

**Commission économique pour l'Europe****Comité de l'énergie durable****Groupe d'experts des systèmes de production
moins polluante d'électricité****Seizième session**

Genève, 23-24 novembre 2020

Point 4 de l'ordre du jour provisoire

Atteindre la neutralité carbone**Association de technologies telles que celles du charbon
propre, du gaz naturel et des énergies renouvelables****Note d'Andrew Minchener, OBE, Directeur général, Centre du
charbon propre de l'Agence internationale de l'énergie (AIE)***Résumé*

Le présent document a été établi à la demande du Groupe d'experts des systèmes de production moins polluante d'électricité lors de sa quinzième session, les 5 et 6 novembre 2020, afin de servir de base à la discussion sur l'association de technologies sélectionnées dans le cadre du concept de neutralité carbone, et de contribuer au projet sur la neutralité carbone (voir ECE/ENERGY/2019/7).

Son objectif est de souligner la nécessité de diversifier la production d'électricité à partir de tout un éventail de sources d'énergie et d'attirer l'attention sur l'intérêt de l'association de technologies dans la perspective d'une société neutre en carbone. Dans ce contexte, le présent document explique comment l'association des technologies du charbon propre, du gaz naturel et des énergies renouvelables permet d'améliorer la stabilité du réseau électrique, et pourquoi le couplage avec les procédés de captage et de stockage du dioxyde de carbone (CSC) et de captage, d'utilisation et de stockage du dioxyde de carbone (CUSC) est absolument nécessaire. La conception des centrales électriques au charbon a considérablement évolué, de sorte qu'elles peuvent désormais fonctionner dans des conditions de faible charge sans précédent et répondre à des variations de puissance très rapides, tout en maintenant leurs performances environnementales globales. Grâce à ces avancées, l'association des technologies du charbon et des énergies renouvelables variables (ERV) permet d'atteindre des performances opérationnelles acceptables qui répondent aux normes du réseau électrique, à condition qu'elle soit couplée aux procédés CSC/CUSC, qui constituent une solution sobre en carbone pour l'intégration des ERV dans le réseau. Le document présente également des résultats de travaux de recherche sur les courbes des coûts et les moteurs du marché pour compléter le tableau.



I. Contexte

1. Le présent document a été établi à la demande du Groupe d'experts des systèmes de production moins polluante d'électricité lors de sa quinzième session, les 5 et 6 novembre 2020, afin de servir de base aux débats et de contribuer au projet sur la neutralité carbone (voir ECE/ENERGY/2019/7).
2. Il a été raccourci à des fins de traduction. La version complète, intitulée « Interplay of technologies for effective, flexible power grid operation », est disponible sur le site Web et contient la liste complète des références, des tableaux et des graphiques.

II. Introduction

3. La disponibilité de l'énergie est très hétérogène au niveau mondial, et ses possibilités d'utilisation diffèrent selon qu'il s'agit de pays prospères ou de nations en développement. Si de nombreux pays riches ont pour objectif d'atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050, la majorité de la population mondiale s'efforce en revanche, à plus court terme, de garantir l'accès à des sources d'électricité efficaces, fiables et abordables qui contribuent à améliorer la qualité de vie.
4. La stratégie énergétique doit tenir compte de trois éléments, à savoir la sécurité de l'approvisionnement en énergie, la compétitivité économique et les questions environnementales, y compris les préoccupations climatiques. Ce triptyque implique de trouver un compromis en ce qui concerne le choix des énergies, car il n'est pas possible de maximiser les trois critères simultanément. En Europe occidentale, par exemple, de nombreux pays ont adopté des positions politiques anticharbon et cherchent à fermer les centrales au charbon et à les remplacer principalement par des énergies renouvelables variables (ou intermittentes), en l'occurrence le solaire et l'éolien. Cette approche est actuellement unique à l'échelle mondiale, car dans d'autres régions, en particulier celles qui comptent des pays en développement, la tendance est à la création d'un mix électrique plus diversifié, associant des ERV et des centrales électriques à combustibles fossiles ; ces dernières sont généralement au charbon, en raison du moindre coût du combustible et des infrastructures par rapport au gaz ou à la biomasse. Le charbon est utilisé par la plupart des pays en développement, car il est facilement disponible, son prix est peu volatil, et diverses technologies permettent une combustion à haut rendement associée à de faibles niveaux d'émissions de polluants classiques.
5. Le présent document examine les avancées technologiques et leurs interactions lorsque des énergies renouvelables variables, à savoir le solaire et l'éolien, sont introduites dans le réseau de distribution d'électricité aux côtés des combustibles fossiles traditionnels comme le charbon et le gaz naturel. Bien qu'il s'agisse effectivement de sources d'énergie sans carbone, le solaire et l'éolien ne sont pas les solutions les plus adaptées en raison de leur disponibilité intermittente, qui nécessite actuellement de recourir à des centrales à combustibles fossiles pour assurer la stabilité du réseau électrique. L'intégration croissante des ERV dans le réseau électrique augmente considérablement le risque de ne pas pouvoir répondre en permanence à la demande des consommateurs et de voir le coût total du système dépasser largement les prévisions. Ainsi, bien qu'on ait suggéré que le stockage sur batterie constitue le moyen d'assurer l'inertie indispensable à la stabilisation du réseau, en réalité, il peut au mieux contribuer à lisser la demande et ne permet actuellement pas de pallier le déficit de soleil et de vent lié aux aléas météorologiques. Par conséquent, non seulement le coût total du système de production d'électricité est très élevé, mais ce système ne peut pas fonctionner de manière stable et sûre sans être raccordé à des solutions de secours fiables.
6. La mise en œuvre du captage et du stockage du dioxyde de carbone et du captage, de l'utilisation et du stockage du dioxyde de carbone (CSC/CUSC) est actuellement considérée comme coûteuse par rapport à l'introduction d'énergies renouvelables variables, dont les coûts de production unitaires (coûts actualisés de l'électricité) sont faibles. Toutefois, le coût total du système de production d'électricité augmente rapidement avec

l'accroissement de la part des ERV, et on constate un intérêt croissant pour l'inclusion de la technologie CSC/CUSC. Il est de plus en plus évident que non seulement l'association des technologies du charbon, des procédés CSC/CUSC et des ERV entraîne une baisse du coût total du système, mais qu'elle permet aussi de répondre à tous les profils de puissance appelée sur le réseau, contrairement à ce qui se passe lorsque la production électrique est assurée uniquement par les ERV.

7. Le présent document est structuré comme suit : la section III montre que la poursuite de la mise au point de centrales électriques au charbon à haut rendement et faible niveau d'émissions (HELE) offre la possibilité de produire de l'électricité de manière fiable et stable. Toutefois, si cette technologie constitue un élément essentiel de la dynamique de réduction de l'intensité en CO₂ des centrales au charbon, elle doit être considérée à long terme comme une solution très émettrice de carbone. Les centrales au charbon (qu'il s'agisse de technologies à haut rendement et faible niveau d'émissions ou d'autres solutions moins efficaces) sont actuellement utilisées pour stabiliser le réseau électrique, car elles peuvent ajuster leur production à la demande (on parle de capacités pilotables et de production électrique pilotable) afin de compenser l'instabilité inhérente aux énergies renouvelables variables, comme indiqué à la section IV. La section V explique comment l'inclusion de la technologie CSC/CUSC dans les centrales au charbon permettrait de réduire les émissions de carbone à un niveau proche de zéro tout en assurant la stabilité du réseau électrique lorsque les ERV font partie du mix électrique. Il est possible d'envisager en parallèle d'autres solutions associant le charbon à des combustibles fossiles à teneur en carbone plus faible ou quasi nulle, comme le gaz et la biomasse, ainsi que l'intégration des énergies renouvelables dans les centrales au charbon, qui sont examinées dans les sections VI, VII et VIII. La section IX examine la manière dont ces différentes avancées et interactions de technologies pourraient être mises en œuvre.

III. Centrales électriques au charbon à haut rendement et faible niveau d'émissions : présent et futur

8. Le charbon est facilement disponible dans le monde entier, à des prix peu élevés et plus stables que le pétrole et le gaz ; il peut être utilisé pour la production d'électricité et des applications industrielles telles que la fabrication de ciment et d'acier, et converti en produits à grande valeur ajoutée tels que les combustibles de l'avenir et des substances chimiques de grande valeur (CME, 2018). Le charbon est la seconde source d'énergie primaire dans le monde (environ 30 % de la production), après le pétrole et avant le gaz, et la première pour la production d'électricité (environ 40 % du mix électrique). Toutefois, sa teneur élevée en carbone suscite des inquiétudes quant à sa contribution potentielle au réchauffement de la planète.

9. De très nombreux pays en développement ont fait savoir qu'ils avaient l'intention de continuer à utiliser le charbon. Un moyen réaliste d'aller de l'avant est de les encourager à adopter des technologies de production d'électricité à haut rendement, dont la moindre consommation de charbon par unité d'électricité produite se traduit par une diminution correspondante des émissions de CO₂. Une solution consiste à déployer des centrales au charbon à haut rendement et faibles émissions et, en temps utile, lorsque les conditions du marché seront favorables, à mettre en œuvre la technologie CSC/CUSC. Cette approche constitue un moyen efficace de limiter les futures émissions de dioxyde de carbone à un coût bien moindre que les autres méthodes, tout en veillant au maintien des avantages liés à l'utilisation du charbon.

10. Il est également possible de garantir que les niveaux des polluants classiques tels que les matières particulaires (PM), les oxydes de soufre (SO_x) et les oxydes d'azote (NO_x) respectent des réglementations de plus en plus strictes, car il est facile d'éliminer ces polluants grâce à des technologies de pointe (Zhu, 2016).

A. Aperçu technique

11. Une centrale électrique au charbon à haut rendement et faible niveau d'émissions comporte les mêmes composants essentiels que tous les systèmes de production d'électricité au charbon, mais fonctionne à des températures et des pressions de vapeur ultra-supercritiques (USC) plus élevées que les installations conventionnelles. La vapeur produite par la chaudière est acheminée vers un ensemble de turbines à vapeur qui comprend une turbine haute pression (HP), une turbine moyenne pression (MP) et une ou plusieurs turbines basse pression (BP). La vapeur passe d'abord dans la turbine HP, puis dans la turbine MP et enfin dans la turbine BP. Il est possible d'augmenter le rendement en réchauffant la vapeur d'échappement de la turbine HP avant de l'envoyer dans la turbine MP. Cette opération peut être réalisée une ou deux fois, on parle de resurchauffe simple ou double, respectivement. La resurchauffe double permet d'améliorer l'efficacité du système, mais demande un investissement plus important.

