

# CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ÉNERGIE NUCLÉAIRE



**IAEA**

International Atomic Energy Agency

# CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ÉNERGIE NUCLÉAIRE

Les États ci-après sont Membres de l'Agence internationale de l'énergie atomique :

AFGHANISTAN	GÉORGIE	PALAOS
AFRIQUE DU SUD	GHANA	PANAMA
ALBANIE	GRÈCE	PAPOUASIE-NOUVELLE-GUINÉE
ALGÉRIE	GUATEMALA	PARAGUAY
ALLEMAGNE	GUYANA	PAYS-BAS
ANGOLA	HAÏTI	PÉROU
ARABIE SAOUDITE	HONDURAS	PHILIPPINES
ARGENTINE	HONGRIE	POLOGNE
ARMÉNIE	ÎLES MARSHALL	PORTUGAL
AUSTRALIE	INDE	QATAR
AUTRICHE	INDONÉSIE	RÉPUBLIQUE ARABE
AZERBAÏDJAN	IRAN, RÉP. ISLAMIQUE D'	SYRIENNE
BAHAMAS	IRAQ	RÉPUBLIQUE
BAHREÏN	IRLANDE	CENTRAFRICAINE
BANGLADESH	ISLANDE	RÉPUBLIQUE DE MOLDOVA
BÉLARUS	ISRAËL	RÉPUBLIQUE DÉMOCRATIQUE
BELGIQUE	ITALIE	DU CONGO
BELIZE	JAMAÏQUE	RÉPUBLIQUE DÉMOCRATIQUE
BÉNIN	JAPON	POPULAIRE LAO
BOLIVIE, ÉTAT	JORDANIE	RÉPUBLIQUE DOMINICAINE
PLURINATIONAL DE	KAZAKHSTAN	RÉPUBLIQUE TCHÈQUE
BOSNIE-HERZÉGOVINE	KENYA	RÉPUBLIQUE-UNIE DE
BOTSWANA	KIRGHIZISTAN	TANZANIE
BRÉSIL	KOWEÏT	ROUMANIE
BRUNÉI DARUSSALAM	LESOTHO	ROYAUME-UNI
BULGARIE	LETTONIE	DE GRANDE-BRETAGNE
BURKINA FASO	L'EX-RÉPUBLIQUE YOUGOSLAVE	ET D'IRLANDE DU NORD
BURUNDI	DE MACÉDOINE	RWANDA
CAMBODGE	LIBAN	SAINT-MARIN
CAMEROUN	LIBÉRIA	SAINT-SIÈGE
CANADA	LIBYE	SÉNÉGAL
CHILI	LIECHTENSTEIN	SERBIE
CHINE	LITUANIE	SEYCHELLES
CHYPRE	LUXEMBOURG	SIERRA LEONE
COLOMBIE	MADAGASCAR	SINGAPOUR
CONGO	MALAISIE	SLOVAQUIE
CORÉE, RÉPUBLIQUE DE	MALAWI	SLOVÉNIE
COSTA RICA	MALI	SOUDAN
CÔTE D'IVOIRE	MALTE	SRI LANKA
CROATIE	MAROC	SUÈDE
CUBA	MAURICE	SUISSE
DANEMARK	MAURITANIE	SWAZILAND
DJIBOUTI	MEXIQUE	TADJIKISTAN
DOMINIQUE	MONACO	TCHAD
ÉGYPTE	MONGOLIE	THAÏLANDE
EL SALVADOR	MONTÉNÉGRO	TOGO
ÉMIRATS ARABES UNIS	MOZAMBIQUE	TRINITÉ-ET-TOBAGO
ÉQUATEUR	MYANMAR	TUNISIE
ÉRYTHRÉE	NAMIBIE	TURQUIE
ESPAGNE	NÉPAL	UKRAINE
ESTONIE	NICARAGUA	URUGUAY
ÉTATS-UNIS	NIGER	VENEZUELA,
D'AMÉRIQUE	NIGERIA	RÉP. BOLIVARIENNE DU
ÉTHIOPIE	NORVÈGE	VIET NAM
FÉDÉRATION DE RUSSIE	NOUVELLE-ZÉLANDE	YÉMEN
FIDJI	OMAN	ZAMBIE
FINLANDE	OUGANDA	ZIMBABWE
FRANCE	OUZBÉKISTAN	
GABON	PAKISTAN	

Le Statut de l'Agence a été approuvé le 23 octobre 1956 par la Conférence sur le Statut de l'AIEA, tenue au Siège de l'Organisation des Nations Unies, à New York ; il est entré en vigueur le 29 juillet 1957. L'Agence a son Siège à Vienne. Son principal objectif est « de hâter et d'accroître la contribution de l'énergie atomique à la paix, la santé et la prospérité dans le monde entier ».

# CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ÉNERGIE NUCLÉAIRE

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE ATOMIQUE  
VIENNE, 2015

## **NOTE CONCERNANT LE DROIT D'AUTEUR**

Toutes les publications scientifiques et techniques de l'AIEA sont protégées par les dispositions de la Convention universelle sur le droit d'auteur adoptée en 1952 (Berne) et révisée en 1972 (Paris). Depuis, le droit d'auteur a été élargi par l'Organisation mondiale de la propriété intellectuelle (Genève) à la propriété intellectuelle sous forme électronique. La reproduction totale ou partielle des textes contenus dans les publications de l'AIEA sous forme imprimée ou électronique est soumise à autorisation préalable et habituellement au versement de redevances. Les propositions de reproduction et de traduction à des fins non commerciales sont les bienvenues et examinées au cas par cas. Les demandes doivent être adressées à la Section d'édition de l'AIEA :

Unité de la promotion et de la vente  
Section d'édition  
Agence internationale de l'énergie atomique  
Centre international de Vienne  
BP 100  
1400 Vienne  
Autriche

télécopie : +43 1 2600 29302  
téléphone : +43 1 2600 22417  
courriel : [sales.publications@iaea.org](mailto:sales.publications@iaea.org)  
<http://www.iaea.org/books>

## AVANT-PROPOS

Les changements climatiques constituent aujourd'hui le principal problème écologique à l'échelle mondiale. L'électronucléaire fait partie des technologies sobres en carbone qui peuvent contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) tout en mettant à disposition les quantités d'énergie toujours plus importantes qui sont nécessaires à des populations en augmentation et au développement socio-économique.

Les centrales nucléaires n'émettent pratiquement pas de GES ni de polluants atmosphériques durant leur période d'exploitation et ne sont à l'origine que d'une très faible quantité d'émissions sur l'ensemble de leur cycle de vie. Le nucléaire assure la sécurité énergétique et le développement industriel en fournissant de l'électricité de manière fiable et à des prix stables et prévisibles.

L'accident qui s'est produit à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi en mars 2011 a engendré une profonde inquiétude du public et a soulevé des questions fondamentales concernant l'avenir de l'énergie nucléaire dans le monde entier. Il constitue un avertissement pour toutes les personnes qui travaillent dans ce domaine et leur rappelle que la sûreté ne peut jamais être considérée comme acquise. Cependant, plus de trois ans après l'accident, il est indéniable que l'énergie nucléaire continuera à représenter une perspective importante pour nombre de pays. Le fait qu'elle permette d'atténuer les changements climatiques explique notamment pourquoi de nombreux États envisagent d'avoir recours pour la première fois à l'électronucléaire dans les décennies à venir ou d'étendre les programmes existants. Tous les pays ont le droit d'utiliser la technologie nucléaire à des fins pacifiques et ont le devoir de le faire de façon sûre et en toute sécurité.

L'AIEA fournit une aide et des renseignements aux pays qui souhaitent avoir recours au nucléaire pour la première fois. Elle communique également des informations à un public plus vaste qui participe à la formulation des politiques énergétiques, environnementales et économiques.

Le présent rapport montre de manière détaillée le rôle que peut jouer l'électronucléaire pour atténuer le changement climatique mondial et pour d'autres problèmes de développement et d'environnement. Il examine aussi des thématiques plus larges d'articulation entre la question des changements climatiques et l'énergie nucléaire comme les coûts, les investissements, le financement, la sûreté, la gestion des déchets et la non-prolifération. Les développements récents relatifs aux ressources disponibles, à l'évolution des marchés de l'énergie et aux derniers progrès techniques y sont également présentés.

La présente traduction française fait suite aux nombreuses demandes d'États Membres francophones qui souhaitaient que l'AIEA réalise une publication en

français sur cette question. Elle a été établie à partir de la version anglaise du rapport de 2014 (Climate Change and Nuclear Power 2014), mais elle contient aussi des parties entières du rapport de 2013 qui n'étaient que récapitulées dans celui de 2014.

#### NOTE DE L'ÉDITEUR

*Le présent rapport ne traite pas des questions de la responsabilité, juridique ou autre, résultant d'actes ou omissions imputables à une quelconque personne.*

*Bien que l'exactitude des informations contenues dans la présente publication ait fait l'objet d'un soin particulier, ni l'AIEA ni ses États Membres n'assument une quelconque responsabilité pour les conséquences éventuelles de leur utilisation.*

*L'emploi d'appellations particulières pour désigner des pays ou des territoires n'implique de la part de l'éditeur, l'AIEA, aucune prise de position quant au statut juridique de ces pays ou territoires, ou de leurs autorités et institutions, ni quant au tracé de leurs frontières.*

*La mention de noms de sociétés ou de produits particuliers (qu'ils soient ou non signalés comme marques déposées) n'implique aucune intention d'empiéter sur des droits de propriété et ne doit pas être considérée non plus comme valant approbation ou recommandation de la part de l'AIEA.*

*Il incombe aux auteurs d'obtenir l'autorisation nécessaire pour que l'AIEA puisse reproduire, traduire ou utiliser de la documentation provenant de sources déjà protégées par le droit d'auteur.*

*Les documents préparés par des auteurs entretenant une relation contractuelle avec les gouvernements sont protégés par les droits d'auteur de l'AIEA, en sa qualité d'éditeur, dans la mesure où la réglementation nationale appropriée le permet.*

*La présente publication a été élaborée à partir de documents originaux soumis par les auteurs. Les opinions exprimées ne reflètent pas nécessairement celles de l'AIEA ou des gouvernements des États Membres ou des organisations ayant désigné les participants.*

*L'AIEA n'assume aucune responsabilité quant à la persistance ou l'exactitude des adresses URL de sites Internet externes ou de tiers mentionnées dans le présent ouvrage et ne peut garantir que le contenu desdits sites est ou demeurera exact ou approprié.*

## TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ .....	1
1. INTRODUCTION.....	5
2. UTILITÉ DU NUCLÉAIRE .....	7
2.1. LE DÉFI DES CHANGEMENTS CLIMATIQUES .....	7
2.2. LE DÉFI ÉNERGÉTIQUE MONDIAL.....	11
2.3. L'ÉLECTRONUCLÉAIRE : UNE TECHNOLOGIE SOBRE EN CARBONE.....	15
2.4. CONTRIBUTION AUX ÉMISSIONS DE GES ÉVITÉES. ....	20
2.5. POTENTIEL D'ATTÉNUATION DES ÉMISSIONS DE GES ESTIMÉ PAR LE GIEC.....	23
2.6. CONTRIBUTION À L'ATTÉNUATION DES ÉMISSIONS DE GES SELON L'AIE.....	29
2.7. CONTRIBUTION À LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE.....	33
2.8. FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ AUX INDUSTRIES À FORTE INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE .....	36
2.9. APPLICATIONS DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE AUTRES QUE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ.....	41
2.10. AVANTAGES POUR L'ENVIRONNEMENT QUI NE SONT PAS D'ORDRE CLIMATIQUE.....	46
2.11. AVANTAGES MACROÉCONOMIQUES .....	50
3. FOURNIR DE L'ÉLECTRICITÉ NUCLÉAIRE .....	54
3.1. CARACTÉRISTIQUES ÉCONOMIQUES DE L'ÉLECTRONUCLÉAIRE .....	54
3.2. COÛT DES INVESTISSEMENTS NUCLÉAIRES .....	59
3.3. FINANCER LES INVESTISSEMENTS DANS L'ÉLECTRONUCLÉAIRE .....	62
3.4. DÉLAIS ET CAPACITÉS DE CONSTRUCTION.....	65
3.5. RESSOURCES D'URANIUM DISPONIBLES .....	70
4. INQUIÉTUDES LIÉES À L'ÉLECTRONUCLÉAIRE .....	75
4.1. RISQUES RADIOLOGIQUES .....	75
4.2. SÛRETÉ NUCLÉAIRE : TIRER LES ENSEIGNEMENTS DE L'ACCIDENT DE FUKUSHIMA DAIICHI.....	78



4.3.	GESTION ET STOCKAGE DÉFINITIF DES DÉCHETS . . . .	82
4.4.	PRÉVENIR LA PROLIFÉRATION DES ARMES NUCLÉAIRES . . . . .	84
4.5.	ACCEPTATION PAR LE PUBLIC . . . . .	87
5.	PERSPECTIVES DE L'ÉLECTRONUCLÉAIRE . . . . .	90
5.1.	PROJECTIONS RELATIVES À L'ÉLECTRONUCLÉAIRE . .	90
5.2.	EXTENSION DE LA DURÉE DE VIE DES RÉACTEURS . .	94
5.3.	CONCURRENCE DU GAZ DE SCHISTE . . . . .	97
5.4.	VULNÉRABILITÉ DE L'ÉLECTRONUCLÉAIRE AUX CHANGEMENTS CLIMATIQUES . . . . .	101
5.5.	RÉACTEURS DE FAIBLE OU MOYENNE PUISSANCE . . .	104
5.6.	LE THORIUM . . . . .	108
5.7.	LES SURGÉNÉRATEURS À NEUTRONS RAPIDES, UNE SOLUTION D'AVENIR . . . . .	112
5.8.	LA FUSION, UN SOLEIL EN MINIATURE . . . . .	116
	RÉFÉRENCES . . . . .	120

## RÉSUMÉ

De nouveaux éléments présentés par les climatologues montrent que le système climatique de la terre est en train de changer en raison des concentrations croissantes de gaz à effet de serre (GES), en particulier le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), dus à des activités humaines, principalement la combustion de combustibles fossiles et le changement d'affectation des terres. La température moyenne à la surface du globe augmente, les volumes de précipitation et leur distribution spatio-temporelle évoluent, les océans se réchauffent et le niveau de la mer monte. Les caractéristiques des phénomènes météorologiques extrêmes changent. Il faudrait que la hausse de la température moyenne de la planète par rapport à son niveau préindustriel soit inférieure à 2°C, comme le prévoit l'Accord de Copenhague conclu dans le prolongement de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC), pour éviter les graves conséquences des changements climatiques sur les écosystèmes et les systèmes socio-économiques. Cela veut dire que les émissions de GES du monde entier devront culminer au cours des 10 prochaines années, puis diminuer d'au moins 90 % par rapport aux émissions de 2010 d'ici au milieu du siècle.

L'énergie est indispensable au développement et l'offre d'énergie devra augmenter considérablement au cours des prochaines décennies pour soutenir le développement industriel et, plus généralement, le développement socio-économique et pour sortir 2,6 milliards de personnes de la pauvreté énergétique. Néanmoins, sans transformation importante du système énergétique mondial, les émissions de GES vont continuer à augmenter. Même si l'on tient compte de l'amélioration constante de l'efficacité énergétique, la demande mondiale d'énergie primaire devrait dépasser les 15 gigatonnes d'équivalent pétrole (Gtep) d'ici à 2035 et atteindre environ 21 Gtep en 2050. En l'absence d'intervention de grande envergure de la part des pouvoirs publics, cela conduirait à une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie d'environ 20 % d'ici à 2035 et de plus de 60 % en 2050 par rapport au niveau de 2011. Au cours des 10 à 20 prochaines années, le double défi consistera à continuer à favoriser le développement socio-économique en fournissant une énergie sûre, fiable et à un prix abordable tout en réduisant considérablement les émissions de GES.

Le nucléaire fait partie des sources d'énergie et des technologies énergétiques existantes qui pourraient contribuer à résoudre la problématique climat-énergie. Les centrales nucléaires émettent une quantité négligeable de GES et l'électronucléaire, tout comme l'hydroélectricité et l'énergie éolienne, est l'une des technologies pour lesquelles les émissions de CO<sub>2</sub> sont les plus faibles si l'on tient compte de l'ensemble du cycle de vie

(moins de 15 grammes d'équivalent CO<sub>2</sub> (g CO<sub>2</sub>-éq) par kilowatt-heure (kW·h), valeur médiane établie à partir de 60 sources examinées). Pour un grand nombre de scénarios d'atténuation rigoureux conformes à l'Accord de Copenhague, il a été évalué que l'électricité nucléaire permettrait d'éviter l'émission de quelque 3,3 à 9 milliards de tonnes de CO<sub>2</sub> par an en 2050, en fonction des hypothèses sur les coûts et le rendement des différentes technologies sobres en carbone.

L'énergie nucléaire peut contribuer à résoudre d'autres problèmes d'approvisionnement énergétique et elle présente des effets bénéfiques sur l'environnement qui ne sont pas d'ordre climatique. La hausse importante du prix des combustibles fossiles observée ces dernières années, la crainte que ces prix restent durablement élevés à l'avenir et les inquiétudes concernant la fiabilité de l'approvisionnement dans des régions politiquement instables constituent des éléments fondamentaux des stratégies énergétiques actuelles. L'ajout de l'électronucléaire au bouquet énergétique peut concourir à apaiser ces préoccupations, car des ressources en uranium en grandes quantités peuvent être obtenues auprès de sources fiables réparties dans le monde entier et le coût de l'uranium ne représente qu'une petite partie du coût total de l'électricité d'origine nucléaire. Le nucléaire peut également contribuer à réduire la pollution atmosphérique à l'échelle locale et régionale. C'est l'une des techniques de production d'électricité pour lesquelles les coûts externes – coûts liés aux atteintes à la santé de l'homme et à l'environnement qui ne sont pas pris en compte dans le prix de l'électricité – sont les plus faibles.

L'électronucléaire est économiquement concurrentiel. Des évaluations récentes montrent que les fourchettes du coût moyen actualisé de l'électricité (CMAE) produite à partir de gaz naturel, de charbon et de combustibles nucléaires se recoupent largement et sont comprises entre 30 et 80 dollars par mégawatt-heure (MW·h) pour un taux d'actualisation de 5 % et entre 40 et 120 dollars par mégawatt-heure pour un taux d'actualisation de 10 %. Le CMAE relatif aux sources renouvelables est en baisse, mais reste sensiblement plus élevé. Le choix d'une technologie particulière dépend de circonstances locales comme l'accès à des ressources fossiles peu coûteuses dans le pays, les possibilités d'exploitation des énergies renouvelables, les capacités technico-économiques et les priorités des pouvoirs publics. Le coût de l'électricité d'origine nucléaire lié au système (qui résulte des investissements nécessaires pour assurer la fourniture d'électricité à une certaine charge et à un certain niveau de fiabilité) est faible et compris entre 1,40 et 3,10 dollars par mégawatt-heure (légèrement plus que pour d'autres sources pilotables comme le charbon et le gaz) alors que pour les énergies renouvelables intermittentes, le coût lié au réseau est plus élevé d'un facteur compris entre 10 et 20. Autrement dit, le coût des énergies renouvelables lié au système électrique est proche du coût total moyen actualisé de l'électricité produite à partir de gaz, de charbon et de combustibles nucléaires et doit être pris

en considération conjointement avec leur coût moyen actualisé, qui est plus élevé. Parmi les sources pilotables, le coût de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> par captage et stockage géologique du carbone et les taxes associées aux émissions de CO<sub>2</sub> dues à la production d'électricité par des combustibles fossiles donnent un avantage concurrentiel à l'électronucléaire. Même si les coûts de construction augmentent, il est possible de financer des investissements dans ce domaine si les grandes orientations adoptées sont stables, si la réglementation est adaptée et si les risques sont correctement répartis. Lorsque les investissements nucléaires commencent à augmenter, les capacités de fabrication et de construction s'accroissent dans les proportions nécessaires.

L'accident qui a eu lieu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi par suite du grand séisme de l'est du Japon du 11 mars 2011 a été à l'origine d'une série de tests de résistance des centrales nucléaires dans le monde entier. Le Plan d'action de l'AIEA sur la sûreté nucléaire (appelé Plan d'action dans la suite de la présente publication) comprend 12 mesures principales portant sur des points essentiels de la sûreté nucléaire, notamment l'évaluation des aspects vulnérables des centrales nucléaires en matière de sûreté, le renforcement des examens par des pairs menés par l'AIEA et l'augmentation des capacités concernant la préparation et la conduite des interventions d'urgence. Lors de la Conférence ministérielle internationale sur l'électronucléaire au XXI<sup>e</sup> siècle organisée à Saint-Petersbourg (Fédération de Russie), les États Membres de l'AIEA ont réaffirmé leur engagement à appliquer le Plan d'action. Les participants ont convenu que tous les pays bénéficieront de l'amélioration continue de la sûreté nucléaire, de la préparation des interventions d'urgence et de la radioprotection des personnes et de l'environnement dans le monde entier s'ils prennent en considération les enseignements qui ont été tirés de l'accident de Fukushima Daiichi. L'AIEA prépare actuellement un rapport important afin de présenter une évaluation faisant autorité, factuelle et équilibrée de l'accident et des enseignements qui en ont été tirés, rapport qui sera achevé avant la fin de l'année 2015.

Les inquiétudes que suscite l'énergie nucléaire et qui sont liées aux risques radiologiques, à la gestion des déchets et à la prolifération n'ont pas disparu et continuent à influencer sur l'acceptation de cette technologie par le public. Les risques radiologiques dus à l'exploitation normale des centrales restent faibles et se situent à un niveau qu'il est pratiquement impossible de distinguer de ceux qui résultent de la radioexposition du public à des sources naturelles ou médicales. Les efforts concertés d'organisations internationales comme l'AIEA et des exploitants d'installations nucléaires ont fait de l'énergie nucléaire l'un des secteurs industriels les plus sûrs pour ses travailleurs comme pour le grand public. Sur le plan de la géologie et d'autres sciences, les fondements d'un stockage définitif des déchets radioactifs en toute sûreté sont bien établis. Les premiers

dépôts de combustible nucléaire usé et de déchets radioactifs de haute activité devraient commencer à être exploités dans moins de 10 ans. Afin de prévenir le détournement de matières nucléaires à des fins non pacifiques, les mécanismes institutionnels existants sont en cours d'amélioration et des recherches sont menées pour trouver de nouvelles solutions techniques. Après une baisse dans la plupart des pays à la suite de l'accident de Fukushima Daiichi, l'acceptation de cette technologie par le public augmente à nouveau lentement, mais dépend aussi d'un ensemble plus large de questions qui sont importantes pour les pouvoirs publics dans un pays donné. L'industrie nucléaire doit continuer à s'améliorer et répondre de manière adéquate à ces inquiétudes afin de prendre toute sa mesure.

Les projections relatives aux capacités de production électronucléaire futures font apparaître une augmentation constante de l'utilisation de cette technique à long terme. L'accident de Fukushima Daiichi a freiné la croissance attendue de ces capacités – la projection haute pour 2030 fournie en 2014 par l'AIEA est inférieure d'environ 3 % à celle qui avait été établie en 2013– mais n'a pas inversé la tendance à la hausse de ces capacités et de la production électronucléaire effective. Selon l'AIEA, la capacité nucléaire installée devrait s'élever à 401 gigawatts électriques (GWe) dans la projection basse et à 699 GWe dans la projection haute d'ici à 2030 et atteindre 413 GWe dans le scénario bas et 1 092 GWe dans le scénario haut en 2050. Les principales raisons de l'intérêt grandissant qu'a suscité ce mode de production d'électricité ces dernières années n'ont pas changé.

L'atténuation des changements climatiques est l'une des raisons essentielles pour lesquels des États songent de plus en plus à ajouter l'électronucléaire à leur portefeuille énergétique. Parmi les autres facteurs, on peut citer la crainte que le prix des combustibles fossiles reste durablement élevé, la volatilité des prix et la sécurité des approvisionnements. Le recours à ce mode de production est également envisagé dans le cadre de mesures d'adaptation aux changements climatiques, comme le dessalement de l'eau de mer ou le fait de se prémunir contre les fluctuations de la production hydroélectrique. La question de savoir où, quand, dans quelle mesure et suivant quelles modalités l'électronucléaire contribuera à résoudre ces problèmes dépendra de la situation locale, des priorités nationales et des arrangements internationaux, comme ceux qui concernent les objectifs d'atténuation et les mécanismes d'application qui figureront dans le futur accord relatif à la CCNUCC qui est en cours de négociation au sein du Groupe de travail spécial de la plateforme de Durban pour une action renforcée (GPD) et qui doit être conclu d'ici à la fin de l'année 2015. Quoi qu'il en soit, la décision finale d'ajouter l'énergie nucléaire à un portefeuille énergétique national ou de lui donner une plus grande place relève de la souveraineté des États.

## 1. INTRODUCTION

Depuis vingt ans, le changement climatique anthropique constitue la principale priorité en matière d'environnement à l'échelle mondiale. La combustion de combustibles fossiles dans le secteur de l'énergie est l'une des principales sources d'émission de gaz à effet de serre (GES), en particulier le CO<sub>2</sub>. Par ailleurs, la demande d'énergie devrait considérablement augmenter au XXI<sup>e</sup> siècle, surtout dans les pays en développement, où la croissance démographique est la plus rapide et où, aujourd'hui encore, environ 1,3 milliard d'habitants n'ont pas accès à l'électricité. Sans efforts importants pour limiter les futures émissions de GES, en particulier celles qui résultent de la fourniture d'énergie, la hausse attendue de la production et de l'utilisation d'énergie pourrait bien provoquer une « perturbation anthropique dangereuse du système climatique », pour reprendre la formule utilisée à l'article 2 de la CCNUCC. Toutes les sources et techniques de production d'énergie seront nécessaires pour relever le double défi que constituent les changements climatiques et la fourniture d'énergie à l'échelle mondiale. Le présent rapport étudie comment l'énergie nucléaire pourrait contribuer à résoudre le dilemme climat-énergie. Il s'agit d'une version mise à jour et plus développée de l'édition précédente [1].

Il est de plus en plus admis que les changements climatiques peuvent mettre en péril le résultat des efforts passés en faveur du développement durable et entraver les actions futures. M. Ban Ki-moon, Secrétaire général de l'Organisation des Nations Unies, a déclaré que « les changements climatiques font obstacle à la sécurité, à la prospérité et au développement durable futurs de l'humanité » et a conclu que « nous avons besoin d'un accord sur le climat qui soit cohérent, solide, universel et juridiquement contraignant d'ici à 2015 » [2]. Dans le cadre des efforts engagés à l'échelle mondiale pour mobiliser l'action et les ambitions sur cette question, le Secrétaire général a invité les chefs d'État et de gouvernement, des personnalités du monde des affaires, de la finance et de la société civile et des responsables locaux à participer à un Sommet sur le climat en septembre 2014. L'objectif de ce sommet était de catalyser l'action des gouvernements, du monde des affaires, de la finance, de l'industrie et de la société civile en faveur de nouveaux engagements et de contributions substantielles, adaptables et reproductibles pour aider le monde à se tourner vers une économie sobre en carbone.

Dans un premier effort pour réduire le risque lié au changement climatique mondial, des pays développés (dont la liste figure à l'annexe I de la Convention) se sont engagés, par le Protocole de Kyoto à la CCNUCC, à ramener leurs émissions collectives de GES au moins 5,2 % en dessous du niveau de 1990 entre 2008 et 2012. Comme les États-Unis d'Amérique n'ont pas ratifié ce protocole, la diminution réelle n'a été que d'environ 3,8 % par rapport aux quantités émises

en 1990 par les pays visés à l'annexe I. Cette réduction a été largement annulée par l'augmentation des émissions sur la même période dans d'autres pays qui ne figurent pas à l'annexe I.

L'Amendement de Doha au Protocole de Kyoto, adopté à la dix-huitième Conférence des Parties à la CCNUCC et à la huitième session de la Conférence des Parties agissant comme réunion des Parties au Protocole de Kyoto, tenues en 2012, fixe de nouveaux engagements aux Parties à l'annexe I qui ont accepté de nouvelles obligations pour la deuxième période d'engagement, comprise entre le 1<sup>er</sup> janvier 2013 et le 31 décembre 2020, afin de réduire les émissions de GES d'au moins 18 % en dessous du niveau de 1990 entre 2013 et 2020. Néanmoins, la baisse des émissions à l'échelle mondiale au cours des prochaines décennies devra être beaucoup plus importante pour atteindre l'objectif des 2°C qui figure dans l'Accord de Copenhague. Le but des négociations qui sont menées par le GPD constitué dans le cadre de la CCNUCC est de parvenir à un accord global de portée mondiale d'ici à la fin de l'année 2015 pour une entrée en vigueur en 2020.

Comme l'a expliqué le Directeur général de l'AIEA, M. Yukiya Amano, « [l']énergie nucléaire peut contribuer à améliorer la sécurité énergétique, à réduire les conséquences de la volatilité des prix des combustibles fossiles, à atténuer les effets des changements climatiques et à rendre les économies plus concurrentielles » [3]. Les centrales nucléaires n'émettent pratiquement pas de GES durant leur période d'exploitation et ne sont à l'origine que d'une très faible quantité d'émissions sur l'ensemble de leur cycle de vie. L'énergie nucléaire pourrait donc occuper une place importante dans les futures stratégies visant à réduire les émissions de GES. L'électronucléaire répond déjà de manière importante aux besoins de la planète en électricité : il a représenté 12,3 % de l'électricité produite dans le monde en 2011. En dépit de cette contribution substantielle, son avenir reste incertain. Sur des marchés de l'électricité libéralisés, plusieurs facteurs peuvent concourir à rendre l'électronucléaire moins avantageux que l'électricité produite à partir de combustibles fossiles, notamment le fait que le montant de l'investissement initial pour construire une centrale nucléaire est élevé, un délai de construction et un temps de retour sur investissement relativement longs, l'absence de soutien de l'opinion publique et des responsables politiques dans plusieurs pays et les obligations liées à la part des énergies renouvelables dans le portefeuille énergétique. Ces dernières années, ces considérations ont cependant évolué en raison d'inquiétudes concernant les changements climatiques, le prix des combustibles fossiles et la sécurité énergétique.

Le présent rapport offre une synthèse du rôle que peut jouer l'électronucléaire pour atténuer le changement climatique mondial et pour d'autres problèmes de développement et d'environnement. La section 2 décrit

les problèmes liés aux changements climatiques et à la fourniture d'énergie à l'échelle mondiale et montre que l'électronucléaire est nécessaire pour les résoudre. Elle analyse également comment l'énergie nucléaire peut contribuer à apaiser les préoccupations relatives à la sécurité des approvisionnements et à réduire les problèmes locaux et régionaux de pollution atmosphérique et constituer une énergie à faible intensité de carbone favorable au développement industriel et à la croissance de l'économie et de l'emploi. La section 3 porte sur des questions ayant trait à la fourniture d'électricité nucléaire, qu'il s'agisse de la compétitivité économique, du montant des investissements nécessaires et des capacités de financement et de construction, ou encore des ressources d'uranium disponibles pour garantir la contribution de l'énergie nucléaire à un développement sobre en carbone à long terme. La section 4 est consacrée aux inquiétudes suscitées par l'électronucléaire, notamment les risques radiologiques, la sûreté, la prolifération et la gestion des déchets, et aux efforts actuellement engagés pour les dissiper. Elle expose également la manière dont l'acceptation par le public a évolué au cours des dernières années dans certains pays. La section 5 regarde vers l'avenir : elle présente les dernières projections de l'AIEA, mais aussi les derniers développements sur les marchés de l'énergie importants et les perspectives concernant les options technologiques pour l'énergie nucléaire qui peuvent contribuer de manière importante à atténuer les changements climatiques dans les décennies à venir.

## **2. UTILITÉ DU NUCLÉAIRE**

### **2.1. LE DÉFI DES CHANGEMENTS CLIMATIQUES**

Dans son cinquième Rapport d'évaluation (RE5), le Groupe de travail I du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a confirmé avec un degré de confiance plus élevé que jamais que le climat de la terre est en train d'évoluer par suite des émissions anthropiques de GES : « Le réchauffement du système climatique est sans équivoque et, depuis les années 1950, beaucoup de changements observés sont sans précédent depuis des décennies voire des millénaires » (référence [4], p. 4). Sur la période 1880-2012, la température moyenne à la surface de la terre a augmenté de 0,85 °C. La couche supérieure de l'océan se réchauffe, la masse des nappes glaciaires du Groenland et de l'Antarctique diminue, les glaciers continuent à reculer et le niveau moyen des mers s'est élevé de 19 centimètres entre 1901 et 2010.



Dans le RE5, une nouvelle démarche a été adoptée pour prévoir le changement climatique anthropique dans les prochaines décennies et les prochains siècles. Abandonnant la méthode classique qui consiste à s'appuyer sur les scénarios de développement socio-économique et sur les émissions de GES correspondantes qui résultent de la consommation d'énergie et du changement d'affectation des terres pour déterminer les concentrations de GES dans l'atmosphère et le forçage radiatif pour en déduire des caractéristiques climatiques comme la température ou les précipitations, les nouvelles projections reposent sur différentes hypothèses concernant les valeurs du forçage radiatif pour l'année 2100.

Les nouveaux scénarios du GIEC se composent de quatre profils représentatifs d'évolution de concentration (RCP) permettant d'étudier, à court et à long terme, les conséquences sur les changements climatiques de différentes trajectoires pour les émissions de tous les GES, les aérosols et d'autres facteurs climatiques. Les quatre RCP présentent des valeurs approximatives du forçage radiatif total pour l'année 2100 par rapport à 1750 qui vont de 2,6 à 8,5 watts par mètre carré ( $W/m^2$ ). Le RCP2,6 suppose des mesures d'atténuation fortes résultant de politiques climatiques rigoureuses mais non précisées. Dans ce scénario, le forçage radiatif culmine puis diminue au cours du XXI<sup>e</sup> siècle, ce qui aboutit à un forçage peu élevé de 2,6  $W/m^2$  en 2100. Pour le RCP4,5, il se stabilise vers 2100 à une valeur notablement plus élevée. Les deux autres profils (RCP6,0 et RCP8,5) supposent une augmentation des émissions tout au long du XXI<sup>e</sup> siècle et conduisent à une stabilisation du forçage radiatif après 2100, respectivement à 6,0 et 8,5  $W/m^2$ . Les RCP ont permis de calculer les concentrations et les émissions de GES correspondantes qui ont servi de données d'entrée à plus de 50 modèles climatiques utilisés pour la cinquième phase du Projet de comparaison de modèles couplés (CMIP5) afin d'évaluer les changements qu'elles provoquent sur le système climatique à l'échelle mondiale et régionale [4].

La figure 1 montre les projections d'anomalies relatives à la température moyenne de l'air à la surface du globe – ou plus simplement le réchauffement climatique anthropique – par rapport aux valeurs moyennes sur la période 1986-2005 établies à partir de simulations CMIP5 forcées par les concentrations pour tous les RCP. Par rapport à la période 1850-1900, la température à la surface du globe devrait augmenter de plus de 1,5°C d'ici à la fin du siècle dans tous les cas de figure sauf dans le cas du RCP2,6. Par rapport à la période de référence du GIEC pour le RE5 (1986–2005), cette température devrait connaître une hausse comprise entre 0,3°C et 1,7°C (RCP2,6) pour le scénario bas et entre 2,6°C et 4,8°C (RCP8,5) pour le scénario haut. Dans le scénario bas, la hausse de la température moyenne du globe est inférieure à 2°C par rapport au niveau

préindustriel, conformément à l'objectif fixé dans l'Accord de Copenhague (voir ci-après).

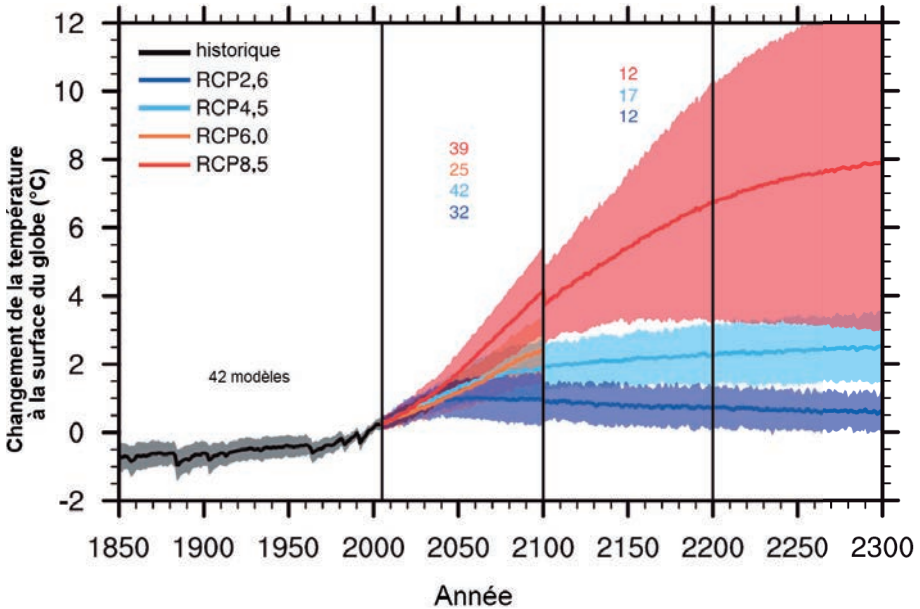


FIGURE 1. Évolution de la température moyenne de l'air à la surface du globe par rapport aux valeurs moyennes sur la période 1986-2005, calculée à partir de simulations CMIP5 forcées par les concentrations. Source : figure 12.5 de la référence [4]. Note : Les lignes en trait plein représentent des moyennes sur plusieurs modèles et les zones colorées les intervalles de confiance à 95 %. Les chiffres en couleur indiquent le nombre de modèles qui ont alimenté en données le CMIP5 pour un RCP donné. Les discontinuités qui marquent l'année 2100 sont dues au nombre plus restreint de modèles qui sont utilisables après 2100. RCP : profil représentatif d'évolution de concentration.

La configuration spatiale de l'évolution des températures attendue pour le RCP6,0 (qui correspond à peu près à la prolongation des tendances récentes en matière d'émissions de GES) montrent qu'à court terme (2016-2035), la hausse de la température moyenne annuelle devrait être modeste : 0,5 à 1,5°C dans la plupart des régions. En revanche, à long terme (2081-2100), la situation est assez différente : des augmentations de température comprises entre 2 et 6°C sont attendues sur presque toute la planète. Le réchauffement devrait être beaucoup plus important dans les régions de latitude élevée, en particulier dans le Nord, qu'autour de l'équateur.

Dans sa contribution au RE5 du GIEC [5], le Groupe de travail II a étudié les risques et les avantages possibles résultant de ces évolutions du système climatique. Parmi les principaux risques, on peut citer : les décès, les blessures, les maladies et la perturbation des moyens de subsistance dus, dans les zones côtières basses et dans les petites îles, aux ondes de tempête, aux inondations côtières et à l'élévation du niveau de la mer et dus, dans les grandes zones urbaines, aux inondations à l'intérieur des terres dans certaines régions ; les phénomènes météorologiques extrêmes provoquant une défaillance des réseaux d'infrastructure et de services essentiels comme l'électricité, l'approvisionnement en eau, la santé ou les services d'urgence ; la mortalité et la morbidité pendant les périodes de chaleur extrême ; l'insécurité alimentaire et la rupture des systèmes alimentaires provoquées par le réchauffement, la sécheresse, les inondations, la variabilité des précipitations et les épisodes de précipitations extrêmes ; la perte des moyens de subsistance et de revenus dans les régions rurales en raison d'un accès insuffisant à l'eau potable et à l'eau d'irrigation et d'une diminution de la productivité agricole ; la perte d'écosystèmes terrestres, marins et côtiers, de la biodiversité et de biens, fonctions et services écosystémiques. Ces risques importants posent tout particulièrement des problèmes aux pays les moins développés et aux collectivités vulnérables, compte tenu des capacités limitées dont ils disposent pour s'y adapter.

Afin de réduire les risques potentiellement graves liés aux changements climatiques, les Parties à la CCNUCC ont adopté l'Accord de Copenhague à la quinzième Conférence des Parties, tenue en 2009, en prenant en considération « l'opinion scientifique selon laquelle la hausse de la température mondiale devrait être limitée à 2°C » [6]. Cela veut dire que les émissions de GES du monde entier devront culminer au cours des prochaines années puis diminuer à un rythme accéléré. L'électronucléaire et d'autres technologies sobres en carbone joueront un rôle fondamental pour mettre la planète sur cette ambitieuse trajectoire d'atténuation.

Compte tenu des profils d'émissions présentés sur la figure 1, le monde est confronté à un défi considérable en matière d'atténuation au cours des prochaines décennies. Dans son dernier rapport [7], le Groupe de travail III du GIEC a conclu que les scénarios d'atténuation compatibles avec l'Accord de Copenhague (atteindre une concentration des GES d'environ 450 ppm éq. CO<sub>2</sub> d'ici à 2100) supposent des réductions à grande échelle de la quantité de CO<sub>2</sub> émise par le secteur de l'énergie afin de diminuer les émissions d'au moins 90 % par rapport au niveau de 2010 entre 2040 et 2070, puis de les rendre négatives. Ces scénarios prévoient également une meilleure efficacité énergétique et des changements de comportements pour faire baisser la demande d'énergie dans les transports, la construction et l'industrie et ainsi offrir plus de souplesse pour réduire l'intensité de carbone dans le secteur de la fourniture d'énergie et ne pas

être tributaires d'infrastructures qui émettent beaucoup de CO<sub>2</sub>. Néanmoins, les technologies énergétiques sobres en carbone comme l'électronucléaire joueront un rôle décisif pour réduire l'intensité de carbone de la fourniture d'énergie à l'échelle mondiale et faire face au défi des changements climatiques.

## 2.2. LE DÉFI ÉNERGÉTIQUE MONDIAL

On s'accorde généralement à reconnaître que l'énergie constitue l'un des principaux moteurs du développement durable. Dans la communauté des chercheurs, on observe le consensus suivant, que l'on retrouve dans des décisions politiques de plusieurs conférences et déclarations de haut niveau : pour s'engager sur la voie du développement durable, il est d'une importance primordiale de disposer de services énergétiques adéquats à un coût abordable, en toute sécurité, sans danger pour l'environnement et d'une manière conforme aux besoins de développement socio-économique. Des services énergétiques fiables constituent le préalable à la croissance économique moderne, car ils attirent les investissements vers les économies nationales et stimulent le développement économique. L'accès à l'énergie a une incidence positive sur le niveau d'instruction au sein d'une société, les enfants pouvant consacrer plus de temps à leurs études, car leur travail devient moins indispensable et ils peuvent disposer de la lumière artificielle nécessaire pour étudier lorsqu'il fait nuit. Les services énergétiques améliorent notamment de manière déterminante l'accès à la médecine moderne en permettant de fournir des services médicaux sans interruption après le coucher du soleil et en offrant de meilleures conditions de conservation pour les médicaments et les vaccins. Ils favorisent l'égalité des sexes, car les femmes peuvent alors employer leur temps à des activités plus productives que la collecte de bois de chauffage et l'égalité sociale en donnant aux groupes de population marginalisés une chance de parvenir à un niveau d'études plus élevé, de sorte qu'ils peuvent espérer sortir de la pauvreté.

Tous ces facteurs sont essentiels au développement du capital humain. L'énergie est donc indispensable pour atténuer la pauvreté, améliorer le bien-être des populations et élever le niveau de vie. Or, d'après l'édition 2013 des Perspectives énergétiques mondiales (WEO, *World Energy Outlook*) établie par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), organisme rattaché à l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), en 2011, la biomasse traditionnelle constituait la principale source d'énergie pour plus de 2,6 milliards d'habitants (54 millions de plus qu'en 2010) et près de 1,3 milliard de personnes (soit 18 % de la population mondiale) n'avaient pas accès à l'électricité (9 millions de moins qu'en 2010) [8]. La majorité de ces personnes habitent en Afrique subsaharienne et dans des régions d'Asie en développement, une

proportion croissante d'entre elles vivant en zone rurale. Ce phénomène accroît les inégalités et fait gravement obstacle au développement socio-économique dans ces parties du globe.

Sur les 7,16 milliards d'habitants que comptait la planète en mai 2014 (d'après les estimations du Bureau of the Census des États-Unis) [9], environ 82 % vivaient dans des pays non membres de l'OCDE [10] et ne consommaient que 57 % de l'énergie primaire totale [8]. L'atténuation des inégalités internationales en matière de consommation d'énergie constituera l'un des principaux enjeux du développement au cours des prochaines décennies. Le défi sera encore plus ardu si l'on prend en considération la croissance attendue de la population mondiale, surtout dans les pays en développement. Selon le scénario intermédiaire des dernières projections démographiques réalisées par l'ONU, la terre devrait compter 1,5 milliard d'habitants en plus en 2030 par rapport à 2012 et 1,1 milliard supplémentaire d'ici à 2050, ce qui porterait la population totale du globe à environ 9,55 milliards d'habitants au milieu du siècle [11]. Les projections de l'AIE sont similaires : la population mondiale devrait atteindre 8,7 milliards d'habitants en 2035, le taux d'urbanisation s'élevant alors à 62 %, contre 52 % actuellement [8].

Cette population plus nombreuse devrait également bénéficier d'une prospérité accrue au cours des prochaines décennies et aura donc naturellement besoin de plus d'énergie. La Banque mondiale estime que le produit intérieur brut (PIB) réel de l'économie mondiale a augmenté de 2,4 % en 2013, une accélération notable de la croissance étant attendue pour les trois années suivantes : jusqu'à 3,2 % en 2014, 3,4 % en 2015 et 3,5 % en 2016 [12]. Les économies des pays en développement vont continuer à croître à un rythme rapide, même si leur taux de croissance annuel à long terme va diminuer, passant de 5,8 % dans les années 2010 à 4,5 % dans les années 2020 et 3,2 % sur la période 2030-2050, tandis que les pays de l'OCDE devraient connaître une croissance annuelle de 2,2 % dans les années 2010, 2,1 % dans les années 2020 et 1,7 % entre 2030 et 2050 [13].

La croissance démographique notable et l'expansion incessante de l'économie mondiale vont stimuler la demande mondiale d'énergie. Ceux qui ont aujourd'hui accès à des services énergétiques modernes vont continuer à les utiliser et ceux qui n'y ont pas accès vont progressivement en bénéficier, de sorte que le nombre total de consommateurs va augmenter au fil des ans. Dans son édition 2014 des *Perspectives pour les technologies de l'énergie (ETP, Energy Technology Perspectives)*, l'AIE s'appuie sur ces deux facteurs et sur certaines hypothèses concernant les progrès techniques pour établir des scénarios prévisionnels pour la demande mondiale d'énergie. Le prolongement direct de la tendance actuelle est représenté par le scénario 6°C, qui prévoit que l'offre totale d'énergie primaire augmentera d'environ 70 % entre 2011 et 2050 [13].

Les scénarios qui supposent que des mesures plus sérieuses seront adoptées pour limiter les changements climatiques font eux aussi apparaître une hausse importante de l'offre totale d'énergie sur la même période : plus de 50 % de croissance dans le scénario 4°C et plus de 25 % de croissance même dans le cas où l'atténuation des changements climatiques serait la plus marquée, le scénario 2°C. L'évolution du bouquet énergétique mondial et les émissions totales de CO<sub>2</sub> correspondantes qui sont dues à l'énergie sont présentées sur la figure 2.

