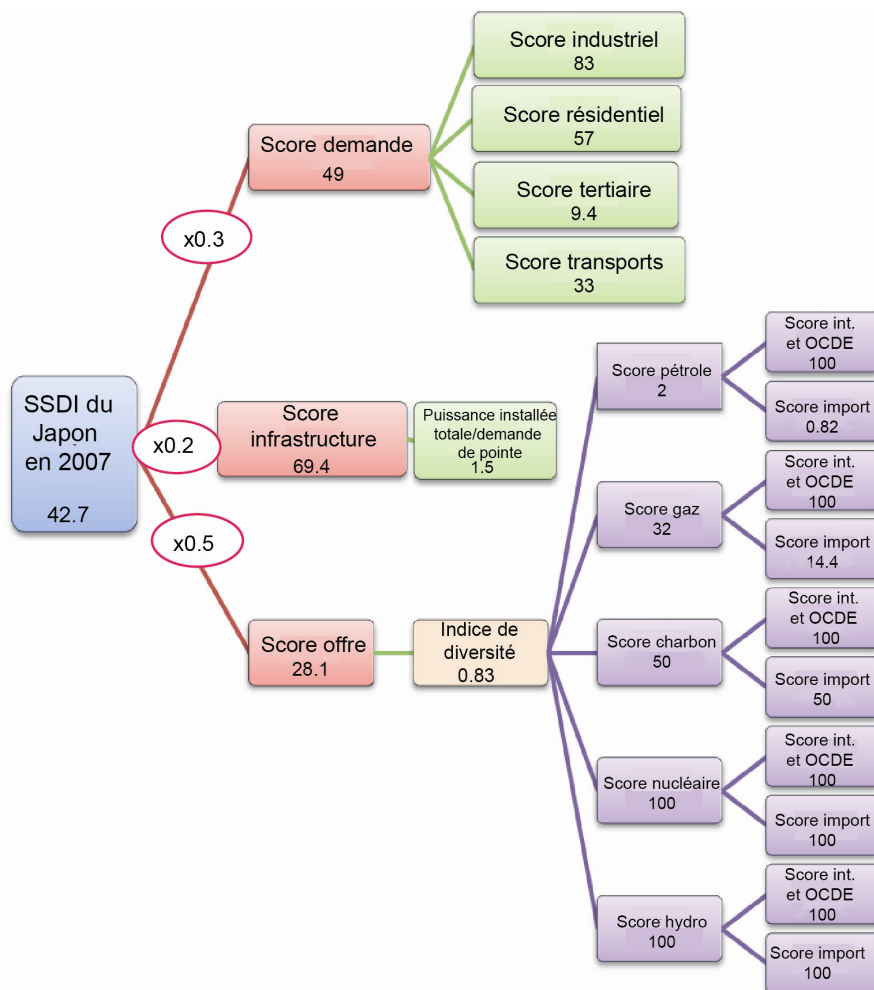
[SSDI infrastructure]
Note : quand les chiffres d'une année ne sont pas connus, on utilise des valeurs extrapolées (voir figures 3.19 et 3.20)
$[\text{SSDI infrastructure}] = 50 \times \left\{ 1 + \frac{\alpha - \alpha_{\min}}{\alpha_{\max} - \alpha_{\min}} \right\},$
$\alpha = \frac{[\text{Puissance installée totale}]}{[\text{Demande de pointe}]}, \quad \alpha_{\min} = \text{Moyenne des 3 plus faibles } \alpha, \quad \alpha_{\max} = \text{Moyenne des 3 plus forts } \alpha$ <p style="text-align: center;"> <small>Tous pays, Toutes années</small> <small>Tous pays, Toutes années</small> </p>

Exemples de calcul d'indicateurs SSDI

Des exemples de calcul d'indicateurs SSDI sont fournis ci-après. Ces calculs ont été effectués pour le Japon en 2007 (figure 3.4) et le Royaume-Uni en 2007 (figure 3.5).

Le Japon importe presque tous ses combustibles fossiles de pays non membres de l'OCDE, tandis que le Royaume-Uni dispose d'importantes réserves nationales de pétrole, de gaz et de charbon, et importe les ressources qui lui manquent des pays européens voisins. De ce fait, le score de la composante « offre » de l'indicateur SSDI est beaucoup plus faible pour le Japon (28.1) que pour le Royaume-Uni (66.1).

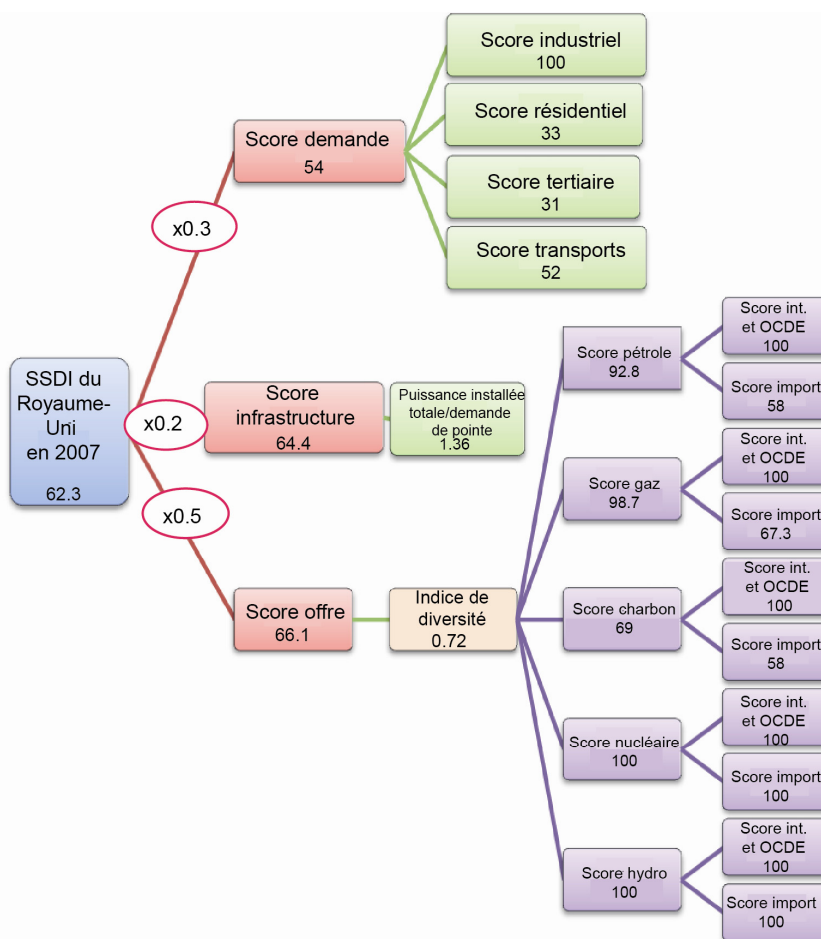
Figure 3.4 : Données SSDI du Japon (2007)



Source : Calculs effectués par l'AEN d'après AIE, 2009a et 2009d.

S'agissant de la composante « demande », le Royaume-Uni obtient encore un score plus élevé car l'intensité énergétique de l'industrie, des transports et surtout du tertiaire est plus faible (voir tableau 3.4). Cependant, la différence de score entre le Japon et le Royaume-Uni est moindre que pour l'offre. Du fait de la très forte dépendance du Japon à l'égard des importations de SEP, l'indicateur SSDI du Royaume-Uni (62.3) est supérieur à celui du Japon (42.7).

Figure 3.5 : Données SSDI du Royaume-Uni (2007)



Source : Calculs effectués par l'AEN d'après AIE, 2009a et 2009d.

Tableau 3.4 : Calcul de la composante « demande » des indicateurs SSDI du Japon et du Royaume-Uni (2007)

Intensités énergétiques	Japon (2007)	Score SSDI	Royaume-Uni (2007)	Score SSDI
• Secteur industriel [tep/M\$ 2000]	118,93	83	99,15	100
• Secteur des transports (secteur des transports/valeur ajoutée dans le secteur) [tep/M\$ 2000]	135,38	33	87,39	51
• Secteur résidentiel [tep/personne]	0,38	57	0,66	33
• Tertiaire et services publics [tep/M\$ 2000]	105,60	9,4	30,97	31

3.2 Évolution de la sécurité énergétique dans quelques pays de l'OCDE

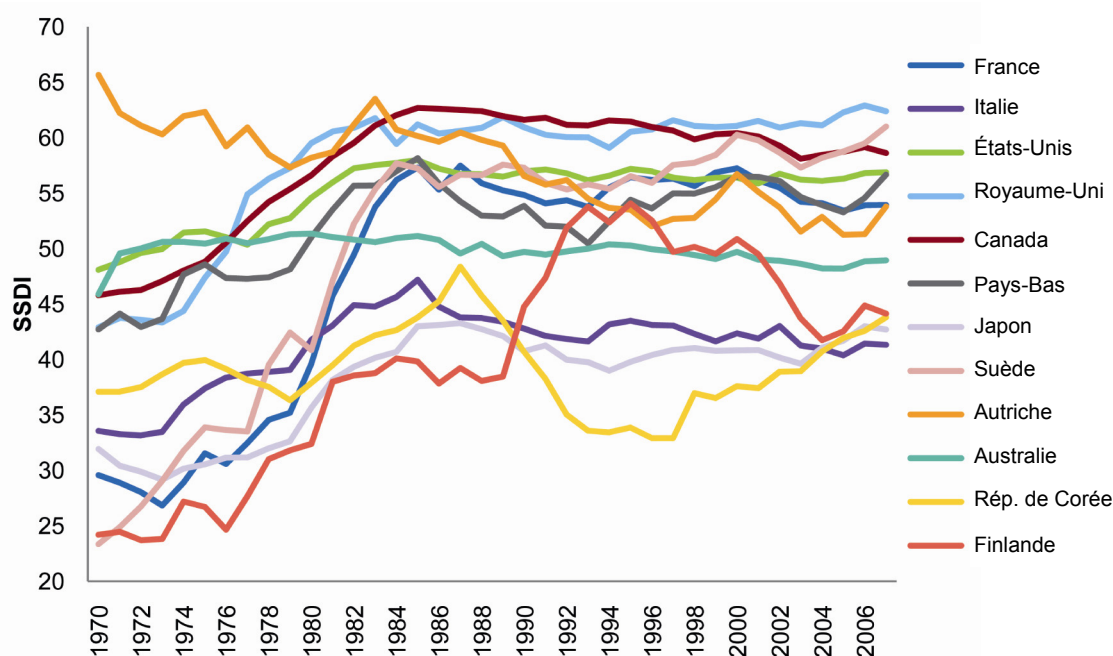
Cette section présente une analyse de l'évolution de l'indicateur SSDI dans un échantillon de pays de l'OCDE. Les pays étudiés sont les suivants : Australie, Autriche, Canada, États-Unis, Finlande, France, Italie, Japon, Pays-Bas, République de Corée, Royaume-Uni et Suède.

Intuitivement, on peut s'attendre à ce que le Canada et le Royaume-Uni soient des pays à niveau de sécurité énergétique élevé puisqu'ils ont accès sur leur territoire à presque toutes les sources d'énergie et disposent des installations de conversion requises. Au contraire, d'autres pays comme la France et le Japon sont très dépendants des importations de certaines sources d'énergie. L'analyse a porté sur la période comprise entre 1970 et 2007 et s'est appuyée sur des données issues des publications suivantes :

- OCDE, *Panorama des statistiques 2009* (PIB, population, valeur ajoutée dans le secteur industriel, parts du commerce de biens et services).
- AIE, *Electricity Information 2009* (puissance installée totale, puissance disponible en heure de pointe et demande de pointe).
- AIE, *Bilans énergétiques des pays de l'OCDE 2009* (demande d'énergie par secteur et source d'énergie primaire).
- AIE, *Données sur le pétrole 2009* (approvisionnement en pétrole, part de la production intérieure et origines des importations).
- AIE, *Natural Gas Information 2009* (approvisionnement en gaz naturel, part de la production intérieure et origines des importations).

Les résultats de l'analyse permettent de suivre l'évolution de l'indicateur SSDI et donc celle de la sécurité énergétique dans les pays considérés, au cours des 40 dernières années, à un moment où sont intervenus de grands changements d'orientation stratégique. Par exemple, le Royaume-Uni a remplacé les centrales à charbon par des centrales à gaz, la France et les États-Unis se sont engagés dans d'ambitieux programmes nucléaires et l'Italie a lancé un programme nucléaire puis l'a abandonné. L'Allemagne n'a pas été incluse dans l'analyse, car les données portant sur la période antérieure à la réunification sont difficiles à reconstituer. L'évolution de l'indicateur SSDI dans les pays énumérés ci-dessus est illustrée à la figure 3.6.

Figure 3.6 : Évolution de l'indicateur SSDI dans quelques pays de l'OCDE



Comme on le voit, la valeur de l'indicateur SSDI a considérablement augmenté entre 1970 et 2007 dans la plupart des économies étudiées : Canada, États-Unis, Finlande, France, Japon, Pays-Bas, Royaume-Uni et Suède (voir figure 3.7). Au contraire, l'indicateur SSDI est resté faible ou a baissé au cours de cette période en Australie, Autriche, en Italie et en République de Corée (voir figure 3.8). De plus, l'écart entre les différents pays s'est accentué.

Figure 3.7 : Pays de l'OCDE dont les indicateurs SSDI ont connu les niveaux ou les hausses les plus élevés entre 1970 et 2007

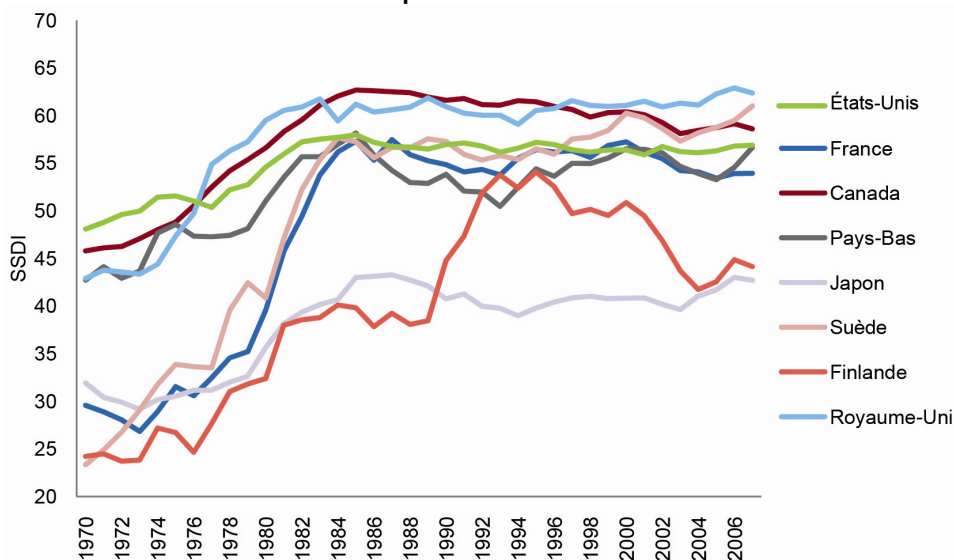
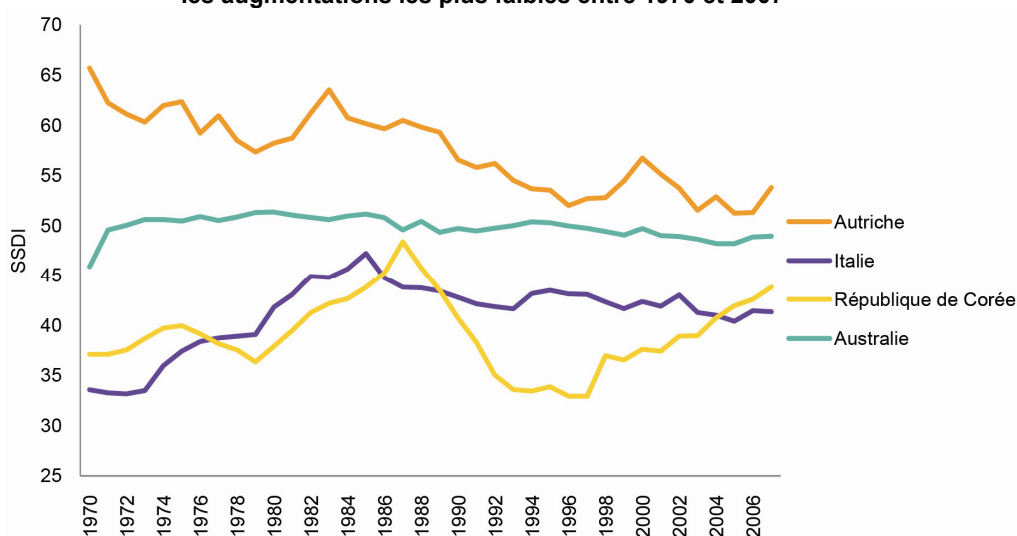


Figure 3.8 : Pays de l'OCDE dont les indicateurs SSDI ont baissé ou enregistré les augmentations les plus faibles entre 1970 et 2007



L'Australie, le Canada, les Pays-Bas et le Royaume-Uni possèdent d'importantes ressources nationales de combustibles fossiles, et donc leur score SSDI est élevé. Toutefois, celui des Pays-Bas a tendance à baisser depuis dix ans car les ressources pétrolières et gazières de mer du Nord s'épuisent progressivement. En Suède, la production d'électricité est principalement nucléaire et hydraulique, ce qui explique le très bon score SSDI du pays. La situation de la Finlande, de la France, du Japon et de

la République de Corée, a commencé à s'améliorer dans les années 70-80, avec le lancement d'ambitieux programmes nucléaires.

L'indicateur SSDI des États-Unis est globalement élevé du fait des considérables ressources nationales de combustibles fossiles et de la proportion importante des importations en provenance du Canada. On note une augmentation notable du score dans la deuxième moitié des années 70, lorsque l'intensité énergétique du pays a baissé et de nombreuses centrales nucléaires ont été construites.