B. Pénétration sur le marché des centrales électriques au charbon à haut rendement et faible niveau d'émissions

12. Cette technologie, principalement implantée en Asie, a d'abord été adoptée au Japon puis s'est largement répandue en Chine, ce qui a permis son déploiement dans d'autres parties de la région. Sa mise en œuvre en Europe est également substantielle.

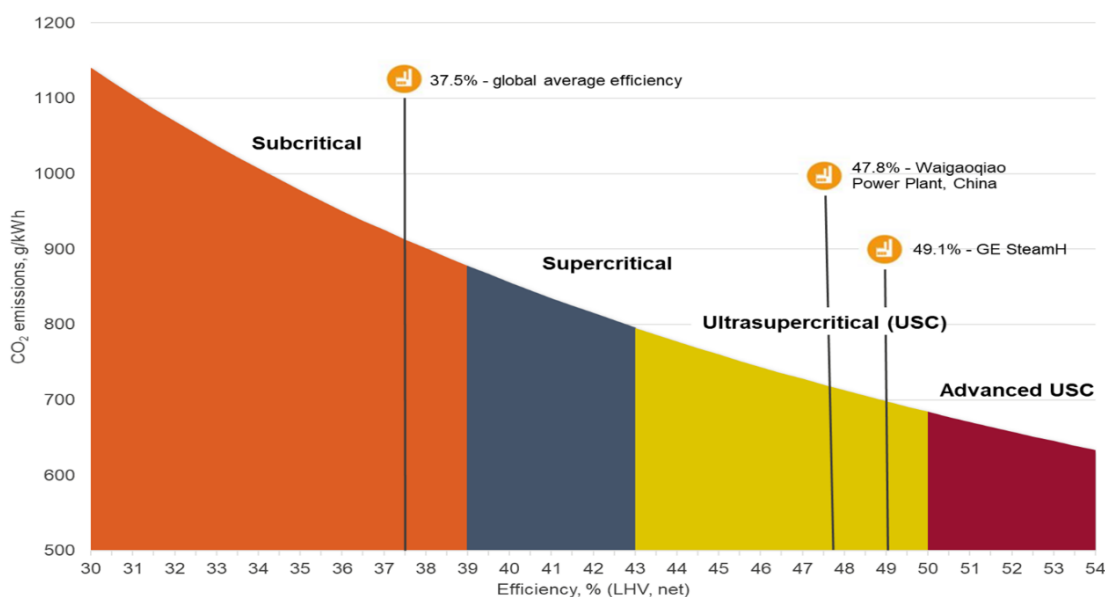
C. Réduction des émissions de CO₂ grâce à un meilleur rendement

13. Plus le rendement d'une centrale au charbon est élevé, plus la consommation de charbon par unité d'électricité produite est faible, comme le montre la figure I. Des systèmes au rendement supérieur à 49 % (rendement net, calculé sur la base du pouvoir calorifique inférieur du combustible) sont disponibles sur le marché, et les évolutions en cours devraient permettre d'atteindre des valeurs proches de 55 % dans un avenir proche.

Figure I

Émissions de CO₂ en fonction du rendement énergétique des systèmes de production d'électricité au charbon

(Lockwood, 2020)



D. Moyens permettant d'atteindre des performances environnementales élevées pour les centrales électriques au charbon

14. L'amélioration des performances environnementales est stimulée par l'obligation légale de respecter les normes en matière d'émissions. Les plus strictes sont celles de la Chine, comme le montre le tableau 1. Les centrales au charbon de l'est de la Chine doivent respecter les normes d'émissions extrêmement faibles depuis 2017 et celles du centre de la Chine depuis 2018, tandis que les centrales au charbon de l'ouest de la Chine sont encouragées à diminuer leurs émissions jusqu'à des niveaux conformes à ces seuils ou s'en approchant. Il existe certaines dérogations pour les installations de combustion à lit fluidisé circulant qui brûlent des combustibles à bas pouvoir calorifique et des déchets ainsi que pour les chaudières à allumage vers le bas et flamme en W qui brûlent du charbon à faible teneur en matières volatiles. Ces systèmes n'ont pas à respecter les normes d'émissions extrêmement faibles, mais doivent satisfaire aux normes d'émissions entrées en vigueur à partir de 2012.

Tableau 1

Normes d'émissions relatives aux centrales au charbon en Chine (Zhu, 2016)

| Polluant (mg/m ³) | Normes d'émissions en vigueur à partir de 2012 | Normes d'émissions extrêmement faibles | Normes des centrales électriques au gaz |
|-------------------------------|--|--|---|
| PM | 20-30 | 10 | - |
| SO ₂ | 50-200 | 35 | 30 |
| NO _x | 100-200 | 50 | 50 |

15. En ce qui concerne les polluants classiques (AIE, 2014), l'intégration de dispositifs d'épuration des gaz de combustion adaptés et éprouvés permet de répondre à toutes les exigences actuelles de manière fiable et peu coûteuse ; parmi ces solutions, on peut citer les dépoussiéreurs électrostatiques et les filtres à manches (élimination des particules fines), la désulfuration des gaz de combustion (élimination du SO₂) ainsi que les techniques de modification de la combustion et les systèmes de réduction catalytique (élimination des NO_x).

E. Évolutions et démonstrations technologiques

16. Les travaux de R&D en cours en Chine, au Japon, en Inde, en Europe et aux États-Unis portent sur la mise au point de nouveaux alliages haute température capables de résister à des températures de vapeur allant de 700 à 760 °C. Cela permettrait aux centrales au charbon d'atteindre des rendements thermiques nets de 50 à 55 % ; il reste cependant encore beaucoup à faire, le calendrier de mise en œuvre des projets de démonstration s'étalant sur la période 2021-2025.

17. Si le but de ces programmes de démonstration est de prouver la performance des composants en alliage de nickel dans des conditions de vapeur à 700 °C, GE suit également une autre approche. Celle-ci s'appuie sur les progrès rapides des aciers martensitiques, qui permettraient de rapprocher de 650 °C la valeur limite de la température de vapeur pour les centrales ultra-supercritiques de pointe. Cela permettrait d'utiliser des matériaux moins chers que les aciers au nickel, et la baisse de rendement due à cette température de vapeur moins élevée serait limitée grâce à une conception minutieuse et à une meilleure intégration des composants. Grâce à cette variante technologique, GE fait progresser la technologie ultra-supercritique de pointe dans des conditions de vapeur de 33 MPa/650 °C/670 °C, grâce aux capacités d'optimisation de leur système de commande numérique. Le rendement théorique du cycle est de 49,1 % (rendement net, calculé sur la base du pouvoir calorifique inférieur du combustible). Les matériaux de construction sont des aciers martensitiques pour la plupart des composants, et des alliages à haute teneur en nickel pour les parties critiques du système, telles que les tuyaux de vapeur et l'entrée de la turbine à vapeur. La technologie a été lancée en octobre 2017, des projets portant sur des centrales électriques au charbon avancées sont en cours en Turquie et en Chine (GE, 2018).

18. Le troisième volet de ce programme mondial de R&D consiste à définir les modifications globales à apporter à la conception des centrales électriques et à les mettre en œuvre, grâce au déploiement et à l'intégration renforcée de composants optimisés. Les travaux de mise au point et de démonstration d'une technologie ultra-supercritique de pointe se poursuivent ; ils intègrent toutes les améliorations apportées sur les installations de la tranche 3 de la centrale de Waigaoqiao, d'une capacité unitaire de 1000 MWe, ainsi que des composants innovants supplémentaires (Feng, 2015 ; Minchener, 2020). Le document complet présente des informations plus détaillées.

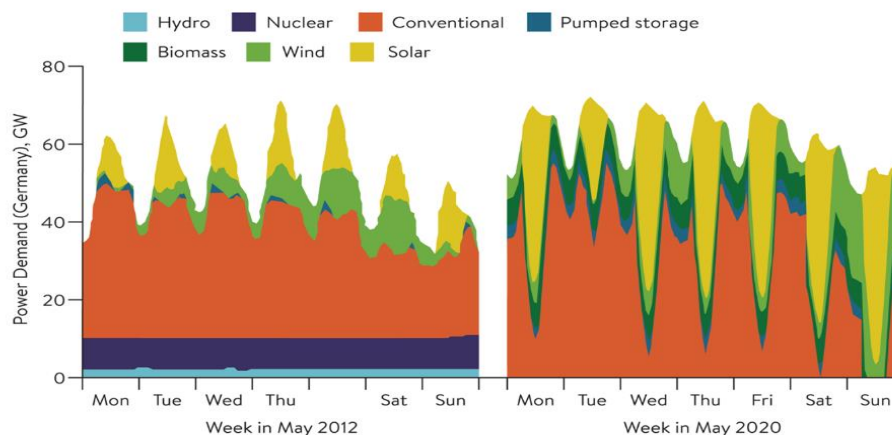
19. Cette variante technologique sera opérationnelle courant 2020, et devrait permettre d'obtenir un rendement supérieur à 50 % (Minchener, 2020). L'adaptation ultérieure de la conception à des conditions de vapeur ultra-supercritique à 700 °C pourrait permettre d'atteindre un rendement supérieur à 54 % (rendement net, calculé sur la base du pouvoir calorifique inférieur du combustible).

IV. Souplesse d'exploitation des centrales au charbon à haut rendement : un élément essentiel à la stabilité du réseau électrique lorsque le mix électrique comprend des ERV

20. L'augmentation de la part des ERV comme le solaire et l'éolien dans le mix électrique rend le réseau électrique de plus en plus instable (voir fig. II). Pour y remédier, il faut que les installations à combustibles fossiles fonctionnent plus fréquemment de manière cyclique, alors que la plupart ont été conçues pour assurer l'alimentation électrique de base.

21. La souplesse d'exploitation des centrales au charbon ainsi que la gestion du réseau et de la demande sont déterminantes pour intégrer les énergies intermittentes dans le réseau électrique dans des conditions de stabilité satisfaisante (Henderson, 2014 ; Sloss, 2016). En l'absence de solutions de remplacement, telles que le stockage sur batterie à grande échelle, qui restent à mettre au point, le recours au charbon (ou à d'autres combustibles fossiles) est essentiel. Les centrales au charbon doivent désormais être capables de démarrer rapidement, de fonctionner à charge minimale très faible et de supporter des variations de puissance rapides et des cycles de mise en marche/arrêt de courte durée. Ce mode d'exploitation, dans des conditions non prévues au stade de la conception, augmente l'usure des composants de l'installation, et suscite de nouvelles difficultés. Par conséquent, dans la perspective d'une intégration croissante des ERV dans le réseau électrique, il reste nécessaire de mettre en place de nouvelles stratégies et une gestion efficace pour atténuer ou éviter l'accroissement de la probabilité de défaillance des équipements ainsi que la réduction de la durée de vie des installations qui va de pair, les risques critiques pour la sécurité des procédés et l'augmentation des coûts qui en découlent (Hilleman, 2018).

