

Évaluation des intensités nettes des émissions de gaz à effet de serre du cycle de vie du gaz et du charbon à différents taux de fuite de méthane

 iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ace3db

Deborah Gordon, Frances Reuland, Daniel J Jacob, John R Worden, Drew Shindell, Mark Dyson

1. Introduction

On rapporte que la combustion de combustibles fossiles émet jusqu'aux trois quarts des émissions anthropiques de gaz à effet de serre (GES) [1 , 2]. Selon les facteurs de combustion standards, le charbon émet deux fois plus de CO₂ que le gaz par million d'unités thermiques britanniques (MMBtu) d'énergie produite [3 , 4]. Mais le charbon et le gaz peuvent également laisser échapper du méthane à la mine et à travers la chaîne d'approvisionnement, respectivement. La combustion du charbon co-émet également du dioxyde de soufre, un précurseur des aérosols sulfatés, qui causent des dommages importants à la santé et à l'environnement [5]. En réponse, des efforts mondiaux sont en cours pour éliminer progressivement le charbon afin de répondre aux préoccupations liées au changement climatique, à la qualité de l'air et au bien-être public [6].

De nombreuses études comparent les différents impacts climatiques temporels et spatiaux de l'utilisation du gaz par rapport au charbon sur une base d'électricité [7 - 9]. Ces études révèlent que, si 2 à 5 % du gaz naturel produit fuit le long des chaînes d'approvisionnement, l'électricité produite par le gaz naturel est comparable à celle des centrales au charbon en termes d'impact sur le climat sur une période de 20 ans [10 - 12]. Compte tenu de l'impact climatique sur une période de 100 ans, des taux de fuite de méthane allant jusqu'à 9 % du gaz profiteraient au passage du charbon au gaz dans les centrales électriques de nombreuses zones géographiques [7] .

Mais le gaz est utilisé plus largement comme source d'énergie industrielle, commerciale et résidentielle pour le carburant, la vapeur, la chaleur et l'électricité [13]. Par conséquent, dans cette étude, nous analysons l'intensité des émissions sur une base énergétique, en tenant compte des fuites de méthane variables des systèmes de gaz, des fuites de méthane des mines de charbon et du masquage du réchauffement des aérosols sulfatés produits à partir du dioxyde de soufre (SO₂) libéré lors de la combustion du charbon . Nous constatons que les avantages du gaz ne l'emportent pas sur le charbon à certains taux de fuite de méthane. L'établissement de la parité des émissions est opportun car les satellites détectent des fuites de méthane très variables provenant des infrastructures de gaz et de charbon [14 , 15].

2. Comparaison des impacts climatiques du gaz et du charbon

Notre analyse de référence considère les émissions de gaz et de charbon tout au long du cycle de vie dans une perspective globale dérivée d'études et de méta-études précédentes. Nous estimons la parité entre les émissions de gaz et de charbon à

différents taux de fuite de méthane. Nous effectuons ensuite une analyse de scénario pour identifier les conditions dans lesquelles des taux de fuite de méthane plus faibles du gaz se traduisent par la parité avec les intensités d'émissions du cycle de vie du charbon. Dans ces scénarios, nous prenons en compte différentes teneurs en soufre du charbon, l'efficacité des épurateurs de gaz de combustion du charbon, les taux de fuite de méthane, les interactions climatiques des aérosols sulfatés et évaluons les effets climatiques sur deux périodes en utilisant des potentiels de réchauffement global (PRP) de 100 et 20 ans.

2.1. Schéma du réchauffement dû au charbon et au gaz

La combustion du charbon émet du CO₂ et du SO₂, tandis que la combustion du gaz naturel émet du CO₂ mais pas de SO₂ appréciable. Le charbon et le gaz peuvent laisser échapper du méthane. Ainsi, le CO₂ du charbon a un effet chauffant mais le sulfate du charbon a un effet refroidissant ; en revanche, le gaz naturel réchauffe principalement la planète, comme le montre la figure 1.

