

La catégorisation des projets pétrogaziers selon la taxonomie des investissements climatiques du Canada, gage d'une transition harmonieuse

Par Jonathan Arnold

Remerciements

L'Institut climatique du Canada remercie le Conseil d'action en matière de finance durable (CAFD) et son groupe d'experts techniques sur la taxonomie d'avoir entrepris l'ambitieuse tâche d'intégrer une catégorie dite « de transition » à son cadre. Pour atteindre ses objectifs climatiques et économiques à long terme, notre pays doit réduire radicalement ses émissions dans les **secteurs qui affichent historiquement une forte intensité**, et le cadre élaboré par le CAFD et l'Institut climatique du Canada représente un moyen scientifiquement crédible d'orienter le financement vers ces projets importants.

Bien que le présent rapport soit un produit de l'Institut climatique du Canada (ICC), nous avons activement collaboré avec un groupe diversifié d'experts à la conception de la recherche et à la rédaction des conclusions. Nous tenons à exprimer notre gratitude au groupe de travail sur le pétrole et le gaz, mis sur pied par l'ICC dans l'objectif de contribuer à la recherche et à l'analyse du document (voir annexe). Nous tenons également à remercier la trentaine d'autres parties prenantes et détenteurs de droits pour leur temps et leurs points de vue – représentant de l'industrie, du secteur de la finance, des agences de notation, des autorités de réglementation, des communautés et des nations autochtones et des organisations environnementales à but non lucratif. En outre, le groupe d'experts techniques sur la taxonomie du CAFD et plusieurs de ses membres du secteur financier a joué un rôle essentiel dans la révision de ce projet et par son apport de connaissances et d'expertise.

L'Institut apprécie le dévouement et la précieuse contribution de tous les experts, qui n'ont ménagé ni leur temps ni leurs efforts dans ce projet.

Sommaire

En mars 2023, le Conseil d'action en matière de finance durable, créé par le gouvernement fédéral et composé de représentants des 25 plus grandes institutions financières du Canada, a recommandé aux autorités canadiennes d'établir une taxonomie des investissements climatiques. Cette taxonomie ferait office de cadre normalisé pour les marchés financiers cherchant à évaluer les projets et les investissements pouvant contribuer à réduire les émissions de combustibles fossiles dans les secteurs difficiles à décarboniser, conformément aux objectifs climatiques nationaux.

Le cadre de taxonomie proposé est une réponse directe à la course aux capitaux mondiaux qui s'accélère sur la voie de l'objectif de carboneutralité et à la nécessité de renforcer la compétitivité du pays dans la transition. Le Canada doit majorer ses investissements privés et publics dans les projets de croissance propre de 80 à 110 milliards de dollars par an pour atteindre ses objectifs climatiques. Les taxonomies constituent un outil de mobilisation efficace des capitaux privés et réduisent le risque d'écoblanchiment sur les marchés financiers, où règnent la désinformation et l'absence de normalisation en matière d'engagements climatiques.

Le cadre de taxonomie du CAFD s'emploie en grande partie à définir les investissements et les projets « verts ». La quasi-totalité des plus de 30 pays qui ont élaboré ou sont en train d'élaborer des taxonomies se concentrent sur la définition de la catégorie « vert ». Il s'agit généralement d'activités et de projets qui s'inscrivent déjà dans un avenir carboneutre, tels que l'électricité renouvelable, les batteries et le stockage, les véhicules électriques et l'hydrogène propre. Dans ce cas, le CAFD recommande de s'inspirer des cadres et des pratiques exemplaires d'autres régions du monde, comme l'Union européenne.

Le cadre de taxonomie du CAFD se distingue toutefois des autres taxonomies par sa catégorie « de transition ». Cette catégorie vise à répertorier les sources de financement et à débloquer des fonds pour des trajectoires crédibles permettant de décarboniser rapidement les secteurs canadiens qui affichent une forte intensité d'émissions, comme la sidérurgie, l'aluminium, le ciment et la fabrication de produits chimiques. Il est primordial de transformer ces sources de croissance économique historiquement sales pour réduire la pollution à l'origine des changements climatiques, conformément aux engagements climatiques nationaux et internationaux, tout en préservant la compétitivité de ces secteurs tout au long de la transition vers l'énergie propre. Actuellement, les obligations et le marché des prêts « de transition » sont pratiquement inexistants au Canada. Cette nouvelle catégorie vise donc à créer des mécanismes de financement pour ces secteurs difficiles à stabiliser, afin d'attirer les investissements nécessaires pour accélérer leur décarbonisation.

De manière qui pourrait prêter à controverse, le cadre proposé considère le secteur pétrogazier comme l'un de ces secteurs difficiles à décarboniser, définit des critères qui rendraient certains projets pétrogaziers admissibles à la catégorie « de transition ».

L'intégration des activités pétrogazières à la taxonomie soulève des inquiétudes bien légitimes quant à la préservation de sa crédibilité. La science du climat est sans équivoque : il faut sans plus tarder réduire significativement la production et la consommation de combustibles fossiles si l'on veut contenir le réchauffement planétaire sous le seuil de 1,5 °C. Au Canada, la production de pétrole et de gaz en amont représente plus du quart des émissions totales de gaz à effet de serre. Si l'on prend en

compte les émissions en aval, ou celles générées par la combustion des combustibles fossiles **produits au Canada et exportés à l'étranger**, les émissions du secteur pétrogazier représentent 125 % de l'ensemble des émissions annuelles au pays¹. Alors que de grands émetteurs continuent de réduire leurs émissions, les émissions générées par le pétrole et le gaz **sont encore bien tenaces**.

Pourtant, c'est précisément en raison du profil d'émissions élevées du secteur pétrogazier qu'il est impératif d'évaluer les projets de décarbonisation en fonction des critères définis dans la taxonomie. Même si la demande mondiale **commence à diminuer au cours de la présente décennie**, il faudra investir à grande échelle pour décarboniser la production de pétrole et de gaz en amont afin d'atteindre les objectifs climatiques nationaux et de maintenir la compétitivité de ces secteurs. Ces investissements peuvent aider l'industrie à se conformer aux politiques climatiques de plus en plus strictes destinées à réduire les émissions du secteur, comme la tarification industrielle du carbone, la réglementation sur le méthane et le prochain plafond d'émissions de pétrole et de gaz. Les investissements peuvent également aider le Canada à produire de l'énergie propre, ce qui réduirait le risque de coûts de mise en conformité, répondrait aux attentes mondiales et préserverait l'avantage concurrentiel de notre pays dans le secteur de l'énergie.

Le présent document constitue un premier pas vers la conciliation de ces tensions concurrentes et fournit un cadre de ce que pourrait être une taxonomie crédible, fondée sur des principes scientifiques pour l'évaluation des projets de décarbonisation du pétrole et du gaz dans la perspective de leur conformité éventuelle pour la transition. Afin que le Canada conserve sa crédibilité sur les marchés financiers mondiaux, le cadre proposé doit nécessairement placer la barre très haut pour l'industrie, au moyen de paramètres précis qui serviront à trouver les investissements transformateurs dans la décarbonisation, qui s'alignent sur les trajectoires de 1,5 °C et ceux qui ne le font pas. Par ailleurs, le cadre doit être pratique et simple à utiliser pour les marchés financiers.

Le présent document s'articule autour du cadre de taxonomie proposé dans le *Rapport sur la feuille de route de la taxonomie* du CAFD. Voici les trois séries de conditions d'admissibilité que renferme ce cadre :

1. Des **exigences générales** au niveau de l'entreprise, qui obligent les utilisateurs de la taxonomie à avoir des cibles crédibles, carboneutres et scientifiquement fondées, des plans de transition détaillés qui décrivent la façon d'atteindre ces objectifs et des pratiques exemplaires en matière de divulgation d'informations sur le climat.
2. Des **exigences particulières** d'un projet donné, qui déterminent son admissibilité dans la catégorie « vert » ou « de transition ».
3. Des **exigences d'absence de préjudice important** appliquées au projet, qui donnent des garanties minimales par rapport à d'autres objectifs importants, tels que l'adaptation, les droits des peuples autochtones et la réconciliation, et d'autres impacts environnementaux (p. ex. la biodiversité, la pollution de l'eau et de l'air).

Le présent document porte exclusivement sur la définition d'**exigences particulières** pour les projets pétrogaziers dans la catégorie « de transition ». En d'autres termes, nous supposons que l'émetteur ou l'utilisateur de la taxonomie a déjà satisfait à ses exigences générales, qui garantissent que les en-

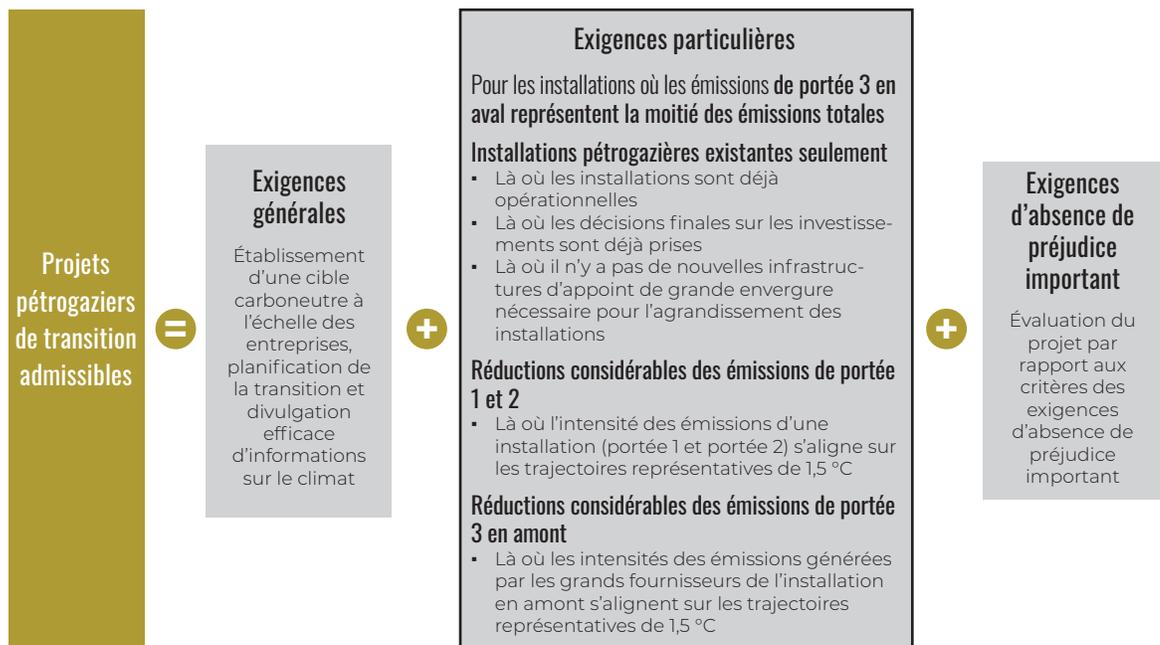
¹ Il s'agit d'une pétition environnementale d'Ecojustice; l'adresse URL mène à la page d'Ecojustice, mais les estimations, elles, proviennent de la réponse du gouvernement à la pétition.

treprises se sont fixé des objectifs crédibles et scientifiquement fondés en matière de carboneutralité et des stratégies de gestion du risque de transition dans l'ensemble de leurs installations. Chacun des projets définis dans l'optique des exigences particulières s'inscrit dans la stratégie de transition élargie de l'entreprise. De même, nous supposons qu'un projet remplit les critères fondés sur l'exigence d'absence de préjudice important, qui sortent également du propos de notre rapport.

La figure 1 résume les exigences particulières proposées dans le présent document. Nous commençons par définir les projets pétrogaziers aux fins de la taxonomie. Étant donné le risque de transition démesurément plus élevé auquel le secteur pétrogazier est confronté, en raison de la baisse de la demande mondiale de combustibles fossiles pendant la transition, notre définition se concentre sur les émissions de portée 3 en aval d'un projet². Plus précisément, nous proposons un seuil d'émissions sur l'ensemble du cycle de vie : est considéré comme un projet pétrogazier dans le cadre de la taxonomie tout projet dont plus de 50 % des émissions sur l'ensemble du cycle de vie proviennent de l'utilisation en aval (ou de la combustion) du produit. La définition proposée engloberait presque tous les types de projets de cet ordre, ainsi que les installations de constructeurs de voitures alimentées avec des combustibles fossiles.

Figure 1 :

Exigences particulières à satisfaire pour la catégorie « de transition ».



Tous les autres projets sous ce seuil de 50 % seraient traités différemment dans le cadre de taxonomie et feront l'objet de recherches ultérieures. Pensons à tous ceux qui entrent dans la catégorie des projets verts de la taxonomie, comme l'énergie renouvelable, les batteries et le stockage, ainsi que d'autres secteurs à forte intensité d'émissions qui pourraient entrer dans la catégorie « de transition ». Il convient de souligner qu'il pourrait également s'agir de projets sélectionnés, traditionnel-

² Les émissions de gaz à effet de serre de portée 1 sont produites dans les limites physiques du projet. Les émissions de portée 2 sont produites par l'énergie (habituellement l'électricité) utilisée dans le projet. Les émissions de portée 3 comprennent celles qui sont générées en amont (à l'exclusion des émissions de portée 2) ainsi que celles qui sont générées en aval.

lement considérés comme des projets du secteur pétrogazier, mais qui tombent sous le seuil. Les installations qui fabriquent de l'hydrogène à partir de gaz fossile et qui captent et séquestrent de façon permanente leurs émissions peuvent, par exemple, tomber sous le seuil de 50 %. Ces types de projets et leurs critères d'admissibilité sont appelés à faire l'objet de recherches.

Selon la définition résumée à la figure 1, les projets pétrogaziers auraient trois critères à remplir pour se ranger dans la catégorie « de transition ».

Le premier consiste à s'assurer que le projet de décarbonisation financé conformément aux exigences de la taxonomie fait partie d'une installation pétrogazière *existante*. En effet, il est communément admis sur la scène internationale que pour maintenir les températures mondiales en deçà de 1,5 °C, il faut mettre un frein au développement pétrogazier, un principe qui se retrouve dans la feuille de route de la taxonomie du CAFD.

Pour mettre ce principe en pratique, nous proposons une définition qui distingue les installations de sables bitumineux des installations pétrogazières classiques. Chaque type d'installation doit remplir les critères du tableau 1 pour être considérée comme *existante*.