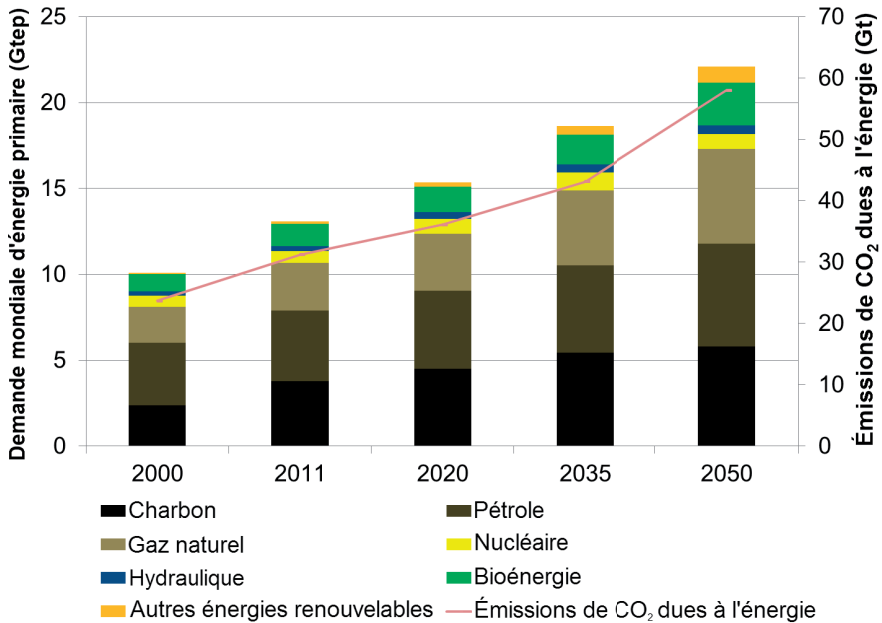


FIGURE 2. Sources d'énergie primaire dans le monde (axe de gauche) et émissions de CO<sub>2</sub> d'origine énergétique (axe de droite) dans le scénario « politiques actuelles » (jusqu'en 2035) et dans le scénario 6 °C (2050) établis par l'AIE, scénarios qui figurent respectivement dans le WEO 2013 et dans l'ETP 2014. Sources : références [8, 13].

Parmi les évolutions les plus importantes pour la période 2011-2050, les scénarios de l'AIE aboutissent notamment aux projections suivantes [13] :

- une croissance des émissions de CO<sub>2</sub>, qui passeraient de 34 gigatonnes (Gt) en 2011 à 55 gigatonnes (hausse de 62 %) dans le scénario 6°C et à 41 gigatonnes (hausse de 21 %) dans le scénario 4°C d'ici à 2050 et une diminution de ces émissions, qui reviendraient à 15 gigatonnes (baisse spectaculaire de 56 %) dans le scénario 2°C à la même période ;

- une augmentation de l'utilisation des combustibles fossiles de 62 % dans le scénario 6°C et de 29 % dans le scénario 4°C et une baisse de cette utilisation de 34 % dans le scénario 2°C sur la période 2011–2050 ;
- entre 2011 et 2050, une hausse de la production électronucléaire de 25 % dans le scénario 6°C, de 72 % dans le scénario 4°C et de 162 % dans le scénario 2°C ; compte tenu des différences relatives à la croissance de la consommation d'énergie en fonction du scénario retenu, dans le scénario 6°C, la part du nucléaire dans l'offre totale d'énergie primaire diminuera : elle passera de 5,1 % en 2011 à 3,8 % en 2050 ; dans le scénario 4°C, cette part augmentera légèrement (pour atteindre 5,8 %) et elle fera plus que doubler (pour s'élever à 10,9 %) dans le scénario 2°C ;
- la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables devrait sensiblement s'accroître quel que soit le scénario : de 128 % dans le scénario 6°C, de 186 % dans le scénario 4°C et de 329 % dans le scénario 2°C sur la période 2011-2050 ; la part de ces technologies dans l'offre totale d'énergie primaire passera de 13,3 % en 2011 à 17,9 % dans le scénario 6°C, 25 % dans le scénario 4°C et 46 % dans le scénario 2°C d'ici à 2050 ;
- dans le scénario 2°C, les sources d'énergie non fossiles occuperont une place prépondérante dans l'économie mondiale en 2050 (56 % de l'offre totale d'énergie primaire), tandis que la part des énergies renouvelables et du nucléaire s'élèvera à environ 30 % dans le scénario 4°C et restera pratiquement constante dans le scénario 6°C : 22 % contre 18 % en 2011 ;
- la concrétisation du scénario 2°C est étroitement liée à l'introduction des meilleures technologies en ce qui concerne l'efficacité énergétique, à une utilisation intensive des sources renouvelables et à la mise en place de dispositifs de captage et de stockage du dioxyde de carbone (CSC) ; les sous-scénarios établis par l'AIE présentent les pistes possibles pour atteindre cet objectif, à savoir un rôle accru des énergies renouvelables (scénario 2°C-forte proportion d'énergies renouvelables), une électrification des véhicules à grande échelle (scénario 2°C-électrification des véhicules) et l'installation de pompes à chaleur pour chauffer les bâtiments et l'eau potable (scénario 2°C-usage accru de l'électricité dans les bâtiments).

En l'absence de politiques climatiques ambitieuses, les conséquences d'un prolongement de la tendance actuelle, telles qu'elles sont décrites dans le scénario 6°C, seront graves. La température moyenne de la planète devrait augmenter de 6°C par rapport à son niveau préindustriel, en contradiction flagrante avec l'Accord de Copenhague conclu dans le cadre de la CCNUCC. Même pour que la terre ne se réchauffe pas de plus de 4°C, la communauté



internationale devra engager des actions fortes pour abandonner progressivement les combustibles fossiles. Contenir la hausse de la température moyenne de la planète en dessous de 2°C supposera des mesures extrêmement fermes en faveur du climat dans plusieurs domaines et notamment l'élaboration de stratégies systémiques, le soutien à l'innovation résultant de la recherche-développement, des programmations visant à améliorer l'efficacité énergétique, des changements radicaux dans le secteur du bâtiment et une planification stratégique pour les transports. D'une manière générale, les mesures à prendre pour faire face à l'augmentation d'une demande mondiale d'énergie tirée par la croissance démographique et par le développement économique devraient s'articuler en deux volets : limitation de l'accroissement de la consommation d'énergie par la mise en œuvre de technologies qui nécessitent moins d'énergie, et évolution du bouquet énergétique en faveur de sources d'énergie à faible émission de carbone. L'électronucléaire constitue une part importante du portefeuille énergétique à faible intensité de carbone dans la plupart des scénarios d'atténuation rigoureux et dans les ambitieuses politiques climatiques connexes.

### 2.3. L'ÉLECTRONUCLÉAIRE : UNE TECHNOLOGIE SOBRE EN CARBONE

Dans un monde où la demande d'énergie augmente rapidement et où les émissions de GES sont soumises à des contraintes grandissantes, les technologies à faible émission de GES par unité de service énergétique joueront un rôle de plus en plus important. Les émissions de GES devront donc être déterminées et quantifiées avec exactitude. L'analyse du cycle de vie (ACV) est définie comme la compilation et l'évaluation des intrants, des extrants et des impacts environnementaux potentiels d'un système de production au cours de son cycle de vie, de l'acquisition des matières premières à la mise hors service du système [14]. L'ACV d'un système de production d'électricité est complexe, car elle doit tenir compte des nombreux processus inclus dans les frontières du système retenues qui contribuent à la réalisation du produit final. Par ailleurs, les frontières du système utilisées pour les calculs d'ACV peuvent varier d'une étude à l'autre. De plus, outre la complexité de ce type d'ACV, on peut noter a) qu'il existe une incertitude associée aux facteurs de caractérisation appliqués pour convertir les résultats de l'inventaire en unité commune d'indicateur de catégorie, b) que les règles d'affectation sont quelque peu arbitraires dans le cas des systèmes de cogénération (production simultanée d'électricité et de chaleur) et enfin c) qu'il y a une incertitude liée aux données, lesquelles peuvent être imprécises ou extrapolées à partir des valeurs extraites d'ACV de systèmes ou de processus similaires.



Compte tenu du poids des ACV dans la prise de décision relative aux changements climatiques et des conséquences possibles des erreurs, la cohérence et la crédibilité sont d'une importance primordiale pour ce type d'analyse. Afin d'améliorer la qualité des études, mais sans imposer de méthode précise, l'Organisation internationale de normalisation (ISO) a élaboré des normes qui servent aujourd'hui de référence pour toute étude d'ACV. Ces dernières années, de nombreuses études d'ACV sur les émissions de GES imputables aux différentes techniques de production d'électricité ont été publiées et sont régulièrement mises à jour. La présente section se fonde sur les valeurs extraites d'une grande base de données internationale sur les ACV appelée Ecoinvent [15], mais elle présente également les conclusions de la méta-analyse effectuée récemment par le Laboratoire américain de recherche sur les énergies renouvelables [16] ainsi que les résultats d'une large sélection de publications scientifiques [17].

La figure 3 offre une synthèse des résultats de toutes ces études concernant les émissions de GES sur l'ensemble du cycle de vie pour les sources fossiles, avec ou sans recours au CSC. Elle fait apparaître que, même si l'on ajoute un dispositif de CSC à une centrale à combustible fossile, les émissions sur l'ensemble du cycle restent relativement élevées : environ 190 g CO<sub>2</sub>-éq par kW·h pour le charbon et quelque 130 g CO<sub>2</sub>-éq par kW·h pour le gaz. La figure 4 présente les quantités émises pour les sources renouvelables et l'électronucléaire de gauche à droite par ordre croissant d'émissions. Elle montre que, dans l'état actuel de la recherche, l'électronucléaire, l'hydroélectricité et l'énergie éolienne sont les techniques qui émettent le moins de GES par unité d'électricité produite. Noter le facteur 10 entre l'échelle des ordonnées de la figure 4 et celle de la figure 3.

Comme le montrent la figure 4 et le tableau 1, la médiane des émissions de GES dues à l'électronucléaire (réacteurs à eau ordinaire) s'élève à 14,9 g CO<sub>2</sub>-éq par kW·h, la fourchette étant comprise entre 5,6 et 19,7 g CO<sub>2</sub>-éq par kW·h d'électricité produite. Ces chiffres ont été établis à partir de plus de 200 calculs différents qui ont été présentés dans des publications [17]. La valeur la plus faible a été communiquée par l'intermédiaire du système de fiches de déclaration environnementale pour une centrale en service [18], tandis que la valeur la plus élevée a été obtenue dans l'hypothèse la plus pessimiste, très théorique [16]. Il est à noter que, dans la majorité de ces études, il existe une certaine généralisation pour les processus du cycle de vie et des estimations sont utilisées pour remédier au manque de données empiriques. La généralisation est plus limitée pour des analyses de cycles de vie particulières, notamment celles qui sont effectuées par les compagnies d'électricité dans le cadre du système de fiches de déclaration environnementale, en raison des données communiquées par des fournisseurs de minerai d'uranium et des producteurs de combustibles connus.

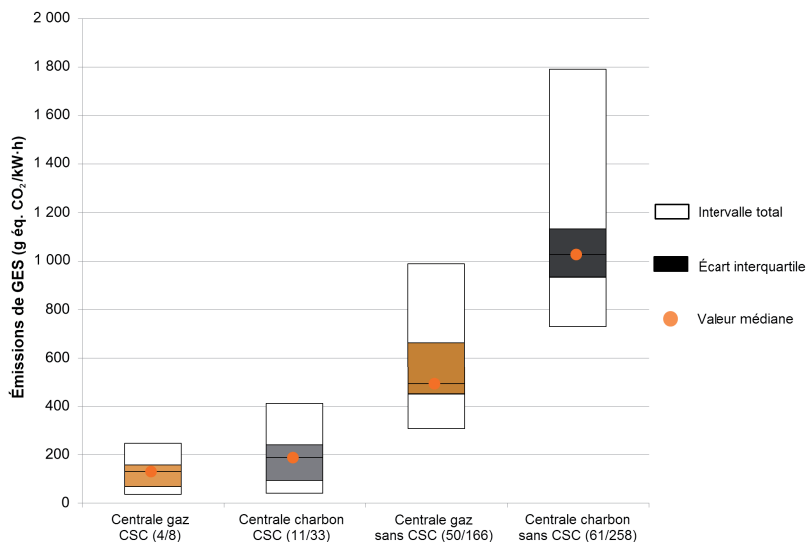


FIGURE 3. Émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie liées à la production d'électricité : combustibles fossiles et captage et stockage du dioxyde de carbone. Sources des données : AIEA [17]. Note : Les chiffres entre parenthèses indiquent le nombre de sources ou d'estimations. L'écart interquartile contient la moitié des valeurs qui se situent autour de la médiane de l'intervalle total. CSC : captage et stockage du dioxyde de carbone.

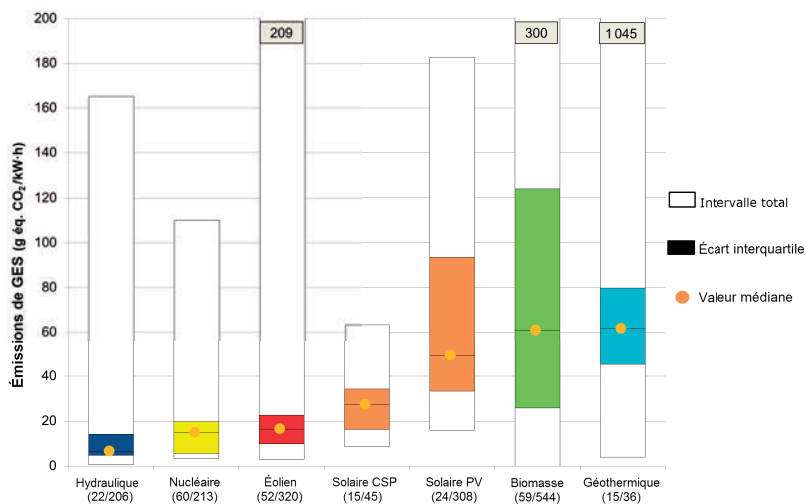


FIGURE 4. Émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie liées à la production d'électricité : énergies renouvelables et électronucléaire. Sources des données : AIEA [17]. Note : Les chiffres entre parenthèses indiquent le nombre de sources ou d'estimations. L'écart interquartile contient la moitié des valeurs qui se situent autour de la médiane de l'intervalle total. CSP : énergie solaire à concentration. PV : photovoltaïque.

TABLEAU 1. ÉMISSIONS DE GES SUR L'ENSEMBLE DU CYCLE DE VIE DUES À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (en g CO<sub>2</sub>-éq par kW·h)

Technologie	Hydraulique	Nucléaire	Éolien	Solaire CSP	Solaire PV	Biomasse	Géothermie	Gaz naturel avec CSC	Charbon avec CSC	Gaz naturel	Charbon
Maximum	165,1	110,0	209,2	63,3	182,6	300,0	1045,0	245,0	410,0	987,5	1 790,7
75e	14,1	19,7	22,6	34,3	93,5	123,9	79,8	156,0	240,0	662,1	1 131,9
Médiane	6,6	14,9	16,4	27,3	49,2	60,9	61,7	128,5	186,0	491,8	1 024,8
25e	4,8	5,6	9,9	16,3	33,4	25,8	45,3	66,3	92,0	449,0	931,9
Minimum	0,7	3,5	3,0	8,8	16,0	-3,0	4,0	34,0	39,0	306,8	729,0
Sources (calculs)	22 (206)	60 (213)	52 (320)	15 (45)	24 (308)	59 (544)	15 (36)	4 (8)	11 (33)	50 (166)	61 (258)

**Note :** Sur la dernière ligne, les sources désignent le nombre de publications utilisées et les calculs le nombre total de calculs présentés dans toutes les sources. Sur les lignes 75<sup>e</sup> et 25<sup>e</sup> figurent les valeurs des centiles correspondants. CSP : Énergie solaire à concentration. PV : Photovoltaïque. CSC : Captage et stockage du dioxyde de carbone.

Bien qu'il n'ait jamais été mis en œuvre à l'échelle industrielle jusqu'à présent, le CSC est considéré comme une solution viable dans de nombreuses études relatives à l'atténuation des changements climatiques. Néanmoins, les résultats des ACV qui sont présentés sur la figure 3 et dans le tableau 1 montrent que les quantités de GES émises par kilowatt-heure d'électricité produite sont souvent 10 fois plus élevées que pour l'électronucléaire, même lorsque l'on utilise cette technologie [17]. La valeur médiane des émissions, obtenue à partir d'un nombre relativement faible de sources et de calculs (15 études et 41 résultats au total), s'élève à 128,5 g CO<sub>2</sub>-éq par kW·h pour le gaz naturel et à 186 g CO<sub>2</sub>-éq par kW·h pour le charbon, chiffres qui se situent à peu près au milieu de l'écart interquartile et de l'intervalle total. Ces résultats s'expliquent en grande partie par le transport et le stockage du CO<sub>2</sub> capté et par la fabrication des produits chimiques nécessaires. Il est à noter que les valeurs présentées pour le CSC sur la figure 3 ont été établies à partir de sources diverses qui n'ont pas appliqué exactement la même méthode pour calculer les émissions sur l'ensemble du cycle de vie. Cependant, ces résultats sont plausibles et caractérisent bien l'intensité de carbone de cette filière.

Il a toujours été dit que l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque ne se traduisait par aucune émission de GES. Or, lorsque l'on tient compte d'autres phases du cycle de vie pour le silicium cristallin et les technologies couches minces, la valeur médiane obtenue à partir de plus de 300 calculs différents s'élève à 49,4 g CO<sub>2</sub>-éq par kW·h, soit quatre fois plus en moyenne que pour l'électronucléaire. Les types de silicium cristallin les plus performants

occupent une place prépondérante sur le marché, mais leur fabrication nécessite une grosse quantité d'énergie, d'où une médiane des émissions de GES plus élevée [15]. Le fait que l'écart interquartile et l'intervalle total soient plus grands s'explique par les incertitudes liées au rayonnement solaire et à la durée de vie et au rendement des systèmes photovoltaïques. L'énergie solaire à concentration présente des résultats nettement meilleurs pour la médiane (27,3 g CO<sub>2</sub>-éq par kW·h), l'écart interquartile et l'intervalle total, même si cela peut être dû à une puissance installée plus élevée, ce qui, dans le cadre d'une ACV, se traduit généralement par une baisse de la quantité de GES émise par unité d'électricité produite.

L'électricité éolienne a quant à elle fait l'objet de plus de 50 publications comportant plus de 320 calculs différents. Au total, ils aboutissent à une valeur médiane des émissions de GES de 16,4 g CO<sub>2</sub>-éq par kW·h, chiffre comparable à celui qui a été obtenu pour l'électronucléaire, mais l'écart interquartile et l'intervalle total sont plus grands (fig. 4). Chose intéressante, certains des calculs réalisés montrent que, pour une même classe d'éoliennes, la médiane est plus faible pour l'éolien terrestre que pour l'éolien offshore, alors que la fourchette d'émission de GES est beaucoup plus grande pour le premier [15]. Ce résultat s'explique par le fait que les meilleures conditions de vent dont bénéficient les éoliennes installées en mer peuvent être contrebalancées par des besoins en matériel et en énergie plus importants que pour les éoliennes terrestres.

L'hydroélectricité produite à partir de réservoirs alpins ou non alpins et par les installations au fil de l'eau présente des émissions de GES sur l'ensemble du cycle de vie comparables à celles de l'électronucléaire. À l'échelle d'une installation, les différences sont généralement minces, mais les études prises en compte pour réaliser la figure 4 portent principalement sur des barrages hydroélectriques de faible puissance, ce qui ne permet pas de déterminer facilement à quelle catégorie ils appartiennent. En revanche, les réservoirs tropicaux présentent une intensité de GES sensiblement plus élevée et les émissions de GES les plus importantes du secteur de l'hydroélectricité. Ce résultat s'explique principalement par la décomposition de la biomasse et par le dégagement de méthane qui en résulte. Cependant, comme le montre la figure 4, la valeur médiane pour l'hydroélectricité en général s'élève à 6,6 g CO<sub>2</sub>-éq par kW·h, chiffre obtenu à partir de 22 sources publiées et de 206 calculs différents [17]. Enfin, les quantités de GES émises par les stations de transfert d'énergie par pompage présentent une fourchette très large et peuvent même être plus élevées que pour le charbon en fonction de l'empreinte carbone de l'électricité utilisée pour alimenter les pompes qui remontent l'eau dans le réservoir pour qu'elle y soit stockée [15].

Une multitude d'études d'ACV sur la biomasse ont permis d'établir que, dans cette filière, la médiane des émissions de GES n'est pas sensiblement

meilleure que pour la géothermie ou le solaire photovoltaïque. Elle s'élève à 61 g CO<sub>2</sub>-éq par kW·h, avec une valeur supérieure de la fourchette totale égale à 300 g CO<sub>2</sub>-éq par kW·h, les résultats dépendant fortement du type de biomasse, des modes de transport, des techniques et de la structure de production utilisés dans la centrale (production de chaleur, de gaz, d'électricité ou d'une combinaison de ces différents produits). En revanche, un petit nombre d'études d'ACV réalisées sur la géothermie aboutissent à la même médiane d'émissions de GES que pour la biomasse, mais font également apparaître que les émissions peuvent, dans certaines circonstances, être plus importantes que pour le charbon, en raison des GES dégagés par le fluide géothermal. Comme le montre la figure 4, la valeur maximale obtenue dans les calculs publiés s'élève à 1 045 g CO<sub>2</sub>-éq par kW·h [17].

La perspective de voir l'énergie nucléaire donner lieu à des émissions de GES encore plus faibles à l'avenir s'appuie sur a) les améliorations relatives aux techniques d'enrichissement de l'uranium, avec un remplacement de la diffusion gazeuse, forte consommatrice d'électricité, par la centrifugation ou l'enrichissement par laser, procédés qui en demandent beaucoup moins, b) le fait qu'une part accrue de l'électricité utilisée pour enrichir l'uranium est produite grâce à des technologies sobres en carbone, c) les progrès apportés à la fabrication de combustible, afin d'obtenir un taux de combustion plus élevé et ainsi une baisse des émissions par unité d'électricité produite dans la partie approvisionnement en combustible des ACV et d) l'extension de la durée de vie des centrales nucléaires, de 40 à 60 ans, qui entraîne une répartition des émissions associées à la construction et au déclassement sur une période plus longue, la quantité d'électricité produite étant plus importante.

Il est certain que les émissions très faibles de CO<sub>2</sub> et de tous les GES sur l'ensemble du cycle de vie font de l'électronucléaire une option technologique importante dans le cadre des stratégies d'atténuation des changements climatiques pour de nombreux pays. L'ampleur du recours à cette filière dépend de nombreux autres facteurs, notamment de la disponibilité d'autres sources d'énergie et des conditions politiques, économiques et sociales.

## 2.4. CONTRIBUTION AUX ÉMISSIONS DE GES ÉVITÉES

Au cours des 50 dernières années, l'utilisation de l'électronucléaire a permis que des quantités appréciables de GES ne soient pas émises. Au total, seule l'hydroélectricité a permis d'éviter des émissions cumulées plus importantes. La figure 5 montre l'évolution passée des émissions de CO<sub>2</sub> dues au secteur de l'électricité et les émissions évitées par le recours à l'hydroélectricité, à l'énergie nucléaire et aux autres filières de production

d'électricité renouvelable. La hauteur des colonnes noires correspond aux quantités de CO<sub>2</sub> effectivement émises chaque année. La hauteur totale de chaque colonne montre les quantités qui auraient été émises en l'absence des trois sources d'électricité à faible intensité de carbone. Les segments bleus, jaunes et orange foncé des barres indiquent, dans cet ordre, les émissions de CO<sub>2</sub> évitées grâce à l'hydroélectricité (2,8 Gt en 2011), à l'électronucléaire (2,1 Gt en 2011) et aux énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité (0,8 Gt en 2011).

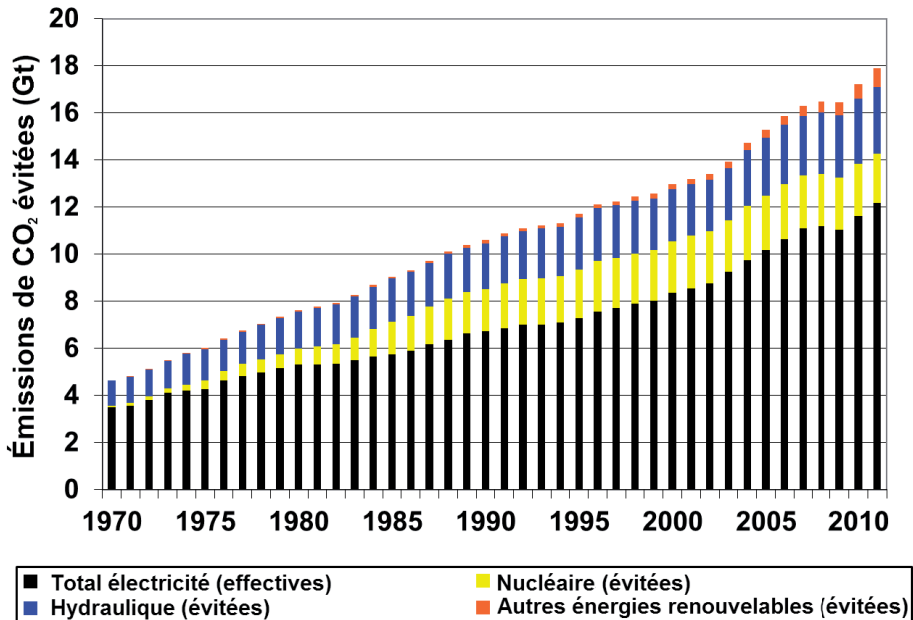


FIGURE 5. Émissions mondiales de CO<sub>2</sub> dues au secteur de l'électricité et émissions évitées grâce au recours à trois technologies à faible intensité de carbone. Source des données : référence [19].

La figure 5 a été réalisée à partir de chiffres publiés par l'AIE [19]. La dernière version de la base de données de l'AIE contient des informations sur la production mondiale d'électricité jusqu'à 2011 inclus. Les calculs des émissions évitées reposent sur l'hypothèse selon laquelle l'électricité produite par les installations hydrauliques et nucléaires et par les sources renouvelables aurait été obtenue en augmentant la quantité d'électricité produite à partir de charbon, de pétrole et de gaz naturel en proportion de leurs parts respectives dans le parc électrique chaque année considérée. Cette méthode a tendance à sous-estimer les émissions évitées grâce au recours à l'électronucléaire, car dans les années 70,

l'essor de ce mode de production visait principalement à réduire la dépendance à l'égard du pétrole et du gaz importés, le charbon aurait donc probablement constitué le combustible non nucléaire de remplacement prédominant à cette époque. Cette hypothèse permet néanmoins d'aboutir à des estimations prudentes des émissions de GES évitées.

La figure 6, qui fait apparaître l'intensité de carbone et la part des sources non fossiles dans la production d'électricité pour un échantillon de pays, confirme cette tendance générale. L'échelle du haut représente, de gauche à droite, les contributions relatives de l'énergie nucléaire, de l'hydroélectricité et des autres sources renouvelables (solaire, éolien, géothermie, etc.) à la production totale d'électricité en 1980 (ou une année postérieure pour certains pays) et en 2011. L'échelle du bas, qui va de droite à gauche, permet de mesurer les émissions moyennes de CO<sub>2</sub> dues à la production d'un kilowatt-heure d'électricité les mêmes années. Ce graphique montre que, dans les pays dont l'intensité de carbone est la plus faible (moins de 100 g CO<sub>2</sub>-éq par kW·h, soit plus de 20 % en dessous de la moyenne mondiale), environ 80 % de l'électricité ou plus est d'origine hydraulique (Brésil) ou nucléaire (France) ou est produite à partir de ces deux sources d'énergie (Suède et Suisse). Il fait également apparaître que l'accroissement de la part des centrales nucléaires dans le parc électrique a contribué à la réduction de l'intensité de carbone du secteur de l'électricité dans plusieurs pays (par exemple en Allemagne, en Belgique, en République de Corée et au Royaume-Uni). Le Mexique présente la particularité suivante : une augmentation de la part des combustibles fossiles dans la production d'électricité et une baisse simultanée des émissions de carbone. Néanmoins, ce phénomène est dû au fait que le gaz naturel, plus propre, s'est substitué au charbon dans le parc de production du pays.

Au cours des prochaines décennies, la contribution de l'électronucléaire à la réduction de l'intensité de carbone va diminuer dans quelques pays qui ont décidé de sortir progressivement du nucléaire et augmenter dans plusieurs autres qui ont choisi de l'intégrer à leur portefeuille de production d'électricité ou d'accroître la part qu'il y occupe. L'accroissement du parc nucléaire dans divers pays asiatiques devrait faire reculer l'intensité de carbone du secteur dans ces pays. En revanche, les chiffres de 2011 montrent qu'au Japon, cette intensité a augmenté de 19,6 %, car la part de l'électronucléaire dans la production nationale a chuté de 17,1 points par rapport au niveau de 2009 et cette source d'énergie a principalement été remplacée par des combustibles fossiles. En Allemagne, en revanche, la baisse de 5,1 points de la part de l'électronucléaire dans le parc de production en 2011 (part qui a principalement été remplacée par des énergies renouvelables) n'a pas modifié l'intensité des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport aux valeurs de 2009. Il convient toutefois de noter que l'année 2011 ne constitue pas la référence la plus appropriée pour évaluer

les effets d'une sortie progressive du nucléaire sur les émissions de GES, car, cette année-là, la croissance économique était ralentie dans la plupart des pays de l'OCDE et les décisions de réduire le recours à l'énergie nucléaire ont été mises en œuvre en milieu d'année. Néanmoins, jusqu'à présent, les chiffres confirment les conclusions auxquelles la figure 6 permet d'aboutir.

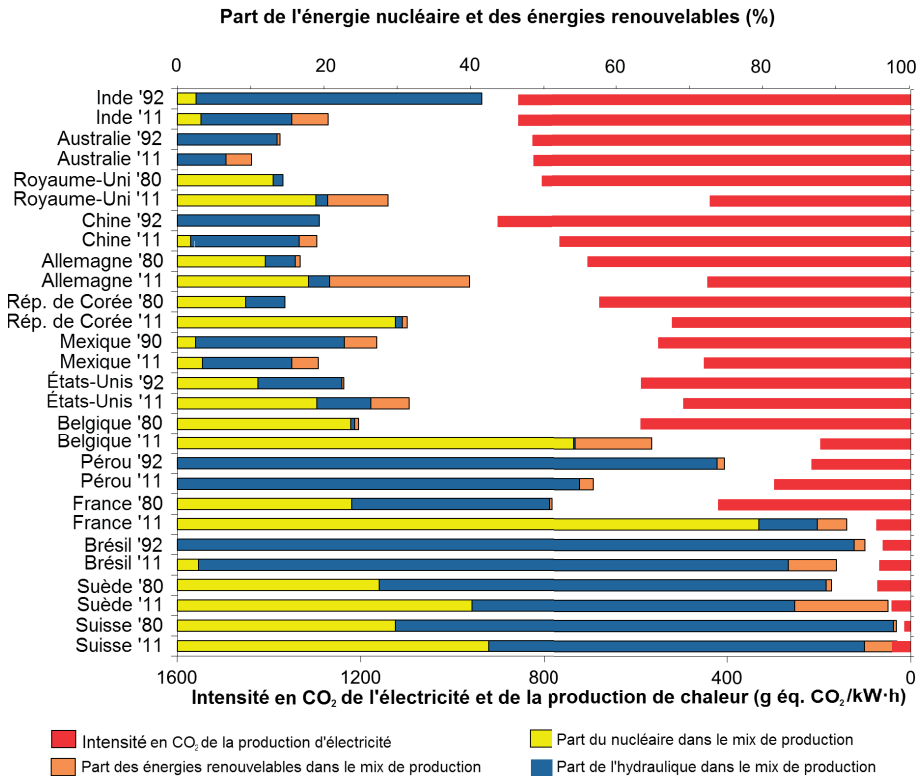


FIGURE 6. Intensité de carbone et part des sources non fossiles dans le secteur de l'électricité pour un échantillon de pays. Source des données : référence [19].

## 2.5. POTENTIEL D'ATTÉNUATION DES ÉMISSIONS DE GES ESTIMÉ PAR LE GIEC

Une stabilisation de la concentration de GES dans l'atmosphère à un niveau compatible avec l'objectif des 2°C nécessite d'apporter des changements fondamentaux aux systèmes d'approvisionnement en énergie à l'échelle mondiale. Le portefeuille de mesures qui peuvent être prises comprend la réduction de la demande finale d'énergie, l'abandon des sources d'énergie



à forte intensité de carbone au profit de sources à faible intensité de carbone, une utilisation plus efficace des combustibles et l'adoption de technologies qui permettent de diminuer l'intensité de carbone comme les énergies renouvelables, l'électronucléaire ou le CSC. Même si toutes ces mesures participent à l'atténuation des émissions de GES, le Groupe de travail III du GIEC, dans ses quatrième et cinquième Rapports d'évaluation, a souligné que la décarbonisation du secteur de l'électricité était essentielle et pouvait être accomplie à un rythme beaucoup plus rapide que pour le reste du système énergétique [20, 21].

Dans son quatrième Rapport d'évaluation (RE4), le Groupe de travail III a estimé le potentiel d'atténuation relatif aux émissions de GES qui peuvent être évitées d'ici à 2030 en adoptant diverses techniques de production d'électricité dans des proportions supérieures à ce que prévoit le scénario de référence (identique au scénario de référence qui figure dans le WEO 2004 publié par l'AIE). L'analyse montre que l'électronucléaire représente le plus gros potentiel d'atténuation pour un coût moyen qui est le plus faible [20]. L'atténuation des émissions grâce au recours à l'énergie nucléaire (1,88 Gt éq. CO<sub>2</sub> par kW·h par an) évaluée par le GIEC dans le RE4 correspond à la contribution que cette technologie pourrait apporter à la protection du climat de la planète si sa part dans le parc électrique mondial passait de 16 % en 2005 à 18 % en 2030. En proportion, ce ne serait qu'une petite augmentation, mais cela représenterait une hausse importante en volume si l'on tient compte de la croissance de la production d'électricité (voir la référence [1] pour plus de détails).

Dans son cinquième Rapport d'évaluation, le Groupe de travail III du GIEC n'a pas mis à jour le potentiel d'atténuation sur le plan des émissions de GES évitées et des coûts pour les différentes techniques de production d'électricité. En revanche, ce nouveau rapport a) insiste sur la nécessité de prendre en compte l'ensemble du cycle de vie, b) se penche sur la question du CMAE et c) étudie différentes trajectoires de mise en place de diverses mesures d'atténuation relatives à la demande grâce à un large éventail de modèles intégrés d'évaluation. À cette fin, le Groupe de travail III, dans ce rapport, a examiné plus de 1 200 scénarios d'émissions regroupés dans des scénarios de référence (absence de politique climatique) et des scénarios d'atténuation afin d'analyser leurs conséquences sur le système énergétique mondial. Par rapport au RE4, le nouvel ensemble de scénarios englobe une plus grande série d'hypothèses concernant les techniques, la formation des politiques internationales d'atténuation et la période de mise en œuvre des mesures d'atténuation.

Dans son rapport, le Groupe de travail III a mis l'accent sur la contribution importante de l'énergie nucléaire à la réduction des émissions, aujourd'hui comme demain, compte tenu de la faible quantité de GES émis sur l'ensemble du cycle de vie et du montant peu élevé des charges d'exploitation. Cependant, la sûreté, les coûts d'investissement, la gestion des déchets

et les inquiétudes liées à la prolifération sont également examinés et présentés comme des obstacles possibles au développement complet de ce potentiel d'atténuation.

Dans la majorité des scénarios d'atténuation rigoureux (faible concentration des GES dans l'atmosphère, comprise entre 430 et 530 ppm équ. CO<sub>2</sub>, en 2100) analysés par le groupe de travail III, la part des filières à faible intensité de carbone (énergies renouvelables, énergie nucléaire et CSC) dans la production d'électricité serait supérieure à 80 % en 2050 et atteindrait près de 100 % d'ici à la fin du siècle (contre environ 30 % aujourd'hui). De plus, lorsque des objectifs stricts d'atténuation sont imposés, la part de l'électricité dans la consommation totale d'énergie finale augmente généralement plus vite, de 17 % actuellement à près de 40 % dans certains scénarios en 2050 (voir la figure 7.13 de la référence [21]). Les techniques de production d'électricité qui favorisent cette décarbonisation avec un bon rapport coût-efficacité sont présentées dans un grand nombre de combinaisons qui associent les énergies renouvelables, l'électronucléaire et le CSC. Le rôle de ce dernier varie fortement en fonction du scénario d'atténuation rigoureux retenu : son rapport coût-efficacité dépend beaucoup d'hypothèses relatives à l'amélioration future de ses aspects techniques et de sa rentabilité. En revanche, les sources renouvelables autres que la biomasse et l'énergie nucléaire jouent systématiquement un rôle important dans ces scénarios.

La figure 7 représente la contribution potentielle de l'électronucléaire à la réduction des émissions de GES dans le secteur de l'électricité en 2050 pour les scénarios de référence et les scénarios d'atténuation rigoureux (concentration de GES comprise entre 430 et 530 ppm équ. CO<sub>2</sub> en 2100) sur l'ensemble des scénarios élaborés par le Groupe de travail III. La fourchette d'utilisation future de cette technologie fait apparaître une grande souplesse dans le choix des modes de production d'électricité dans le scénario de référence et dans le choix entre les technologies d'atténuation concurrentes dans les scénarios d'atténuation rigoureux. Comme pour d'autres filières à faible intensité de carbone, la mise en œuvre de politiques d'atténuation des changements climatiques favorise incontestablement l'utilisation de l'énergie nucléaire : dans ce cas de figure, la production électronucléaire sera portée à près de 5 000 térawatts-heures au minimum et à environ 13 000 térawatts-heures au maximum en 2050. Si l'on substitue à cette utilisation potentielle de l'énergie nucléaire des centrales à charbon, qui émettent en moyenne 600 à 800 g de CO<sub>2</sub> par kW·h, jusqu'en 2050 (d'après les références [22] et [23]), entre 2,8 et 10,4 gigatonnes de CO<sub>2</sub> supplémentaires seraient émises chaque année. Il s'agit certes d'une manière assez simpliste de calculer les émissions de CO<sub>2</sub> qui seront évitées par une utilisation future de l'électronucléaire, mais elle donne une idée de l'importance des quantités en jeu. Cela étant, même en l'absence de politique climatique,

un grand nombre de scénarios de référence prévoient que la production électronucléaire augmentera (d'un facteur supérieur à deux dans le haut de la fourchette) et contribuera dans une certaine mesure à la décarbonisation du secteur de l'électricité. Cela signifie qu'une absence de prix pour le carbone ne joue pas le même rôle pour l'énergie nucléaire que pour le CCS, filière qui, dans les scénarios de référence, ne devrait pas se développer (voir le tableau 6.7 de la référence [21]).

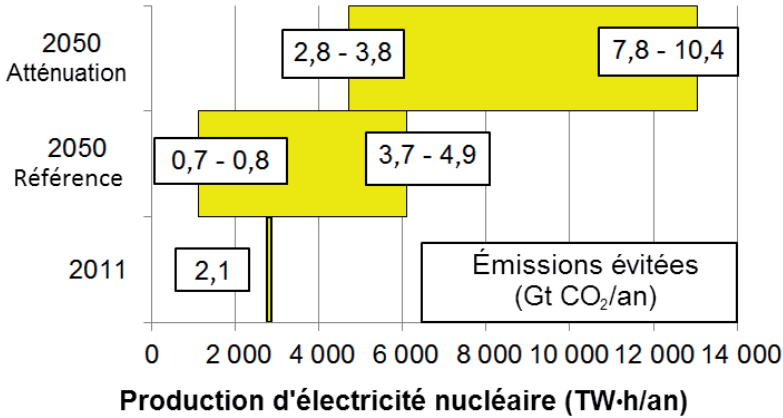


FIGURE 7. Fourchette (écart interquartile) de la puissance électronucléaire installée en 2050 dans les scénarios de référence et dans les scénarios d'atténuation rigoureux (concentration de GES comprise entre 430 et 530 ppm eq. CO<sub>2</sub> en 2100) et émissions de CO<sub>2</sub> évitées. Source : graphique réalisé à partir des données relatives à l'utilisation future de l'énergie nucléaire qui figurent dans le tableau 6.7 de la référence [21] et de calculs spécifiques. Note : Voir la section 2.4 pour plus de détails sur les émissions de CO<sub>2</sub> évitées grâce à la production électronucléaire en 2011.

La décarbonisation du secteur de l'électricité et le potentiel d'atténuation des émissions de GES que représente l'électronucléaire dépendent très fortement de l'augmentation de la demande mondiale d'énergie (fig. 8). D'une manière générale, le développement des solutions à faible intensité de carbone est moins rapide et universel dans les scénarios qui prévoient de grandes économies d'énergie (et donc une croissance de la demande plus lente), alors que les scénarios où la demande d'énergie est forte s'accompagnent habituellement d'un abandon plus rapide des centrales à combustibles fossiles qui ne comportent pas de CSC et d'un taux de croissance plus élevé pour les filières à faible émission de carbone. L'expansion de ces filières de production d'électricité en 2050 dans les scénarios d'atténuation rigoureux en fonction de la faiblesse ou de la force de la demande mondiale d'énergie est présentée sur la figure 8.

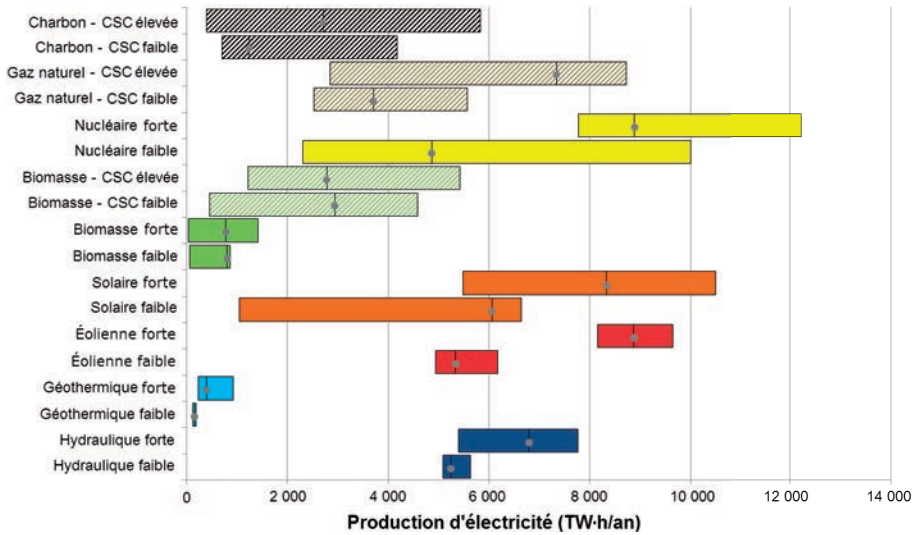


FIGURE 8. Influence de la demande d'énergie sur l'utilisation des technologies sobres en carbone pour la production d'électricité en 2050 dans les scénarios d'atténuation rigoureux (concentration de GES comprise entre 430 et 530 ppm eq. CO<sub>2</sub> en 2100). Source : graphique réalisé à partir de la figure 7.11 de la référence [21]. Note : Pour chaque technologie, les barres représentent l'écart interquartile relatif à la production future et les lignes verticales avec un point la médiane de cette même production. La mention « faible » correspond au cas où la croissance de la demande finale d'énergie serait inférieure à 20 % en 2050 par rapport à 2010 et la mention « forte » au cas où cette croissance serait supérieure à 20 %.

Comme le montre la figure 8, la production électronucléaire devrait augmenter à peu près d'un facteur deux par rapport à son niveau actuel dans de nombreux scénarios d'atténuation où la demande est faible et d'un facteur compris entre trois et quatre dans les scénarios où la demande d'énergie est forte. Indépendamment des projections de demande, les énergies renouvelables comme l'énergie solaire ou l'énergie éolienne devraient, dans les scénarios d'atténuation rigoureux, connaître une croissance importante par rapport à leur utilisation actuelle, relativement faible. De même, la décarbonisation suppose un recours au CSC, en particulier pour les centrales au gaz, compte tenu de l'essor attendu des combustibles non conventionnels. Pour les filières à faible intensité de carbone, le potentiel d'atténuation des émissions de GES, présenté par fourchette d'utilisation future sur la figure 8, dépend dans une large mesure d'hypothèses relatives aux politiques effectivement adoptées et aux coûts réels, ainsi qu'aux émissions effectives sur l'ensemble du cycle de vie. Par exemple, si le prix du carbone atteint 100 à 150 dollars la tonne de CO<sub>2</sub>, le CSC contribuerait de manière notable à la décarbonisation du secteur de l'électricité, même si sa part

ne devrait pas dépasser la moitié de la production électrique. En revanche, si ce prix est plus faible, une proportion plus importante de la décarbonisation serait assurée par l'énergie nucléaire et par les sources renouvelables. Cependant, dans son rapport, le Groupe de travail III signale également les controverses qui entourent l'évaluation du coût des énergies renouvelables intermittentes, évaluation qui exclut des coûts significatifs d'intégration au système électrique (charges d'ajustement, charges d'adaptation aux capacités et coûts de transport et de distribution) [24] du CMAE.

De plus, si l'atténuation des changements climatiques prend du retard, le calendrier de l'utilisation future de l'énergie nucléaire et des autres technologies sobres en carbone pourra être modifié. Dans les scénarios qui aboutissent à des quantités émises comparativement plus faibles à l'échelle mondiale en 2030 (moins de 50 Gt éq. CO<sub>2</sub>), la transformation du système énergétique mondial est plus progressive, tandis que, dans les scénarios où les émissions sont plus importantes, la part des filières à forte intensité de GES se maintient, ce qui imposera un essor beaucoup plus rapide des sources d'énergie à faible intensité de carbone entre 2030 et 2050 [21]. Ainsi, une étude portant sur les conséquences d'un retard dans le calendrier d'atténuation des émissions à court terme a montré que, dans cette hypothèse, entre 29 et 107 centrales nucléaires devraient être construites chaque année sur la période 2030-2050 [25]. La limite supérieure de cette fourchette, qui correspond au cas où le CSC ne pourrait être mis en œuvre, constituerait une situation totalement inédite, mais envisageable. En ce qui concerne la limite inférieure de la fourchette, attendue dans le cas où toutes les filières sobres en carbone se développent au maximum [25], elle correspond à un rythme de croissance de l'industrie nucléaire qui a déjà été observé au milieu des années 80 [26] (sur cette question, voir aussi la section 3.4).

L'électronucléaire fait indiscutablement partie de la liste des solutions possibles pour réduire les émissions de GES dans le secteur de l'électricité, comme le confirme le dernier rapport du GIEC sur l'atténuation du changement climatique [21]. L'utilisation de son potentiel d'atténuation dépendra de la rigueur des politiques climatiques adoptées et des sources d'énergie à faible intensité de carbone concurrentes, susceptibles d'avoir un bon rapport coût-efficacité et dont le coût et le rendement actuels sont incertains (par exemple celles qui s'appuient sur le CSC). Par ailleurs, outre les facteurs économiques, des considérations régionales, notamment les sources d'énergie disponibles et les objectifs de développement durable à l'échelle régionale (par exemple la sécurité énergétique, la pollution atmosphérique locale, l'utilisation des terres, etc.), peuvent être d'égale importance dans le choix des sources à faible intensité de carbone [27].

## 2.6. CONTRIBUTION À L'ATTÉNUATION DES ÉMISSIONS DE GES SELON L'AIE

La part du potentiel d'atténuation de l'énergie nucléaire qui sera utilisée dépend fortement des grandes décisions qui seront prises à l'échelle internationale et nationale dans un proche avenir et au cours des prochaines décennies. D'une manière générale, plus les mesures de protection du climat adoptées par la communauté internationale seront ambitieuses, plus la part des sources à faible intensité de carbone dans le bouquet énergétique mondial sera élevée et donc plus la contribution de l'électronucléaire à l'atténuation des émissions de GES sera importante. Divers scénarios présentés par l'AIE dans le WEO 2013 [8] et l'ETP 2014 [13] montrent des perspectives d'avenir jusqu'au milieu du siècle assez différentes, le réchauffement climatique devant se traduire par une augmentation de la température moyenne de la planète comprise entre 2 et 6°C par rapport au niveau préindustriel (l'évolution du bouquet énergétique et de la consommation d'énergie à l'échelle mondiale (scénarios 2°C, 4°C et 6°C) est examinée dans la section 2.2). Ils supposent des actions qui vont de politiques climatiques très strictes et très volontaristes (scénario 2°C) à l'absence de toute nouvelle mesure d'atténuation et à la poursuite de la trajectoire actuelle d'émissions (scénario 6°C) [13].