Figure II
Estimation de la demande d'électricité en Allemagne en mai 2012 et en mai 2020
 (Morris et al., 2012)



22. Les problèmes rencontrés concernent les sollicitations thermiques et mécaniques cycliques ainsi que la corrosion et la dilatation différentielle ; ces phénomènes ont tendance à se renforcer mutuellement, ce qui peut réduire la durée de vie de certains composants (Daury, 2018 ; Henderson, 2014). On observe également des effets négatifs sur les performances des centrales au charbon. Par exemple, une réduction de la charge entraîne une diminution correspondante du rendement thermique, qui, associée à une augmentation de la consommation d'énergie auxiliaire, entraîne un accroissement des émissions de CO₂.

23. Il existe plusieurs moyens d'améliorer la flexibilité des installations existantes (Henderson, 2016). Il est par exemple possible d'intégrer de nouvelles variantes technologiques, de modifier les procédures d'exploitation existantes ou d'en adopter de nouvelles, et de mettre en place une formation de sensibilisation pour le personnel d'exploitation et d'encadrement. Différents modes de fonctionnement cyclique des centrales à combustibles fossiles ont été recensés, ainsi que des stratégies de gestion de leurs effets négatifs. Les solutions proposées comprennent de nouvelles pratiques d'exploitation, l'utilisation de matériaux de pointe et l'installation de systèmes de commande améliorés. Ces mesures permettent de réduire la consommation spécifique et le nombre d'arrêts fortuits dans les centrales à combustibles fossiles existantes (Henderson, 2014 ; Wiatros-Motyka, 2019). La présente section examine les différents systèmes de centrales électriques nécessitant une mise à niveau, et met l'accent sur l'approche opérationnelle afin d'optimiser les centrales électriques au charbon en vue d'assurer une stabilité satisfaisante du réseau ainsi que des performances acceptables. Elle est complétée par la section suivante, qui étudie la manière dont l'association de grandes capacités pilotables fonctionnant au charbon (ou au gaz) et de la technologie CSC/CUSC, dont l'objectif est de réduire les émissions de carbone à un niveau très faible, constitue une approche financièrement et techniquement rationnelle permettant d'assurer un fonctionnement souple du système et la baisse constante des émissions de CO₂.

A. Instrumentation et système de commande

24. L'optimisation de l'instrumentation et du système de commande est le moyen le plus rentable d'améliorer la flexibilité de la centrale et devrait être mise en œuvre avant toute autre mesure. Les systèmes modernes sont essentiels à la souplesse d'exploitation des centrales électriques (Lockwood, 2015), car ils permettent de faire varier la charge et assurent un fonctionnement stable en ajustant toutes les variables des procédés connexes, ce qui améliore la précision, la fiabilité et la vitesse de réponse. Dans de nombreuses installations, la mise à niveau de l'instrumentation et du système de commande est combinée avec la modernisation des équipements techniques, par exemple la chaudière, les brûleurs, la turbine ou d'autres composants (Agora Energiewende, 2017).

B. Mesures visant à assurer la souplesse d'exploitation

25. L'exploitation à charge minimale faible limite le nombre d'arrêts nécessaires, ce qui réduit les effets négatifs sur la durée de vie des composants de la centrale électrique. Plusieurs mesures permettent de faire fonctionner l'installation à une charge minimale faible, la stabilité de la combustion, qui repose sur une régulation minutieuse de la chaudière, de l'alimentation en combustible et des systèmes de combustion, en étant la clef (Hamel et Nachtigall, 2013).

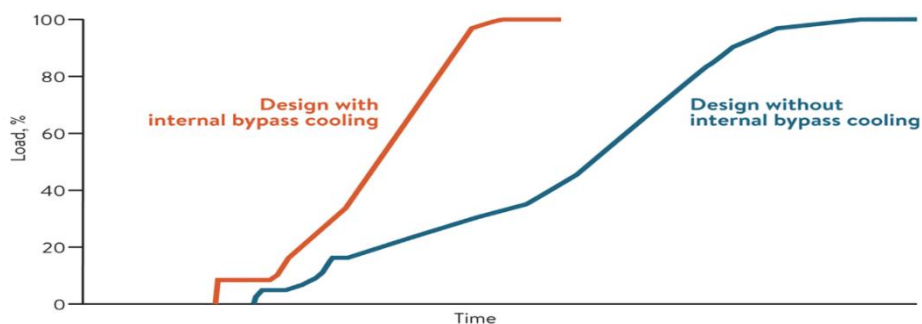
26. Ces mesures sont les suivantes : assurer une alimentation en charbon pulvérisé de qualité et de granulométrie constante, un faible débit de suralimentation en air, la surveillance des flammes et la régulation des débits d'air et de combustible ; mettre en place des brûleurs inclinables et un dispositif d'allumage auxiliaire ; utiliser un nombre réduit de broyeurs et uniquement les brûleurs des étages supérieurs ; installer des broyeurs plus petits, un système de stockage thermique pour chauffer l'eau d'alimentation ainsi que des évaporateurs verticaux à tubes rainurés ; opter pour un fonctionnement à pression glissante et modifier les économiseurs (AIE, 2018).

27. Les démarrages sont à la fois complexes et coûteux, car ils nécessitent généralement l'utilisation d'un combustible auxiliaire pendant la phase d'allumage des brûleurs. Il convient donc d'éviter autant que possible de devoir redémarrer la chaudière ; sinon, il faut raccourcir la durée du démarrage et assurer une montée en puissance rapide. Les mesures permettant d'y parvenir sont les suivantes : installer un dispositif d'allumage fiable, intégrer une turbine à gaz, réduire l'épaisseur des composants à paroi épaisse de la chaudière tels que les collecteurs, augmenter le nombre de collecteurs, assurer le chauffage externe des composants à paroi épaisse de la chaudière et éliminer les dépôts qui se forment dans la chaudière (Martino, 2013). Les mesures concernant la turbine à vapeur comprennent l'utilisation de joints d'étanchéité avancés, la mise en place d'un circuit de contournement de la turbine (HP ou BP) et d'un système de refroidissement interne du corps de la turbine.

Figure III

Vitesses de montée en puissance obtenues avec et sans refroidissement par circuit de contournement interne

(Chittora, 2018)



28. Les concepteurs de nouvelles installations ont la possibilité d'inclure des exigences en matière de flexibilité à un stade précoce du processus. Par exemple, utiliser de nouveaux matériaux de pointe pour les composants haute pression à paroi épaisse, tels que les collecteurs, ou concevoir ces composants en tenant compte d'une moindre durée de vie opérationnelle en charge de base permet de limiter la réduction de la durée de vie résultant de la fréquence élevée des cycles de fonctionnement. Le choix d'une conception basée sur un mode de fonctionnement à pression glissante s'avère également efficace. En outre, les installations qui comportent un système de régulation par étranglement du débit des condensats peuvent améliorer considérablement leur réponse en fréquence primaire. Les autres caractéristiques de conception comprennent le refroidissement à la vapeur du corps interne de la turbine, le contournement des réchauffeurs HP et d'eau d'alimentation ainsi que le recours au stockage thermique pour préchauffer l'eau d'alimentation.

C. Systèmes de lutte contre la pollution

29. La performance de certains systèmes de réduction des émissions peut être affectée par une exploitation de la centrale dans des conditions non prévues lors de la conception (fonctionnement cyclique), ce qui modifie la température des gaz de combustion. Ainsi, les dispositifs d'élimination des matières particulaires comme les dépoussiéreurs électrostatiques ou les filtres à manches peuvent supporter des variations de charge rapides si la température ne tombe pas en dessous du point de rosée (environ 90 °C). Si cette condition n'est pas respectée, la présence d'humidité peut entraîner la formation de dépôts de poussières, qui peuvent être difficiles à éliminer (EPRI, 2013). On peut y remédier en installant un système de chauffage pour préchauffer les dépoussiéreurs pendant la remise en service de l'unité. En revanche, le maintien de la température au niveau requis est essentiel pour réduire efficacement les émissions de NO_x (Zmuda, 2019 ; Boyle, Stamatakis et de Havilland, 2015). Dans le cas des systèmes faisant appel à la réduction catalytique sélective (RCS), un réchauffeur de gaz de combustion supplémentaire est ajouté avant l'entrée du catalyseur.

30. S'agissant de l'élimination du SO₂ par désulfuration des gaz de combustion (DGC), il est essentiel de réduire autant que possible le nombre d'arrêts et de démarrages afin d'éviter la solidification des boues et l'accumulation des résidus de fioul de démarrage sur les revêtements. La pratique habituelle consiste à maintenir l'équipement de désulfuration en veille pendant les courtes périodes d'arrêt, afin d'éviter la formation de dépôts solides et de permettre un démarrage rapide. Les diverses conditions rencontrées en fonctionnement cyclique nécessitent d'adopter des méthodes de lutte contre la pollution plus élaborées que pour les NO_x et les matières particulaires.

D. Gestion des incidences de la souplesse d'exploitation

31. Une forte proportion des défaillances en charge est due à des dommages évitables survenus pendant les périodes hors charge (Caravaagio, 2014). Les risques sont plus élevés pour les unités fonctionnant de manière cyclique, car les fréquents arrêts et démarrages ainsi que les périodes de veille modifient les conditions physico-chimiques dans le circuit eau/vapeur, ce qui provoque une corrosion des équipements et d'autres dommages pendant ces périodes de veille. Les conséquences peuvent être catastrophiques ; il est donc essentiel de protéger correctement tous les circuits eau/vapeur (McCann, 2018).

32. Le choix des pratiques les plus adaptées dépend de facteurs spécifiques au site, et il est nécessaire de prendre en compte l'ensemble de l'installation (EPRI, 2014). Le maintien en eau des tuyauteries et souvent de la chaudière est considéré comme l'approche la plus pratique pour les installations fonctionnant de manière cyclique, pour lesquelles l'ajustement du pH et l'élimination de l'oxygène sont essentiels. Cette procédure consiste à procéder au dégazage complet des condensats et de l'eau d'alimentation, et à empêcher l'air de pénétrer dans la chaudière et le surchauffeur.