Tableau 1 :

Définition d'une installation pétrolière ou gazière existantes – sables bitumineux ou installation classique

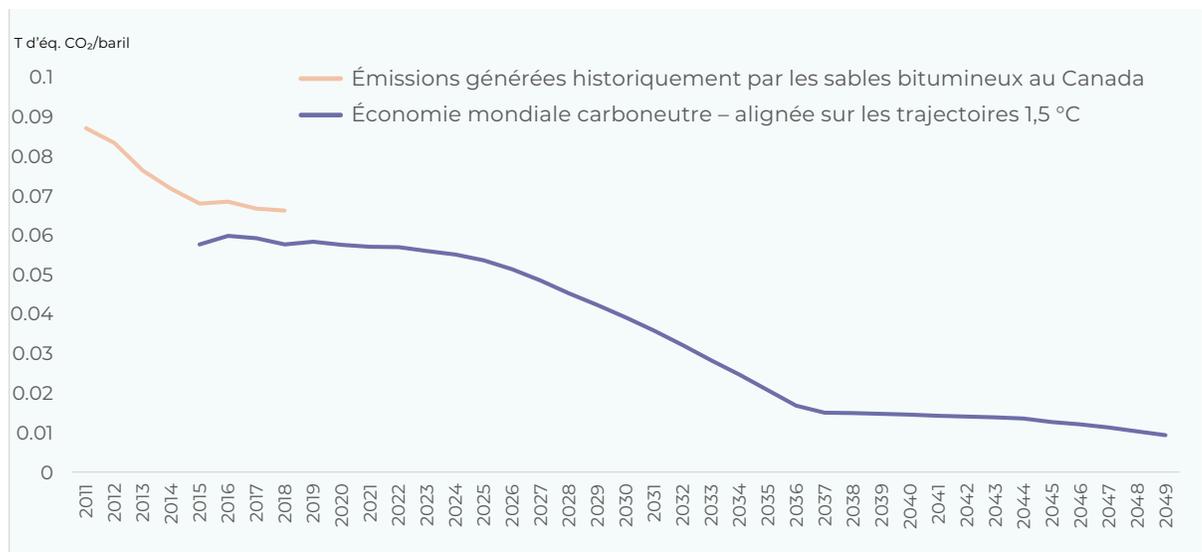
Installations de sables bitumineux existantes	Installations pétrogazières classiques existantes
<ul style="list-style-type: none"> ▶ Il s'agit d'un champ où l'extraction et la production ont déjà lieu; ▶ Des dépenses en immobilisation ont déjà été engagées et la mise en œuvre du projet de développement ou de l'exploitation minière est en cours (lorsqu'une décision d'investissement finale a été prise à une date donnée); ▶ L'agrandissement du projet (le cas échéant) ne nécessite pas de nouvelles infrastructures majeures (p. ex. conduites de collecte, installations de traitement, usines de valorisation, etc.). 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Il s'agit d'un champ où l'extraction et la production ont déjà lieu; ▶ De nouvelles plateformes et de nouveaux puits ne nécessitent pas de nouvelles infrastructures importantes (p. ex., conduites de collecte, installations de traitement, usines de valorisation, etc.).

La définition proposée s'appuie sur des définitions et des normes en vigueur à l'échelle internationale, utilisées notamment par l'Organisation des Nations Unies et l'Agence internationale de l'énergie. Nous proposons d'utiliser, pour les installations de sables bitumineux, l'état des décisions d'investissement finales comme indicateur principal. Conscients que les installations en place peuvent se développer au-delà de ce qui est compatible avec une augmentation de température de 1,5 °C, nous proposons également d'appliquer un autre critère à l'infrastructure d'appoint de l'expansion. Dans les installations pétrogazières classiques, pour lesquelles les décisions d'investissement finales sont plus rares, nous proposons d'utiliser des critères semblables pour déterminer dans quelle mesure une installation a besoin de nouvelles infrastructures d'appoint, comme des conduites de collecte et des installations de traitement.

Le deuxième critère oblige les installations à ramener leurs émissions de portée 1 et 2 à un niveau égal ou inférieur à une valeur étalon d'intensité des émissions par secteur. La façon d'établir cette valeur étalon sort du cadre du document; toutefois, la taxonomie pourrait utiliser les données de la Régie de l'énergie du Canada, par exemple, qui montre l'intensité d'émissions que les producteurs canadiens doivent atteindre pour s'aligner sur une trajectoire de 1,5 °C. Nous illustrons cette idée à la figure 2, à l'aide de l'intensité historique des émissions générées par les sables bitumineux canadiens s'inscrivant dans une trajectoire de 1,5 °C.

Figure 2 :

Comparaison des émissions générées par les sables bitumineux au Canada avec la trajectoire vers une économie mondiale carboneutre de 1,5 °C



Source : Régie de l'énergie du Canada (valeur étalon sectorielle vers une économie mondiale carboneutre) et Alberta Energy Regulator (analyse de l'intensité des émissions produites par des sables bitumineux d'Alberta)

Selon le troisième et dernier critère, les principaux fournisseurs en amont d'une installation (portée 3) doivent eux aussi s'inscrire dans des trajectoires de 1,5 °C. Ce critère est particulièrement important pour les installations pétrogazières en amont ou en aval qui génèrent souvent des émissions de portée 3 élevées en amont. Mais bien évidemment, on peut difficilement demander à un émetteur de démontrer que tous ses fournisseurs en amont sont alignés sur ces trajectoires. Par conséquent, ce critère ne s'appliquerait qu'aux fournisseurs pour un projet donné. Par exemple, une installation de gaz naturel liquéfié soucieuse d'entrer dans la catégorie « de transition » devra s'assurer que son fournisseur de gaz naturel en amont répond à la définition d'« existant » dans le cadre de taxonomie et réalise d'importantes réductions d'émissions dans ses propres activités.

Pris dans leur globalité, les critères et les seuils proposés dans le présent document placent la barre haut pour l'admissibilité des projets pétrogaziers dans la catégorie « de transition ». Ce sont les combustibles fossiles produits et consommés qui constituent la plus grande source d'émissions de gaz à effet de serre à l'échelle mondiale, et ce sont les principaux responsables des changements climatiques. Pour atteindre l'objectif de 1,5 °C fixé dans l'Accord de Paris, il faut réduire considéra-

blement non seulement leur consommation à l'échelle mondiale, mais également les émissions issues de leur production, particulièrement à court et à moyen terme.

Voilà pourquoi notre pays a besoin d'une taxonomie qui peut stimuler les investissements transformationnels dans la décarbonisation du secteur pétrogazier, tout en le mettant à l'abri du risque de blocage des émissions de nouveaux projets de combustible fossiles. C'est un équilibre difficile à atteindre; cependant, le présent document propose une voie qui pourrait aider le Canada avec ses objectifs climatiques tout en préservant sa compétitivité dans un monde sobre en carbone.

Section 1 : Contexte

Nous traitons ici de questions précises se rapportant au pétrole et au gaz dans le cadre élargi de la taxonomie du CAFD. Nous donnons une définition pratique de ce que l'on entend par *projet* dans le contexte de la taxonomie, et nous évaluons dans quelle mesure les projets financés dans la taxonomie s'intègrent aux limites physiques des installations pétrogazières. Il est également question du fait que, dans le cas du pétrole et du gaz, on ne peut affecter ce genre de financement qu'à un projet au sein d'une installation qui réduit activement ses émissions et non aux dépenses générales d'immobilisations et d'exploitation de l'installation.

Encadré 1 : Taxonomie 101

Une taxonomie est un système de classification. À l'instar des autres taxonomies, qui codifient et identifient les éléments individuels d'un système complexe (p. ex. en biologie), les taxonomies de la finance durable se voudraient un cadre normalisé pour aider les marchés financiers à évaluer si leurs projets et investissements concordent effectivement ou non avec les objectifs de durabilité.

Les taxonomies de la finance durable ont pour rôle de délimiter le marché et d'en assurer l'intégrité nécessaire pour stimuler et accélérer les investissements dans des actifs et des projets durables. En améliorant l'information à la disposition des participants, elles instaurent le climat de confiance et de transparence dont les investisseurs ont besoin pour prendre des décisions éclairées conformément à leurs stratégies d'investissement. Ce faisant, elles contribuent, dans une large mesure, à réduire le risque d'écoblanchiment et la mauvaise allocation des capitaux à des projets qui freinent la décarbonisation, ce qui complique la réduction des émissions à long terme et en augmente les coûts.

La taxonomie proposée par le CAFD en mars 2020 comporte deux catégories visant à normaliser la finance climatique au Canada : *vert* et *de transition*. Comme l'illustre la figure ci-dessous, la catégorie « vert » s'appliquerait aux projets directement liés à un avenir carboneutre, comme l'énergie éolienne et solaire, les véhicules électriques, l'hydrogène propre, le boisement et les infrastructures de transport d'électricité.

La catégorie « de transition », elle, serait réservée aux projets qui pourraient mener à d'importantes baisses d'émissions dans les secteurs fortement polluants, comme l'acier, le

ciment, l'aluminium, les produits chimiques, le pétrole et le gaz. Nous traiterons exclusivement ici des projets pétrogaziers qui sont admissibles à la catégorie « de transition » et des conditions qui président à leur admissibilité.



Fait à souligner, le cadre de taxonomie proposé par le CAFD est volontaire. Il ne dicterait pas aux investisseurs les projets dans lesquels ils peuvent ou non investir.

Il convient de souligner que toutes les recherches et analyses présentées ici reposent sur les hypothèses formulées dans le *Rapport sur la feuille de route de la taxonomie* du CAFD (voir encadré 1). Par exemple, les seuils et les paramètres proposés sont conçus de manière à maintenir la hausse des températures mondiales en dessous de 1,5 °C (par rapport au niveau de l'ère préindustrielle). Il s'agit du point de référence qui sert à évaluer les conditions dans lesquelles les activités suivantes du secteur pétrogazier peuvent devenir admissibles au financement de transition.

Le cadre de taxonomie proposé par le CAFD comprend un processus d'admission en trois étapes à la catégorie « vert » ou « de transition »

Le cadre du CAFD énonce trois séries d'exigences fondées sur les pratiques exemplaires émergentes à l'échelle internationale. D'abord, une série d'exigences générales applicables à l'émetteur ou à l'entreprise. Comme l'explique le *Rapport sur la feuille de route de la taxonomie* du CAFD, ces exigences générales serviraient à vérifier si les émetteurs se sont donné **une cible crédible et scientifique pour aligner leurs activités commerciales avec des scénarios de 1,5 °C d'ici 2050**. Il s'agirait de fixer une cible pour 2030 et au moins une cible intermédiaire entre 2030 et 2050. Il faudrait également que les émetteurs élaborent **des plans de transition vers la carboneutralité préliminaires** qui soient exhaustifs et fondés sur la science dans les 12 mois suivant l'émission, et une version finale dans les 24 mois. Enfin, les émetteurs devraient suivre les pratiques exemplaires émergentes concernant les déclarations sur le climat, y compris celles que **recommande le Conseil des normes internationales d'information sur la durabilité**.

Ces exigences générales jouent un rôle essentiel dans le cadre, en filtrant de façon préliminaire certains projets admissibles à du financement répertorié par la taxonomie. En ce sens, il s'agit d'une première étape essentielle pour préserver l'intégrité scientifique de la taxonomie et délimiter précisément les exigences du projet sur lesquelles nous allons revenir. Elles veillent à ce que les émetteurs et les sociétés alignés sur la taxonomie aient des stratégies générales de gestion du risque de transition dans l'ensemble de leurs installations, et à ce qu'ils prennent conscience de la façon dont chaque projet s'inscrit dans la stratégie globale d'une organisation pour s'aligner sur les trajectoires de 1,5° C.

Une fois qu'un émetteur a démontré qu'il respectait les exigences générales, la deuxième série d'exigences – en l'occurrence l'objectif principal du présent document – consiste à déterminer si un projet donné entre dans la catégorie « vert » ou « de transition ». À cette étape, on stipule que le Conseil de la taxonomie et le dépositaire établissent des seuils et des critères clairs pour déterminer les projets admissibles au financement dans la taxonomie et les conditions d'admissibilité. Le reste du document décrit les critères et les seuils applicables aux projets pétrogaziers³.

La dernière étape consiste à évaluer chaque projet en fonction d'une série de critères axés sur l'exigence d'absence de préjudice important. Il s'agit de critères binaires : si un projet ou une installation contrevient à l'un d'eux, il ou elle ne se qualifiera pas. Par exemple, un projet classé « vert » qui cause également des dommages importants à l'environnement (sans lien avec le climat) ne serait pas admissible. Comme les exigences particulières décrites ci-dessus, le Conseil de la taxonomie et le dépositaire devront, en fin de compte, déterminer les critères de l'exigence de l'absence de préjudice important pour la taxonomie canadienne.

Bien que les exigences d'absence de préjudice important sortent du cadre du présent document, elles pourraient entraîner des répercussions majeures sur les projets pétrogaziers et devraient être évaluées plus à fond dans les recherches. Le risque environnemental et les répercussions de l'exploitation pétrogazière au Canada sont importants, y compris la pollution (eau, air, sol), les répercussions sur la biodiversité et les espèces en péril, la délocalisation des communautés autochtones et les obligations de nettoyage se chiffrant en **milliards de dollars**, dont l'industrie doit s'acquitter sans recevoir de financement en contrepartie.

La taxonomie vise à accélérer le développement de projets verts et de transition

La taxonomie a pour but d'accélérer les flux de capitaux vers les projets sobres en carbone ou carboneutres (p. ex. parcs éoliens ou centrales solaires, usines de fabrication de batteries) ainsi que vers les projets qui contribuent à décarboniser les installations à forte intensité d'émissions (p. ex. les fabricants d'acier et d'aluminium) pour les aligner sur les trajectoires de 1,5 °C.

Il est donc essentiel de définir clairement ce qu'on entend par *projet* pour appliquer la taxonomie. Il est crucial de tracer des limites claires pour les projets de transition, en distinguant les projets qui réduisent réellement les émissions et qui s'alignent sur les objectifs climatiques à long terme des autres.

Bien que le terme *projet* ne soit pas explicitement défini dans la feuille de route de la taxonomie du CAFD, il s'utilise d'une manière cohérente avec le terme d'usage courant « **projet d'immobilisations** », défini comme des investissements à long terme et à forte intensité de capital qui servent à la construction, au renforcement, au développement ou à l'amélioration des immobilisations. En général, les projets ont des limites claires et ils sont encadrés par des règles de propriété en common law, qu'ils concernent la construction d'un bâtiment, l'acquisition d'équipement de grande envergure ou la mise en place d'infrastructures.