Le rôle futur de l'électronucléaire dans l'atténuation des émissions de GES peut être évalué en analysant la différence entre le scénario 2°C (appelé scénario 450 dans les WEO), rigoureux, et le scénario 6°C (baptisé scénario « politiques actuelles » dans les WEO), laxiste, au cours des prochaines décennies. Selon les projections de l'AIE, la concrétisation du scénario 2°C nécessiterait une diminution des émissions mondiales de GES de 24,3 gigatonnes de CO<sub>2</sub> en 2035 : elles s'élèveraient à 23,4 gigatonnes de CO<sub>2</sub>, contre 47,7 gigatonnes dans le scénario 6°C. En 2050, l'écart entre les scénarios 6°C et 2°C devrait atteindre 39,6 gigatonnes de CO<sub>2</sub> par suite des mesures de décarbonisation adoptées : 54,6 gigatonnes de CO<sub>2</sub> contre 15 gigatonnes (voir la figure 9). De ce fait, dans le scénario 2°C, les émissions mondiales de GES en 2050 seraient plus de deux fois inférieures à celles de 2011 (33,8 gigatonnes de CO<sub>2</sub>) en dépit de l'industrialisation intense attendue dans les prochaines décennies dans diverses régions du globe, principalement en Asie de l'Est et du Sud. La contribution de l'énergie nucléaire à la réduction des émissions devrait être de 2 gigatonnes de CO<sub>2</sub> en 2035 et de 2,4 gigatonnes de CO<sub>2</sub> en 2050, ce qui représente respectivement 8,1 % et 6,2 % des émissions de GES évitées [13]. Cette contribution en 2035 est donc comparable à l'effet de la substitution de combustibles.

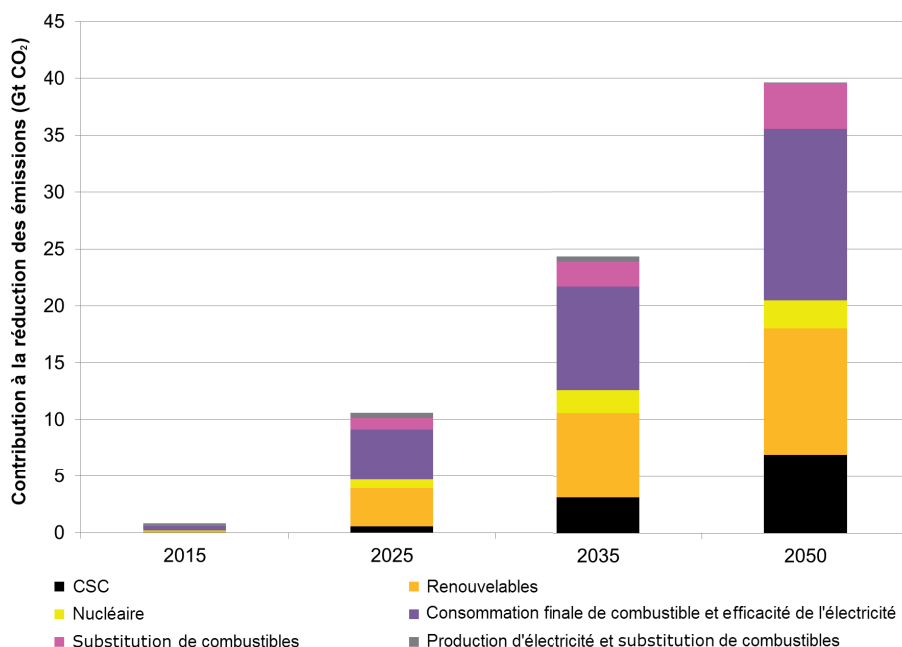


FIGURE 9. Contribution de différentes technologies à la réduction des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> sur la période 2015-2050 sous forme de différence entre la tendance actuelle (scénario 2°C de l’ETP 2014, scénario « politiques actuelles » du WEO 2013) et le scénario qui comporte des mesures rigoureuses pour atténuer les émissions de GES (scénario 6°C de l’ETP 2014, scénario 450 du WEO 2013). Sources des données : références [8, 13]. Note : CSC : captage et stockage du dioxyde de carbone.

Les projections actuelles de l’AIE relatives à l’électronucléaire, qui figurent dans l’ETP 2014, sont en baisse par rapport à l’ETP 2012, en raison des conséquences de l’accident de Fukushima Daiichi sur les politiques nucléaires dans plusieurs pays, ce qui limite la contribution de cette source d’énergie à l’atténuation des émissions de GES [28]. En dépit de cet accident, l’énergie nucléaire peut encore contribuer à atteindre les objectifs mondiaux d’atténuation. Si l’acceptation par le public s’améliore (voir la section 4.5) et si les gouvernements adoptent les politiques nécessaires pour limiter les changements climatiques, ces projections pourraient bien être réévaluées à l’avenir.

À long terme, l’électronucléaire jouera un rôle important dans l’atténuation des émissions de GES. Pour que l’augmentation à long terme de la température moyenne reste inférieure à 2°C (dans le scénario 2°C, cet objectif a 50 % de chances d’être atteint), il faudrait utiliser les meilleures technologies dans tous les secteurs. Une stabilisation globale interviendra après 2100 (concentration de GES de 450 ppm éq. CO<sub>2</sub> dans l’atmosphère), la concentration n’atteignant

sa valeur maximale dans le scénario 2°C qu'au milieu du siècle (c'est-à-dire à la fin de la période de projection) [8]. Par ailleurs, pour la réduction des émissions entre le scénario 6°C et le scénario 2°C, l'énergie nucléaire jouera un rôle majeur dans le secteur de la production d'électricité, lequel devrait contribuer à la diminution totale des émissions pour 43 % en 2035 et 37 % en 2050. Les autres activités qui devraient concourir de manière importante à la réalisation des objectifs mondiaux d'atténuation devraient être l'industrie, les transports et le bâtiment (voir la figure 10). Néanmoins, pour se rapprocher de la trajectoire du scénario 2°C, des dispositions sérieuses devront être prises avant 2020. Chaque année de retard rendra cette évolution plus difficile, car des mesures de plus en plus sévères seront nécessaires, compte tenu de la longue durée de vie des installations de production d'électricité, des bâtiments et des autres aspects de l'économie mondiale qui contribuent aux changements climatiques.

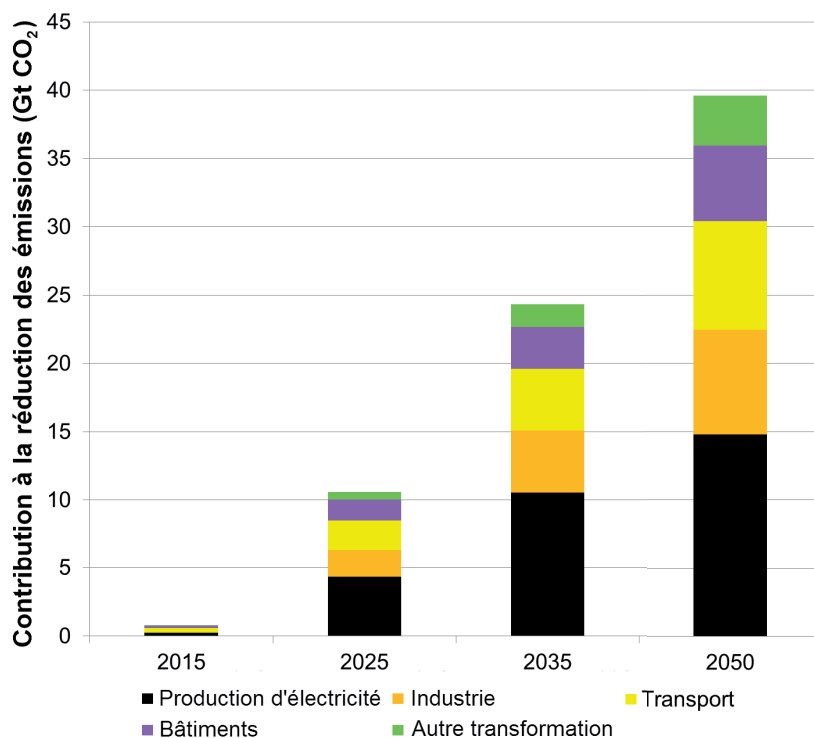


FIGURE 10. Réduction des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> par secteur sur la période 2015-2050 sous forme de différence entre la tendance actuelle (scénario 6°C de l'ETP 2014, scénario « politiques actuelles » du WEO 2013) et le scénario qui comporte des mesures rigoureuses pour atténuer les émissions de GES (scénario 6°C de l'ETP 2014, scénario 450 du WEO 2013). Sources des données : [8, 13].



Afin de laisser ouverte la possibilité de mettre pleinement en œuvre le scénario 2°C après 2020, l'AIE propose d'adopter les quatre mesures suivantes, qui devraient permettre d'obtenir 80 % de la réduction des émissions de GES prévues par le scénario 2°C d'ici à 2020 (scénario 4 pour 2°C) [29] :

- Adoption de mesures spécifiques en faveur de l'efficacité énergétique (49 % des réductions d'émissions) ;
- Limitation de la construction et de l'utilisation des centrales à charbon les moins efficaces (21 %) ;
- Diminution maximale des émissions de méthane (CH<sub>4</sub>) dans la production pétrolière et gazière en amont (18 %) ;
- Accélération de la réduction partielle des subventions à la consommation de combustibles fossiles (12 %).

L'énergie nucléaire et les autres technologies sobres en carbone contribueront à la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> dans la production d'électricité, de 532 grammes de CO<sub>2</sub> par kW·h à 374 grammes de CO<sub>2</sub> par kW·h en 2035 (si le scénario intermédiaire à 4°C, appelé scénario « nouvelles politiques » dans les WEO, se réalise) [8]. Les technologies énergétiques de pointe joueront un rôle crucial dans la réduction des émissions de GES dans les pays de l'OCDE. Dans l'Union européenne, l'intensité des émissions de CO<sub>2</sub> va diminuer pour revenir à moins de la moitié de son niveau de 2011 d'ici à 2035, passant de 345 à 160 grammes de CO<sub>2</sub> par kW·h.

À long terme, l'électronucléaire devrait devenir un facteur de baisse des émissions de GES de plus en plus important dans les économies en développement, lesquelles, en dépit de quelques améliorations en matière d'émissions de CO<sub>2</sub>, risquent d'éprouver des difficultés pour limiter les émissions totales en raison d'une industrialisation intense et d'une demande d'amélioration de l'accès à l'énergie pour leur population en augmentation. Dans le scénario 4°C, entre 2011 et 2035, les émissions de CO<sub>2</sub> devraient passer de 0,9 gigatonnes à 1,9 gigatonnes en Inde et de 3,6 gigatonnes à 4,9 gigatonnes en Chine, tandis qu'à la même période, les émissions vont diminuer dans l'Union européenne, passant de 1,1 gigatonne à 0,6 gigatonne, et aux États-Unis, passant de 2,2 gigatonnes à 1,9 gigatonne [8]. Dans le scénario 2°C, le nucléaire jouera inévitablement un rôle plus important. En Inde, par exemple, sa part dans la production d'électricité devrait passer de 3 % en 2011 à 5 % en 2025 (capacité installée de 11 GWe) et à 15 % en 2050 (capacité installée de 80 GWe) [13].

Tous ces scénarios montrent que, si des efforts sérieux sont engagés pour atténuer les émissions de GES, le nucléaire jouera un rôle important pour décarboniser l'économie mondiale et permettre à l'humanité de maîtriser le changement climatique mondial. Il y a peu de chances que l'on puisse

s'engager sur la voie d'un développement durable associé à une limitation du réchauffement climatique à 2°C au-dessus du niveau préindustriel sans expansion notable de l'énergie nucléaire. L'ampleur de cette expansion et la contribution à l'atténuation des émissions de GES qui en résultera dépendront des grandes décisions qui seront prises et de la manière dont la société percevra les conséquences probables des changements climatiques sur l'environnement, l'économie et la société dans le monde entier.

## 2.7. CONTRIBUTION À LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE

L'énergie nucléaire favorise l'atténuation du changement climatique mondial et permet de répondre aux défis énergétiques, mais la sécurité énergétique est également une notion importante à prendre en compte. Depuis les chocs pétroliers des années 70, ce type d'énergie est considéré comme un moyen de réduction des risques associés à la dépendance des pays de l'OCDE à l'égard des hydrocarbures importés. Le pétrole importé contribuait de manière significative à la stabilité des économies de l'OCDE dans les années 50 et 60. Au début des années 70, l'approvisionnement est devenu plus incertain en raison des changements fondamentaux qui ont eu lieu sur le marché mondial de l'énergie : augmentation de la consommation d'énergie dans les pays de l'OCDE durant les Trente Glorieuses et tendance à la nationalisation de l'industrie pétrolière dans les pays riches en ressources, ce qui a finalement conduit à la création de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP). Le premier choc pétrolier de 1973 a été suivi par la crise pétrolière de 1979. Tous deux ont eu des conséquences majeures sur les économies des pays de l'OCDE. Pour y faire face, ces derniers ont notamment cherché à élaborer de nouvelles stratégies et ont mis en place une organisation internationale pour assurer la sécurité de l'approvisionnement (l'AIE), en commençant à chercher et à extraire du pétrole dans des régions isolées (comme la mer du Nord ou l'Alaska) et à recourir davantage aux autres sources d'énergie que le pétrole. De ce fait, l'énergie nucléaire est devenue un pilier de la diversification de l'approvisionnement en énergie dans les pays de l'OCDE. Cela s'explique principalement par les facteurs suivants : une répartition homogène des ressources sur la planète, des risques associés au transport plus faibles et la possibilité de constituer des réserves importantes.

Les ressources en uranium sont réparties sur les cinq continents et peuvent satisfaire les besoins de l'économie mondiale au XXI<sup>e</sup> siècle. Néanmoins, il ne suffit pas qu'une source d'énergie soit accessible sur le plan géologique pour garantir la sécurité d'approvisionnement énergétique : l'interruption imprévisible de l'extraction et du transport et une forte incertitude au sujet des livraisons futures due au pouvoir de marché important des pays exportateurs

peuvent susciter la crainte des consommateurs concernant la disponibilité future d'une ressource.

La probabilité qu'une région ou un pays producteur d'uranium se retrouve en situation monopolistique est faible, voire nulle. Les ressources en uranium sont réparties de manière homogène et 35 % des ressources mondiales d'uranium se trouvent dans des pays de l'OCDE. L'Australie détient à elle seule 23 % des ressources mondiales, environ un quart des ressources mondiales se situe en Eurasie et l'Afrique et l'Amérique latine disposent de ressources importantes (voir la figure 11). La production d'uranium est également répartie entre de nombreux pays (figure 12). Compte tenu de la diversité des pays riches en uranium et des pays producteurs d'uranium sur le plan géographique et de leur stabilité sur le plan sociopolitique, il est très peu probable que des changements brutaux qui affecteraient les principaux pays fournisseurs entraînent une rupture de l'approvisionnement en uranium à l'échelle mondiale. Dans ce contexte, le risque qu'une pression monopolistique s'exerce sur le marché international de l'uranium pour faire monter les prix est également très faible.

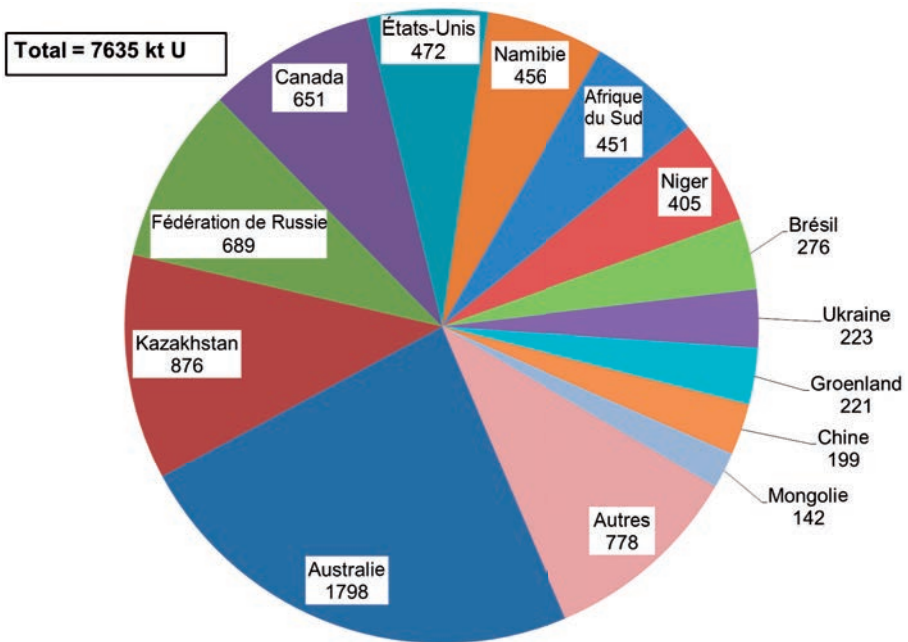


FIGURE 11. Ressources en uranium connues en 2013. Source des données : référence [30].  
Note : Les chiffres ayant été arrondis, le total affiché n'est pas égal à la somme des valeurs individuelles.

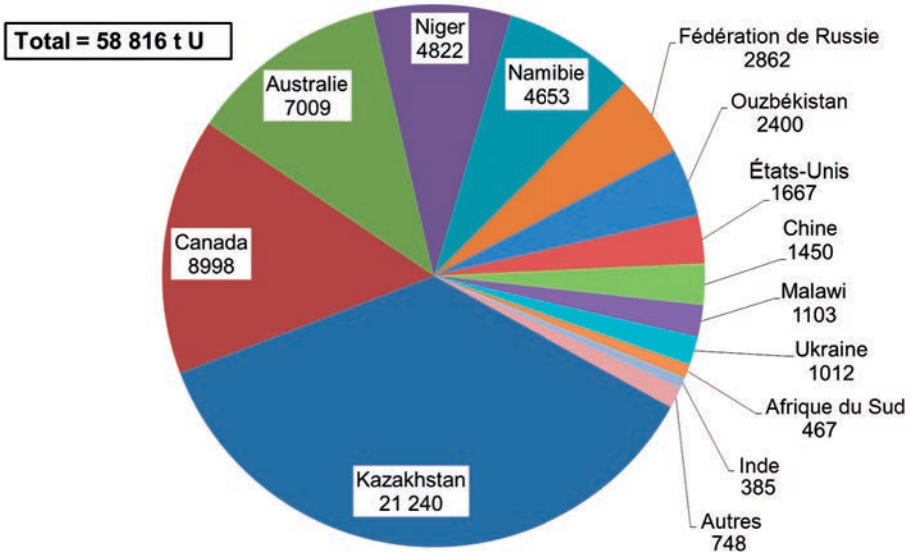


FIGURE 12. Production d'uranium connue en 2013. Source des données : référence [30].  
 Note : Les chiffres ayant été arrondis, le total affiché n'est pas égal à la somme des valeurs individuelles.

La répartition homogène des réserves d'uranium a une incidence positive sur le coût du transport de ce type de combustible. De plus, compte tenu de la haute densité d'énergie de l'uranium – production de 50 000 kW·h électriques à partir d'un kilogramme de combustible (contre 3 kW·h pour le charbon et 4 kW·h pour le pétrole) – les quantités d'uranium nécessaires sont beaucoup plus faibles que pour les hydrocarbures. Sur le plan de la sécurité énergétique, la probabilité que l'approvisionnement en uranium soit perturbé par des conflits internationaux est donc beaucoup plus faible.

Du point de vue de la sécurité énergétique, il existe une autre différence entre l'uranium et les hydrocarbures : ces derniers sont souvent acheminés par des navires qui empruntent un nombre limité de couloirs de transports en passant par un petit nombre de zones importantes comme le détroit d'Ormuz, le détroit de Malacca, le Bosphore et les canaux de Suez et de Panama. Il est relativement facile de couper l'approvisionnement assuré par ces artères de transport. L'acheminement des hydrocarbures par voie terrestre, principalement dans des pipelines, est associé à des types de risques différents, notamment le problème de la situation des États traversés et une certaine interdépendance entre l'offre et la demande. Ces considérations ne s'appliquent pas à l'industrie nucléaire. Les quantités d'uranium nécessaires peuvent être acheminées rapidement et en

toute sécurité par différentes routes maritimes, ce qui réduit fortement les risques de suspension du transport.

Les marchés internationaux sont concurrentiels et leur fonctionnement est satisfaisant, ce qui favorise fortement la sécurité de l'approvisionnement en combustible nucléaire. De plus, le fait que les quantités d'uranium nécessaires à l'industrie sont relativement faibles permet aux pays importateurs de constituer des réserves nationales à faible coût. Il s'agit d'un avantage important par rapport aux combustibles fossiles. À l'heure actuelle, l'AIEA impose à ses pays membres de stocker des réserves de pétrole brut équivalentes à 90 jours d'importations de l'année précédente [8], ce qui est très coûteux. Les stocks d'uranium peuvent rendre l'activité de l'industrie nucléaire plus prévisible et susciter des attentes positives sur les marchés, ce qui contribuera à la croissance économique dans les pays qui exploitent l'énergie nucléaire. Autre évolution dans ce domaine, la constitution de stocks d'uranium à l'échelle internationale, matérialisée par la création de banques internationales de combustible nucléaire proposée par l'AIEA. La première de ces banques a commencé ses activités à Angarsk (Fédération de Russie) en 2010 [31]. Ces banques devraient fournir aux États Membres de l'AIEA les combustibles à l'uranium dont leur industrie nucléaire a besoin sans tenir compte de considérations politiques et sans discrimination. Elles devraient contribuer à faire baisser encore la volatilité des marchés des combustibles provoquée par des changements politiques et économiques conjoncturels dans les pays qui jouent un rôle sur ces marchés. À l'avenir, le niveau de sécurité de l'approvisionnement énergétique apporté par l'énergie nucléaire devrait augmenter en raison de l'utilisation de nouvelles sources de combustibles (thorium). Par ailleurs, les besoins en uranium neuf vont diminuer par suite de la mise en place du cycle fermé du combustible nucléaire [31].

## 2.8. FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ AUX INDUSTRIES À FORTE INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE

Au cours des 30 dernières années, l'intensité énergétique de l'industrie a sensiblement diminué dans tous les secteurs d'activité et dans tous les pays du fait de l'amélioration de l'efficacité énergétique. Néanmoins, la consommation d'énergie et les émissions industrielles de CO<sub>2</sub> ont augmenté avec la production industrielle. On estime que 36 % des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> peuvent être attribuées aux industries manufacturières [32], même si les besoins énergétiques correspondants proviennent majoritairement d'un petit nombre de secteurs.

Cinq branches d'activité se partagent à elles seules à peu près la moitié de l'énergie consommée dans l'industrie. Avec l'augmentation future

de la demande, les quantités d'énergie qui seront fournies à l'industrie et le bouquet énergétique correspondant seront largement déterminées par la consommation d'énergie dans ces cinq branches. Il s'agit de la chimie et de la pétrochimie, de la sidérurgie, de la cimenterie, de l'industrie papetière et de l'industrie de l'aluminium. À eux seuls, ces cinq secteurs d'activité sont à l'origine d'environ 75 % de l'ensemble des émissions directes de CO<sub>2</sub> dues à l'industrie et méritent une attention particulière dans le cadre des efforts mondiaux de lutte contre les changements climatiques [33].

Pour évaluer le rôle que pourrait jouer le nucléaire dans les industries à forte intensité énergétique, il faut déterminer le type et le volume de la demande d'énergie dans les principaux procédés de fabrication. Comme l'énergie nucléaire fournit principalement de l'électricité (et éventuellement de la chaleur), sa capacité à remplacer des combustibles à forte intensité de carbone dépendra de la quantité d'électricité requise par les différents procédés de fabrication.

La chimie et la pétrochimie sont les secteurs qui consomment le plus d'énergie : elles ont besoin d'une grande quantité d'hydrocarbures (gaz de pétrole liquéfié, naphtha et gaz naturel) comme composants chimiques intermédiaires pour synthétiser les produits finaux. Dans cette branche d'activité, de nombreux procédés différents existent et, en fonction du produit final recherché, une quantité déterminée de produits de base est nécessaire, ce qui limite fortement la possibilité de diminuer la consommation de combustible sans réorienter la production vers le recyclage des produits chimiques et les produits chimiques biosourcés [33].

Dans la sidérurgie, la quantité d'énergie utilisée dépend du procédé de fabrication utilisé. Le soufflage d'oxygène est à l'origine de 70 % de l'acier produit dans le monde entier. Dans ce procédé, le minerai de fer est purifié par soufflage d'oxygène surchauffé dans un four qui contient du coke. Ce dernier fait office de combustible et de réducteur (les atomes de carbone du coke se lient aux atomes d'oxygène du minerai de fer), ce qui fait qu'il est difficile de trouver un procédé de substitution sobre en carbone. Mais, il est plus important de souligner que ce procédé est à l'origine de la moitié de la consommation d'énergie et des émissions de CO<sub>2</sub> dans la sidérurgie (voir la figure 13). Les 30 % restants de la production mondiale d'acier sont obtenus à partir de ferraille placée dans un four électrique à arc. Ce procédé présente l'avantage de ne consommer que 30 à 40 % de l'énergie nécessaire au procédé classique du soufflage d'oxygène [34]. Par conséquent, les émissions de CO<sub>2</sub> correspondantes peuvent être réduites en augmentant la part des sources à faible intensité de carbone, notamment l'énergie nucléaire, dans la production d'électricité.

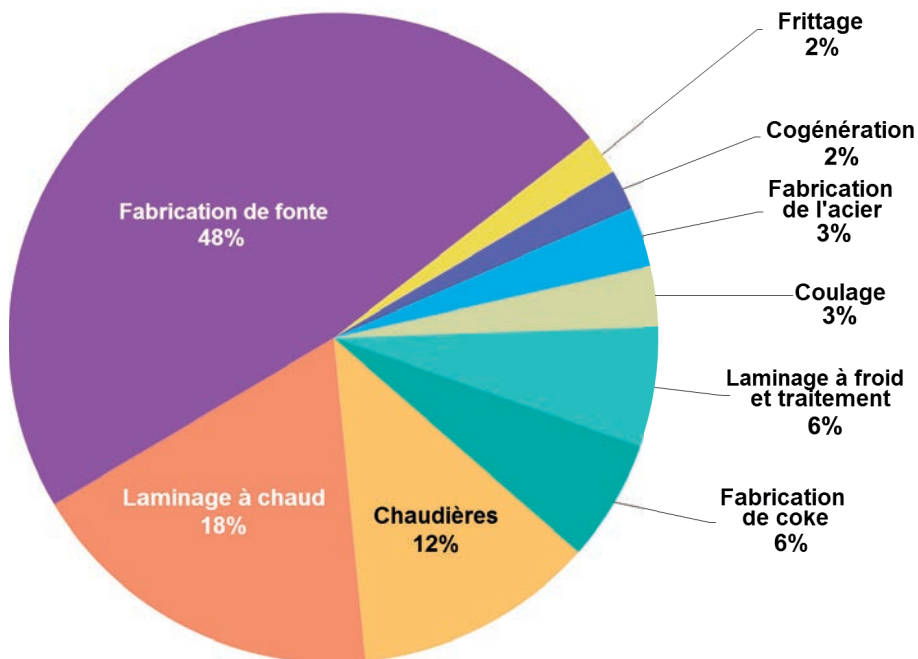


FIGURE 13. Répartition de la consommation d'énergie dans la sidérurgie. Source : référence [33].

La production de ciment représente près de 80 % de la demande d'énergie dans le secteur des produits minéraux non métalliques. Le procédé utilisé consiste tout d'abord à broyer les matières premières (comme le calcaire, l'argile ou le sable) afin d'obtenir de petits grains. Ces éléments sont ensuite mélangés à haute température avec de la chaux, de la silice, de l'alumine et du fer pour former des granules appelés clinker. À la cimenterie, ce dernier est utilisé dans des proportions déterminées afin d'obtenir différents types de ciment dont la composition chimique est spécifique. En fonction de la teneur en eau du clinker, le procédé de fabrication du ciment est appelé voie humide ou voie sèche. Dans la voie humide, il est plus facile de contrôler les réactions chimiques, mais ce procédé demande plus d'énergie, car l'eau excédentaire doit être évaporée [32]. La majorité du CO<sub>2</sub> émis au cours de la fabrication de ciment est produit lors de la transformation du calcaire (décarbonisation) pour former le clinker, constituant de base du ciment. Ainsi, les réductions des émissions de GES associées à cette fabrication dépendent dans une large mesure du remplacement des combustibles fossiles par des sources à faible intensité de carbone et d'un recours accru à l'électricité lors de la production.



En raison de la forte intensité énergétique de l'industrie papetière, de nombreux efforts ont été engagés pour utiliser davantage les énergies renouvelables produites à partir des résidus de bois. Le bois est prélevé et débité, puis les fibres et la lignine sont séparées. Dans ce secteur, près de la moitié de l'énergie nécessaire est produite à partir de biomasse, dont une partie est un sous-produit obtenu dans le cadre de l'activité elle-même. Cette dernière comporte un grand nombre de procédés de fabrication (mise en pâte chimique, mise en pâte mécanique, recyclage de papier, fabrication de papier, etc.) [35]. Cependant, l'électricité constitue une part importante de l'énergie consommée dans l'industrie papetière (voir figure 14 [36]). Par conséquent, la principale possibilité de réduction des émissions de GES dans ce secteur consiste à utiliser davantage l'énergie nucléaire et d'autres technologies sobres en carbone pour produire de l'électricité.

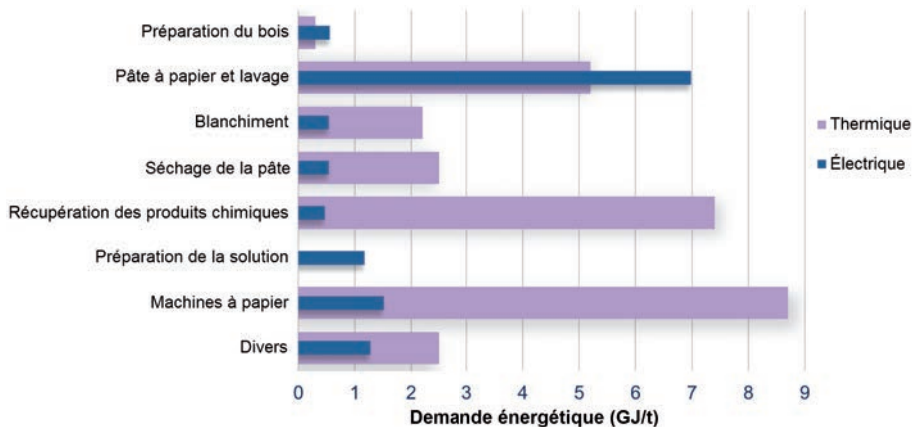


FIGURE 14. Demande énergétique dans l'industrie papetière. Source des données : référence [36].

Dans le secteur des métaux non ferreux, la production d'aluminium est l'activité dont l'intensité énergétique est la plus élevée. Du combustible est brûlé pour extraire, déplacer et affiner la bauxite. La transformation de la bauxite en alumine (procédé Bayer) demande de l'énergie thermique, produite dans des affineries. Lors de la fusion, du combustible est brûlé afin de produire suffisamment de chaleur pour la cuisson de l'anode, le coulage et les autres opérations nécessaires à l'obtention de l'aluminium. Dans ces procédés, la quantité d'énergie nécessaire est toutefois relativement faible par rapport aux quantités d'électricité requises dans le procédé Hall-Héroult, qui constitue le procédé de réduction classique pour produire de l'aluminium dans le monde



(voir la figure 15). Les fonderies d'aluminium doivent impérativement disposer d'une source d'électricité constante, habituellement d'origine hydraulique. Néanmoins, au cours des 40 dernières années, la production hydroélectrique a augmenté lentement en valeur absolue et sa part dans la production totale d'électricité a diminué, passant de 21 % en 1973 à 15,8 % en 2011 [37], ce qui montre qu'il est nécessaire d'accroître la part des autres sources de production d'électricité constantes et sobres en carbone, comme l'énergie nucléaire.

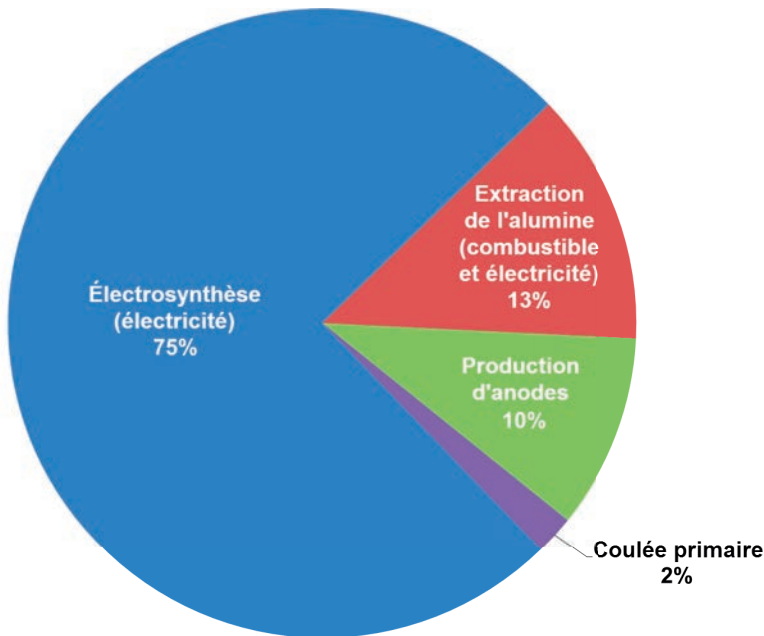


FIGURE 15. Énergie nécessaire à la production d'aluminium. Source : référence [33].

Certains procédés utilisés dans l'industrie sont difficiles à décarboniser pour des raisons techniques, mais le nucléaire peut contribuer à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> en fournissant de l'électricité pour les procédés de fabrication qui doivent impérativement disposer de grandes quantités d'électricité en base, en particulier dans la métallurgie (par exemple pour les fours électriques à arc ou la réduction électrolytique).

Comme l'électricité peut être produite à partir de différents combustibles, les émissions liées à la production d'électricité dépendent du combustible utilisé. Entre 1971 et 2010, les émissions de CO<sub>2</sub> dues au charbon consommé pour produire de la chaleur et de l'électricité ont plus que triplé. De ce fait, la part

de ces émissions dans les émissions totales de CO<sub>2</sub> a augmenté, passant de 46 % à 68 % [38]. Étant donné que l'industrie a consommé 42,6 % de l'électricité produite dans le monde en 2011 [37], il serait possible de réduire dans des proportions importantes les émissions de CO<sub>2</sub> qui résultent de la production d'électricité en remplaçant les sources fossiles par de l'énergie nucléaire et par d'autres sources à faible intensité de carbone.

## 2.9. APPLICATIONS DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE AUTRES QUE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

L'énergie nucléaire peut être utilisée dans d'autres secteurs que la production d'électricité. Certains d'entre eux, comme le dessalement et la production d'hydrogène, pourraient stimuler sensiblement un développement économique et technique respectueux du climat à l'échelle mondiale.

À l'heure actuelle, environ un tiers de la population mondiale vit dans des zones soumises à un stress hydrique, principalement en Afrique subsaharienne, au Moyen-Orient et en Asie du Sud. Au cours des prochaines décennies, en raison des changements climatiques et de la croissance démographique continue dans ces régions, le problème de l'accès à l'eau douce va devenir de plus en plus aigu. Pour résoudre ce problème, de nombreux pays doivent déjà chercher d'autres moyens pour en obtenir, le dessalement étant le premier d'entre eux [39]. La capacité mondiale de dessalement a très fortement augmenté au cours des dernières décennies : elle était pratiquement nulle dans les années 60 et s'élève aujourd'hui à environ 80 millions de mètres cubes par jour (voir la figure 16). Entre 2004 et 2012, la capacité totale installée a plus que doublé et cette croissance devrait se poursuivre à l'avenir. D'après les projections publiées par Global Water Intelligence, la capacité totale devrait atteindre 112 millions de mètres cubes par jour [40], tandis que la Banque mondiale prévoit qu'elle devrait s'élever à 120 millions de mètres cubes par jour en 2016 (voir la figure 17). L'énergie nucléaire constitue l'une des réponses possibles à ce problème, étant donné qu'elle a été utilisée à cette fin dans des conditions satisfaisantes avec différents types de réacteurs : réacteurs à eau sous pression au Japon (Ohi, Takahama, Ikata et Genkai), réacteur à neutrons rapides au Kazakhstan (Aktou) et réacteur à eau lourde en Inde (Kalpakkam) [41]. L'expérience acquise permettrait de mettre en œuvre rapidement et à grande échelle les techniques de dessalement nucléaire dans le monde entier.

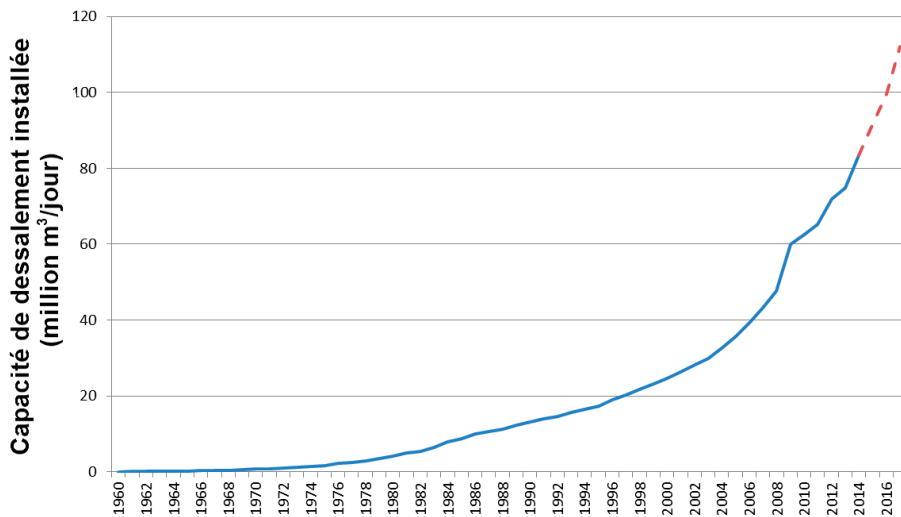


FIGURE 16. Cumul de la capacité de dessalement installée, 1960-2016. Source : Global Water Intelligence [40]. Note : Le chiffre de 2012 correspond au mois de juin et les chiffres pour la période 2013-2016 sont le résultat de projections.

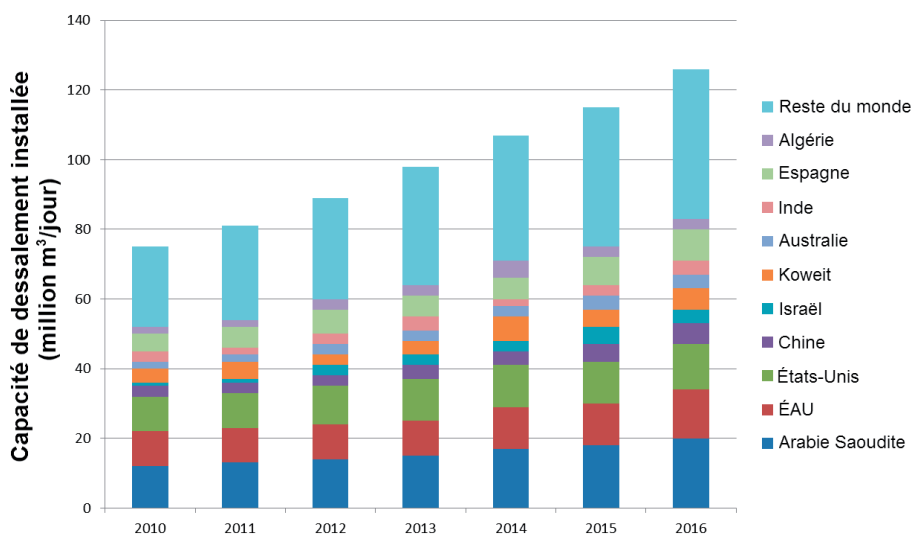


FIGURE 17. Cumul de la capacité de dessalement installée, projections spécifiques par pays, 2010-2016. Source : référence [42]. Note : Le taux de croissance annuel moyen s'élève à 8,9 %.

À l'heure actuelle, la majorité des quelque 16 000 usines de dessalement existantes utilisent des combustibles fossiles [40]. Cette situation s'explique en grande partie par le fait que certains des pays qui sont confrontés aux pénuries d'eau les plus graves sont riches en pétrole et gaz, en particulier dans la région du Moyen-Orient (la plus grande installation de dessalement au monde est l'usine de dessalement de Djebel Ali, située aux Émirats arabes unis). Le faible coût de l'extraction du pétrole et du gaz dans ces pays les incite à favoriser les combustibles fossiles pour le dessalement. Néanmoins, le dessalement nucléaire va devenir une solution de plus en plus attractive, car les usines de dessalement actuelles qui utilisent des combustibles fossiles ont une forte intensité énergétique et contribuent de manière importante aux changements climatiques, ce qui va accentuer les pénuries d'eau dans de nombreuses régions à long terme. L'augmentation de la consommation nationale d'énergie et la hausse de la demande sur le marché international vont inciter les pays qui sont riches en pétrole et où l'eau est rare à envisager de recourir au nucléaire dans le secteur de l'énergie, décision qui, une fois adoptée, peut être suivie par l'utilisation de l'énergie nucléaire à des fins de dessalement [43].

La solution du dessalement nucléaire est sérieusement prise en considération en Asie du Sud, en raison du rythme rapide de croissance de la population et des pénuries d'eau douce dans la région. En Inde, l'ambitieux programme électronucléaire en trois étapes devrait doter le pays de nombreuses centrales nucléaires, dont une grande partie sera située à proximité de la mer [44]. Le démonstrateur de dessalement nucléaire de Kalpakkam comprend deux tranches qui utilisent des techniques différentes pour une capacité de 6,3 millions de litres par jour. L'expérience d'exploitation des deux tranches de cette installation et de l'usine de dessalement nucléaire à basse température de Trombay permettra de connaître les perspectives du dessalement nucléaire en Inde. Elle aura également une incidence notable sur les futurs projets du gouvernement indien visant à élaborer un programme national de dessalement nucléaire. Des efforts similaires sont actuellement menés au Pakistan, pays qui a mis en service en 2010 sa propre usine de dessalement nucléaire, raccordée à la centrale nucléaire de Karachi.

Jusqu'à présent, l'expérience la plus significative en matière de dessalement nucléaire a été accumulée par le Japon, où cette technique a été appliquée avec succès à quatre centrales nucléaires [41]. Néanmoins, l'avenir de cette méthode de dessalement dans le pays dépend fortement de décisions stratégiques sur les perspectives globales de l'industrie nucléaire après l'accident de Fukushima Daiichi. En raison de la rareté de ses ressources en eau et de son niveau élevé de développement en ce qui concerne les techniques nucléaires, la Chine pourrait elle aussi être intéressée par le dessalement nucléaire à l'avenir, particulièrement pour les régions du nord et du nord-est du pays.

La construction d'usines de dessalement nucléaire flottantes capables d'alimenter en eau des zones qui sont confrontées à de graves pénuries de façon brutale par suite de catastrophes naturelles ou de conflits fait partie des axes de développement importants de ce secteur. Comme exemple du rôle que peuvent jouer de telles usines, on peut citer le cas du réacteur nucléaire du porte-avions *Carl Vinson*, qui a alimenté en eau Port-au-Prince (Haïti) après le séisme dévastateur de 2010. Les zones côtières offrent naturellement un accès illimité à l'eau salée et sont les plus exposées aux diverses catastrophes naturelles qui devraient être plus fréquentes du fait des changements climatiques. Étant donné qu'à l'heure actuelle, environ 44 % de la population mondiale vit à moins de 150 kilomètres des côtes [45], ces évolutions possibles pourraient donner de l'importance aux installations de dessalement flottantes pour le développement de l'économie mondiale et l'action humanitaire internationale.

L'énergie nucléaire peut aussi servir à produire de l'hydrogène, afin de remplacer les moteurs à combustion interne existants par des piles à hydrogène. Une telle évolution supposerait une transformation radicale du secteur des transports et contribuerait à la réalisation des objectifs mondiaux d'atténuation. L'utilisation à grande échelle des piles à combustible permettra de remplacer progressivement le pétrole par l'hydrogène et d'éliminer presque complètement les émissions de polluants [46]. Alors que les véhicules modernes, qui sont alimentés par des combustibles fossiles, émettent du CO<sub>2</sub> en très grande quantité, les seuls produits de l'hydrogène, s'il est utilisé comme carburant, sont l'eau et la chaleur. Le facteur qui limite la mise en service de véhicules à hydrogène à l'échelle industrielle est le manque d'infrastructures, notamment les stations de rechargement et les sites de production.

L'énergie nucléaire peut également servir pour des dispositifs de chauffage urbain, lesquels sont généralement couplés à des unités de production d'électricité. D'après l'expérience acquise grâce aux centrales nucléaires de Beznau et de Gösgen, en Suisse, le coût de ce type de système de chauffage central est comparable à celui des systèmes où la chaleur est produite par une centrale à combustibles fossiles [47]. Cette solution deviendra de plus en plus intéressante si les coûts des combustibles fossiles augmentent par suite des mesures d'atténuation des émissions de GES adoptées.

L'énergie nucléaire devrait aussi servir à extraire du pétrole, car, même dans une économie fondée sur l'hydrogène, les sources fossiles resteront nécessaires, par exemple dans l'industrie pétrochimique. À titre d'exemple particulier d'application, on peut citer les sables asphaltiques du Canada (sables asphaltiques de l'Athabasca, dans l'Alberta), qui constituent une part importante des réserves pétrolières mondiales [48]. À l'heure actuelle, la principale source d'énergie utilisée pour extraire du pétrole des sables asphaltiques est le gaz naturel, qui apporte la chaleur nécessaire et devrait contribuer à la croissance des émissions

de GES, car l'extraction de ces sables va sans doute se développer rapidement. L'énergie nucléaire offre une solution de remplacement sobre en carbone. Les projets possibles comprennent la construction de grands réacteurs classiques (par exemple des réacteurs canadiens de type CANDU) qui alimenteraient de grands territoires d'extraction des sables asphaltiques, des réacteurs de puissance ou de petits réacteurs étant installés plus près de certaines zones d'extraction. Un modèle de petit réacteur a été proposé en 2013, dans la perspective de mettre en service une première tranche en 2020 [49].

L'énergie nucléaire pourrait aussi servir dans des proportions plus importantes dans les transports maritimes, en particulier pour les gros pétroliers et les porte-conteneurs. L'industrie nucléaire a acquis une grande expérience de l'utilisation de cette énergie dans la marine de guerre pendant plusieurs décennies, que ce soit dans les sous-marins (le premier sous-marin nucléaire est entré en service en 1955) ou les porte-avions (le premier porte-avions nucléaire a été mis à l'eau quelques années seulement après le premier sous-marin). À titre d'application particulière de la technologie nucléaire dans ce domaine, on peut citer les brise-glaces nucléaires, dont le premier a été construit en 1959 pour faciliter les déplacements dans l'Arctique. Depuis les années 60, cette technologie a été utilisée dans des navires de charge (l'*Otto Hahn*, construit par l'Allemagne, le *Mutsu*, construit par le Japon et le *Savannah*, construit par les États-Unis) et a montré qu'elle était parfaitement sûre. Néanmoins, ces dernières décennies, la propulsion nucléaire des navires n'a pas connu de grandes applications dans le domaine civil pour des raisons économiques. Depuis la fin des années 2000, elle a progressivement suscité un regain d'intérêt en raison de la nécessité de limiter les émissions de GES dues au transport maritime [50]. Réguler les émissions de CO<sub>2</sub> dans le cadre de la CCNUCC afin d'atténuer les changements climatiques peut rendre l'utilisation des navires nucléaires plus concurrentielle sur le plan économique.

L'énergie nucléaire devrait également servir pour l'exploration spatiale, en particulier pour des applications en orbite terrestre (énergie utilisée pour lancer et faire fonctionner des satellites) et pour fournir de l'énergie aux stations spatiales (surtout de l'électricité) ou dans le cadre de missions spatiales (de courte, moyenne ou longue durée) [47]. La technologie nucléaire pourra offrir aux engins spatiaux et aux astromobiles une source durable d'énergie qui fonctionnera même dans des conditions défavorables, lorsqu'ils se trouveront dans des régions lointaines du système solaire. La première étape de l'utilisation de réacteurs nucléaires comme moteurs consiste à se servir de générateurs radio-isotopiques pour alimenter des équipements spatiaux. La dernière expédition sur Mars, effectuée par l'astromobile Curiosity lancé par la NASA, a mis en évidence les perspectives de cette technologie pour l'exploration d'autres planètes du système solaire [51]. Curiosity fonctionne avec l'énergie produite par

un générateur radio-isotopique qui utilise du plutonium 238, non fissile, et l'énergie est obtenue par conversion de la chaleur produite par sa décroissance radioactive. Contrairement aux batteries solaires installées sur Opportunity, un astromobile antérieur, ces appareils fournissent une énergie régulière et sont donc essentiels pour pouvoir envoyer de plus gros véhicules sur Mars (Curiosity est cinq fois plus lourd qu'Opportunity).