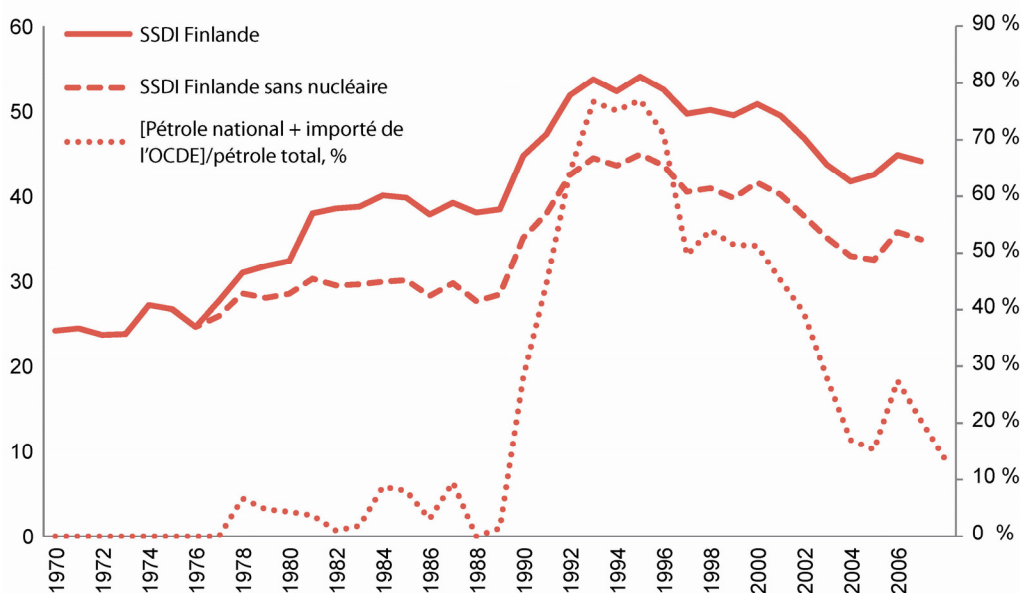
S'agissant du Royaume-Uni, on observe une forte hausse de l'indicateur SSDI entre le milieu des années 70 et le milieu de la décennie suivante, qui résulte de la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières nationales ou exploitées dans la région. Cependant, dans les années 90, les centrales électriques britanniques ont cessé de brûler majoritairement du charbon au profit du gaz. De ce fait, l'indicateur SSDI du pays devrait décroître parallèlement à l'épuisement progressif des ressources pétrolières et gazières en mer du Nord.

En Italie, l'indicateur SSDI est en baisse depuis le milieu des années 80. En effet, à cette époque, plus de la moitié du gaz consommé par le pays était importé de pays non membres de l'OCDE. C'est aussi à cette période que la décision d'abandonner l'énergie nucléaire a été prise (sur la base d'un référendum organisé après l'accident de Tchernobyl). Aujourd'hui, l'Italie importe presque tout son gaz et son pétrole de fournisseurs extérieurs à la zone OCDE. De tous les États considérés, l'Italie est celui qui a le score SSDI le plus faible.

Deux cas particuliers : la Finlande et la République de Corée

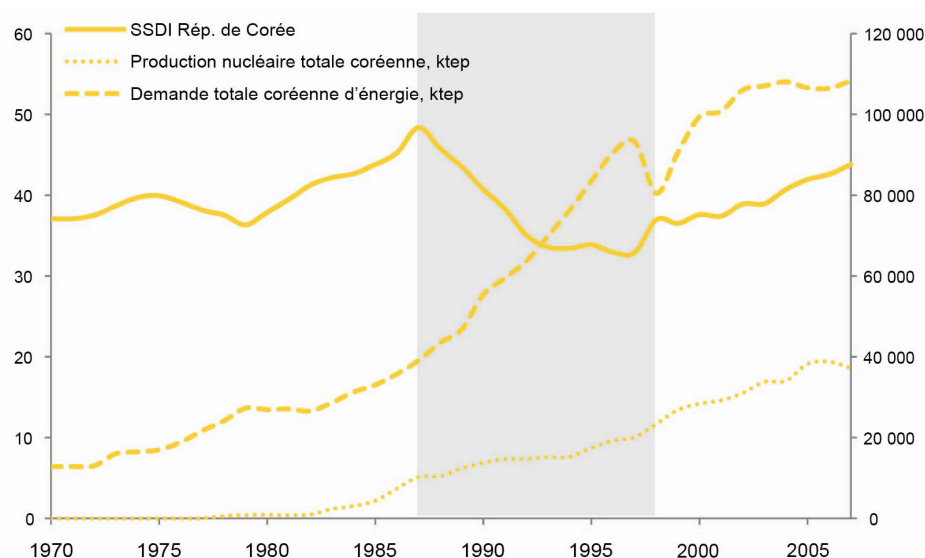
Deux pays méritent une analyse spécifique : la Finlande et la République de Corée. Ces deux économies ont enregistré une forte hausse de l'indicateur SSDI puis une tout aussi forte baisse. À la fin des années 80, la Finlande a commencé à importer presque tout son pétrole du Danemark, de la Norvège et du Royaume-Uni (voir figure 3.9), ce qui explique l'augmentation notable de l'indicateur pendant la décennie suivante. Puis, dans la seconde moitié des années 90, c'est la Russie (non membre de l'OCDE) qui est devenue son principal fournisseur de pétrole, d'où la baisse de l'indicateur SSDI au cours des 15 dernières années.

Figure 3.9 : Indicateur SSDI de la Finlande



L'indicateur SSDI calculé pour la République de Corée connaît une augmentation importante au début des années 80 (voir figure 3.10). Il commence à chuter en 1987 puis repart à la hausse en 1996-97. Rappelons que le développement économique du pays a entraîné une très rapide progression de la demande totale d'énergie à partir du milieu des années 70. Le premier pic de croissance de la demande d'énergie (entre 1982 et 1987) a été compensé par la mise en service de centrales nucléaires. De ce fait, l'indicateur SSDI est en hausse sur cette période.

Figure 3.10 : Indicateur SSDI de la République de Corée



Entre 1987 et 1997, l'économie coréenne a affiché une croissance très rapide, et la demande d'énergie correspondante a été essentiellement satisfaite par des importations de pétrole du Moyen-Orient. Depuis 2000, l'augmentation de la demande d'énergie s'est stabilisée. La hausse régulière de l'indicateur SSDI depuis 1996 s'explique par les investissements massifs dans la production nucléaire qui a été multipliée par plus de 2.5 entre 1994 et 2006 (voir figure 3.10).

3.3 Production d'électricité et sécurité énergétique

Dans les pays de l'OCDE, la consommation d'électricité représentait 11 % de la consommation finale d'énergie en 1973 et environ 20 % en 2005 (voir figure 3.11). Cette augmentation est surtout le reflet de la croissance de la consommation d'électricité dans les secteurs résidentiel et tertiaire (voir figure 3.12).

L'électricité joue un rôle essentiel dans l'économie d'un pays. C'est pourquoi l'état des infrastructures de production et de transport de l'électricité est un déterminant important de la sécurité énergétique.

Figure 3.11: Part de la consommation d'électricité dans la consommation d'énergie dans les pays de l'OCDE

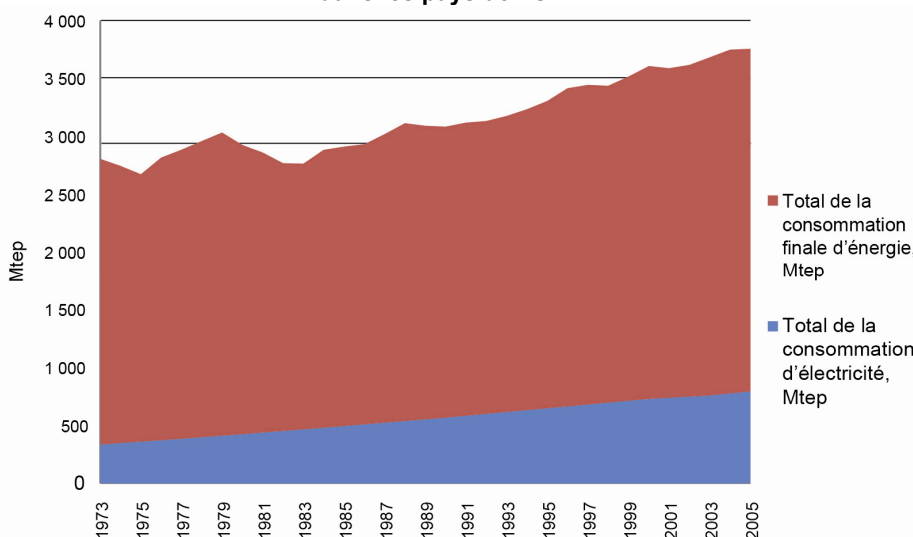
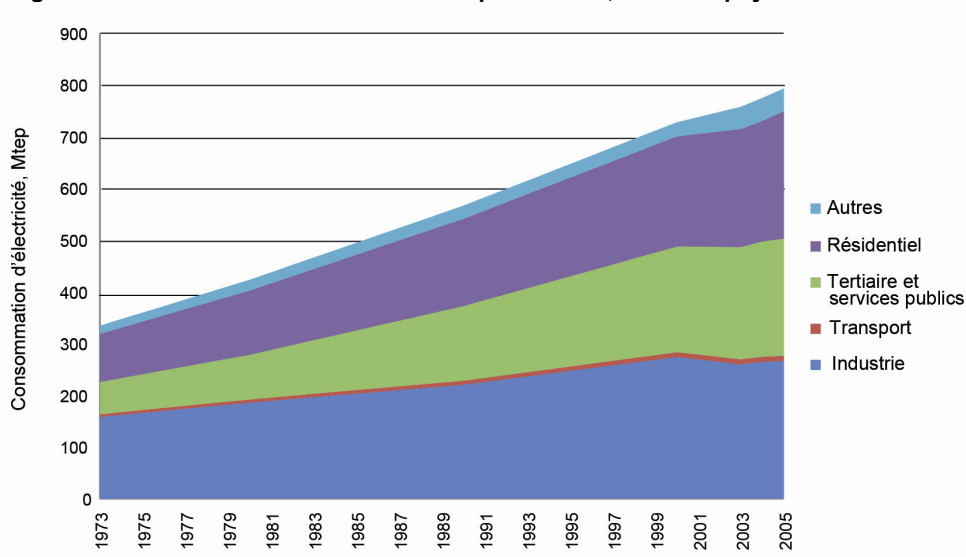


Figure 3.12 : Consommation d'électricité par secteur, dans les pays de l'OCDE



Deux indices permettent d'évaluer si la puissance installée peut satisfaire la demande d'un pays :

$$TC / PL = \frac{\text{Puissance installée totale}}{\text{Demande de pointe}} \quad \text{et} \quad CP / PL = \frac{\text{Puissance disponible en pointe}}{\text{Demande de pointe}}$$

Les notions de puissance installée et de demande de pointe sont définies dans le tableau 3.5 (AIE, 2009a).

Tableau 3.5 : Définitions de la puissance installée et de la demande de pointe

Puissance installée totale (TC)	Puissance nette maximale : Somme des puissances électriques nettes de toutes les unités de production électrique considérées individuellement à un moment donné.
Demande de pointe, charge maximale ou pointe de charge (PL)	Valeur maximale de la puissance absorbée ou débitée sur un réseau ou un ensemble de réseaux d'un pays.
Puissance disponible en pointe (CP)	La puissance disponible d'une installation en période de pointe est la puissance maximale réalisable par cette installation dans les conditions réelles où elle se trouve. Elle dépend de l'état technique de l'équipement et de sa capacité de fonctionner.

L'indice **CP/PL** donne une évaluation de l'état des unités de production électrique à un moment donné. Il dépend de l'état technique des unités, mais aussi des conditions climatiques au moment de la pointe de charge. La figure 3.13 illustre l'évolution de cet indice dans quelques pays de l'OCDE. Si presque toutes les économies considérées enregistrent un ratio CP/PL supérieur à 1², la tendance est à la baisse dans plusieurs pays : Finlande, Italie, Pays-Bas, République de Corée et Suède.

L'indice **TC/PL** évalue la capacité théorique d'un pays de satisfaire la demande d'électricité intérieure. Il mesure la puissance électrique qui peut être fournie si toutes les unités de production sont entièrement opérationnelles. Il permet d'estimer la marge dont dispose un pays en cas de forte hausse de la consommation d'électricité à moyen terme, par exemple sous l'effet de la croissance économique.

La figure 3.14 illustre l'évolution de l'indice TC/PL de plusieurs pays de l'OCDE. On notera que ce ratio est nettement supérieur au ratio CP/PL. En Autriche, la puissance installée totale était presque deux fois supérieure à la puissance disponible en pointe au milieu des années 90. Dans la plupart des pays de l'OCDE, l'indice TC/PL reste globalement constant au cours du temps. Cependant, dans certaines économies, la tendance est à la baisse. La puissance installée totale de la République de Corée, par exemple, a considérablement augmenté à la fin des années 90 (du fait de l'ambitieux programme nucléaire mis en place), mais le fort taux de croissance économique a aussi provoqué une envolée spectaculaire de la demande d'électricité, d'où une baisse importante de l'indice TC/PL entre 2000 et 2007.

2. Exception faite de la Finlande et de la Suède qui sont intégrées à un marché de l'électricité, le Nordpool et qui, de ce fait, importent de grandes quantités d'énergie de la Norvège. Leur indice CP/PL peut ainsi être inférieur à 1.

Figure 3.13 : Puissance disponible en pointe/demande de pointe

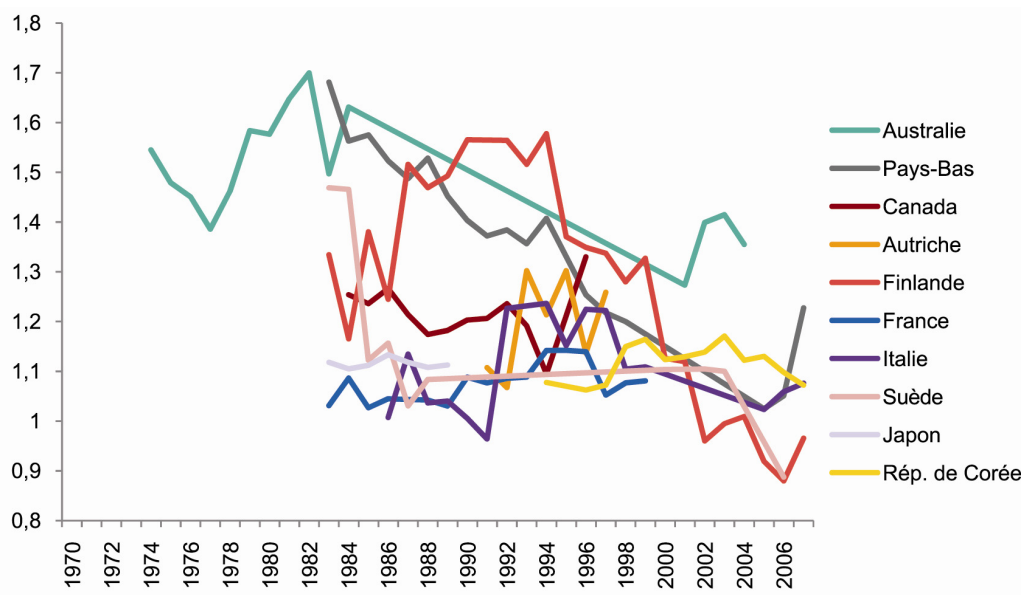
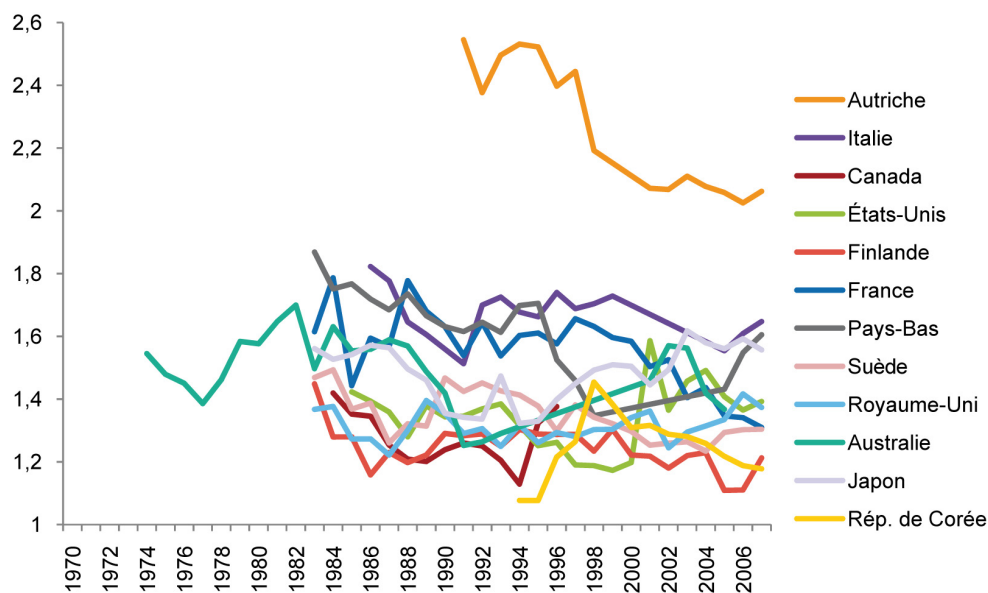


Figure 3.14 : Puissance installée totale/demande de pointe



3.4 Contribution de l'énergie nucléaire et de l'intensité énergétique à la sécurité énergétique

Le nucléaire est un moyen économiquement compétitif de produire de l'électricité et qui présente une forte densité énergétique (AIE/AEN, 2010). Le coût de l'électricité nucléaire est très peu sensible aux fluctuations des prix de son combustible, l'uranium, contrairement à l'électricité produite dans des centrales à combustibles fossiles. Les ressources mondiales d'uranium sont bien réparties sur toute la planète et sont présentes en quantité importante dans des pays de l'OCDE (en particulier l'Australie, le Canada et les États-Unis). De ce fait, l'énergie nucléaire contribue de façon importante à la sécurité de

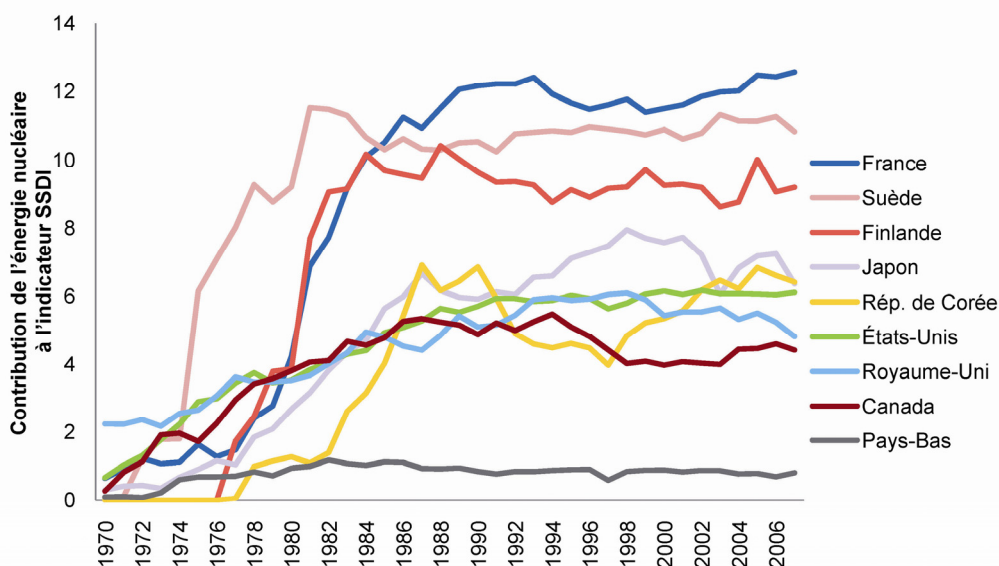
l’approvisionnement en énergie de nombreux pays, comme en témoigne l’évolution des indices SSDI précédemment présentée.