33. Le meilleur moyen pour protéger le réchauffeur et la turbine à vapeur est la mise sous atmosphère sèche. La chaleur résiduelle de la turbine peut généralement maintenir des conditions « sèches » pendant 24 à 36 heures, mais une fois que l'humidité relative dépasse 40 % ou que le point de rosée est atteint, la condensation et l'oxygène déclenchent la corrosion. Les réchauffeurs à refroidissement forcé doivent être immédiatement purgés pour évacuer la vapeur d'eau, car il est difficile d'empêcher la pénétration d'air chargé d'oxygène. Les réchauffeurs secs, comme la turbine, sont soumis à la condensation et à la pénétration d'air lorsqu'ils refroidissent.

E. Points à examiner ultérieurement

34. L'intégration des ERV dans le système de production d'électricité permet de produire une électricité décarbonée, mais il est nécessaire de recourir à d'autres sources d'énergie pour assurer une stabilité satisfaisante du réseau. Dans la plupart des cas, l'électricité supplémentaire est produite par des centrales au charbon qui peuvent désormais

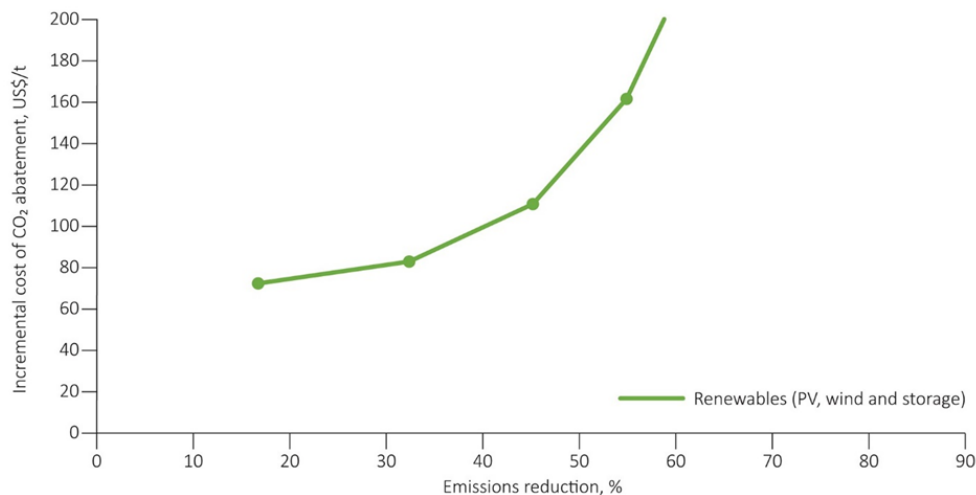
fonctionner de manière cyclique et à très faible charge, et supporter des variations de puissance rapide et des cycles de mise en marche/arrêt de courte durée (Reischke, 2012). La part croissante des ERV dans le réseau rend la production d'électricité pilotable assurée par les centrales au charbon (ou au gaz) de plus en plus indispensable (Kumar et Hillemann, 2018), et il est probable que de nouvelles stratégies et une gestion efficace soient nécessaires pour garantir que cette approche opérationnelle puisse être menée à bien (VGB, 2018). Par ailleurs, ces centrales au charbon (et au gaz) émettent des quantités importantes de CO₂. Dans le cadre de la transition vers la neutralité carbone, il est possible de contrer ce phénomène grâce à l'intégration de la technologie CSC/CUSC dans les centrales électriques à combustibles fossiles. L'impact de cette intégration est examiné dans la section suivante.

V. Rôle de la technologie CSC/CUSC dans la réduction des émissions de CO₂ à des niveaux proches de zéro à des prix compétitifs et le maintien simultané de la souplesse d'exploitation et d'une stabilité satisfaisante du réseau électrique lorsque le mix électrique comprend des ERV

A. Limites d'un réseau électrique dont la production d'électricité repose à 100 % sur les ERV

35. Définir la solution optimale pour un système d'alimentation électrique fonctionnel et fiable à zéro émission nette de CO₂ est un problème complexe. Pour assurer aux consommateurs un approvisionnement en électricité fiable tout au long de l'année, l'opérateur du système doit faire correspondre instantanément l'offre et la demande tout en maintenant la fréquence et la tension du réseau électrique ainsi qu'une inertie satisfaisante. Dans les systèmes de production d'électricité actuels, ces fonctions sont en grande partie assurées par les centrales thermiques au charbon (ou au gaz), qui peuvent répondre rapidement à des variations imprévues de l'offre et de la demande, et dont l'inertie intrinsèque stabilise la fréquence du réseau. En revanche, bien que les systèmes d'énergies renouvelables variables fournissent au réseau une électricité zéro carbone, ils constituent une source intermittente qui, sans la production d'électricité pilotable assurée par les centrales à combustibles fossiles, déstabiliserait le fonctionnement du réseau. Ce problème devient de plus en plus préoccupant à mesure de l'augmentation de la part des ERV dans la production d'électricité (voir figure IV).

Figure IV
Analyse du marché national australien de l'électricité
(Boston et al., 2018)



36. Par conséquent, bien que de nombreux leaders d'opinion suggèrent qu'il serait possible de décarboner en quasi-totalité les systèmes de production d'électricité nationaux et régionaux en recourant aux ERV, cette solution ne permettrait pas d'assurer une stabilité satisfaisante du réseau et serait de plus très coûteuse.

37. Néanmoins, le charbon n'est pas un combustible à faibles émissions de CO₂, et il faut également s'attaquer à ce problème ; le captage et le transport du CO₂ ainsi que la technologie CSC/CUSC constituent à cet égard une solution technique fiable, dont les principaux composants ont fait leurs preuves à l'échelle industrielle. Les coûts unitaires d'un tel système sont plus élevés que ceux de l'éolien et du solaire, qui sont les options les plus économiques pour réduire dans un premier temps l'intensité en CO₂ de la production d'électricité. Toutefois, les stratégies visant à mettre en place des réseaux de distribution d'électricité à zéro émission nette de CO₂ doivent tenir compte du coût total du système afin de proposer une voie à suivre réaliste. Comme indiqué ci-dessous, une décarbonation accrue du réseau nécessitera un parc de production d'électricité souple et peu émetteur de CO₂, comme les centrales à combustibles fossiles équipées de la technologie CSC/CUSC.

B. L'importance de l'analyse du coût total du système

38. Bien que les coûts actualisés de production des centrales thermiques équipées de la technologie CSC/CUSC soient plus élevés que ceux des installations éoliennes et solaires dans la plupart des régions, la valeur de l'électricité fournie par ce parc souple et peu émetteur de CO₂ augmente à mesure de l'intégration des ERV dans le réseau. À partir d'un certain niveau de décarbonation du système de production d'électricité, il devient plus rentable d'éviter l'émission d'une tonne de CO₂ supplémentaire en ayant recours à une centrale thermique équipée de la technologie CSC/CUSC qu'en augmentant la capacité éolienne ou solaire.

Figure V

Utiliser uniquement les énergies renouvelables et le stockage entraîne des périodes de non-satisfaction de la demande

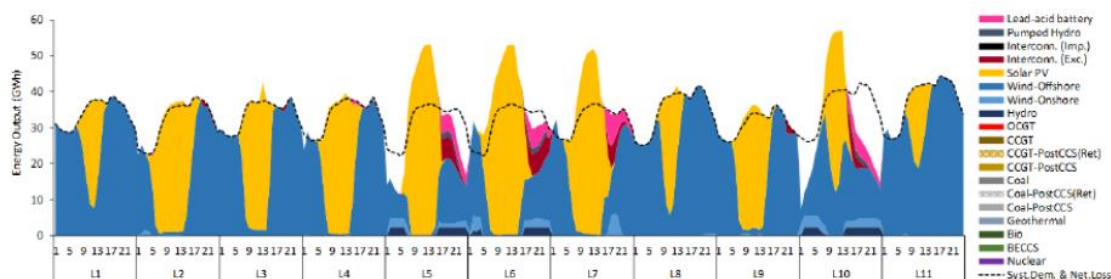
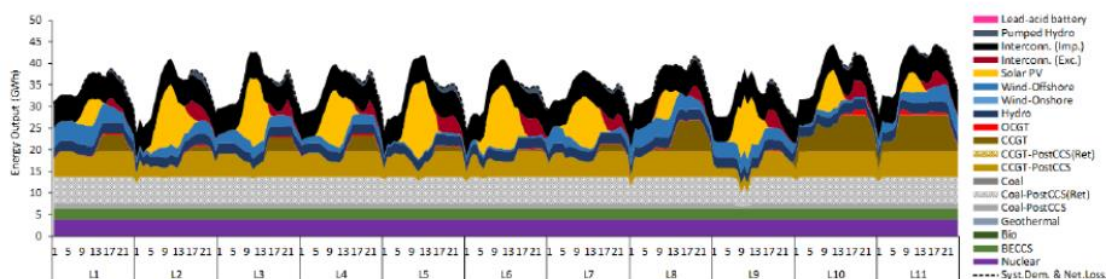


Figure VI

Le mix électrique le moins coûteux fait appel à toutes les technologies



C. Le mix électrique le moins coûteux fait appel à toutes les technologies

39. Il est possible de le constater en observant les figures V et VI, qui illustrent les prévisions de production d'électricité à partir de deux mix électriques à zéro émission nette de CO₂ pour la Pologne en 2050 (Pratama et Mac Dowell, 2019).

40. La figure V correspond à un réseau décarboné faisant appel uniquement aux énergies renouvelables et au stockage sur batterie, et porte sur onze jours de l'année représentatifs des variations typiques des conditions météorologiques et de la demande. Elle montre que le rôle des batteries est limité par les périodes de surproduction massive nécessaires à leur chargement. On observe des périodes de non-satisfaction de la demande (coupures d'électricité) et de réduction importante de la consommation (production non utilisée).

41. La figure VI illustre le mix électrique le moins coûteux, qui fait appel à toutes les technologies disponibles, y compris les centrales électriques au charbon et au gaz équipées de la technologie CSC/CUSC et les centrales nucléaires. En raison du manque de souplesse des centrales nucléaires, les centrales thermiques équipées de la technologie CSC/CUSC sont largement utilisées pour équilibrer le réseau. Ce mix électrique offre la stabilité et la flexibilité requises ; de plus, le coût total de ce système ne représente que 30 % environ de celui associant uniquement les énergies renouvelables et le stockage.