## 2.10. AVANTAGES POUR L'ENVIRONNEMENT QUI NE SONT PAS D'ORDRE CLIMATIQUE

Outre sa contribution à l'atténuation des changements climatiques, l'énergie nucléaire a d'autres avantages pour l'environnement, notamment la réduction de l'émission de polluants atmosphériques qui ont des effets néfastes sur la santé et l'environnement à l'échelle locale et régionale. Les centrales nucléaires n'émettent pratiquement pas de polluants atmosphériques durant leur période d'exploitation, alors que les centrales à combustibles fossiles font partie des structures qui contribuent le plus à la pollution atmosphérique.

D'après les dernières recherches scientifiques, il existe un lien plus fort qu'envisagé auparavant entre la pollution de l'air intérieur et extérieur et les maladies cardiovasculaires, en particulier les accidents vasculaires cérébraux et les cardiopathies ischémiques, ainsi qu'entre la pollution atmosphérique et le cancer. La pollution de l'air favorise également les affections respiratoires chroniques ou aiguës, y compris l'asthme [52].

D'après les dernières estimations de l'Organisation mondiale de la Santé (OMS), près de 7 millions de personnes sont mortes en 2012 – un décès sur huit au niveau mondial – du fait de l'exposition à la pollution de l'air extérieur ou intérieur. En la matière, les populations des pays à revenu faible ou intermédiaire – en particulier dans le Pacifique occidental et en Asie du Sud-Est – ont enregistré une charge disproportionnée. Ces nouveaux chiffres de l'OMS sont plus de deux fois supérieurs aux estimations précédentes et confirment que l'on pourrait sauver des millions de vies en luttant contre la pollution de l'air [53].

L'Institut Goddard pour les études spatiales de l'Administration nationale de l'aéronautique et de l'espace (NASA) et l'Earth Institute de l'Université Columbia ont récemment mené une étude conjointe sur le rôle qu'a joué dans le passé et que pourrait jouer à l'avenir le nucléaire pour réduire la mortalité liée à la pollution atmosphérique. D'après cette étude, à l'échelle mondiale, l'électronucléaire a évité plus de 1,8 millions de décès liés à la pollution de l'air qui aurait été due de la combustion de combustibles fossiles entre 1971 et 2009. C'est dans les États membres européens de l'OCDE et aux États-Unis que le nombre de pertes en vies humaines évitées est le plus élevé.

De plus, les calculs montrent que l'utilisation future de l'électronucléaire peut contribuer encore davantage à faire baisser le nombre de décès liés à la pollution atmosphérique à l'avenir. Des projections réalisées à partir d'un modèle de simulation ont permis d'évaluer des scénarios hypothétiques dans lesquels toutes les centrales nucléaires seraient arrêtées et remplacées par des centrales à combustibles fossiles. Si toute la production électronucléaire prévue par l'AIEA en 2011 (c'est-à-dire après l'accident de Fukushima Daiichi) [54] pour la période 2010-2050 devait être assurée par des centrales à charbon, le nombre total de décès prématurés dus à la pollution de l'air pourrait augmenter de 4,39 millions dans la projection basse de l'AIEA et de 7,04 millions dans la projection haute. Le développement à grande échelle du gaz naturel devrait lui aussi provoquer beaucoup plus de décès que l'essor de l'énergie nucléaire. Dans l'hypothèse tout gaz (remplacement de la production électronucléaire attendue par de l'électricité produite à partir de gaz), l'estimation du nombre de décès supplémentaires est comprise entre 0,42 million (projection basse) et 0,68 million (projection haute). En conclusion, l'étude souligne l'importance de maintenir et d'accroître la part de l'électronucléaire dans la fourniture totale d'énergie à court terme [55, 56].

Outre les atteintes à la santé et la hausse de la mortalité, les polluants atmosphériques, qui peuvent parcourir de longues distances, provoquent des pluies acides. À l'échelle régionale, ces pluies perturbent les écosystèmes, ce qui a des conséquences néfastes sur les pêcheries d'eau douce, la végétation naturelle et les récoltes. L'acidification des écosystèmes forestiers peut entraîner une dégradation et un dépérissement des forêts (taux de mortalité des arbres notablement supérieur aux valeurs habituelles). Les pluies acides endommagent également certains matériaux de construction, ainsi que des monuments historiques ou culturels. Elles sont provoquées par des composés de soufre et d'azote. Les centrales à combustibles fossiles, en particulier les centrales à charbon, sont les principales responsables de l'émission des précurseurs de ces composés. Les sulfates et les nitrates, qui traversent les frontières nationales, contribuent également à la formation de brume, laquelle limite fortement la visibilité, réduit l'ensoleillement et modifie peut-être les températures atmosphérique et de surface, ainsi que le cycle hydrologique [57].

Une analyse de la base de données Ecoinvent [15] montre que l'électronucléaire fait partie des techniques de production d'électricité dont le potentiel d'acidification est le plus faible. Cette base de données contient des chiffres d'inventaire à jour sur les cycles de vie. Les figures 18 et 19 présentent le potentiel d'acidification, en grammes d'équivalent  $\text{SO}_2$  (g éq.  $\text{SO}_2$ ) par kilowatt-heure d'électricité produite, respectivement pour les combustibles fossiles et pour les énergies renouvelables et l'électronucléaire. Les calculs qui sont à l'origine de ces résultats tiennent compte des solutions techniques qui ont déjà été mises en œuvre pour réduire les émissions liées aux technologies énergétiques dont le potentiel



d'acidification est élevé, mais des baisses supplémentaires peuvent être obtenues pour un coût qui varie notablement en fonction des pays.

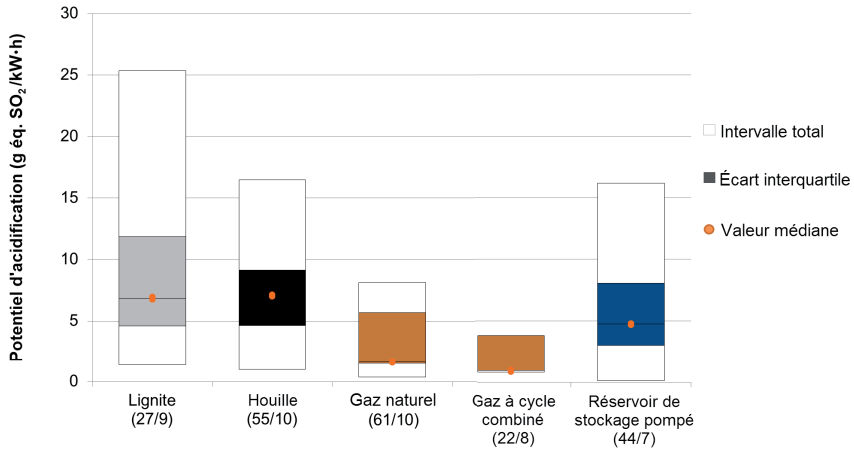


FIGURE 18. Potentiel d'acidification des émissions dues aux combustibles fossiles en grammes d'équivalent SO<sub>2</sub> par kilowatt-heure, par type de technologie. Source des données : Référence [15]. Note : L'écart interquartile contient la moitié des valeurs qui se situent autour de la médiane de l'intervalle total.

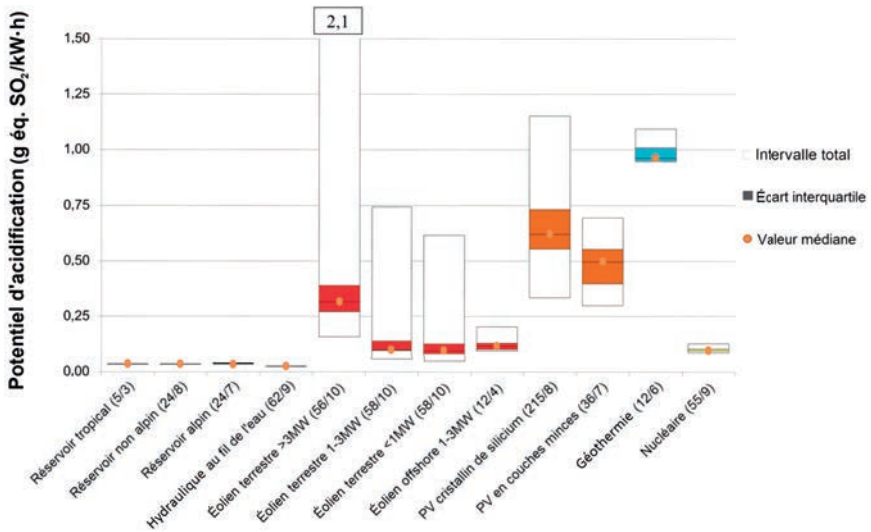


FIGURE 19. Potentiel d'acidification des émissions dues aux énergies renouvelables et à l'électronucléaire en grammes d'équivalent SO<sub>2</sub> par kilowatt-heure, par type de technologie. Source des données : référence [15]. Note : L'écart interquartile contient la moitié des valeurs qui se situent autour de la médiane de l'intervalle total.

Les atteintes à l'environnement et à la santé qui résultent de la production d'électricité mais qui ne sont pas prises en compte dans le prix de l'électricité sont appelées coûts externes. La dernière analyse systématique de ces coûts a attribué une valeur financière à ces atteintes qui, en fonctionnement normal (absence d'accident), étaient dues a) aux changements climatiques, b) aux conséquences sur la santé humaine, la perte de biodiversité, les récoltes et les matériaux de polluants atmosphériques bien connus comme l'ammoniac ( $\text{NH}_3$ ), les oxydes d'azote ( $\text{NO}_x$ ), le dioxyde de soufre ( $\text{SO}_2$ ) et les particules, c) aux effets des métaux lourds sur la santé et d) aux conséquences sanitaires des radionucléides [58]. La figure 20 présente la valeur financière moyenne estimée des coûts externes dans l'Union européenne sur la période 2005-2010 pour plusieurs techniques de production d'électricité. Les coûts externes estimés couvrent l'ensemble du cycle de vie, de la construction au déclassement, ainsi que le cycle du combustible, de l'extraction minière au stockage définitif des déchets.

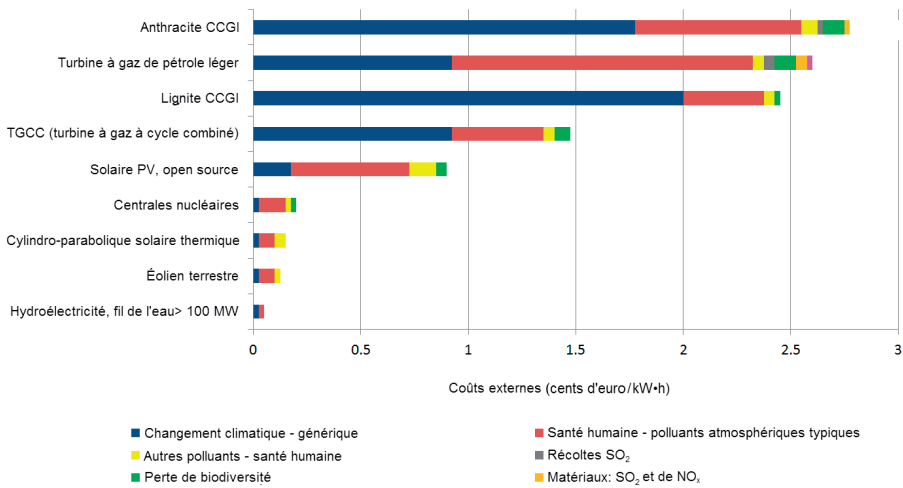


FIGURE 20. Estimations moyennes des coûts externes dans l'Union européenne pour certaines techniques de production d'électricité entre 2005 et 2010. Source des données : référence [58]. Note : CCGI : cycle combiné à gazéification intégrée. TGCC : turbine à gaz à cycle combiné.

Dans une étude récente [59], il a été estimé que les coûts externes de l'électricité éolienne associée à une centrale à turbine à gaz à cycle combiné sont plus élevés que pour le nucléaire, même dans l'hypothèse d'accidents nucléaires catastrophiques aux conséquences similaires à celles de Tchernobyl

ou de Fukushima. L'étude portait sur des territoires où la culture de sûreté est solidement ancrée [Canada, États membres de l'Union européenne, États-Unis, Japon, République de Corée, Taiwan (Chine)]. Six catégories de coûts pour un accident nucléaire ont été envisagées : a) coût lié à la perte des réacteurs, b) coût lié à la perte de production électrique, c) coût lié aux cas de cancer mortel, d) montant correspondant à la production agricole perdue, e) coût du déplacement des populations et f) coût de l'assainissement. Si l'on retient les hypothèses médianes, le total des coûts externes pour le nucléaire, en tenant compte à la fois de l'exploitation normale et des situations d'accident, s'élève à 0,0079 euro par kilowatt-heure, alors que, pour les technologies de remplacement, il a été estimé à 0,0123 euro par kilowatt-heure. L'étude conclut que l'arrêt prématuré des centrales nucléaires existantes engendrerait des coûts privés très élevés et ne peut être justifié par une volonté de réduire les coûts externes [59].

Les coûts externes sont nettement plus élevés pour l'électricité produite à partir de combustibles fossiles que pour l'électronucléaire ou les énergies renouvelables. Grâce la réglementation relative à la sûreté et à l'environnement, l'industrie nucléaire a déjà internalisé la plus grande partie des coûts externes potentiels. L'inclusion de tous les coûts externes pour toutes les filières rendrait l'intérêt de la production électronucléaire pour l'économie et l'environnement encore plus visible. Cela constituerait un avantage notable supplémentaire de l'utilisation de l'énergie nucléaire pour atténuer les émissions de CO<sub>2</sub> dues au secteur de l'énergie.

## 2.11. AVANTAGES MACROÉCONOMIQUES

L'énergie est indispensable à la prospérité économique. Le nucléaire peut jouer un rôle important pour répondre à la demande croissante d'électricité et contribuer à la réduction des émissions de GES. Si des conditions macroéconomiques favorables sont réunies, il peut apporter des avantages marqués à l'économie d'un pays, principalement en créant de la croissance économique.

Il existe de très nombreuses publications sur la question de l'articulation entre énergie et croissance, mais l'on sait assez peu de choses concernant l'incidence de l'électronucléaire sur la croissance économique [60]. Les résultats empiriques disponibles sont dans une certaine mesure contradictoires : l'hypothèse selon laquelle la consommation d'électricité nucléaire a eu un effet positif sur l'économie a été confirmée pour la République de Corée [61, 62], l'Inde [63], le Japon, les Pays-Bas et la Suisse. À l'inverse, la croissance économique a influé sur la consommation d'énergie nucléaire au Canada et en Suède [64]. Une causalité bidirectionnelle entre la croissance et l'énergie nucléaire a été observée aux États-Unis en Espagne, en France et au Royaume-Uni [64]. Enfin, l'hypothèse

de neutralité – absence de lien de causalité – a été signalée pour les États-Unis et Taiwan (Chine) [65, 66].

Les études empiriques les plus récentes sur la relation entre énergie nucléaire et croissance cherchent à éclaircir certaines conclusions contradictoires des précédentes recherches en appliquant des techniques statistiques plus poussées. En utilisant des données individuelles relatives à 16 pays aux catégories de revenus diverses – dont les États-Unis, pour lesquels des résultats contradictoires avaient auparavant été publiés – sur la période 1980-2005, il a été établi que la consommation d'énergie nucléaire jouait un rôle important pour la croissance économique sur la durée [67]. Les résultats de l'étude montrent qu'un accroissement de 1 % de la consommation d'énergie nucléaire entraîne une hausse de 0,32 % du PIB réel, tandis que la même augmentation de la formation brute réelle de capital fixe ne provoque qu'une hausse du PIB réel de 0,17 %. Autre résultat concluant à signaler, un accroissement de la population active de 1 % entraîne une hausse du PIB réel de 0,76 %. Même si ce point n'est pas expressément abordé dans l'étude, l'effet de l'énergie nucléaire sur le revenu réel qui a été mesuré est peut-être sous-estimé, car cette énergie influe aussi sur la croissance économique indirectement, par exemple en favorisant l'emploi (voir ci-après). Des études supplémentaires sont néanmoins nécessaires pour obtenir des résultats plus solides.

Les investissements dans les centrales nucléaires et leur exploitation stimulent directement l'activité industrielle. Les pays dotés de centrales nucléaires qui décident d'élargir leur parc nucléaire considèrent que cet effet est important. Aux États-Unis, on estime que chaque dollar dépensé par une centrale nucléaire moyenne pendant une année d'exploitation se traduit par la création de 1,04 dollar de produit à l'échelle locale, 1,18 dollar dans l'économie de l'État concerné et 1,87 dollars pour l'ensemble de l'économie américaine [68]. Chaque dollar dépensé pour la construction d'une centrale nucléaire en Jordanie créera un produit supplémentaire de 3,30 dollars, répartis sur l'ensemble des secteurs industriels [69].

Le nucléaire renforce le capital humain d'un pays, car il nécessite du personnel ayant suivi de longues études et bien formé. La création d'un parc électronucléaire suppose d'investir dans les ressources humaines sur la durée, avec d'éventuels effets d'entraînement sur la croissance économique, grâce à une augmentation de la productivité dans le secteur de l'électricité et au-delà. Le renforcement du capital humain qui en résulte dans l'industrie nucléaire et dans les secteurs connexes entraîne une hausse de la productivité du travail et a des retombées actives dans des secteurs voisins. Ces effets ont été particulièrement marqués en République de Corée. Par suite d'une demande croissante d'utilisation de l'énergie nucléaire et des techniques isotopiques, le gouvernement envisage aujourd'hui d'accroître la part de l'industrie nationale afin qu'elle se substitue

aux importations pour fournir des isotopes et les appareils qui les accompagnent. Au cours des dernières décennies, la croissance dans ce secteur a été exponentielle : en 2003, près de 160 000 manipulateurs en électroradiologie médicale étaient autorisés à exercer et plus de 25 000 personnes travaillant sous rayonnement étaient employées dans l'industrie nucléaire pour manipuler des radio-isotopes [70].

Les effets de l'électronucléaire sur l'emploi constituent un puissant moteur pour l'économie. Les investissements nucléaires créent directement des emplois hautement qualifiés dans la construction, l'exploitation, le cycle du combustible nucléaire et les secteurs subsidiaires. Aux États-Unis, le salaire d'une personne qui travaille dans une centrale nucléaire est en moyenne supérieur de 36 % à celui qui est perçu dans les environs [71]. Des créations d'emplois ont également lieu dans des domaines comme la conception, le choix du site, les procédures d'autorisation, la supervision, la gestion des déchets, la décontamination et le déclassement.

D'autre part, le nucléaire crée des emplois indirects dans d'autres secteurs par sa chaîne d'approvisionnement [58]. Des études menées dans divers pays mettent en évidence l'importance du rôle du nucléaire comme multiplicateur d'emploi, notamment par les effets qui sont induits par la dépense de chaque dollar versé au titre d'un emploi direct ou indirect (voir la figure 21 [69, 72, 73]). En dépit du caractère fragmentaire des données disponibles et de la nécessité d'approfondir les recherches sur cette question, l'effet positif de l'électronucléaire sur l'emploi semble incontestable.

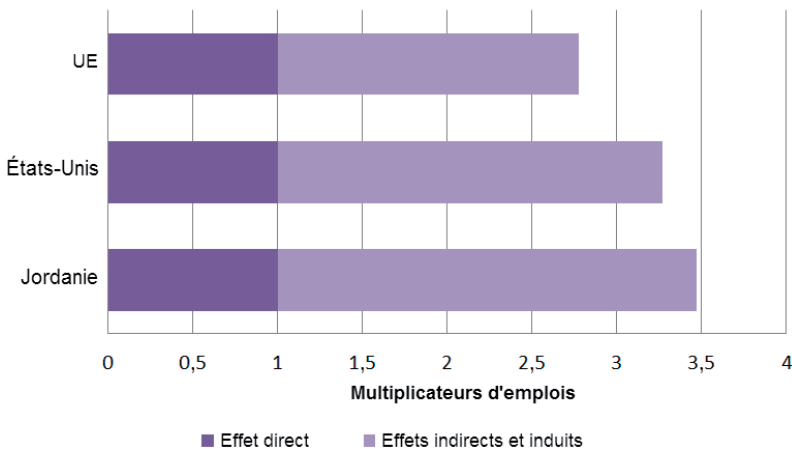


FIGURE 21. Multiplicateurs d'emploi direct, indirect et induit pour des projets de programmes d'investissement dans l'énergie nucléaire en Jordanie, dans l'Union européenne (UE) et aux États-Unis. Source des données : calculs spécifiques effectués à partir des références [69, 72 et 73].

De plus, l'exploitation de centrales nucléaires influe positivement sur la stabilité du prix de l'électricité et des prix en général, ce qui crée un contexte plus favorable à la croissance économique. Ce phénomène est rendu possible par plusieurs mécanismes. La stabilisation des prix peut être obtenue grâce au remplacement des combustibles fossiles importés. La fluctuation des prix est inhérente aux marchés de matières premières, mais la volatilité a augmenté plus rapidement sur le marché du pétrole brut que pour d'autres matières premières au cours des dernières décennies [74]. Les publications les plus récentes s'accordent de plus en plus pour estimer qu'une flambée des prix de l'énergie (du pétrole) touche principalement l'économie d'un pays en ayant un effet perturbateur sur les dépenses privées – des consommateurs et des entreprises – qui concernent les biens autres que l'énergie [75].

Les coûts de production de l'électricité nucléaire sont moins sensibles à la volatilité des prix du combustible (l'uranium) que le coût de l'électricité produite à partir de combustibles fossiles, car l'uranium représente une part plus faible du coût total. Le coût du cycle du combustible – partie initiale comme partie terminale – est compris entre 9 % et 16 % du CMAE, en fonction du taux d'actualisation [76]. De plus, dans le passé, le prix de l'uranium a été moins volatil que celui du pétrole.

L'instauration d'un système d'échange de quotas d'émissions pour les GES peut amplifier l'effet stabilisateur de l'énergie nucléaire sur les prix de l'électricité [77]. Dans des marchés de l'électricité libéralisés, les entreprises qui produisent de l'électricité à partir de combustibles fossiles et qui sont soumises à un régime de tarification du carbone internalisent en général complètement le coût des émissions. Durant les premières phases de transactions sur le plus gros marché du carbone au monde – le Système européen d'échange de quotas d'émissions (SEQE) – il est apparu que les producteurs d'électricité répercutaient le coût d'opportunité des quotas d'émissions sur les consommateurs en augmentant les prix de l'électricité. L'énergie nucléaire est donc une technologie sobre en carbone qui permettra de réduire la volatilité des prix de l'électricité liée au prix du carbone.

Pour que leur vision des choses soit équilibrée, les pays qui lancent de nouveaux programmes électronucléaires doivent évaluer les risques économiques et les difficultés que comportent de tels programmes de manière objective. Le nucléaire nécessite un investissement initial important (voir la section 3.2). On estime que le coût en capital hors intérêts d'une centrale nucléaire d'un gigawatt électrique est compris entre 2 et 6 milliards de dollars, chiffres élevés si on les compare au PIB de la plupart des pays en développement. Dans l'idéal, le PIB d'un pays doit être suffisant pour pouvoir constituer une épargne adéquate pour supporter l'investissement et les coûts associés à la création et au fonctionnement des infrastructures matérielles et institutionnelles nécessaires

et pour assumer les éventuelles atteintes à l'environnement et à la santé en cas d'accident.

De plus, l'économie d'un pays qui construit une centrale nucléaire doit être suffisamment solide pour faire face à une hausse inattendue du coût de l'investissement. Ses réserves de change doivent également être suffisantes pour couvrir les importations nécessaires à la construction d'une nouvelle centrale nucléaire.

### **3. FOURNIR DE L'ÉLECTRICITÉ NUCLÉAIRE**

#### **3.1. CARACTÉRISTIQUES ÉCONOMIQUES DE L'ÉLECTRONUCLÉAIRE**

Les caractéristiques économiques du nucléaire doivent être abordées à deux niveaux : tout d'abord, les coûts explicites directs de production d'un kilowatt-heure d'électricité répartis sur l'ensemble de la durée de vie de la centrale et les coûts liés au système électrique. Ensuite, les coûts sociaux, y compris toutes les externalités, lesquelles sont majoritairement positives dans le cas de l'électronucléaire. Les coûts de déclassement et de stockage définitif des déchets peuvent être additionnés et répartis sur l'ensemble de la durée de vie utile de la centrale et peuvent donc être entièrement internalisés. En l'absence de taxe générale sur les GES ou de marché de permis d'émission, les avantages pour la collectivité des émissions de CO<sub>2</sub> évitées ne sont pas pris en considération (voir la section 2.10). De la même manière, le bienfait que constitue pour la population l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement n'entre pas en ligne de compte. Venant s'ajouter aux incertitudes réglementaires, que ce soit dans le secteur nucléaire ou sur le marché de l'électricité en général, les avantages pour la collectivité qui ne sont pas récompensés (équivalents à la différence entre les coûts privés et les coûts sociaux des concurrents qui utilisent des combustibles fossiles) représentent un point important qui dissuade les investisseurs potentiels.

Les coûts relatifs à une centrale nucléaire sont concentrés sur le début de sa vie, caractéristique que le nucléaire partage avec la plupart des énergies renouvelables. En d'autres termes, une telle centrale est comparativement chère à construire, mais son coût d'exploitation est peu élevé (par rapport aux capacités de production des centrales à combustibles fossiles). La faible part du coût des combustibles à l'uranium dans le total des coûts de production protège les exploitants de centrales et leurs clients contre la volatilité du prix des ressources. Ainsi, les centrales nucléaires existantes qui sont bien gérées constituent

généralement une source d'électricité concurrentielle et rentable de manière durable. En revanche, pour les nouvelles constructions, la rentabilité économique de l'électronucléaire dépend de plusieurs facteurs. Elle est tout d'abord tributaire des autres sources d'électricité disponibles : certains pays sont riches en sources d'énergie concurrentes, d'autres moins. Elle dépend ensuite de la demande totale d'électricité dans le pays en question et du rythme auquel cette demande augmente. Enfin, elle est liée à la structure du marché et au climat de l'investissement.

Toutes choses égales par ailleurs, le fait que les coûts de l'électronucléaire sont concentrés sur les premières années d'un projet est moins intéressant pour un investisseur privé qui intervient sur un marché libéralisé intéressé par un retour sur investissement rapide que pour un État qui peut réfléchir à plus long terme, en particulier sur un marché réglementé qui garantit des rendements attractifs. Sur les marchés libéralisés, les investissements privés dépendent aussi du fait de savoir dans quelle mesure les coûts et avantages externes (comme la pollution de l'air, les émissions de GES, les déchets et la sécurité d'approvisionnement énergétique) ont été internalisés. En revanche, les investisseurs publics peuvent tenir compte directement de ces externalités dans leurs décisions. Les risques réglementaires et le soutien politique à l'électronucléaire jouent également un rôle majeur. Tous ces facteurs varient en fonction des pays.

En République de Corée, le coût relativement important des autres sources d'électricité rend le nucléaire plus concurrentiel. En Chine et en Inde, la croissance rapide de la demande d'électricité favorise le développement de toutes les technologies énergétiques. En Europe, le prix élevé de l'électricité et du gaz naturel et les limites aux émissions de GES imposées par le SEQE ont rendu les conditions plus favorables pour les nouvelles centrales nucléaires, même si l'effondrement des prix sur le SEQE en 2009, puis à nouveau en 2013, ont notablement atténué l'effet du troisième facteur, les limites d'émissions de GES. Aux États-Unis, l'*Energy Policy Act* de 2005 a sensiblement renforcé les incitations en faveur des nouvelles constructions. Ses dispositions, notamment la couverture publique des coûts associés aux éventuels retards dans la procédure d'autorisation, des garanties d'emprunt et un crédit d'impôt pour la production dans la limite de 6 000 mégawatts électriques de capacité nucléaire installée, ont rendu la situation plus favorable pour les entreprises du secteur nucléaire. En juin 2014, deux permis de construire couplés à deux licences d'exploitation ont été délivrés pour quatre nouveaux réacteurs et neuf demandes pour un total de 14 réacteurs sont en cours d'examen [78]. Cependant, les volumes de production importants et le faible prix du gaz de schiste ont modifié les coûts relatifs et la compétitivité-coûts de l'électronucléaire aux États-Unis (voir la section 5.3).



L'AIE et l'AEN, deux agences de l'OCDE, rédigent régulièrement une étude sur les coûts prévisionnels de production de l'électricité. Dans sa dernière édition, cette analyse porte sur le plus grand nombre de technologies dans le plus grand nombre de pays depuis que l'étude est publiée : quelque 200 centrales électriques dans 17 pays membres de l'OCDE et 4 pays non membres. L'étude présente le CMAE calculé à partir d'une méthode commune en utilisant les chiffres fournis par des pays et des organisations [79].

Les figures 22 et 23 offrent un aperçu des CMAE prévisionnels pour les six principales techniques de production d'électricité. Les coûts actualisés sont calculés en appliquant deux taux d'actualisation différents : 5 % (figure 22) et 10 % (figure 23). Le premier concerne davantage les investissements publics, tandis que le deuxième est plus courant pour des investissements réalisés par le secteur privé. Un taux d'actualisation plus élevé rend les technologies pour lesquelles l'investissement initial est important relativement plus coûteuses. L'idée essentielle qui se dégage de ces figures, c'est que les CMAE des trois principales techniques actuelles de production en base (charbon, gaz et nucléaire) se recoupent largement dans la fourchette comprise entre 30 et 120 dollars par mégawatt-heure [79].

L'augmentation du coût du CO<sub>2</sub> va également faire évoluer les CMAE par rapport aux valeurs présentées sur les figures 22 et 23. On estime que, pour un prix du CO<sub>2</sub> d'environ 10 dollars la tonne, le coût moyen de l'électricité nucléaire est inférieur à celui de l'électricité produite à partir de charbon, et que cette différence est de plus de 20 % si le CO<sub>2</sub> coûte 30 dollars la tonne.

On ne dispose pas de suffisamment d'informations pour évaluer le coût supplémentaire induit par les mesures de sûreté renforcées qui résultent des plans d'action internationaux et nationaux adoptés après l'accident de Fukushima Daiichi (voir la section 4.2). Cependant, si l'on répartit le coût de l'investissement ponctuel nécessaire pour appliquer ces mesures sur une longue période, celle de la durée de vie des centrales nucléaires, le CMAE de l'électronucléaire ne devrait pas connaître d'augmentation notable. Entre les différentes techniques de production d'électricité, celle qui sera choisie sera la plus avantageuse compte tenu de la situation géographique, des ressources naturelles disponibles, des capacités techniques, des mécanismes de régulation du marché de l'électricité et des préférences sociopolitiques.

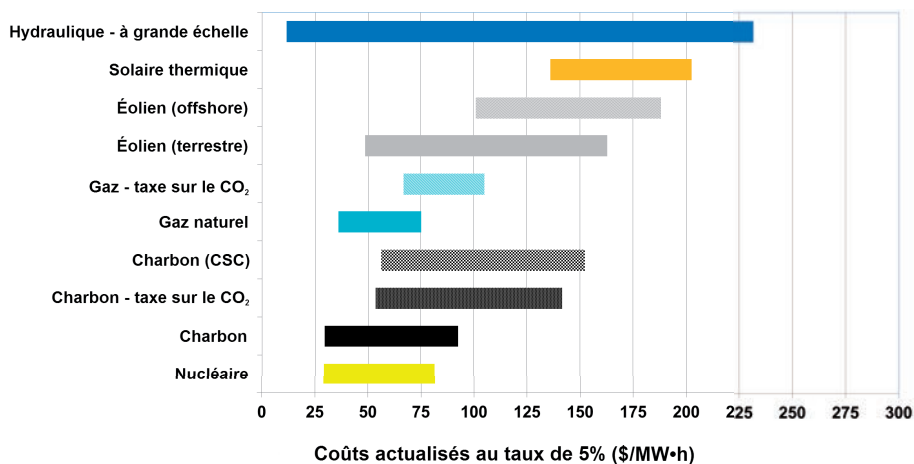


FIGURE 22. Fourchettes des CMAE associés aux nouvelles constructions à un taux d'actualisation de 5 %. Source des données : référence [79].

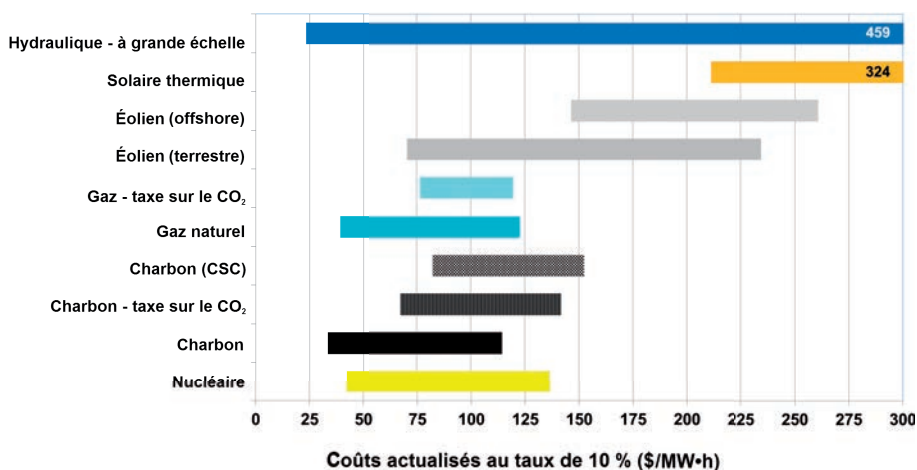


FIGURE 23. Fourchettes des CMAE associés aux nouvelles constructions à un taux d'actualisation de 10 %. Source des données : référence [79].

Les valeurs de CMAE qui sont présentées sur les figures 22 et 23 intègrent l'ensemble des coûts de production de l'électricité, mais ne comprennent pas les coûts externes (les dommages non indemnisés qui sont provoqués par les installations de production, par exemple les différents types de pollution produite par ces installations ou les nuisances qu'elles engendrent) (voir la section

2.10). Elles ne tiennent pas compte non plus des coûts liés au système électrique qui résultent des investissements et des services supplémentaires nécessaires pour fournir de l'électricité à une certaine charge et à un niveau de fiabilité déterminé. Ces coûts comprennent d'une part, les investissements requis pour augmenter les capacités de transport et étendre les réseaux de distribution et, d'autre part, les charges d'ajustement à court terme et les charges d'adaptation à long terme qui sont supportées pour garantir la stabilité et la fiabilité de l'approvisionnement en électricité.

Toutes les techniques de production d'électricité comportent des coûts liés au système électrique, mais pour les sources pilotables classiques (nucléaire, charbon et gaz), ces coûts sont généralement faibles et ne varient guère en fonction de la part de ces technologies dans la production d'électricité. Ils sont compris entre 0,34 et 0,56 dollar par MW·h pour le gaz, entre 0,46 et 1,34 dollar par MW·h pour le charbon et entre 1,40 et 3,10 dollars par MW·h pour le nucléaire dans six pays de l'OCDE examinés dans le cadre d'une étude menée par l'AEN [80]. Le fait de porter la part des énergies renouvelables intermittentes à un niveau important modifie complètement la situation. Pour ces énergies, le coût de couplage au réseau est plus élevé que pour les sources pilotables d'un facteur compris entre 3 et 10 et les charges d'ajustement augmentent fortement en fonction de la place que ces énergies occupent sur le réseau. En appliquant la même méthode que pour les sources pilotables, l'étude de l'AEN a abouti à une estimation du coût total lié au réseau comprise entre 16,3 dollars par MW·h (part de 10 % aux États-Unis) et 43,85 dollars par MW·h (part de 30 % en Allemagne) pour l'éolien terrestre, entre 20,51 dollars par MW·h (part de 10 % aux États-Unis) et 45,39 dollars par MW·h (part de 30 % au Royaume-Uni) pour l'éolien offshore et entre 14,82 dollars par MW·h (part de 10 % aux États-Unis) et 82,95 dollars par MW·h (part de 30 % en Allemagne) pour l'énergie solaire. L'étendue des fourchettes montre l'importance des ressources dont le pays dispose (vent, insolation), de leur emplacement, de la distance qui les sépare des grands centres de consommation et d'autres conditions technico-économiques. Néanmoins, les coûts des énergies renouvelables intermittentes liés au système chevauchent largement la fourchette correspondant au coût total d'approvisionnement (coût moyen actualisé et coût lié au système) de l'électricité produite à partir de gaz, de charbon (sans CSC) et de combustibles nucléaires et devraient être ajoutés à leur coût moyen actualisé, qui est plus élevé dans tous les cas. Enfin, les coûts liés au système doivent être supportés par les consommateurs en étant intégrés aux charges de transport et de distribution sur leur facture d'électricité. Ils sont en partie responsables de l'augmentation rapide du prix de l'électricité dans les pays où la part des énergies renouvelables intermittentes dans la production totale d'électricité croît à un rythme élevé.

### 3.2. COÛT DES INVESTISSEMENTS NUCLÉAIRES

Dans un portefeuille de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, les centrales nucléaires (tout comme les grosses centrales hydroélectriques) font partie des équipements qui supposent de lourds investissements, mais favorisent l'atténuation des changements climatiques pendant un demi-siècle ou plus pour un faible coût d'exploitation. Le montant de l'investissement initial est élevé, mais les coûts liés au combustible et à l'exploitation sont relativement faibles si on les compare aux grosses unités de production qui brûlent des combustibles fossiles.

Divers critères peuvent être utilisés, mais le coût en capital hors intérêts s'est révélé être un bon indicateur de l'ampleur des investissements nécessaires. Il comprend les coûts associés aux étapes préalables à la construction (maîtrise d'ouvrage), à la construction proprement dite (ingénierie, approvisionnement et construction) et aux aléas, mais pas les intérêts intercalaires. Pour les pays qui lancent des programmes électronucléaires, il est particulièrement important de bien comprendre quel est le coût total réel de l'investissement sur un projet et l'échéancier de dépenses annuelles lorsqu'ils évaluent la compétitivité relative de l'augmentation de la puissance installée.

En raison de la grande plage d'incertitude associée au coût en capital du nucléaire hors intérêts, il est très difficile de donner des chiffres. D'après les derniers éléments connus, ce coût, pour les nouveaux projets électronucléaires, est compris entre 1 556 dollars par kilowatt électrique (kWe) et 6 607 dollars par kWe, et est dans la plupart des cas bien supérieur à 3 000 dollars par kWe (dans la présente section, tous les coûts sont exprimés en dollars de 2008). Ces écarts s'expliquent en grande partie par des raisons qui vont des caractéristiques du site et de la taille de la centrale aux conditions financières, techniques et réglementaires propres au pays concerné. Si l'on compare les estimations de coût par pays, les valeurs les plus faibles, 1 748 dollars par kWe et 1 556 dollars par kWe, sont celles qui ont été publiées pour la Chine et la République de Corée [79]. En Europe occidentale et aux États-Unis, la tranche supérieure des estimations les plus récentes est comprise entre 3 564 dollars par kWe et 4 946 dollars par kWe pour le réacteur AP-1000 et entre 4 364 dollars par kWe et 6 607 dollars par kWe pour le réacteur EPR (calculs effectués à partir des chiffres qui figurent dans la référence [81]). Ces deux réacteurs sont considérés comme des réacteurs de génération III+. Pour les réacteurs conçus par la Fédération de Russie, les estimations les plus récentes du coût en capital hors intérêts sont légèrement inférieures et sont comprises entre 3 133 dollars par kWe et 4 290 dollars par kWe (calculs effectués à partir des chiffres qui figurent dans la référence [76]).

Le coût en capital hors intérêts est habituellement élevé pour un réacteur tête de série, mais diminue généralement pour la construction de la énième

centrale de la série, lorsque la technologie utilisée est parvenue à pleine maturité. En 2012, PricewaterhouseCoopers a analysé les économies potentielles liées à la création d'un parc nucléaire comprenant jusqu'à huit réacteurs devant être construits d'ici à 2030 au Royaume-Uni. Dans cette étude, l'économie sur les coûts de conception et de construction a été estimée à 10 % par rapport à des technologies de réacteurs diverses dans l'hypothèse où un parc est constitué, le terme parc étant défini comme l'ensemble de deux paires de réacteurs ou plus s'appuyant sur la même technologie et sur une conception commune pour l'îlot classique et pour le reste de la partie non nucléaire de la centrale. La construction d'un parc nucléaire peut générer des économies pour diverses raisons, notamment les remises obtenues sur les achats en grandes quantités, un effet d'apprentissage qui permet d'améliorer la conception ou d'en créer une nouvelle, une meilleure planification des ressources, l'absorption des frais fixes associés à la conception, à l'approvisionnement, etc. Il est possible de répercuter ces économies sur les consommateurs en diminuant le prix de l'électricité [82]. Néanmoins, cette stratégie comporte également des risques, par exemple des problèmes de conception liés au système (sûreté) entraînant des retards ou des arrêts pour tous les réacteurs, des capacités financières insuffisantes pour honorer les obligations contractuelles attachées à la construction de plusieurs réacteurs et la complexité de la réglementation. Les estimations de PricewaterhouseCoopers concordent avec celles qui avaient été publiées par Parsons Brinckerhoff dans une étude pour le Royaume-Uni, qui prévoyait environ 15 % d'économies, un chiffre légèrement supérieur [83]. Enfin, dans une étude menée pour le compte du Ministère de l'énergie et du changement climatique du Royaume-Uni, Mott MacDonald a jugé que l'économie sur le coût en capital par rapport à la tête de série pour les réacteurs nucléaires de troisième génération devrait être beaucoup plus élevée (entre 20 % et 40 %) [84]. Par rapport aux autres publications, cette étude suppose implicitement que l'effet d'apprentissage sera plus important pour la *nième* centrale de la série.

Le coût en capital hors intérêts varie en fonction des régions, mais aussi en fonction du temps. Des articles de recherche, des rapports officiels et les médias ont régulièrement témoigné de la hausse du coût de l'électronucléaire au cours des dernières décennies. En France, par exemple, les coûts de construction hors intérêts ont pratiquement doublé entre la fin des années 70, où les quatre premiers réacteurs sont entrés en service, à Fessenheim et au Bugey (1 075 dollars par kWe), et le début des années 2000, où les quatre derniers réacteurs ont été couplés au réseau à Chooz et à Civaux (respectivement 1 607 dollars par kWe et 2 102 dollars par kWe ; calculs réalisés à partir des chiffres qui figurent dans la référence [85]). Aux États-Unis, la hausse du coût en capital hors intérêts a été encore plus prononcée sur un laps de temps plus court. En 2011, dans une analyse détaillée, l'Université de Chicago a revu ses propres estimations pour les porter

à 3 964 dollars par kWe, contre 1 883 dollars par kWe dans des résultats publiés en 2004 (calculs réalisés à partir des chiffres qui figurent dans les références [86] et [87]).

Comment expliquer cette anomalie, à savoir que la filière nucléaire semble présenter la tendance inverse de nombreuses autres technologies, dont les coûts diminuent avec le temps ? Dans l'étude menée par l'Université de Chicago, quatre raisons déterminantes ont été avancées pour justifier cette hausse des coûts hors intérêts aux États-Unis : maturité de l'étude de projet, meilleure prise en compte des coûts de maîtrise d'ouvrage, hausse des prix dans la chaîne d'approvisionnement et surcoût notable lié aux contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction à prix ferme [87]. La maturité grandissante de l'étude de projet est en grande partie une réponse à une réglementation plus stricte applicable à la sûreté et constitue de loin le facteur prépondérant de la hausse des coûts observée aux États-Unis, d'après une étude réalisée par Lévêque en 2013 [88].

Des données concernant la Chine, la France et la République de Corée laissent supposer que divers facteurs relatifs à la construction récente de réacteurs et à la gestion de grands projets de génie civil peuvent faire baisser le coût en capital [89]. La hausse du coût hors intérêts a été beaucoup moins spectaculaire en France qu'aux États-Unis (voir ci-dessus) et les causes en ont été légèrement différentes. En France, l'augmentation du coût au fil du temps est principalement due aux évolutions technologiques, à la hausse du prix des machines et à l'augmentation du coût de la maîtrise d'ouvrage. De forts effets d'apprentissage et la stabilité de la réglementation ont sans doute contenu l'explosion des coûts, même si certains effets d'apprentissage ont été annulés par des changements de type de réacteur. La République de Corée bénéficie probablement de conditions favorables similaires à celles de la France pour limiter la hausse explosive des coûts hors intérêts : durée de construction plus courte, conception des réacteurs raisonnablement similaire, exploitation unique et intégration industrielle. Enfin, la Chine s'est peut-être privée de certains effets d'apprentissage permettant de réduire les coûts en utilisant différents types de réacteur – eau bouillante, eau sous pression et eau lourde –, mais la remarquable vitesse de construction, la standardisation du processus et l'organisation industrielle ont compensé l'augmentation des coûts. Le coût hors intérêts de la construction d'un réacteur à eau sous pression chinois amélioré (CPR-1000), type de réacteur auquel la priorité a été donnée il y a moins de 10 ans, a sans doute bénéficié d'effets d'apprentissage [88].

La figure 24 [90] représente les fourchettes de coûts de construction hors intérêts pour les six principales techniques de production d'électricité. Dans la majorité des projets nucléaires pris en compte, le coût se situe dans un intervalle relativement étroit (à moins d'un écart type de la moyenne) par

rapport aux projets qui concernent des énergies renouvelables. Les différences entre les estimations témoignent de l'importance des conditions propres à chaque pays.

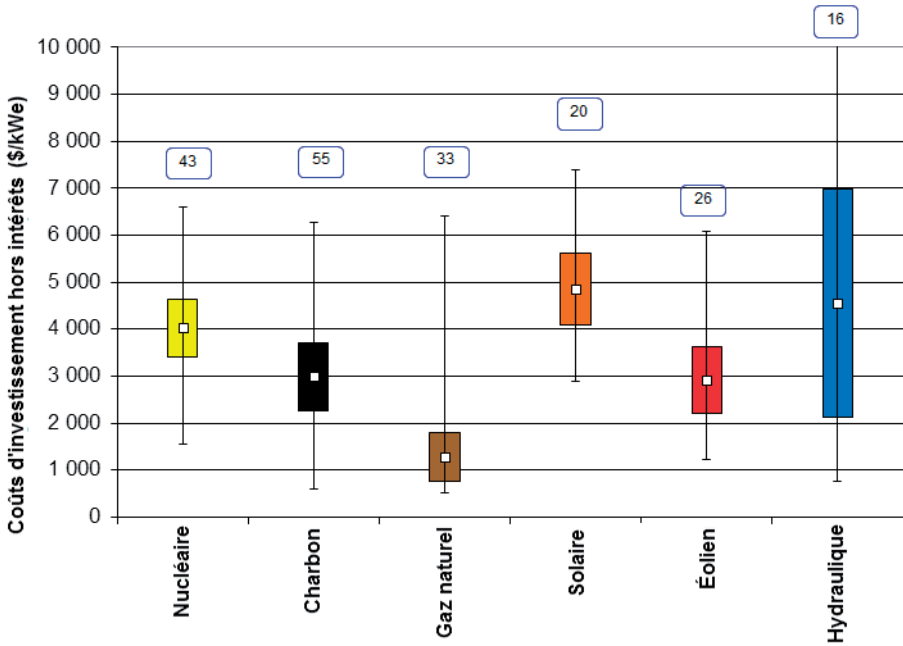


FIGURE 24. Estimations du coût d'investissement hors intérêts pour les principales techniques de production d'électricité. Source des données : Référence [90]. Note : Ce graphique s'appuie sur des données extraites de sources publiées entre 2010 et 2013.

### 3.3. FINANCER LES INVESTISSEMENTS DANS L'ÉLECTRONUCLÉAIRE

En matière de financement, les projets de production d'électricité nucléaire se heurtent à certains problèmes. Les charges d'exploitation des centrales sont relativement faibles et stables, mais le montant de l'investissement initial peut être considérable. La figure 25 [91] compare la ventilation des coûts pour une centrale nucléaire ordinaire et pour une centrale à gaz à cycle combiné. Outre le coût des matériaux et du travail, le coût en capital comprend les charges de financement, souvent appelées intérêts intercalaires. Comme, pour les projets nucléaires, la construction dure longtemps, ces intérêts peuvent représenter une somme importante. Il a été estimé que, dans le cas d'un projet nucléaire

où la construction de la centrale s'étale sur sept ans, durée classique, les intérêts peuvent atteindre la somme considérable de 2,8 milliards de dollars si le projet est financé à un taux d'intérêt de 10 % [1].