Certains pays envisagent actuellement d’emprunter la voie du nucléaire pour renforcer leur sécurité énergétique. C’est notamment le cas d’États qui avaient auparavant décidé d’abandonner le nucléaire : la Belgique, l’Italie et la Suède. En 2006, l’Ukraine – le pays le plus touché par l’accident de Tchernobyl – a approuvé un plan stratégique de construction de 11 réacteurs afin de renforcer son indépendance énergétique (AEN, 2008).

Pour des pays tels que la République de Corée, la Finlande, la France, le Japon et la Suède, la hausse de l’indice SSDI est en partie due à la mise en service de centrales nucléaires. La figure 3.15 illustre l’évolution de la contribution nette de l’énergie nucléaire à l’indicateur SSDI, définie par :

$$SSDI(t) - SSDI_{\text{sans nucléaire}}(t).$$

Figure 3.15 : Contribution de l’énergie nucléaire à l’indicateur SSDI



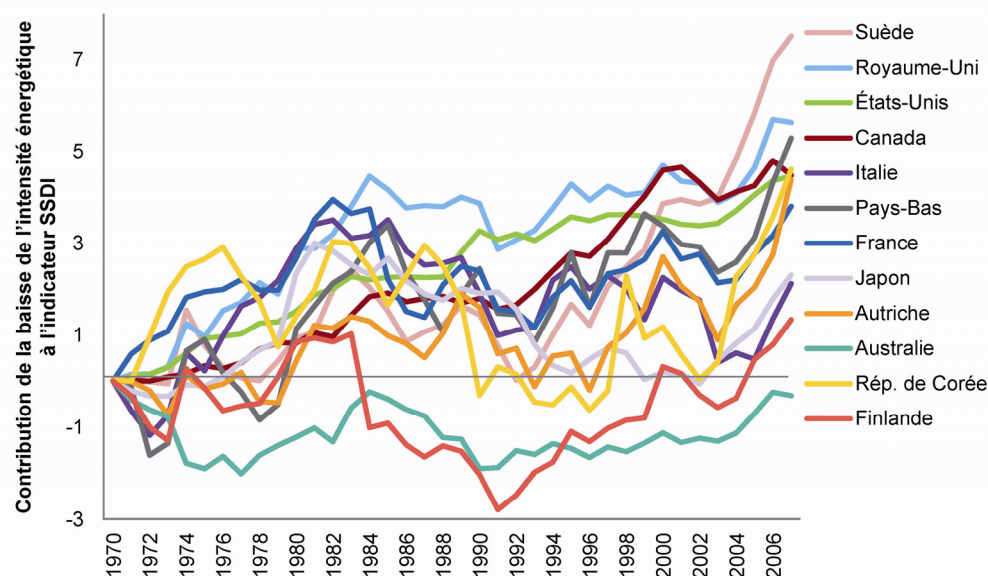
Pour estimer l’indicateur $SSDI_{\text{sans nucléaire}}$ d’un pays, l’année t, on a recalculé l’indicateur SSDI pour un parc énergétique hypothétique constitué en supposant que la part du nucléaire avait été redistribuée entre les autres sources d’énergie du pays. L’indicateur $SSDI_{\text{sans nucléaire}}$ est donc purement théorique. En 2007, la contribution du nucléaire à l’indicateur SSDI est de plus de 12 points (quelque 30 % du score SSDI total) en France, 11 points (21 %) en Suède, 9 points (26 %) en Finlande et environ 6 points (17 %) au Japon et en République de Corée.

L’autre déterminant important de la hausse de l’indicateur SSDI est la baisse de l’intensité énergétique des économies (voir figure 3.16). Pour un pays donné, la contribution de ce paramètre est définie comme suit :

$$SSDI(t) - SSDI_{IE\ 1970}(t).$$

Autrement dit, il s'agit de la différence entre la valeur de l'indicateur SSDI l'année t et la valeur SSDI hypothétique qu'on obtiendrait l'année t si l'intensité énergétique du pays était toujours celle de 1970. La plupart des économies de l'OCDE ont considérablement gagné en efficacité énergétique ces dernières décennies. Par exemple, les calculs effectués pour 2007 montrent que la baisse de l'intensité énergétique contribue pour plus de 7 points à l'indice SSDI (soit 12 % du score total) en Suède. Les deux pays suivants, dans l'ordre décroissant de contribution, sont les Pays-Bas et le Royaume-Uni. De tous les pays considérés, l'Australie est le seul dont l'intensité énergétique moyenne a augmenté (et a donc contribué à réduire la valeur SSDI), en raison du développement intensif du secteur minier.

Figure 3.16 : Contribution de la baisse de l'intensité énergétique à l'indicateur SSDI



3.5 Répartition géographique des valeurs de SSDI

Les figures 3.17 et 3.18 montrent la répartition géographique des valeurs de SSDI en 1970 et en 2007, respectivement. À partir de ces données, il est possible d'effectuer une synthèse de l'évolution de l'indicateur SSDI dans les différentes régions de l'OCDE.

Comme l'illustrent ces graphiques ainsi que la figure 3.15, les pays où le développement du nucléaire a le plus contribué à renforcer la sécurité énergétique sont la Finlande, la France, le Japon, la République de Corée et la Suède.

Figure 3.17 : Répartition géographique des valeurs de SSDI en 1970

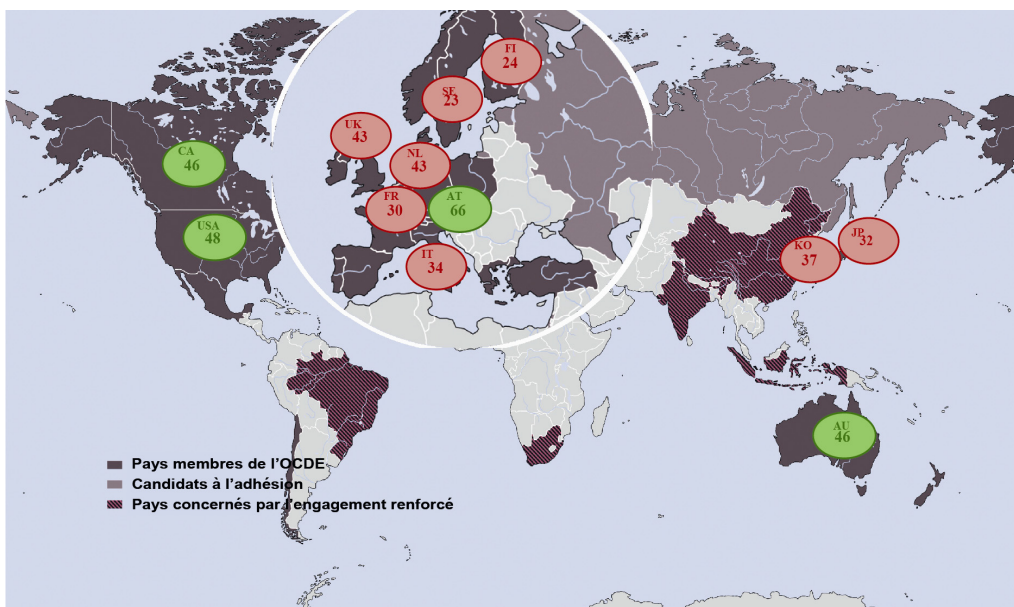
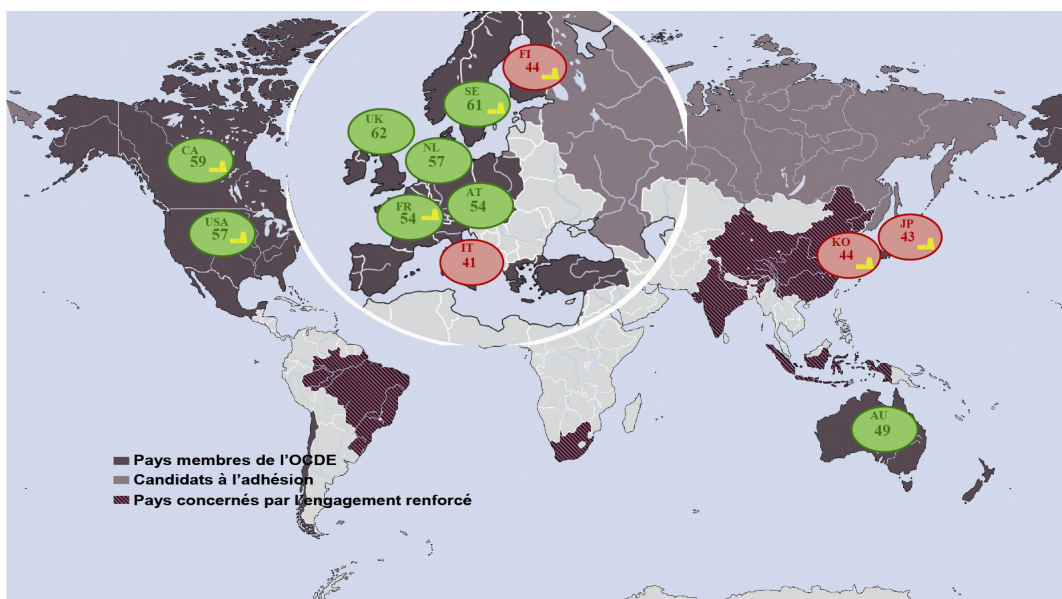


Figure 3.18 : Répartition géographique des valeurs de SSDI en 2007
(les symboles jaunes désignent les pays où l'énergie nucléaire a fortement contribué au progrès de l'indicateur SSDI)



3.6 Conclusion

Pour comparer l'évolution du niveau de sécurité énergétique dans plusieurs pays, il est nécessaire d'utiliser un critère de mesure quantitatif temporel. Dans ce chapitre, on utilise un indicateur composite fondé sur l'indicateur de l'offre et de la demande. On peut ainsi analyser les variations de la sécurité énergétique de plusieurs pays de l'OCDE au cours des 40 dernières années et mesurer la contribution du nucléaire à cette sécurité.

L'indicateur simplifié de l'offre et de la demande (SSDI) tient compte du degré de diversification des énergies primaires et de leur origine, de la fiabilité des infrastructures de production et de transport d'électricité et de l'efficacité de l'utilisation finale de l'énergie. Son évolution entre 1970 et 2007 est étudiée pour les pays suivants : Australie, Autriche, Canada, États-Unis, Finlande, France, Italie, Japon, Pays-Bas, République de Corée, Royaume-Uni et Suède.

L'analyse des résultats montre que, dans la très grande majorité des cas, le niveau de sécurité énergétique a considérablement augmenté depuis 1970. Les facteurs déterminants sont les suivants :

- mise en service de centrales nucléaires ;
- baisse de l'intensité énergétique des économies ;
- diversification des sources d'énergie primaire.

Le nucléaire est un moyen économiquement compétitif de produire de l'électricité et qui présente une forte densité énergétique. Le coût de l'électricité nucléaire est très peu sensible aux fluctuations des prix de son combustible, l'uranium, contrairement à l'électricité produite dans des centrales à combustibles fossiles. Les ressources mondiales d'uranium sont bien réparties sur toute la planète et sont présentes en quantité importante dans des pays de l'OCDE (notamment l'Australie, le Canada et les États-Unis). De ce fait, l'énergie nucléaire contribue de façon importante à la sécurité énergétique de nombreux pays de l'OCDE.

Dans le chapitre 4, nous verrons comment les preuves de la contribution du nucléaire à la sécurité énergétique des pays de l'OCDE ont créé des conditions propices à l'adoption de cette solution pour produire de l'électricité.

Références

- AEN (2008), *Perspectives de l'énergie nucléaire 2008*, OCDE, Paris, France.
- AIE (2009a), *Electricity Information – 2009 Edition*, Agence internationale de l'énergie, OCDE, Paris, France.
- AIE (2009b), *Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Édition 2009*, Agence internationale de l'énergie, OCDE, Paris, France.
- AIE (2009c), *Données sur le pétrole – Édition 2009*, Agence internationale de l'énergie, OCDE, Paris, France.
- AIE (2009d), *Natural Gas Information– 2009 Edition*, Agence internationale de l'énergie, OCDE, Paris, France.
- AIE/AEN (2010), *Coûts prévisionnels de production de l'électricité – Édition 2010*, OCDE, Paris, France.
- OCDE (2009), *Panorama des statistiques de l'OCDE*, OCDE, Paris, France.
- Scheepers, M. *et al.* (2007), *EU Standards for Energy Security of Supply*, Update on the Crisis Capability Index and the Supply/demand Index Quantification for EU-27, ECN-E-07-004/CIEP, consultable à l'adresse www.ecn.nl/docs/library/report/2007/e07004.pdf.
- Stirling, A. (1998), *On the Economics and Measurement of Diversity*, Electronic Working Papers Series Paper No. 28, Science Policy Research Unit, University of Sussex, consultable à l'adresse www.uis.unesco.org/template/pdf/cscl/cultdiv/Stirling.pdf.

Chapitre 4

ATTITUDES DU PUBLIC À L'ÉGARD DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE ET DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE

Comme le montre l'analyse de l'indicateur SSDI effectuée pour certains pays de l'OCDE au chapitre précédent, l'énergie nucléaire a grandement contribué à améliorer la sécurité énergétique, cette sécurité constituant un objectif stratégique de plus en plus important dans plusieurs pays de l'OCDE. Dans ce contexte, l'énergie nucléaire, qui dépend peu des combustibles importés et permet de produire de l'électricité à un coût stable avec des infrastructures nationales, peut contribuer à garantir l'approvisionnement en énergie.

Cependant, il apparaît clairement que, même si des indicateurs statistiques comme SSDI permettent d'évaluer la sécurité d'approvisionnement d'un pays, cette sécurité est perçue tout à fait différemment par l'opinion publique : leur perception repose davantage sur des événements ou des circonstances particulières que sur des indicateurs synthétiques complexes. C'est pourquoi le présent chapitre analyse l'évolution des attitudes de l'opinion publique à l'égard de l'énergie nucléaire et, plus précisément, le rôle joué par les problèmes de sécurité d'approvisionnement dans cette évolution. Ces dernières années, plusieurs sondages d'opinion ont été effectués, notamment en Europe, afin de mesurer l'intérêt du public pour ces questions. Ces études ont le mérite de nous éclairer sur l'un des arguments utilisables pour justifier politiquement une plus forte contribution du nucléaire au parc énergétique des pays de l'OCDE, l'amélioration de la sécurité énergétique qui en découlerait.

4.1 Intérêt du public européen pour la sécurité d'approvisionnement énergétique et les problèmes associés

Comme nous l'avons déjà signalé, l'énergie est essentielle au bien-être économique et social de tous les pays, que cette énergie soit importée ou exportée. L'intérêt des Européens pour les questions énergétiques a été étudié par plusieurs enquêtes *Eurobaromètre*, notamment celle qui a été réalisée en 2007, *Energy Technologies: Knowledge, Perception, Measures* ; la dernière qui portait sur cette question, « Les Européens et la sûreté nucléaire », a été publiée en 2010¹. Il est important de souligner que le sondage de 2010 ne constitue pas une mise à jour de celui de 2007, mais donne cependant des informations nouvelles sur les attitudes du public à l'égard de l'énergie nucléaire et notamment sur l'acceptabilité sociale de cette énergie dans plusieurs pays.

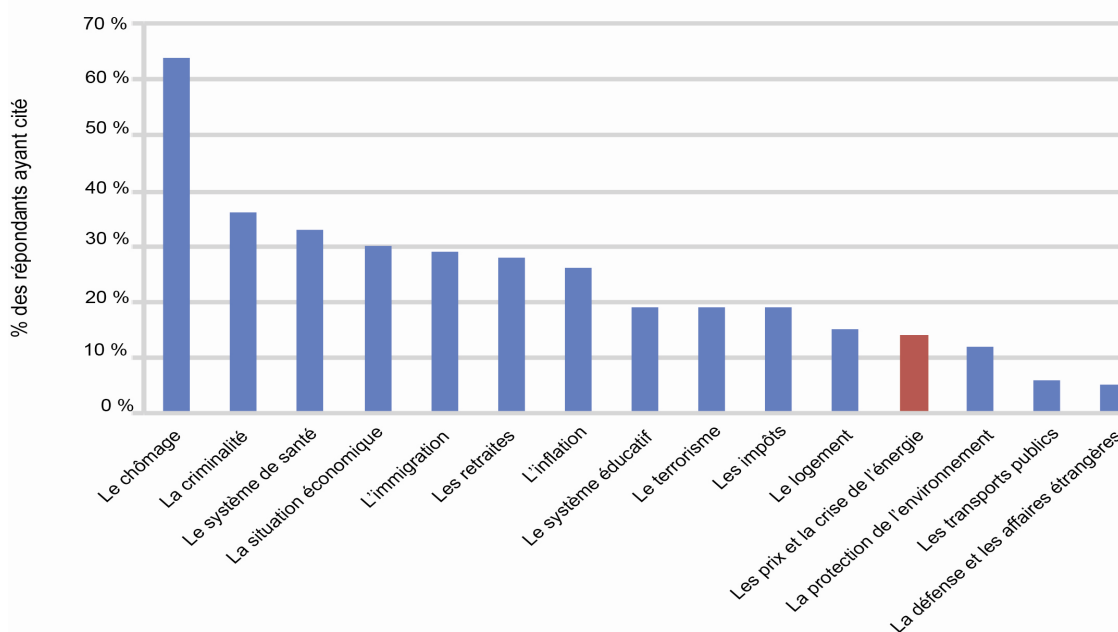
Les prix et les pénuries d'énergie n'apparaissent pas spontanément comme les questions les plus préoccupantes

Afin d'estimer l'importance que les citoyens de l'UE attachent aux questions énergétiques, l'enquête de 2007 demandait aux personnes interrogées d'indiquer spontanément, parmi les problèmes

1. Les sondages *Eurobaromètre* sont une série d'enquêtes d'opinion réalisées régulièrement pour le compte de la Commission européenne depuis 1973. Ils rendent compte de l'état de l'opinion publique de tous les États membres sur des sujets qui concernent l'Union européenne.

auxquels leur pays devait alors faire face, lesquels étaient, selon eux, les plus importants. Les résultats sont présentés à la figure 4.1.