42. En résumé, pour exploiter efficacement et en toute sécurité un réseau électrique intégrant des ERV, il faut inclure des centrales thermiques à énergie fossile ; dans la plupart des régions, le charbon sera moins coûteux que le gaz. La technologie CSC/CUSC permet de réduire très fortement les émissions de CO₂ de ces installations (Budinas et al., 2018). Si l'on ne peut recourir à de telles centrales thermiques, dont l'inertie stabilise le réseau, le coût total du système augmentera considérablement à mesure de l'intégration des ERV et, dans de nombreux cas, la capacité du système à répondre aux demandes à pleine charge sera compromise.

VI. Intégration des énergies renouvelables dans les centrales électriques au charbon

43. Comme nous l'avons vu dans les sections précédentes, les ERV ont un impact considérable et complexe sur la capacité du réseau électrique existant. La nature intermittente des installations solaires et éoliennes crée des instabilités majeures sur le réseau, qui augmenteront avec toute mise en œuvre supplémentaire de ces deux technologies. Comme mentionné ci-dessus, la production d'électricité pilotable est indispensable à la stabilité du système ; cette production est actuellement assurée 24 heures sur 24 par des centrales à énergie fossile, le plus souvent au charbon, en raison de la disponibilité de longue date de ce combustible (antérieure notamment à celle du gaz).

44. Néanmoins, étant donné qu'un site de production d'électricité peut accueillir plus d'un type d'installation, il peut être intéressant d'intégrer physiquement la technologie solaire aux différentes opérations de production d'électricité à partir de charbon. La viabilité de ces centrales hybrides charbon-solaire dépend d'une combinaison de facteurs économiques, environnementaux et politiques qui devront être évalués au cas par cas, pour adapter la conception en fonction de chaque site (Mills, 2017). Les principales applications de la technologie solaire sont le préchauffage de l'eau d'alimentation de la chaudière, le préchauffage supplémentaire de l'eau d'alimentation en aval du préchauffeur supérieur et la production de vapeur HP ou MP (Siros, 2014 ; Roos, 2015).

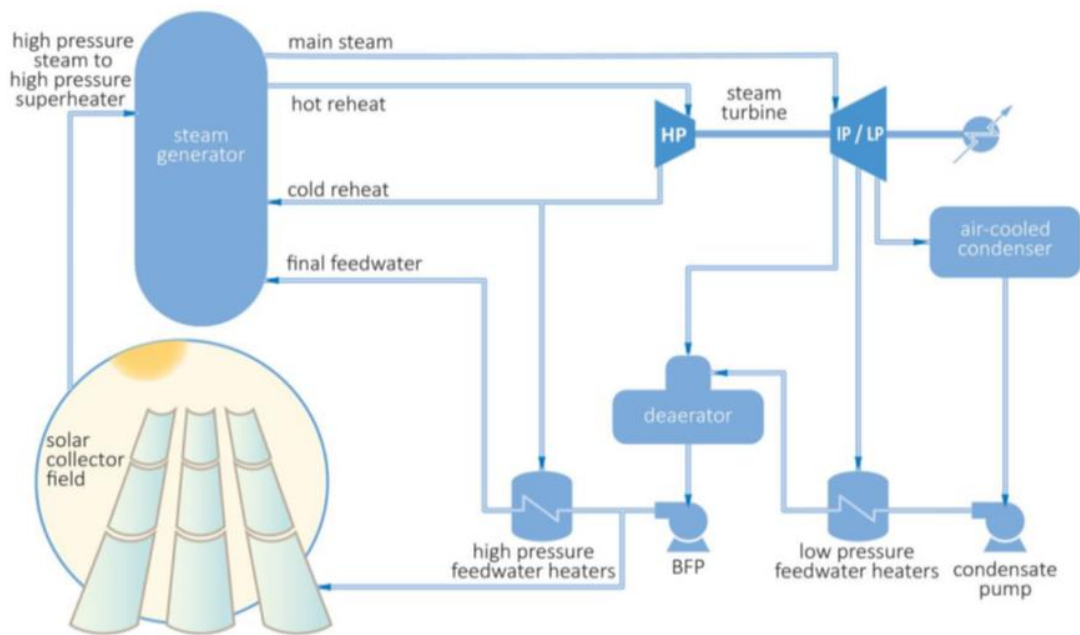
A. Centrales hybrides charbon-solaire

45. Deux types de technologie solaire sont actuellement disponibles : la solution basée sur l'énergie solaire à concentration est en principe viable, contrairement au photovoltaïque, dont l'intégration est impossible. Les centrales solaires à concentration produisent de

l'électricité directement à partir de la lumière du soleil : un ensemble de miroirs et de lentilles captent et concentrent le rayonnement solaire en un faisceau qui peut être utilisé comme source de chaleur par une centrale thermique classique. Concrètement, la technologie hybride consiste à relier physiquement une centrale au charbon et une centrale solaire, qui alimentent des circuits de vapeur séparés, mais parallèles. Ces circuits convergent ensuite vers une turbine à vapeur commune qui produit de l'électricité. Cela permet de réduire la quantité de vapeur soutirée de la turbine, ce qui peut contribuer à améliorer le rendement du cycle, à réduire la consommation de charbon ou à augmenter la production électrique de l'unité. L'augmentation du rendement du cycle se traduit par une diminution des émissions de CO₂ par unité d'électricité produite.

46. L'un des principaux avantages des centrales solaires à concentration est qu'il est possible d'y intégrer un système de stockage thermique permettant d'accumuler l'excédent de chaleur généré pendant la journée et de le restituer plus tard (la nuit) pour produire de la vapeur. Bien qu'il ne s'agisse pas à proprement parler de capacités pilotables, dans la mesure où la quantité de chaleur récupérée ne suffit pas pour assurer un fonctionnement 24 heures sur 24, ces installations contribuent à augmenter l'inertie du système, ce qui limite les fluctuations de puissance du réseau électrique. Pour être économiquement viables, les centrales solaires à concentration doivent être mises en œuvre à l'échelle industrielle, et à l'heure actuelle, leur capacité installée globale ne représente qu'une petite fraction de celle des systèmes photovoltaïques. Dans le cas des centrales autonomes, les infrastructures connexes requises, telles que les turbines à vapeur et le raccordement au réseau, peuvent représenter un investissement coûteux par rapport au niveau de production habituel. Toutefois, si ces installations sont intégrées à des centrales à charbon existantes, une grande partie de ces infrastructures est déjà disponible, ce qui réduit considérablement les coûts d'investissement. De ce fait, l'intégration d'une centrale solaire coûte moins cher que la construction d'une centrale solaire à concentration autonome de capacité équivalente. Les coûts actualisés de l'électricité produite par les centrales hybrides charbon-solaire sont inférieurs à ceux des centrales solaires à concentration autonomes, et certains estiment qu'ils peuvent rivaliser avec ceux des systèmes photovoltaïques (Siros, 2014). Toutefois, les récentes réductions de coûts de cette dernière technologie pourraient bien signifier qu'elle est devenue concurrentielle, bien que sa production ne soit pas pilotable. Les centrales solaires à concentration permettent de réduire la consommation de charbon pendant la période de jour (mode économie de charbon). Il est possible d'augmenter la contribution du charbon en fin de journée, lorsque le rayonnement solaire diminue, ce qui permet à la chaudière de la centrale de toujours fonctionner à pleine charge. Une autre technique consiste à utiliser l'énergie solaire pour produire de la vapeur supplémentaire et alimenter la turbine à vapeur afin d'augmenter la production d'électricité (mode renforcement solaire). Les deux solutions dépendant de la disponibilité du rayonnement solaire, la production d'une centrale hybride fonctionnant en mode renforcement solaire peut être aussi variable que celle d'un système photovoltaïque. Cependant, en mode économie de charbon, la production d'électricité est pilotable. Le régulateur du système peut donc compter sur la disponibilité de l'énergie. Quel que soit le mode de fonctionnement, une conception adéquate des installations solaires et leur bonne intégration dans le système conventionnel sont essentielles au bon fonctionnement des centrales hybrides. En principe, la technologie hybride peut être mise en œuvre sur tout type de centrale thermique classique (au charbon, au gaz, au pétrole ou à la biomasse), existante ou nouvelle (voir figure VII).

Figure VII
Production solaire de vapeur haute pression



B. Perspectives pour la technologie hybride charbon-solaire

47. Les principaux avantages de l'hybridation charbon-solaire mis en avant (EPRI, 2010b ; Rajpaul, 2014 ; Roos, 2015 ; Appleyard, 2015 ; IT Power, 2012) sont les suivants :

- L'augmentation de la production d'énergie solaire thermique permet de réduire la demande en charbon, et de diminuer les émissions des centrales et les coûts de combustible par MWh produit ;
- L'hybridation réduit la manutention du charbon et des cendres, et par conséquent la charge à traiter par des composants tels que les filtres à manches, les broyeurs de charbon et les équipements de concassage des mâchefers ;
- Elle pourrait permettre de prolonger la durée de vie des installations thermiques existantes, par exemple lorsque des modifications réglementaires exigent qu'une centrale au charbon réduise ses émissions sous peine de fermeture ;
- L'investissement initial plus élevé est compensé soit par une réduction de la consommation de combustibles fossiles, soit par une augmentation de la production d'énergie ;
- Une centrale hybride peut à la fois fournir la puissance de base et assurer une production d'électricité quasi pilotable en période de pointe ;
- L'association des deux technologies pourrait permettre de répondre aux normes imposant une proportion minimale d'énergies renouvelables dans le portefeuille énergétique et aux objectifs de réduction des émissions de CO₂ à un coût d'investissement inférieur à celui du déploiement des centrales solaires autonomes. Les dépenses d'équipement sont moindres à capacité égale.
- L'apprentissage par la pratique permettra à terme de réduire les délais d'élaboration des projets ainsi que les coûts de transport et d'interconnexion.
- De même, les avancées technologiques en cours permettront de réduire davantage les coûts des composants des centrales solaires à concentration.

48. Cependant, ces avantages potentiels ne se sont pas encore concrétisés. De nombreuses études technico-économiques ont été entreprises et diverses options de mise au point de composants visant à améliorer les systèmes hybrides charbon-solaire ont été recensées. Parmi les pays qui ont manifesté de l'intérêt pour cette technologie figurent

l'Afrique du Sud, l'Australie, le Chili, la Chine, les États-Unis, l'Inde, la Macédoine et le Zimbabwe (Mills, 2017). Peu de centrales ont toutefois été déployées jusqu'à présent. Au cours de la dernière décennie, plusieurs centrales hybrides charbon-solaire ont été mises en œuvre aux États-Unis. Le projet de démonstration de la centrale de Cameo a été le premier au monde à utiliser avec succès l'énergie solaire pour chauffer l'eau d'alimentation de la chaudière, réduisant ainsi la consommation de charbon et les émissions de l'installation, mais il ne s'est pas traduit par un déploiement à plus grande échelle.