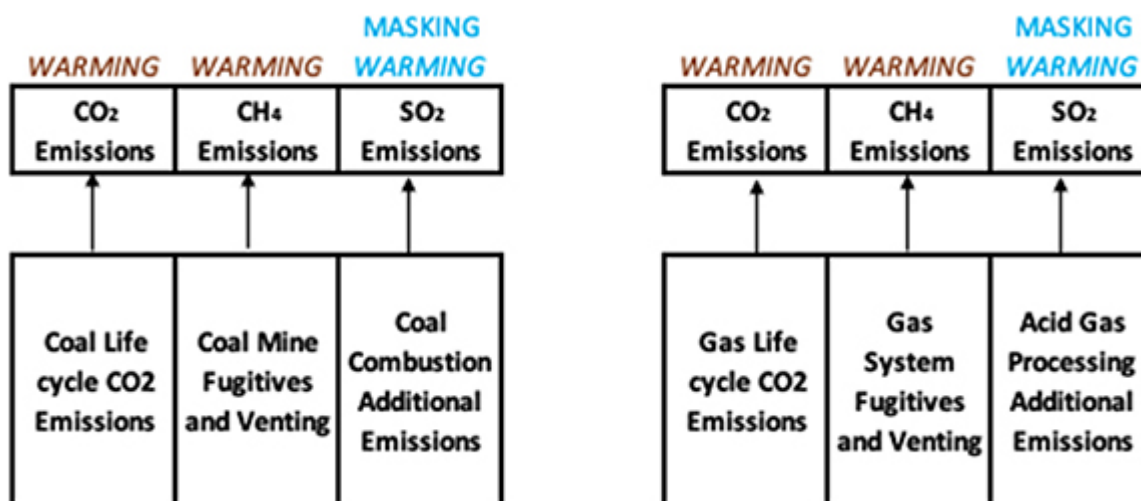


Figure 1. Schéma des effets du réchauffement et du refroidissement du charbon par rapport au gaz sur le climat. Source : rendu des auteurs. Remarque : les émissions du cycle de vie comprennent l'extraction, le traitement, le transport, l'élimination des déchets, la construction et le démantèlement des infrastructures et la combustion finale. Le gaz produit peut également contenir du soufre. Mais, en général, celui-ci est éliminé sous forme de soufre élémentaire ou de composés soufrés (marchandises de valeur) plutôt que brûlé en SO₂.

Télécharger la figurine :

2.2. Entrées d'étude

2.2.1. Délais

Les GES réchauffent la planète à différents horizons temporels. Le CO₂ est un polluant climatique à longue durée de vie qui réside dans l'atmosphère depuis des siècles [16]. A l'inverse, le méthane est un gaz à vie courte qui se réchauffe avec une durée de vie d'environ une décennie [17]. Le SO₂ est oxydé dans l'atmosphère pour former des particules de sulfate, qui refroidissent (ou masquent efficacement le réchauffement provoqué par d'autres GES) mais ont une durée de vie de quelques jours contre les dépôts [18 , 19]. La métrique GWP introduite en 1990 indexe l'effet de réchauffement

intégré dans le temps d'une masse (1 kilogramme) d'un GES donné dans l'atmosphère par rapport au CO₂. Les effets climatiques sont généralement considérés sur deux horizons temporels : 20 et 100 ans [17]. Des études récentes estiment un GWP positif plus fort pour le méthane par rapport à un GWP négatif plus important pour le dioxyde de soufre (SO₂), comme indiqué dans le tableau S2. Dans cette étude, nous évaluons les effets des émissions d'équivalent CO₂ (CO₂e) du cycle de vie sur une période de 20 et de 100 ans.

2.2.2. Teneur en gaz

Le gaz produit est principalement composé de méthane qui varie de <70% à> 90% [20]. Le reste des gaz dans le gaz naturel peut comprendre du CO₂, du sulfure d'hydrogène, de l'oxygène, de l'azote, des BTEX (benzène, toluène, éthylbenzène et xylène), du radon et d'autres contaminants chimiques [21]. Les impuretés sont éliminées lors du traitement du gaz naturel [22]. Le gaz transporté vers les services publics pour produire de l'électricité a une composition relativement standard : principalement du méthane avec des liquides de gaz naturel, de l'azote, de l'oxygène, du soufre et d'autres impuretés [22]. Selon l'endroit où le gaz fuit dans la chaîne d'approvisionnement, différentes quantités de méthane peuvent être libérées en fonction de la composition chimique à ce point. Aux fins de cette analyse, la teneur en méthane du gaz est uniformément supposée être de 89,3 % [23].

Certains gisements de gaz sont acides et acides, contenant du sulfure d'hydrogène (H₂S). Le H₂S peut être mortel en cas de fuite et il est très corrosif pour les tuyaux et l'équipement. La majeure partie du H₂S est éliminée au cours du traitement du gaz (sous forme de soufre élémentaire et d'autres produits précieux à base de soufre). Aucun SO₂ n'est émis dans les utilisations finales lorsque les consommateurs brûlent du gaz. Cependant, des quantités minimales peuvent être présentes dans les flux d'effluents des usines à gaz, comme indiqué dans l'IS.

2.2.3. Fuite de méthane

Le méthane peut être émis par les exploitations de charbon et de gaz, y compris les mines de charbon et les systèmes de gaz conventionnels et non conventionnels. Le gaz non conventionnel comprend le méthane de houille (CBM), une méthode de production qui exploite les veines de charbon. Le méthane des mines de charbon (CMM) est attribué aux systèmes de production de charbon, tandis que les fuites du CBM sont attribuables aux chaînes d'approvisionnement en gaz.