Figure 4.1 : Aujourd'hui, parmi les problèmes auxquels votre pays doit faire face, lesquels sont les plus importants ?



Source : Commission européenne, 2007.

Une nette majorité des personnes interrogées a estimé que le problème le plus préoccupant était le chômage, suivi par la criminalité, le système de santé, la situation économique, l'immigration, les retraites, la hausse des prix, l'éducation, le terrorisme, les impôts et le logement. Les problèmes énergétiques, c'est-à-dire les prix et les pénuries d'énergie, ne venaient qu'après, en douzième position (14 % des répondants). Cette question ne semble pas spontanément être la préoccupation première des Européens. Cela ne dénote pas nécessairement une absence de perception des problèmes énergétiques mais plutôt une hiérarchisation des problèmes qui donne la priorité à ceux qui ont un impact concret et immédiat sur la vie quotidienne. Point intéressant, alors que les questions énergétiques ne faisaient pas partie des préoccupations les plus fortes, les aspects qui concerne la sécurité énergétique – le prix et la fiabilité d'approvisionnement de l'énergie – ont été spontanément et explicitement soulignés dans les réponses lorsque l'on a demandé aux personnes interrogées de citer les problèmes énergétiques les plus importants².

Reflétant sans aucun doute un sentiment d'inquiétude grandissante à l'égard du pétrole, qui avait à l'époque atteint un prix record, un tiers des personnes interrogées lors de l'enquête ont cité les « prix de l'énergie » et un quart d'entre eux ont évoqué plusieurs autres problèmes directement liés à la sécurité d'approvisionnement. Ainsi, même si les répondants n'ont pas explicitement retenu la « sécurité énergétique » parmi les problèmes énergétiques importants, le nombre (ou le pourcentage) non négligeable de réponses mentionnant « la fourniture d'électricité », « les ressources énergétiques

2. La sécurité énergétique a un coût égal à notre consentement à payer : en fait, nous achetons un degré de sécurité. Nous acceptons implicitement un certain niveau de risque de manquer d'énergie car les moyens physiques qui nous garantiraient d'être approvisionnés en toutes circonstances auraient un coût prohibitif. En outre, le consentement à payer dépend des préférences collectives vis-à-vis du risque, qui peuvent varier d'un pays à l'autre.

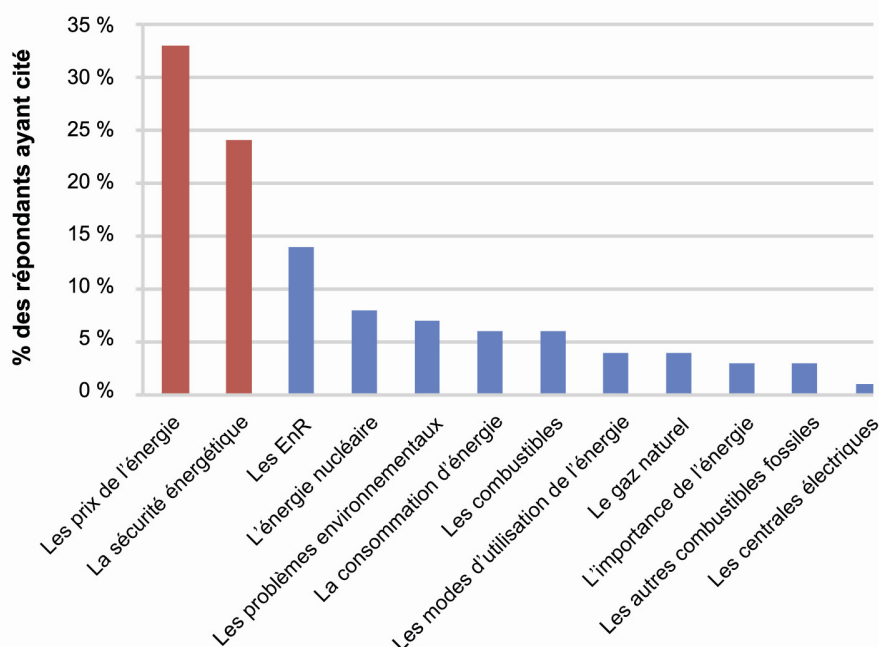
limitées » ou « la dépendance énergétique » révèle les préoccupations des citoyens européens quant à la sécurité énergétique.

La sécurité d’approvisionnement est le problème énergétique qui préoccupe le plus l’opinion publique

Huit pour cent des répondants ont spontanément mentionné le nucléaire parmi les aspects qui leur viennent à l’esprit lorsqu’on leur parle d’énergie. En analysant ce chiffre pays par pays, on constate que l’énergie nucléaire est citée par un nombre plus important de répondants en Suède et en France (respectivement, 30 et 22 %), pays où, par ailleurs, le pourcentage de personnes interrogées ayant exprimé une inquiétude quant aux prix de l’énergie est le plus faible (18 %). Ce n’est pas tout à fait une surprise car, en Suède, 45 % de l’électricité sont d’origine nucléaire tandis qu’en France ce chiffre s’élève à 77.9 % (AIE, 2009a). Il convient de signaler que les 8 % des personnes interrogées qui ont répondu « l’énergie nucléaire » l’ont fait de manière générale sans préciser leur pensée ou évoquer des problèmes spécifiques liés à ce type d’énergie. De la même façon, 14 % des répondants ont cité les énergies renouvelables (EnR) tandis que 4 % d’entre eux ont mentionné le gaz naturel.

La figure 4.2 présente une synthèse des réponses à cette question. Sous l’intitulé « La sécurité énergétique » sont regroupées les réponses « La fourniture d’électricité » (citée par 12 % des personnes), « Les ressources énergétiques limitées » (9 % des réponses) et « La dépendance énergétique » (3 % des réponses). Il apparaît clairement que, dans l’esprit des Européens, les questions liées à la sécurité énergétique font partie des problèmes énergétiques les plus urgents.

Figure 4.2 : Lorsque vous pensez aux problèmes liés à l’énergie, qu’est-ce qui vous vient à l’esprit en premier ?



Source : Commission européenne, 2007.

Ces résultats nous montrent comment les citoyens européens perçoivent la sécurité énergétique : leurs principales préoccupations concernent la volatilité des prix de l’énergie, qui est liée à la dépendance vis-à-vis d’une source d’énergie particulière et est considérée comme un facteur

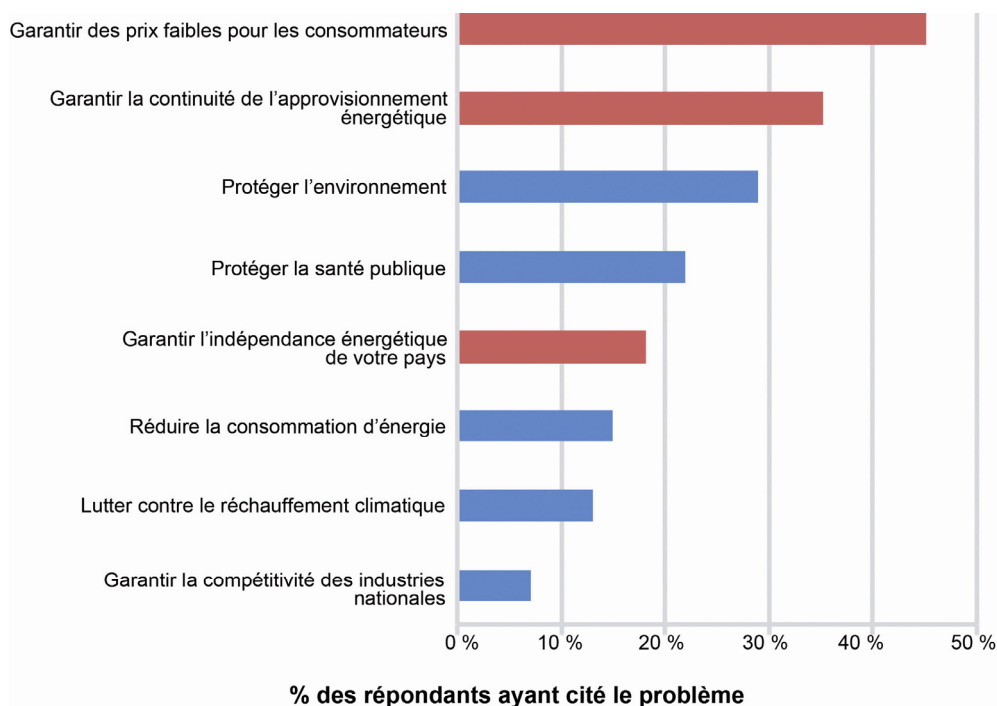
d'insécurité énergétique. Ils jugent également que la pénurie et les ressources énergétiques limitées menacent la sécurité d'approvisionnement.

À moyen terme, l'opinion publique s'intéresse plus particulièrement aux menaces qui pèsent sur la sécurité d'approvisionnement

Les Européens redoutent fort également une hausse des prix de l'énergie : le rapport *Eurobaromètre* sur les technologies énergétiques de 2007 a étudié la perception des risques dans la population en demandant aux personnes interrogées de classer les menaces liées à l'énergie qui pèsent sur leur pays pour les trois années à venir : 76 % des répondants ont jugé « très probable » ou « plutôt probable » que les prix de l'énergie soient multipliés par deux, voire plus, 48 % ont estimé « très probable » ou « plutôt probable » une rupture importante de l'approvisionnement en gaz naturel, les pourcentages de réponses étant de 40 % pour un attentat terroriste contre des infrastructures énergétiques et de 36 % pour une panne de courant d'ampleur nationale.

Compte tenu de l'importance des préoccupations et des menaces perçues en matière de sécurité d'approvisionnement, il n'est guère surprenant que, lorsqu'on leur a demandé d'indiquer dans quelle direction devait s'orienter la politique énergétique nationale de leur pays, un grand nombre de répondants se soient prononcés en faveur de mesures visant à améliorer, directement ou indirectement, la sécurité d'approvisionnement. Les réponses à cette question sont présentées à la figure 4.3.

Figure 4.3 : Dans la liste qui suit, quels sont les deux problèmes que la politique énergétique de votre pays doit chercher à régler en priorité ?



Source : Commission européenne, 2007.

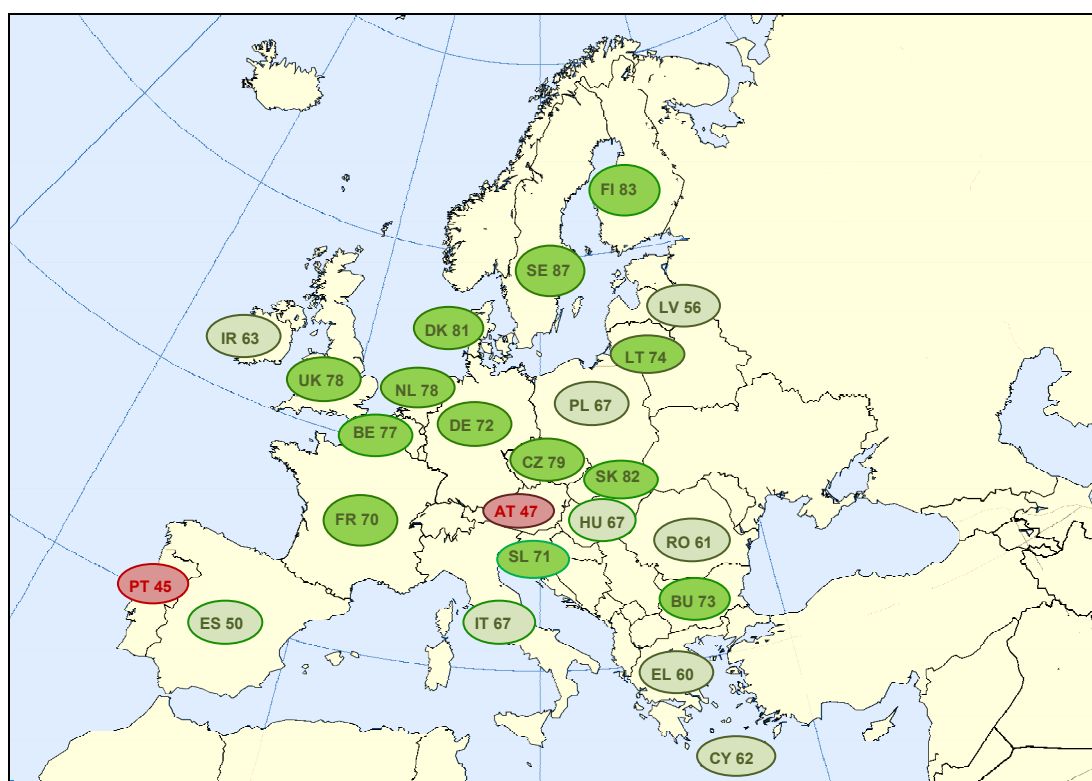
Comme le montre l'histogramme ci-dessus, lorsqu'on leur a demandé de choisir dans une liste deux axes prioritaires pour la politique énergétique de leur pays, 45 % des répondants ont cité la garantie de prix faibles, 35 % la garantie de continuité de l'approvisionnement en énergie et 18 % la

garantie de l'indépendance énergétique de leur pays. Protéger l'environnement et lutter contre le réchauffement climatique ont été respectivement choisis par 29 et 13 % des personnes interrogées. On constate donc, une fois de plus, que les prix et la sécurité énergétique sont les éléments qui préoccupent le plus les Européens lorsqu'ils réfléchissent aux priorités qu'ils souhaitent pour la politique énergétique de leur pays.

L'opinion publique est bien consciente du rôle que peut jouer l'énergie nucléaire pour renforcer la sécurité d'approvisionnement

En 2010, lorsque l'on demande directement aux Européens si l'énergie nucléaire permet ou non de réduire leur dépendance à l'égard des importations de combustibles comme le gaz ou le pétrole, 68 % d'entre eux répondent par l'affirmative. Plus important encore, l'évolution de l'opinion publique entre 2007 et 2010 montre que de plus en plus de citoyens européens considèrent l'énergie nucléaire comme une solution au problème de la sécurité énergétique des sociétés développées.

Figure 4.4 : Êtes-vous d'accord avec la proposition suivante : « L'énergie nucléaire permet de réduire notre dépendance vis-à-vis des importations de combustibles comme le gaz et le pétrole ? »



Source : Secrétariat AEN, à partir de la Commission européenne, 2007.

Une analyse pays par pays révèle que, dans la plupart des États membres de l'UE, la contribution du nucléaire à l'indépendance énergétique par rapport aux combustibles fossiles est visiblement aujourd'hui un sujet moins controversé qu'auparavant. La figure ci-dessus indique le pourcentage de répondants qui sont d'accord avec la proposition suivante : « L'énergie nucléaire réduit notre dépendance vis-à-vis des importations de combustibles fossiles ». En Suède, presque neuf personnes sur dix sont d'accord avec cette proposition, la proportion étant de 83 % en Finlande, de 82 % en

République slovaque et de 81 % au Danemark. Si le Portugal est le pays le moins convaincu des bienfaits de l'énergie nucléaire en termes de sécurité énergétique, l'Autriche constitue une exception à la tendance actuelle (il y a plus d'Européens qui sont d'accord avec l'affirmation selon laquelle l'énergie nucléaire réduit notre dépendance à l'égard des combustibles importés que d'Européens qui sont en désaccord avec cette affirmation). Les Autrichiens sont en effet très partagés sur cette question (47 % de la population autrichienne approuve cette affirmation, 48 % la rejette, tandis que seuls 22 % des répondants au Portugal ne sont pas d'accord et 33 % restent indécis).

L'ellipse vert pâle sur le schéma dénote les pays qui sont d'accord avec l'affirmation dans une proportion variant de 50 % à 70 %. Or, il s'avère que ces pays sont aussi ceux où la perception de l'opinion publique sur la contribution du nucléaire à l'indépendance énergétique a le plus sensiblement évolué. La Pologne (+ 10 points), l'Estonie (+ 11) et Chypre sont les pays où la perception des avantages de l'énergie nucléaire pour la sécurité d'approvisionnement a le plus favorablement évolué. Notons également que cette évolution de la perception sur la part que l'énergie nucléaire devrait avoir dans le parc énergétique à l'avenir s'accompagne, dans la plupart des pays européens, d'une diminution du nombre de personnes opposées à une relance dans ce domaine. En effet, la proportion des personnes interrogées qui répondent que la proportion du nucléaire dans le parc énergétique devrait diminuer a sensiblement baissé, passant de 39 % en 2006 à 34 % en 2009³. Seules l'Autriche, l'Espagne et la Suède ne s'inscrivent pas dans cette tendance.

4.2 Quels types d'indicateurs les consommateurs utilisent-ils pour mesurer leur sécurité énergétique ?

Il ne serait pas surprenant que la perception des consommateurs en la matière ne corresponde pas aux indicateurs statistiques de la sécurité énergétique, notamment le SSDI. On pourrait supposer que le public n'utilise pas de modèles évolués pour suivre son niveau de sécurité énergétique au fil du temps. On pourrait donc en conclure que la manière dont les gens analysent la contribution de l'énergie nucléaire à l'amélioration de la sécurité de la fourniture d'électricité repose, directement ou indirectement, sur des indicateurs simples mais éventuellement incomplets ou biaisés, qu'il nous faut alors mettre à jour pour comprendre comment l'opinion publique fait le lien entre énergie nucléaire et sécurité d'approvisionnement. Compte tenu des éléments dégagés au paragraphe précédent, nous émettons l'hypothèse que les inquiétudes des Européens interrogés sur l'état de la sécurité d'approvisionnement dans leur pays sont essentiellement liées aux deux indicateurs suivants :

- la dépendance à l'égard des importations ;
- la volatilité des prix de l'énergie.