³ Dans le cadre du CAFD proposé, le Conseil de la taxonomie et le dépositaire de la taxonomie auraient pour mandat de préserver l'intégrité de la taxonomie et de ses critères techniques. Le Conseil de la taxonomie superviserait la gouvernance, l'orientation stratégique et le fonctionnement de la taxonomie et approuverait tous les projets de publication. D'autre part, le dépositaire de la taxonomie, qui est un organisme indépendant, s'occuperait des tâches techniques, de la formation et de la sensibilisation et répondrait aux commentaires et aux demandes de renseignements techniques. Se reporter au **Rapport sur la feuille de route de la taxonomie du CAFD** pour en savoir davantage.

L'autre concept pertinent pour le cadre de taxonomie est le concept d'*installation*, qui représente l'empreinte physique complète des activités d'un site. Nous proposons d'adopter la **définition** du Programme de déclaration des gaz à effet de serre du Canada, qui définit une installation comme suit : « Désigne tous les bâtiments, équipements, structures, engins de transport sur place et éléments stationnaires situés sur un seul site, sur plusieurs sites, ou répartis entre plusieurs sites qui appartiennent à la même personne (ou aux mêmes personnes) ou sont exploités par elle et qui fonctionnent en tant qu'entité unique et intégrée. ».

Les limites d'un projet classé dans la taxonomie peuvent être plus étroites que les limites physiques d'une installation

La taxonomie vise à créer des catégories normalisées pour les instruments financiers qui servent à l'obtention de capitaux pour les projets verts et de transition. Plus précisément, elle établira des normes pour l'émission de prêts et d'obligations associées à l'utilisation du produit qui correspondent aux trajectoires représentatives visant à limiter la hausse des températures à moins de 1,5 °C⁴. Si nous nous concentrons uniquement sur les obligations et les prêts liés à l'utilisation du produit, c'est que les revenus peuvent être de façon claire et transparente circonscrits à des projets précis. On trouvera l'explication sur la façon dont les obligations vertes et de transition seraient émises dans la pratique à la page 51 du *Rapport sur la feuille de route de la taxonomie*.

Toutefois, l'importance accordée aux instruments associés à l'utilisation des produits soulève des questions délicates quant aux limites de ce qui serait financé par la taxonomie par rapport aux limites et aux activités d'une installation entière. Dans certains cas, en particulier celui des projets de transition, la limite du projet financé au titre de la taxonomie peut devoir être plus restreinte que les limites des activités d'une installation. Bien que cette distinction puisse sembler superficielle, elle est nécessaire pour protéger la crédibilité scientifique de la taxonomie. Il y a également des répercussions directes sur la façon dont les projets pétrogaziers admissibles sont définis et catégorisés dans le cadre de taxonomie.

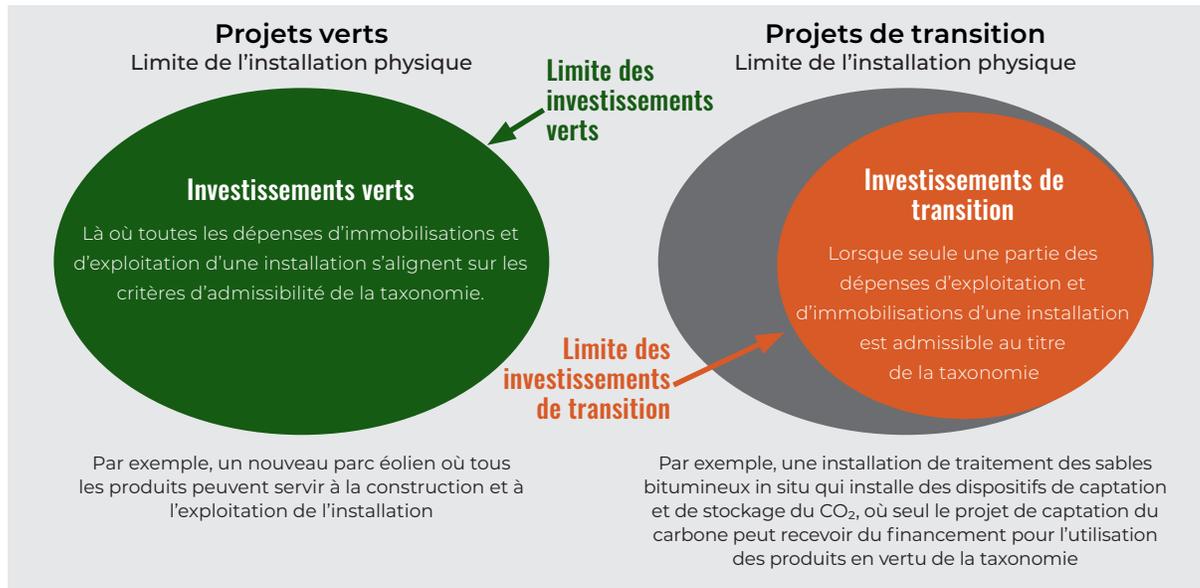
Une bonne partie de ce qui permet de faire la distinction entre un projet et une installation repose sur la présence de caractéristiques de la catégorie verte ou de transition. Par exemple, la catégorie de transition est, par définition, axée sur la décarbonisation des installations à émissions historiquement élevées. Autrement dit, il faut souvent moderniser les installations existantes pour les faire concorder avec les trajectoires de 1,5 °C. La catégorie « vert », en comparaison, est principalement axée sur les nouveaux projets dont le Canada a davantage besoin pour atteindre ses objectifs climatiques (p. ex. installations de fabrication de batteries et de stockage, parcs éoliens et centrales solaires, installations d'hydrogène propre).

La **figure 3** illustre comment les limites des *projets* et des *installations* peuvent sembler différer entre les deux catégories. La limite d'un projet vert, par exemple, peut correspondre en tout point à la limite de l'installation, c'est-à-dire que tous les coûts associés à la construction et à l'exploitation de l'installation se rangent dans la catégorie « vert ». L'ensemble de l'installation démontre un faible degré de risque de transition et une occasion de transition élevée, ce qui justifie donc cette définition élargie.

⁴ Éventuellement, la taxonomie pourrait également servir à qualifier des entreprises et des institutions financières entières dans la catégorie « vert » ou « de transition », selon la composition de leurs activités commerciales et de leurs portefeuilles d'investissement. Ce type de catégorie pourrait faciliter le financement général, par lequel des fonds étiquetés taxonomiques pourraient contribuer à l'ensemble des activités d'une entreprise. L'approche taxonomique proposée en Australie, par exemple, comprend un cadre servant à déterminer si des entreprises entières sont admissibles à l'une ou l'autre de ces deux catégories.

Figure 3 :

Comparaison entre la définition des limites du projet et celles de l'installation



Les obligations ou les prêts verts pourraient, par exemple, aider à financer la construction d'un parc éolien, d'une centrale solaire ou d'une installation d'hydrogène vert. L'émission pourrait également aider à financer la mise à niveau d'immobilisations d'un projet vert en cours à l'échelle de l'installation. En d'autres termes, toutes les émissions vertes peuvent servir directement à produire un bien ou un service ou à en augmenter la production, qu'il s'agisse d'électricité sobre en carbone, d'hydrogène propre ou de la fabrication de batteries.

Toutefois, pour les projets de transition, les limites entre le projet et l'installation peuvent être différentes. Dans la plupart des cas, les projets de transition visent à réduire les émissions aux installations *existantes*. Autrement dit, ils consisteront souvent à moderniser une partie d'une installation pour y ajouter de nouvelles technologies ou de nouveaux procédés. Par exemple, l'introduction de technologies de captation du carbone dans une cimenterie, l'installation de fours à arc électrique dans une aciérie (voir [figure 3](#)) ou la conversion d'une usine de construction de voitures conventionnelles en usine de construction de véhicules électriques⁵. La valeur financière totale de ces investissements pourrait tout de même être considérable, mais l'investissement de l'utilisation des produits serait limité au financement du projet de décarbonisation au sein de l'installation plus vaste à forte intensité en carbone.

Cette distinction vise à préserver l'intégrité de l'émission pour les investisseurs et les marchés financiers. Il donne aux investisseurs l'assurance que le financement de transition est exclusivement destiné à des projets qui décarbonisent l'activité industrielle et, par conséquent, réduit le risque de transition global d'une installation.

Il pourrait toutefois y avoir des circonstances dans lesquelles des installations entières dans des secteurs à émissions historiquement élevées pourraient devenir admissibles à la catégorie vert (plutôt que celle de transition). La [production d'aluminium](#), par exemple, offre une gamme de trajectoires

⁵ Par captation, utilisation et stockage du carbone, on entend dans le présent document une vaste catégorie de technologies pouvant être déployées dans de multiples applications et secteurs.

permettant de réduire considérablement les émissions durant le cycle de vie, telles que l'utilisation d'électricité propre pour le processus de fusion, l'utilisation accrue d'aluminium recyclé comme intrant principal, et le déploiement de technologies carboneutres pour réduire les émissions liées au raffinage et aux procédés (p. ex. captation du carbone, hydrogène propre).

La capacité des projets à l'échelle de l'installation dans des industries qui ont toujours été à forte intensité d'émissions de devenir admissibles à une catégorie verte soulève une question plus vaste au sujet de la ligne de démarcation précise entre la catégorie verte et la catégorie de transition. La feuille de route de la taxonomie du CAFD offre un cadre général qui différencie les projets de transition et les projets verts (voir la section suivante), mais il faudra des critères et des seuils plus détaillés au bout du compte. Ces critères et seuils changeront probablement aussi à mesure que les trajectoires de décarbonisation (et les impasses technologiques) se précisent. Bien que ces questions sortent nettement du cadre du présent document, l'encadré 2 explore certaines considérations clés.

Encadré 2 : Démarcation claire entre les projets verts et les projets de transition

La taxonomie des investissements climatiques du Canada devra établir une distinction claire les projets verts et les projets de transition. Bien que les deux catégories reflètent des projets importants – et nécessaires – le long de la trajectoire du Canada vers la carboneutralité, les deux catégories comportent des degrés différents de risque lié à la transition et de possibilités. La catégorie « vert » est réservée aux projets dont le cycle de vie des émissions est faible ou pratiquement carboneutre et qui concordent avec les plus récentes trajectoires de carboneutralité.

Dans certains cas, cependant, des installations peuvent se retrouver dans des secteurs à émissions historiquement élevées qui, à la suite de travaux de transformation, peuvent s'aligner sur les principes de la catégorie « vert ». Il peut s'agir d'un producteur d'aluminium, comme dans l'exemple ci-dessus, ou d'un fabricant de VE capable de réduire considérablement les émissions sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement, ou d'une **centrale à charbon** à convertir en installation de stockage de batteries. L'objectif final est de réserver la catégorie « vert » aux projets qui déploient les meilleures technologies de leur catégorie et qui réduisent considérablement les émissions.

Étant donné que les installations pétrogazières seraient très peu susceptibles de respecter les normes élevées établies par la catégorie « vert », les questions relatives à l'interface entre les projets *verts* et *de transition* sortent du cadre du présent document. À mesure que la recherche du Canada sur la taxonomie s'oriente vers d'autres secteurs à forte intensité d'émissions, comme l'industrie minière ou l'industrie lourde, les critères et les seuils exacts servant à déterminer quand un projet de transition se qualifie pour la catégorie « vert » devraient se préciser. Les courbes d'intensité des émissions propres au secteur dont il est question à la section 2 pourraient, par exemple, permettre de déterminer si des investissements précis effectués aujourd'hui s'inscrivent dans un objectif de carboneutralité à l'horizon 2050.

Il convient de souligner que la taxonomie canadienne est en train de créer de nouvelles perspectives dans ce domaine. Le Canada est l'un des rares pays à inclure à la fois une catégorie « de transition » et une catégorie « vert » dans sa taxonomie, et pourrait être le premier pays à fournir des critères et des seuils détaillés pour distinguer les deux catégories en fonction des risques et des possibilités liés à la transition.

Les limites des projets pétrogaziers admissibles sont encore plus étroites

Il est encore plus important de distinguer les limites d'un projet de celles d'une installation dans le cas des projets pétrogaziers. Compte tenu de la baisse nécessaire de la consommation mondiale de combustibles fossiles pour atteindre une cible de 1,5 °C, les nouvelles installations pétrogazières représentent un risque de transition significativement plus élevé et ont donc été jugées inadmissibles au financement de la taxonomie dans le *Rapport sur la feuille de route de la taxonomie* du CAFD (abordé plus en détail à la section 2). Dans la pratique, les investissements pétrogaziers entrant dans la catégorie de transition – par définition – ne doivent donc inclure que les projets qui réduisent les émissions dans les installations en place. Encore une fois, ces investissements peuvent être importants du point de vue monétaire, mais ils ne constitueront qu'une petite partie des dépenses totales d'immobilisations et d'exploitation de l'installation.

Il est également nécessaire de les distinguer pour prévenir les scénarios où des produits financiers (prêts ou obligations) répertoriés dans la taxonomie sont des activités de financement intrinsèquement incompatibles avec les trajectoires de 1,5 °C. Par exemple, les producteurs de sables bitumineux pourraient dépenser environ 6,6 milliards de dollars par année entre 2023 et 2050 dans le capital de maintien⁶. Il s'agit de toutes les dépenses en immobilisations nécessaires pour maintenir les niveaux de production et préserver l'intégrité des installations existantes (ce qui exclut le capital de croissance ou le capital utilisé pour étendre les activités d'une installation).

À première vue, ces investissements de capitaux durables ne seraient pas considérés comme conformes à la catégorie de transition de la taxonomie. Les nouveaux investissements devraient être précisément consacrés aux projets de décarbonisation et répondre aux critères de la taxonomie concernant la durée de vie des installations et la réduction des émissions, ainsi qu'aux exigences au niveau des entreprises et aux exigences d'absence de préjudice important.

Ces nuances entre les limites de l'installation et du projet fournissent le contexte dans lequel s'inscrit l'évaluation des activités pétrogazières. Comme nous l'expliquons à la section suivante, les limites physiques de l'installation sont toujours importantes, car c'est en fin de compte l'installation dans son ensemble qui doit s'aligner sur les trajectoires représentatives visant à limiter la hausse des températures à moins de 1,5 °C⁷.