49. Ce projet, le Colorado Integrated Solar Project, faisait partie du programme des États-Unis en faveur des technologies propres innovantes. Il a été conçu pour tester de nouvelles technologies prometteuses susceptibles de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de générer des retombées positives pour l'environnement. La centrale de Cameo comprenait deux unités de 49 MWe alimentées au charbon. La partie solaire, d'une capacité de 2 MWe, utilisait des miroirs cylindrés paraboliques orientables sur leur axe pour suivre la course du soleil. Les collecteurs, de 150 m de long, étaient répartis en huit rangées sur une surface de 2,6 ha. La chaleur produite alimentait un échangeur de chaleur servant à préchauffer l'eau d'alimentation de l'unité n° 2 de l'usine Cameo (Mills, 2011).

50. Le programme pilote de démonstration s'est déroulé sur sept mois en 2010, après quoi l'unité n° 2 a été démantelée et la centrale solaire à concentration mise hors service. Ce système hybride a confirmé qu'il était possible d'ajouter une centrale solaire à une chaudière à combustible fossile existante sans effets négatifs sur les opérations de production normales. L'utilisation de l'énergie solaire a permis d'augmenter le rendement global de la centrale d'environ 1 % tout en réduisant la consommation de charbon et les émissions atmosphériques (environ 600 t de CO₂, plus de 900 kg de NO_x et 2450 kg de SO₂) sur toute la durée des essais. Le taux de disponibilité des installations était de 98,4 %. Le seul inconvénient était la puissance nécessaire au fonctionnement de la centrale solaire à concentration, qui représentait environ 0,4 % de la production équivalente en kWh.

51. L'intégration de la centrale solaire à concentration à l'unité existante alimentée au charbon et leur exploitation conjointe ont été considérées comme une réussite ; toutefois, la situation était moins claire en ce qui concerne les coûts et les gains d'efficacité. La centrale hybride a coûté 4,5 millions de dollars et fourni l'équivalent de 1 MW à partir de l'énergie solaire sur une production totale de 49 MW. En conséquence, l'exploitant de la centrale n'a pas été en mesure de proposer des recommandations définitives concernant le déploiement futur de cette technologie dans ses autres centrales électriques (Public Service Company of Colorado, 2011). Aucun plan concernant la mise en œuvre de nouvelles centrales hybrides charbon-solaire dans un avenir immédiat n'a été annoncé.

C. Perspectives d'avenir

52. De nombreuses études ont été menées, mais peu d'éléments attestent d'une mise en œuvre pratique pleinement réussie. Par conséquent, bien que la technologie hybride charbon-solaire ait été validée, on peut se demander si elle sera rentable. Cela est dû en partie aux contraintes liées aux niveaux d'ensoleillement nécessaires, ce qui restreint l'utilisation de cette technique à certaines régions. Il est aussi nécessaire de disposer d'un approvisionnement en charbon et d'une centrale électrique au charbon se prêtant à l'exercice. Les possibilités de mise en œuvre risquent de se limiter à des situations de niche favorables répondant à un besoin local d'électricité. L'adoption généralisée de cette technologie est donc peu probable.

VII. Cocombustion de charbon et de gaz dans les centrales électriques

53. Dans ce contexte, le terme « cocombustion » fait référence à l'utilisation régulière de gaz comme combustible secondaire plutôt qu'à l'utilisation ponctuelle de petites quantités pour les opérations de démarrage et de réchauffage. Les facteurs qui poussent le marché à adopter ce mode de combustion alternatif sont multiples, bien qu'en partie liés à

des considérations environnementales. La cocombustion de gaz dans les centrales électriques au charbon permet de réduire les émissions, d'améliorer la souplesse de fonctionnement et d'assurer des démarrages plus rapides et plus propres (voir tableau 2).

Tableau 2

Raisons motivant la cocombustion de charbon et de gaz naturel dans les centrales électriques (Mills, 2017)

Atténuation de l'impact sur l'environnement des émissions de CO₂ provenant des chaudières à charbon

Réduction des émissions de SO₂, de NO_x et de particules

Mise en place d'un système de production et de vente d'électricité rentable et pilotable

Acceptation par le public

Soutien économique du secteur du charbon et de l'emploi

Moyen potentiellement le moins coûteux pour les installations au charbon d'améliorer la souplesse d'utilisation des combustibles

Avantage financier potentiel sur les marchés concurrentiels grâce à la diversité des combustibles

Plus grande facilité d'obtention de prêts pour des mesures volontaires de réduction des émissions de gaz à effet de serre

A. Les moteurs du marché

54. Les avantages environnementaux résultent du remplacement d'une partie du charbon consommé par du gaz, ce qui se traduit par une réduction des émissions, un facteur important pour le respect de la législation environnementale. Cela diminue simultanément la charge à traiter par les systèmes de lutte contre la pollution : réduction de la consommation de réactifs de désulfuration des gaz de combustion, augmentation de la durée de vie du catalyseur RCS, réduction de la fréquence de nettoyage des dispositifs de systèmes d'élimination des particules. Le remplacement de 35 % du charbon par du gaz grâce à un système de cocombustion adapté peut réduire de 35 % les émissions de SO₂/SO₃, de 45 % les émissions de NO_x, de 35 % les rejets de particules, de 35 % les émissions de mercure et de 20 % celles de CO₂ (Breen Energy Solutions, 2014). Il en résulte une baisse des coûts d'exploitation et d'entretien des équipements de lutte contre la pollution. Il est également possible de maintenir un fonctionnement stable à faible charge, ce qui est facilement réalisable dans les centrales électriques utilisant uniquement du charbon (voir la section 2). Bien que les centrales fonctionnent actuellement avec un ratio charbon/gaz fixe, il est possible de concevoir des systèmes permettant de le modifier, ce qui offre une certaine souplesse en matière d'approvisionnement en combustible.

55. La cocombustion permet également de changer de source d'approvisionnement en charbon, et de réaliser ainsi des économies supplémentaires. Par exemple, aux États-Unis, une centrale électrique peut passer d'un charbon bitumineux de qualité supérieure à un charbon subbitumineux, tout en ayant recours au gaz pour maintenir la capacité de la centrale. Cela dit, même de légères variations du rapport de prix entre le charbon et le gaz peuvent entraîner des fluctuations importantes des coûts de production, ce qui peut offrir des débouchés commerciaux aux producteurs d'électricité disposant à la fois de centrales au gaz et de centrales au charbon. Le passage à la cocombustion leur permet par ailleurs de réagir rapidement aux variations de la demande et d'améliorer les capacités de fonctionnement en mode cyclique, ce qui est tout aussi important (Cassell, 2016). Une centrale électrique capable de répondre aux variations rapides de la demande a plus de chances d'être rentable, même si la modernisation d'une centrale électrique au charbon peut nécessiter de modifier considérablement les équipements (voir ci-dessous).

56. S'agissant du rapport coûts-avantages de la cocombustion, il est indispensable que la centrale au charbon dispose d'une source adéquate de gaz naturel à un prix acceptable. Si la centrale utilise déjà du gaz pour les opérations de réchauffage, les infrastructures existantes peuvent être suffisantes. Dans le cas contraire, des équipements d'alimentation et de commande supplémentaires peuvent être nécessaires. Le faible prix du gaz naturel est souvent cité comme l'un des principaux attraits de la cocombustion. Si le gaz naturel est peu onéreux et facilement disponible aux États-Unis, ce n'est pas le cas dans d'autres pays. Certains craignent que le prix du gaz n'augmente considérablement aux États-Unis aussi, en raison des préoccupations environnementales et politiques suscitées par la fracturation hydraulique et les investissements dans les installations d'exportation de gaz (R-V Industries, 2016).

B. Questions relatives à la mise au point des technologies

57. Moderniser une installation afin d'intégrer la cocombustion nécessite de relever plusieurs défis techniques, dont la modification des systèmes de commande et des équipements de la centrale au charbon. Les coûts associés doivent être appréciés au regard des avantages attendus en matière de souplesse, comme indiqué ci-dessus :

- Les caractéristiques de combustion et de transfert thermique du charbon et du gaz sont différentes, ce qui peut entraîner un déséquilibre thermique dans le générateur de vapeur et nécessiter une réingénierie des installations afin de tenir compte de l'ensemble des scénarios de variation de la charge et de cycles de fonctionnement (Gossard, 2015) ;
- La forte teneur en hydrogène du gaz naturel (environ 25 % en poids) signifie que les pertes de chaleur latente résultant de la formation d'eau pendant le processus de combustion risquent d'être beaucoup plus élevées pour le gaz que pour tous les types de charbon, sauf les plus humides ;
- Le rendement peut dépendre de l'emplacement du brûleur de gaz naturel, qui peut nécessiter un réglage minutieux pour éviter des températures excessives ou une combustion incomplète dans certaines parties du foyer de la chaudière (Reinhart et al., 2012).

58. Les possibilités de reconfiguration d'une unité au charbon existante en vue d'intégrer la cocombustion du gaz dépendent du degré de souplesse de fonctionnement requis. La solution la plus simple consiste à remplacer les dispositifs d'allumage du fioul existants par leurs équivalents pour le gaz naturel, ce qui permet généralement de substituer le gaz au charbon à hauteur de 10 à 20 % (on parle de taux de cocombustion). Si la centrale est équipée de brûleurs de fioul à préchauffage, ceux-ci peuvent également être remplacés par leurs équivalents pour le gaz naturel, ce qui permet d'obtenir un taux de cocombustion d'environ 30 à 50 %. Pour augmenter encore ce taux, il faut intégrer les dispositifs d'allumage du gaz aux brûleurs principaux (Reinhart et al., 2012). Cela implique des modifications telles que l'installation de répartiteurs de gaz annulaires autour des brûleurs à charbon existants, ou l'installation d'injecteurs de gaz dans la partie annulaire ou au centre des brûleurs. L'option la plus coûteuse pour passer à la cocombustion consiste à ajouter des brûleurs à gaz naturel de grande taille ou à remplacer les brûleurs à charbon existants par des brûleurs à gaz ou à double combustible. Il est probable que des modifications du système de commande de la combustion soient nécessaires.