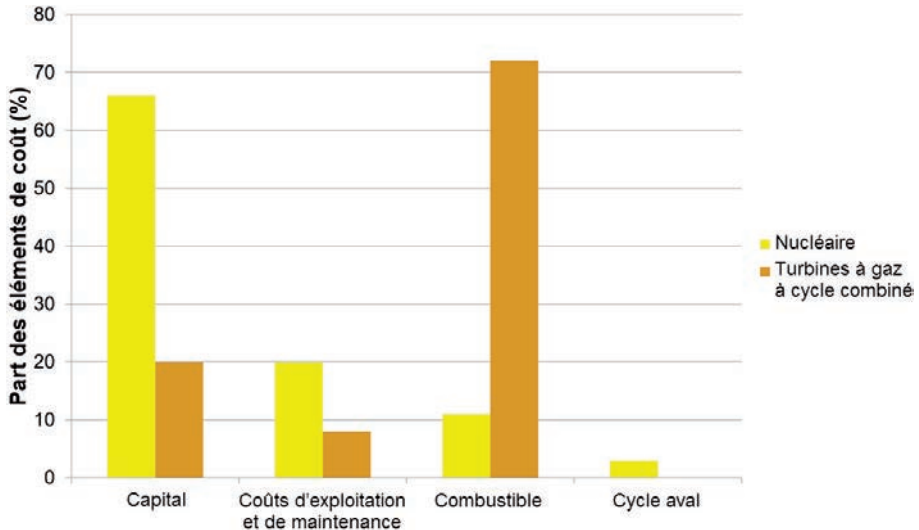


FIGURE 25. Structure des coûts pour une centrale nucléaire et une centrale au gaz. Note : TGCC : turbine à gaz à cycle combiné. Sources des données : Ministère du commerce et de l'industrie [91].

Il existe principalement deux moyens pour réduire les intérêts intercalaires : le premier consiste à raccourcir la durée de construction et le deuxième à obtenir les ressources financières nécessaires au coût le plus faible possible. Un des principaux facteurs qui déterminent le coût du capital est le risque perçu associé au projet, c'est-à-dire dans quelle mesure les investisseurs et les prêteurs potentiels jugent envisageable ou même probable que tout ou partie du capital qu'ils placent dans le projet ne sera pas remboursé. Il est possible de faire baisser le coût du capital lorsque le risque perçu peut être réduit. Dans ce contexte, plusieurs formes de soutien des pouvoirs publics en vue de favoriser le développement de l'énergie nucléaire – y compris le fait que l'État assume certains types de risques – commencent à apparaître.

Les garanties de crédit constituent l'une des principales formes de ce type de soutien. À titre d'exemple, on peut citer le programme de garantie de crédit administré par le Département de l'énergie des États-Unis. Les emprunteurs (porteurs d'un projet électronucléaire ad hoc) qui remplissent les conditions requises pour une garantie fédérale peuvent financer jusqu'à 80 % du coût



total de construction associé au projet. Une garantie peut assurer au prêteur qu'il récupérera l'intégralité du principal et des intérêts qui lui sont dus sur le montant garanti – le bénéficiaire de la garantie pouvant alors obtenir un prêt auprès de la Banque fédérale de financement, rattachée au Département du trésor des États-Unis – ou peut le protéger contre une partie seulement des pertes potentielles. En février 2014, il a été annoncé que les entreprises qui ont lancé les tranches 3 et 4 de Vogtle, en Géorgie, recevraient jusqu'à 8,3 milliards de dollars sous forme de prêts accordés par la Banque fédérale de financement [92].

De même, au Royaume-Uni, le projet Hinkley Point C, qui vise à construire deux réacteurs EPR pour une puissance totale supérieure à 3 200 MWe, va bénéficier du Mécanisme de garantie mis en place par le gouvernement britannique, mécanisme qui prévoit une garantie publique pour aider les projets à trouver un financement. La dette garantie par le Trésor britannique devrait permettre de financer 65 % du coût total prévisionnel avant exploitation, lequel est adossé à un dispositif de garantie approprié mis en place par les investisseurs.

Aspect sans doute encore plus important des mesures de soutien envisagées par le gouvernement britannique dans le cadre de Hinkley Point C, les contrats de différence sont conçus pour éliminer une grande partie du risque financier auquel est généralement exposé le propriétaire d'une centrale nucléaire (ou d'une centrale de n'importe quel autre type). En vertu d'un tel contrat, les propriétaires de Hinkley Point C recevront un montant fixe (le prix d'exercice) pour l'électricité produite par la centrale. Ce montant sera indexé sur l'indice britannique des prix à la consommation pendant les 35 premières années du projet (qui doit durer 60 ans), ce qui permet aux propriétaires de connaître avec une grande certitude les recettes dont ils disposeront pour rembourser aux prêteurs le principal et les intérêts, d'où une réduction du coût du capital associé au projet.

Les contrats de différence britanniques ne constituent qu'un exemple d'un mécanisme de soutien plus général, le contrat d'achat d'énergie (CAE), garanti par l'État. La Turquie prévoit par exemple de mettre en place un contrat de ce type dans le cadre du projet de construction de quatre tranches nucléaires à Akkuyu. TETAŞ, entreprise publique qui intervient sur le marché de gros de l'électricité, signera avec le propriétaire des tranches d'Akkuyu un CAE dans lequel l'objectif de prix pour l'électricité sera de 12,35 cents par kilowatt-heure pour 70 % de la production des tranches 1 et 2 et pour 30 % de la production des tranches 3 et 4.

Habituellement, les CAE garantis par l'État présentent un certain nombre de caractéristiques communes. Premièrement, ils fixent généralement un prix garanti, mais pas un retour sur investissement garanti, ce qui maintient la pression pour réduire les coûts au minimum. Deuxièmement, ils peuvent prévoir une clause d'achat ferme, qui oblige l'entité qui achète de l'énergie

à payer celle qu'il n'est pas demandé au propriétaire de produire en raison de l'insuffisance de la demande. Troisièmement, le prix d'exercice approprié est déterminé par une modélisation financière complète qui est conçue pour garantir que ce prix est juste suffisant pour inciter les promoteurs de projet à investir, mais qu'il n'offre pas un retour sur investissement excessif compte tenu des risques que les promoteurs devront assumer. Quatrièmement, les CAE comprennent généralement un ou plusieurs mécanismes d'ajustement des prix, de sorte que le prix d'exercice soit automatiquement revu pour répercuter les augmentations imprévues des coûts qui ne sont pas dues aux mauvais résultats du propriétaire-exploitant (par exemple, une hausse des coûts qui résulte de l'inflation générale des salaires et des prix). Cinquièmement et dernièrement, les CAE sont généralement conclus entre le propriétaire et un cocontractant soutenu par l'État, du fait qu'une garantie de recettes ne vaut que par la solvabilité du garant.

Outre la mise en œuvre de plus en plus fréquente de mécanismes conçus pour permettre aux États de réduire les risques auxquels les prêteurs et les investisseurs potentiels pensent être exposés, plusieurs phénomènes qui concernent le financement sont à souligner. Le plus significatif d'entre eux est peut-être le fait que les clients potentiels de la technologie nucléaire demandent de plus en plus aux vendeurs de ces technologies de prendre une participation en actions dans les projets. Ainsi, le contrat conclu aux Émirats arabes unis prévoit une participation de ce type pour l'ENEC et la KEPCO. Au début de l'année 2011, la Lituanie a cherché des investisseurs désireux d'acquérir une participation en actions dans le projet de Visaginas et celui qui était alors Directeur général adjoint du vendeur, GE-Hitachi, a indiqué fin 2011 que de telles demandes devenaient de plus en plus courantes [93].

Enfin, une mesure qui n'a pas encore été mise en œuvre, mais qui faciliterait l'obtention de financement pour construire de nouvelles centrales nucléaires consisterait à appliquer une pénalisation uniforme pour les émissions de CO<sub>2</sub> (taxe carbone ou système d'échange de quotas d'émissions) et à généraliser les certificats verts.

### 3.4. DÉLAIS ET CAPACITÉS DE CONSTRUCTION

Les scénarios qui envisagent le respect d'objectifs d'atténuation des émissions de GES à l'échelle de la planète compatibles avec l'Accord de Copenhague conclu dans le cadre de la CCNUCC supposent une augmentation importante de la part des sources d'énergie à faible intensité de carbone dans le bouquet énergétique mondial. D'après les estimations publiées par l'AIE dans son WEO 2013, même dans le scénario « nouvelles politiques », qui se traduirait par une hausse de la température à long terme limitée à 4°C,

la demande mondiale d'énergie nucléaire serait en augmentation de 31 % en 2020 et de 66 % en 2035 par rapport à 2011 [8]. D'après l'ETP 2014 établi par l'AIE, l'offre totale d'énergie nucléaire devrait augmenter de 72 % entre 2011 et 2050 dans le scénario « nouvelles politiques » (appelé scénario 4°C dans l'ETP 2014) [13]. Le scénario 450, scénario rigoureux qui permet de limiter le réchauffement climatique à l'objectif de 2°C à long terme, suppose que la croissance de l'électronucléaire sera de 37 % entre 2011 et 2020 et de 126 % entre 2011 et 2035. Dans ce cas de figure, l'offre totale d'énergie nucléaire devrait augmenter de 162 % entre 2011 et 2050 (d'après l'ETP 2014, où le scénario 450 est appelé scénario 2°C).

Ce constat fait craindre que le nucléaire et les autres technologies sobres en carbone ne puissent pas répondre aux besoins d'un développement si ambitieux. Au cours des 10 dernières années, la demande mondiale d'énergie nucléaire est restée pratiquement constante : 676 millions de tonnes d'équivalent pétrole (Mtep) en 2000 et 674 Mtep en 2011. Depuis le début des années 90, l'industrie nucléaire n'a pas connu de croissance importante, mais d'ici à 2035, elle pourrait avoir besoin d'augmenter les capacités de production pour faire face à une demande supplémentaire de 445 Mtep (dans le scénario « nouvelles politiques ») ou de 847 Mtep (dans le scénario 450), qui viendrait s'ajouter au remplacement des réacteurs qui auront été mis hors service durant la même période [8].

Si l'on se penche sur l'expérience passée de l'industrie nucléaire, ce problème ne semble pas d'une gravité exceptionnelle. En 1970, le parc nucléaire mondial était constitué de seulement 82 réacteurs, pour une capacité installée totale de 16 291 MWe. Ce chiffre est passé à 168 réacteurs (capacité installée de 72 860 MWe) en 1975 [94], puis à 420 réacteurs pour une capacité installée totale de 327 670 MWe en 1990 [95]. Cela veut dire qu'en 20 ans, l'industrie nucléaire a été capable de multiplier par cinq le nombre de réacteurs en service et par plus de 20 la puissance nette. En comparaison, la croissance attendue de 126 % (scénario 450 de l'AIE) au cours du prochain quart de siècle ne semble pas considérable (voir la figure 26 [8, 13, 94, 95]). De plus, l'expansion de l'industrie nucléaire dans les années 70 et 80 a eu lieu à une époque où la technologie était assez nouvelle et où les utilisateurs n'avaient pas d'expérience d'un développement rapide, alors que le futur essor de ce secteur reposera sur un savoir bien établi.

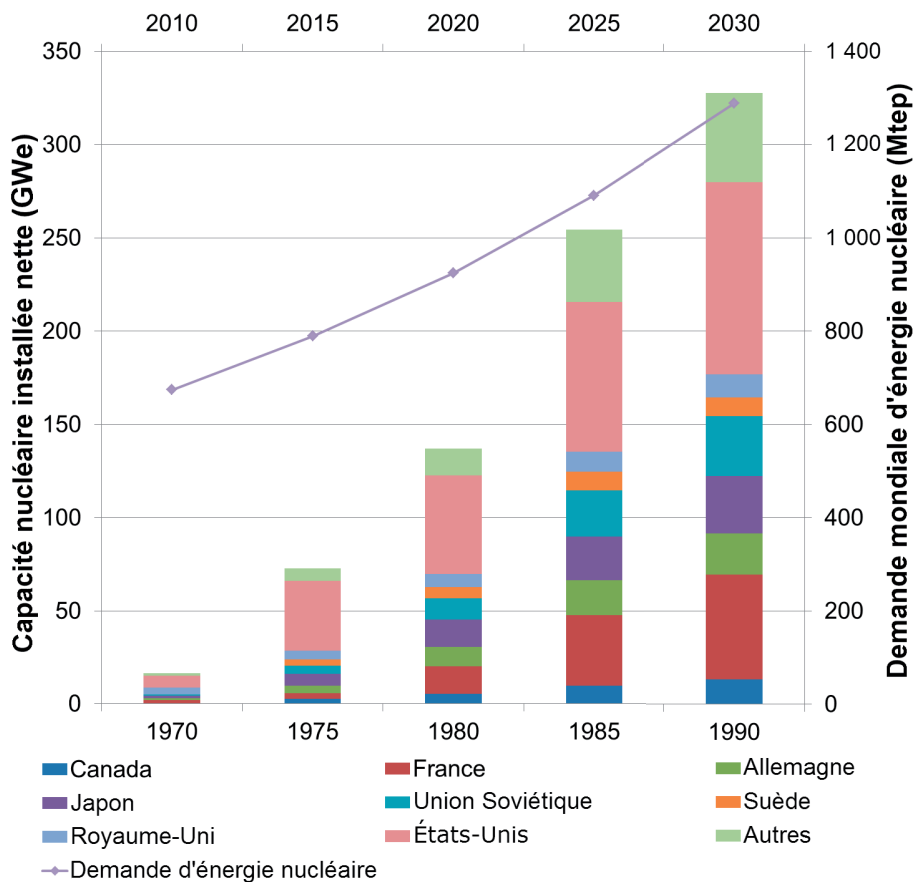


FIGURE 26. Capacité installée nette du parc nucléaire mondial (en GWe) sur la période 1970-1990 (axe vertical de gauche et axe horizontal du bas) et croissance attendue de la demande mondiale d'énergie nucléaire sur la période 2010-2030 dans le scénario 450 de l'AIE (axe vertical de droite et axe horizontal du haut). Sources des données : références [8, 13, 94, 95].

Autre aspect de la question, la plus grande partie de l'augmentation de la demande d'énergie au cours des prochaines décennies devrait concerner des pays en développement qui n'ont qu'une expérience limitée de la construction et de l'exploitation d'une centrale nucléaire ou qui n'en ont aucune expérience. À l'évidence, ces États devront largement compter sur l'aide et sur l'expérience de pays qui disposent de programmes aboutis. Néanmoins, les pays qui sont aujourd'hui dotés de tels programmes n'ont pas toujours été dans cette situation. Ils ont dû eux aussi moderniser leur industrie dans les années 70 et 80 en augmentant rapidement la production d'équipements nucléaires complexes (cuves

de réacteur, tuyauteries, systèmes de contrôle-commande) qui nécessitent une certification particulière. Les capacités de production de ces équipements dans les pays qui disposent de programmes nucléaires avancés vont probablement, comme par le passé, se renforcer pour tenir compte de l'accroissement des débouchés. Dans les pays primo-accédants, le développement d'une industrie nationale et la fabrication d'équipements complexes donneront certainement lieu à des transferts de technologie. Tel a par exemple été le cas pour l'AP-1000, qui a récemment fait l'objet d'un tel transfert entre les États-Unis et la Chine. Cela permet aux pays qui en bénéficient de rattraper progressivement les pays qui exploitent des parcs nucléaires modernes et d'accomplir le bond de croissance nécessaire dans ce secteur. D'une manière générale, il est naturellement plus facile de transférer une technologie que d'en développer une nouvelle, les difficultés associées à ce processus ne doivent donc pas être surestimées.

Les exemples de développement de l'industrie nucléaire dans les années 70 et 80 dans certains pays montrent les possibilités d'expansion de cette industrie à l'échelle nationale (compte tenu du degré limité d'internationalisation de l'industrie à cette époque). Les États-Unis ont été capables d'accroître leur parc nucléaire, qui est passé de 17 réacteurs pour une capacité installée nette de 6 347 MWe en 1970 à 68 réacteurs (52 826 MWe) en 1980 et 111 réacteurs (102 871 MWe) en 1990 [94]. La France constitue un autre exemple d'essor rapide du nucléaire. En 1970, le pays ne comptait que 8 réacteurs en service (pour une capacité installée nette de 1 696 MWe), contre 22 (14 556 MWe) en 1980 et 56 (55 998 MWe) en 1990, ce qui a porté la part de l'électricité d'origine nucléaire qui y est produite à environ 80 %. Il n'existe donc pas de raison particulière qui empêcherait les pays en développement de suivre leur exemple dans les prochaines décennies, d'autant plus que l'économie mondiale est aujourd'hui beaucoup plus intégrée.

Problème connexe et abondamment discuté, la construction de centrales nucléaires nécessite beaucoup de temps, parfois jusqu'à 10 ans, entre le début de la planification et le couplage au réseau. De ce fait, la capacité installée serait disponible trop tard et ne pourrait donc pas contribuer à la réalisation des objectifs mondiaux d'atténuation. Néanmoins, un examen plus attentif des possibilités des autres énergies à faible intensité de carbone montre que la durée de construction associée est comparable à celle d'une centrale nucléaire pour des capacités installées similaires. Le Programme d'analyse des systèmes relatifs aux technologies énergétiques, établi dans le cadre de l'AIE [96], a publié les estimations suivantes concernant les délais de construction habituels pour les capacités installées mentionnées ci-après :

- entre 18 et 96 mois pour la construction d'un barrage hydroélectrique d'une puissance supérieure à 10 MWe ;

- entre 42 et 54 mois pour une centrale à charbon supercritique d'une puissance comprise entre 600 et 1 100 MWe ;
- entre 24 et 30 mois pour une centrale à turbine à gaz à cycle combiné d'une puissance comprise entre 60 et 430 MWe ;
- entre 40 et 72 mois pour une centrale nucléaire d'une puissance comprise entre 800 et 1 200 MWe ;
- le Programme d'analyse des systèmes relatifs aux technologies énergétiques de l'AIEA n'a pas encore publié de durée de construction habituelle pour l'énergie solaire photovoltaïque et pour l'énergie éolienne<sup>1</sup>.

La nécessité de renforcer rapidement l'industrie nucléaire va sans doute entraîner un raccourcissement des délais de construction. La longueur des délais actuels s'explique en partie par le peu de nouvelles centrales qui ont été construites ces dernières années, ce qui rend chaque nouveau projet unique : même des réacteurs de conception similaire peuvent être différents du fait que des fonctionnalités techniques plus complexes sont mises au point et intégrées au fil du temps et que les possibilités d'apprentissage sont limitées. Si le secteur enregistre une forte croissance, la conception des réacteurs sera standardisée, ce qui fera baisser les coûts de construction et raccourcira les délais (ceux-ci pourraient alors être de 42 mois en moyenne).

De plus, la différence entre la structure du marché dans les économies modernes et celle qui existait dans les années 70 favorisera l'augmentation des capacités de construction. Dans les prochaines décennies, le développement de l'énergie nucléaire interviendra dans une économie mondiale beaucoup plus intégrée, où la coopération entre les différents acteurs du marché sera plus grande. Alors que, dans les années 70 et 80, les composants des centrales nucléaires venaient principalement de producteurs nationaux (généralement des fournisseurs intégrés, comme Westinghouse), le secteur est aujourd'hui nettement plus ouvert et de nombreux composants sont fabriqués par plusieurs producteurs spécialisés dans différents pays du globe. L'industrie nucléaire devrait donc s'adapter beaucoup plus facilement aux besoins d'un marché en expansion. Cette spécialisation en fonction des pays favorisera également de petits pays qui ne peuvent pas mettre en place l'ensemble de la chaîne de production nécessaire

---

<sup>1</sup> Même si les deux exemples suivants ne sont pas nécessairement représentatifs, ils donnent une idée de ce que pourrait être cette durée : a) une durée de construction de 48 mois est prévue pour le projet de centrale solaire photovoltaïque de 150 MWe à Moree, en Australie [97], et b) une durée qui peut aller jusqu'à 60 mois est prévue pour le projet de construction du parc éolien de Caledon (Afrique du Sud), pour une puissance installée de 243 MWe [98]. Dans les projets lancés dans les différents pays du globe, les délais de construction peuvent être plus courts ou plus longs pour des capacités de production similaires.

à la construction d'une centrale nucléaire en leur permettant de trouver une niche spécifique sur ce marché. À cet égard, la normalisation et la certification internationale des différents composants d'une centrale, qui raccourciront aussi la durée moyenne de construction, constitueront un grand progrès [99].

Autre facteur qui facilitera les efforts des nations en voie d'industrialisation n'ayant qu'une expérience limitée de l'énergie nucléaire pour accroître leurs capacités de construction, environ 30 % du coût total d'investissement dans la construction d'une centrale nucléaire portent sur les travaux publics, pour lesquels des producteurs locaux peuvent être mobilisés de la même manière que pour d'autres grands projets de construction publics ou privés (aéroports, grandes gares, ports, etc.) [100].

Tous ces éléments montrent que, dès qu'il y aura des signes manifestes d'une politique ambitieuse d'atténuation du changement climatique mondial et que les investisseurs en tiendront compte, l'électronucléaire et les secteurs subsidiaires seront prêts à mettre en place les capacités de production d'électricité à faible intensité de carbone nécessaires, ce qui soutiendra les efforts de protection du climat adoptés à l'échelle mondiale.

### 3.5. RESSOURCES D'URANIUM DISPONIBLES

La quantité limitée de ressources d'uranium disponibles constitue un motif d'inquiétude qui s'exprime de temps en temps concernant l'éventuelle contribution significative de l'électronucléaire à l'atténuation des changements climatiques. Il a été avancé que les ressources en uranium seraient épuisées dans 20 ou 30 ans. La présente section se penche sur ce problème, surnommé le « pic d'uranium ».

Il existe principalement deux méthodes pour évaluer les ressources d'uranium disponibles. La première, que l'on pourrait appeler méthode d'extrapolation, consiste à effectuer un échantillonnage pour mesurer l'abondance crustale (c'est-à-dire la concentration moyenne d'uranium dans la croûte terrestre ou dans des parties de celle-ci), puis une extrapolation pour ventiler cette abondance en différentes teneurs ou catégories. La deuxième repose sur des études de terrain et sert de fondement à ce qui constitue sans doute la meilleure source connue d'estimations sur les ressources en uranium, le rapport établi conjointement par l'AIEA et l'OCDE sur l'uranium (ressources, production et demande), plus communément appelé « Livre rouge » [30]. Afin d'élargir le périmètre de l'édition 2013 (section 4.5 de la référence [1]), on trouvera ci-après les perspectives qu'offrent ces deux méthodes.

Les estimations de la composition de la croûte terrestre, effectuées grâce à des méthodes qui comprennent un large échantillonnage des roches qui affleurent à la surface, et le calcul de moyennes pour les roches sédimentaires

ou les dépôts glaciaires sont fondamentales pour obtenir des estimations de l'abondance crustale en uranium telles que :

« Jusqu'à une profondeur de 25 kilomètres, la croûte terrestre contient environ 80 billions de tonnes d'uranium. La concentration crustale moyenne de cet élément étant de 2,8 ppm, il est beaucoup plus répandu que [...] l'argent (0,1 ppm) et le tungstène (1,4 ppm). Il est cependant moins abondant que le plomb (13 ppm) ou le cuivre (55 ppm) [...] » (référence [101], p. 380).

L'uranium n'est bien sûr pas réparti uniformément dans la croûte supérieure et c'est l'existence de poches contenant des concentrations anormalement élevées d'uranium (supérieures à la concentration crustale moyenne) qui a rendu l'extraction de cette ressource économiquement viable au prix généralement constaté jusqu'à présent. Dans ce contexte, plusieurs tentatives pour savoir quelle est la quantité d'uranium présente aux différentes concentrations ont eu lieu. À cette fin, on emploie habituellement trois grandes techniques, en partant d'une estimation de l'abondance crustale pour parvenir à évaluer la ressource économiquement utile, qui consistent a) à établir une relation entre la concentration crustale et les réserves de minerai à partir de caractéristiques observées régulièrement pour plusieurs éléments, b) à établir une relation entre la quantité et la qualité (tonnage et teneur) d'un seul élément et c) à paramétrer une distribution de probabilité relative à la concentration de cet élément. Ces techniques ont conduit à une grande diversité d'estimations de la quantité d'uranium susceptible d'être découverte et pour laquelle l'extraction pourrait être rentable dans les conditions actuelles ou futures. McKelvey [102] aboutit par exemple à une fourchette du tonnage d'uranium extractible dans le monde comprise entre  $41 \times 10^5$  et  $410 \times 10^5$  tonnes. Erickson [103] avance que les ressources mondiales extractibles devraient être voisines de 0,01 % de la quantité présente dans l'écorce jusqu'à une profondeur d'un kilomètre. Si l'on applique ce résultat au 1,1 billion de tonnes d'uranium que contiendrait le premier kilomètre de la croûte terrestre, on obtient le chiffre de 110 millions de tonnes d'uranium extractibles dans le monde.

S'appuyant sur les travaux d'Ahrens [104], lequel a observé que l'abondance des éléments en traces dans les granites pouvait être correctement représentée par une loi log-normale, Deffeyes et MacGregor [105] ont cherché à établir si la distribution de l'uranium dans la croûte terrestre suivait à peu près à une courbe log-normale. Afin de tester cette hypothèse, ils ont estimé la masse des diverses « unités » géologiques qui contiennent de l'uranium et se sont servis de chiffres publiés sur la concentration moyenne d'uranium dans ces unités pour les classer par ordre de concentration décroissante. Ils ont découvert que l'histogramme obtenu, qui est représenté sur la figure 27 [106], correspond effectivement à celui d'une distribution log-normale.



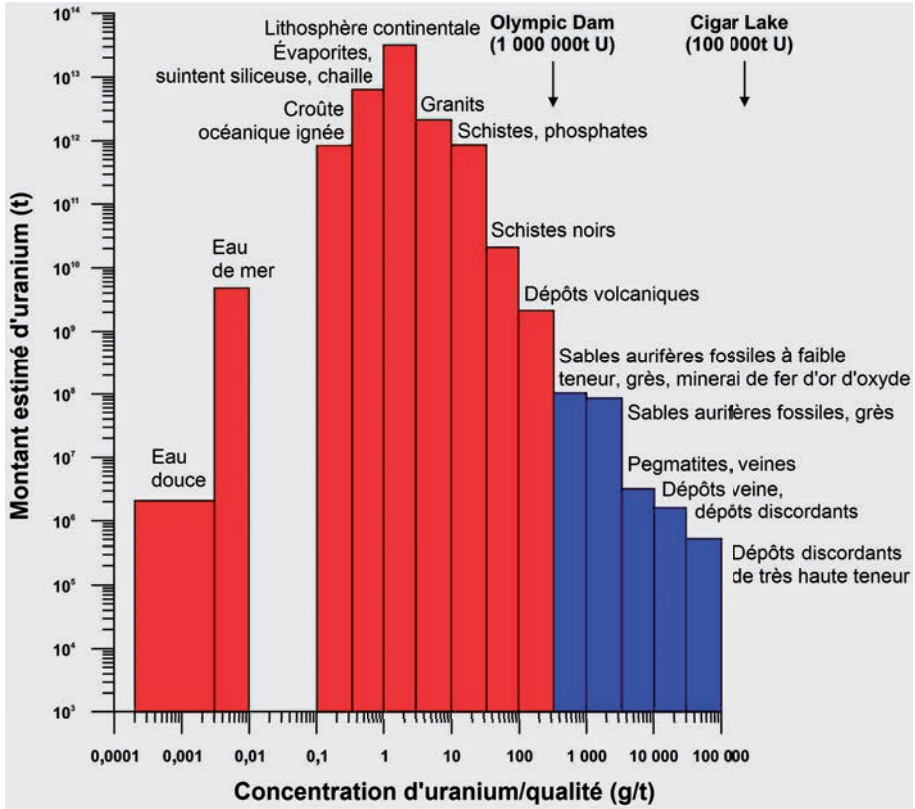


FIGURE 27. Répartition de l'uranium dans la croûte terrestre. Source des données : référence [106].

Une des caractéristiques fondamentales d'une distribution log-normale, c'est qu'il est possible d'en déduire une élasticité de l'offre pour chaque valeur de teneur, c'est-à-dire l'augmentation en pourcentage de la quantité de minerai existante qui résulte d'une baisse de la teneur. Ce chiffre a joué un rôle important dans de nombreuses estimations de ressources, notamment dans la majorité des modèles d'approvisionnement en uranium à long terme examinés par Schneider et Sailor [101] et, plus récemment, dans les travaux de Matthews et Driscoll [107]. Dans la plage de concentrations faisant aujourd'hui l'objet d'une extraction minière, plage qui donne une indication sur l'augmentation de la quantité d'uranium récupérable que devrait entraîner une baisse de la teneur dans les gisements dont l'exploitation est envisagée à brève échéance, l'élasticité de l'offre laisse supposer qu'une division par 10 de la teneur se traduit par une multiplication par 300 de la quantité d'uranium récupérable.

Au vu de cette projection, il est possible de formuler une question moins simpliste que : « quand allons-nous manquer d'uranium ? » Il est préférable de se poser la question suivante : « comment les coûts d'extraction de l'uranium – et donc le prix de l'uranium – vont-ils évoluer à mesure que des ressources de moindre qualité seront exploitées ? » La réponse dépend bien sûr du fait de savoir dans quelles proportions l'amélioration des techniques d'extraction et de la productivité au fil du temps compensera le fait que l'exploitation de minerais à plus faible teneur provoque généralement une hausse du prix de l'uranium. Dans ce cadre, il est intéressant d'étudier l'évolution du prix de minéraux dont l'exploitation a commencé bien avant l'extraction à grande échelle de l'uranium (qui a débuté approximativement au début des années 50). Shropshire *et al.* [108] présentent des chiffres sur l'évolution historique du prix de différents minéraux. Établis à partir de données publiées par le Service géologique des États-Unis, ces chiffres font apparaître une tendance à la baisse du prix pour plusieurs produits, alors qu'une hausse sur le long terme n'est observée que dans quelques cas. La nécessité d'exploiter progressivement des minerais à plus faible teneur ne semble pas se traduire invariablement par une augmentation des prix. Il ne faut pas oublier que le progrès technique exerce une pression à la baisse sur le prix des matières premières.

L'idée que des gisements dont la teneur est telle qu'ils ne sont pas rentables dans les conditions technico-économiques actuelles et dans un avenir immédiat peuvent devenir rentables à plus long terme est au cœur de l'analyse qui a été menée ci-dessus. Le rapport établi conjointement par l'AIEA et l'OCDE sur les ressources, la production et la demande d'uranium adopte sans doute implicitement une démarche plus prudente [30]. Il est raisonnable de supposer que les personnes qui ont répondu aux questions sur les ressources économiquement viables qui figurent dans le questionnaire sur lequel s'appuie cette publication se sont basées sur leur évaluation des coûts possibles dans les conditions actuelles de viabilité économique et technique et d'acceptabilité socio-environnementale. De ce fait, il faut s'attendre à ce que les estimations du Livre rouge sur les ressources d'uranium disponibles soient plus faibles que les chiffres qui ont été mentionnés plus haut, ce qui est effectivement le cas. Néanmoins, ces estimations confirment que les ressources en uranium sont suffisantes pour les besoins de l'industrie nucléaire à long terme.

Dans la dernière édition du Livre rouge, les ressources totales en uranium (en ne prenant en compte que les « ressources identifiées », voir ci-après) ont été estimées à environ 7,6 millions de tonnes d'uranium. Le Livre rouge indique également que près de 8 % de ressources d'uranium supplémentaires ont été identifiés depuis la précédente édition, publiée en 2012. Cette hausse est due à la réévaluation des gisements connus et aux efforts accrus qui ont été menés pour continuer à exploiter certaines mines ou pour augmenter les capacités

de production dans d'autres, en particulier en Afrique du Sud, en Australie, au Canada, en Chine, au Groenland, au Kazakhstan et en République tchèque, et est équivalente à plus de huit années d'approvisionnement de la planète sur la base des besoins en uranium de 2012. Si l'on prend le même chiffre pour référence, les ressources identifiées sont suffisantes pour alimenter le parc nucléaire mondial pendant plus de 120 ans.

Le Livre rouge donne également des informations sur les coûts d'extraction, les ressources étant classées par fourchette de coûts : moins de 40 dollars par kilogramme d'uranium, entre 40 et 80 dollars par kilogramme d'uranium, entre 80 et 130 dollars par kilogramme d'uranium et entre 130 et 260 dollars par kilogramme d'uranium. La figure 28 montre la répartition de ces coûts. Chaque colonne représente, pour une fourchette de coûts donnée, la quantité de ressources identifiées dans des gisements d'uranium pour lesquels des mesures directes ont été effectuées en nombre suffisant pour justifier des études de pré-faisabilité et parfois même de faisabilité. Dans chaque fourchette de coûts, les ressources identifiées sont décomposées en « ressources raisonnablement assurées » et en « ressources présumées ». S'agissant des ressources raisonnablement assurées, les estimations de teneur et de tonnage sont en général compatibles avec le processus décisionnel du secteur minier. Les ressources présumées ne sont pas définies avec un degré de certitude aussi élevé et exigent habituellement des mesures directes supplémentaires avant toute décision d'exploitation éventuelle.

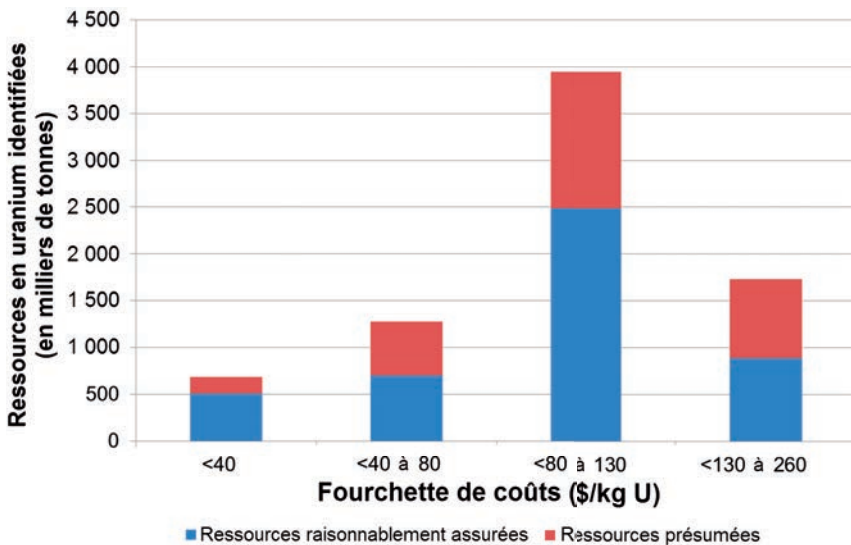


FIGURE 28. Ressources en uranium identifiées dans le monde pour différentes fourchettes de coûts. Source : référence [30].

## 4. INQUIÉTUDES LIÉES À L'ÉLECTRONUCLÉAIRE

### 4.1. RISQUES RADIOLOGIQUES

Les rayonnements ionisants interviennent dans toutes les techniques de production d'électricité à l'une des phases de leur cycle de vie. Néanmoins, pour l'électronucléaire, il s'agit sans doute de la question la plus importante. À ce titre, ils sont étudiés en permanence par le Comité scientifique des Nations Unies pour l'étude des effets des rayonnements ionisants (UNSCEAR).

L'exposition aux rayonnements est mesurée en sieverts (Sv)<sup>2</sup> sur une période d'un an. Dans les évaluations de l'UNSCEAR, l'électronucléaire a toujours figuré comme une source minimale de rayonnements ionisants pour le public (voir la figure 29). Par exemple, alors que le fond naturel de rayonnement est de 2 400 microsievverts ( $\mu\text{Sv}$ ), l'UNSCEAR a estimé dans son dernier rapport que la moyenne mondiale de l'exposition du public liée aux installations du cycle du combustible nucléaire qui est due aux radionucléides dispersés sur toute la planète s'élève à 0,18  $\mu\text{Sv}$  par personne et par année d'exploitation [109]. Pour les populations locales, l'exposition annuelle moyenne est évaluée par l'UNSCEAR à 25  $\mu\text{Sv}$  pour l'extraction et la préparation de minerais d'uranium (jusqu'à 100 km du site), à 0,2  $\mu\text{Sv}$  pour l'enrichissement de l'uranium et la fabrication de combustible, à 0,1  $\mu\text{Sv}$  pour les réacteurs nucléaires de puissance et à 2  $\mu\text{Sv}$  pour le retraitement du combustible (jusqu'à 50 km du site). Par comparaison, l'exposition de la population locale à l'extraction de pétrole ou de gaz peut représenter une dose efficace de 30  $\mu\text{Sv}$ , principalement à cause du radon qui se dégage en même temps que le pétrole ou le gaz. De même, les rejets des cheminées pendant la production d'acier peuvent ajouter 100  $\mu\text{Sv}$  à la dose efficace reçue par les personnes qui vivent à proximité de l'installation [109].

---

<sup>2</sup> Un sievert est défini comme un joule d'énergie par kilogramme de masse tissulaire et est utilisé comme unité pour exprimer la dose efficace. L'effet biologique de la même dose de rayonnement peut être différent en fonction du type de tissu qui l'absorbe. La dose efficace prend en compte ce phénomène et est une mesure de dose visant à rendre compte de l'ampleur du détriment radiologique pouvant résulter de celle-ci.

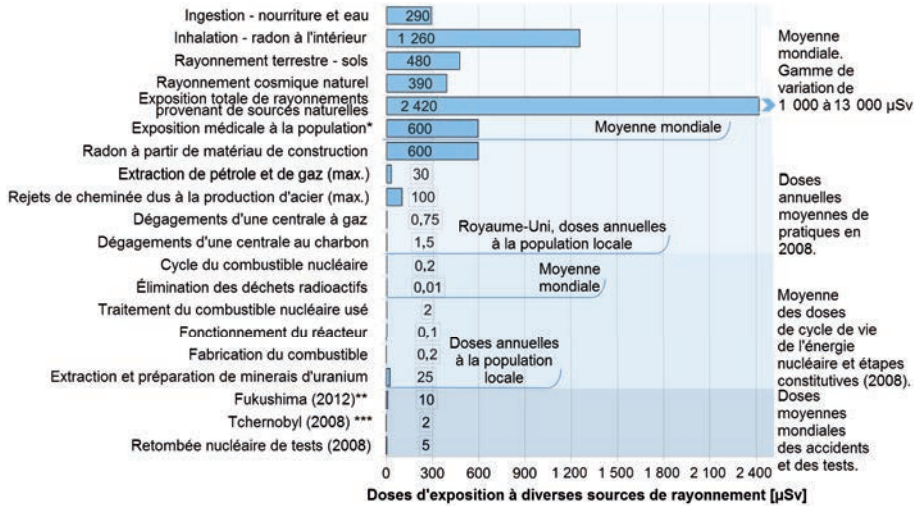


FIGURE 29. Exposition du public aux rayonnements, en microsieverts. Source des données : référence [109]. Note : \*Estimation pour 2008, l'USNCEAR est en train d'établir un rectificatif. \*\*2012, diminue au fil des ans. \*\*\*En baisse par rapport aux 40 μSv évalués en 1986 pour l'hémisphère Nord.

Le niveau d'exposition aux rayonnements de la population autour des installations nucléaires est nettement plus faible que le fond naturel de rayonnement. Il est extrêmement difficile d'établir un lien entre des doses aussi faibles et des effets sanitaires sur de larges populations et une longue durée [109]. Néanmoins, des calculs sur les conséquences sanitaires de l'électronucléaire dues aux rayonnements ionisants aboutissent à  $2,14 \times 10^{-8}$  années de vie ajustées sur l'incapacité<sup>3</sup> (DALY) par kilowatt-heure sur l'ensemble du cycle de vie du fait des rayonnements ionisants [15, 110]. Par conséquent, on peut supposer qu'en 2010, année qui a précédé l'accident de Fukushima, la production électronucléaire du monde entier a été à l'origine d'environ 59 000 DALY. Que signifie ce chiffre au regard de la mortalité et de la morbidité générales ?

D'après les dernières statistiques de l'OMS, les données disponibles pour l'année 2010 montrent que le nombre de DALY dues à des tumeurs malignes (cancers) s'élève à environ 193 millions [110]. Dans ce contexte, même si l'on ne tient pas compte de l'incertitude, les valeurs calculées ci-dessus correspondent à une contribution négligeable de 0,03 % à toutes les DALY liées au cancer qui sont dues aux effets sanitaires des rayonnements ionisants associés au cycle de vie

<sup>3</sup> Les années de vie ajustées sur l'incapacité (DALY) sont la somme des années de vie perdues et des années d'incapacité.

de l'électronucléaire en 2010. Par ailleurs, la majorité de ces effets sanitaires estimés est due au radon émis lors de l'extraction et de la préparation des minerais d'uranium [15]. Ces résultats sont globalement cohérents par rapport aux principes de calcul de l'UNSCEAR sur l'exposition des populations locales, mais semblent assez prudents étant donné que : a) la période du radon étant courte, son aire géographique est limitée, b) en plein air, ce gaz se disperse rapidement et sa concentration devient négligeable, c) dans les espaces clos, des équipements de protection et des appareils de ventilation peuvent être utilisés pour empêcher que du radon ne soit inhalé, ce qui réduit au minimum les risques liés à la santé au travail et d) les mines et usines de traitement de l'uranium sont généralement éloignées des zones habitées. Voir également les références [111] et [112] pour plus de détails sur les rayonnements dus à l'extraction de l'uranium.

Une comparaison entre les centrales nucléaires et les centrales à combustibles fossiles, et même d'autres activités industrielles (figure 29), montre aussi que les risques radiologiques de l'électronucléaire pour la santé sont faibles. L'UNSCEAR [111] et le Laboratoire national d'Oak Ridge, dès 1978 [113], sont parvenus à des conclusions similaires lorsqu'il a été estimé que la dose efficace de rayonnements ionisants la plus importante reçue par une personne à proximité d'une centrale à charbon était au moins dix fois plus élevée que pour une personne située à proximité d'une centrale nucléaire. Il convient toutefois de noter que ces doses restent bien inférieures aux limites autorisées.

À l'heure actuelle, les doses efficaces moyennes reçues par la population mondiale à cause des accidents nucléaires majeurs et des essais militaires sont très faibles. Comme la désintégration des radionucléides se poursuit, ces doses vont continuer à diminuer. En revanche, la contamination radioactive de l'environnement à proximité des sites des accidents de Tchernobyl et de Fukushima peut être forte et affecter des zones assez grandes. Cependant, il convient de souligner que les personnes qui habitent dans les zones contaminées par suite de l'accident de Tchernobyl ont reçu une dose efficace moyenne de neuf millisieverts (mSv) au cours des 20 premières années d'exposition [109], un chiffre qui augmente de plus en plus lentement au fil des années. De même, pour les lieux situés à l'intérieur ou autour de la préfecture de Fukushima, en fonction du dépôt, l'estimation initiale des doses reçues par les personnes de tous âges qui n'ont pas été évacuées est comprise entre 0,1 et 10 mSv pour la première année du fait des dépôts au sol et de l'ingestion [114].

Le rapport 2013 de l'UNSCEAR donne des estimations plus faibles pour les personnes qui n'ont pas été évacuées de la préfecture de Fukushima : 4 mSv la première année pour les adultes qui n'ont pas été évacués et 8 mSv pour les nourrissons de 1 an, tandis que la dose efficace reçue sur l'ensemble de leur vie par les personnes qui habitent dans cette préfecture et qui n'ont pas été

évacuées est évaluée à 10 mSv si aucune mesure de remédiation n'est prise [115]. Il s'agit de doses moyennes et l'on ne peut donc pas exclure que des doses plus importantes aient été reçues, mais, jusqu'à présent, aucun décès ni affection aiguë liés aux rayonnements n'ont été signalés. Des prévisions similaires ont été données pour les biotes marins et terrestres non humains, avec des exceptions dues à des variations locales, exceptions qui sont limitées à de petites zones situées autour du point où le rejet a eu lieu. Ce même rapport contient des estimations concernant les doses reçues par les travailleurs qui participaient à l'atténuation et à d'autres activités dans la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi et conclut que la dose efficace moyenne a été de 12 mSv pendant 19 mois pour les 25 000 travailleurs en question. Cela signifie qu'il ne devrait y avoir aucune augmentation perceptible des effets sanitaires liés aux rayonnements pour ces travailleurs, pour les 2 millions d'habitants de la préfecture de Fukushima et pour leurs descendants [115].

#### 4.2. SÛRETÉ NUCLÉAIRE : TIRER LES ENSEIGNEMENTS DE L'ACCIDENT DE FUKUSHIMA DAIICHI

L'accident survenu en mars 2011 à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, exploitée par la Compagnie d'électricité de Tokyo (TEPCO), a été au cœur des discussions sur la sûreté nucléaire au cours des quatre dernières années. L'accident a marqué une rupture par rapport à la tendance générale au renforcement de la sûreté dans l'industrie nucléaire, tendance qui avait été observée pendant plus d'une décennie par suite des politiques de sûreté ciblées et à long terme adoptées par les États Membres. Les taux d'arrêts d'urgence de réacteur donnent une idée de l'amélioration de la sûreté des centrales. Les progrès accomplis dans ce domaine sont présentés sur la figure 30 [116], qui montre la baisse du nombre d'arrêts d'urgence, passé d'environ 1 pour 7 000 heures de fonctionnement de réacteurs de puissance critiques au début des années 2000 à 0,6 dans les années 2010.

À la suite de l'accident de Fukushima Daiichi, le Directeur général de l'AIEA a convoqué une Conférence ministérielle de l'AIEA sur la sûreté nucléaire, tenue en juin 2011, pour diriger le processus visant à tirer des enseignements et à en tenir compte en vue de renforcer la sûreté nucléaire, la préparation des interventions d'urgence et la radioprotection des personnes et de l'environnement dans le monde. Lors de cette conférence, une déclaration ministérielle sur la sûreté nucléaire a été adoptée. Elle priait notamment le Directeur général d'établir un projet de plan d'action sur la sûreté nucléaire (le Plan d'action). Après avoir été approuvé par le Conseil des gouverneurs, le Plan d'action a été entériné à l'unanimité lors de la Conférence générale de l'AIEA de septembre 2011.



Ce texte [117] comprend 12 mesures principales, décomposées en 39 éléments et portant sur des aspects essentiels de la sûreté nucléaire qui vont des évaluations de la sûreté, des examens par des pairs menés par l’AIEA et de la préparation et de la conduite des interventions d’urgence au cadre juridique international, au renforcement des capacités et à la recherche-développement.

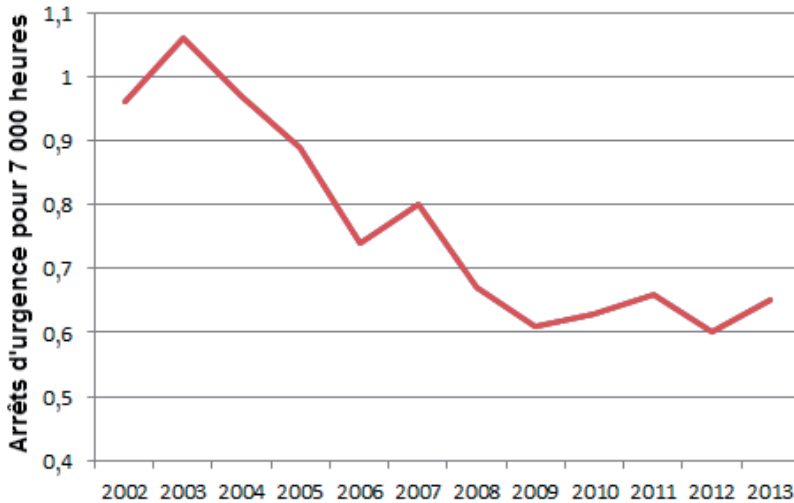


FIGURE 30. Nombre total d’arrêts d’urgence, automatiques ou manuels, pour 7 000 heures de fonctionnement de réacteurs de puissance critiques. Source des données : référence [116].