Les taux de fuite de méthane observés du charbon et du gaz sont très variés [14, 15, 24]. Le tableau S5 étudie les fuites de méthane des États-Unis provenant des systèmes de production de gaz de <1 % à > 66 %. Des fuites de méthane supplémentaires se produisent dans les chaînes de valeur du gaz. Et la gamme croissante de satellites de détection de méthane mesurera de plus en plus les fuites mondiales de méthane, en particulier à partir de sources ponctuelles super émettrices.

Les mines de charbon souterraines et les mines de houille à ciel ouvert représentent respectivement 91 % et 9 % des émissions mondiales de CMM [25]. Le GIEC a établi un facteur d'émission CMM de 18 mètres cubes de méthane par tonne de charbon extrait (m^3 méthane/t) [25]. D'autres études font référence à une gamme de facteurs d'émission de CMM, des mines à faible teneur en méthane avec $0,74 m^3$ de méthane/t, des mines à forte teneur en méthane avec $11,43 m^3$ de méthane/t et des mines à forte teneur en méthane avec $40,95 m^3$ de méthane/t [26 , 27]. Des sources de méthane super-émettrices provenant de mines de charbon aux États-Unis (Pennsylvanie) ont été détectées par avion à $6,7 m^3$ par tonne de charbon, qui se situe dans cette fourchette [28]. Nous utilisons le facteur d'émission du GIEC dans notre analyse de base et l'avons lié avec les mines à faible teneur en méthane et en explosion.

2.2.4. Contient du soufre

En plus d'émettre du CO_2 et du méthane, les ressources de gaz et de charbon contiennent du soufre en quantité variable. Le soufre contenu dans le gaz est éliminé lors du traitement avant d'être consommé car il est caustique et corrode les pipelines. Par conséquent, la combustion de gaz ne produit pas de dioxyde de soufre (SO_2). Le soufre dans le charbon, cependant, reste intégré tout au long du cycle de vie et est finalement brûlé en SO_2 - un polluant réglementé qui forme des aérosols et entraîne d'autres problèmes environnementaux et sanitaires [29]. La teneur en soufre du charbon est rapportée <1 % à > 12 % en masse (% S_{wt}), avec du charbon à haute teneur en soufre contenant > 3% S_{wt} [30 , 31]. Plus la teneur en soufre du charbon est élevée, plus la capacité du SO_2 à masquer les fuites de CMM est grande et plus l'efficacité de l'épurateur est critique pour protéger la santé publique et l'environnement.

2.2.5. Efficacité de l'épurateur de soufre

Les systèmes de désulfuration des gaz de combustion sont un type d'épurateur, une large classe d'équipements utilisés dans l'industrie pour séparer et purifier les flux de gaz. L'utilisation et l'efficacité de l'épurateur varient. En 2019, par exemple, des épurateurs de soufre ont été installés sur 52 % des générateurs au charbon américains et 64 % de la capacité de production d'électricité au charbon aux États-Unis [32]. En Chine, avec la plus grande flotte d'épurateurs de SO_2 au monde, entre 2006 et 2009, la part de la capacité électrique au charbon avec épurateurs est passée de 10 % à 71 % [33]. En 2017 en Chine, une étude a révélé qu'environ 80 % des usines de leur échantillon avaient des épurateurs de SO_2 installés [34]. Cependant, cette étude a révélé que l'efficacité du SO_2 l'élimination (efficacité de l'épurateur) varie dans les centrales électriques au charbon à l'extrémité inférieure de 25 % à 54 % contre 52 % à 62 % à l'extrémité supérieure, en fonction de la surveillance gouvernementale [34]. Aux États-Unis, l'efficacité des épurateurs est rapportée entre 85 % et 95 %, avec des conceptions plus récentes capables d'atteindre 98 % [32]. L'efficacité de l'épurateur peut être aussi faible que 0 % lorsque les épurateurs ne fonctionnent pas, ce qui permet d'émettre tout le SO_2 présent dans les gaz de combustion. Dans l'analyse de référence, nous supposons que le charbon ayant

une teneur minimale en soufre est entièrement (100 %) épuré, ce qui n'entraîne aucune émission de SO₂. Dans l'analyse des scénarios, nous supposons des efficacités d'épurateur allant de façon prudente de 50 % à 98 %.

2.3. Analyse de base

Dans cette section, nous établissons une base de référence pour calculer la parité entre les émissions de gaz et de charbon pour deux périodes à différents taux de fuite de méthane. Ce scénario de référence exclut les émissions de SO₂ et suppose que le soufre contenu dans les gaz de combustion de la combustion du charbon est entièrement éliminé par les épurateurs.