Dépendance à l'égard des importations

Comme nous l'avons vu dans les paragraphes précédents, les citoyens européens sont plus ou moins conscients du fait que la dépendance énergétique constitue aujourd'hui l'un des principaux défis dans le domaine de l'énergie. Ils semblent également assez bien connaître le taux de dépendance énergétique de leur pays. En réalité, les sondages *Eurobaromètre* révèlent des idées fausses sur la dépendance énergétique de l'Union européenne. Lorsque l'on compare les avis des répondants aux indicateurs, on constate que, paradoxalement, les résultats de l'enquête ne correspondent pas à l'indicateur le plus simple et le plus évident pour évaluer la dépendance énergétique (le ratio

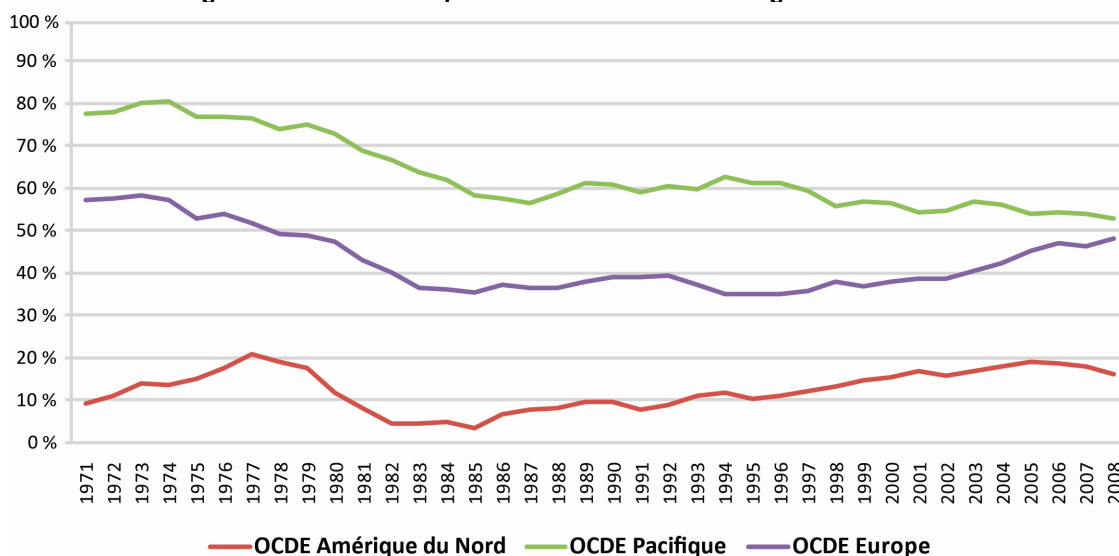
3. QA15 (*Eurobaromètre* 2010) : « Selon vous, la part de l'énergie nucléaire dans le parc énergétique total doit-elle diminuer, rester identique ou augmenter ? »

d'importation) et sont en fait plus proches des valeurs de l'indicateur simplifié de l'offre et de la demande d'électricité (SSDI) présenté en détail au chapitre 3⁴.

Dans un premier temps, nous allons examiner dans quelle mesure le ratio d'importation peut servir d'indicateur simple aux consommateurs pour leur permettre d'appréhender l'aspect dépendance de la sécurité d'approvisionnement, puis nous étudierons l'exemple des pays européens de l'OCDE et les différences de perception qui existent entre ces pays quant à la dépendance énergétique.

La figure 4.5 présente une vue d'ensemble de l'évolution des ratios d'importation dans les pays de l'OCDE groupés par régions – Amérique du Nord, Pacifique, Europe – entre 1971 et 2008. Le ratio d'importation des pays de l'OCDE Pacifique et de l'OCDE Europe reste plus élevé que dans les autres régions du monde (autour de 50 % en 2007). Dans les régions OCDE Amérique du Nord et OCDE Europe, la part de l'énergie importée dans la consommation totale d'énergie a tendance à augmenter, même si le ratio d'importation pour l'OCDE Amérique du Nord reste faible (16 % en 2008). L'Europe (845.09 Mtep), l'Amérique du Nord (564.19 Mtep), l'Asie (390.84 Mtep) et le Pacifique (473.01 Mtep) constituent les quatre régions importatrices nettes du monde, tandis que l'Amérique latine (-135.70 Mtep), l'Afrique (-448.46 Mtep), la Russie (-607.94 Mtep) et le Moyen-Orient (-945.26 Mtep) sont exportateurs nets. Cet indicateur ne tient évidemment pas compte du commerce infrarégional. Par conséquent, la dépendance énergétique des pays de l'OCDE pris séparément peut s'écarter notablement des valeurs régionales. Ce ratio d'importation s'avère particulièrement intéressant si l'on cherche à savoir qui sont les fournisseurs d'énergie. Ainsi, pour l'Union européenne, les plus importants fournisseurs de pétrole brut et de gaz naturel sont la Russie (qui représente 33 % des importations de pétrole et 40 % des importations de gaz) et la Norvège (16 % du pétrole importé, 23 % du gaz importé).

Figure 4.5 : Ratios d'importation dans différentes régions de l'OCDE



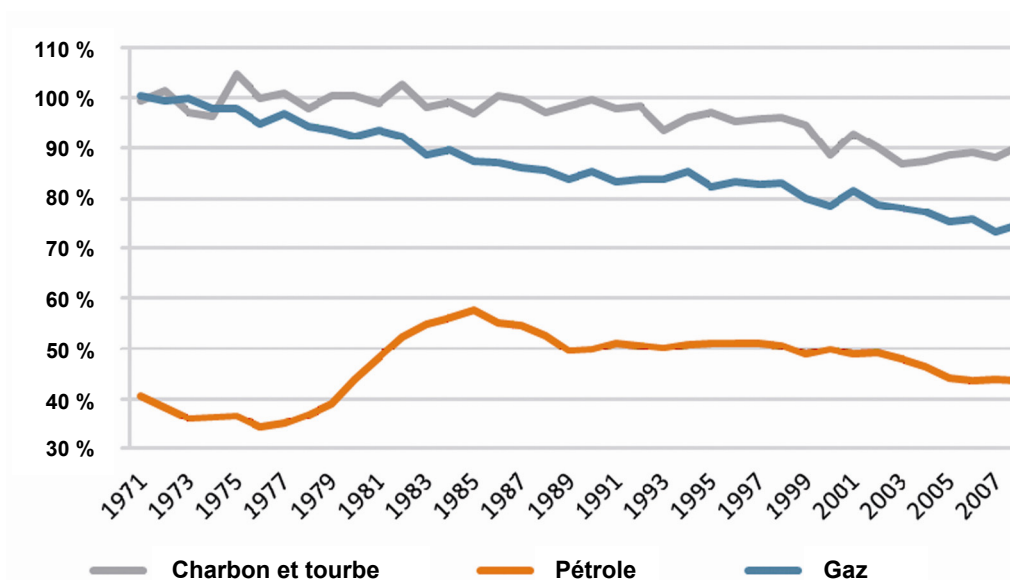
Source : AIE, 2009b.

4. Importations nettes (importations moins exportations) divisées par l'offre totale d'énergie primaire (Otep).

Outre les différences régionales, la dépendance énergétique varie également en fonction du type de combustible. La figure 4.6 présente une ventilation de l'indépendance énergétique de l'ensemble des pays de l'OCDE entre 1) le charbon et la tourbe ; 2) le pétrole ; 3) le gaz⁵.

Le taux d'indépendance énergétique le plus faible concerne le pétrole, qui était de 44 % en 2008. Ceux du gaz et du charbon pour l'ensemble de l'OCDE restent relativement élevés mais connaissent une baisse sensible. La dépendance à l'égard des importations ne reflète pas nécessairement une situation d'affaiblissement alarmante de la sécurité énergétique d'un pays ou d'une région. Théoriquement, sur un marché international de l'énergie qui fonctionnerait parfaitement, toute tension sur l'approvisionnement énergétique serait immédiatement compensée par les producteurs d'énergie nationaux ou étrangers qui seraient alertés par les signaux-prix appropriés. Malheureusement, dans le monde imparfait des marchés internationaux et interrégionaux de l'énergie, une dépendance à l'égard des importations élevée ou en augmentation régulière peut être, et est même souvent, un sujet d'inquiétude pour les responsables politiques comme pour le grand public.

Figure 4.6 : Indépendance énergétique par vecteur dans les pays de l'OCDE



Source : AIE, 2009b.

Le ratio d'importation souligne la dépendance des pays de l'OCDE vis-à-vis de l'énergie importée, et la majorité des citoyens est consciente de cette dépendance globale. Néanmoins, pour plusieurs raisons, la perception peut ne pas correspondre aux chiffres donnés par des indicateurs statistiques comme le ratio d'importation, ce qui montre les limites de l'utilisation de ce ratio pour évaluer les attitudes de l'opinion publique à l'égard de la sécurité d'approvisionnement. Soixante et un pour cent des répondants estiment que leur pays est complètement ou très dépendant de l'énergie venant de l'étranger. Dans l'Union européenne, en matière de dépendance énergétique, la situation est contrastée : le Danemark est le seul pays où, en matière d'énergie, les exportations sont supérieures aux importations, tandis que le taux de dépendance énergétique est très élevé dans des petits pays

5. La tourbe est une accumulation de matières végétales partiellement décomposées ; elle constitue une source d'énergie importante dans certaines régions du monde. L'indépendance énergétique correspond à la production totale d'énergie divisée par l'offre totale d'énergie primaire (OTEP) et est exprimée sous forme de taux.

comme Chypre, le Luxembourg, Malte et le Portugal. Les citoyens européens semblent assez bien connaître le taux de dépendance énergétique de leur pays. Chypre (89 %) et Malte (84 %) sont les pays où le nombre de répondants qui indiquent que leur pays est complètement ou très dépendant de l'énergie venant de l'étranger est le plus élevé. Plus précisément, dans ces deux pays, respectivement 73 et 63 % des personnes interrogées sont conscientes que leur pays est complètement dépendant des importations d'énergie. En revanche, en Irlande, où le taux de dépendance énergétique avoisine les 90 %, seuls 64 % des citoyens en sont conscients.

Pour ce qui est de l'Europe, les répondants convaincus que leur pays est très dépendant des importations d'énergie pensent aussi que c'est le cas de toute l'Union européenne (UE). Dans 16 des 25 pays sur lesquels a porté l'enquête *Eurobaromètre* de 2007, plus de 50 % des répondants sont d'avis que l'UE est complètement ou très dépendante de l'énergie importée. Trente neuf pour cent des Chypriotes, 29 % des Luxembourgeois et 28 % des Hongrois estiment que l'Union est entièrement dépendante des importations d'énergie. À l'inverse, les Espagnols, en dépit de la forte dépendance de leur pays par rapport aux importations d'énergie, pensent que l'UE est plutôt autosuffisante en énergie.

Tableau 4.1 : Comparaison entre indicateurs de dépendance énergétique
(perception du public, SSDI et ratio d'importation)

	« Votre pays est-il dépendant de l'énergie importée ? » Pourcentage de personnes interrogées ayant répondu « oui, complètement dépendant », « oui, très dépendant », et « oui, plutôt dépendant »*	Valeur de SSDI (2007)	Ratio d'importation (%)
Autriche	86 %	53,8	69,1
Finlande	94 %	44,1	53,8
France	80 %	53,9	50,4
Italie	83 %	41,3	85,3
Pays-Bas	86 %	56,7	38,6
Royaume-Uni	79 %	62,4	20,1
Suède	87 %	61,0	36,1

* *Eurobaromètre* 2007 ; les réponses possibles étaient « oui, complètement dépendant », « oui, très dépendant », « oui, plutôt dépendant », « oui, mais très peu dépendant », « non, pas du tout » et « ne sait pas ».

Sources : Secrétariat AEN et Commission européenne, 2007.

Cependant, il s'avère que, pour la région OCDE Europe, les chiffres fournis par l'indicateur simplifié de l'offre et de la demande d'électricité au chapitre 3 sont plus conformes à la perception de la dépendance énergétique qu'a le public que le ratio d'importation (tableau 4.1). C'est notamment vrai du Royaume-Uni, où les chiffres de SSDI sont proches de la perception de la dépendance énergétique mesurée par les sondages. Néanmoins, ces valeurs diffèrent des ratios d'importation, car le pourcentage d'énergie importée en Suède représente pratiquement celui du Royaume-Uni. Dans ces cas de figure, la *perception* de la dépendance à l'égard des importations est mieux corrélée avec SSDI qu'avec le ratio d'importation simple car la perception du public et SSDI recouvrent tous deux l'*origine* des importations, ce qui n'est pas le cas du ratio d'importation simple. On peut en tirer deux leçons : premièrement, il ne faut jamais sous-estimer la sagesse populaire, même sur des sujets aussi complexes que la sécurité énergétique. Deuxièmement, si les indicateurs simples ont le mérite d'être clairs et lisibles, ils risquent fort de négliger certains aspects importants du problème.

Volatilité des prix de l'énergie

La hausse des prix de l'énergie figure également parmi les priorités des personnes interrogées lors des sondages *Eurobaromètre*. L'enquête de 2007 monte que, pour les répondants, le problème

énergétique le plus crucial, c'est le prix de l'énergie. Lors de la rédaction du questionnaire, le prix du baril de pétrole brut venait de franchir un nouveau record et était presque quatre fois plus élevé qu'au début de l'année 2000. L'augmentation des prix de l'énergie et, par conséquent, leur volatilité sont les deux problèmes qui venaient immédiatement à l'esprit d'un tiers des Européens (33 %). Un survol des statistiques relevées ces dernières années corrobore les inquiétudes du public quant à cette volatilité car une multitude de facteurs influent en effet continuellement sur les marchés de l'énergie (figures 4.7-4.10).

Figure 4.7
Prix spot du pétrole brut (Brent)



Figure 4.8
Prix du gaz naturel

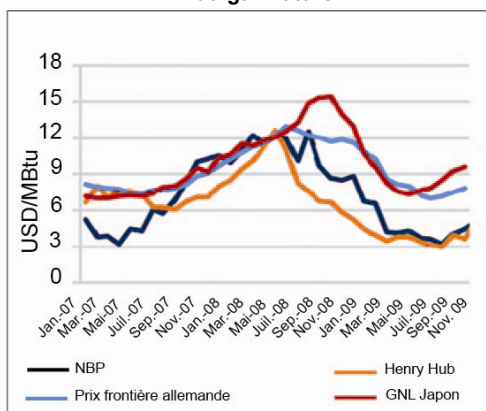


Figure 4.9
Prix du charbon

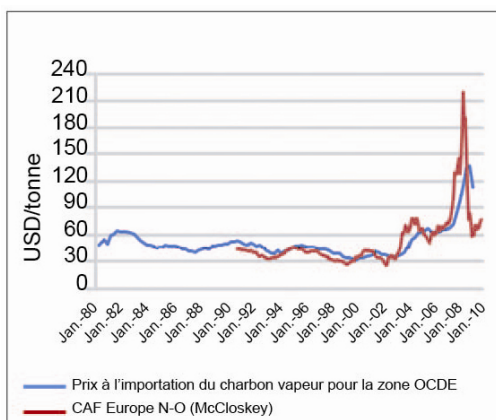
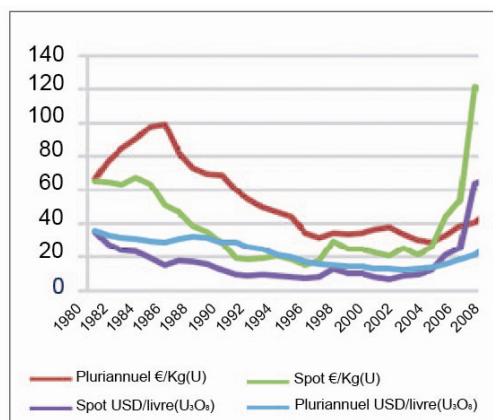


Figure 4.10
Prix de l'uranium



Source : AIE/AEN, 2010 et AIE, 2009c

En réalité, ce n'est pas le niveau élevé des prix en tant que tel qui pose un problème du point de vue de la sécurité d'approvisionnement – des marchés efficaces permettraient facilement de s'y adapter – mais plutôt la volatilité des prix de l'énergie⁶. Pour comprendre l'attitude de l'opinion

6. La volatilité fait partie, comme le prix du marché, le prix d'exercice de l'option, le temps restant avant l'échéance et les taux d'intérêt à court terme, des paramètres employés dans les modèles d'évaluation des options. Même si les variations de prix sont ce qui influence le plus le prix de l'option, la volatilité joue également un très grand rôle. Une des méthodes les plus répandues pour quantifier la volatilité du prix d'une matière première ou de toute autre valeur consiste à analyser les fluctuations de prix sur le marché correspondant à l'option concernée. La « volatilité historique » a pour valeur l'écart-type annualisé des variations de prix quotidiennes sur le marché en question. Une volatilité historique annualisée se calcule en général sur une période antérieure spécifique, par exemple 30 ou 90 jours.

publique à l'égard de l'énergie nucléaire, il est nécessaire de connaître les mécanismes par lesquels la volatilité des prix de l'énergie se répercute sur la sécurité d'approvisionnement. Les sources d'énergie font aujourd'hui presque toutes l'objet d'échanges commerciaux. Pour certaines, il existe de longue date un marché de gros mondial (c'est le cas du pétrole, par exemple) ; pour d'autres, la libéralisation des marchés de l'énergie est intervenue, qui a notamment transformé les secteurs électrique et gazier, auparavant monopoles publics, en marchés concurrentiels, et a permis aux consommateurs de pouvoir choisir librement leur fournisseur d'énergie. Au cours du processus de libéralisation, des marchés de gros ont vu le jour ce qui a permis d'échanger des volumes importants de produits mais, comme pour les autres biens négociés sur le marché depuis longtemps, le prix de gros dépend essentiellement de la manière dont les opérateurs de marché évaluent l'adéquation entre l'offre et la demande. Cette évaluation repose sur l'analyse de plusieurs facteurs, notamment la conjoncture économique, l'évolution des prix de produits de base (par exemple, le pétrole ou le carbone) liés au produit négocié, les prévisions météorologiques à court et à long terme, les conséquences d'événements d'ampleur internationale comme des catastrophes naturelles ou des politiques, etc. Les fluctuations permanentes des relations entre ces facteurs sont à l'origine de la volatilité des prix de gros.