⁶ Les estimations sont fondées sur le scénario stratégique évolutif de la Régie de l'énergie du Canada et les données sur les coûts de 2015-2018. Elles ont été établies à l'aide des **coûts moyens d'immobilisations de soutien** (par baril) entre 2015 et 2018 que nous avons ensuite multipliés par les estimations de production de sables bitumineux entre 2023 et 2050 tirées du scénario stratégique en évolution de la Régie de l'énergie du Canada.

⁷ Selon le **GIEC**, les trajectoires représentatives visant à limiter la hausse des températures à moins de 1,5 °C sont décrites comme celles, selon sur la compréhension qu'on a de la dynamique du climat, qui offrent une probabilité allant d'un pour deux à deux pour trois de maintenir le réchauffement sous 1,5 °C ou de revenir à ce niveau d'ici environ 2100, même après un dépassement temporaire. Il convient de souligner qu'il y a diverses options et différents scénarios de modélisation crédibles à prendre en considération lors de l'évaluation des trajectoires de 1,5 °C, chacun tenant compte des éléments cruciaux d'une transition vers une économie carboneutre, comme les stratégies d'atténuation des changements climatiques et d'adaptation, l'innovation technologique, les changements de comportement des consommateurs, les facteurs socioéconomiques et l'évolution des politiques.

La définition de projets impliquant plusieurs entreprises et touchant différents secteurs nécessite une attention supplémentaire dans le cadre de taxonomie

Il peut y avoir des circonstances dans l'application du cadre de taxonomie où les limites d'un projet dépassent les limites d'une seule installation ou d'un seul secteur. Les grands projets d'infrastructure, par exemple, peuvent nécessiter des investissements de capitaux dans plusieurs entreprises. Ils peuvent également fournir des services à plusieurs secteurs.

Le projet de construction d'un grand centre de captation et de stockage du carbone illustre ces complexités. Comme nous l'expliquons plus loin à la section 2, certains seuils utilisés dans le cadre de taxonomie proposent d'utiliser des repères sectoriels (alignés sur des trajectoires de 1,5 °C) comme moyen d'évaluer le rendement d'un projet particulier. Toutefois, si un centre de captation du carbone peut réduire les émissions dans de multiples secteurs, on ne sait pas avec certitude avec quel secteur le projet devrait être comparé (p. ex. ciment, pétrole et gaz, produits chimiques?). Et pour un projet qui implique plusieurs installations, voire plusieurs entreprises, l'application des exigences générales de la taxonomie n'est pas claire non plus.

Le projet d'aménagement de réseaux de pipelines pourrait soulever des défis semblables. Il pourrait y avoir des possibilités, par exemple, de convertir des réseaux de pipelines, nouveaux ou existants, servant essentiellement au transport du pétrole et du gaz pour le transport du carbone capté ou des produits sobres en carbone, comme de l'hydrogène ou du gaz naturel renouvelable. Les projets d'infrastructure à grande échelle qui peuvent être « protégés » de façon crédible contre le risque de la baisse de la demande de combustibles fossiles pourraient s'aligner sur les trajectoires d'entrée de 1,5 °C et pourraient donc nécessiter un ensemble différent de critères dans le cadre.

Une solution partielle consisterait à évaluer comment la technologie de décarbonisation financée sera déployée. Par exemple, l'ajout de dispositifs de CSC à une installation de sables bitumineux peut être considéré comme un projet pétrogazier classique existant dans le cadre proposé dans le présent document, alors que la construction d'un des centres de CSC qui peuvent fournir des services de séquestration à de multiples secteurs industriels (p. ex. ciment, produits chimiques) peut nécessiter des critères d'admissibilité différents qui évaluent leur incidence au-delà du secteur pétrogazier. Autrement dit, le cadre peut exiger des critères supplémentaires pour qu'on puisse déterminer si l'investissement finance un projet de décarbonisation au sein d'une seule installation (où les réductions d'émissions peuvent être évaluées par rapport aux émissions totales ou à la production des installations), ou si le projet permet une infrastructure ou une technologie qui s'étend au-delà d'une seule installation et touche de multiples exploitants (comme dans le cas d'un centre de CSC).

Pour assurer une orientation claire dans ce domaine, le Conseil de la taxonomie et le dépositaire pourraient créer une liste d'activités considérées comme un projet facilitant. Toutefois, pour ce faire, il faudra mener d'autres recherches et mobiliser les parties prenantes, y compris l'industrie. La façon dont ces types de projets sont évalués aura d'importantes répercussions sur leur admissibilité aux investissements financés par la taxonomie.

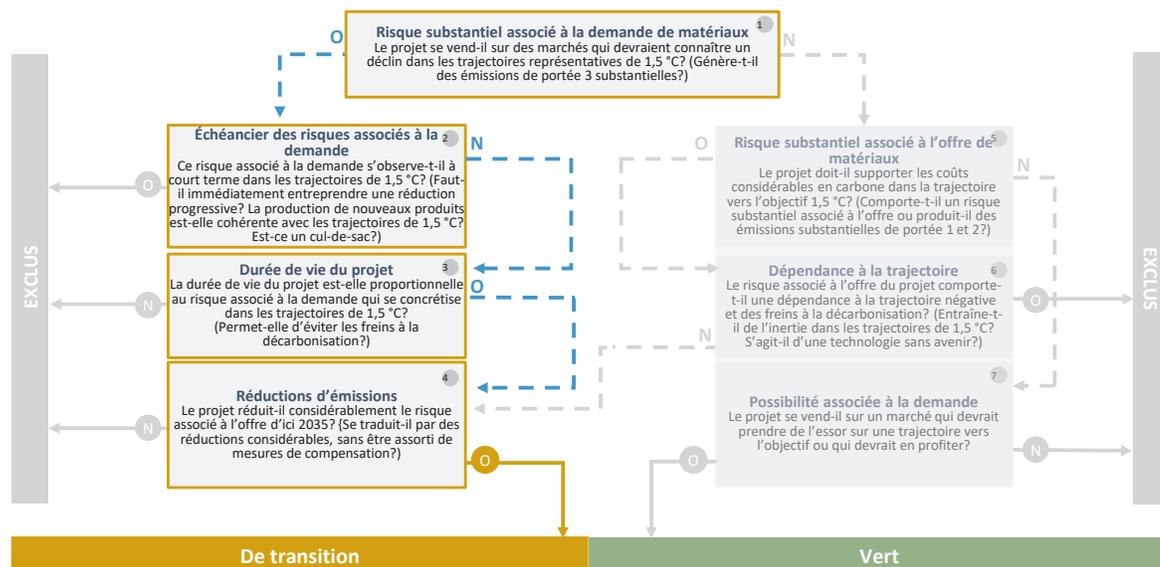
Section 2: Catégorisation des investissements pétroliers et gaziers dans la taxonomie du CAFD

Cette section s'articule autour de trois grandes questions de recherche qui serviront à discuter de l'intégration des projets pétrogaziers existants (selon la définition de la section 1) dans la taxonomie du CAFD, et les conditions la régissant. Ces questions sont traitées dans l'ordre où elles apparaissent dans le rapport du cadre de la taxonomie de la feuille de route du CAFD (voir figure 4) :

1. À quel moment les émissions de portée 3 en aval d'un projet particulier sont-elles considérées comme le risque principal de transition (étape 1 de la catégorisation du cadre)?
2. Quelle est la définition d'une nouvelle installation pétrogazière? D'une installation existante (étape 2)?
3. De quelle façon la taxonomie peut-elle déterminer si la durée de vie et la réduction des émissions des projets sont conformes aux trajectoires vers les 1,5 °C (étapes 3 et 4)?

Figure 4 :

Cadre de classement du rapport du CAFD sur la feuille de route de la taxonomie



Source : Feuille de route de la taxonomie, CAFD

Les sections ci-dessous traiteront de chaque question à tour de rôle. Chaque section commence par une mise en contexte et une analyse sommaire, puis présente l'approche proposée. Ensuite viennent une brève description des forces et des enjeux de l'approche proposée, et une réflexion sur des questions nécessitant des recherches plus approfondies.

Veillez noter que les critères et seuils proposés décrits dans cette section pourraient être utilisés pour déterminer si un projet pétrogazier répond ou non aux critères d'admissibilité d'une étiquette de transition. En d'autres mots, l'émetteur devra démontrer que son projet répond aux critères

définis dans la taxonomie, qui ensuite, selon l'approche proposée dans la feuille de route du CAFD, devra être validée par l'opinion d'une seconde partie (plus de détails à la question 3).

Question no 1 : À quel moment les émissions de portée 3 en aval d'un projet particulier sont-elles considérées comme le principal risque de transition?

BACKGROUND

La première étape dans la taxonomie (voir le haut de la [figure 4](#)) est conçue pour cibler les projets où le risque principal de transition provient de la diminution de la demande mondiale dans des trajectoires vers les 1,5 °C. En termes financiers, cette partie du cadre vise à déterminer les moments où les émissions de portée 3 en aval sont considérées comme un risque substantiel pour les investisseurs et les marchés⁸.

Ce critère du cadre de la taxonomie repose sur la théorie présentée dans *Ça passe ou ça casse : transformer l'économie canadienne pour un monde sobre en carbone*. Ce rapport publié par l'Institut en 2021 fait état des répercussions de la transition mondiale vers une économie sobre en carbone dans une trajectoire vers les 1,5 °C sur l'économie canadienne et les actions cotées en bourse, en effectuant des simulations de crises climatiques en contexte de carboneutralité. Deux grands constats se dégagent de cette modélisation :

1. La transition vers une économie mondiale sobre en carbone cause des pertes importantes de rentabilité dans certains secteurs d'importance au Canada, comme les secteurs pétrolier et gazier en amont, en aval et intermédiaire, le secteur de l'exploitation minière, et celui de la fabrication de véhicules lourds. D'ici 2050, les baisses de rentabilité vont de 35 % pour les secteurs pétrolier et gazier en aval et intermédiaire, à 78 % pour les secteurs pétrolier et gazier en amont dans un scénario où l'on suivrait dès maintenant une trajectoire visant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C⁹.
2. Le plus grand facteur de ces pertes de rentabilité est le déclin de la demande mondiale pour les produits de chaque secteur – un concept appelé destruction de la demande. Dans un scénario immédiat à 1,5 °C, la destruction de la demande représenterait 99 % des pertes de rentabilité dans les entreprises d'exploitation minière à l'horizon 2050, et 67 % des pertes dans les entreprises pétrogazières en amont. L'autre grand facteur de perte de rentabilité dans ces scénarios est l'augmentation des prix du carbone; toutefois, cette variable est beaucoup moins dominante que le déclin de la demande mondiale¹⁰.

⁸ Selon les normes comptables mondiales, la matérialité financière désigne les renseignements, les événements ou les faits qui pourraient teinter le jugement d'un investisseur informé.

⁹ L'analyse que présente le rapport *Ça passe ou ça casse* repose sur des scénarios élaborés par le Réseau des banques centrales et des superviseurs pour le verdissement du système financier. Dans le scénario immédiat à 1,5 °C, les mesures sont mises en branle dès maintenant et leur rigueur augmente de façon constante pour maintenir l'augmentation de la température moyenne mondiale à 1,5 °C. Les résultats sont évalués en fonction du scénario habituel du Réseau des banques centrales et des superviseurs pour le verdissement du système financier, dans lequel il n'y a pas de nouvelle politique climatique (NGFS, 2022).

¹⁰ Une partie des pertes de rentabilité dans ces secteurs est compensée par la possibilité, pour les entreprises, de diminuer les émissions directement pour éviter de payer une taxe sur le carbone et de faire payer une partie des frais supplémentaires aux consommateurs. Ces canaux de retombées ont été intégrés dans l'analyse du rapport *Ça passe ou ça casse*, et étaient relativement mineurs par rapport aux conséquences de la destruction de la demande.

Les facteurs de la destruction de la demande dans ces secteurs sont les émissions associées à l'utilisation finale des produits (brûlage de combustibles fossiles), comptabilisées comme des émissions de portée 3 en aval des producteurs pétrogaziers. Alors que les forces stratégiques, commerciales et technologiques accélèrent la transition énergétique, la demande de formes d'énergie à fortes émissions diminue, puisque les consommateurs se tournent vers des solutions propres et sobres en carbone. Ces changements sont particulièrement importants dans les scénarios ambitieux de trajectoire vers les 1,5 °C, où la consommation de charbon, de pétrole et de gaz connaît une diminution de 45 % à 95 % par rapport aux niveaux de 2019 d'ici à 2050.

La première étape pour concrétiser les risques liés à la demande (ou risques de destruction de la demande) dans le cadre de taxonomie est le classement des projets selon leurs émissions de portée 3 en aval. Le but est de pouvoir distinguer les projets où les risques liés à la demande pour les émissions de portée 3 en aval constituent le type de risque de transition principal.