Des études antérieures comparent les avantages climatiques du cycle de vie du gaz par rapport au charbon pour la production d'électricité [10 , 26 , 35 - 40]. Ces études utilisent l'électricité comme base (grammes d'équivalent CO₂ par kilowattheure) car le charbon est principalement utilisé pour produire de l'électricité — à l'échelle mondiale (51 %), en Chine (58 %), en Inde (65 %) et aux États-Unis (77%) [13]. Mais cette base est moins solide pour le gaz, dont la part moindre est utilisée pour produire de l'électricité, respectivement 30 %, 20 %, 26 % et 34 % [9]. En revanche, la plupart du gaz est utilisé dans les secteurs commercial, résidentiel et industriel pour le chauffage, la vapeur et l'électricité directe [9]. Par conséquent, nous convertissons les émissions du cycle de vie en une base énergétique, en tenant compte des différences d'efficacité thermique et électrique utilisées dans les études sous-jacentes. Nous supprimons également les émissions de méthane des émissions du cycle de vie afin d'établir une base d'émissions de CO₂ uniquement pour le gaz et le charbon. Nous recalculons ensuite les émissions d'équivalent CO₂ (CO₂ e) avec des émissions de gaz et de méthane de charbon variables et considérons les effets sur deux échelles de temps.

2.3.1. Examen des études existantes

De nombreuses études et méta-études ont été menées au cours de la dernière décennie pour estimer les GES du cycle de vie du charbon et du gaz d'un point de vue régional et mondial. Nous examinons ces études pour construire la ligne de base de notre analyse. D'après les études existantes, le charbon a un cycle de vie médian de GES de 980 kg CO₂ e par kWh (avec un minimum absolu de 675 et un maximum de 1 689) et le gaz a un cycle de vie médian de GES de 501 CO₂e/kWh (avec un minimum de 290 et maximum de 988). Voir les tableaux S3 et S4 dans la documentation d'information supplémentaire.

2.3.2. Calculs de base

Nous convertissons les valeurs présentées dans les tableaux S3 et S4 d'une énergie électrique à une base d'énergie thermique (kg CO₂ /MMBtu), puis ajoutons les émissions de CMM (sur la base d'une plage limitée de facteurs d'émission) aux émissions de charbon du cycle de vie et considérons à la fois un Échéancier de 20 et 100 ans (comme indiqué dans la section précédente). Nous comparons ensuite les intensités d'émissions

de gaz et de charbon à différents taux de fuite de méthane gazeux. Les équations utilisées sont détaillées dans le SI et étayées par des facteurs de conversion et des constantes dans le tableau S1.

2.3.3. Calculs de scénarios

Nous nous appuyons sur l'analyse de base en développant des scénarios qui affectent les impacts climatiques nets du gaz à des taux de fuite de méthane variables. Cela inclut le rôle que jouent les émissions de soufre dans la combustion du charbon, comme le montre l'équation (g). En plus des variables prises en compte dans l'analyse de référence (GWP et taux de fuite de méthane du charbon et du gaz), d'autres variables sont prises en compte qui influencent les impacts climatiques nets du charbon et du gaz. Les variables discutées ci-dessus (données d'entrée de l'étude) comprennent : la teneur en soufre du charbon, l'efficacité de l'épurateur et les différents GWP (tableau S2) pour les émissions de SO_2 . Pour calculer les émissions nettes de CO_2e à partir des taux de fuite de CMM, nous ajoutons les GES provenant de la combustion du charbon, les fuites de méthane des mines et le SO_2 masquant le réchauffement. Les résultats sont reportés sur la figure 3.

3. Résultats

3.1. Analyse de base

Nous convertissons les valeurs médianes des tableaux S3 et S4 en une base énergétique et ajoutons les émissions variables de méthane provenant du charbon et du gaz. Les plages d'émissions minimales et maximales sont également incluses pour le gaz. La figure 2 trace la comparaison de base des GES du cycle de vie du charbon par rapport au gaz à différents taux de fuite de méthane provenant de ces sources d'énergie mondiales concurrentes.