Les prix de produits comme le pétrole, le gaz ou le charbon peuvent avoir un impact plus direct sur le consommateur que l'énergie nucléaire n'en a sur le prix de l'électricité. Le prix du pétrole brut a une très grande influence sur le prix du carburant payé par le consommateur, notamment aux États-Unis, où le pétrole brut représente 69 % du prix d'un litre d'essence (le raffinage et les taxes représentant quant à eux respectivement 9 et 14 % du prix, la distribution et la commercialisation, 8 %) ⁷. L'établissement du prix du gaz est plus complexe, car il existe trois marchés régionaux du gaz (Amérique du Nord, Europe et Asie) au sein desquels l'infrastructure de gazoducs a tissé d'étroites relations au cours de l'histoire. En outre, un nouveau mode de transport du gaz est en pleine expansion : ce combustible peut être transporté sur de longues distances par mer sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL), mais ce mode de transport nécessite l'utilisation de navires spéciaux, les méthaniers, car le gaz doit être maintenu à une température constante de -162°C .

Le GNL et le gaz acheminé par gazoduc peuvent également faire l'objet de contrats à long terme (contrat d'une durée allant de 15 à 25 ans conclus directement entre le producteur et le fournisseur) ou être achetés directement par le fournisseur sur le marché de gros (prix spot). En général, le prix du gaz à long terme est indexé sur le prix des produits pétroliers et connaît donc la même volatilité ⁸. Depuis peu, le prix spot n'est plus corrélé au prix à long terme, comme le montrent, à la figure 4.8, les écarts entre les courbes du GNL Japon et du prix à la frontière allemande d'une part, et celles du NBP et du Henry Hub (qui sont des marchés de gros) d'autre part. Ces évolutions des prix ont une grande influence sur la sécurité d'approvisionnement et, grâce au développement des marchés de gros, la diversification des sources d'approvisionnement pourrait permettre une décorrélation complète entre les prix du gaz et ceux des produits pétroliers et contribuer ainsi à ce que la volatilité des marchés pétroliers ne se répercute plus sur le prix du gaz.

Dans un contexte de grande volatilité du prix des ressources énergétiques fossiles, l'énergie nucléaire présente deux avantages importants : c'est une énergie peu sensible aux fluctuations des prix du combustible, et la structure du marché de l'uranium le préserve de la volatilité que connaissent les prix du pétrole, du gaz et du charbon.

7 US EIA, 2010.

8. De 1998 à janvier 2009, les prix du pétrole et du gaz naturel à long terme ont évolué à peu près conjointement. Le fioul et le gaz naturel sont en effet substituables l'un à l'autre pour produire de l'électricité et pour certaines utilisations industrielles, ce qui conduit effectivement à des substitutions et à une corrélation entre leurs prix à court et moyen terme.

En effet, comme le montre le chapitre 1, l'uranium, qui est très répandu et facile à stocker, ne constitue pas à l'évidence un risque important pour l'approvisionnement énergétique. Si l'on considère la production d'électricité, par exemple, les centrales au gaz sont très sensibles au prix du combustible : un doublement du prix du gaz peut provoquer une hausse d'un tiers du coût de production de l'électricité (AIE/AEN, 2010). En revanche, pour les centrales nucléaires, le risque associé au prix du combustible est en général beaucoup plus faible que pour les centrales à combustibles fossiles, étant donné que le prix du combustible ne représente qu'une faible proportion du coût total de production de l'électricité : même si le prix de l'uranium doublait, la part du combustible ne passerait que de 10 à 20 % du coût total, ce qui entraînerait une hausse d'environ 10 % du coût total de l'électricité produite par les centrales nucléaires. Il en résulte des coûts stables sur toute la durée de vie des centrales et des prix de l'électricité stables si la structure du marché le permet.

Sur le marché du combustible nucléaire, les contrats à long terme prédominent. En 2008, le pourcentage de livraisons résultant de contrats spot sur la totalité de l'UE n'était que de 2.8 % (Euratom, 2008). Contrairement à ce qui se passe pour d'autres matières premières, en cas de difficultés d'approvisionnement, les réacteurs nucléaires peuvent fonctionner entre 12 et 18 mois sans être rechargés (et ainsi produire de l'électricité pendant plusieurs mois avant d'être arrêtés) et, si les livraisons de combustible neuf connaissent des retards, les réacteurs peuvent encore être exploités entre deux et six mois au-delà de la date d'arrêt prévue, à une puissance progressivement réduite. À l'inverse, dans la plupart des pays de l'Union européenne, les stocks stratégiques pétroliers se limitent aux 90 jours de consommation prévus par la législation. Ainsi une pénurie due à des facteurs géopolitiques ou économiques est beaucoup moins préjudiciable dans le cas du combustible nucléaire que dans celui d'autres matières premières.

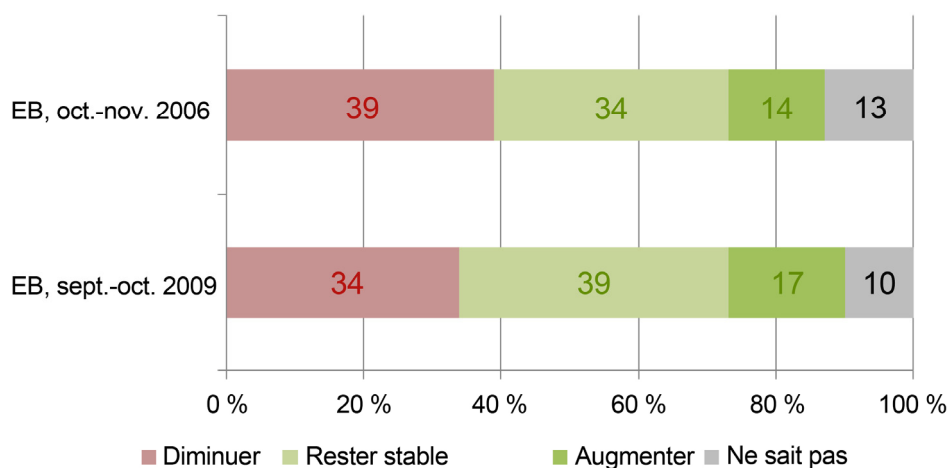
Les sondages d'opinion montrent que, même si les consommateurs ignorent à peu près tout des mécanismes en jeu sur les marchés des énergies que nous venons d'exposer dans les paragraphes précédents, ils connaissent la composition du parc énergétique au niveau européen. En 2008, la part du pétrole dans la consommation intérieure brute de combustible dans les 27 pays membres de l'UE était de 36.4 %, celle du gaz naturel de 25.1 %, celle de l'énergie nucléaire de 13 % et celle du charbon de 12 % pour ne citer que les sources d'énergie les plus utilisées. Quarante et un pour cent des personnes interrogées ont cité le pétrole comme une des sources d'énergie les plus utilisées, 77 % ont mentionné le gaz, 36 % l'énergie nucléaire et 35 % le charbon. Cette très bonne perception de la composition du parc énergétique explique ainsi pourquoi les répondants se préoccupent surtout de la volatilité des prix des combustibles : dans le cas du pétrole qui, pour une majorité d'Européens, constitue la source d'énergie la plus consommée, le signal donné par le prix du baril peut être considéré comme un indicateur de leur confiance dans la sécurité énergétique de leur pays.

4.3 Conscience de l'importance de la sécurité d'approvisionnement et soutien de l'opinion publique à l'énergie nucléaire

Il est intéressant d'analyser si l'opinion publique établit clairement un lien entre le besoin impérieux et évident de renforcer la sécurité énergétique, question qui préoccupe beaucoup d'Européens comme le montrent les résultats du rapport *Eurobaromètre*, et le rôle que peut jouer l'énergie nucléaire dans ce contexte. Pour étudier une éventuelle corrélation entre les inquiétudes quant à la sécurité énergétique et les attitudes du public vis-à-vis du nucléaire, deux problèmes examinés dans la première partie du présent chapitre, il ne suffit pas de présenter une vision instantanée de l'état de l'opinion sur ces questions. Il convient plutôt d'effectuer une analyse de l'évolution dans le temps des attitudes du public à l'égard de la sécurité énergétique et de l'énergie nucléaire.

En trois ans, l'avis des Européens sur la question nucléaire a changé. La proportion des Européens qui souhaitent une augmentation de la part de l'énergie nucléaire dans le parc énergétique est en hausse de 3 %, tandis qu'à l'inverse, comme nous l'avons vu dans la première partie du présent chapitre, la proportion des personnes interrogées qui sont d'avis de diminuer cette contribution est tombée de 39 à 34 %.

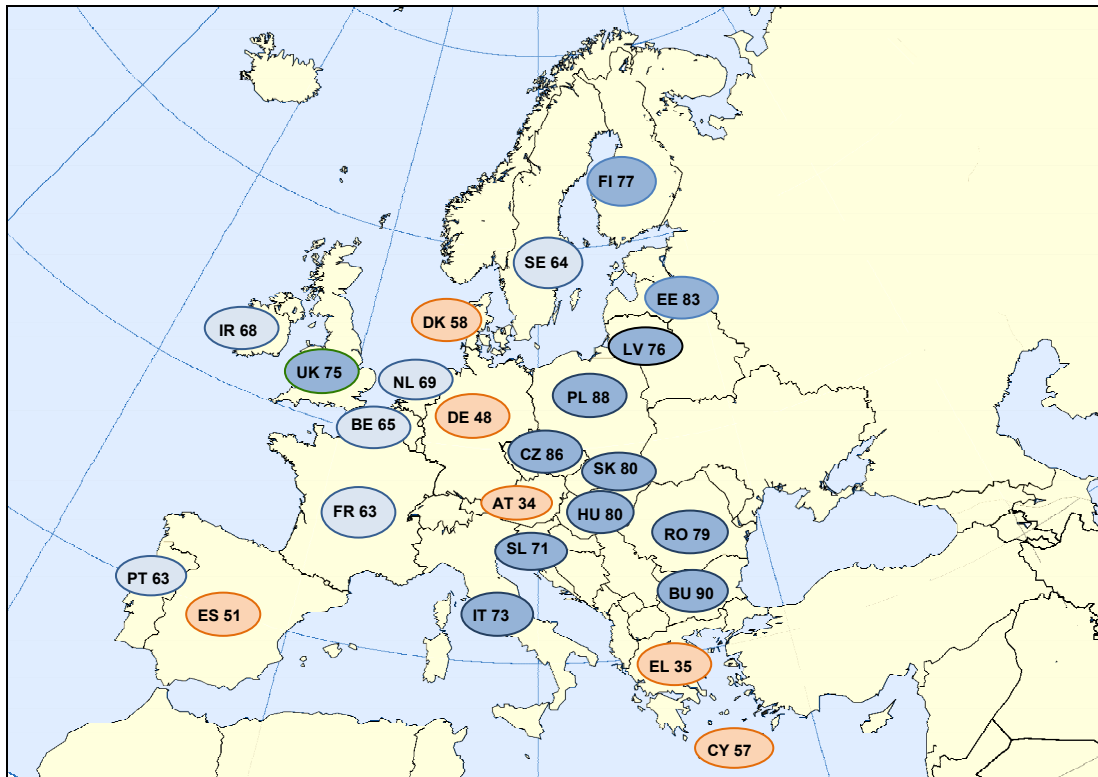
Figure 4.11 : À votre avis, la part de l'énergie nucléaire dans l'ensemble du parc énergétique doit-elle diminuer, rester stable ou augmenter ? (% UE27)



Source : Commission européenne, 2007 et 2010.

Les résultats par pays (figure 4.12) illustrent cette légère et néanmoins importante évolution. Les pays où la proportion des citoyens qui souhaitent une stabilité ou une augmentation de la part de l'énergie nucléaire est la plus élevée sont la Bulgarie (90 %) et la Pologne (88 %). Il convient de souligner que ces dernières années, ces deux pays ont envisagé de construire leur première centrale nucléaire depuis longtemps. La Pologne dépend essentiellement du charbon pour répondre à ses besoins en énergie, qui devraient croître de 80 à 90 % d'ici 2025. Or le charbon ne semble pas être la meilleure solution pour respecter le protocole de Kyoto et les engagements inscrits dans les plans nationaux d'allocation décidés au niveau européen. C'est pourquoi, depuis quatre ans, le développement de l'énergie nucléaire constitue un des axes de la politique énergétique polonaise. En début d'année, la Pologne a adopté une résolution qui prévoit qu'en 2020, une partie de l'électricité consommée sera d'origine nucléaire (FORATOM, *Country Profile of Poland*). De son côté, la Bulgarie dispose de deux réacteurs nucléaires qui assurent 35 % de sa production d'électricité.

Figure 4.12 : La part de l'énergie nucléaire dans le parc énergétique doit-elle rester stable ou augmenter ? (% UE27)



Source : Secrétariat AEN à partir de la Commission européenne, 2007.

De plus, certains pays qui, ces dernières années, avaient arrêté ou suspendu leur programme électronucléaire et qui ont récemment changé de politique nucléaire, comme l'Italie ou le Royaume-Uni, font aussi partie des pays où le soutien de l'opinion publique à l'énergie nucléaire est aujourd'hui le plus élevé. Ainsi, en Italie, les derniers réacteurs nucléaires en service avaient été arrêtés à la suite de l'accident de Tchernobyl. Or, en 2008, la politique gouvernementale à l'égard du nucléaire a sensiblement évolué : un programme de construction de centrales a été adopté, avec l'objectif de produire 25 % d'électricité nucléaire à l'horizon 2030 (aujourd'hui, en Italie, 10 % de l'électricité est d'origine nucléaire, mais il s'agit intégralement d'électricité importée, 54 % de l'électricité est produite dans des centrales à gaz, 15 % dans des centrales à charbon, 9 % dans des centrales au fioul et 15 % de l'électricité est d'origine hydraulique, ce qui a pour conséquence que l'Italie est très dépendante des importations – en 2008, l'Italie était le plus gros importateur net d'électricité au monde).

Entre 2003 et 2006, le gouvernement britannique doutait fort de l'utilité du nucléaire, mais aujourd'hui, la situation est différente : les paragraphes introductifs du document « *Road to 2010* » illustrent ce changement d'attitude. « L'énergie nucléaire est une technologie éprouvée qui produit de l'électricité décarbonée. Elle est abordable, fiable, sûre et capable de renforcer la diversité énergétique. Elle constitue donc un élément essentiel de toute solution globale visant à résoudre les graves problèmes que posent le changement climatique et la sécurité énergétique ». Cette volonté du gouvernement britannique de relancer l'énergie nucléaire s'explique par le souci de la sécurité énergétique du pays, puisque les réacteurs aujourd'hui en service arrivent en fin de vie, mais aussi par la nécessité de limiter les émissions de CO₂. Ce dernier point joue un rôle important dans la politique

énergétique du gouvernement à l'horizon 2025, politique qui privilégie une « trinité » de technologies sobres en carbone : les énergies renouvelables, l'énergie nucléaire et le captage et le stockage du CO₂ (CSC). L'opinion publique britannique est également sensible au problème des émissions de CO₂ (près de 70 % de la population britannique sont d'avis que l'énergie nucléaire présente l'avantage d'émettre moins de gaz à effet de serre que d'autres sources d'énergie).

De tous les pays qui disposent de centrales nucléaires, le Japon est le pays où l'énergie nucléaire est le moins considérée comme dangereuse. Une large majorité (61 %) des Japonais estiment que la part actuelle du nucléaire dans leur pays doit rester inchangée. L'énergie nucléaire représente près de 30 % de la production totale d'électricité du Japon (29 % en 2009) et il est prévu de passer à 41 % en 2017. De fait, le Japon est un pays qui doit importer environ 80 % de l'énergie dont il a besoin, ce qui le conduit à attacher beaucoup d'importance à la sécurité d'approvisionnement et à s'efforcer de réduire au minimum les importations de combustibles fossiles. Cependant, les Japonais sont beaucoup plus enclins que les autres à juger élevé le risque d'attentat terrorisme nucléaire (79 %). Cette ambivalence est l'un des éléments qui expliquent le maintien du *statu quo* nucléaire dans ce pays.

Les Américains sont très nombreux (81 %) à associer énergie nucléaire et indépendance énergétique. D'ailleurs, une étude réalisée par Gallup début mars 2010 révèle que 62 % d'entre eux sont favorables au recours au nucléaire pour satisfaire les besoins en électricité du pays. Aux États-Unis, le soutien de l'opinion publique à l'énergie nucléaire est donc solide : plus de six adultes américains sur dix sont favorables à la construction de centrales nucléaires.

Enfin, une analyse sociodémographique révèle des caractéristiques communes entre les pays de l'OCDE. Lorsqu'on leur demande de choisir l'emplacement d'une future centrale nucléaire, les hommes sont plus nombreux que les femmes à choisir un site situé dans leur pays et placé sous le contrôle d'une autorité nationale. Historiquement, les femmes ont toujours été plus réticentes et plus versatiles que les hommes à l'égard de l'énergie nucléaire, sans doute parce qu'elles se sentent plus concernées qu'eux par le sort des générations à venir. Aux États-Unis, les femmes sont 17 % à être très favorables à l'énergie nucléaire, contre 42 % des hommes, et 48 % des femmes sont tout à fait d'accord avec l'idée de construire des centrales nucléaires, contre 71 % des hommes. De plus, les personnes les plus diplômées sont les plus nombreuses à approuver l'utilisation de l'énergie nucléaire. Les écarts entre hommes et femmes s'accroissent également avec les diplômes. Aux États-Unis, 60 % des femmes qui sont titulaires d'une licence universitaire sont favorables à l'énergie nucléaire, contre 48 % de femmes n'ayant pas atteint ce niveau d'études (pour les hommes, le chiffre est de 85 % des titulaires d'une licence contre 67 % de ceux qui n'en sont pas titulaires).

Ces résultats révèlent une adhésion plus forte à l'énergie nucléaire dans la majorité des pays de l'OCDE. Et, fait notable, cette évolution a pris forme ces dernières années, à un moment où la sécurité d'approvisionnement dans le secteur énergétique paraît de plus en plus menacée, où il faut trouver des solutions à des problèmes tels que la libéralisation des marchés de l'énergie, la volatilité des prix, des pannes de courant plus fréquentes, la prise de conscience environnementale, etc.