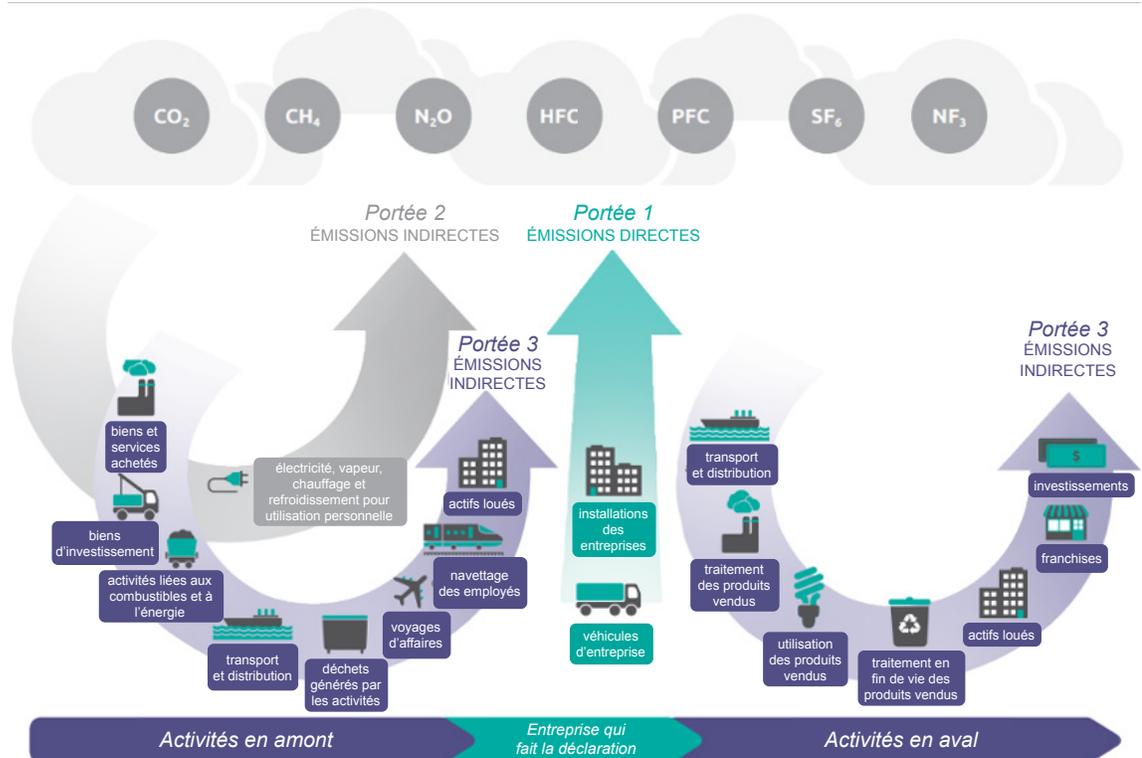
En pratique, la mise en œuvre de cette exigence passe par la mesure des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle des installations (voir plus haut pour la distinction entre un projet et une installation). Cela s'inscrit dans la définition d'une installation selon le Programme de déclaration des gaz à effet de serre du Canada, qui oblige environ 3 500 installations industrielles canadiennes – dont tous les secteurs qui sont de grands émetteurs, comme celui du pétrole et du gaz – à déclarer leurs émissions de gaz à effet de serre annuellement¹¹. Cependant, la différence majeure avec la taxonomie, c'est que cette dernière évaluerait les émissions du cycle de vie complet des installations, et non seulement les émissions de portée 1 comme dans le cadre du Programme de déclaration des gaz à effet de serre.

Selon le Greenhouse Gas Protocol (la norme d'excellence en matière de comptage de la pollution climatique), les émissions de portée 3 sont classées en 15 catégories distinctes (voir [figure 5](#)). Les huit premières catégories renvoient aux émissions de portée 3 en amont, et les sept catégories restantes réfèrent aux émissions de portée 3 en aval. L'une de ces catégories d'émissions en aval, soit la catégorie 11 – utilisation des produits vendus – est celle qui mesure le plus concrètement les risques liés à la demande, puisqu'elle couvre les émissions de combustion associées aux produits.

¹¹ L'accent mis sur les émissions liées aux installations permet d'uniformiser les données des entreprises, qu'elles soient comptabilisées verticalement ou non. Toute émission produite par la chaîne d'approvisionnement d'une installation (non associée à sa consommation d'électricité ou considérée comme une émission de portée 2) sera considérée comme une émission de portée 3, sans égard à l'entité qui produit ces émissions.

Figure 5 :

Catégories de comptage des émissions de portée 3



Source : Greenhouse Gas Protocol (2013)

Les données mondiales de CDP, résumées dans la [figure 6](#) ci-dessous, montrent que les émissions de portée 3 de la catégorie 11 représentent un pourcentage considérablement plus élevé – supérieur à 50 % – des émissions du cycle de vie total des installations des secteurs qui connaîtront une baisse de demande à l'échelle mondiale. Pour le secteur du charbon, les émissions de catégorie 11 représentent 64 % des émissions totales, alors qu'elles représentent 81 % des émissions totales du secteur pétrogazier¹². Ce sont les émissions associées au brûlage des combustibles fossiles, soit la majorité des émissions du cycle de vie des projets pétroliers et gaziers.

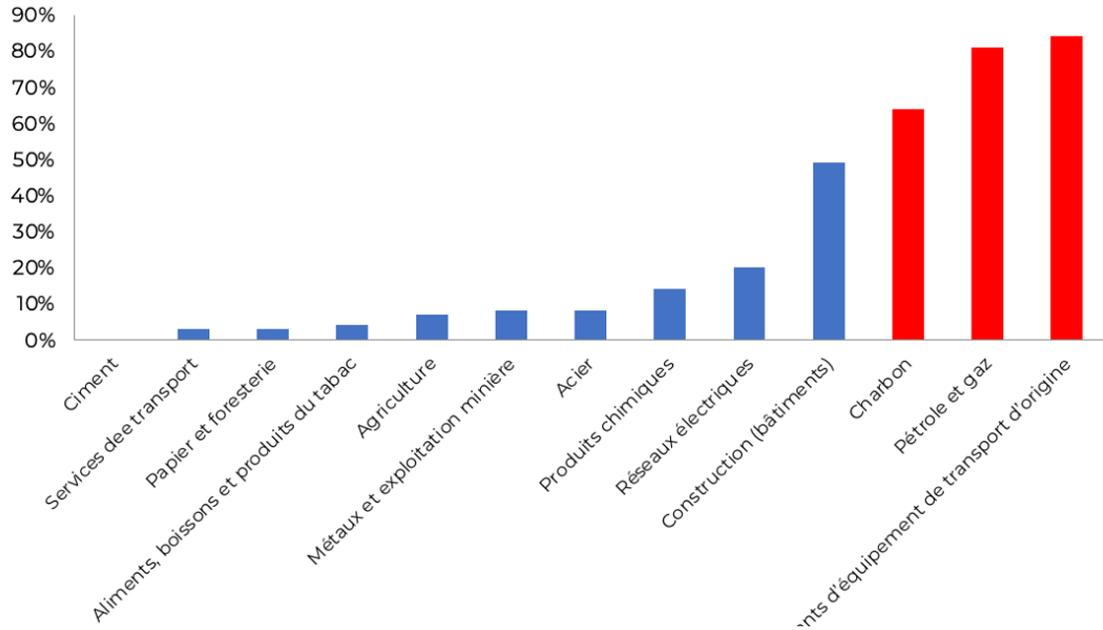
Le fait de retrouver d'entrée de jeu les émissions de portée 3 en aval dans la taxonomie reflète le principe général voulant que tous les types d'émissions de portée 3 n'aient pas le même degré de risque de transition.

Les producteurs de combustibles fossiles ont somme toute peu de contrôle sur la façon dont leurs produits seront utilisés ou brûlés, et c'est pourquoi leurs émissions de portée 3 en aval représentent un plus grand risque de transition que ceux des autres types d'installations. Plus précisément, les émissions de portée 3 en aval augmentent le **risque que les actifs soient délaissés** en raison de la diminution de la demande mondiale en pétrole et en gaz, puisque les consommateurs se tournent vers des solutions plus propres. Les utilisateurs en aval sont également très hétérogènes et désagrégés, ce qui exacerbe ce manque de contrôle.

¹² Le secteur mondial du charbon comprend le charbon thermique et l'extraction de charbon métallurgique, ce qui explique pourquoi les émissions de catégorie 11 de ces secteurs sont moins élevées que celles du secteur pétrogazier.

Figure 6 :

Émissions de portée 3 de catégorie 11 comme part du secteur entier des gaz à effet de serre



L'autre côté du risque d'actifs délaissés est l'augmentation du risque de ne plus pouvoir réduire les émissions de portée 3 en aval associées à la consommation de pétrole et de gaz. Comme il est question dans l'encadré 3 plus loin, les investisseurs des projets pétrogaziers cherchent à maximiser le rendement de leurs investissements; ainsi, une fois que le projet est bâti, les investisseurs et les exploitants sont encouragés à voir l'ensemble de la durée de vie de l'actif, pourvu que les prix restent assez élevés. Cela « immobilise » effectivement les émissions liées à la combustion (ou de portée 3 en aval) associées aux projets pétrogaziers, ce qui rend plus difficile et plus dispendieuse l'atteinte des objectifs climatiques mondiaux (dont il est question à la question 2)¹³.

Pour ces deux raisons (l'augmentation des risques d'actifs délaissés et d'immobilisation du carbone), dans le cadre de la taxonomie, les émissions de portée 3 en aval reflètent un degré de risque lié à la transition plus grand que celui des autres formes d'émissions, et qui en diffère.

À l'inverse, les producteurs pétrogaziers ont en général plus de contrôle sur leurs émissions de portée 3 en amont. Les fournisseurs en amont représentent un ensemble d'acteurs économiques beaucoup plus homogène. Dans certains cas, l'émetteur peut avoir la capacité de se procurer ses intrants auprès d'autres fournisseurs plus propres. Dans d'autres cas, il peut avoir un pouvoir d'achat assez grand pour encourager ses fournisseurs en amont à réduire leurs émissions (et ainsi réduire les émissions de portée 3 en amont du producteur).

Les émissions de portée 3 en amont sont alors différentes des émissions en aval, et, en raison de cela, sont traitées séparément dans le cadre de la taxonomie. Ces émissions de portée 3 en amont

¹³ L'officialisation des risques de frein à la décarbonisation dans le cadre de la taxonomie correspond également au concept de double matérialité, qui reconnaît les conséquences que les entreprises ont à l'international sur les concentrations mondiales de gaz à effet de serre et des risques physiques qui résultent d'un climat trop chaud.

sont traitées dans l'étape 4 du cadre, lorsqu'on mesure la réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle des installations.

Les constructeurs automobiles et les promoteurs de construction représentent deux exceptions notables au concept de risque lié à la demande. On ne prévoit pas que la demande de véhicules et de bâtiments baisse pendant la transition; c'est plutôt l'énergie consommée qui devrait baisser. La capacité de déployer de l'énergie de remplacement propre dans ces secteurs (par exemple, les véhicules électriques et les thermopompes) leur permet de réduire considérablement le risque associé au frein à la décarbonisation et aux actifs délaissés. En fait, c'est exactement ce processus de substitution par les utilisateurs finaux qui est le moteur du risque lié à la transition pour les producteurs de combustibles fossiles en amont. Nous décrivons ces nuances plus loin.

La réalisation de cette première étape dans le cadre de la taxonomie exige d'établir un seuil pour déterminer le moment où les émissions de portée 3 en aval à l'échelle des installations sont considérées comme le principal risque de la transition. Cela détermine ultimement si un projet doit être déplacé vers la gauche dans la taxonomie (voir [figure 4](#)). Note : les projets qui sont déplacés vers la gauche après l'étape 1 de la taxonomie ne sont plus admissibles à la catégorie « vert »; la meilleure catégorie qu'ils peuvent atteindre est celle « de transition ».

APPROCHE PROPOSÉE

Lors de l'analyse des pratiques exemplaires de ce domaine, nous n'avons pas trouvé d'exemples internationaux ou nationaux où des seuils sont fixés précisément pour les émissions de portée 3 en aval. Le seul seuil qui puisse s'en rapprocher est celui de la [Science-based Target Initiative](#), qui recommande que les entreprises déclarent leurs émissions de portée 3 si elles dépassent 40 % de leurs émissions totales. Ce même seuil a également été proposé durant le processus de consultation de la Securities Exchange Commission américaine sur la réglementation future sur les déclarations concernant les [questions climatiques](#).

Premièrement, ce seuil permet de distinguer clairement les projets de combustibles fossiles des autres projets. Comme le montrent les données de CDP à la [figure 6](#), plus de 50 % des émissions totales de tous les secteurs liés aux combustibles fossiles – et les installations de ces secteurs – sont classées comme des émissions de portée 3 et de catégorie 11 (ou de combustion). Le seuil de 50 % assure que les installations de charbon, de pétrole, de gaz et de construction automobile aient besoin de réduire de façon considérable leurs émissions de portée 3 et de catégorie 11 pour réduire les risques liés à la demande.

Deuxièmement, un seuil de 50 % ne serait pas assez bas pour filtrer accidentellement des projets dont les risques liés à la demande sont beaucoup moins grands. Le secteur du bâtiment passe près de ce seuil, principalement en raison des émissions associées au chauffage et à l'alimentation des bâtiments. Toutefois, les risques liés à la transition dans ce secteur peuvent être traités plus efficacement si l'on sépare les bâtiments à fortes émissions des bâtiments à faibles émissions (voir plus loin).

Cette approche permettrait au Conseil de la taxonomie de créer des catégories d'activité précertifiées pour que les émetteurs n'aient pas à calculer précisément les émissions de portée 3 en aval de leurs installations. On considérerait par exemple que tout type d'installation pétrolière ou gazière dépasserait automatiquement le seuil, alors que les installations d'autres secteurs, comme les cimenteries et aciéries, ou encore les centrales éoliennes ou solaires, tomberaient automatiquement sous le seuil.

Cependant, il pourrait y avoir des situations où un émetteur croit que les catégories précertifiées ne s'appliquent pas aux caractéristiques propres à son installation. En effet, un promoteur pétrogazier qui croit que les émissions de portée 3 en aval de son installation se situent sous la barre des 50 % sera obligé de divulguer les données nécessaires à l'appui de sa déclaration. Par exemple, si le projet proposé d'une entreprise pétrolière ou gazière consiste à construire une centrale d'hydrogène bleu (hydrogène produit en utilisant du gaz naturel) et qu'il souhaite le financer dans le cadre de la taxonomie, l'entreprise devra être en mesure de divulguer les raisons et les données prouvant que les émissions de portée 3 en aval de cette installation se trouvent sous le seuil. De façon similaire, pour un projet où le pétrole et le gaz sont utilisés principalement ou entièrement pour la fabrication de produits non combustibles (p. ex. asphalte, produits pétrochimiques, fibre de carbone, etc.), le promoteur devra être en mesure de prouver, à l'aide de données, que les émissions de son installation sont inférieures au seuil de 50 %. Dans les deux cas, ces projets se déplaceraient vers la droite dans la taxonomie (voir [figure 4](#)) et devraient suivre un ensemble différent de critères.

Ces catégories précertifiées pourraient également exiger des spécifications supplémentaires pour différents types de projets *au sein* ou *parmi* les secteurs.

Des spécifications supplémentaires peuvent être nécessaires *au sein* d'un secteur dans le cas des constructeurs de véhicules de transport ou des bâtiments. Un cadre de la taxonomie pourrait, par exemple, établir comme directive que si l'émetteur construit un projet dont l'utilisation finale principale du produit repose sur le brûlage de combustibles fossiles (p. ex. combustion interne des véhicules à moteur ou chauffage à l'énergie fossile), le risque lié à la demande de son projet serait considéré comme substantiel et le projet se déplacerait vers la gauche dans la taxonomie. Si, d'un autre côté, la finalité du projet consiste à construire des véhicules zéro émission ou des bâtiments sobres en carbone, on considérerait automatiquement le risque lié à la demande du projet comme faible.