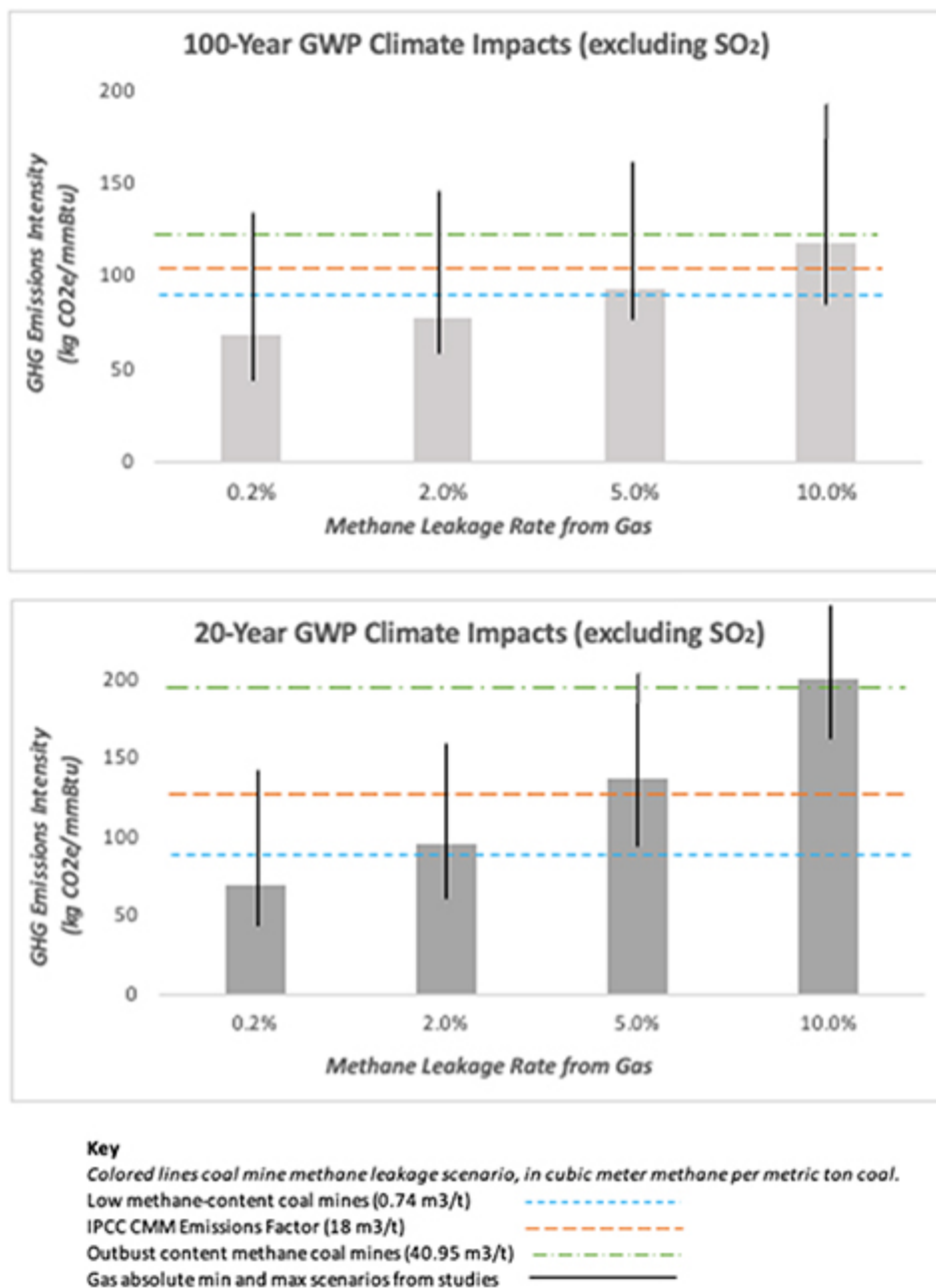


Figure 2. Comparaison entre le gaz (barres grises) et le charbon (lignes colorées) des GES du cycle de vie (à l'exclusion du SO₂) à des taux de fuite de méthane variables en utilisant GWP₁₀₀ et GWP₂₀.

Télécharger la figurine :

Nous constatons que, sur une période de 100 ans, les effets des GES du cycle de vie du gaz avec un taux de fuite d'environ 5 % sont comparables à ceux des mines de charbon à faible teneur en méthane, et une fuite de 7,6 % est comparable à celle du GIEC CMM. Et compte tenu des émissions maximales du cycle de vie du gaz de toutes les études étudiées, le gaz avec un taux de fuite de 0,2 % est comparable au charbon à tous les niveaux analysés de fuite de CMM.

L'impact climatique se déplace sur une période de 20 ans. Les GES du cycle de vie du gaz avec un taux de fuite de 2 % sont comparables à ceux des mines de charbon à faible teneur en méthane. Et les GES du cycle de vie du gaz avec un taux de fuite de 4,7 % sont comparables à ceux du charbon aux taux de fuite des émissions du GIEC CMM. Les

systèmes de gaz qui fuient de 5 à 10 % peuvent être comparables aux mines de charbon de méthane à teneur en explosion, avec un facteur de plus de deux fois les émissions du GIEC.