Corrélation entre souci de la sécurité d'approvisionnement et soutien à l'énergie nucléaire

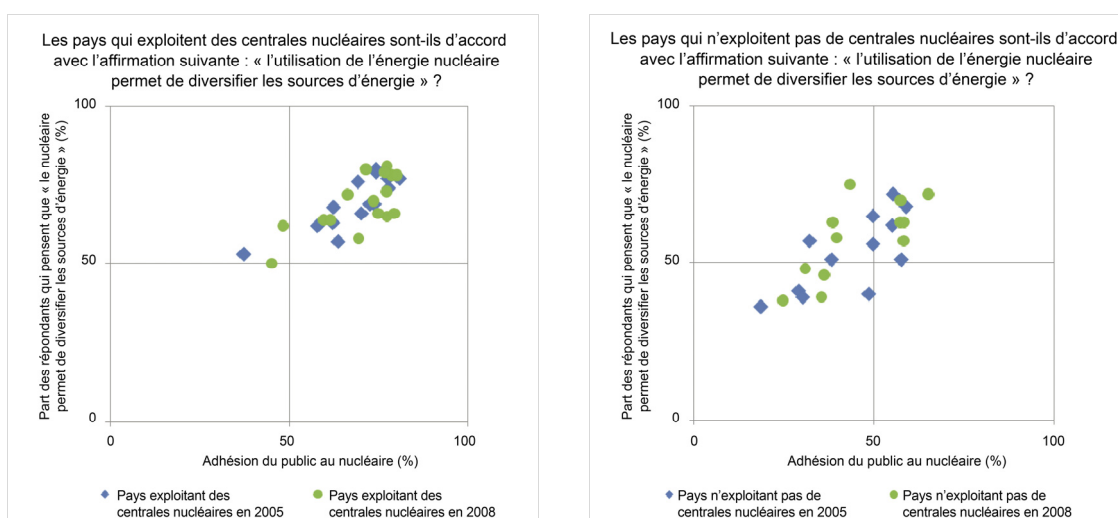
Une étude de la corrélation entre le changement d'attitude du public à l'égard de l'énergie nucléaire entre 2005 et 2008 et les réponses des personnes interrogées aux autres questions des enquêtes *Eurobaromètre* effectuées ces mêmes années met en lumière les facteurs qui ont contribué à faire évoluer la perception du public. Il apparaît clairement que les avantages du nucléaire en termes de diversification des énergies et de réduction de la dépendance pétrolière ont été pleinement et de

plus en plus appréciés par les Européens entre 2005 et 2008. Cette perception semble avoir contribué à une plus forte adhésion globale à l'énergie nucléaire.

Le fait que l'opinion publique européenne ait conscience que l'énergie nucléaire peut contribuer de manière substantielle à diversifier les sources d'énergie est assez fortement corrélé à une plus forte adhésion à l'énergie nucléaire, comme le montre la comparaison entre les résultats des sondages *Eurobaromètre* de 2005 et de 2008. La figure 4.13 représente la proportion des répondants qui sont d'accord avec l'affirmation « l'utilisation de l'énergie nucléaire permet aux pays européens de diversifier leurs sources d'énergie » (en ordonnée) et la proportion des répondants favorables à l'énergie nucléaire (en abscisse) ; on calcule la corrélation suivant que le pays dispose ou non de centrales nucléaires. Le coefficient de corrélation est de 0.87 pour 2005 et de 0.78 pour 2008. Ces coefficients relativement élevés semblent indiquer que la contribution du nucléaire à la diversification des énergies est l'un des principaux moteurs d'adhésion croissante de l'opinion à la production électronucléaire.

Cette corrélation peut également s'expliquer par la flambée des prix du pétrole entre 2005 et le deuxième trimestre de 2008, par les inquiétudes que cette hausse a provoquées chez un grand nombre d'Européens quant au prix des futures importations de pétrole ainsi que par une préférence de plus en plus marquée pour les sources d'énergie sans carbone.

Figure 4.13 : Soutien à l'énergie nucléaire et diversification énergétique



Source : Euratom, 2008.

La figure 4.13 montre un changement notable entre 2005 et 2008 en ce qui concerne le rapport entre le soutien de l'opinion à l'énergie nucléaire et la diversification énergétique, changement qui est encore plus visible dans les pays qui disposent de centrales nucléaires. Cela confirme les tendances présentées dans la première partie de ce chapitre : l'opinion publique est davantage convaincue que l'énergie nucléaire peut contribuer à la sécurité d'approvisionnement, notamment parce que ce type d'énergie permet de diversifier le parc énergétique d'un pays.

Comme le montre la figure 4.14, on peut également estimer que le fait que l'énergie nucléaire permet de diminuer la dépendance des pays importateurs à l'égard du pétrole contribue également à gagner l'adhésion du public. La proportion des répondants qui sont d'accord avec l'affirmation « nous pourrions réduire notre dépendance au pétrole si nous utilisions davantage l'énergie nucléaire » est corrélée à l'évolution de l'adhésion du public au nucléaire. Les deux années où ont été menées les enquêtes, les coefficients de corrélation étaient élevés : 0.83 en 2005, 0.84 en 2008.

Figure 4.14 : Soutien à l'énergie nucléaire et réduction de la dépendance pétrolière

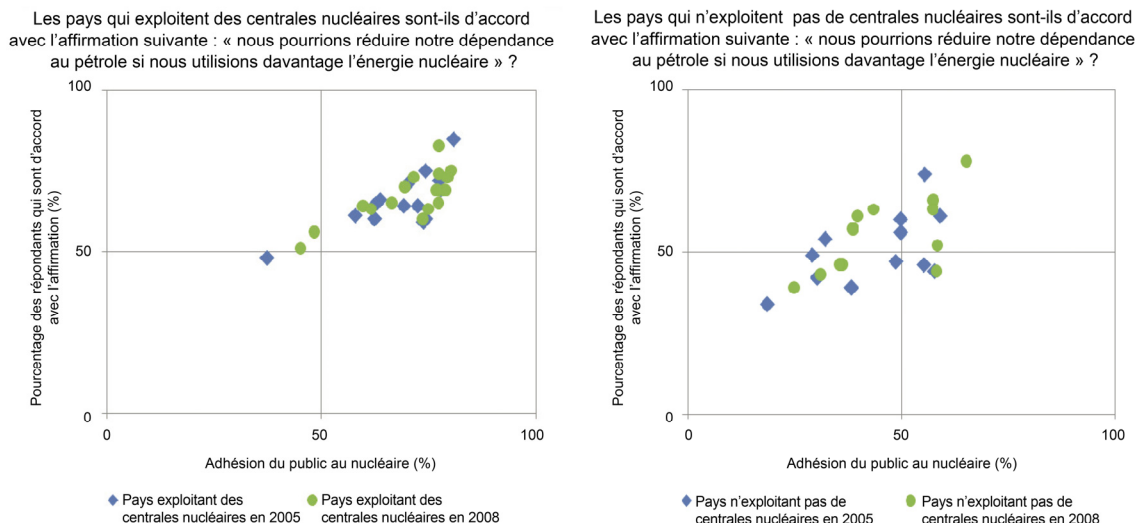
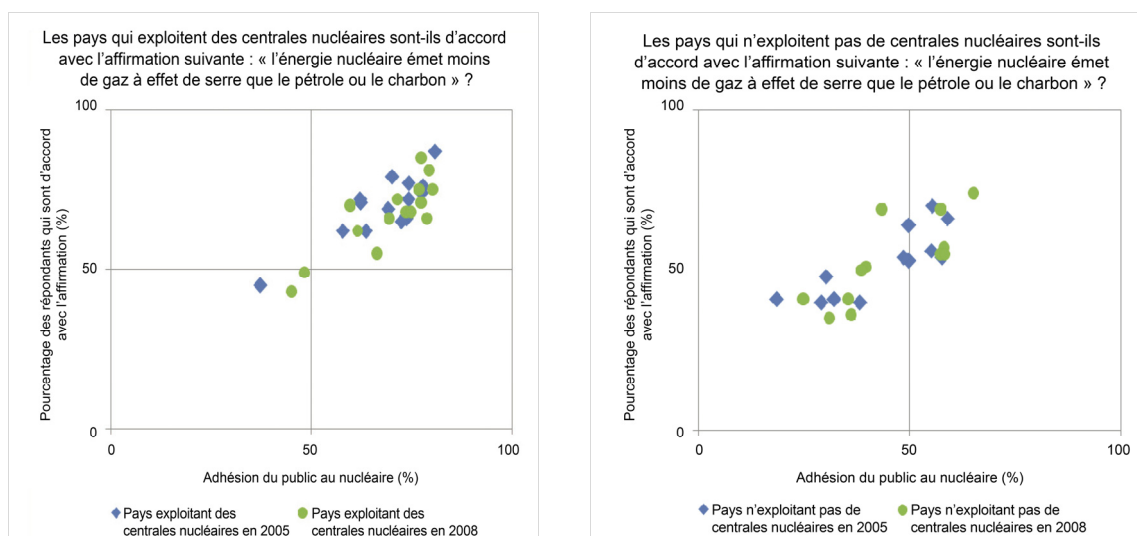


Figure 4.15 : Soutien à l'énergie nucléaire et réduction des émissions de gaz à effet de serre



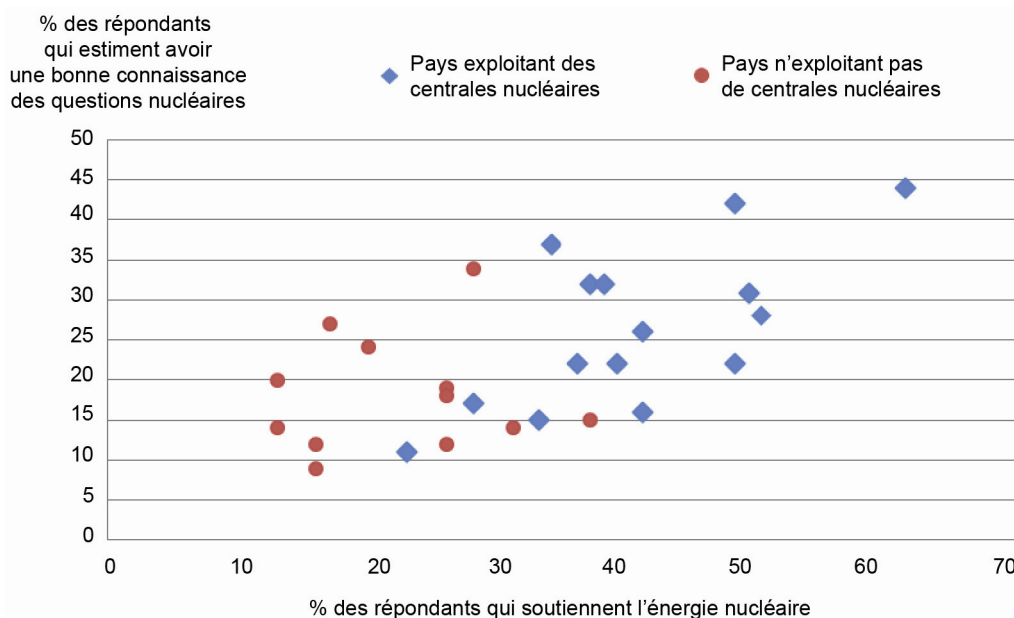
Source : Euratom, 2008.

La contribution de l'énergie nucléaire à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, surtout quand on la compare à d'autres sources d'énergie fossiles, constitue une autre raison de l'adhésion plus grande du public, comme le montrent les réactions à l'affirmation « un des avantages de l'énergie nucléaire, c'est qu'elle émet moins de gaz à effet de serre que d'autres sources d'énergie comme le pétrole ou le charbon » (figure 4.15). Le coefficient de corrélation entre la proportion des répondants qui sont d'accord avec cette affirmation et l'adhésion à l'énergie nucléaire est encore plus élevé que pour la diversification des sources d'énergie : il était de 0.91 en 2005 et de 0.86 en 2008. La plupart des pays qui exploitent des centrales nucléaires (à l'exception de l'Estonie) se situent dans la case en haut à droite ce qui dénote à la fois une très bonne connaissance des avantages de l'énergie nucléaire en termes de réduction des gaz à effet de serre et une large adhésion à la production électronucléaire. Il convient de souligner que la moitié des pays européens qui n'exploitent pas de centrales nucléaires se situent également dans la case en haut à droite qui correspond à une meilleure adhésion du public et à une meilleure connaissance des avantages de l'énergie nucléaire.

Cette corrélation se retrouve également dans les résultats des enquêtes effectuées aux États-Unis : comme les Européens, la plupart des Américains pensent que l'énergie nucléaire est une source d'énergie fiable et abordable. Quatre-vingt deux pour cent des adultes américains font un lien entre énergie nucléaire et indépendance énergétique, 79 et 77 % d'entre eux l'associent respectivement à la pureté de l'air et à la croissance économique tandis que 68 % estiment que l'énergie nucléaire fait partie des solutions pour lutter contre le changement climatique. Au Canada, le lien entre énergie nucléaire et changement climatique est perçu de la même façon : cinquante trois pour cent des Canadiens sont d'avis que, pour améliorer la pureté de l'air, il faudrait davantage utiliser l'énergie nucléaire dans leur pays.

Ces sondages révèlent que les avantages de l'énergie nucléaire en termes de sécurité énergétique – diversification énergétique et réduction de la dépendance pétrolière – et de réduction des émissions de gaz à effet de serre semblent de mieux en mieux perçus par les citoyens européens. La corrélation entre perception des avantages de l'énergie nucléaire et acceptation de cette énergie est manifeste. Ce qui, à son tour, se traduit par une plus large adhésion générale au nucléaire. Ce résultat est beaucoup plus visible dans les pays qui exploitent des centrales nucléaires, ce qui confirme qu'une population bien informée sur l'énergie nucléaire en comprend mieux les tenants et aboutissants, de même que l'intérêt de cette énergie en termes de sécurité d'approvisionnement et de réduction des émissions de gaz à effet de serre. La figure 4.16 qui compare le degré d'acceptation de l'énergie nucléaire et la connaissance des questions nucléaires suivant que le pays dispose ou non de centrales en exploitation est révélatrice à cet égard. Mieux elles connaissent l'énergie nucléaire, plus les personnes interrogées sont enclines à la soutenir.

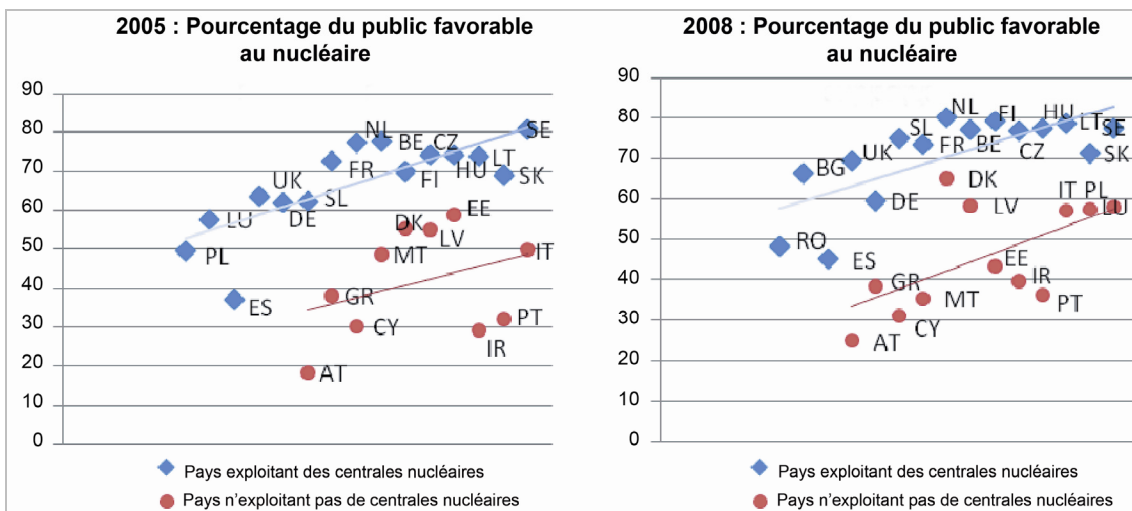
Figure 4.16 : Degré d'acceptation et connaissance des questions nucléaires



Source : Euratom, 2008.

In fine, on peut tirer une conclusion sur l'évolution du soutien du public à l'énergie nucléaire. Alors qu'en 2005, dans les pays n'exploitant pas de centrales nucléaires, la proportion de l'opinion qui était favorable à ce type d'énergie était inférieure à 50 % presque partout, en 2008, l'adhésion au nucléaire est devenue majoritaire dans la plupart de ces pays. Du côté des pays qui disposent de centrales nucléaires en exploitation, le soutien de l'opinion publique dépasse les 70 % dans 11 pays sur 27 (figure 4.17).

Figure 4.17 : Adhésion du public à l'énergie nucléaire en 2005 et 2008



Source : Euratom, 2008.

4.4 Conclusion

L'attitude du public à l'égard de l'énergie nucléaire est depuis longtemps ambivalente, « structure bipolaire faite d'images pleines d'espoir et d'images effrayantes » comme l'écrivait Spencer Weart en 1988 (Weart, 1988, p. 422). Une fois analysée à travers le prisme de la sécurité d'approvisionnement, cette attitude apparaît plus favorable. Après avoir montré que l'énergie nucléaire peut contribuer à la sécurité énergétique, le présent chapitre s'est attaché à identifier les éléments et les indicateurs utilisés par les consommateurs pour se forger une opinion sur la question de la sécurité d'approvisionnement.

Deux notions essentielles qui sont utilisées par les citoyens pour évaluer la sécurité énergétique ont été développées : la dépendance à l'égard des importations et la volatilité des prix de l'énergie. Cependant, dans le cas de la dépendance à l'égard des importations par exemple, les résultats sont parfois plus difficiles à interpréter si l'on ne s'appuie que sur un seul indicateur comme le ratio d'importation, même s'il s'agit d'un indicateur simple. Finalement, il semble que les gens ont une assez bonne perception de la consommation d'énergie de leur pays, ce qui nous conduit à conclure que la baisse des ratios d'importation et la stabilisation des prix pourraient être les principaux facteurs qui permettront d'obtenir le soutien de l'opinion publique sur la question de la sécurité énergétique. Dans ce contexte, les mérites de l'énergie nucléaire ont été présentés en détail tout au long de ce chapitre : c'est une source d'énergie sans carbone et qui peut être exploitée sur le sol national ; elle n'est pas handicapée par la volatilité des prix de son combustible, l'uranium, et elle contribue à réduire les importations de combustible et donc la dépendance énergétique.

Outre l'inquiétude que suscitent les gaz à effet de serre, ces avantages de l'énergie nucléaire ont eu un effet indéniable sur l'opinion publique. Depuis 2005, le soutien de l'opinion s'est accru, dans les pays exploitant des centrales nucléaires, comme dans les autres. De fait, on observe, dans le temps, une forte corrélation entre sécurité d'approvisionnement et adhésion au nucléaire. Le souci de la sécurité d'approvisionnement énergétique a fortement contribué à faire évoluer les politiques énergétiques, en raison de la hausse et de la volatilité actuelles des prix de l'énergie, mais aussi de la raréfaction des combustibles. Cette corrélation est encore plus nette dans les pays qui disposent de centrales nucléaires et cette tendance semble être confirmée par le fait que plus l'opinion dispose d'informations sur l'énergie nucléaire, plus elle en perçoit les bénéfices.