Les projets ou les infrastructures d'intérêt commun qui visent à fournir des biens ou des services *parmi* plusieurs secteurs peuvent également nécessiter des spécifications supplémentaires (voir section 1). Par exemple, un nouveau centre de CSC pourrait fournir des services de séquestration et de transport aux secteurs pétrolier et gazier, du ciment, des produits chimiques, et autres. Dans ces cas, une exception peut être requise pour « construire l'infrastructure de transition » qui vise à réduire les émissions des secteurs les plus polluants. Ce type de projet pourrait avoir des effets positifs importants sur les émissions de différents secteurs et pourrait également avoir des effets sur la dépendance à la trajectoire selon la durée de vie du projet. Il faudra plus de recherches et d'analyses pour étudier ces questions plus en profondeur.

FORCES DE L'APPROCHE PROPOSÉE

Elle est simple à utiliser et à comprendre pour les émetteurs. Le Conseil de la taxonomie pourrait créer des catégories précertifiées pour faciliter la conformité à cette étape du cadre, ce qui dégageait les émetteurs ou les entreprises de la responsabilité de recueillir et de divulguer les données nécessaires.

Les catégories précertifiées donnent la responsabilité aux émetteurs de prouver que leur projet tombe sous le seuil de 50 % s'ils croient que c'est le cas. La taxonomie pourrait établir les types de données à déclarer pour cette situation pour veiller à ce que les renseignements soient uniformisés, exacts et vérifiables.

L'utilisation de données sectorielles mondiales pour établir des seuils permet à l'approche d'être utilisée pour d'autres taxonomies. CDP, par exemple, est un organisme reconnu mondialement et possède une solide base de données sur les émissions des entreprises et des secteurs. Les données d'autres fournisseurs internationaux crédibles pourraient également être prises en compte.

L'approche proposée repose sur les pratiques exemplaires émergentes selon les normes de déclaration climatique pour mesurer et déclarer les émissions de portée 3 en aval. La déclaration des émissions de portée 3 en aval devient rapidement une pratique exemplaire à l'international, **plus récemment adoptée** dans les lignes directrices de 2023 du Bureau du surintendant des institutions financières du Canada et du Conseil des normes internationales d'information sur la durabilité sur les **déclarations climatiques**.

Toutefois, il faut noter que ce ne sont pas toutes les entreprises pétrolières et gazières qui déclarent leurs émissions de portée 3 de catégorie 11 en aval. Sur les 16 entreprises qui déclarent leurs données à CDP, la moitié d'entre elles admettent un lien entre les émissions de portée 3 de catégorie 11 et le risque de transition, mais ne divulguent pas encore ces renseignements. Avec le temps, les autorités de réglementation pourraient rendre ces déclarations obligatoires, ou les marchés pourraient les inclure dans leurs exigences. Dans l'un ou l'autre cas, la taxonomie peut aider à encourager la déclaration et améliorer la qualité des données avec le temps.

LES ENJEUX DE L'APPROCHE PROPOSÉE

Parce que la taxonomie canadienne innove dans la définition du moment où les émissions de portée 3 en aval représentent le principal risque de transition d'un projet, le seuil de 50 % n'est fondé sur aucune autre norme internationale. Cependant, la taxonomie est conçue pour placer la barre haute pour les secteurs à risque élevé lié à la demande, et évite d'intégrer d'autres secteurs qui n'ont pas le même niveau de risque. Il faudra plus de recherches, d'analyses et de consultations des parties prenantes pour mieux comprendre comment le seuil peut s'appliquer concrètement.

Le Conseil de la taxonomie, une fois formé, aurait la responsabilité de décider si le seuil de 50 % est adéquat. Avec le temps, ce seuil pourrait être abaissé ou redéfini et devenir plus strict. Avec l'amélioration de la recherche et des données sur les émissions sectorielles, il est possible que le seuil de 50 % ne soit plus suffisant pour filtrer les projets qui comportent un haut risque lié à la demande.

Les projets conçus pour réduire les émissions de portée 1 (p. ex. captation du carbone) pourraient augmenter la quantité d'émissions de portée 3 et de catégorie 11 par rapport aux émissions totales. Pour éviter cela, un projet devrait viser la vente d'une plus grande portion de non-combustibles pour réduire ses émissions de catégorie 11 en parallèle.

Cette situation met en lumière deux éléments importants derrière l'établissement d'un seuil d'émissions de 50 %. Premièrement, l'objectif principal est de cibler les projets où la plupart des émissions à l'échelle de l'installation sont produites par la combustion du produit. Que 70 ou 80 % des émissions totales d'une installation soient comptabilisées comme de portée 3 et de catégorie 11, la conclusion est généralement la même : l'installation dans laquelle le projet a lieu présente un risque de transition plus élevé que celui d'autres types de projets, et l'ampleur du risque doit être clairement reflétée dans son évaluation dans le cadre de taxonomie. Cette même conclusion s'applique aux installations pétrogazières qui réduisent de façon considérable leurs émissions de portées 1 et 2, mais dont la majorité des produits sont brûlés.

Deuxièmement, cette situation réaffirme le besoin d'établir un seuil strict (bas). Cela aide à éviter les situations potentielles où une plus petite partie des émissions d'une installation seraient considérées comme de portée 3 et de catégorie 11, puisque ses activités sont plus polluantes (augmentant ainsi le dénominateur pour réduire la part totale). Il sera difficile pour la plupart des installations pétrolières et gazières (mis à part quelques exceptions) de respecter ce seuil de 50 %, ce qui réduit le risque que les projets soient mal catégorisés dans le cadre.

Le fait de se fier seulement à un seuil relatif pourrait masquer les changements importants dans les émissions absolues ou cumulatives. Cela traduit un problème plus global avec les exigences du cadre de la taxonomie, puisque ces dernières se fondent principalement sur des seuils relatifs pour mesurer les émissions et la réduction des émissions. Cependant, l'intégration de mesures absolues dans ces exigences apporte son propre lot de défis. D'un côté, les indicateurs absolus peuvent pénaliser les projets des grandes installations simplement pour des raisons de taille, ce qui décourage indirectement la croissance des entreprises et les économies d'échelle.

De l'autre côté, la concrétisation de seuils absolus dans la taxonomie pour se protéger des effets cumulatifs des installations individuelles est extrêmement complexe – en particulier dans le secteur pétrogazier. Dans ce cas, il faudrait fixer une limite d'émissions absolue pour le secteur au Canada et relier ces limites à un budget carbone mondial correspondant. En d'autres mots, chaque installation devrait être comparée au budget carbone mondial pour le secteur pétrogazier – et d'autres installations existantes assujetties au plafond – pour s'assurer que chaque installation supplémentaire ne dépasse pas le plafond. De telles exigences seraient lourdes à concevoir et à mettre en œuvre dans le cadre.

Les dispositions générales de la taxonomie sont conçues pour traiter directement de ces problèmes. Par exemple, le fait d'obliger les émetteurs à inclure les cibles de réduction des émissions absolues dans les trois types de portée d'émissions peut garantir que les émissions de toute installation entrent dans le budget carbone général de l'émetteur selon une trajectoire visant la carboneutralité. La taxonomie est également conçue pour servir de complément aux outils stratégiques visant à résoudre plus efficacement les problèmes liés à la réduction des émissions absolues, comme la tarification du carbone et le futur plafond des émissions pétrolières et gazières.

Question 2 : De quelle façon les nouvelles installations pétrolières et gazières se distinguent-elles des installations existantes (étape 2)?

CONTEXTE

La deuxième étape du cadre de classement est conçue pour éliminer les projets et les activités incompatibles avec les trajectoires les plus récentes de réduction des émissions pour atteindre la cible mondiale de 1,5 °C. Ultiment, le but est de veiller à ce que les investissements classés dans la taxonomie évitent d'immobiliser les installations (et leurs émissions) qui rendraient plus difficile ou plus dispendieuse la réduction des émissions dans l'avenir.

Comme il en a été mentionné dans le Rapport sur la feuille de route de la taxonomie, cette étape du cadre propose d'exclure toute exploitation de charbon et toute fabrication de moteurs à combustion. Elle propose également d'exclure tout nouveau projet d'installation pétrolière et gazière.

La proposition d'exclure les nouvelles installations pétrolières et gazières tire son origine dans la science climatique internationale et respecte les trajectoires visant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C. Des simulations rigoureuses et des analyses provenant de multiples établissements internationaux concluent que si l'on veut demeurer sur une trajectoire compatible avec les 1,5 °C, la consommation mondiale de pétrole et de gaz devra chuter entre maintenant et le milieu du siècle. Par exemple, les [résultats de simulation du GIEC montrent](#) que de limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C (avec un dépassement limité, voire nul) exige la diminution de la consommation de charbon, de pétrole et de gaz d'entre 45 et 95 % d'ici à 2050 (à partir des niveaux de 2019). Dans un [rapport de 2023](#), l'Alliance des propriétaires d'actifs net-zéro de l'Organisation des Nations Unies a également souligné que les émissions projetées des installations existantes de combustibles fossiles dépassent déjà à elles seules le budget carbone restant associé aux trajectoires de 1,5 °C fondées sur la science. Par conséquent, l'Alliance s'est engagée à ne pas financer de nouveaux projets pétroliers et gaziers dont les activités seraient incompatibles avec les exigences de ces trajectoires.

Par extension, cela signifie que la production de combustible fossile doit fortement diminuer dans la prochaine décennie pour s'inscrire dans l'une des trajectoires de 1,5 °C.

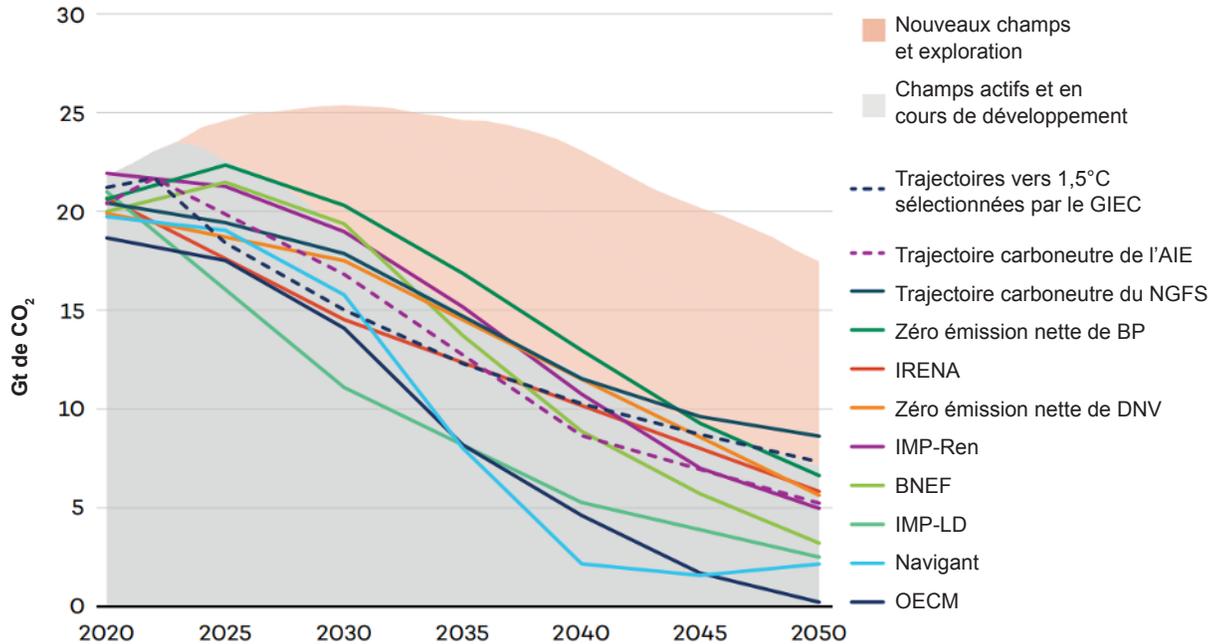
Bien que les grands titres du [rapport de 2023 de l'Agence internationale de l'énergie](#) – qui a conclu que les nouveaux champs pétrolifères ou gaziers sont incompatibles avec une trajectoire de 1,5 °C – ont attiré le plus d'attention, les conclusions que tire l'Agence internationale de l'énergie sont en fait généralement au diapason avec les autres scénarios crédibles d'émissions. Une analyse effectuée par le GIEC ainsi que d'autres modèles climatiques intégrés prévoient des réductions similaires de la consommation de pétrole et de gaz, comme le montre la [figure 7](#)¹⁴. Ces scénarios sont également cohérents, de façon générale, avec les trajectoires vers la limitation du réchauffement climatique à 1,5 °C utilisées par le [Réseau des banques centrales et les superviseurs pour le verdissement du système financier](#), qui ont servi de base pour la production du rapport *Ça passe ou ça casse* de l'Institut climatique du Canada.

Concrètement, ces trajectoires passent par une décroissance de la consommation mondiale de pétrole et de gaz de 3 à 4 % par année – un pourcentage équivalent à la baisse de production annuelle prévue des champs pétrolifères et gaziers dans le monde.

¹⁴ En fait, puisque les scénarios de carboneutralité de l'Agence internationale de l'énergie reposent grandement sur les technologies de captage et stockage du CO₂, il se peut qu'ils sous-estiment considérablement les réductions nécessaires de la part des secteurs pétrolier et gazier pour demeurer sur une trajectoire vers les 1,5 °C.

Figure 7 :

Comparaison du taux naturel de décroissance de la production des champs pétrolifères et gaziers dans de multiples scénarios de 1,5 °C



Source: IISD et al. 2022

Malgré le consensus qui se dégage, la distinction entre les installations de pétrole et de gaz nouvelles et existantes n'est pas aussi simple qu'il y paraît. En effet, le déclin de la production pétrolière et gazière dans les prochaines décennies n'exige pas une élimination progressive de l'entièreté des nouveaux investissements dans le secteur. Par exemple, l'analyse de l'Agence internationale de l'énergie prévoit des investissements croissants pour maintenir la production existante dans son scénario de carboneutralité (p. ex. maintenir le capital). Ces investissements doivent maintenir le taux de réduction illustré à la figure 7 (environ 3 à 4 %) et prévenir un déclin encore plus marqué (d'environ 8 %). En matière d'investissements actuels, cela signifie que **seulement 400 milliards de dollars américains de nouveaux investissements** seront nécessaires en 2030, soit environ la moitié de ceux de 2023.