59. Le gaz naturel est un combustible couramment utilisé pour l'élimination des NO_x par recombustion, car il ne contient pas de formes azotées combustibles et son injection est facile à réguler. La recombustion permet une réduction des émissions de NO_x allant jusqu'à 70 %. Le procédé se déroule en trois étapes dans trois parties distinctes de la chaudière : la zone primaire, la zone de recombustion et la zone de postcombustion. La combustion du charbon pulvérisé a lieu dans des brûleurs conventionnels ou à faibles émissions de NO_x fonctionnant sous faible excès d'air, qui sont situés dans la zone primaire. Une deuxième injection de combustible dans une autre partie de la chaudière crée une zone de réaction riche en combustible, appelée zone de recombustion. Le gaz naturel réagit avec les NO_x produits dans la zone primaire et se décompose en radicaux qui

transforment les NO_x en azote moléculaire. La combustion partielle du gaz naturel dans la zone de recombustion se traduit par des niveaux élevés de CO. Une injection supplémentaire d'air de combustion crée ce qu'on appelle la zone de postcombustion et complète l'ensemble du procédé. Par conséquent, les systèmes de recombustion permettent d'intégrer une quantité importante de gaz naturel dans une centrale électrique au charbon existante.

60. Le gaz naturel, couramment utilisé en cocombustion avec le charbon, n'est pas la seule option. Il est possible de recourir aux combustibles suivants, à condition que des quantités suffisantes soient disponibles à une distance acceptable, afin que les coûts de transport ne soient pas prohibitifs :

- Gaz naturel de réseau de transport ;
- Gaz de schiste ;
- Gaz naturel liquéfié ;
- Gaz de décharge ;
- Gaz de charbon et méthane des mines de charbon ;
- Gaz obtenu par gazéification souterraine du charbon.

C. Situation actuelle et perspectives du marché pour le déploiement de la cocombustion

61. Nombre de pays dans le monde entier exploitent des centrales électriques au charbon qui utilisent régulièrement du gaz dans le cadre de leur approche opérationnelle. Les pays dont les capacités de production d'électricité par cocombustion de charbon et de gaz sont les plus importantes figurent dans le tableau 3. De nombreux autres pays exploitent un nombre plus modeste de centrales à charbon qui pourraient recourir à la cocombustion. On peut notamment citer certaines installations en Australie, en Bulgarie, au Kirghizstan, en Pologne, en Slovaquie et en Thaïlande.

Tableau 3
Grands parcs de centrales électriques au charbon qui utilisent également le gaz naturel
(Platts, 2017)

| <i>Pays</i> | <i>Capacité (MW)</i> | <i>Principaux types de combustibles</i> | <i>Types de centrales électriques</i> |
|-------------|----------------------|--|---------------------------------------|
| États-Unis | 27071 | charbon bitumineux, charbon sous-bitumineux, lignite | subcritique, supercritique |
| Ukraine | 20740 | charbon bitumineux, charbon sous-bitumineux | subcritique, supercritique |
| Russie | 12396 | charbon bitumineux, charbon sous-bitumineux, lignite | subcritique, supercritique |
| Roumanie | 3525 | charbon bitumineux, lignite | subcritique |
| Allemagne | 3508 | charbon bitumineux, lignite | subcritique, supercritique |
| Indonésie | 3400 | charbon sous-bitumineux | subcritique |

| <i>Pays</i> | <i>Capacité (MW)</i> | <i>Principaux types de combustibles</i> | <i>Types de centrales électriques</i> |
|-----------------------|----------------------|--|---------------------------------------|
| Chine | 3175 | charbon bitumineux, charbon sous-bitumineux, lignite | subcritique, supercritique |
| Pays-Bas | 2360 | charbon bitumineux | subcritique, supercritique |
| Ouzbékistan | 2100 | lignite | subcritique, supercritique |
| Turquie | 1600 | charbon bitumineux | subcritique, supercritique |
| Malaisie | 1600 | charbon bitumineux | subcritique |
| République de Moldova | 1600 | charbon bitumineux | subcritique |
| Italie | 1465 | charbon bitumineux | subcritique |
| Inde | 1400 | charbon bitumineux | subcritique |
| Israël | 1150 | charbon bitumineux | subcritique |
| République tchèque | 1115 | charbon bitumineux, lignite | subcritique |

62. Les facteurs prépondérants sont le prix et la disponibilité du gaz, car dans certaines régions, s'il est abordable pour une application limitée, le gaz est trop cher pour une utilisation en grande quantité. En outre, pour certains pays, il est plus lucratif d'exporter le gaz naturel que de l'utiliser dans leurs centrales électriques, de sorte que les exportations ont la priorité sur la consommation intérieure. À titre de comparaison, depuis quelques années, les prix du gaz aux États-Unis se situent à des niveaux historiquement bas, généralement inférieurs à 5 dollars/1000 MJ, et inférieurs à 2,4 dollars/1000 MJ en 2015. En revanche, toujours en 2015, les prix en Ukraine, par exemple, étaient de 9,0 dollars/1000 MJ, d'environ 9,2 dollars/1000 MJ en Chine, et encore plus élevés en Corée du Sud, au Japon et à Taïwan, pays qui dépendent fortement des importations de GNL.

63. Des exemples nationaux et régionaux de travaux portant sur la mise en œuvre de la cocombustion sont présentés dans le document complet.

D. Perspectives

64. À ce jour, la cocombustion du charbon et du gaz, au-delà du fait que l'utilisation de ce dernier combustible se limite aux opérations de démarrage et de réchauffage des centrales, semble occuper un créneau particulier au niveau mondial. Plusieurs centrales ont été mises en service aux États-Unis, d'autres sont en cours de conversion, grâce à un approvisionnement fiable et abordable en gaz naturel qui peut aider les exploitants de centrales électriques au charbon à respecter des normes environnementales plus strictes. La cocombustion présente des avantages au moins pour certaines centrales au charbon, auxquelles elle permet de réaliser des économies en passant d'un combustible à l'autre en fonction de leur prix. Dans le cas des États-Unis, les perspectives de mise en œuvre de la cocombustion sont pour la plupart liées à la modernisation et à la mise à niveau des centrales existantes, ce qui nécessitera de modifier les brûleurs et, dans certains cas, de remplacer certains équipements de transfert thermique afin d'adapter au mieux les installations aux différences de caractéristiques de combustion entre le charbon et le gaz. Étant donné la grande diversité de conception des centrales électriques existantes, ces

projets de cocombustion doivent être évalués au cas par cas pour que les différents facteurs économiques, opérationnels et environnementaux soient pleinement pris en compte. En revanche, en ce qui concerne les nouvelles installations de cocombustion, ces préoccupations peuvent être prises en considération dès la phase de conception.

65. Dans les autres pays, les possibilités semblent limitées, surtout en raison de l'accès limité à un approvisionnement en gaz fiable à un prix acceptable, bien que la centrale ultra-supercritique construite à Dubaï par DEWA soit un excellent exemple de production d'électricité souple et fiable grâce à la sécurité d'approvisionnement supplémentaire que procure l'utilisation combinée du charbon et du gaz.

66. Toutefois, s'il est tout à fait possible que la mise au point progressive de la génération actuelle de centrales à cocombustion renforce la confiance dans la poursuite du déploiement de cette technologie, la disponibilité d'autres options pourrait se traduire par des difficultés à augmenter de manière significative sa part de marché.

VIII. Cocombustion de charbon, de biomasse et de divers déchets organiques

67. On considère que la biomasse produite de manière durable est neutre en carbone, dans la mesure où le CO₂ libéré lors de sa combustion sera ensuite absorbé par d'autres sources de biomasse, de sorte que les rejets nets de CO₂ sont proches de zéro (AIE-ETSAP, 2013 ; IHI, 2017). Cependant, les centrales électriques typiques fonctionnant uniquement à la biomasse présentent une faible capacité et un rendement modeste, souvent associés à des émissions de polluants classiques relativement élevées (SO₂, NO_x, particules). La cocombustion de biomasse (et de divers déchets organiques) et de charbon dans les grandes centrales modernes au charbon permet d'obtenir un rendement plus élevé et de meilleures performances environnementales que ces petites centrales électriques alimentées à 100 % par la biomasse, et l'investissement supplémentaire lié à la mise en œuvre de la cocombustion est nettement inférieur au coût de ces centrales à biomasse. L'un des inconvénients est que le prix à la tonne livrée de la biomasse, à l'exception des combustibles dérivés des déchets, est généralement plus élevé que celui d'un charbon équivalent (Dooley et Mason, 2018). Parmi les autres points faibles potentiels de la cocombustion, on peut citer le transport et la manipulation de la biomasse, le passage d'un combustible à un autre, la baisse de rendement de la chaudière, les dépôts de scories, l'encrassement, la corrosion et les limitations concernant l'utilisation des cendres. Ces inconvénients et les coûts supplémentaires associés signifient que les acteurs du secteur du charbon considèrent que la cocombustion de biomasse dans les centrales électriques au charbon n'est rentable que si elle bénéficie de l'appui des pouvoirs publics, sous la forme de politiques positives ou d'un financement direct visant à encourager la réduction des émissions de CO₂ (Minchener, 2017 ; Canadian Clean Power Coalition, 2017).

A. Questions relatives au déploiement des technologies

68. L'Union européenne (UE) occupe la première place au niveau mondial, avec plus de vingt ans d'expérience dans le déploiement de la cocombustion de biomasse et de charbon (European Biomass Industry Association). Dans la plupart des cas, la biomasse est utilisée sous la forme de granulés de bois, produits à partir des déchets de sciage provenant de l'exploitation des forêts d'Amérique du Nord puis expédiés en Europe (Zhang, 2019). Certains pays, tels que le Danemark, les Pays-Bas, la Pologne et le Royaume-Uni, où la cocombustion a pris une ampleur considérable, ont mis au point un large éventail de mécanismes de soutien (Carbo et al., 2017). On peut notamment citer les tarifs de distribution, qui sont fondés sur les prix et qui utilisent généralement des prix fixés par l'administration pour indemniser les producteurs d'énergies renouvelables. Parmi les autres mécanismes figurent les normes imposant une proportion minimale d'énergies renouvelables dans le portefeuille énergétique, qui sont quantitatives et stimulent à moindre coût la mise en œuvre de la cocombustion. D'autres incitations, telles que les taxes sur le

carbone, ont échoué à encourager l'adoption de la cocombustion de biomasse en raison de leur faiblesse.

69. Au sein de l'UE, d'autres pays, tels que la Finlande, la France, l'Allemagne et l'Italie, ne disposent pas de mécanismes de soutien à la cocombustion, qui est cependant mise en œuvre dans une certaine mesure.