Depuis son adoption, les principaux progrès réalisés dans la mise en œuvre du Plan d’action peuvent être résumés comme suit [118–121] :

- L’AIEA a apporté son concours aux évaluations des aspects vulnérables des centrales nucléaires et a renforcé les examens par des pairs dans les États Membres en y intégrant les enseignements qui ont été tirés de l’accident de Fukushima Daiichi jusqu’à présent. Elle a également organisé et conduit des missions dans les centrales nucléaires et des missions de suivi sur la question du cadre réglementaire, de la sûreté d’exploitation, de la préparation et de la conduite des interventions d’urgence et de la sûreté de conception.
- Les normes de sûreté de l’AIEA ont été examinées et renforcées en concentrant les efforts sur des thèmes de première importance comme la manière de concevoir et de construire les centrales nucléaires pour éviter les accidents graves et sur la préparation et la conduite des interventions d’urgence. Une modification de la Convention sur la sûreté nucléaire portant sur la conception et la construction des centrales existantes ou des



futures centrales a récemment été proposée [120]. En tant qu'instrument incitatif, cette convention vise à engager les organisations et les États participants à maintenir un haut niveau de sûreté nucléaire en établissant des références internationales.

- Diverses actions ont été menées pour renforcer la préparation et la conduite des interventions d'urgence. Un groupe d'experts a été créé pour donner des conseils au sujet des stratégies de renforcement et de maintien de l'état de préparation des interventions en cas d'urgence nucléaire ou radiologique. Dans le cadre de ces activités, l'AIEA a organisé et animé des cours et des ateliers de formation nationaux, régionaux et interrégionaux.
- Des progrès ont été réalisés dans l'amélioration de l'information du public et le renforcement de la transparence et de la communication en situation d'urgence. À titre d'exemple d'une des premières mesures adoptées dans ce domaine, des orientations pratiques ont été publiées à l'intention des personnes qui sont chargées d'informer le public et les médias et de coordonner toutes les sources d'information officielles afin qu'un message cohérent soit adressé au public avant, pendant et après une situation d'urgence nucléaire.
- L'AIEA a continué à partager les enseignements qui ont été tirés de l'accident de Fukushima Daiichi avec la communauté nucléaire, notamment lors de sept réunions d'experts internationaux et d'autres conférences thématiques liées à des aspects essentiels du Plan d'action [121]. Un rapport a été publié pour chacune des quatre premières réunions.

L'AIEA a commencé à établir un rapport sur l'accident de Fukushima Daiichi qui sera achevé avant la fin de l'année 2015. Ce rapport présentera une évaluation faisant autorité, factuelle et équilibrée concernant les causes et les conséquences de l'accident, ainsi que les enseignements qui en ont été tirés. Cinq groupes de travail s'occupent de cinq thèmes fondamentaux : description et contexte de l'accident, évaluation de la sûreté, préparation et conduite des interventions d'urgence, conséquences radiologiques et rétablissement de la situation après l'accident [121]. Le rapport est destiné à servir de document de référence essentiel pour la connaissance des générations actuelles et des générations futures.

Par ailleurs, de nombreuses actions ont été engagées par des organismes régionaux, nationaux ou internationaux en réponse à l'accident. En mars 2011, le Conseil européen a demandé au Groupe des régulateurs européens dans le domaine de la sûreté nucléaire (ENSREG) d'organiser des tests de résistance. Ces examens de sûreté approfondis, achevés en avril 2012, ont permis de réévaluer les marges de sûreté des installations nucléaires en se concentrant principalement sur les difficultés liées aux conditions qui étaient réunies à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, comme des événements externes extrêmes ou la perte

de fonctions de sûreté, et sur la capacité à faire face à un grave accident. Ils se sont intéressés à la pertinence des hypothèses relatives à la base de conception et aux dispositions concernant les événements hors dimensionnement. Même si les démarches et les méthodes qui ont été appliquées n'étaient pas identiques, les différents pays sont parvenus à des conclusions similaires. De ce fait, leur diagnostic sur les forces et les faiblesses des centrales en Europe et sur les moyens de les rendre plus robustes est cohérent. Dans le cadre de l'examen par des pairs qu'elle a engagé, l'ENSREG a conclu que les modifications et les mises à niveau nécessaires devaient être réalisées dans un délai raisonnable et avec un très haut degré de qualité [122].

Aux États-Unis, en juillet 2011, le groupe de travail mis en place par la Commission de la réglementation nucléaire (NRC) a émis des recommandations pour renforcer la sûreté des réacteurs [123]. Ces recommandations sont à la base des activités de la NRC postérieures à l'accident de Fukushima et portent sur la clarification du cadre réglementaire, une meilleure efficacité des programmes de la NRC et un renforcement des mesures de protection et de la préparation des interventions d'urgence. La Commission a approuvé une hiérarchisation des recommandations en trois niveaux de priorité. Selon la principale recommandation, les centrales nucléaires américaines devraient être conçues et construites pour résister de façon sûre à un ensemble d'événements préjudiciables improbables comme la défaillance d'un équipement, la rupture d'une canalisation ou de très mauvaises conditions météorologiques [124].

En octobre 2011, la Diète nationale du Japon a créé une Commission d'enquête indépendante sur l'accident nucléaire de Fukushima afin de déterminer les causes et les conséquences de l'accident et de recommander des mesures pour prévenir les accidents nucléaires à l'avenir. En juillet 2012, cette commission a publié son rapport final [125], qui souligne la nécessité d'assurer un haut niveau d'indépendance et de transparence à l'organisme de réglementation chargé de la sûreté nucléaire et recommande à la Diète de contrôler l'organisme de réglementation et de réexaminer le dispositif de gestion de crise.

M. Yukiya Amano, Directeur général de l'AIEA, a déclaré que « Fukushima constituait un avertissement pour tous les pays qui sont dotés d'un parc nucléaire et [que] les gouvernements ont réagi en donnant une nouvelle dimension à la sûreté nucléaire » [126]. L'accident est à l'origine d'actions à long terme et de mesures à court terme pour garantir la résistance des centrales nucléaires face aux risques externes et renforcer la sûreté nucléaire dans son ensemble [127]. Dans son rapport annuel pour 2012, l'AIEA a constaté que, « [à] la fin de 2012, les données relatives aux indicateurs de performance en matière de sûreté pour 437 centrales nucléaires en exploitation montraient que le niveau de sûreté d'exploitation demeurait élevé » [128]. Cependant, de plus en plus de gens souhaitent que les centrales nucléaires anciennes soient

soumises à des objectifs de sûreté plus ambitieux et se rapprochent ainsi des centrales de conception récente. L'accident de Fukushima Daiichi a montré qu'il était important d'appliquer les nouvelles connaissances qui concernent la sûreté aux centrales nucléaires existantes sur toute leur durée de vie.

#### 4.3. GESTION ET STOCKAGE DÉFINITIF DES DÉCHETS

Les déchets nucléaires constituent un sujet qui préoccupe depuis longtemps le public : s'ils ne sont pas gérés correctement, ils peuvent présenter un risque pour l'homme et pour l'environnement pendant des siècles ou des millénaires. Au cours des deux dernières décennies, de grands progrès, qu'il s'agisse des connaissances scientifiques, des développements techniques ou de la mise en œuvre, ont été réalisés en vue de l'entreposage de façon sûre et du stockage définitif des déchets radioactifs. Les nouvelles solutions relatives à l'entreposage à long terme du combustible usé et au stockage définitif des déchets radioactifs de haute activité et du combustible usé lorsqu'il est considéré comme un déchet et le fait que des moyens existent déjà pour les déchets de faible ou moyenne activité montrent que l'énergie nucléaire peut contribuer à l'atténuation des changements climatiques sans créer d'autres problèmes pour l'environnement.

Au cours du processus de fission dans le réacteur, le combustible devient extrêmement radioactif en raison de la formation de nouveaux radionucléides, appelés produits de fission. Ces produits font baisser le rendement du réacteur et doivent être retirés. Les combustibles usés doivent ensuite être entreposés le temps qu'ils émettent moins de chaleur. Cette phase d'entreposage constitue une étape importante pour que les déchets radioactifs soient gérés de façon sûre, car elle contribue à réduire les rayonnements et la chaleur émise avant que les déchets ne soient manipulés et transférés vers leur site de stockage définitif. Durant les dernières décennies, il a été établi que, tant qu'une surveillance et une maintenance actives sont effectuées, les déchets radioactifs peuvent être entreposés de façon sûre. De plus, cet entreposage est techniquement possible et constitue une solution sûre pour plusieurs décennies si la surveillance, le contrôle et l'entretien sont correctement mis en œuvre [129, 130].

Le stockage définitif du combustible nucléaire usé, des déchets radioactifs de haute activité et des déchets de moyenne activité à vie longue en formations géologiques est une méthode techniquement viable et sûre pour isoler ces substances de l'hydrosphère, de l'atmosphère et de la biosphère. Les principes fondamentaux sur lesquels repose le stockage géologique sont bien connus [131, 132]. Les dépôts géologiques sont conçus pour assurer une sûreté passive. Cette dernière est obtenue grâce au concept de barrières multiples, selon lequel la sûreté à long terme résulte de la synergie entre plusieurs barrières naturelles ou artificielles. Ces

barrières empêchent ou réduisent le déplacement des radionucléides dans les eaux souterraines, qui constituent généralement le principal moyen de déplacement. Elles influent aussi sur la migration des gaz qui sont produits dans les dépôts de déchets radioactifs par des réactions chimiques ou biochimiques et par les désintégrations radioactives [133].

Dans le concept de barrières multiples, la barrière artificielle comprend la matrice qui contient les déchets solides et les divers conteneurs et matériaux de remplissage utilisés pour immobiliser les déchets à l'intérieur du dépôt. La barrière naturelle (la géosphère) est principalement constituée des roches et des eaux souterraines qui isolent le dépôt et la barrière artificielle de la biosphère. La roche hôte est la partie de la barrière naturelle dans laquelle le dépôt se situe. Les déchets sont placés dans des structures ouvragées qui sont installées en profondeur dans des roches adaptées et leur emplacement est principalement déterminé par le fait que l'environnement géologique permet un confinement à long terme. À des profondeurs de plusieurs centaines de mètres et dans un environnement tectoniquement stable, les processus qui pourraient porter atteinte au dépôt sont si lents que les roches et les eaux souterraines resteront pratiquement inchangées pendant des centaines de milliers d'années, voire plus [134].

Les programmes de stockage définitif du combustible utilisé sont bien avancés dans plusieurs pays. La sélection et la caractérisation de dépôts géologiques profonds ont commencé dans les années 70. Les deux pays qui sont les plus proches de la délivrance d'une autorisation et de l'exploitation sont la Finlande et la Suède. La conception et les principes généraux de leurs installations de stockage définitif sont similaires (fig. 31). La France prépare actuellement une demande d'autorisation pour un stockage géologique dans une formation argileuse.

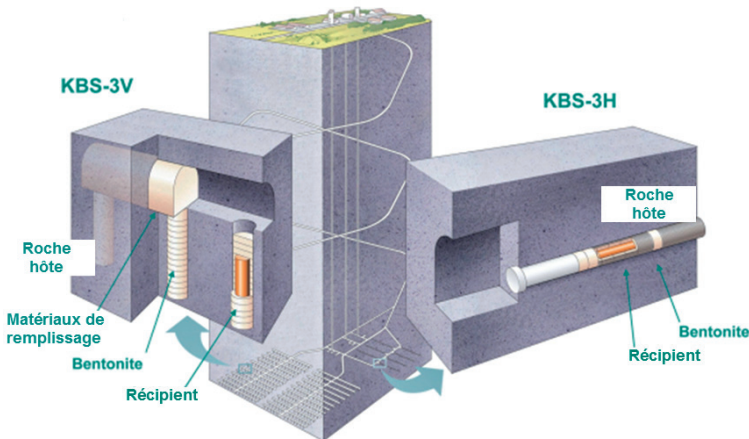


FIGURE 31. Concept de stockage définitif KBS-3. Sources : références [135, 136].  
 Note : KBS : sûreté du combustible nucléaire ; H : horizontal ; V : vertical.

Sur le site d'Olkiluoto, en Finlande, tous les puits verticaux de l'installation souterraine de recherche d'ONKALO avaient été creusés pour atteindre la profondeur prévue d'environ 450 mètres en avril 2014. Au départ, le site fonctionnera comme une installation souterraine de caractérisation des roches afin de vérifier qu'il est adapté au besoin. Le tunnel d'accès et les autres structures souterraines seront ensuite utilisés pour le stockage définitif. La demande d'autorisation de construction a été déposée en 2012 et la procédure d'autorisation d'exploitation devrait être achevée autour de 2020. Le stockage définitif du combustible nucléaire usé devrait commencer en 2022 et se poursuivre pendant environ 100 ans. En Suède, la Société suédoise de gestion du combustible et des déchets nucléaires (SKB) a déposé en mars 2011 une demande d'autorisation de création pour un dépôt géologique de combustible usé qui serait situé à Östhammar. La construction devrait commencer en 2019 et les opérations de stockage définitif à la fin des années 2020. En France, l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra) prépare actuellement une demande d'autorisation qui sera déposée en deux temps : une demande préliminaire en 2015 et une version définitive en 2017, en vue d'obtenir le décret d'autorisation de création à l'horizon 2020. Ces exemples montrent que le processus de sélection, d'analyse et de caractérisation des sites (aspects scientifiques et politiques, participation du public) est long. Dans chaque cas, le stockage géologique des déchets de haute activité et du combustible usé est apparu comme la meilleure solution.

L'entreposage et le stockage définitif sont des activités complémentaires et non concurrentes : elles sont toutes les deux nécessaires pour assurer une gestion des déchets radioactifs qui soit sûre et fiable. Le calendrier et la durée de ces activités dépendent de nombreux facteurs. Il n'est pas possible d'envisager un entreposage perpétuel, car les contrôles actifs ne peuvent pas être garantis indéfiniment, mais il n'y a pas de nécessité impérieuse de l'abandonner pour des questions techniques ou économiques. Néanmoins, des raisons éthiques et des considérations relatives à la sûreté imposent de construire des centres de stockage définitif.

#### 4.4. PRÉVENIR LA PROLIFÉRATION DES ARMES NUCLÉAIRES

L'électronucléaire doit non seulement être sûr, mais il doit aussi n'être utilisé qu'à des fins pacifiques. Contrairement à d'autres formes d'énergie, l'énergie nucléaire a d'abord été exploitée pour fabriquer des armes. Ce n'est que plus tard que sont apparues les applications non destructrices de ce type d'énergie, comme l'électronucléaire civil.

L'AIEA a été créée en 1957 pour aider les États à prendre en compte la double nature de l'atome, afin que l'énergie nucléaire puisse être mise sans ambiguïté au service de la paix et du développement. Le Statut de l'AIEA lui prescrit d'« accroître la contribution de l'énergie atomique à la paix, la santé et la prospérité dans le monde entier » et de s'assurer que l'énergie nucléaire civile « n'est pas utilisée de manière à servir à des fins militaires ».

Pendant plusieurs décennies, la communauté internationale a mis en place un certain nombre de mécanismes politiques et juridiques internationaux pour empêcher la dissémination des armes nucléaires. Parmi ces mécanismes, on peut citer le Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires (TNP) et des traités régionaux relatifs à des zones exemptes d'armes nucléaires, des arrangements relatifs au contrôle des exportations, des mesures de sécurité nucléaire et, élément important, le système des garanties de l'AIEA. L'objectif du système des garanties est de donner à la communauté internationale l'assurance crédible que des matières nucléaires et d'autres articles particuliers ne sont pas détournés d'activités nucléaires pacifiques, et, grâce à la possibilité de détection précoce, de lutter contre la prolifération.

Les États acceptent l'application de mesures techniques de contrôle en concluant des accords de garanties. Plus de 180 États sont liés avec l'AIEA par de tels accords. Il existe différents types d'accords de garanties, mais les États ont majoritairement choisi de placer toutes leurs matières et activités nucléaires sous le régime des garanties. L'article III du TNP impose à chaque État non doté d'armes nucléaires de conclure un accord avec l'AIEA pour lui permettre de vérifier l'exécution des obligations assumées par chaque État de ne pas mettre au point, fabriquer ni acquérir de quelque autre manière des armes nucléaires ou autres dispositifs nucléaires explosifs. Selon un tel accord de garanties généralisées, un État s'engage à donner des informations sur ses matières et activités nucléaires et à accepter les inspections.

Au fil du temps et en réponse à de nouveaux défis, le système des garanties a été renforcé. L'expérience de l'AIEA en Iraq et en République populaire démocratique de Corée au début des années 90 a mis en évidence les limites d'une application des garanties portant essentiellement sur les matières et installations nucléaires déclarées par l'État concerné. Cette expérience a montré que l'AIEA devait être beaucoup mieux armée pour détecter d'éventuelles matières ou activités non déclarées. Ce constat s'est traduit par des mesures de renforcement importantes, et notamment par l'adoption du modèle de protocole additionnel. Celui-ci donne à l'AIEA des outils supplémentaires de grande portée qui lui permettent d'accéder plus largement aux informations nécessaires et aux sites. À ce jour, plus de 120 États ont mis en vigueur un protocole additionnel.

L'élargissement du périmètre d'application des garanties, périmètre qui n'est plus limité à la vérification des matières nucléaires déclarées dans des

installations déclarées et qui porte aujourd'hui sur les activités et les moyens nucléaires dans leur ensemble, a conduit à des améliorations concernant la manière dont les actions relatives aux garanties sont planifiées et menées, les résultats sont analysés et les conclusions relatives aux garanties sont tirées et les activités de suivi menées. Le cadre dans lequel tous ces travaux sont réalisés est appelé concept de contrôle au niveau de l'État.

Dans ce concept, l'AIEA recueille et traite des informations d'origines très diverses relatives aux garanties pour un État, essentiellement des informations communiquées par l'État lui-même, mais aussi des renseignements obtenus au cours des activités relatives aux garanties que l'AIEA mène sur le terrain et à son siège et des informations librement accessibles. L'AIEA examine régulièrement ces informations et juge dans quelle mesure elles sont cohérentes avec les déclarations de l'État en question sur son programme nucléaire.

Les activités d'inspection de l'AIEA s'appuient sur des technologies et des techniques de pointe. Il faut des compétences, du matériel et une infrastructure spéciaux pour que l'AIEA puisse mener ses activités de vérification. Lorsqu'ils contrôlent des installations nucléaires sur le terrain, ses inspecteurs utilisent du matériel spécifique pour accomplir leur tâche. Afin de pouvoir détecter d'éventuelles matières ou activités nucléaires non déclarées, ils prélèvent des échantillons de l'environnement sur le terrain, échantillons qui sont ensuite analysés par les laboratoires d'analyse pour les garanties de l'AIEA en Autriche et par le réseau mondial de laboratoires d'analyse de l'AIEA. Cette dernière se tient régulièrement informée des innovations techniques qui lui permettraient de mener ses activités de vérification d'une manière non seulement plus efficace, mais aussi plus économique. Elle participe aussi aux efforts internationaux visant à rendre les futures technologies nucléaires plus résistantes à la prolifération dès l'origine.

L'AIEA évalue les résultats de son travail au regard de sa connaissance des activités et des projets de l'État concernant le cycle du combustible nucléaire. À partir de cette évaluation, l'AIEA établit ses propres conclusions, d'où sont extraites ses conclusions annuelles relatives aux garanties pour chaque État ayant un accord de garanties en vigueur. Ces conclusions sont publiées chaque année dans le rapport sur l'application des garanties.

Pour terminer, l'AIEA joue un rôle important de vérification en démontrant aux États Membres en leur nom que les engagements de non-prolifération sont respectés. Un système des garanties solide qui donne une assurance crédible à la communauté internationale constitue le gage de confiance par excellence qui permet de promouvoir l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire.



#### 4.5. ACCEPTATION PAR LE PUBLIC

Entre la première centrale nucléaire, construite en 1954, et les réacteurs de génération III+ qui sont aujourd’hui proposés par plusieurs fabricants, l’électronucléaire a connu de nombreuses évolutions techniques. Dans de nombreux pays, l’acceptation de l’énergie nucléaire par le public a fluctué en réponse à des incidents mineurs et à des accidents de grande ampleur comme ceux qui se sont produits à Three Mile Island (États-Unis), Tchernobyl (ex-Union soviétique) et plus récemment à Fukushima Daiichi (Japon). Le nucléaire est un sujet sur lequel l’acceptation par le public suit étroitement l’opinion publique et vice versa. « L’acceptation par le public désigne la recherche d’un consensus collectif de la part des membres de la société sur une certaine décision – une politique, par exemple – et elle se fonde sur leur connaissance de la décision en question et sur leur adhésion à cette décision » [137]. Les sondages d’opinion constituent la principale méthode pour évaluer l’acceptation de l’électronucléaire par le public. La figure 32 présente une synthèse des résultats de sondages nationaux réalisés par différents organismes en Australie, aux États-Unis, en Finlande, en France, au Royaume-Uni et en Suède sur la période 2005-2014 afin d’estimer comment cette acceptation a évolué avant et après l’accident de Fukushima Daiichi.

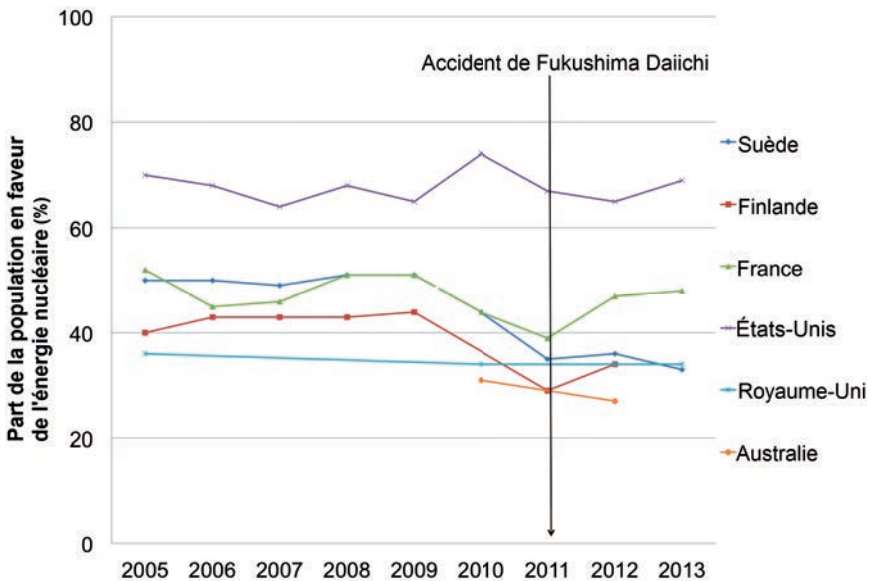


FIGURE 32. Acceptation de l’électronucléaire par le public dans un échantillon de pays. Source des données : références [138-142].



L'acceptation par le public dépend de nombreux facteurs, notamment la géographie (distance entre la population et les centrales nucléaires), l'histoire (expérience accumulée), des critères économiques (compétitivité-coûts par rapport à d'autres technologies) et les risques perçus (accidents, déchets radioactifs). Dans les pays où des centrales nucléaires sont en service, le soutien du public à l'électronucléaire est généralement plus élevé et remonte plus rapidement après un incident ou un accident. Les sondages d'opinion nationaux montrent que les États-Unis, premier producteur d'électricité nucléaire au monde, sont le pays où ce soutien était le plus fort avant l'accident de Fukushima Daiichi et qu'il en va de même aujourd'hui. À travers une longue série d'enquêtes d'opinion réalisées depuis les années 80, l'Institut de l'énergie nucléaire a indiqué qu'en 2013, une grande majorité des Américains (69 %) était favorable à l'électronucléaire [139]. Après l'accident de Fukushima Daiichi, le soutien de l'opinion publique américaine n'avait que légèrement fléchi lorsqu'un sondage a été effectué un an plus tard, en 2012 (65 %). Ce résultat est peut-être dû à l'« effet de proximité » [143] : l'acceptation par le public et la distance qui sépare la population du site d'un accident sont inversement proportionnelles. Ce phénomène est particulièrement vrai dans le cas des États-Unis, où l'acceptation par le public a marginalement diminué à la suite des accidents de Tchernobyl et de Fukushima Daiichi, alors que l'impact de l'accident de Three Mile Island, en 1979, avait été beaucoup plus important.

L'expérience accumulée par un pays en matière d'électronucléaire a également une forte influence sur l'acceptation de l'énergie nucléaire par le public. La France, deuxième producteur d'électricité nucléaire au monde, celle-ci représentant 73,3 % de l'électricité qu'elle a produite en 2013, a près de 54 ans d'expérience d'exploitation. Compte tenu du rôle moteur du pays dans l'industrie nucléaire et du haut niveau de compétence des travailleurs français du nucléaire, la majorité du public français juge que l'électronucléaire est un atout pour le pays et qu'il lui a permis d'accéder à l'indépendance énergétique. De plus, en France, le public a toujours été particulièrement favorable au nucléaire. Même après l'accident de Fukushima Daiichi, le soutien de l'opinion publique française est rapidement remonté, passant de 39 % en 2011 à 47 % en 2012 [140]. Comme presque chaque citoyen français vit à moins de 200 kilomètres d'une centrale nucléaire, la population connaît bien cette technologie et apprécie le bilan solide des centrales françaises en matière de sûreté. Dans l'enquête la plus récente (2013), 48 % des répondants étaient favorables à l'électronucléaire en France, un résultat similaire à celui qui était observé dans les sondages avant l'accident de Fukushima Daiichi. Une étude récente a examiné l'évolution de l'acceptation de l'énergie nucléaire par le public dans 42 pays après cet accident et a conclu que « la part de l'électronucléaire dans la production électrique totale d'un pays est positivement et significativement associée à l'acceptation de l'énergie nucléaire

par le public après l'accident » (référence [143], p. 6). Les sondages qui ont été réalisés en France confirment cette conclusion.

En Europe septentrionale, le public, en Finlande comme en Suède, continue à être favorable à l'électronucléaire en dépit des fortes inquiétudes qui s'expriment dans les médias et de la décision de l'Allemagne d'abandonner complètement l'énergie nucléaire à l'horizon 2022. En Finlande, les craintes suscitées par les changements climatiques et l'importance accordée à la compétitivité industrielle ont conduit à une situation où il n'y a eu absolument aucun débat national sur une sortie du nucléaire. La Finlande est l'un des rares pays européens à construire actuellement une centrale nucléaire [144]. Comme dans les autres pays de la figure 32, le soutien du public finlandais est tombé à son plus bas niveau en 2011 (29 %), avant de remonter rapidement l'année suivante (34 %) [144]. D'après une enquête réalisée en Suède par l'Institut société, opinion et médias [142], en 2013, 50 % de la population suédoise était favorable à l'abandon de l'électronucléaire. Néanmoins, ce chiffre de 50 % est bien inférieur aux résultats enregistrés dans les années 80 par la même organisation dans des enquêtes similaires, chiffres qui montraient une forte opposition au nucléaire. Enfin, une étude comparative concernant l'opinion du public sur l'électronucléaire en Australie qui a été réalisée en utilisant des données de 2010 (31 % de soutien) et de 2012 (27 % de soutien) a conclu que, d'après les Australiens, le nucléaire est une technologie propre et sobre en carbone, mais que les risques qu'il présente l'emportent sur ses avantages [138]. L'accident de Fukushima Daiichi n'a pas eu d'incidence notable sur l'opinion du public à l'égard de l'énergie nucléaire en Australie, même si le soutien à la construction de centrales nucléaires a diminué depuis 2011. En revanche, le soutien de l'opinion publique britannique à l'électronucléaire n'a pas changé (34 %) après l'accident [145].

L'accident de Fukushima Daiichi a naturellement accru l'opposition au nucléaire au Japon – voir la figure 33 [146-150]. Avant l'accident, le pourcentage d'opinions négatives était faible (sur la période 2005-2010), mais la situation a spectaculairement changé depuis. Les derniers sondages réalisés en 2014 par l'*Asahi Shimbun* [146] et la NHK [149] révèlent un degré d'opposition à l'électronucléaire jamais atteint depuis que ces organismes ont commencé à effectuer des sondages en 1978. Les résultats d'enquêtes (fig. 33) réalisées par les plus gros organes de presse japonais et par le Bureau du Cabinet ministériel montrent une brusque augmentation de l'hostilité au nucléaire chacun des quatre trimestres de l'année qui a vu l'accident de Fukushima Daiichi, tendance confirmée par tous les sondages. En dépit de la forte opposition de l'opinion publique à l'électronucléaire, le gouvernement japonais a récemment annoncé son intention de redémarrer certaines centrales nucléaires dont les dispositifs de sûreté ont été améliorés et qui se trouvent dans des régions exposées à des séismes. Cette décision illustre que, même en tenant compte de l'inconvénient que constitue

l'opposition du public, les autres avantages du nucléaire, comme la fiabilité, les caractéristiques économiques et la quantité d'énergie produite, peuvent conduire un gouvernement à y avoir recours en dépit du faible soutien de l'opinion publique, dès lors qu'il est convaincu de la sûreté de ses centrales nucléaires.

Il convient d'exposer une réserve générale sur tous les sondages d'opinion, y compris ceux qui sont cités dans la présente section : les réponses individuelles, et donc les résultats d'une enquête peuvent varier considérablement suivant la manière dont les questions sont formulées. Pour cette raison et pour d'autres motifs, les chiffres obtenus ne sont pas toujours fiables [151–154].

## **5. PERSPECTIVES DE L'ÉLECTRONUCLÉAIRE**

### **5.1. PROJECTIONS RELATIVES À L'ÉLECTRONUCLÉAIRE**

Fin 2013, 434 réacteurs nucléaires de puissance étaient en service dans le monde entier, pour une puissance totale de 371,7 GWe. Cela représente une baisse d'environ 1,3 GWe de la puissance totale par rapport à 2012. En 2013, il n'y a eu que quatre nouveaux couplages au réseau, tandis que six réacteurs ont été officiellement déclarés définitivement arrêtés.

Chaque année, l'AIEA publie des estimations concernant la demande mondiale d'énergie et d'électricité, les capacités de production électronucléaire dans le monde et la production d'électricité dans les décennies à venir. Les projections qui figurent dans l'édition 2014 [155] reposent sur trois sources importantes :

- les estimations nationales communiquées par les pays dans le cadre d'une étude réalisée conjointement par l'AIEA et l'AEN ;
- les données et les indicateurs publiés par la Banque mondiale dans ses indicateurs du développement dans le monde ;
- les projections mondiales et régionales relatives à l'énergie, à l'électricité et à l'électronucléaire qui sont établies par d'autres organisations internationales.

Les estimations relatives aux capacités de production électronucléaire futures sont obtenues en faisant la somme des évaluations pays par pays. Elles sont établies par un groupe d'experts qui se rencontrent chaque année à l'AIEA pour une réunion sur les projections relatives à la capacité nucléaire installée. Ces projections reposent sur un examen des projets et des

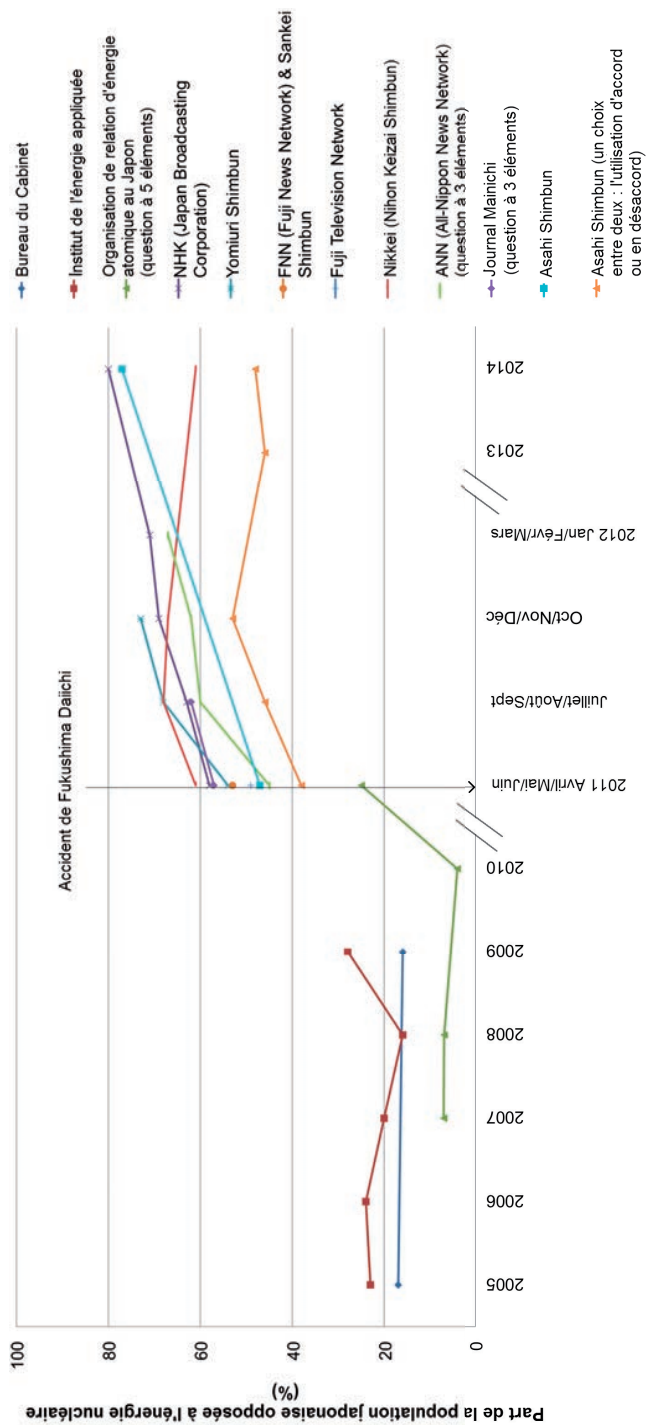


FIGURE 33. Opposition du public à l'électronucléaire au Japon. Sources des données : [146-150].

programmes électronucléaires en cours dans les États Membres de l’AIEA. Les experts passent en revue l’ensemble des réacteurs en service, des éventuels renouvellements de licence, des mises à l’arrêt prévues et des probables projets de construction attendus dans les prochaines décennies. Les estimations sont établies en évaluant la probabilité de concrétisation pour chaque projet au vu d’un ensemble d’hypothèses fortes ou faibles.

Les projections relatives à la demande future d’énergie et d’électricité et le rôle de l’électronucléaire dans les estimations hautes et les estimations basses comportent des incertitudes inhérentes à tout pronostic. Ces estimations, basses ou hautes, correspondent à des hypothèses différentes mais pas extrêmes sur les facteurs qui déterminent la construction future de centrales nucléaires (voir les figures 34 et 35). Ces facteurs et la manière dont ils pourraient évoluer varient d’un pays à l’autre. Les estimations de l’AIEA donnent une fourchette plausible pour la croissance de la capacité nucléaire installée par région et pour le monde entier. Elles ne sont toutefois pas censées être prévisionnelles ni représenter l’ensemble des futurs possibles compte tenu du minimum et du maximum envisageables.

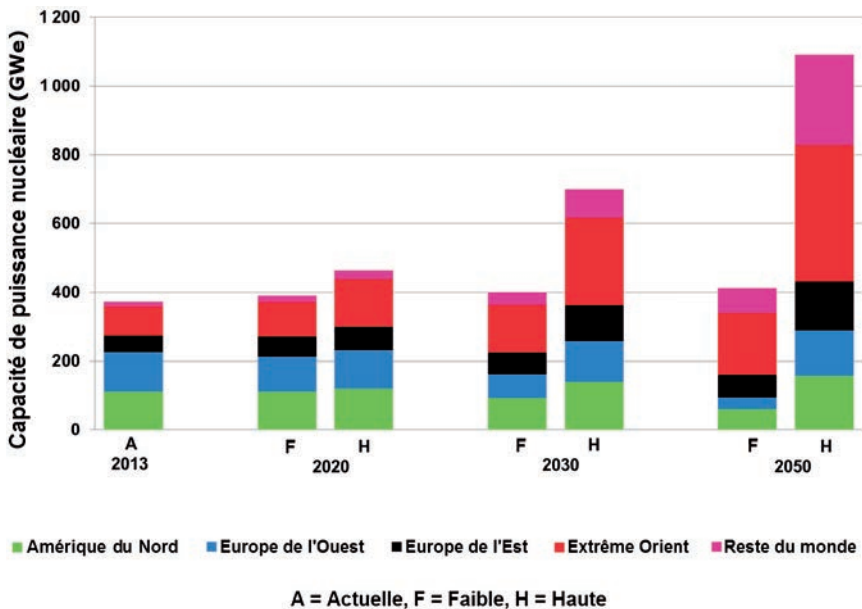


FIGURE 34. Perspectives de l’électronucléaire dans les grandes régions du monde : estimations de la capacité nucléaire installée. Sources des données : AIEA [155].

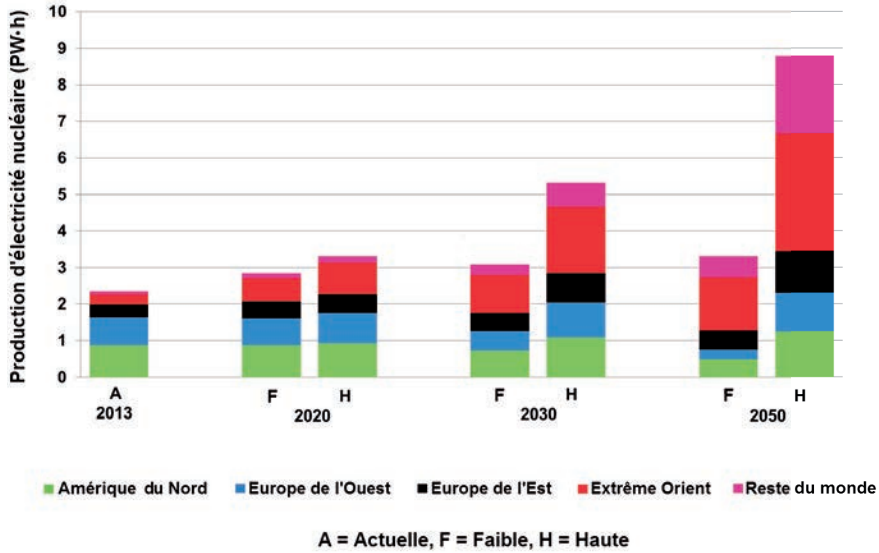


FIGURE 35. Perspectives de l'électronucléaire dans les grandes régions du monde : estimations de la production électronucléaire. Sources des données : AIEA [155].

Le cas où l'augmentation est faible correspond à l'hypothèse où la tendance actuelle concernant le marché, les techniques et les ressources se poursuit et où les lois, politiques et règlements ayant une incidence sur l'électronucléaire ne seront pas modifiés de manière importante. Ce scénario est explicitement conçu pour produire un jeu de projections prudentes, mais plausibles. Par ailleurs, il n'implique pas nécessairement que les objectifs de croissance du nucléaire dans un pays donné seront atteints. La réaction des pouvoirs publics à l'accident de Fukushima, telle qu'elle était comprise en mai 2014, est également prise en compte dans les projections.

Dans l'estimation haute, ces hypothèses sont relâchées et les projections sont alors beaucoup plus ambitieuses, mais elles restent plausibles et techniquement possibles. Ce cas de figure suppose que l'économie et la demande d'électricité vont continuer à croître au même rythme qu'aujourd'hui, en particulier en Extrême-Orient. Il prend également en compte des changements de politiques adoptés par les pays pour atténuer les changements climatiques.

À court terme, le prix peu élevé du gaz naturel et l'augmentation des capacités de production d'énergie renouvelable subventionnée devraient affecter les perspectives de croissance du nucléaire dans certaines régions du monde développé. Ce faible prix du gaz naturel est en partie dû à la faiblesse de la demande qui résulte des conditions macroéconomiques et du progrès technique. En outre, la crise financière actuelle continue à poser des problèmes pour les projets à forte

intensité de capital, et donc pour les projets électronucléaires. L'hypothèse retenue par le groupe d'experts de l'AIEA est que ces difficultés, conjuguées à l'accident de Fukushima Daiichi, pourraient temporairement retarder la construction de certaines centrales nucléaires. La croissance de la population et de la demande d'électricité dans les pays en développement, les inquiétudes liées aux changements climatiques et les problèmes relatifs à la sécurité d'approvisionnement énergétique et à la volatilité des prix des autres combustibles montrent que l'énergie nucléaire devrait jouer un rôle important dans le bouquet énergétique à plus long terme.

Au cours de l'année écoulée, de nombreux pays ont achevé leur examen de la sûreté nucléaire, ce qui permet de mieux prévoir le développement futur de l'électronucléaire. Cependant, des difficultés subsistent, car les dispositions qui sont prises en réponse à l'accident de Fukushima Daiichi continuent d'évoluer dans certaines régions importantes. Une fois que les mesures et la réglementation en la matière seront connues avec une meilleure certitude, les projections qui sont présentées ici devront sans doute être affinées.

Par rapport aux projections de 2013 relatives à la capacité nucléaire installée dans le monde en 2030 [156], les projections réalisées en 2014 sont inférieures d'environ 23 GWe dans l'estimation haute et de 34 GWe dans l'estimation basse. Le fait que ces chiffres soient plus faibles s'explique par la réaction des différents pays à l'accident de Fukushima Daiichi et par les facteurs mentionnés ci-dessus. La différence entre les estimations réalisées en 2014 et celles de 2013 est légèrement plus marquée que la baisse observée entre les projections de 2012 et celles de 2013. L'accident de Fukushima Daiichi s'est notamment traduit par des mises hors service de réacteur plus tôt que prévu, par des constructions de réacteurs retardées voire annulées et par une hausse des coûts due à l'évolution des prescriptions réglementaires dans la projection haute. Néanmoins, l'électronucléaire continue à susciter un grand intérêt dans certaines régions, en particulier dans les pays en développement. Les projections pour 2050 sont déterminées par des hypothèses concernant le rythme des nouvelles constructions et des mises hors service dans leur ensemble. Compte tenu de toutes les incertitudes, ces estimations représentent une fourchette plausible pour les chiffres effectifs.

## 5.2. EXTENSION DE LA DURÉE DE VIE DES RÉACTEURS

De nombreux États Membres de l'AIEA considèrent comme une tâche prioritaire de délivrer des autorisations pour que leurs centrales nucléaires puissent fonctionner plus longtemps (30 ou 40 ans, par exemple) que la durée initialement prévue. En décembre 2013, sur les 434 centrales nucléaires qui étaient en exploitation dans les États Membres de l'AIEA, environ 80 % étaient en service depuis au moins 20 ans. Dans la plupart des États Membres, la tâche qui

consiste à gérer le vieillissement d'une centrale relève d'une spécialité appelée gestion de la durée de vie des centrales, qui applique une analyse systématique au vieillissement des structures, systèmes et composants. Cette activité peut être définie comme l'intégration du vieillissement et de la planification économique en vue de maintenir un haut niveau de sûreté et une performance optimale pour une centrale en s'occupant des problèmes de vieillissement, de la hiérarchisation des priorités en matière de maintenance, des examens périodiques de sûreté et de la formation théorique et pratique.

La contribution de cette activité à la réalisation des objectifs techniques et économiques de l'exploitation à long terme peut être présentée comme la nécessité de garantir la production d'électricité à long terme de façon sûre et de la manière la plus avantageuse sur le plan économique. La centrale doit conserver un niveau acceptable de performance et maximiser le retour sur investissement tout en maintenant ou en renforçant la sûreté. Cela suppose trois conditions qui doivent être continuellement scrutées et des efforts pour les améliorer :

- maximiser la production annuelle d'électricité ;
- réduire au minimum les charges d'exploitation ;
- évaluer les éventuelles charges supplémentaires nécessaires à la poursuite de l'exploitation en toute sûreté et de manière rentable.

La rentabilité constitue un critère essentiel de l'exploitation à long terme. Cela veut dire que les charges d'exploitation d'une centrale nucléaire à long terme doivent être comparées au coût d'une quantité d'électricité équivalente produite par des moyens classiques (combustibles fossiles, énergie hydraulique ou autres énergies renouvelables), importée ou fournie dans le cadre d'un contrat avec un producteur d'électricité indépendant. Les autres modes de production d'électricité peuvent soulever d'autres questions (contribution à l'atténuation des émissions de GES, coûts externes, hostilité des écologistes, acceptation par le public, etc.). L'analyse économique préliminaire doit étudier les charges d'exploitation et de maintenance qui seront supportées pendant la période de prolongation d'exploitation, les coûts liés à la mise à niveau du matériel (y compris la rénovation et le remplacement des gros composants) et des logiciels de la centrale, le coût d'achat du combustible, les recettes perçues pendant la période de prolongation d'exploitation, l'amortissement de l'investissement, etc. Une analyse économique détaillée ne peut être réalisée que quand toutes les charges (liées par exemple à la rénovation, à la mise à niveau ou au remplacement) associées à la gestion de la durée de vie des centrales et à l'exploitation à long terme sont connues ou que des estimations satisfaisantes existent. Les coûts liés à la gestion, au conditionnement, à l'entreposage et au stockage définitif



des déchets radioactifs doivent également être exposés dans l'argumentation et les analyses de l'étude.

Aux États-Unis, la plupart des réacteurs nucléaires se sont vu délivrer une licence initiale d'exploitation pour une durée d'environ 40 ans. Ces licences peuvent être prolongées jusqu'à 20 années supplémentaires si un renouvellement est accordé par la NRC. Fin 2013, 100 réacteurs au total étaient en service et, pour 26 d'entre eux, la licence initiale était périmée. Entre la date d'expiration de leur licence initiale et la fin de l'année 2013, ces réacteurs avaient produit approximativement 262 térawatts-heures d'électricité. Si les centrales correspondantes avaient été mises hors service à l'expiration de la licence initiale, cette électricité aurait dû être produite par d'autres moyens et les émissions de CO<sub>2</sub> auraient été plus importantes. Si l'on suppose un remplacement par une électricité pour laquelle l'intensité des émissions de CO<sub>2</sub> est égale à l'intensité des émissions moyenne à l'échelle nationale sur cette période (540 g de CO<sub>2</sub> par kW·h), les émissions cumulées évitées grâce au renouvellement des licences d'exploitation peuvent être estimées à 141 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>.

Sur les 74 réacteurs restants, 37 avaient obtenu un renouvellement de leur licence avant la fin de l'année 2013 et 27 avaient déposé une demande de renouvellement ou disposaient encore de plusieurs années avant que la licence initiale ne soit périmée. Si tous les réacteurs qui sont aujourd'hui exploités obtiennent une extension de licence de 20 ans et restent en service jusqu'à la fin de cette période supplémentaire, ils devraient produire au total entre 14 600 et 15 600 térawatts-heures d'électricité entre fin 2013 et fin 2050. La fourchette d'incertitude est liée au facteur de charge obtenu, dont on suppose qu'il reste à la moyenne précédente de 91 % à la limite supérieure de la fourchette et qu'il diminue progressivement jusqu'à 80 % d'ici à 2050 à la limite inférieure de la fourchette. Cette estimation prend en compte l'annonce de l'arrêt définitif du réacteur de Vermont Yankee, mais fait abstraction des possibilités d'augmentation des capacités de production. Si l'on suppose que l'intensité des émissions de CO<sub>2</sub> pour l'électricité produite en remplacement est comprise entre 260 grammes de CO<sub>2</sub> par kW·h, comme l'estime l'Agence d'information sur l'énergie des États-Unis dans son scénario de mise hors service accélérée des centrales nucléaires [157], et 480 grammes de CO<sub>2</sub> par kW·h, intensité moyenne des émissions sur l'ensemble de la période de projection dans son scénario de référence [157], le total des émissions évitées sera compris entre 3 800 et 7 500 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>. Si une deuxième extension de 20 ans est accordée pour ces réacteurs, ce qui porterait la durée de vie utile totale à environ 80 ans, la production d'électricité supplémentaire serait comprise entre 7 200 et 8 100 térawatts-heures jusqu'en 2050. Dans ce cas de figure, en appliquant la même méthode que ci-dessus, le total des émissions évitées serait compris

entre 1 900 et 3 900 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>. La production électronucléaire annuelle dans ces différents scénarios d’extension de la durée de vie est présentée sur la figure 36.

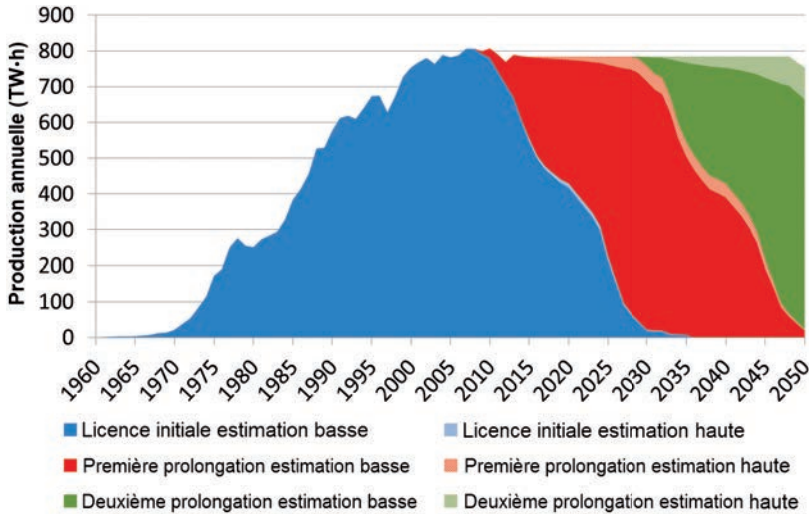


FIGURE 36. Électricité produite par le parc nucléaire américain dans le passé et à l’avenir dans différentes hypothèses d’extension de la durée de vie.