En même temps, les tentatives de distinction entre une installation nouvelle ou existante à l'international ne fournissent soit pas de solution efficace pour la taxonomie canadienne, ou ne s'appliquent pas au contexte canadien. Diverses initiatives internationales (comme l'Agence internationale de l'énergie ou l'Alliance des propriétaires d'actifs net-zéro) se concentrent sur le retrait des investissements dans la création de *nouveaux champs pétrolifères et gaziers*. Cependant, le fait de se concentrer uniquement sur ces *nouveaux projets* n'est probablement pas, en soi, compatible avec la cible des 1,5 °C en contexte canadien. Par exemple, la plupart des champs pétrolifères et gaziers en Alberta ont été actifs à un moment ou à un autre dans le dernier siècle, ce qui signifie que les agrandissements majeurs et les installations en zone verte pourraient satisfaire aux critères d'« existant » selon cette définition.

Ces nuances soulèvent d'importantes questions sur la façon dont les termes *nouveau* et *existant* devraient être définis et appliqués dans le contexte d'une taxonomie canadienne. Plus précisément, nous avons considéré les questions suivantes :

- ▶ Les *installations existantes* comprennent-elles les installations qui ont déjà une autorisation réglementaire, mais pour lesquelles des dépenses en immobilisation importantes ont été engagées? De quelle façon l'« importance » des dépenses en immobilisation devrait-elle être définie?
- ▶ Cette définition s'applique-t-elle seulement à la production de pétrole et de gaz en amont? Devrait-elle inclure également les installations intermédiaires? Par exemple, ces définitions devraient-elles s'appliquer à la phase 2 du projet de GNL Canada? Qu'arriverait-il si de nouvelles infrastructures intermédiaires, comme les pipelines, augmentaient la demande de production de pétrole et de gaz en amont?
- ▶ Jusqu'à quel point ces définitions devraient-elles être fondées sur les frontières physiques d'un champ pétrolifère ou gazier en particulier? Jusqu'à quel point ces définitions devraient-elles inclure des renseignements sur les réserves présentes ou probables d'une installation?
- ▶ Comment ces définitions traiteront-elles l'agrandissement des installations déjà en exploitation, particulièrement dans le cas des installations de sables bitumineux, où de grands agrandissements sont à prévoir?
- ▶ Les différents types d'installations pétrolières et gazières doivent-ils faire l'objet de définitions distinctes (p. ex. installations pétrolières ou gazières conventionnelles ou de sables bitumineux)?

APPROCHE PROPOSÉE

Le tableau 1 présente les critères proposés pour déterminer ce qui constitue une installation pétrolière ou gazière *existante*. En raison des disparités dans le secteur (décrites en détail ci-dessous), nous proposons des critères légèrement différents pour les installations de sables bitumineux par rapport aux installations pétrolières et gazières conventionnelles. Une installation doit satisfaire à tous les critères pour être considérée comme *existante*, peu importe sa catégorie.

Tableau 1 :

Définition d'une installation pétrolière ou gazière existante

Installation de sables bitumineux existante	Installation pétrolière et gazière existante
<ul style="list-style-type: none"> ▶ Il s'agit d'un champ où l'extraction et la production ont déjà lieu; ▶ Des dépenses en immobilisation ont déjà été engagées, et la mise en œuvre du projet de développement ou de l'exploitation minière est en cours (lorsque la décision d'investissement est prise à une date donnée); ▶ L'agrandissement du projet (le cas échéant) ne nécessite pas de nouvelles infrastructures majeures (conduites de collecte, installations de traitement, usines de valorisation, etc.). 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Il s'agit d'un champ où l'extraction et la production ont déjà lieu; ▶ Les nouvelles plateformes et les nouveaux puits ne nécessitent pas de nouvelles infrastructures importantes (conduites de collecte, installations de traitement, usines de valorisation, etc.).

Les critères du [tableau 1](#) sont fondés sur les normes et définitions en vigueur à l'international. Par exemple, la [Classification-cadre des Nations Unies pour l'énergie fossile et les réserves et ressources minérales](#) comporte un système de notation pour les installations pétrolières et gazières reposant sur leur viabilité économique et sociale, l'état d'avancement et la faisabilité des projets sur le terrain, et les connaissances géologiques. À partir de ces classifications de l'ONU, nous nous inspirons des critères (et sous-critères) pour définir l'état d'un projet comme la principale manière de définir une installation existante :

- ▶ F1.1 Un champ où l'extraction a déjà lieu;
- ▶ F1.2 Des capitaux ont été engagés et la mise en œuvre du projet de développement ou de l'exploitation minière est en cours.

Nous ajoutons un complément à ces critères en y intégrant l'approche choisie par l'Agence internationale de l'énergie, dont la définition d'installation pétrolière ou gazière existante comprend toute installation ou exploitation ayant annoncé une décision finale d'investissement au plus tard en 2021. La définition utilisée dans la taxonomie devrait également avoir sa propre date butoir avant sa mise en œuvre. Bien que cela semble avoir du sens d'utiliser la même date au Canada que dans les autres cas à l'international, cette date devra tout de même être choisie par le Conseil de la taxonomie. Nous proposons des critères précis pour les agrandissements d'installation afin d'empêcher une trop grande augmentation de la production en provenance des champs où l'extraction a déjà lieu.

En pratique, la définition d'une installation existante dépendra de son statut conventionnel ou de sables bitumineux. Il y a également lieu de se demander si ces critères devraient s'appliquer aux installations pétrolières et gazières intermédiaires. Chacun de ces types d'installation sera décrit à tour de rôle.

INSTALLATIONS DE SABLES BITUMINEUX

À plusieurs égards, il est plus facile de définir une installation de sables bitumineux existante qu'une installation pétrolière et gazière conventionnelle existante (dont le schiste). Les installations de sables bitumineux peuvent prendre jusqu'à une décennie à concevoir et à construire, et ont des frontières bien établies. Les demandes de construction de nouvelles installations de sables bitumineux doivent comporter des restrictions sur la production totale, la zone terrestre totale des différents sites d'extraction, ainsi que sur les infrastructures de récolte, de traitement et de transport nécessaires à l'installation. En raison de leur coût initial élevé en capitaux, les installations de sables bitumineux doivent également faire l'objet de décisions finales d'investissement bien définies.

Déterminer des critères précis d'expansion des installations pétrolières et gazières n'est pas chose facile, mais il est possible de s'inspirer de processus réglementaires. Prenons l'exemple du [projet d'expansion du site de Cold Lake de l'Impériale en 2016](#). Lors du processus d'approbation réglementaire, l'Impériale a fait construire les infrastructures de soutien nécessaires à la viabilité du projet. On pense notamment aux infrastructures centrales de traitement (unités de traitement du pétrole, générateurs de vapeur) et les interconnexions aux activités existantes (pipelines de gaz naturel, connexion électrique).

Bien que le projet d'agrandissement de Cold Lake ne soit montré ici qu'à titre d'exemple, selon les critères proposés pour la taxonomie du [tableau 1](#), ce projet serait probablement considéré comme

une « nouvelle » installation si la demande était soumise aujourd'hui, en 2024. Le Conseil de la taxonomie devra ultimement préciser les critères concernant les infrastructures de soutien. Il devra également choisir une date butoir pour les agrandissements, après laquelle les installations et tout autre projet de décarbonisation seront considérés comme nouveaux.

INSTALLATIONS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES CONVENTIONNELLES

Les limites des installations pétrolières et gazières conventionnelles sont moins clairement définies. À l'inverse des installations de sables bitumineux, les puits de pétrole et de gaz sont réglementés et approuvés à l'échelle individuelle. Les limites d'une même installation sont donc plus floues. Le creusage de puits n'exige généralement pas de décision d'investissement finale comme pour les installations de sables bitumineux, et ces investissements sont plutôt traités comme des dépenses continues en capitaux des sociétés.

Par conséquent, il faudrait définir les installations pétrolières et gazières conventionnelles par leurs infrastructures existantes pour avoir une idée plus juste (et plus claire) de la définition d'une installation *existante*. Si un émetteur peut creuser des puits et construire des plateformes dans l'infrastructure de soutien qui existe déjà, alors la production serait considérée comme existante. À l'opposé, si la construction de plateformes ou le creusage de puits nécessitait la construction de nouvelles infrastructures de soutien (p. ex. des conduites de collecte ou une centrale de traitement du gaz naturel), ces projets seraient considérés comme *nouveaux* et deviendraient inadmissibles à un financement dans le cadre de la taxonomie. Encore une fois, le Conseil de la taxonomie devrait fournir de plus amples renseignements sur les types d'infrastructures de soutien qui seraient considérés comme *nouveaux*.

INSTALLATIONS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES INTERMÉDIAIRES

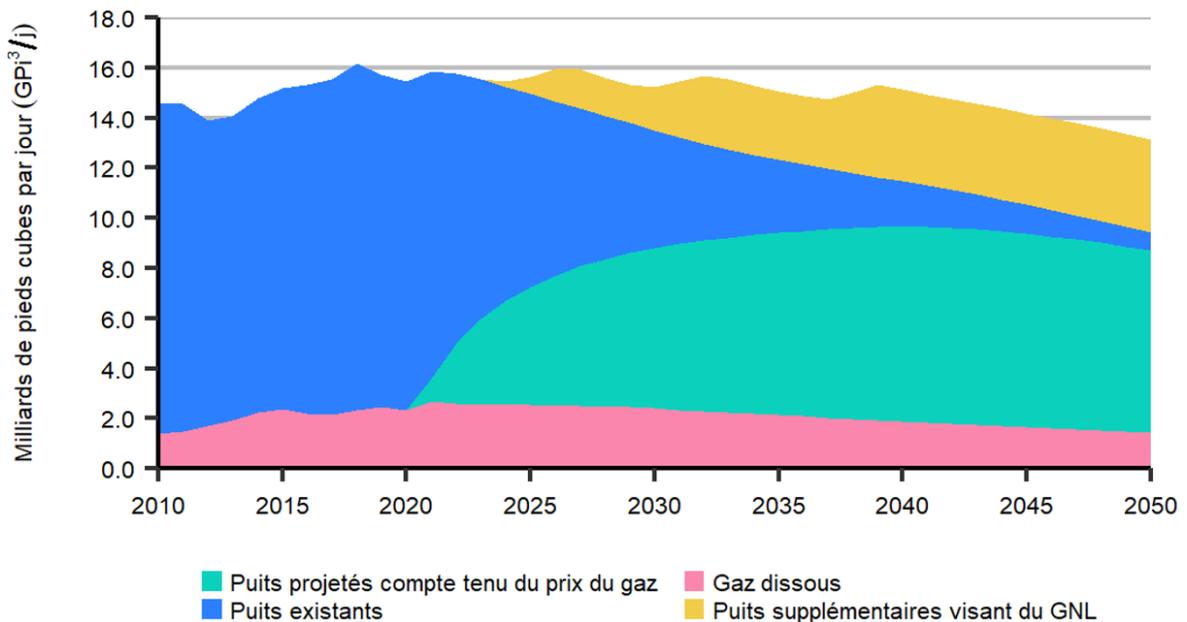
Bien que la feuille de route de la taxonomie du CAFD ne précise pas si les installations pétrolières et gazières intermédiaires devraient être soumises aux mêmes critères « nouveau » ou « existant », il existe de bonnes raisons de les inclure dans l'approche proposée.

Des recherches préliminaires suggèrent que les nouvelles installations intermédiaires pourraient avoir une forte incidence sur les émissions en amont et en aval. La construction de nouvelles installations intermédiaires pourrait inciter la demande de production en amont. Par exemple, on s'attend à ce que la phase 2 du projet GNL incite la demande de puits supplémentaires. Il est peu probable que ces puits supplémentaires satisfassent les critères d'une *installation existante*.

La [figure 8](#) ci-dessous montre la production de gaz naturel au Canada selon le scénario d'évolution des politiques de la Régie de l'énergie du Canada. Alors que la production des puits existants (en bleu) décline, de nouveaux puits sont creusés pour maintenir l'approvisionnement (en vert). La zone orange montre la production supplémentaire à partir de nouvelles installations de gaz naturel liquéfié.

Figure 8 :

Production de gaz naturel commercialisable dans l'Ouest canadien par millésime de puits (scénario d'évolution des politiques)



Source : Régie de l'énergie du Canada

Il faudra effectuer des recherches plus approfondies et consulter davantage les parties prenantes pour prendre une décision finale concernant les critères qui s'appliqueront aux installations intermédiaires, à savoir si ce seront les mêmes critères que les *nouvelles* installations ou que les installations *existantes*. Cette décision relèvera ultimement du Conseil de la taxonomie.

AVANTAGES DE L'APPROCHE PROPOSÉE :

Elle établit une façon relativement directe et concrète de définir les installations existantes.

L'utilisation des décisions finales d'investissement, des approbations d'installations, et des exigences d'infrastructures pour distinguer les nouvelles installations des installations existantes aide à éviter d'avoir recours à des critères ou des seuils plus techniques concernant les réserves associées aux installations, ou leur géologie et leurs limites géographiques. Bien que l'intégration de ces considérations dans les définitions soit possible, cela peut ajouter de la complexité injustifiée à l'application de la taxonomie¹⁵.

En utilisant les définitions et principes existants de l'ONU et de l'Agence internationale de l'énergie, cette approche aide à gagner de la crédibilité à l'international. Les définitions des Nations Unies sont utilisées par divers organismes de réglementation, comme le Committee for Mineral Reserves International Reporting Standards, la Society of Petroleum Engineers, le World Petro-

¹⁵ Les réserves, par exemple, sont (en partie) fondées sur la viabilité économique de l'extraction à différents prix mondiaux du pétrole, qui peuvent changer de façon importante avec le temps. La Convention-cadre des Nations Unies note également que la définition des réserves varie en fonction du territoire, et c'est pourquoi elle évite explicitement d'utiliser ce terme dans la conception de ses propres définitions. L'Agence internationale de l'énergie évite également ce terme.

leum Council, l'American Association of Petroleum Geologists, la Society of Petroleum Evaluation Engineers, et le système de gestion des ressources pétrolières. L'approche proposée est également conforme aux pratiques de l'Agence internationale de l'énergie.