L'acceptabilité politique et sociale de l'énergie nucléaire repose sur une explication claire de ses avantages en termes de diversification, de sécurité énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre. C'est à l'industrie nucléaire elle-même qu'il revient de faire valoir ces arguments de manière convaincante.

Références

AEN (2008), *Perspectives de l'énergie nucléaire 2008*, OCDE, Paris, France.

AIE (2009a), *Key World Energy Statistics – 2009 Edition*, OCDE/AIE, Paris, France.

AIE (2009b), *Bilans énergétiques des pays de l'OCDE – Édition 2009*, OCDE/AIE, Paris, France

AIE (2009c), *Energy Prices and Taxes*, 4th Quarter 2009, OCDE/AIE, Paris, France

AIE/AEN (2010), *Coûts prévisionnels de production de l'électricité – Édition 2010*, OCDE, Paris, France.

Euratom (2008), *Euratom Annual Report*, Communauté européenne de l'énergie atomique, Office des publications de l'Union européenne, Luxembourg.

CE (2007), *Energy Technologies: Knowledge, Perception, Measures*, Eurobaromètre spécial n° 262, Commission européenne, Bruxelles, Belgique, disponible sur http://ec.europa.eu/public_opinion/archives/ebs/ebs_262_en.pdf.

CE (2010), *Les Européens et la sûreté nucléaire*, Eurobaromètre spécial n° 324, Commission européenne, Bruxelles, Belgique disponible sur http://ec.europa.eu/energy/nuclear/safety/doc/2010_eurobarometer_safety.pdf.

Gallup (2010), *Gallup Survey on Americans' Support for the Use of Nuclear Power to Provide Electricity*, 22 mars, disponible sur www.gallup.com/poll/126827/support-nuclear-power-climbs-new-high.aspx.

US EIA (2010), *Gasoline and Diesel Fuel Update*, US Energy Information Administration, mars, États-Unis, www.eia.doe.gov/oog/info/gdu/gasdiesel.asp.

Weart, S.R. (1988), *Nuclear Fear: A History of Images*, Harvard University Press, Cambridge, Massachusetts, États-Unis.

Chapitre 5

CONCLUSIONS

On s'est efforcé, dans cet ouvrage, d'évaluer la contribution de l'énergie nucléaire à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement énergétique dans les pays membres de l'AEN et de l'OCDE. Parce que l'énergie nucléaire permet de produire de l'électricité sur le territoire national à des coûts stables sans émettre de gaz à effet de serre pendant la phase d'exploitation, elle est, en principe, bien placée pour jouer un rôle positif. Les auteurs, sous la direction du Groupe d'experts du NDC sur l'énergie nucléaire et la sécurité d'approvisionnement, ont cherché à savoir si l'énergie nucléaire avait réussi à améliorer la sécurité d'approvisionnement des pays de l'OCDE au cours des 40 dernières années.

À l'aide d'une série d'indicateurs transparents et concrets, l'étude montre de manière empirique que l'énergie nucléaire a, sans aucun doute, permis d'améliorer la sécurité d'approvisionnement énergétique dans les pays de l'OCDE. Elle est parvenue à ce résultat remarquable en contribuant à diversifier le bouquet énergétique, et *a fortiori* le parc de centrales, et à diminuer la part globale des combustibles fossiles, en particulier du gaz naturel importé des pays hors OCDE.

L'étude parvient à cette conclusion en procédant à une analyse systématique et transparente. Le premier chapitre a creusé la notion de sécurité d'approvisionnement énergétique et présenté les différentes définitions et démarches que les experts ont élaborées pour s'attaquer à ce problème. La sécurité énergétique, du fait de sa complexité et de l'évolution permanente des nombreux paramètres qui la définissent et de la perception qu'a la population de ce qu'est un approvisionnement « sûr », reste une externalité non internalisée ou un bien public que les marchés sont incapables d'offrir au niveau voulu. Même s'il existe un vaste marché mondialisé de la plupart des biens énergétiques, la sécurité d'approvisionnement énergétique reste un problème que les pouvoirs publics doivent prendre en charge en dernier ressort.

On peut, à première vue, identifier une dimension externe et une dimension interne de la sécurité d'approvisionnement énergétique, sachant que l'énergie nucléaire peut jouer un rôle constructif dans ces deux dimensions. La dimension externe se définit principalement par l'inquiétude que suscite la dépendance à l'égard d'importations provenant de pays politiquement instables. Le nucléaire, parce qu'il produit de l'électricité sur le territoire national, peut de toute évidence réduire cette dépendance. La dimension interne concerne, par contre, la création de mécanismes et de dispositifs d'incitation appropriés pour permettre aux acteurs publics et privés d'investir dans des moyens de production et de transport suffisants, qui assurent un accès permanent à des services énergétiques à des prix stables. Là encore, le nucléaire qui est une technologie fonctionnant en permanence en base avec des coûts d'exploitation très prévisibles, devrait jouer un rôle positif. Néanmoins, il convient de souligner que la stabilité des coûts d'exploitation est un avantage qui ne se répercute pas toujours entièrement sur le consommateur final du fait des mécanismes particuliers de fixation des prix sur les marchés de l'électricité. En dépit de cela, la société continue de profiter de ces bienfaits, même si ce sont les compagnies d'électricité qui les obtiennent plutôt que le consommateur final.

Conformément au mandat du Groupe d'experts de l'AEN, à savoir « de dégager une approche quantitative permettant de mesurer la contribution de l'énergie nucléaire à la sécurité d'approvisionnement », le chapitre 2 présente un grand choix d'indicateurs et de modèles permettant de quantifier le niveau de sécurité d'approvisionnement énergétique d'un pays. Le chapitre 3 élabore ensuite un indicateur composite spécifique pour mesurer le niveau de sécurité d'approvisionnement énergétique ainsi que la contribution du nucléaire au cours des 40 dernières années dans les pays de l'OCDE pour lesquels on disposait de données cohérentes. Chacun des nombreux indicateurs de la sécurité d'approvisionnement doit répondre à des questions spécifiques. Aucun d'entre eux ne peut, à lui seul, décrire dans sa globalité la sécurité d'approvisionnement qui caractérise un pays. Parmi les principales catégories d'indicateurs examinés dans le chapitre 2, citons (a) les indicateurs de diversification, qui déterminent en fait dans quelle mesure les pays ont réussi à ne pas « mettre tous leurs œufs dans le même panier » ; (b) les indicateurs techniques, qui évaluent l'adéquation des infrastructures techniques d'un pays ; et (c) des indicateurs composites plus complexes ou « modèles », qui synthétisent un certain nombre d'indicateurs primaires, et qui donnent donc un aperçu de la situation d'un pays à l'aide d'une mesure unique. À la fin, les chercheurs ont choisi l'indicateur qui était le plus en mesure d'apporter aux dirigeants des réponses intéressantes aux questions qu'ils tentent de résoudre.

Dans le contexte du projet de l'OCDE sur la « sécurité d'approvisionnement énergétique et l'énergie nucléaire », l'indicateur composite qui est le plus immédiatement utile est l'indicateur de l'offre et de la demande élaboré par l'Institut de recherche néerlandais ECN. Cet indicateur a été choisi par l'AEN pour servir de base à son indice simplifié de l'offre et de la demande, qui est présenté au chapitre 3. En se fondant sur un ensemble complet de données énergétiques fournies par les services de données de l'Agence internationale de l'énergie pour la période 1978-2008, cet indice simplifié cherche à déterminer la sécurité d'approvisionnement énergétique à partir des données relatives à l'offre et à la demande. C'est la première fois que l'on entreprend d'élaborer des indicateurs de sécurité d'approvisionnement sur la base de données empiriques couvrant une période de 40 ans.

Le chapitre 3 procède également à l'examen des contributions respectives de l'énergie nucléaire et des améliorations de l'efficacité énergétique à l'indice simplifié global. Il montre que la sécurité d'approvisionnement s'est sans aucun doute améliorée depuis le début des années 70 dans les pays de l'OCDE. Cette amélioration est due à trois raisons :

- l'introduction du nucléaire pour produire de l'électricité ;
- la diminution de l'intensité énergétique des différentes économies ;
- la plus grande diversification des sources d'énergie primaire.

Bien sûr, dans ce contexte, la contribution du nucléaire est très importante. Pour la première fois, cette étude a réussi à donner une évaluation quantitative de cette affirmation. Même si bon nombre des résultats quantitatifs sont fonction des hypothèses adoptées, l'énergie nucléaire en tant que source nationale n'émettant pour ainsi dire pas de carbone possède sans aucun doute un nombre de caractéristiques intéressantes pour améliorer la sécurité des approvisionnements énergétiques. En effet, elle est un mode de production d'électricité compétitif du fait de son intensité énergétique élevée et de sa faible sensibilité aux variations du prix du combustible qu'elle utilise, de l'uranium, contrairement aux technologies fossiles. Les ressources d'uranium sont également bien réparties et sont présentes dans des pays de l'OCDE comme l'Australie, le Canada et les États-Unis qui en détiennent une part importante. Dans l'ensemble le nucléaire est bien placé pour apporter une contribution positive à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement énergétique dans les pays de l'OCDE.

Le chapitre 4 tente de déterminer les implications de ces conclusions sur les mécanismes plus généraux de formation de l'opinion publique et les attitudes à l'égard de l'énergie nucléaire dans les pays de l'OCDE. Bien sûr, la population dans son ensemble ne s'intéresse pas à l'élaboration d'indicateurs synthétiques complexes. Néanmoins, des paramètres, tels que la dépendance à l'égard des importations et la volatilité des prix, sont, d'après les enquêtes effectuées, notamment les sondages *Eurobaromètre* régulièrement publiés de l'Union européenne, des sources de préoccupation pour le public. Le chapitre 4 souligne ainsi que le nucléaire jouit d'une image plus favorable lorsqu'il n'est pas examiné séparément dans le cadre d'un plaidoyer *pro domo* mais dans celui d'une réflexion plus générale sur les mesures à adopter pour assurer la sécurité d'approvisionnement énergétique ou réduire les émissions de gaz à effet de serre. Si on se place sous l'angle de la perception par le public, le nucléaire a cessé d'être un problème considéré isolément et est devenu plus acceptable parce qu'il est impératif de lutter contre le changement climatique et d'assurer la sécurité d'approvisionnement, deux problèmes qu'il peut contribuer à résoudre. L'énergie nucléaire n'est plus un thème quasi idéologique ne pouvant faire l'objet que d'une réponse positive ou négative. Bien au contraire, en tant que source d'électricité nationale bénéficiant de coûts stables et n'émettant pas de gaz à effet de serre pendant sa production, elle est de plus en plus souvent considérée comme une solution possible à des problèmes spécifiques.

Pour le nucléaire, il en découle à la fois une chance et un défi. La chance est de se faire accepter comme un élément essentiel des stratégies générales des pouvoirs publics. Le défi consiste à faire évoluer ses caractéristiques et ses mécanismes décisionnels pour entamer un débat avec la population sur le choix des sites, les choix technologiques stratégiques, la protection de l'environnement, les coûts, la sûreté et la sécurité ainsi que le stockage et le démantèlement.

En raison de ses frais fixes élevés (non pas seulement au niveau de la centrale elle-même mais aussi au niveau de l'enseignement, des infrastructures réglementaires, des stratégies du cycle du combustible, etc.), l'énergie nucléaire ne pourra jamais être tout à fait une industrie comme les autres. Cependant, elle est à présent considérée de manière moins passionnelle et appréciée parce qu'elle apporte une solution aux problèmes de sécurité d'approvisionnement, de stabilité des coûts et d'émissions de gaz à effet de serre. Le dialogue avec l'ensemble de la population sur des sujets d'intérêt commun est la conséquence logique de ce constat. À terme, une démarche intégrée de ce type permettra d'augmenter la durabilité globale de l'approvisionnement énergétique des pays de l'OCDE.

Annexe 1

LISTE D'EXPERTS

Torsten FLEISCHER	<i>Institute for Technology Assessment and Systems Analysis, Allemagne.</i>
Ron CAMERON	<i>Australian Nuclear Science & Technology Organisation, Australie.</i>
Ron HUTCHINGS	Ambassade Australienne – Mission permanente auprès des Nations Unies, Australie.
Bojan TOMIC	<i>ENCONET Consulting Ges.m.b.H, Autriche.</i>
Steven C. SHOLLY	Université de Vienne, Institut de recherche sur les risques, Autriche.
William D'HAESELEER	SCK•CEN, Mol, Belgique.
José Luis PEREZ RODRIGUEZ	<i>Endesa Generación S.A.U., Espagne.</i>
Ronald HAGEN	Département de l'Énergie, États-Unis.
Sophie GABRIEL	Commissariat à l'énergie atomique (CEA-Saclay), France.
Miklós HORVÁTH	<i>Paks Nuclear Power Plant Ltd., Hongrie.</i>
János HAUSZMANN	<i>Paks Nuclear Power Plant Ltd., Hongrie.</i>
Alessandra FAGIANI	Ministère du Développement de l'économie, Direction générale de l'énergie et des ressources minières, Italie.
Koji NAGANO	<i>Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI), Japon.</i>
Hiroshi UJITA	<i>The Institute of Applied Energy, Japon.</i>
Tatiana KAMENSKA	<i>Slovenske elektrarne, a.s., République slovaque.</i>
Alena ZAKOVA	Ministère de l'Économie, République slovaque.
Maria HUSAROVA	Ministère de l'Économie, République slovaque.

Lubor ZEZULA	<i>Nuclear Research Institute Rez plc, République tchèque.</i>
Andrej GUBINA, PhD	Université de Ljubljana, Slovénie.
Zafer ATES	Délégation permanente de la Turquie auprès de l'OCDE.
Bora Sekip GÛRAY	Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, Turquie.
Benan BASOGLU	<i>Elektrik Uretim A.S. Genel Mudurlugu, Turquie.</i>
María SICILIA	Agence internationale de l'énergie (AIE).
Hans-Holger ROGNER	Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA).
Ferenc L. TOTH	Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA).
Christian KIRCHSTEIGER	Commission européenne.
Zsolt PATAKI	EURATOM.
Stella BROŽEK-EVERAERT	FORATOM.

Institut d'Études Politiques de Paris – Département des Affaires étrangères (observateurs)

Nicolas FESCHAREK
Hachemi GHOZALI
Maria KOZLOVA
Bruno LE GALLIC DE KERIZOUET
Svetlana POGODINA
Alena PUKHOVA
Vivien ZHANG

Annexe 2

ACRONYMES

AEN	Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire
AIE	Agence internationale de l'énergie
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
BTU	<i>British Thermal Unit</i>
CAIDI	Durée moyenne des coupures par client (<i>Customer Average Interruption Duration Index</i>)
CCGTs	Centrale à cycle combiné (<i>Combined Cycle Gas Turbines</i>)
CCI	L'indice de capacité d'action en cas de crise (<i>Crisis Capability Index</i>)
CHP	Cogénération (<i>Combined heat and power plants</i>)
CMA	Coût moyen actualisé de l'énergie
CML	<i>Customer minutes lost</i>
CSC	Captage et stockage du carbone
CSIS	Centre d'études stratégiques et internationales (<i>Centre for Strategic and International Studies</i>)
DFE	Demande finale d'énergie
DPSS	Déficit de l'offre de pointe journalière (<i>Daily peak supply shortfall</i>)
ECN	<i>Energy Research Centre of the Netherlands</i>
END	Énergie non distribuée
Entso-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
EPC	Coût de l'ingénierie de l'approvisionnement et de la construction (<i>Engineering, procurement and construction</i>)
EU ETS	Système communautaire d'échanges de quotas d'émissions (<i>European Union Emission Trading Scheme</i>)
Euratom	Communauté européenne de l'énergie atomique
GES	Gaz à effet de serre
GIF	Forum international Génération IV
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPS	Système de positionnement global (<i>Global Positioning System</i>)
HHI	Indice de Herfindahl-Hirschman
IDC	Intérêts intercalaires (<i>Interest during construction</i>)
INPRO	Projet international sur les réacteurs nucléaires et les cycles du combustible nucléaire innovants
LSSPR	<i>Largest single supplier, plant or route</i>
MTBF	Moyenne des temps de bon fonctionnement
MTBO	Temps moyen de bon fonctionnement entre occurrences

MVP	Analyse moyenne-variance des portefeuilles (<i>Mean-variance portfolio</i>)
NDC	Comité chargé des études techniques et économiques sur le développement de l'énergie nucléaire et le cycle du combustible
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
OTEP	Offre totale d'énergie primaire
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
R/P	Rapports réserves sur production
S/D	Indicateur de l'offre et de la demande (<i>Supply and Demand Index</i>)
SAIDI	Temps moyen de coupure (<i>System Average Interruption Duration Index</i>)
SAIFI	Fréquence moyenne de coupure (<i>System Average Interruption Frequency Index</i>)
SEP	Sources d'énergie primaire
SSDI	Indicateur simplifié de l'offre et de la demande (<i>Simplified Supply and Demand Index</i>)
SWI	Indice de Shannon-Wiener
UCTE	Union pour la coordination du transport de l'électricité, aujourd'hui Entso-E
UE	Union européenne
USGS	<i>US Geological Survey</i>
US NRC	<i>United States Nuclear Regulatory Commission</i>

ÉDITIONS OCDE, 2 rue André-Pascal, 75775 PARIS CEDEX 16
ISBN 978-92-64-09637-0



La sécurité d'approvisionnement énergétique et le rôle du nucléaire

Quelle peut être la contribution du nucléaire à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement énergétique ? Cette étude, qui porte sur une sélection de pays membres de l'OCDE, confirme par une analyse qualitative et quantitative l'hypothèse souvent intuitive selon laquelle le nucléaire, en tant que source d'électricité en grande partie nationale à coûts stables et sans émissions de gaz à effet de serre lors de la production, aurait un effet positif à cet égard. Après une analyse du sens et du contexte de la sécurité d'approvisionnement, l'étude démontre, à l'aide d'indicateurs transparents et pertinents en termes de politique énergétique, que le nucléaire a largement contribué, en parallèle avec les économies d'énergie, à améliorer la sécurité d'approvisionnement énergétique dans les pays de l'OCDE au cours des 40 dernières années.