L'analyse de base indique que la gestion des fuites de méthane, à la fois dans les systèmes de gaz et dans les mines de charbon, est essentielle pour réduire les impacts climatiques sur des périodes plus courtes de 20 ans et plus longues de 100 ans. Alors que les mines de charbon peuvent être une source de méthane, les systèmes de gaz nécessiteront une vigilance accrue car le méthane peut fuir tout au long du cycle de vie au niveau des têtes de puits, des réservoirs, des compresseurs et des pipelines.

3.2. Analyse du scénario

Les tracés de la figure 3 combinent les résultats de l'analyse de référence pour décrire des scénarios où le SO₂ du charbon masque le réchauffement. Cela déplace les points de parité entre les fuites de gaz et le charbon.

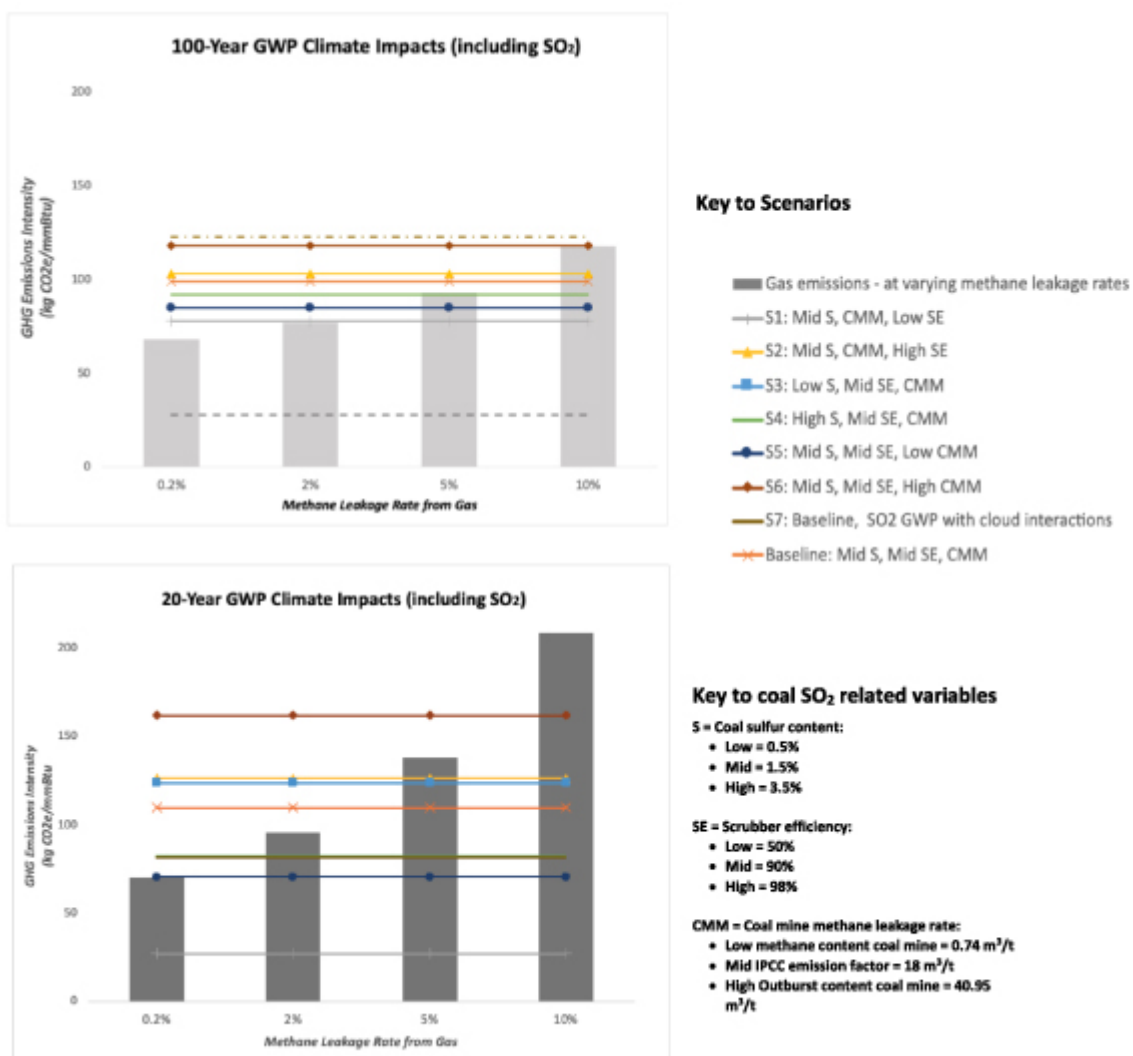


Figure 3. Comparaison entre le gaz (barres grises) et le charbon (lignes colorées) des GES du cycle de vie, y compris le SO₂ à des taux de fuite de méthane variables en utilisant GWP₁₀₀ et GWP₂₀.