### 5.3. CONCURRENCE DU GAZ DE SCHISTE

Les décisions concernant l’extension de la durée de vie et la mise hors service des centrales nucléaires dépendent en dernier lieu des perspectives économiques relatives à la poursuite de l’exploitation. À long terme, les recettes attendues qui devront être tirées de la vente d’électricité doivent être suffisantes pour couvrir les charges liées à l’achat du combustible, à l’exploitation et à la maintenance et les nouveaux investissements nécessaires (par exemple pour améliorer la sûreté ou remplacer des structures et des composants) et pour offrir aux propriétaires un rendement suffisant sur leurs investissements et leurs actifs. Si ces conditions ne sont pas remplies, la centrale sera probablement fermée.

Sur la plupart des marchés, le prix de gros est resté suffisamment élevé pour maintenir une marge bénéficiaire suffisante pour investir dans la prolongation de la durée de vie utile des centrales nucléaires. Néanmoins, un changement de circonstances peut modifier radicalement la perspective. Une évolution de la gouvernance et de la réglementation (par exemple, une libéralisation du marché), des orientations adoptées (par exemple le soutien des pouvoirs

publics à des technologies concurrentes comme les énergies renouvelables ou un programme de sortie progressive du nucléaire) ou des technologies existantes (comme le gaz de schiste ou les réseaux intelligents) ont une incidence sur les conditions économiques d'une poursuite de l'exploitation et les décisions en la matière.

L'exemple récent de basculement de grande ampleur sur les marchés de l'énergie qui est peut-être le plus frappant est celui de l'essor du gaz de schiste aux États-Unis. Les progrès techniques qui ont été accomplis en matière de forage horizontal et de fracturation hydraulique ont permis d'accéder à de grandes quantités de gaz naturel supplémentaires pour un faible coût d'extraction. La croissance de la production de gaz de schiste a considérablement modifié les perspectives de l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité, car le prix payé par les électriciens a chuté : il est passé de 8,55 dollars par gigajoule en 2008 à 4,15 dollars par gigajoule en 2013. Sur cette période, la part du gaz naturel dans la production d'électricité est passée de 21 % à 27 % et a en particulier remplacé le charbon. Comme le gaz naturel est souvent le producteur marginal, cette évolution a également eu une forte incidence sur les prix de l'électricité. Le prix nodal moyen sur le marché administré par PJM, le plus gros gestionnaire de réseau indépendant aux États-Unis, a reculé, passant de 66,40 dollars par MW·h en 2008 à 38,66 dollars par MW·h en 2013 [158, 159]. Dans certaines régions du pays, le prix de gros annuel moyen est tombé en dessous de 30 dollars par MW·h.

Comme, aux États-Unis, les charges d'exploitation de l'électronucléaire s'élèvent en moyenne à 25,48 dollars par MW·h [160], le fait que les marges ont été fortement comprimées dans certaines centrales (voir la figure 37) a fait craindre que le faible prix du gaz puisse rendre de plus en plus de centrales nucléaires américaines non rentables [161, 162]. Depuis 2012, pour cinq réacteurs, la mise hors service a été effectuée ou annoncée. Dans deux des cas, le faible prix de l'électricité a été cité comme facteur ayant contribué à la décision. Dans son communiqué de presse, Dominion a déclaré que l'impossibilité de réaliser des économies d'échelle et « le faible prix de gros de l'électricité attendu dans la région » étaient les principales raisons qui expliquaient sa décision de fermer la centrale de Kewaunee [163]. De même, Entergy a rendu « le prix durablement bas de l'électricité et les coûts élevés » responsables de la baisse de la rentabilité de sa centrale de Vermont Yankee et de sa décision de fermer la centrale plutôt que d'effectuer les investissements nécessaires pour améliorer la sûreté [164].

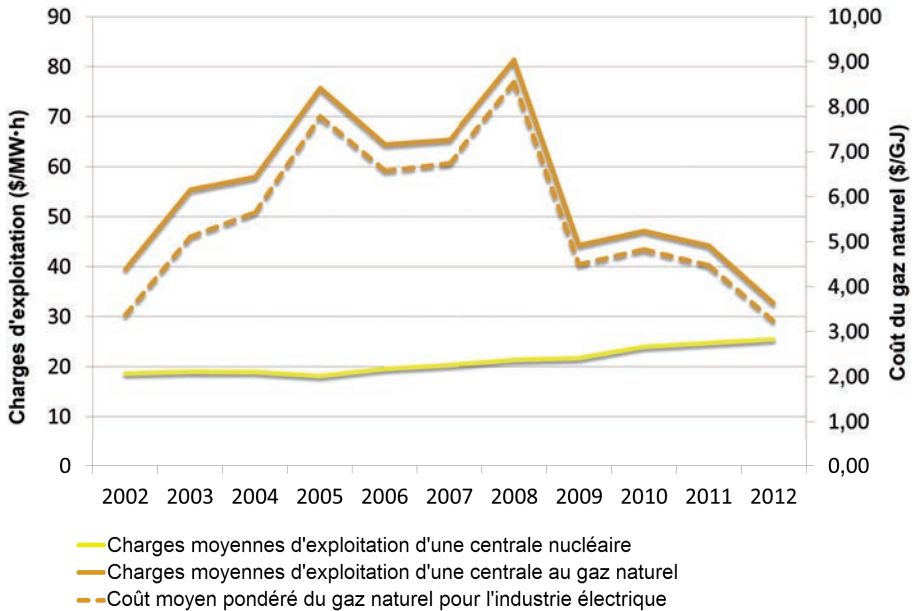


FIGURE 37. Moyenne des charges d'exploitation pour une centrale nucléaire et une centrale au gaz moyennes aux États-Unis (axe de gauche) et coût moyen du gaz naturel pour l'industrie électrique (axe de droite). Source des données : référence [160].

Le remplacement des centrales actuelles par des concurrentes moins chères n'est pas en lui-même un motif de préoccupation, mais la fermeture de centrales nucléaires va probablement entraîner une augmentation des émissions de GES. L'électricité devra être produite à partir d'autres sources et, à moins que ces sources ne soient elles aussi à faible intensité de carbone, cela se traduira au bout du compte par un accroissement des émissions totales de CO<sub>2</sub>. Dans son rapport 2014 sur les perspectives énergétiques [157], l'Agence d'information sur l'énergie des États-Unis (EIA) a étudié un scénario de mise hors service accélérée des centrales nucléaires. S'agissant des conséquences d'une mise hors service précoce, l'EIA a conclu que si l'on retire 35 GWe de capacité nucléaire installée d'ici à 2040 en plus des suppressions prévues dans le scénario de référence, les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> augmenteront de 81 millions de tonnes (ce qui revient approximativement à une hausse de 4 % des émissions totales et à une augmentation de l'intensité des émissions de 5 % pour la filière électrique) et les émissions cumulées de 442 millions de tonnes. Cela correspond à une hausse des émissions de CO<sub>2</sub> de 0,26 kilogramme par kilowatt-heure de réduction de la production électronucléaire. Dans une évaluation moins détaillée, le Centre pour les solutions climatiques et énergétiques a estimé que, sans électricité nucléaire, l'augmentation des émissions cumulées de CO<sub>2</sub> dues

au secteur de l'électricité aux États-Unis entre 2012 et 2025 serait comprise entre 4 et 6 milliards de tonnes [162].

Jusqu'à présent, l'Amérique du Nord est la seule région où la production de gaz de schiste à grande échelle a commencé, mais les ressources mondiales sont considérables. Leur ampleur est très incertaine, car de nombreuses formations géologiques concernées n'ont pas été reconnues ou ne l'ont pas été suffisamment, mais une évaluation de 137 formations schisteuses du monde entier, réalisée par l'EIA, aboutit à une estimation de 207 billions de mètres cubes de ressources techniquement récupérables [165]. Certaines sont situées dans des régions qui disposent de peu de réserves de gaz naturel conventionnel et pour lesquels le débit de production est faible. Il existe donc une possibilité de mutation importante des marchés dans de nombreuses régions. Les récents progrès techniques et la hausse de la production de gaz non conventionnel ont conduit l'AIE à envisager un « âge d'or du gaz » [166, 167] et à prévoir que le gaz naturel représentera une part grandissante de l'offre d'énergie dans les prochaines décennies [8].

Néanmoins, toute une série de facteurs propres à l'Amérique du Nord, comme l'existence de droits miniers privés, la disponibilité d'équipements de forage et le réseau de gazoducs existants, ont rendu le récent essor possible et il n'est pas certain que cette expérience puisse être reproduite ailleurs. On ne sait encore que trop peu de choses sur les perspectives d'exploitation du gaz de schiste dans le reste du monde pour en dire plus concernant ses conséquences sur les caractéristiques économiques de l'électronucléaire et sur l'extension de la durée de vie des centrales avec un minimum de certitude, si ce n'est que ce phénomène et d'autres perturbations du marché présenteront toujours un risque pour l'industrie nucléaire et pour les autres acteurs du marché. La mise hors service de réacteurs nucléaires de puissance avant l'expiration de leur licence d'exploitation entraînerait presque certainement une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub>. Une substitution directe du gaz à l'électronucléaire se traduirait par une hausse de l'intensité des émissions comprise approximativement entre 390 et 430 grammes de CO<sub>2</sub> par kW·h. Sinon, on pourrait supposer que l'intensité des émissions pour l'électricité produite en remplacement est égale à l'intensité moyenne des émissions pour la production d'électricité dans le monde entier. En 2011, elle s'élevait à 450 grammes de CO<sub>2</sub> par kW·h et elle devrait être comprise entre 280 et 350 grammes de CO<sub>2</sub> par kW·h à l'horizon 2035 en l'absence de politiques climatiques rigoureuses, mais elle pourrait aussi chuter pour atteindre 100 grammes de CO<sub>2</sub> par kW·h en fonction de l'évolution des politiques et du marché [8].

#### 5.4. VULNÉRABILITÉ DE L'ÉLECTRONUCLÉAIRE AUX CHANGEMENTS CLIMATIQUES

Dans les prochaines décennies, le système énergétique mondial sera confronté à un double défi : d'une part, il sera transformé par les obligations relatives à l'atténuation des changements climatiques et par les politiques correspondantes et, d'autre part, l'adaptation aux conséquences des récentes modifications du climat et du temps sera essentielle pour garantir la sécurité d'approvisionnement énergétique [168]. Les services énergétiques, les infrastructures et les ressources, ainsi que la demande saisonnière, seront de plus en plus influencés par les changements de tendance, l'accroissement de la variabilité, des épisodes extrêmes plus marqués et de grandes variations interannuelles des paramètres climatiques dans certaines régions. Le changement climatique graduel, les phénomènes météorologiques extrêmes et l'association des deux soumettront l'industrie nucléaire à des contraintes supplémentaires à toutes les étapes de la chaîne d'approvisionnement en énergie : extraction et transport des sources d'énergie primaire, transformation en énergie secondaire et distribution pour être utilisée comme énergie finale.

L'extraction de l'uranium sera principalement affectée par les phénomènes météorologiques extrêmes. Le degré de vulnérabilité de cette activité dépendra de la méthode d'extraction. L'exploitation à ciel ouvert pourrait être particulièrement touchée par des épisodes de précipitations extrêmes et les inondations et l'érosion qui en résulteraient. Ces phénomènes peuvent accroître la quantité d'éléments en trace qui s'échappent des terrains de couverture par suite du lessivage et donc leur impact environnemental sur les masses d'eau. Les températures extrêmes, en particulier le froid extrême, pourraient également nuire aux activités d'extraction.

Le transport de l'uranium et des combustibles nucléaires ne sera que modestement affecté par le changement climatique graduel. Dans les régions où la moyenne des précipitations annuelles diminuera, la baisse du niveau des eaux influera sur le transport par bateau ou par barge sur les fleuves. Les installations portuaires, ainsi que les routes côtières et les voies ferrées, devront être adaptées à la hausse progressive du niveau moyen de la mer afin d'éviter ou au moins de réduire les dommages causés par les inondations. En revanche, les conséquences de la fréquence et de l'intensité accrues des phénomènes météorologiques extrêmes seront plus graves et potentiellement plus coûteuses pour le secteur des transports. Ainsi, une température de l'air supérieure à 43 ou 45 °C entraîne une augmentation du nombre de déformations des voies ferrées et de déraillements, un ramollissement du revêtement des routes en général et un omniéragage et un ressuage des enrobés.

Les centrales nucléaires sont situées dans des régions aux climats différents et sont bien adaptées aux conditions météorologiques actuelles. Cependant, par suite des changements climatiques, elles pourraient être confrontées à des problèmes nouveaux, et des mesures lourdes (méthodes de conception ou structurelles) ou légères (procédures d'exploitation) devront être adoptées, surtout pour celles dont la durée de vie économique restante est d'au moins 30 ans. Dans l'ensemble, la hausse des températures moyennes va entraîner une baisse du rendement de la conversion thermique et une augmentation de la température de l'eau de refroidissement. Ces phénomènes peuvent avoir pour effet une exploitation à une puissance réduite, voire l'arrêt temporaire d'une centrale. Les solutions d'adaptation comprennent des moyens relativement simples et peu coûteux comme l'exploitation des ressources en eau non conventionnelles. Parmi les mesures plus radicales et plus coûteuses, on peut citer l'installation d'aéro-réfrigérants secs, d'échangeurs à caloduc et de dispositifs de refroidissement régénératif. Il est plus facile et moins coûteux de planifier et de concevoir la construction de nouvelles centrales, en tenant compte des effets du changement climatique graduel, et de choisir la technologie de refroidissement adaptée et d'un bon rapport coût-efficacité que de rénover les centrales existantes, surtout celles qui sont proches de leur fin de vie économique. Comme de nombreuses centrales nucléaires sont situées dans des zones côtières basses, il est nécessaire de construire des barrières pour les protéger des inondations dues à une élévation du niveau de la mer, en prenant en considération les conséquences des caractéristiques nouvelles des tempêtes côtières. Pour les futures centrales, il suffira que le choix du site tienne compte de l'élévation du niveau de la mer.

La plupart des phénomènes météorologiques extrêmes accentuent les effets des changements progressifs des caractéristiques climatiques sur les centrales nucléaires. La fréquence accrue des périodes où les températures sont extrêmement élevées et où il y a eu peu de précipitations aggrave les conséquences des climats déjà chauds : baisse du rendement thermique et de l'efficacité du refroidissement, bâtiments surchauffés et problèmes liés à la disponibilité en eau. Dans les centrales nucléaires, il est indispensable de refroidir les bâtiments, en particulier ceux qui abritent les principaux équipements de contrôle-commande. En revanche, il y aura moins de corrosion, car les épisodes de froid extrême ou de gel seront moins fréquents. Les rejets d'eau de refroidissement devront être limités si les températures sont trop élevées au regard de la réglementation sur la qualité de l'eau. Des températures extrêmement élevées rendent nécessaires des mesures d'adaptation plus importantes que celles qui sont destinées à atténuer les conséquences d'un changement climatique graduel. Répercussion secondaire, la chaleur peut favoriser la croissance rapide d'un matériel biologique qui est susceptible de venir boucher la prise d'eau de refroidissement, entraînant une



réduction ou un arrêt de la production. Pour lutter contre ce phénomène, il suffit de renforcer la maintenance des filtres.

Des épisodes localisés de fortes précipitations peuvent provoquer des inondations directement sur le site d'une centrale nucléaire et endommager ainsi des bâtiments, des équipements et des composants qui concernent la partie terminale du cycle du combustible, par exemple ceux qui servent à l'entreposage des combustibles usés. Les moyens d'adaptation possibles comprennent des mesures lourdes, comme la protection contre les inondations grâce à des barrages, à des digues, à des bassins écrêteurs, à des étangs, à des canaux, à l'amélioration de l'écoulement des eaux et à la réorganisation et à l'isolation des réseaux de conduites d'eau, et des mesures légères, parmi lesquelles le zonage et la limitation des activités dans les zones inondables. Dans une centrale nucléaire, la foudre peut provoquer un court-circuit ou créer de faux signaux dans les appareils et entraîner un court-circuit dans le poste haute tension, la connexion aux générateurs de secours ou les dispositifs de contrôle de ces générateurs. Ce risque peut être réduit en s'assurant que les circuits sont isolés et mis à la terre, que les circuits essentiels sont enterrés et que les dispositifs de contrôle des générateurs de secours sont blindés. Les vents et les tempêtes extrêmes (tornades et autres phénomènes rares) peuvent endommager les bâtiments, les tours de refroidissement et les réservoirs. Le renforcement des normes de construction peut contribuer à réduire le risque de dommages structurels.

Par ailleurs, la sécheresse peut provoquer des incendies de forêt et la fumée qui s'en dégage, poussée vers les centrales nucléaires, peut endommager des équipements critiques, faire obstacle aux livraisons et empêcher le personnel indispensable et le personnel d'intervention d'urgence d'accéder au site. Les ondes de tempête, ajoutées à l'élévation du niveau de la mer, accroissent le risque d'inondation pour toutes les installations situées dans des zones côtières basses.

Compte tenu du rythme relativement lent des changements attendus pour les caractéristiques climatiques générales et celles qui concernent les phénomènes extrêmes, le délai sera bien suffisant pour réaliser des investissements dans l'infrastructure et pour engager et mettre en œuvre des modifications des procédures et des pratiques d'exploitation afin d'atténuer les conséquences de ces changements sur les centrales nucléaires et les autres éléments de la chaîne du nucléaire. Moderniser l'infrastructure existante pour faire face aux répercussions de l'évolution du climat peut être onéreux. La stratégie d'adaptation la moins coûteuse consiste sans doute à prendre en considération les changements climatiques régionaux attendus lors de l'élaboration de la réglementation relative au choix du site, des éléments de la base de conception concernés et des normes de construction.



## 5.5. RÉACTEURS DE FAIBLE OU MOYENNE PUISSANCE

À l'heure actuelle, la puissance électrique nette des réacteurs nucléaires proposés par les fabricants est généralement comprise entre 1 000 et 1 700 MWe. Ces fortes puissances sont pertinentes pour des pays dotés d'un grand réseau électrique qui souhaitent étendre leur parc nucléaire, mais elles ne permettent pas à de nombreux pays d'intégrer l'énergie nucléaire à leur stratégie d'atténuation des changements climatiques, car leur réseau électrique est trop petit pour y coupler de gros réacteurs, leurs capacités de financement sont limitées ou parce que d'autres raisons s'y opposent. Au cours des 10 à 20 prochaines années, on prévoit la construction de réacteurs nucléaires avancés de faible ou moyenne puissance (RFMP) pour remédier à cette situation. Pour les réacteurs, l'AIEA utilise le qualificatif faible puissance lorsque celle-ci est inférieure à 300 MWe et moyenne puissance lorsque cette dernière est plus élevée, mais inférieure à 700 MWe. Néanmoins, actuellement et pour l'avenir, la priorité est donnée au développement et à l'installation de petits réacteurs modulaires, définis comme des réacteurs modernes dont la puissance électrique est inférieure à 300 MWe et qui sont construits en usine et expédiés sur le site sous forme de modules par fer, par route ou par mer. Certains des modèles sont prévus pour être installés dans des centrales à plusieurs modules.

Les RFMP sont conçus pour répondre à une demande d'énergie en croissance rapide grâce à une augmentation de la capacité installée ne nécessitant qu'un engagement financier limité dans les pays dont le réseau électrique est petit. Ils visent également à faire baisser les coûts de manière importante grâce à la construction modulaire et au raccourcissement des délais de construction. Le montant de l'investissement initial étant plus faible, les RFMP offriront de meilleures possibilités de financement (c'est-à-dire qu'ils seront plus abordables pour les pays en développement). Ils sont également mieux adaptés à la cogénération (production simultanée de chaleur et d'électricité) dans les applications non électriques comme le dessalement de l'eau de mer, la production d'hydrogène ou la production de chaleur pour des procédés industriels. Cela permet un rendement thermique plus élevé et un meilleur retour sur investissement.

Des RFMP pourraient être utilisés pour remplacer des centrales à charbon mises hors service, car leur puissance est similaire (entre 50 et 300 MWe). Aux États-Unis, selon le scénario de référence qui figure dans le rapport de l'EIA sur les perspectives énergétiques [157], des centrales correspondant à une capacité installée de 60 gigawatts devraient être mises hors service à l'horizon 2020. En Europe, les centrales à charbon arrêtées pourraient être remplacées par des installations sobres en carbone, notamment par des RFMP dans les pays qui

ne s'opposent pas à l'énergie nucléaire, afin de réduire les émissions de GES et la pollution atmosphérique.

Les RFMP avancés, en particulier les réacteurs à eau sous pression intégrés à construction modulaire, ne figurent pas encore au catalogue des fabricants, mais plusieurs pays s'engagent dans cette direction. Voici un bref état des lieux concernant la mise au point de la technologie des RFMP :

- L'Argentine construit actuellement un prototype de réacteur CAREM-25, pour lequel le bétonnage a commencé en novembre 2013.
- En Chine, deux modules d'un réacteur refroidi par gaz appelé HTR-PM sont en construction à des fins d'utilisation nationale ; le pays développe également plusieurs réacteurs à eau sous pression (REP) intégrés qu'il compte installer dans un proche avenir, notamment l'ACP-100, qui sera construit d'ici à 2018.
- La France a mis au point le Flexblue, une capsule de 160 MWe qui sera amarrée au fond marin à une profondeur comprise entre 60 et 100 mètres et à une distance comprise entre 5 et 15 kilomètres des côtes et qui disposera d'une salle de commande en mer et à terre.
- En Inde, le prototype de surgénérateur à neutrons rapides est prêt pour les essais de mise en service et de démarrage ; l'AHWR300-LEU se trouve à la dernière étape de sa conception et va bientôt être construit.
- Au Japon, une demande de certification de la conception du 4S, réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium de 10 MWe, a été déposée auprès de la Commission de la réglementation nucléaire des États-Unis pour une utilisation dans des zones reculées en Alaska et dans des pays primo-accédants.
- La République de Corée a approuvé la conception du SMART (100 MWe) en juillet 2012 ; ce réacteur est destiné à produire à la fois de l'électricité et d'autres types d'énergie.
- Dans la Fédération de Russie, la construction d'une centrale nucléaire flottante dotée de deux réacteurs KLT-40S est presque achevée ; le SVBR-100, refroidi au plomb-bismuth, et le BREST-300, refroidi au plomb, seront installés d'ici à 2018 ; les travaux de conception sur le SHELF, réacteur destiné à être installé sur des fonds marins, ont commencé.
- Aux États-Unis, six REP modulaires et intégrés de type RFMP, appelés mPower, NuScale, W-SMR, SMR 160, GTMHR et EM2, sont à l'étude ; le Département de l'énergie subventionne des programmes de partage de coût qui visent à accélérer une commercialisation ; dans ce cadre, NuScale a obtenu en décembre 2013 un financement pour accélérer son

développement et l'obtention de sa licence lors d'une deuxième série de demandes de subventions.




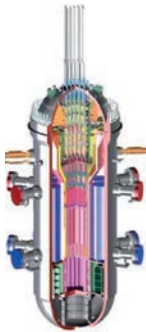

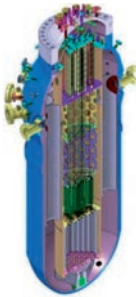
De nombreux pays primo-accédants ont exprimé un intérêt pour les RFMP, mais l'absence d'offre commerciale limite leur adoption. Nombre de pays préfèrent qu'un RFMP soit d'abord installé dans le pays où il a été conçu afin de réduire au minimum les risques liés à la délivrance des autorisations et à la performance. Ils ont également demandé que les concepteurs, les organismes de réglementation nucléaire et les organismes exploitants responsables au premier chef de la sûreté des réacteurs prennent en compte les enseignements qui ont été tirés de l'accident de Fukushima Daiichi pour les centrales existantes et pour les nouveaux réacteurs avancés, y compris les RFMP. En conclusion, du fait de tous ces éléments, les RFMP pourraient devenir une part importante des technologies utilisées pour atténuer le changement climatique mondial.

Le tableau 2 donne trois exemples de modèles de RFMP représentatifs des RFMP avancés, des RFMP innovants et des RFMP transformés, dont la conception a été modifiée. Il existe de nombreux autres réacteurs pour chacune de ces catégories. On trouvera plus d'informations à ce sujet dans les publications de l'AIEA [169] et [170].

Par ailleurs, comme l'empreinte d'une centrale dont les réacteurs sont des RFMP est plus faible, il y a plus de souplesse pour choisir son emplacement et la surface et les quantités d'eau nécessaires sont plus petites, d'où un impact plus réduit sur l'environnement. La puissance électrique de la plupart des RFMP actuels est inférieure à 300 MWe. Ce type de réacteur peut fonctionner en synergie avec d'autres énergies renouvelables, comme l'éolien ou l'énergie solaire, dont le développement est particulièrement encouragé en Europe et dans les autres pays développés. De plus, le coût lié à l'infrastructure électrique peut être évité lorsqu'un RFMP est installé pour remplacer des unités de production à combustibles fossiles d'une puissance électrique équivalente pour préserver l'environnement ou pour des questions d'obsolescence.

Les RFMP offrent de nombreux avantages, notamment le fait qu'il s'agit d'une technologie innovante, pour renforcer la sécurité d'approvisionnement énergétique dans les pays primo-accédants dont le réseau électrique est petit et l'infrastructure moins développée. Néanmoins, il reste des problèmes techniques et institutionnels non négligeables à résoudre au stade du développement avant qu'ils ne puissent être installés. Certaines difficultés sont liées à la complexité et aux caractéristiques spécifiques des RFMP, que l'on ne trouve pas dans les grands réacteurs classiques, ainsi qu'à un plus grand nombre de possibilités d'utilisation, notamment l'installation dans des zones reculées et les applications non électriques. Autres obstacles à signaler : les pays primo-accédants qui souhaitent utiliser immédiatement cette technologie (c'est-à-dire une construction

TABLEAU 2. EXEMPLES DE MODÈLES DE RFMP

Concepteur et modèle de RFMP	Principales caractéristiques techniques	Schéma du réacteur
 États-Unis d'Amérique  NuScale (RFMP avancé)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• REP intégré de 45 MWe.</li> <li>• Caloporteur et modérateur: eau ordinaire, circulation naturelle.</li> <li>• Cycle du combustible de 24 mois.</li> <li>• Enrichissement du combustible &lt; 4,95 %.</li> <li>• Dispositifs de sûreté passive.</li> <li>• Durée de vie nominale de 60 ans.</li> <li>• A reçu une subvention du Département de l'énergie pour l'examen de sa conception par la NRC, qui doit commencer mi-2016.</li> <li>• Composé de 12 modules.</li> </ul>	
 République de Corée  SMART (réacteur avancé modulaire intégré)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• REP intégré de 100 MWe.</li> <li>• Caloporteur et modérateur : eau ordinaire, circulation forcée.</li> <li>• Cycle du combustible de 36 mois.</li> <li>• Combustible UO<sub>2</sub>.</li> <li>• Dispositifs de sûreté active et de sûreté passive.</li> <li>• Durée de vie nominale de 60 ans.</li> <li>• Premier REP intégré, certification de la conception en juillet 2012.</li> <li>• Un seul module.</li> </ul>	
 Argentine  CAREM-25 (conception modifiée)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• REP intégré de 27 MWe.</li> <li>• Caloporteur : eau ordinaire, circulation naturelle.</li> <li>• Enrichissement du combustible : 3,1 %.</li> <li>• Systèmes de sûreté passive.</li> <li>• Durée de vie nominale de 60 ans.</li> <li>• En construction pour une installation prévue en 2016.</li> <li>• Un seul module.</li> </ul>	

d'ici à 2017) disposent de peu d'offres commerciales, car la conception de la plupart des modèles de RFMP avancés est encore en phase d'examen en vue d'obtenir une certification ; infrastructure réglementaire (dans les pays qui cherchent à élargir leur parc nucléaire comme dans les pays primo-accédants) ; délai nécessaire pour qu'une première licence puisse être délivrée (du fait que la structure, les systèmes et les composants sont novateurs ou fabriqués pour la première fois) ; estimation effectuée pour la première fois ; compétitivité économique ; opérabilité ; et ergonomie (par exemple, personnel nécessaire pour un RFMP à plusieurs modules, interface homme-machine) [171, 172].

## 5.6. LE THORIUM

Lorsque l'on étudie la contribution potentielle de l'énergie nucléaire à l'atténuation des changements climatiques à long terme, il est important de s'intéresser aux ressources naturelles sur lesquelles repose cette technologie. En dépit de l'abondance relative des réserves mondiales d'uranium, de leur répartition assez homogène sur l'ensemble de la planète et d'une expérience industrielle significative du cycle du combustible à l'uranium, certains facteurs pourraient favoriser le recours à d'autres types de combustible. Parmi ces facteurs, on peut citer la nécessité d'améliorer la résistance à la prolifération et de produire des quantités plus faibles de déchets de haute activité. C'est sans doute l'essor de l'industrie nucléaire due à la croissance de la demande mondiale d'énergie et à l'obligation d'atteindre des objectifs d'atténuation des émissions de CO<sub>2</sub> à l'échelle mondiale qui incitera à chercher des substituts à l'uranium.

Le thorium (Th) constitue la solution de remplacement pour l'uranium la plus réaliste. Étant trois fois plus abondant dans la nature que l'uranium, il peut devenir un combustible de substitution viable pour les centrales nucléaires [173]. L'idée d'utiliser le thorium comme combustible a été proposée dès 1947 par le Laboratoire national d'Oak Ridge aux États-Unis et, depuis les années 60, quelques réacteurs au thorium ont été mis en service [174]. L'expérience acquise au cours des dernières décennies sur l'emploi du thorium permet de mieux comprendre quelle pourrait être son utilisation à l'échelle industrielle. Auparavant, les combustibles au thorium ne servaient que dans des réacteurs spécialement conçus à cet effet, mais en 2013, des essais ont débuté au réacteur de recherche de Halden, en Norvège, pour étudier les perspectives d'utilisation du thorium dans les centrales nucléaires de conception actuelle (principalement pour les réacteurs à eau ordinaire). Cette expérience, qui a été précédée d'une étude de faisabilité en 2007 et en 2008, durera au moins cinq ans et pourrait

montrer comment remplacer progressivement le combustible à l'uranium dans les réacteurs existants [175].

Le procédé d'enrichissement du thorium est assez différent de celui de l'uranium, car à l'état naturel, le thorium n'existe que sous la forme de l'isotope non fissile thorium 232, lequel peut ultérieurement être irradié par des neutrons pour être transformé en thorium 233 [176]. Ce dernier, sous l'effet du processus de décroissance radioactive, se transforme en protactinium 233 et ultérieurement en uranium 233, dont les propriétés fissiles sont bonnes. Comme source d'irradiation pour le thorium 232, on peut se servir d'uranium enrichi, de plutonium ou d'uranium 233 produit lors d'un précédent cycle d'irradiation. Les combustibles au thorium ne sont pas utilisés de la même manière que l'uranium dans les réacteurs en raison de leur température de fusion plus élevée (3 350°C) et de leur plus grande stabilité chimique (des quantités importantes de matériaux corrosifs sont nécessaires).

Les conceptions des assemblages combustibles au thorium généralement proposées supposent que le combustible reste dans le cœur du réacteur beaucoup plus longtemps, ce qui devrait avoir une incidence positive sur la compétitivité économique du cycle du combustible au thorium. Par rapport à un temps de séjour dans le cœur du réacteur compris entre un an et un an et demi pour le combustible classique à l'uranium, pour le thorium, cette période peut durer jusqu'à neuf ans [108], voire 10 ans ou plus [177]. Ce qui constitue une limite technique à cette solution, c'est que la gaine des barres de combustible qui répondrait à ces exigences n'a pas encore été conçue. Si une telle gaine est mise au point, elle bénéficierait non seulement au combustible au thorium, mais aussi à l'uranium. Par conséquent, l'intérêt économique du combustible au thorium dépendrait fortement des évolutions correspondantes qui seraient apportées au combustible à l'uranium.

Du fait de ses propriétés physiques, le thorium est plus fiable et plus sûr que l'uranium lorsqu'il est utilisé dans le cœur d'un réacteur [177]. Dans le cycle du combustible au thorium, une quantité beaucoup plus faible d'éléments radiotoxiques mineurs à vie longue (neptunium, américium et curium) devrait être produite, ce qui contribuerait à faire baisser la toxicité des déchets nucléaires à long terme [178]. De plus, dans ce type de cycle du combustible, la plupart des éléments peuvent être recyclés [179]. Cependant, le cycle du combustible au thorium implique la production de certains radionucléides à vie longue, ce qui rend les estimations des propriétés des déchets plus difficiles.

D'après une étude menée conjointement par l'Institut Kourchatov (Fédération de Russie) en 2013, et la Thorium Power Corporation (États-Unis), le coût du cycle du combustible pour le thorium peut être inférieur d'au moins 20 % [176] au coût correspondant pour l'uranium. Selon cette étude, le combustible au thorium devrait donc être plus concurrentiel

que le combustible classique à l'uranium sur le plan économique. De plus, comme le cycle du combustible au thorium n'en est qu'aux premiers stades de son développement, il est probable que le prix du combustible puisse diminuer davantage grâce à l'adoption de techniques innovantes. Cependant, les méthodes de fabrication du combustible au thorium sont plus complexes que celles du combustible à l'uranium.

Le cycle du thorium présente des caractéristiques intéressantes de non-prolifération. Cela s'explique par le fait qu'il permet une combustion du plutonium à un rythme trois fois plus élevé que pour le combustible à l'uranium classique, ce qui permet de réguler les stocks de plutonium. Si le thorium était utilisé à la place de l'uranium dans les matrices de combustible, cela permettrait d'accroître de 20 % à 60 % le taux de combustion du plutonium. Il s'agit toutefois d'une solution incomplète, car dans les combustibles mixtes, l'uranium 238 ne peut pas être intégralement remplacé par du thorium à cause de la réglementation relative à la non-prolifération. Sinon, l'uranium, s'il était utilisé pour déclencher la réaction, devrait être enrichi à 100 %, en violation de cette réglementation, qui fixe une limite à 20 % [177]. Par conséquent, la réaction entraînerait de toute façon la production de plutonium, ce qui limite l'intérêt du cycle du combustible au thorium pour faire baisser les stocks de plutonium. Autre problème, la nécessité de recourir à de l'uranium enrichi jusqu'à 19,95 % (bien au-dessus du niveau des 3 à 5 % appliqué pour le combustible classique) exercera une pression à la hausse sur les coûts de production du combustible [176].

L'un des produits du cycle du combustible au thorium est l'uranium 233, beaucoup plus résistant à la prolifération que le plutonium, car il est toujours obtenu dans un mélange contenant de l'uranium 232, hautement radioactif (il émet des rayons gamma de très haute énergie), ce qui le rend suffisamment détectable et incite à s'en protéger, caractéristiques qui compliquent les tentatives de violation du régime international de sécurité nucléaire [177]. Néanmoins, ce cycle ne résout pas complètement le problème de la prolifération.

Ce n'est sans doute pas seulement la rareté des ressources qui favorisera l'adoption du thorium à grande échelle pour la production électronucléaire, mais aussi la sécurité énergétique. L'uranium n'est pas concentré dans une seule région du globe et une part importante de ses réserves se situe dans les pays de l'OCDE, ce qui rend la création d'une organisation similaire à l'OPEP pour les pays exportateurs d'uranium très improbable, mais certains pays ne disposent toujours pas de réserves suffisantes. Par conséquent, à long terme, la diversification des sources de combustibles constitue une solution intéressante pour les États consommateurs, car elle leur permettrait de réduire les risques éventuels qui peuvent résulter d'une instabilité politique.

Comme les pays dont les réserves en thorium sont les plus importantes sont aussi les principaux consommateurs d'énergie (Brésil, États-Unis et Inde), le développement, au XXI<sup>e</sup> siècle, de programmes nationaux en faveur du cycle du combustible au thorium est d'un grand intérêt pour eux (voir la figure 38). En Inde, par exemple, le programme électronucléaire en trois étapes prévoit d'utiliser des réacteurs au thorium après l'installation à grande échelle de surgénérateurs à neutrons rapides, d'ici au milieu du siècle, afin de dépendre davantage des abondantes ressources nationales en thorium que de l'uranium importé [180]. À l'avenir, le thorium pourrait jouer un rôle stabilisateur sur le marché du combustible, ce qui rendrait les consommateurs plus indépendants sur le plan économique.

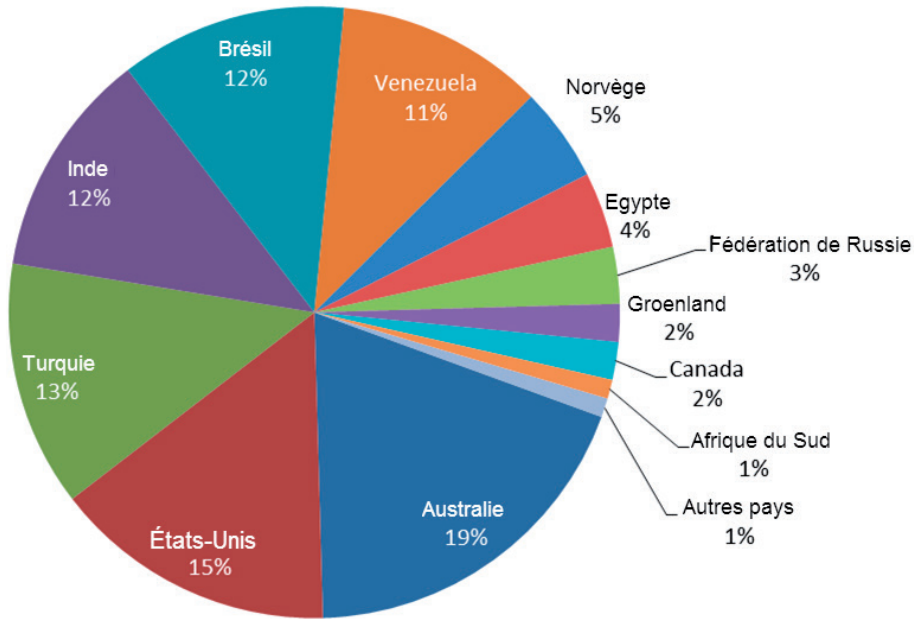


FIGURE 38. Réserves mondiales de thorium en 2007. Réalisé à partir de chiffres qui figurent dans la référence [181].

Il n'existe pas de limitation particulière à l'adoption du combustible au thorium comme source d'énergie. Le degré actuel de développement technique autorise son utilisation à l'échelle industrielle (en particulier si l'on tient compte de l'expérience existante dans ce domaine, par exemple le réacteur allemand à haute température au thorium, le THTR 300, qui produisait de l'électricité destinée à être vendue dès la période 1983-1989) [174] et les progrès dans



ce domaine dépendent plus de la croissance de la demande d'énergie que de questions techniques. Comme le combustible au thorium peut être utilisé dans les réacteurs à eau ordinaire, il peut être considéré comme un développement des techniques nucléaires actuelles qui permet d'élargir la liste des sources dont l'industrie nucléaire peut disposer. Cette évolution offrira au système énergétique mondial un combustible nucléaire économiquement efficace et résistant à la prolifération, ce qui contribuera à atteindre les objectifs mondiaux de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

## 5.7. LES SURGÉNÉRATEURS À NEUTRONS RAPIDES, UNE SOLUTION D'AVENIR

Afin de mieux utiliser les ressources naturelles, de parer à de futures pénuries de ressources et de réduire la quantité de déchets radioactifs à vie longue, l'une des solutions de grand intérêt consiste à fermer le cycle du combustible nucléaire en utilisant des réacteurs surgénérateurs à neutrons rapides (RSNR) et en recyclant du combustible usé. L'installation de surgénérateurs à neutrons rapides pourrait avoir un effet révolutionnaire sur l'avenir de l'énergie nucléaire et lui permettrait de contribuer davantage à l'atténuation des changements climatiques.

Le principal progrès des surgénérateurs à neutrons rapides par rapport aux modèles de réacteur existants est qu'ils permettront d'extraire plus de 50 fois plus d'énergie par kilogramme qu'il n'est aujourd'hui possible de le faire dans les réacteurs à eau ordinaire. Dans un surgénérateur à neutrons rapides, presque toute l'énergie qui est contenue dans le combustible nucléaire peut être utilisée, car ce type de réacteur peut transformer l'uranium 238, non-combustible fertile, en plutonium 239, fissile, à un rythme plus rapide qu'il ne consomme de combustible fissile (uranium 235 ou plutonium 239) [182]. De ce fait, la totalité de l'uranium 238 sera transformée en matière fissile au bout d'un certain temps. La raison en est que l'économie de neutrons (rapport des neutrons produits durant la réaction aux neutrons perdus) est bien meilleure dans les RSNR que dans les réacteurs classiques, ce qui leur permet de produire du combustible fissile à partir de matières fertiles. Les réacteurs à neutrons rapides permettraient de préserver les réserves d'uranium existantes pour des milliers d'années tout en fournissant une énergie à faible intensité de carbone.

L'une des caractéristiques importantes des surgénérateurs, c'est qu'ils ne produisent qu'une quantité limitée de déchets radioactifs à vie longue, car ils font disparaître la plupart des éléments radioactifs mineurs toxiques, qui sont responsables d'une part non négligeable de la radioactivité à long terme du combustible usé, radioactivité due à la longueur des périodes radioactives [183]. De plus, les surgénérateurs à neutrons rapides utilisent

du combustible au plutonium (dans le programme électronucléaire indien en trois étapes, ce combustible constitue le fondement de la deuxième étape, la surgénération) [180], ce qui permet de réduire les quantités d'uranium qui s'accumulent dans le combustible usé qui sort des réacteurs classiques.

Les caractéristiques de surgénération constituent l'un des principaux facteurs qui détermineront le rôle futur des RSNR. Le rapport de surgénération est le rapport des nouvelles matières fissiles produites (par la réaction) aux matières fissiles consommées qui se trouvaient dans le combustible chargé dans le réacteur. Dans les modèles de RSNR actuels, ce rapport est proche de un (niveau d'équilibre), ce qui veut dire que le réacteur produit presque la même quantité de matières fissiles (à partir des matières fertiles chargées) sous forme de combustible nucléaire usé que la charge qu'il consomme.

Le principe général d'une utilisation de l'énergie nucléaire dominée par les surgénérateurs à neutrons rapides consiste à charger le cœur des nouveaux réacteurs avec du combustible produit dans les centrales existantes afin de maximiser l'utilisation des ressources. Par conséquent, avec des RSNR dont le rapport de surgénération est proche de un, cette évolution ne se fera que lentement. Cela est dû au fait que le temps de doublement (la période durant laquelle le réacteur serait capable de produire suffisamment de combustible pour démarrer un autre réacteur de même capacité) peut être élevé. Les réacteurs refroidis par métal liquide devraient avoir un rapport de surgénération proche de un, les réacteurs avancés refroidis au sodium un rapport d'environ 1,4 et les réacteurs à neutrons rapides et à charge directe des éléments combustibles un rapport de 1,6 [184]. Le problème qui se pose est que le démarrage d'un RSNR nécessite une charge initiale de combustible importante (ainsi, pour le démarrage d'un seul réacteur dont le rapport de surgénération est élevé, la quantité de plutonium nécessaire est égale à la quantité produite pendant les 30 années de fonctionnement d'un réacteur à eau ordinaire classique). Les RSNR pourraient aussi être alimentés par de l'uranium hautement enrichi (niveau d'enrichissement supérieur à 20 %, soit au-delà de la limite fixée par la réglementation relative à la non-prolifération). Cependant, un RSNR dont le rapport de surgénération est proche de l'équilibre peut être démarré avec de l'uranium faiblement enrichi, inutilisable pour fabriquer des armes [182].

La surgénération est extrêmement importante pour les pays qui prévoient d'alimenter leurs futurs RSNR avec le combustible usé qui est produit dans des réacteurs thermiques classiques. Avec les RSNR, l'industrie nucléaire peut exploiter principalement des ressources nationales et atteindre un niveau significatif d'indépendance énergétique. À titre d'exemple, on peut citer l'Inde, où un surgénérateur à neutrons rapides d'essai a démarré en 1985. La construction du premier prototype de surgénérateur à neutrons rapides à l'échelle industrielle est aujourd'hui en cours et doit s'achever en 2014.

Cela constituera un grand pas en avant vers la construction en masse de RSNR dans le pays [44].

En principe, l'économie de neutrons des surgénérateurs à neutrons rapides peut être suffisamment élevée pour que le secteur soit autonome, ce qui entraînerait une diminution radicale des besoins d'extraction et d'enrichissement, étapes qui demandent le plus d'énergie et, en fonction de la source d'électricité, qui sont celles pour lesquelles l'intensité des émissions de CO<sub>2</sub> est la plus élevée du cycle ouvert du combustible, et qui ferait donc du nucléaire une énergie renouvelable au niveau de la consommation de combustible. Les surgénérateurs à neutrons rapides pourraient jouer un rôle important pour atténuer les changements climatiques, car ils ne portent pas atteinte à l'environnement et sont viables, étant donné que les nouveaux réacteurs sont alimentés par le combustible qui est produit dans les réacteurs existants.

L'idée du surgénérateur n'est pas nouvelle : en 1951, les États-Unis ont mis en service le premier surgénérateur expérimental (EBR-I), suivis quelques années plus tard par le Royaume-Uni et l'Union soviétique [182]. Au début de l'ère nucléaire, le développement des RSNR était stimulé par le problème des ressources d'uranium disponibles et du coût élevé de son enrichissement. Des progrès techniques et la découverte d'importants gisements d'uranium ont résolu ces problèmes dans les années 60 et, par conséquent, ont rendu l'utilisation de RSNR moins indispensable. Les centrales à eau ordinaire ont également été favorisées par le fait que les coûts de construction des RSNR sont plus élevés et que leur conception est plus complexe.

Par la suite, les efforts ont été principalement tournés vers la baisse des coûts de construction des RSNR en vue de rendre cette technologie plus concurrentielle. Dans les années 70 et 80, de bons résultats en matière de recherche-développement et de construction ont été obtenus en France (réacteurs Phénix et Superphénix) et dans l'ex-Union soviétique. Le programme de réacteurs BN de la Fédération de Russie constitue une expérience partielle, mais positive, d'une diminution du coût des surgénérateurs. Pour le BN 600, le coût en capital lié à la conception particulière de ce réacteur a baissé d'environ 20 % par kilowatt électrique par rapport au BN 350, plus ancien. Le coût en capital du BN 800 (en construction, voir la figure 39) devrait encore être inférieur de 20 % à celui du BN 600 [185]. Le BN 800 utilisera un combustible mixte uranium-plutonium, alors que le BN 600 est alimenté par du dioxyde d'uranium [183]. Le combustible utilisé par le BN 800 ne devrait être que 30 à 40 % plus cher que celui qui alimente les réacteurs à eau légère classiques de type VVER 1000.



FIGURE 39. Le BN 800, un réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Fédération de Russie).

Les surgénérateurs à neutrons rapides ont commencé à susciter un regain d'intérêt dans les années 2000, lorsqu'ils ont à nouveau été perçus comme une voie prometteuse pour résoudre le problème des déchets radioactifs et comme un élément important du futur cycle fermé du combustible nucléaire [186]. Dans le programme de développement du Forum international Génération IV (GIF), trois des six filières projetées sont des réacteurs à neutrons rapides : réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium, réacteur à neutrons rapides refroidi par gaz et réacteur à neutrons rapides refroidi au plomb [187].

À l'heure actuelle, le coût en capital des réacteurs à neutrons rapides est jugé plus élevé que pour les réacteurs classiques [185]. Les coûts de construction devraient diminuer grâce au raccourcissement du délai de construction et à la simplification de la conception. À ce stade, le problème des RSNR, c'est le peu d'expérience pratique en matière de construction. De ce fait, le coût des premières tranches qui seront vendues par les fabricants sera sensiblement plus élevé. Néanmoins, la réduction de la quantité de déchets radioactifs devrait contribuer à l'adoption de cette technologie. Comme le stockage définitif des déchets n'est pas seulement coûteux, mais est aussi une source importante de préoccupation pour le public, une décision en faveur des RSNR pourrait être prise avant même qu'ils ne soient concurrentiels par rapport aux réacteurs à eau ordinaire classiques.