70. Au niveau régional, de nombreux pays d'Europe occidentale prévoient d'éliminer progressivement le recours au charbon au cours de la prochaine décennie, ce qui signifie que la cocombustion va également diminuer, soit avec la fermeture des centrales au charbon qui utilisent cette technologie, soit avec la conversion éventuelle à 100 % de biomasse des grandes installations au charbon actuelles. Quoi qu'il en soit, la cocombustion a joué un rôle transitoire important dans la décarbonation et la prolongation de la durée de vie de certaines centrales électriques au charbon. Les facteurs qui ont poussé l'UE à adopter la cocombustion sont maintenant présents dans d'autres pays de l'OCDE et dans certains pays en développement d'Asie. De nombreux pays, tels que la Chine, l'Inde, le Japon, la Malaisie, la Corée du Sud et le Viet Nam, ont lancé des projets de cocombustion. Ainsi, le secteur de la cocombustion se développe rapidement au Japon et en Corée du Sud grâce à de fortes politiques de soutien (Aikawa, 2017 ; Kwon, 2016). Toutefois, certaines questions techniques et relatives à la gestion ont été soulevées, et la principale préoccupation des deux pays est la durabilité de la biomasse. Les tarifs de distribution japonais ne prévoient pas de mesures supplémentaires pour inciter les installations de cogénération à utiliser la chaleur produite et ne concernent pas les centrales existantes. Toutefois, certaines vieilles centrales au charbon japonaises continuent d'adopter la cocombustion, car elle permet d'atteindre le rendement énergétique de 44,3 % requis par la norme d'ici à mars 2031. Cela dit, le Japon a lancé une vingtaine de projets de cocombustion de charbon et de granulés de bois, tant dans le secteur de l'électricité que dans celui des grands procédés industriels (MHPS, 2018 ; Chubu Electric Power Co, 2017). En Corée du Sud, la cocombustion est soutenue par le règlement de 2012 imposant la diversification du portefeuille énergétique, et plus de 90 % des granulés de bois utilisés sont importés, car la production intérieure ne peut pas répondre à la demande. À l'issue d'une évaluation (Yun et Jung, 2017), le gouvernement sud-coréen a réduit la pondération des crédits d'énergie renouvelable pour la cocombustion de biomasse en mai 2018. Cela risque d'avoir à terme des effets négatifs, car sans un certain niveau de subventions, le coût de la cocombustion de biomasse pourrait devenir trop élevé pour permettre aux exploitants de ces installations de poursuivre leurs activités.

71. Les pratiques observées dans certains pays en développement sont différentes de celles de l'OCDE. Ainsi, la Chine commence à recourir à la cocombustion des déchets et boues issus des exploitations agricoles et forestières locales. En plus de contribuer en partie à la décarbonation du parc de centrales au charbon, cette approche permet d'éviter le brûlage systématique de ces déchets, ce qui améliore considérablement la qualité de l'air au niveau local. La Chine a prévu 89 projets de démonstration pilotes (China NEA, 2017), dont l'un a commencé à fonctionner en septembre 2018. Le pays ne dispose cependant toujours pas d'un mécanisme de soutien adéquat pour assurer un déploiement de la cocombustion dans de bonnes conditions (Li, 2018).

72. La cocombustion n'a jamais été pleinement mise en œuvre aux États-Unis et au Canada en raison de l'absence de politiques de soutien, et ce, malgré l'importance des ressources forestière, l'abondance de l'offre de granulés de bois, actuellement destinés uniquement à l'exportation, et la vétusté du parc de centrales au charbon. De même, bien qu'il s'agisse de pays consommateurs de charbon de longue date, l'Australie et l'Afrique du Sud ne sont pas actives dans le domaine de la cocombustion de biomasse et de charbon en raison de l'absence de mécanismes de soutien. L'Australie dispose d'un grand potentiel de production de biomasse et de vastes ressources de déchets agricoles et forestiers. La pénurie d'eau et la priorité accordées à la production alimentaire limitent les ressources nationales en biomasse de l'Afrique du Sud, qui se prête par conséquent moins au développement du secteur de la bioénergie.

B. Perspectives d'avenir

73. L'utilisation de biomasse neutre en carbone et d'autres déchets organiques en cocombustion avec du charbon pour réduire les émissions de CO₂ peut contribuer à faire progresser le secteur de l'énergie vers la neutralité carbone. Elle constitue aussi un moyen d'employer les déchets agricoles tels que les balles de riz et la paille, qui autrement sont souvent systématiquement brûlés dans les champs, ce qui entraîne une pollution atmosphérique très importante. Cependant, bien qu'il s'agisse d'une solution technique relativement peu coûteuse pour décarboner partiellement un parc de centrales au charbon et améliorer simultanément la qualité de l'air, des mesures réglementaires favorables et des aides financières sont nécessaires pour faire de la cocombustion à taux de substitution élevé une option viable. La migration de cette technologie vers l'Asie que l'on observe actuellement offre un potentiel important à court terme, à condition que des subventions adéquates puissent être mises en place.

IX. Aller de l'avant : assurer le succès de l'association des technologies

74. La demande d'énergie continue d'augmenter, et la part de l'électricité dans la consommation d'énergie reste prépondérante. L'électricité peut être produite à partir de nombreuses sources de combustibles telles que le charbon, le gaz et la biomasse, qui permettent d'ajuster la production à la demande, contrairement aux énergies renouvelables variables (ERV) telles que le solaire et l'éolien. Si de nombreux gouvernements et organisations se sont engagés à mettre en place d'ici à 2050 des systèmes de production d'électricité neutres en carbone reposant sur les ERV, il reste encore beaucoup à faire.

75. La fiabilité et l'efficacité du réseau de distribution d'électricité passent par l'intégration de capacités pilotables, c'est-à-dire à des centrales électriques qui peuvent être mises en marche ou arrêtées en fonction des besoins, et dont la production peut être ajustée à la demande des exploitants du réseau. Les sources d'énergie utilisées par ces centrales électriques sont notamment le charbon, le gaz et la biomasse. Les ERV, comme leur nom l'indique, sont des sources d'énergie variables (ou intermittentes). Sans la production d'électricité pilotable assurée par les centrales à combustibles, les réseaux alimentés par les systèmes d'ERV seraient instables et incapables de fonctionner de manière efficace, car ils sont sujets à de soudaines variations de production qui provoquent des pannes d'électricité dans de nombreuses situations.

76. La conception des centrales électriques au charbon a considérablement évolué, de sorte qu'elles peuvent désormais fonctionner dans des conditions de faible charge sans précédent et répondre à des variations de puissance très rapides, tout en maintenant leurs performances environnementales globales. Grâce à ces avancées, l'association des technologies du charbon et des ERV permet d'atteindre des performances opérationnelles acceptables qui répondent aux normes du réseau électrique.

77. Pour aller plus loin, il est nécessaire de réduire les émissions de CO₂ des centrales au charbon (et au gaz), une étape clef vers la neutralité carbone. Cet objectif peut être atteint grâce à l'intégration dans ces centrales de la technologie CSC/CUSC, qui permet de réduire les émissions de CO₂ bien en dessous de 10 %. La mise en œuvre de la technologie CSC/CUSC est actuellement considérée comme coûteuse par rapport à l'introduction d'énergies renouvelables variables, dont les coûts de production unitaires (coûts actualisés de l'électricité) sont faibles. Toutefois, le coût total du système de production d'électricité augmente rapidement avec l'accroissement de la part des ERV, et on constate un intérêt croissant pour l'inclusion des procédés CSC/CUSC. Il est de plus en plus évident que non seulement l'association des technologies du charbon, des procédés CSC/CUSC et des ERV entraîne une baisse du coût total du système de production d'électricité, mais qu'elle permet aussi de répondre à tous les profils de puissance appelée sur le réseau, contrairement à ce qui se passe lorsque la production électrique est assurée uniquement par les ERV.

78. Par conséquent, il est absolument nécessaire de coupler la production d'électricité à partir de charbon (ou de gaz) et les procédés CSC/CUSC, qui constituent une solution sobre en carbone permettant d'intégrer les ERV dans le réseau. Tout grand projet de ce type doit bénéficier du soutien de champions de haut niveau, à la fois pour s'assurer de l'appui du gouvernement et pour maintenir l'élan et l'intérêt du grand public. Ils doivent proposer une vision mobilisatrice du rôle capital de la technologie CSC/CUSC dans le succès de la transition vers la neutralité carbone. Il s'agit notamment d'élaborer des arguments en faveur de la technologie CSC/CUSC à l'échelle mondiale, afin qu'elle soit réellement intégrée dans les programmes nationaux et mise en œuvre.

79. La question clef qu'il convient d'aborder est celle de l'association des capacités pilotables et des ERV. Il existe d'autres possibilités, en l'occurrence l'intégration des ERV dans les centrales électriques au charbon. Ces approches sont satisfaisantes d'un point de vue technique et permettent d'exploiter la centrale sur la totalité de sa plage de fonctionnement. La technologie solaire à concentration permet de produire de la vapeur supplémentaire afin d'augmenter la production d'électricité (mode renforcement solaire) ou de réduire la consommation de charbon (mode économie de charbon). Toutefois, les conditions actuelles du marché limitent les possibilités de déploiement à grande échelle de cette technologie et restreignent géographiquement son adoption.

80. Le gaz peut être utilisé en cocombustion dans les centrales à charbon ; cette technologie présente des avantages, notamment la réduction des émissions de polluants classiques. Toutefois, comme dans le cas précédent, ces avantages ne justifient pas nécessairement les coûts d'investissement et, là encore, l'adoption de la technologie est limitée.

81. La cocombustion de charbon et de biomasse durable offre une autre solution. Elle ne permet qu'une réduction relativement faible des émissions de CO₂, car l'option habituelle consiste à limiter les quantités de biomasse, afin d'éviter des modifications majeures de la centrale électrique. Toutefois, dans les pays en développement, cette biomasse peut comprendre des déchets agricoles qui, autrement, seraient très probablement systématiquement brûlés dans les champs. La cocombustion de charbon et de biomasse permet donc d'améliorer la qualité de l'air, ce qui la rend très attrayante. Cela dit, il s'agit d'une variante technologique dont la mise en œuvre nécessite un certain niveau de subventions, la biomasse durable ayant tendance à être plus chère que le charbon. Elle pourrait être intéressante dans les pays qui privilégient l'utilisation du charbon et qui disposent d'un approvisionnement en biomasse suffisant.