Télécharger la figurine :

Dans la période de 100 ans, le scénario d'émission de charbon le plus faible analysé (ligne pointillée grise : charbon à haute teneur en soufre, faible efficacité de l'épurateur, faible CMM), le gaz avec un taux de fuite aussi faible que 0,2 % a des impacts climatiques plus importants que le charbon. Mais dans le scénario d'émission de charbon le plus élevé analysé (ligne pointillée brune : charbon à faible teneur en soufre, efficacité élevée de l'épurateur, CMM élevé), le gaz avec un taux de fuite de 10 % est à peu près équivalent au charbon. Les scénarios charbon restants montrent une parité entre ces sources d'énergie regroupées autour du gaz avec un taux de fuite de 5 %, comme le montre la figure 3 .

Dans la période de 20 ans, deux scénarios (ligne grise, ligne bleu marine : faible efficacité de l'épurateur et faible CMM) constatent que le charbon et le gaz sont à égalité à 0,2 % de fuite de méthane du gaz ou moins. La prise en compte des interactions des nuages avec les aérosols sulfatés rapproche les émissions de charbon de référence de la parité avec le gaz avec un taux de fuite de 2 % (ligne marron). Tous les scénarios sauf un ont des impacts sur le climat du gaz supérieurs ou équivalents à ceux du charbon à 5 % de fuite de méthane du gaz. Et aux taux de fuite de gaz indiqués dans l'enquête des études discutées dans la section suivante qui vont de <1 % à 66 %, les scénarios de charbon analysés révèlent que le gaz peut généralement avoir des impacts climatiques plus élevés que le charbon sur une période de 20 ans.

4. Discussion

Lorsqu'on ne considère que la combustion finale, le gaz émet deux fois moins de CO₂ que le charbon. Cette comparaison change lorsque le méthane qui s'échappe du gaz et du charbon est inclus. Dans notre analyse de base, nous constatons que les systèmes gaziers mondiaux qui fuient plus de 4,7 % de leur méthane (sur une période de 20 ans) ou 7,6 % (sur une période de 100 ans) ont des intensités d'émissions tout au long du cycle de vie comparables à celles du charbon. De plus, les mines de charbon à faible teneur en méthane sont comparables à des fuites de gaz aussi faibles que 1,8 % de méthane. Des systèmes de gaz sans fuite pourraient aider à éviter les émissions de méthane dans ce secteur [41]. Par exemple, la réduction des fuites de gaz à l'échelle du système américain de 3 % à 0,2 % peut réduire autant les émissions de GES que le retrait de 40 % des voitures des routes américaines [42] .

Bien que nos conclusions soient basées sur une énergie globale (par mmBTU plutôt que par kWh), elles se situent dans la fourchette des études précédentes qui ont révélé que des fuites de 2 % à 5 % placent les centrales électriques au gaz sur un pied d'égalité avec les centrales électriques au charbon sur une période de 20 ans, et jusqu'à 9 % sur une période de 100 ans [7 , 10 – 12]. En plus de confirmer les principales conclusions, cette étude s'appuie sur la littérature antérieure qui affirme les avantages du passage du charbon au gaz, en particulier les études axées sur des zones géographiques spécifiques. Nous soulignons à nouveau le rôle du méthane, cartographions les fuites de méthane des systèmes gaziers et des mines de charbon à partir d'études récentes de télédétection, et comparons les scénarios selon de nombreuses dimensions

(spécifications des ressources, efficacité opérationnelle, échelles de temps). Cela permet aux universitaires, aux décideurs et aux groupes de la société civile d'entrer leurs propres hypothèses pour déterminer la parité des intensités nettes d'émissions entre le gaz et le charbon.

Lors de l'examen des émissions d'aérosols de SO₂ provenant du charbon, nous constatons dans nos analyses de scénarios que les systèmes gaziers mondiaux qui fuient plus de 1 % de leur méthane (lorsque l'on considère une période de 20 ans) ou 3,3 % (lorsqu'on considère une période de 100 ans) ont un cycle de vie des intensités d'émissions comparables à celles du méthane provenant du charbon au taux d'émissions du GIEC. Et le gaz avec un taux de fuite de méthane d'environ 0,2 % a des GES sur son cycle de vie plus élevés que le charbon provenant de mines de charbon à faible teneur en méthane, compte tenu des effets sur une période de 20 ans.

Les variables les plus influentes sont les émissions de SO₂ du charbon et les émissions de méthane du gaz. Les émissions de SO₂ du charbon peuvent masquer le réchauffement du CMM. Cela peut modifier les impacts climatiques car le refroidissement direct et indirect des émissions de SO₂ provenant de la combustion du charbon à une efficacité faible à moyenne de l'épurateur peut compenser les faibles fuites de CMM. Pourtant, de grandes incertitudes existent dans les impacts climatiques nets des émissions de SO₂ (discutés dans SI).