## 5.8. LA FUSION, UN SOLEIL EN MINIATURE

Parmi les solutions à long terme qui permettraient d'atténuer les changements climatiques, la fusion nucléaire est à la pointe des efforts de recherche actuels et devrait connaître une application commerciale dans la deuxième moitié du XXI<sup>e</sup> siècle. La fusion diffère de la fission utilisée dans les réacteurs nucléaires classiques, car dans le premier cas, durant la réaction entre deux noyaux atomiques plus légers, un nouveau noyau plus lourd se forme, accompagné d'un dégagement d'énergie.

Depuis le début de l'ère nucléaire, la fusion est perçue comme l'avenir du secteur, car elle pourrait fournir de l'énergie bon marché en abondance. On considère qu'elle n'est à l'origine d'aucune émission de CO<sub>2</sub>, qu'elle constitue une réponse adéquate au défi des changements climatiques et qu'elle répond aux besoins énergétiques de l'humanité sans les inconvénients de la fission nucléaire. Les centrales qui se serviraient de cette technologie devraient produire des quantités infimes de déchets radioactifs. La raison en est que le produit de la réaction deutérium-tritium (D-T), qui sera à la base des réacteurs de fusion de première génération, est l'hélium, sans danger pour l'environnement, contrairement aux isotopes fortement radioactifs que l'on trouve dans les combustibles usés issus des centrales nucléaires existantes [188] (voir la figure 40). Les réacteurs thermonucléaires de deuxième génération ne devraient se servir que de deutérium (cycle du combustible deutérium-deutérium), les produits de la réaction étant le tritium et l'hélium. Le tritium est un isotope de l'hydrogène, mais sa période radioactive n'est que de 12,32 années, ce qui le rend beaucoup plus intéressant que les déchets radioactifs produits dans les réacteurs actuels. La radioactivité s'accumulera dans le cœur du réacteur à cause de l'impact des neutrons qui sont libérés lors de la réaction de fusion, mais comme la période des isotopes produits est courte, elle diminuera et atteindra un seuil d'innocuité au bout de quelques décennies seulement, contre des milliers d'années dans les réacteurs à fission [188].

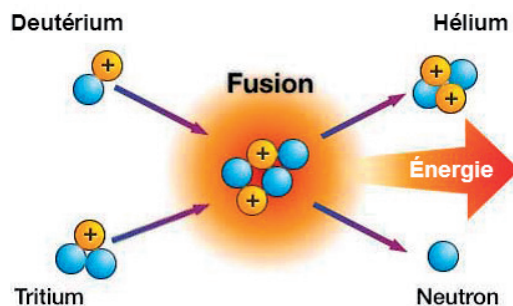


FIGURE 40. Réaction de fusion deutérium–tritium. Source : référence [189].

À l'heure actuelle, il existe deux grandes méthodes pour réaliser une fusion nucléaire : le confinement magnétique et le confinement inertiel. Le confinement magnétique repose sur l'idée d'utiliser des champs magnétiques pour confiner le combustible de fusion sous forme de plasma (gaz ionisé). La machine qui est la plus souvent utilisée à cette fin depuis les années 60 est le tokamak (chambre toroïdale avec bobines magnétiques, voir la figure 41) [187]. En raison des progrès importants qui ont été accomplis concernant sa construction (figure 42), il est considéré comme l'appareil qui sera le plus probablement utilisé pour une mise en œuvre industrielle de la fusion thermonucléaire (voir par exemple le projet ITER). Dans un tokamak, le plasma est confiné dans la chambre toroïdale par des champs magnétiques. Ces champs sont produits par des électro-aimants : la première série d'aimants qui entoure la chambre crée un champ toroïdal et la deuxième induit un courant électrique qui traverse le plasma, formant ainsi un champ poloïdal. Le sphéromak constitue une variante du tokamak (il s'agit d'un tokamak sphérique dans lequel la barre est insérée au centre).

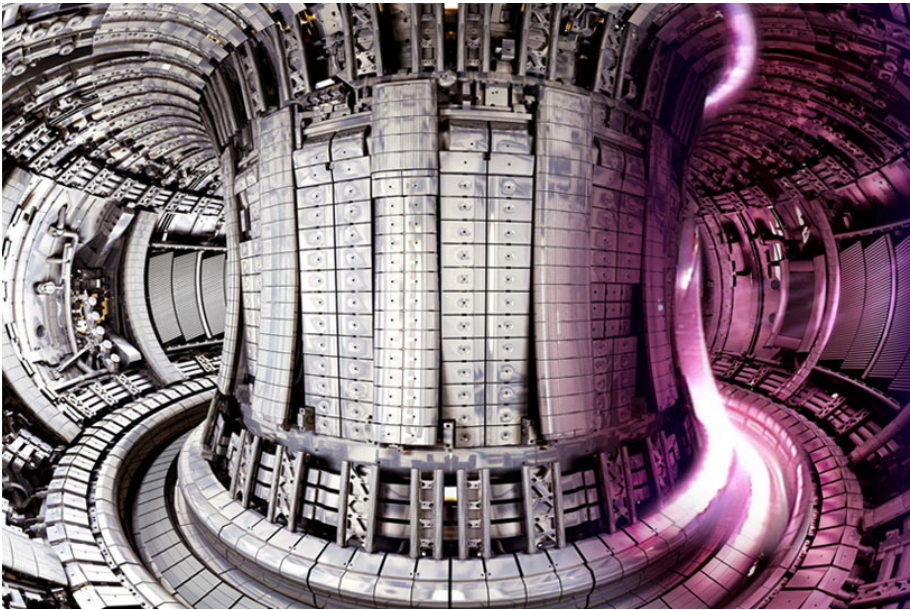


FIGURE 41. Intérieur d'un tokamak. Source : référence [189].



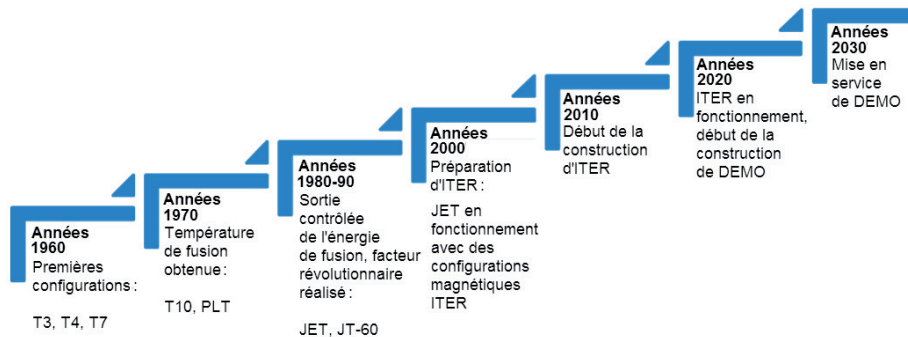


FIGURE 42. Progrès accomplis concernant les recherches sur la fusion par confinement magnétique dans un tokamak.

Le confinement inertiel consiste à chauffer et à comprimer les pastilles de combustible, par exemple à l'aide d'un laser [190]. Pour chauffer les pastilles, l'énergie est délivrée sur la couche externe, ce qui provoque une explosion et comprime la cible. Dans le domaine du confinement inertiel, les expériences ont commencé dans les années 70, mais des difficultés techniques importantes pour atteindre les énergies d'ignition ont rendu cette direction de recherche moins prometteuse que le confinement magnétique pour une application industrielle. Le dispositif de confinement inertiel le plus perfectionné est l'Installation nationale d'ignition (NIF), située au Laboratoire national Lawrence de Livermore (États-Unis) et achevée en 2009. Néanmoins, il n'a pas pu atteindre le niveau de pression nécessaire pour déclencher l'allumage (les niveaux d'énergie atteints par la NIF ne s'élevaient qu'à environ un tiers du seuil requis) [191]. En dépit des difficultés actuellement rencontrées par la NIF et par un autre projet dans ce domaine – le Laser Mégajoule (France), qui a été mis en service en 2014 –, le confinement inertiel est toujours considéré par le Conseil national de la recherche comme une méthode valable pour concurrencer le confinement magnétique [190].

La fusion devrait permettre d'atteindre un niveau de sûreté beaucoup plus élevé, car le plasma utilisé dans le réacteur est brûlé dans des conditions assez spécifiques et toute anomalie notable entraînera l'arrêt du processus, ce qui exclut la possibilité d'une catastrophe dans le réacteur. À l'extérieur du site, les conséquences d'un éventuel accident dans une centrale à fusion ne devraient pas être plus importantes que dans une installation industrielle non nucléaire. Dans les futurs modèles de réacteurs de fusion, l'interruption de l'approvisionnement en combustible entraînera un arrêt rapide de la réaction, alors que dans les réacteurs à fission, la quantité de combustible chargée est suffisante pour plusieurs années d'exploitation.

Un système énergétique fondé sur la fusion sera fondamentalement différent des systèmes existants. La notion de sécurité énergétique au sens moderne, qui repose sur la rareté des ressources, disparaîtra purement et simplement, car le combustible nécessaire sera produit à partir de substances disponibles en abondance, comme l'eau. Toute tentative d'utiliser des sortes d'« armes énergétiques », en se servant de la répartition inégale des sources d'énergie sur la planète, sera vaine. La fusion permettra de régler les problèmes actuels entre consommateurs et producteurs de sources d'énergie, d'où une politique énergétique mondiale beaucoup plus prévisible, pour laquelle les décisions seront prises beaucoup plus collégialement.

La fusion contribuera également à résoudre les problèmes liés à la prolifération nucléaire, car l'utilisation des neutrons libérés durant la réaction de fusion pour produire des matières entrant dans la fabrication d'armes nucléaires nécessiterait une modification importante de la conception du réacteur, ce qui permet de détecter les éventuelles violations du régime de non-prolifération dès la phase de construction. Le tritium (qui est utilisé dans la réaction D-T et est un produit de la réaction deutérium-deutérium) sert dans les armes thermonucléaires, mais il n'en est pas un constituant important et n'est absolument pas le plus difficile à produire.

Le projet ITER, qui vise à construire le premier réacteur de fusion opérationnel, est la résultante de plus d'un demi-siècle d'expérience acquise au cours des efforts de recherche menés dans le domaine de la fusion dans le monde entier. Ce projet a été développé conjointement par un groupe de pays (Chine, États-Unis, Fédération de Russie, Inde, Japon, République de Corée et Union européenne) et le site choisi se situe à Cadarache (France) [188]. L'idée d'ITER a été initialement proposée au Sommet de Genève, en 1985, mais il a fallu une vingtaine d'années avant qu'un consortium européen ne soit formé (2006). L'aménagement du terrain a commencé en 2008 [192] et la première réaction D-T sur le site devrait avoir lieu à la fin des années 2020. ITER réalisera une fusion par confinement magnétique et devrait démontrer les possibilités de la fusion à l'échelle industrielle : pour une puissance d'entrée de 50 mégawatts, l'installation devrait produire 500 mégawatts, soit un facteur de gain d'énergie de fusion de 10 (c'est-à-dire le rapport de l'énergie produite à l'énergie nécessaire pour confiner le plasma). La combustion auto-entretenu du plasma nécessite un facteur d'au moins cinq. L'objectif d'ITER est de maintenir la réaction de fusion pendant huit minutes. ITER devrait être ultérieurement remplacé par le réacteur de fusion DEMO, qui devrait devenir le prototype des réacteurs thermonucléaires industriels du futur [190]. L'objectif de DEMO serait de produire de l'énergie en continu avec un facteur de gain énergétique de 25, soit une production comparable aux centrales nucléaires actuelles. La date de démarrage du projet est très incertaine, mais d'après les estimations effectuées



dans le cadre d'ITER, l'exploitation de DEMO devrait commencer au début des années 2030, le couplage au réseau ayant lieu vers 2040 [193].

## RÉFÉRENCES

- [1] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Climate Change and Nuclear Power 2013, IAEA, Vienna (2013).
- [2] BAN KI-MOON, Remarks on Climate Change at the Policy Spotlight with Friends of Europe (2014), [http://www.un.org/apps/news/infocus/speeches/statments\\_full.asp?statID=2182#.Uz7xGvldXTo](http://www.un.org/apps/news/infocus/speeches/statments_full.asp?statID=2182#.Uz7xGvldXTo)
- [3] AMANO, Y., Address of the Director General of IAEA Yukiya Amano to the participants of ATOMEXPO 2013 International Industry Forum (2013), <http://2014.atomexpo.ru/en/atomexpo2014/speech/amano>
- [4] INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, Climate Change 2013: The Physical Science Basis, Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge (2014).
- [5] GROUPE D'EXPERTS INTERGOUVERNEMENTAL SUR L'ÉVOLUTION DU CLIMAT, Changements climatiques 2014 : Conséquences, adaptation, et vulnérabilité. Résumé à l'intention des décideurs (2014), [http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg2/ar5\\_wgII\\_spm\\_fr.pdf](http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg2/ar5_wgII_spm_fr.pdf)
- [6] CONVENTION-CADRE DES NATIONS UNIES SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, Rapport de la quinzième session de la Conférence des Parties tenue à Copenhague du 7 au 19 décembre 2009, FCCC/CP/2009/11/Add.1, CCNUCC, Bonn, Allemagne (2010) <http://unfccc.int/resource/docs/2009/cop15/fre/11a01f.pdf>  
<http://unfccc.int/resource/docs/2009/cop15/eng/11a01.pdf>
- [7] INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change, Summary for Policymakers (2014), [http://report.mitigation2014.org/spm/ipcc\\_wg3\\_ar5\\_summary-for-policymakers\\_approved.pdf](http://report.mitigation2014.org/spm/ipcc_wg3_ar5_summary-for-policymakers_approved.pdf)
- [8] OECD INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, World Energy Outlook 2013, OECD Publishing, Paris (2013).
- [9] UNITED NATIONS CENSUS BUREAU, U.S. and World Population Clock, International Data Base (2014), <http://www.census.gov/popclock>
- [10] ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES, Panorama des statistiques de l'OCDE 2013, Économie, environnement et société, OECD Publishing, Paris (2013). [http://www.oecd-ilibrary.org/economics/panorama-des-statistiques-de-l-ocde-2013\\_factbook-2013-fr](http://www.oecd-ilibrary.org/economics/panorama-des-statistiques-de-l-ocde-2013_factbook-2013-fr)
- [11] UNITED NATIONS, World Population Prospects: The 2012 Revision (2012), <http://esa.un.org/unpd/wpp/index.htm>
- [12] WORLD BANK, Global Economic Prospects, Vol. 9, World Bank, Washington, DC (2014).

- [13] OECD INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Energy Technology Perspectives 2014: Harnessing Electricity's Potential*, OECD Publishing, Paris (2014).
- [14] ORGANISATION INTERNATIONALE DE NORMALISATION, *Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Exigences et lignes directrices*, ISO 14044, ISO, Genève (2006).
- [15] SWISS CENTRE FOR LIFE CYCLE INVENTORIES, *Ecoinvent Database Version 3* (2013), <http://www.ecoinvent.com/>
- [16] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, *Meta-Analysis of Life Cycle Assessments*, *J. Ind. Ecol.* **16** Suppl. 1 (2012) S1–S205.
- [17] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, *Life Cycle Impacts from Electricity Generation*, unpublished report.
- [18] INTERNATIONAL EPD SYSTEM, *The International EPD System - A Communications Tool for International Markets*, Stockholm (2013), <http://www.environdec.com>
- [19] OECD INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *IEA World Energy Statistics and Balances* (2014), <http://dx.doi.org/10.1787/data-00512-en>
- [20] INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, *Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change, Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (METZ, B., DAVIDSON, O.R., BOSCH, P.R., DAVE, R., MAYER, L.A., Eds), Cambridge University Press, Cambridge, New York (2007).
- [21] INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change, Final Draft of the Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (2014), <http://mitigation2014.org/report/final-draft>
- [22] ESKEN, A., HOLLER, S., VALLENTIN, D., VIEBAHN, P., *CCS global – prospects of carbon capture and storage technologies (CCS) in emerging economies*, Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy (2012), <http://wupperinst.org/en/projects/details/wi/p/s/pd/208/>
- [23] TREYER, K., BAUER, C., SIMONS, A., *Human health impacts in the life cycle of future European electricity generation* (2014), <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.03.034>
- [24] WISER, R., et al., “Wind energy”, *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* (EDENHOFER, O., et al., Eds), Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge and New York (2011).
- [25] EOM, J., et al., *The impact of near-term climate policy choices on technology and emission transition pathways*, *Technological Forecasting and Social Change* (2013), <http://dx.doi.org/10.1016/j.techfore.2013.09.017>
- [26] WILSON, C., GRUBLER, N., BAUER, N., KREY, V., RIAHI, K., *Future capacity growth of energy technologies: are scenarios consistent with historical evidence?* *Clim. Chang.* **118** (2013) 381–395.

- [27] KREY, V., LUDERER, G., CLARKE, L., KRIEGLER, E., Getting from here to there – energy technology transformation pathways in the EMF27 scenarios?, *Clim. Chang.* **123** (2014) 369–382.
- [28] OECD INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Energy Technology Perspectives 2012: Pathways to a Clean Energy System*, OECD Publishing, Paris (2012).
- [29] OECD INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Redrawing the Energy-Climate Map: World Energy Outlook Special Report*, OECD Publishing, Paris (2013).
- [30] OECD NUCLEAR ENERGY AGENCY, INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, *Uranium 2014: Resources, Production and Demand*, OECD Publishing, Paris (2014).
- [31] AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE ATOMIQUE, *Rapport d'ensemble sur la technologie nucléaire 2013*, GC(57)/INF/2, AIEA, Vienne (2013).
- [32] OECD INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Tracking Industrial Energy Efficiency and CO<sub>2</sub> Emissions*, OECD Publishing, Paris (2007).
- [33] GUTOWSKI, T.G., SAHNI, S., ALLWOOD, J.M., ASHBY, M.F., WORRELL, E., The energy required to produce materials: constraints on energy-intensity improvements, parameters of demand, *Phil. Trans. R. Soc.* **371** (2013) 1471–2962.
- [34] DE BEER, J.G., WORRELL, E., BLOK, K., Future technologies for energy efficient iron and steelmaking, *Annu. Rev. Energy Environ.* **23** (1998) 123–205.
- [35] PEREZ-BLANCO, H., *The Dynamics of Energy Supply, Conversion and Utilization*, CRC Press, Boca Raton, FL (2009).
- [36] EWING, A.J., *Energy Efficiency in the Pulp Paper Industry with Emphasis on Developing Countries*, World Bank Technical Paper No. 34, World Bank, Washington, DC (1985).
- [37] OECD INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Key World Energy Statistics 2013*, OECD Publishing, Paris (2013).
- [38] OECD INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Coal Information 2013*, IEA Statistics, OECD Publishing, Paris (2013).
- [39] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, *Status of Nuclear Desalination in IAEA Member States*, IAEA-TECDOC-1524, IAEA, Vienna (2007).
- [40] GLOBAL WATER INTELLIGENCE, *GW/IDA DesalData* (2013), <http://www.desaldata.com/>
- [41] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, *Environmental Impact Assessment of Nuclear Desalination*, IAEA-TECDOC-1642, IAEA, Vienna (2010).
- [42] VOUTCHKOV, N., “Desalination Market, Technology Trends and Opportunities”, lecture at Water Executive Forum Las Vegas, NV (2012).
- [43] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, *International Status and Prospects of Nuclear Power*, 2010 Edition, IAEA, Vienna (2011).
- [44] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, *Status and Trends of Nuclear Fuels Technology for Sodium Cooled Fast Reactors*, IAEA Nuclear Energy Series No. NF-T-4.1, IAEA, Vienna (2011).
- [45] UNITED NATIONS, *Human Settlements on the Coast*, United Nations Atlas of the Oceans (2010), <http://www.oceansatlas.org>

- [46] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Non-electric Applications of Nuclear Power: Seawater Desalination, Hydrogen Production and other Industrial Applications (Proc. Int. Conf. Oarai, 2007), IAEA, Vienna (2009).
- [47] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Market Potential for Non-electric Applications of Nuclear Energy, Technical Reports Series No. 410, IAEA, Vienna (2002).
- [48] ALBERTA ENERGY, Nuclear Power and Alberta: Background Report, Prepared for the Minister of Energy by the Nuclear Power Expert Panel (2009) <http://www.energy.gov.ab.ca/Electricity/pdfs/NuclearPowerReport.pdf>
- [49] WORLD NUCLEAR ASSOCIATION, Nuclear Power in Canada, WNA (2013), <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/Canada-Nuclear-Power/>
- [50] WORLD NUCLEAR ASSOCIATION, Nuclear-powered Ships, WNA (2013), <http://www.world-nuclear.org/info/Non-Power-Nuclear-Applications/Transport/Nuclear-Powered-Ships/>
- [51] JOHN F. KENNEDY SPACE CENTER, Annual Report of the John F. Kennedy Space Center, John F. Kennedy Space Center, Merritt Island, FL (2012).
- [52] ORGANISATION MONDIALE DE LA SANTÉ, Qualité de l'air ambiant (extérieur) et santé, Aide-mémoire N°313, OMS, Genève, (2014), <http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs313/fr/>
- [53] ORGANISATION MONDIALE DE LA SANTÉ, 7 millions de décès prématurés sont liés à la pollution de l'air chaque année, Communiqué de presse, OMS, Genève (2014). <http://www.who.int/mediacentre/news/releases/2014/air-pollution/fr/>
- [54] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050, 2011 Edn, Reference Data Series No. 1, IAEA, Vienna (2011).
- [55] KHARECHA, P.A., HANSEN, J.E., Prevented Mortality and Greenhouse Gas Emissions from Historical and Projected Nuclear Power, *Environ. Sci. Technol.* **47** (2013) 4889–4895.
- [56] KHARECHA, P.A., HANSEN, J.E., Response to Comment on “Prevented Mortality and Greenhouse Gas Emissions from Historical and Projected Nuclear Power”, *Environ. Sci. Technol.* **47** (2013) 6718–6719.
- [57] CENTRE FOR CLOUDS, CHEMISTRY AND CLIMATE, The Asian Brown Cloud: Climate and Other Environmental Impacts, Report No. 3 UNEP/DEWA/RS.02-3, United Nations Environment Programme, Nairobi (2002).
- [58] MARKANDYA, A., BIGANO, A., PORCHIA, R. (Eds), *The Social Cost of Electricity: Scenarios and Policy Implications*, Edward Elgar Publishing, Cheltenham, UK (2011).
- [59] RABL, A., RABL, V.A., External costs of nuclear: Greater or less than the alternatives? *Energy Policy* **57** (2013) 575–584.
- [60] OZTURK, I., A literature survey on energy–growth nexus, *Energy Policy* **38** (2010) 340–349.
- [61] SEUNG-HOON YOO, KUN-OH JUNG, Nuclear energy consumption and economic growth in Korea, *Prog. Nucl. Energy* **46** (2005), 101–109.

- [62] SEUNG-HOON YOO, SE-JU KU, Causal relationship between nuclear energy consumption and economic growth: a multi-country analysis. *Energy Policy* **37** (2009) 1905–1913.
- [63] WOLDE-RUFAEL, Y., Bounds test approach to cointegration and causality between nuclear energy consumption and economic growth in India, *Energy Policy* **38** (2010) 52–58.
- [64] WOLDE-RUFAEL, Y., MENYAH, K., Nuclear energy consumption and economic growth in nine developed countries, *Energy Econ.* **32** (2010) 550–556.
- [65] PAYNE, J.E., TAYLOR, J.P., Nuclear energy consumption and economic growth in the U.S.: an empirical note, *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, forthcoming.
- [66] WOLDE-RUFAEL, Y., Nuclear energy consumption and economic growth in Taiwan, *Energy Sources, Part B: Econ. Plan. Policy* **7** 1 (2012) 21–27.
- [67] APERGIS, N., PAYNE, J.E., A panel study of nuclear energy consumption and economic growth, *Energy Economics* **32** 3 (2010), 545–549.
- [68] NUCLEAR ENERGY INSTITUTE, Nuclear Energy’s Economic Benefits — Current and Future, Washington, DC (2014).
- [69] WORLEYPARSONS, White Paper on Nuclear Energy in Jordan “Final Report”, Jordan Atomic Energy Commission, Amman (2011).
- [70] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Nuclear Technology and Economic Development in the Republic of Korea, Information Booklet, IAEA, Vienna (2009).
- [71] KENLEY, C.R., et al., Job creation due to nuclear power resurgence in the United States, *Energy Policy* **37** (2009) 4894–4900.
- [72] EUROPEAN COMMISSION, Socio-Economic Role of Nuclear Energy to Growth and Jobs in the EU for Time Horizon 2020-2050, EC, Brussels (2012).
- [73] OXFORD ECONOMICS, Economic, Employment and Environmental Benefits of Renewed U.S. Investment in Nuclear Energy; National and State Analysis, Oxford Economics, Wayne, PA (2008).
- [74] EBRAHIM, Z., INDERWILDI, O.R., KING, D.A., Macroeconomic impacts of oil price volatility: mitigation and resilience, *Frontiers in Energy* **8** 1 (2014) 9–24.
- [75] KILIAN, L., The Economic Effects of Energy Price Shocks, *J. Econ. Lit.* **46** 4 (2008) 871–909.
- [76] D’HAESELEER, W.D., Synthesis on the Economics of Nuclear Energy, Study for the European Commission, DG Energy, Final Report, European Commission, Brussels (2013).
- [77] MARI, C., Hedging electricity price volatility using nuclear power, *Applied Energy* **113** (2014) 615–621.
- [78] UNITED STATES NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, Combined License Applications for New Reactors (2014), <http://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/col.html>
- [79] OECD INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, OECD NUCLEAR ENERGY AGENCY, Projected Costs of Generating Electricity: 2010 Edition, OECD Publishing, Paris (2010).

- [80] OECD NUCLEAR ENERGY AGENCY, Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-Carbon Electricity Systems, OECD Publishing, Paris (2012).
- [81] HARRIS, G., HEPTONSTALL, P., GROSS, R., HANDLEY, D., Cost estimates for nuclear power in the UK, ICEPT Working Paper, Ref: ICEPT/WP/2012/014 (2012), <https://workspace.imperial.ac.uk/icept/Public/Cost%20estimates%20for%20nuclear%20power%20in%20the%20UK.pdf>
- [82] PRICEWATERHOUSECOOPERS, The fleet effect: The economic benefits of adopting a fleet approach to nuclear new build in the UK (2012), <http://www.pwc.co.uk/nuclear/publications/the-economic-benefits-of-adopting-a-fleet-approach-to-nuclear-new-build-in-the-uk.jhtml>
- [83] PARSONS BRINKERHOFF, Electricity Generation Cost Model - 2011 Update, Revision 1, Prepared for Department of Energy and Climate Change (2011), [http://www.pbworld.com/pdfs/regional/uk\\_europe/decc\\_2153-electricity-generation-cost-model-2011.pdf](http://www.pbworld.com/pdfs/regional/uk_europe/decc_2153-electricity-generation-cost-model-2011.pdf)
- [84] MOTT MACDONALD, UK Electricity Generation Costs Update (2010), [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/65716/71-uk-electricity-generation-costs-update-.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65716/71-uk-electricity-generation-costs-update-.pdf)
- [85] COUR DES COMPTES, Les coûts de la filière électronucléaire, Rapport public thématique, Cour des comptes, Paris (2012), <https://www.ccomptes.fr/Publications/Publications/Les-couts-de-la-filiere-electro-nucleaire>
- [86] HEZIR, J.S., DAVIS, E.M., Analysis of GW-Scale Overnight Capital Cost, University of Chicago, Chicago (2011).
- [87] UNIVERSITY OF CHICAGO, The Economic Future of Nuclear Power, University of Chicago, Chicago (2004).
- [88] LÉVÊQUE, F., Estimating the cost of nuclear power: benchmarks and uncertainties, Working Paper 13-ME-01, Interdisciplinary Institute for Innovation/CERNA, MINES ParisTech, Paris (2013).
- [89] WORLD NUCLEAR ASSOCIATION, Nuclear Power Economics and Project Structuring, Report No. 2012/002, WNA, London (2012).
- [90] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Investment Cost Data Collection, unpublished data.
- [91] DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY, The Future of Nuclear Power: The Role of Nuclear Power in a Low Carbon UK Economy, DTI, London (2007).
- [92] UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY, Sec. Moniz to Georgia, Energy Department Scheduled to Close on Loan Guarantees to Construct New Nuclear Power Plant Reactors (2014), <http://energy.gov/articles/sec-moniz-georgia-energy-department-scheduled-close-loan-guarantees-construct-new-nuclear>
- [93] PLATTS MCGRAW HILL FINANCIAL, Equity investment by vendors: The new market trend? Platts Nucleonics Week 52 38 (2011).
- [94] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Nuclear Power Reactors in the World, 2006 Edn, IAEA, Vienna (2006).

- [95] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Nuclear Power Reactors in the World, 2012 Edn, IAEA, Vienna (2012).
- [96] OECD INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, Energy Technology System Analysis Programme (2010), <http://www.iea-etsap.org/web/Supply.asp>
- [97] BP SOLAR, Proposed Solar Power Station Near Moree, NSW, Environmental Impact Assessment Report (2011), [http://www.moresolarfarm.com.au/pdf/Environmental\\_Assessment\\_Report.pdf](http://www.moresolarfarm.com.au/pdf/Environmental_Assessment_Report.pdf)
- [98] CALEDON WIND, Environmental Impact Assessment for the Proposed Caledon Wind Farm, Western Cape Province (2012), [http://projects.gibb.co.za/Portals/3/projects/201201%20Caledon/Caledon%20Final%20EIA%20Report\\_13Feb2012\\_Final.pdf](http://projects.gibb.co.za/Portals/3/projects/201201%20Caledon/Caledon%20Final%20EIA%20Report_13Feb2012_Final.pdf)
- [99] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Project Management in Nuclear Power Plant Construction: Guidelines and Experience, IAEA Nuclear Energy Series No. NP-T-2.7, IAEA, Vienna (2012).
- [100] WORLD NUCLEAR ASSOCIATION, Heavy Manufacturing of Power Plants, WNA (2013), <http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Power-Reactors/Heavy-Manufacturing-of-Power-Plants/>
- [101] SCHNEIDER, E.A., SAILOR, W.C., Long-term uranium supply estimates, Nucl. Technol. **162** (2008) 379–387.
- [102] McKELVEY, V.E., Relations of reserves of the elements to their crustal abundance, Am. Jour. Sci. **258** (1960) 234–241.
- [103] ERICKSON, R.L., Crustal abundance of elements, and mineral resources, United States mineral resources, USGS. Professional Paper 820. (BROBST, D.A., PRATT, W.P., Eds), United States Geological Survey, Washington, DC (1973).
- [104] AHRENS, L.H., A fundamental law of geochemistry, Nature, **172** (1953) 1148.
- [105] DEFFEYES, K.S., MacGREGOR, I.D., Uranium Distribution in Mined Deposits and in the Earth's Crust, Princeton University, Princeton, NJ (1978).
- [106] LEHMANN, B., Uranium ore deposits, Rev. Econ. Geol. **2** (2008) 16–26.
- [107] MATTHEWS, I.A., DRISCOLL, M.J., A Probabilistic Projection of Long Term Uranium Resource Costs, Massachusetts Institute of Technology, IT, Cambridge, MA (2010).
- [108] SHROPSHIRE, D.E., et al., Advanced Fuel Cycle Cost Basis, Idaho National Laboratory, Idaho Falls, ID (2008).
- [109] UNITED NATIONS, Sources and Effects of Ionizing Radiation (2008 Report to the General Assembly with Scientific Annexes), United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR), Vol. I, UN, New York (2010).
- [110] WORLD HEALTH ORGANIZATION, Disease and Injury Regional Estimates (2004), [http://www.who.int/healthinfo/global\\_burden\\_disease/estimates\\_regional\\_2004\\_2008/en/index.html](http://www.who.int/healthinfo/global_burden_disease/estimates_regional_2004_2008/en/index.html)



- [111] UNITED NATIONS, Sources and effects of ionizing radiation (1993 Report to the General Assembly with Scientific Annexes), United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR), UN, New York (1993).
- [112] CANADIAN NUCLEAR SAFETY COMMISSION, Radon and Health INFO-0813, CNSC, Ottawa (2011).
- [113] McBRIDE, J.P., et al., Radiological impact of airborne effluents of coal and nuclear plants, *Science* **202** (1978) 1045–1050.
- [114] WORLD HEALTH ORGANIZATION, Preliminary Dose Estimation from the Nuclear Accident after the 2011 Great East Japan Earthquake and Tsunami, WHO, Geneva (2012).
- [115] UNITED NATIONS, Sources, Effects and Risks of Ionizing Radiation (2013 Report to the General Assembly with Scientific Annexes), United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR), Vol. I, UN, New York (2014).
- [116] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, PRIS database (2014), <http://www.iaea.org/pris>
- [117] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, IAEA Action Plan on Nuclear Safety, IAEA, Vienna (2011).
- [118] Progrès réalisés dans la mise en œuvre du Plan d’action de l’AIEA sur la sûreté nucléaire, GOV/INF/2012/11-GC(56)/INF/5, AIEA, Vienne (2012).
- [119] Progrès réalisés dans la mise en œuvre du Plan d’action de l’AIEA sur la sûreté nucléaire, GOV/INF/2013/8-GC(57)/INF/5, AIEA, Vienne (2013).
- [120] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Press Release – Conclusions of the President of the 6<sup>th</sup> Review Meeting of the CNS, IAEA, Vienna (2014), [http://www-ns.iaea.org/downloads/ni/safety\\_convention/cns6-press-release.pdf](http://www-ns.iaea.org/downloads/ni/safety_convention/cns6-press-release.pdf)
- [121] CARUSO, G., IAEA Activities Under the Nuclear Safety Action Plan (2014), <http://www-pub.iaea.org/iaeameetings/cn233p/OpeningSession/2Caruso.pdf>
- [122] EUROPEAN NUCLEAR SAFETY REGULATOR’S GROUP, Report of the European Nuclear Safety Regulators Group (2009), <http://www.ensreg.eu/docs/report%20of%20the%20european%20nuclear%20safety%20regulators%20group>
- [123] UNITED STATES NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, Recommendations for Enhancing Reactor Safety in the 21st Century: The Near-Term Task Force Review of Insights from the Fukushima-Daiichi Accident, NRC, Washington, DC (2011).
- [124] UNITED STATES NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, Status of Staff Efforts in Response to Fukushima Near-Term Task Force Recommendation 1 on Improving the NRC Regulatory Framework, NRC, Washington, DC (2013).
- [125] THE NATIONAL DIET OF JAPAN FUKUSHIMA NUCLEAR ACCIDENT INDEPENDENT INVESTIGATION COMMISSION, Final report (2012), <http://warp.da.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/3856371/naic.go.jp/en/report>
- [126] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, IAEA Chief Visits International Fusion Project and Addresses Economic Meeting (2012), [http://www.iaea.org/newscenter/news/2012/dg\\_iter.html](http://www.iaea.org/newscenter/news/2012/dg_iter.html)
- [127] OECD NUCLEAR ENERGY AGENCY, Actions taken by regulatory bodies and international organisations following the



- Fukushima Daiichi nuclear accident (2012),  
<http://www.oecd-nea.org/nsd/fukushima>
- [128] AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE ATOMIQUE, Rapport annuel de l'AIEA 2012, GC(57)/3, AIEA, Vienne (2013).
- [129] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Storage of Radioactive Waste, IAEA Safety Standards Series No. WS-G-6.1, IAEA, Vienna (2006).
- [130] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. Policies and Strategies for Radioactive Waste Management, IAEA Nuclear Energy Series No. NW-G-1.1, IAEA, Vienna (2009).
- [131] CHAPMAN, N., MCCOMBIE, C. (Eds), Principles and Standards for the Disposal of Long-lived Radioactive Wastes, Waste Management Series No. 3, Pergamon Press, Amsterdam (2003).
- [132] ALEXANDER, W.R., MCKINLEY, L.E. (Eds), Deep Geological Disposal of Radioactive Waste, Radioactivity in the Environment Series No. 9, Elsevier, Amsterdam (2007).
- [133] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Disposal Approaches for Long Lived Low and Intermediate Level Radioactive Waste, IAEA Nuclear Energy Series No. NW-T-1.20, IAEA, Vienna (2009).
- [134] BACHU, S., McEWEN, T., "Geological media for the long-term emplacement and isolation of CO<sub>2</sub> and radioactive waste", Geological Disposal of CO<sub>2</sub> and Radioactive Waste: A Comparative Assessment (TOTH, F.L., Ed.), Springer, Dordrecht (2011).
- [135] VÄHÄNEN, M., Finnish Industry Research Programme for the Disposal of Nuclear Waste (2007),  
[http://www.stuk.fi/julkaisut\\_maaraykset/alara/alara\\_3\\_2007/fi\\_FI/alara\\_3\\_2007/\\_files/12222632510025106/default/vahanen\\_presentation.pdf](http://www.stuk.fi/julkaisut_maaraykset/alara/alara_3_2007/fi_FI/alara_3_2007/_files/12222632510025106/default/vahanen_presentation.pdf)
- [136] SWEDISH NUCLEAR FUEL AND WASTE MANAGEMENT COMPANY, SKB Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Company, SKB (2009),  
[http://www.skb.se/default\\_24417.aspx](http://www.skb.se/default_24417.aspx)
- [137] OGAWA, K., Public acceptance and public opinion. Energy Future and the Nuclear Fuel Cycle in the Asia Pacific Region, April 1997, Berkley, CA (1997) 88.
- [138] BIRD, D.K., HAYNES, K., VAN DEN HONERT, R., McANENEY, J., POORTINGA, W., Nuclear power in Australia: A comparative analysis of public opinion regarding climate change and the Fukushima disaster, Energy Policy **65** (2014) 644–653.
- [139] BISCONTI RESEARCH, Most Americans See Nuclear Energy as Important Part of the Energy Mix, New National Opinion Poll Finds, (2013),  
[http://www.nei.org/getattachment/Master-Document-Folder/Backgrounders/Reports-And-Studies/Most-Americans-See-Nuclear-Energy-as-Important-Par/Bisconti\\_PO\\_Memo\\_0913.pdf?ext](http://www.nei.org/getattachment/Master-Document-Folder/Backgrounders/Reports-And-Studies/Most-Americans-See-Nuclear-Energy-as-Important-Par/Bisconti_PO_Memo_0913.pdf?ext)
- [140] LACROIX-LANOË, C., Stop ou encore ? L'opinion publique française face au nucléaire (2013),  
<http://www.delitsdopinion.com/theme/societe/stop-ou-encore-lopinion-publique-francaise-face-au-nucleaire-12989/> 1/8
- [141] LAIHONEN, M., Finnish Exceptionalism: the Drivers of Nuclear New Build (2013),

- <http://casepyhajoki.info/en/tapio-litmanen-finnish-exceptionalism-the-drivers-of-nuclear-new-build/>
- [142] HOLMBERG, S., Swedish Opinion on Nuclear Power 1986-2013, Society Opinion Media Institute, Gothenburg, Sweden (2014).
- [143] KIM, Y., KIM, M., KIM, W., Effect of the Fukushima nuclear disaster on global public acceptance of nuclear energy, *Energy Policy* **61** (2013) 822–828.
- [144] FJAESTAD, M., HAKKARAINEN, P., Sweden, Finland and the German Energiewende. *Renew. Energy Law & Policy Rev.* **3** (2012) 234–244.
- [145] POORTINGA, W., AOYAGI, M., PIDGEON, N.F., Public perceptions of climate change and energy futures before and after the Fukushima accident: A comparison between Britain and Japan, *Energy Policy* **62** (2013) 1204–1211.
- [146] ASAHI SHIMBUN, Nuclear Energy Poll, (2014),  
<http://mansfieldfdn.org/program/research-education-and-communication/asian-opinion-poll-database/listofpolls/2014-polls/asahi-shimbun-regular-public-opinion-poll-022814>
- [147] KITADA, A., Public Opinion on Nuclear Power Generation Measured in Continuous Polls Changes After Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant Accident over the Past 30 Years, *Transact. At. Energy Soc. Japan* **12** (2013) 176–196.
- [148] JAPAN ATOMIC INDUSTRIAL FORUM, Trend of Public Opinions on Nuclear Energy after Fukushima Accident (March 11) in Japan (2011),  
[http://www.jaif.or.jp/english/news\\_images/pdf/ENGNEWS02\\_1312778417P](http://www.jaif.or.jp/english/news_images/pdf/ENGNEWS02_1312778417P)
- [149] JAPAN DAILY PRESS, Survey says 80% of Japanese don't want nuclear plants anymore (2014),  
<http://japandailynews.com/survey-says-80-of-japanese-dont-want-nuclear-plants-anymore-1045537>
- [150] KAMEDA, M., National or not, nuclear issue ranks high with Tokyo voters, *Japan Times* (2014),  
<http://www.japantimes.co.jp/news/2014/02/03/national/politics-diplomacy/national-or-not-nuclear-issue-ranks-high-with-tokyo-voters>
- [151] KIDD, S.W., Nuclear power-economics and public acceptance, *Energy Strategy Rev.* **1** (2013) 277–281.
- [152] KOTLER, M.L., HILLMAN, I.T., Japanese nuclear energy policy and public opinion. *Japanese Energy Security and Changing Global Markets. An Analysis of North-East Asian Energy Cooperation and Japans Evolving Leadership Role in the Region*, Rice University, Houston, TX (2000).
- [153] KOVACS, P., GORDELIER, S., L'énergie nucléaire et l'opinion publique. *Faits et opinions*, AEN Infos 2009, N° 27.1, Agence pour l'énergie nucléaire (2009),  
[https://www.oecd-nea.org/pub/newsletter/2009/fr/nuclear\\_and\\_public\\_FR.pdf](https://www.oecd-nea.org/pub/newsletter/2009/fr/nuclear_and_public_FR.pdf)
- [154] BLUMER, H., Public opinion and public opinion polling, *Am. Sociol. Rev.* (1948) 542–549.
- [155] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, *Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050*, 2014 Edn, Reference Data Series No. 1, IAEA, Vienna (2014).

- [156] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050, 2013 Edn, Reference Data Series No. 1, IAEA, Vienna (2013).
- [157] UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, Annual Energy Outlook 2014, DOE/EIA-0383(2014), EIA, Washington, DC (2014).
- [158] MONITORING ANALYTICS, LLC, State of the Market Report for PJM 2008, Monitoring Analytics, LLC, Eagleville, PA (2009).
- [159] MONITORING ANALYTICS, LLC, State of the Market Report for PJM 2013, Monitoring Analytics, LLC Eagleville, PA (2014).
- [160] UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, Electric Power Annual 2012, EIA, Washington, DC (2013).
- [161] WALLACE, M., BANKS, G.D, Restoring U.S. Leadership in Nuclear Energy, Center for Strategic & International Studies, Washington, DC (2013).
- [162] VINE, D., Climate Solutions: The Role of Nuclear Power, Center for Climate and Energy Solutions, Arlington, VA (2014).
- [163] DOMINION, Dominion Shuts Down Kewaunee Power Station Permanently (2013),  
<http://dom.mediaroom.com/2013-05-07-Dominion-Shuts-Down-Kewaunee-Power-Station-Permanently>
- [164] ENTERGY, Entergy to Close, Decommission Vermont Yankee (2013),  
[http://www.entergy.com/News\\_Room/newsrelease.aspx?NR\\_ID=2769](http://www.entergy.com/News_Room/newsrelease.aspx?NR_ID=2769).
- [165] UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, EIA, Washington, DC (2013).
- [166] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, World Energy Outlook 2011, Special report: Are We Entering a Golden Age of Gas? OECD/IEA, Paris (2011).
- [167] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, World Energy Outlook 2012 Special report: Golden Rules for a Golden Age of Gas, IEA, Paris (2012).
- [168] TOTH, F.L., Impacts of climate change on energy systems, unpublished report.
- [169] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Advances in Small Modular Reactor Technology Developments, A Supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS) (2014)  
[http://www.iaea.org/NuclearPower/Downloadable/SMR/files/IAEA\\_SMR\\_Booklet\\_2014.pdf](http://www.iaea.org/NuclearPower/Downloadable/SMR/files/IAEA_SMR_Booklet_2014.pdf)
- [170] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Status of Nuclear Desalination in IAEA Member States, IAEA-TECDOC-1524, IAEA, Vienna (2007).
- [171] SHROPSHIRE, D., PURVINS, A., PAPAIOANNOU, I., MASCHIO, I., Benefits and cost implications from integrating small flexible nuclear reactors with off-shore wind farms in a virtual power plant, Energy Policy **46** (2012) 558–573.
- [172] CARLSSON, J., SHROPSHIRE, D., FÜTTERER, M., VAN HECK, A., Economic viability of small nuclear reactors in future European cogeneration markets, Energy Policy **43** (2012) 396–406.

- [173] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Experiences and Trends of Manufacturing Technology of Advanced Nuclear Fuels, IAEA-TECDOC-1686, IAEA, Vienna (2012).
- [174] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Thorium Fuel Cycle — Potential Benefits and Challenges, IAEA-TECDOC-1450, IAEA, Vienna (2005).
- [175] KELLY, J.F., HAGER, V., Designing a Thorium Fuel Irradiation Experiment, Advanced Fuel Pellet Materials and Fuel Rod Design, IAEA-TECDOC-1654, IAEA (2010).
- [176] WORLD NUCLEAR ASSOCIATION, Thorium, WNA (2013),  
<http://www.world-nuclear.org/info/Current-and-Future-Generation/Thorium/>
- [177] MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY, The Future of the Nuclear Fuel Cycle: An Interdisciplinary MIT Study, MIT, Cambridge, MA (2011).
- [178] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Evaluated Nuclear Data for Nuclides within the Thorium–Uranium Fuel Cycle, IAEA, Vienna (2010).
- [179] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Advanced Reactor Technology Options for Utilization and Transmutation of Actinides in Spent Nuclear Fuel, IAEA-TECDOC-1626, IAEA, Vienna (2010).
- [180] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Role of Thorium to Supplement Fuel Cycles of Future Nuclear Energy Systems, IAEA Nuclear Energy Series No. NF-T-2.4, IAEA, Vienna (2012).
- [181] GLOBAL DATA, Thorium — The Future Fuel for Nuclear Energy (2010),  
<http://libweb.iaea.org/library/techrep/thorium-2010.pdf>
- [182] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Status and Trends of Nuclear Technologies — A Report of the International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles (INPRO), IAEA-TECDOC-1622, IAEA, Vienna (2009).
- [183] WORLD NUCLEAR ASSOCIATION, Fast Neutron Reactors, WNA (2013),  
<http://www.world-nuclear.org/info/Current-and-Future-Generation/Fast-Neutron-Reactors/>
- [184] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Nuclear Energy Development in the 21st Century: Global Scenarios and Regional Trends, IAEA Nuclear Energy Series No. NP-T-1.8, IAEA, Vienna (2010).
- [185] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Assessment of Nuclear Energy Systems Based on a Closed Nuclear Fuel Cycle with Fast Reactors, IAEA-TECDOC-1639/Rev.1, IAEA, Vienna (2012).
- [186] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Status of Developments in the Back End of the Fast Reactor Fuel Cycle, IAEA Nuclear Energy Series No. NF-T-4.2, IAEA, Vienna (2011).
- [187] AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE ATOMIQUE, Rapport d'ensemble sur la technologie nucléaire 2012, GC(57)/INF/2, AIEA, Vienne (2012).
- [188] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Fusion Physics (KIKUCHI, M., LACKNER, K., TRAN, M.Q., Eds), IAEA, Vienna (2012).
- [189] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Fusion — Is It Just a Dream? (2012),  
<http://www.iaea.org/newscenter/multimedia/photoessays/>

- [190] NATIONAL RESEARCH COUNCIL, An Assessment of the Prospects for Inertial Fusion Energy, The National Academics Press, Washington, DC (2013).
- [191] UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY, External Review of the National Ignition Campaign, DOE (2012),  
[http://fire.pppl.gov/NIF\\_NIC\\_report\\_rev5\\_koonin\\_2012.pdf](http://fire.pppl.gov/NIF_NIC_report_rev5_koonin_2012.pdf)
- [192] AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE ATOMIQUE, Rapport annuel de l'AIEA 2011, GC(56)/23, AIEA, Vienne (2012).
- [193] ITER Project, ITER and Beyond (2013),  
<http://www.iter.org/proj/iterandbeyond>