4.1. Enquête sur les fuites de méthane à partir d'études récentes

Les fuites de méthane des systèmes de gaz sont détectées et régulièrement signalées par les opérateurs de systèmes satellitaires, d'aéronefs et de télédétection. Des études révèlent des taux de fuite de méthane allant de 0,65 % à 66 % dans de nombreux bassins pétroliers et gaziers américains, comme indiqué dans le tableau S5. De vastes fuites de méthane provenant du gaz ont également été observées à l'échelle mondiale [15]. Par exemple, des études utilisant des mesures satellitaires régionales calculent des estimations de fuites de méthane au niveau national pour 2019 à partir des systèmes pétroliers et gaziers en amont du Moyen-Orient. Les taux de fuite de méthane varient d'un maximum en Irak (17,6 %) à un minimum au Qatar (0,06 %), en Arabie saoudite (0,14 %) et au Koweït (0,15 %), comme le montre la figure S1 [43]. Ces études américaines et internationales axées sur les émissions de méthane en amont ne tiennent pas compte des fuites de méthane des autres parties de la chaîne de valeur du gaz. 1 % supplémentaire peut être ajouté aux pertes de production de méthane [11].

4.2. Possibilités de réduire les fuites de méthane des chaînes d'approvisionnement en gaz

Le GIEC rapporte qu'il existe un important potentiel inexploité pour réduire de moitié les GES d'ici 2030 [44]. Ces actions sous-tendent un alignement rapide sur le climat réaffirmé lors de la COP26, y compris l'engagement mondial sur le méthane. Le prix élevé du gaz naturel d'aujourd'hui signifie qu'il peut être rentable d'empêcher entièrement ses fuites [45]. Plus de la moitié des émissions de méthane provenant des opérations

mondiales de gaz peuvent être évitées à un coût marginal négatif net générant un profit [46]. Les efforts sont étayés par des déclarations de l'industrie [47 , 48], des normes de certification volontaires [49 , 50] et des mesures législatives [51].

4.3. Prévention supplémentaire des fuites grâce à la télédétection du méthane

Les systèmes de gaz s'étendent sur de vastes zones géographiques mondiales, de sorte que les instruments capables de surveiller le méthane de manière proportionnelle joueront un rôle important dans la détection et la prévention des fuites. Aujourd'hui, la plupart des satellites en orbite avec des données accessibles au public, tels que TROPOMI de l'Agence spatiale européenne, effectuent de vastes balayages mondiaux fournissant des renseignements sur le méthane au niveau régional. Une nouvelle génération d'instruments satellitaires publics et privés fonctionnant récemment ou dans l'année à venir, notamment EMIT, GHGSat, Carbon Mapper et MethaneSat de la NASA, apportera des capacités de détection et d'attribution de grandes sources d'émissions à des échelles plus fines. Cela élargira considérablement les données empiriques sur les sources de super-émetteurs provenant d'installations individuelles et de régions entières [52 , 53]. Des méthodes sont déjà proposées pour quantifier empiriquement « l'intensité des super-émetteurs » de méthane, qui représente une limite inférieure de l'intensité réelle des émissions [54]. Associer la télédétection à des systèmes d'observation multi-échelles, y compris des systèmes aériens et terrestres, peut aider à évaluer et à garantir une faible intensité des émissions de méthane provenant des systèmes mondiaux de gaz et de charbon.

5. Conclusion

De nombreux scénarios exécutés dans cette étude indiquent que les avantages du gaz ne l'emportent pas sur le charbon à certains taux de fuite de méthane. Les systèmes de production de gaz super-émetteurs évalués à l'échelle mondiale par des satellites et des avions à haute altitude présentent des taux de fuite de gaz qui atteignent la parité d'intensité des émissions avec le charbon. Cela souligne la nécessité d'étendre la détection à distance du méthane pour accélérer les pratiques de gestion des émissions. Le suivi et la quantification visibles de l'étendue des dommages climatiques causés par les fuites de gaz peuvent aider les décideurs publics et privés à hiérarchiser et à accélérer les contrôles des émissions de méthane afin que les actifs gaziers mondiaux émettent des GES bien en dessous du charbon.

Remerciements

Une partie de ces recherches a été menée au Jet Propulsion Laboratory, California Institute of Technology, dans le cadre d'un contrat avec la National Aeronautics and Space Administration. De plus, nous remercions les examinateurs anonymes des revues pour leurs commentaires constructifs.

Déclaration de disponibilité des données

Toutes les données qui appuient les conclusions de cette étude sont incluses dans l'article (et tout fichier supplémentaire).