DÉFIS DE L'APPROCHE PROPOSÉE

Une troisième catégorie de critères de l'ONU sur l'état des champs pétrolifères ou gaziers ne serait pas reflétée dans notre approche. Ce troisième critère (F1.3) comprend les installations où des « études suffisamment détaillées qui ont été menées à terme mettent en évidence la faisabilité de l'extraction moyennant la mise en place d'un projet de développement ou d'une opération minière spécifié. »

Cependant, l'inclusion de ce critère pourrait élargir la définition d'une installation existante au point où elle ne respecterait plus les objectifs climatiques principaux de la taxonomie. Par conséquent, l'ajout de ce critère pourrait nuire à la crédibilité de la taxonomie et l'exposer à un risque d'écoblanchiment¹⁶. Nous proposons donc d'exclure ce troisième critère de la définition d'une installation existante.

Les définitions proposées excluraient les nouvelles installations pétrolières et gazières qui utilisent des technologies de pointe pour réduire considérablement les émissions de portée 1 et 2. L'une des technologies les plus prometteuses pour la production de pétrole in situ, par exemple, utilise des solvants au lieu de la vapeur, ce qui peut réduire l'intensité carbonique de la production de plus de 80 %. Toutefois, ces technologies ne peuvent être déployées (à leur plein potentiel) que dans les nouvelles installations in situ.

Bien que de mettre de l'avant les meilleures technologies pour les nouvelles installations soit désirable d'un point de vue de réduction des émissions (production de moins d'émissions que dans un scénario où ces technologies ne sont pas utilisées), la taxonomie doit faire une distinction nette entre une *nouvelle* installation et une installation *existante*. Cela est principalement dû au risque élevé de frein à la décarbonisation associé aux nouvelles installations et à leurs effets cumulatifs (voir l'[encadré 3](#)) que la taxonomie doit prévenir.

Les possibilités de décarboniser les installations de sables bitumineux et les installations de pétrole et de gaz conventionnelles dans le cadre de la taxonomie ne seront peut-être pas toujours égales. La définition proposée d'une installation existante devrait permettre aux projets étiquetés par la taxonomie de décarboniser à la fois les installations de sables bitumineux et les installations de pétrole et de gaz conventionnelles (portées 1 et 2). Cependant, ces possibilités différeront probablement en portée et en échelle, en partie en raison des caractéristiques fondamentales de chaque méthode de production, comme les coûts d'immobilisation initiaux, les coûts marginaux de production, les sources d'émissions de gaz à effet de serre et la durée de vie des installations.

¹⁶ En référence à la feuille de route de la taxonomie, où l'on peut lire : « La taxonomie a pour but d'établir la norme la plus élevée possible et d'offrir une trajectoire qui s'harmonise avec la transition mondiale et les marchés financiers mondiaux qui faciliteront la transition. En cas d'ambiguïté, la taxonomie devrait privilégier le maintien de cette crédibilité internationale. »

Encadré 3 : Frein à la décarbonisation et actifs délaissés

L'approche proposée pour déterminer si une installation pétrogazière donnée doit être considérée comme nouvelle ou existante est directement liée au risque de frein à la décarbonisation et aux émissions en aval de portée 3. Les nouvelles installations – peu importe leur capacité de réduction de leurs émissions de production en amont – représentent un risque important de blocage des émissions supplémentaire à l'échelle mondiale et sont donc considérées comme incohérentes avec l'objectif d'alignement sur une trajectoire représentative limitant le réchauffement à 1,5 °C de la taxonomie.

Les freins à la décarbonisation peuvent se manifester **de différentes façons**. Les investisseurs dans les nouvelles installations cherchent à maximiser leur rendement; ainsi, une fois que l'installation est construite, les investisseurs et les exploitants ont intérêt à ce que leur actif demeure en activité pendant l'entièreté de sa durée de vie. Cette situation est particulièrement notable dans l'industrie des sables bitumineux, où les installations peuvent produire pendant des décennies et ont une structure de coûts qui leur permet, une fois les coûts d'immobilisation payés, de demeurer profitables lorsque les cours du pétrole sont bas. En parallèle, les nouvelles installations augmentent progressivement la demande mondiale de pétrole et de gaz et exercent une pression vers le bas sur les prix. Et, lorsque les prix sont plus bas (toutes choses étant égales par ailleurs), les consommateurs ont de moins en moins de raisons de se tourner vers des solutions plus propres.

Ces deux conséquences ont pour effet le blocage des émissions associées à une nouvelle installation. Par exemple, si une nouvelle installation peut produire 100 000 barils de pétrole par jour, et que sa durée de vie est de 30 ans, les émissions en aval associées à ces réserves risquent fortement de s'immobiliser dans la production, puisque les investisseurs cherchent à obtenir l'entièreté du rendement de leur investissement. De façon importante, l'immobilisation associée aux nouvelles installations se rattache également au pouvoir social et politique du secteur, ce qui peut générer davantage d'inertie dans la transition.

À l'opposé des freins à la décarbonisation se trouve le risque d'actifs délaissés. Si la demande mondiale de pétrole et de gaz décline plus rapidement que ce que les investisseurs et le secteur prévoient, une forte réduction de la valeur des actifs ou le délaissement de ceux-ci pourraient s'ensuivre. Ce risque est particulièrement élevé dans le cas des actifs plus récents qui en sont encore à payer leurs coûts d'immobilisation initiaux, qui peuvent être importants dans le secteur de la production de sables bitumineux au Canada. Ensemble, ces dépréciations et ces délaissements peuvent entraîner des conséquences économiques, environnementales et sociales qui s'étendent bien au-delà des entreprises individuelles, et qui représentent un risque disproportionné pour les collectivités autochtones rurales et éloignées qui dépendent économiquement de ces actifs.

Toutefois, il est important de noter que l'approche proposée n'élimine pas complètement le risque de frein à la décarbonisation pour les installations existantes. Les investissements dits « de transition » d'une installation pétrolière ou gazière existante sont exposés à la même situation que celle décrite précédemment, c'est-à-dire le fait que lorsqu'un inves-

tissement majeur est fait pour décarboniser un actif, les investisseurs et les exploitants voudront maximiser le rendement de leur investissement – « bloquant », par le fait même, les émissions de portée 3 associées à l'installation. Les investissements dans la décarbonisation de la production pétrolière et gazière peuvent également aider à prolonger la durée de vie des installations, soit directement, par le renouvellement des équipements nécessaires à la production, soit indirectement, en permettant à l'installation de demeurer compétitive du point de vue du carbone.

Néanmoins, malgré les défis que représente la gestion de l'immobilisation des installations existantes, il est manifestement nécessaire de décarboniser les secteurs pétrolier et gazier du Canada pour atteindre les objectifs climatiques. Même dans des scénarios compatibles avec les 1,5 °C, la demande mondiale de pétrole et de gaz fournira un marché aux producteurs canadiens à court et à moyen terme. À plus long terme, le risque de frein à la décarbonisation et de délaissement des actifs sera plus bas pour les producteurs qui sauront demeurer concurrentiels à la fois en matière de coûts et d'émissions de carbone.

FUTURES QUESTIONS DE RECHERCHE

L'approche proposée soulève d'importantes questions de recherche, décrites ici.

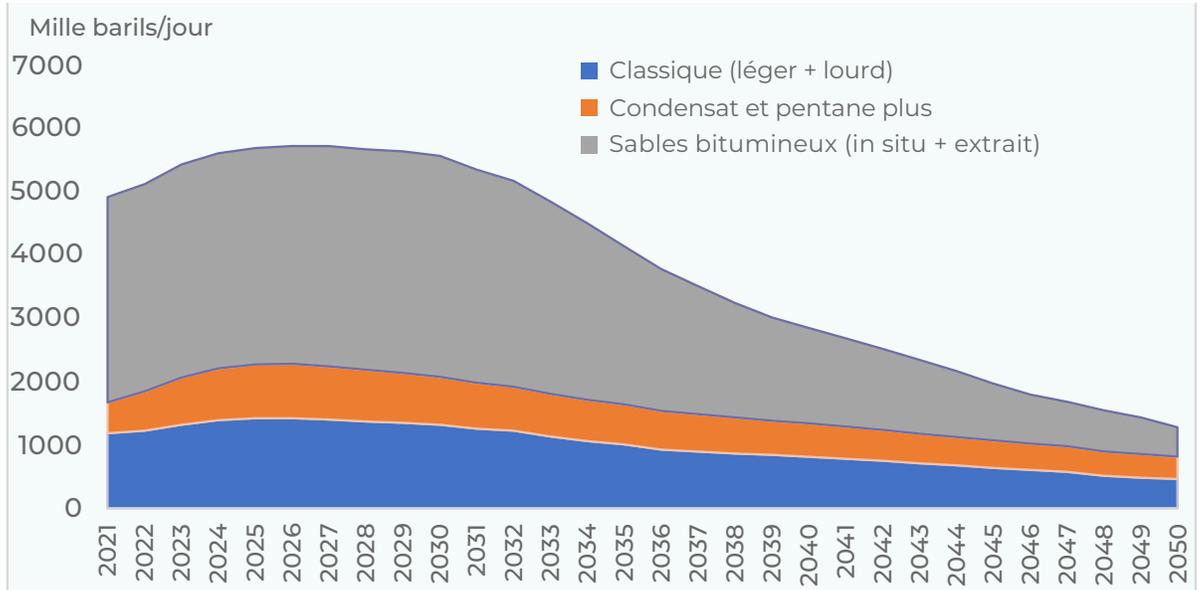
- 1. De quelle façon la définition proposée d'une installation pétrolière ou gazière existante s'arrime-t-elle à la production estimée au Canada selon les scénarios de 1,5 °C?** Autrement dit, quelle quantité de production canadienne supplémentaire entrera dans la définition d'une installation existante? La réponse à cette question permettra d'y voir plus clair sur les différents types d'installations existantes et de déterminer si la production de ces installations est suffisante pour répondre à la demande intérieure d'exportation dans un scénario de 1,5 °C.

Cependant, la réponse à cette question ne sera pas la même pour les installations de sables bitumineux et pour les installations pétrolières et gazières conventionnelles.

Selon une récente analyse de la [Régie de l'énergie du Canada](#), la production de pétrole brut à partir des sables bitumineux devrait décliner plus rapidement que celle de pétrole conventionnel. La [figure 9](#) montre la production de pétrole brut dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale de la Régie (cohérent avec la cible mondiale des 1,5 °C). Selon ce scénario, la production liée aux sables bitumineux pourrait aller jusqu'à chuter de 86 % entre 2022 et 2050, ce qui indique que les installations de sables bitumineux existantes seraient plus que suffisantes pour répondre à la demande. En fait, ces résultats donnent à penser que les installations existantes pourraient devenir non rentables ou désuètes dans un contexte de baisse des cours du pétrole et du gaz pendant la transition.

Figure 9 :

Production totale de pétrole brut selon le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale de la Régie de l'énergie du Canada



Source : Régie de l'énergie du Canada, 2023

Pour le pétrole et le gaz conventionnels, le portrait est un peu différent. Selon les données de la Régie de l'énergie du Canada, la demande de pétrole et de gaz conventionnels pourrait décliner plus lentement dans un scénario de 1,5 °C. Cela s'explique principalement par le fait que les producteurs conventionnels obtiennent un rendement sur l'investissement sur une période beaucoup plus courte, car les puits individuels produisent la plupart de leur pétrole dans les quelques premières années après avoir été creusés. Par conséquent, les producteurs sont plus propices à réagir rapidement aux fluctuations de prix.

Ces résultats indiquent qu'il peut être nécessaire de construire des puits pour compenser le déclin naturel du nombre de puits de pétrole et de gaz conventionnels, même dans un scénario suivant une trajectoire vers les 1,5 °C. Toutefois, la question demeure : combien de ces puits pourraient être exploités avec les infrastructures de soutien existantes? Les puits qui utilisent les infrastructures existantes (définies au [tableau 1](#)) pourraient, par exemple, être considérés comme « existants ». Cette question nécessitera une analyse plus approfondie.

2. De quelle manière le plafonnement des émissions de pétrole et de gaz pourrait-il exercer une influence sur la définition d'une installation nouvelle ou existante dans la taxonomie?

Il pourrait y avoir des cas où une entreprise pétrogazière – contrainte par le plafonnement des émissions – veuille mettre une vieille installation de production de pétrole hors service afin d'en construire une plus récente et plus efficace qui respecterait les limites imposées par le plafond. Cependant, si la définition de « nouveau » ou d'« existant » s'appliquait de façon rigide à ce cas, cette nouvelle installation ne serait pas admissible à un financement étiqueté « de transition » par la taxonomie.

Pourtant, cette situation est relativement rare, et n'entraînerait probablement pas de réduction des émissions si le plafonnement est contraignant. En effet, l'installation plus récente et plus efficace ferait probablement augmenter la production au-delà de ce qui était possible avec l'installation mise hors service, au point où ses émissions atteindraient le plafonnement. De plus, à moins que la nouvelle installation ait une durée de vie plus courte que l'ancienne (peu probable), la nouvelle installation augmenterait le risque de blocage des émissions, ce qui contrevient aux principes de la taxonomie (voir l'[encadré 3](#)).

Question 3 : De quelle façon la taxonomie peut-elle déterminer si la durée de vie et la réduction des émissions d'une installation sont cohérentes avec les trajectoires vers les 1,5 °C (étape 3)?

CONTEXTE

Les deux dernières étapes du cadre de catégorisation servent à proposer des critères pour déterminer si la durée de vie et la réduction des émissions d'une installation sont cohérentes avec les trajectoires vers les 1,5 °C. Ces deux derniers critères s'appliquent seulement aux projets qui correspondent clairement à la définition d'une installation *existante* selon les critères proposés plus haut.

La logique derrière ces critères est de limiter le risque de frein à la décarbonisation et de délaissement des actifs. Ces risques entraînent des conséquences sociales et [économiques](#) qui vont beaucoup plus loin que l'exploitation à l'échelle d'une entreprise privée ou la distribution d'un produit financier classé dans la taxonomie. C'est pour cette raison que la taxonomie comporte des mesures de protection en vue de réduire au minimum ces risques – et d'assurer la cohérence avec une trajectoire vers les 1,5 °C. Ces critères créeraient aussi une méthode normalisée de mesurer ces risques, ce que les marchés canadiens n'ont pas actuellement.

Pour la durée de vie d'une installation, l'objectif est de veiller à ce que la durée d'une installation pétrolière et gazière donnée corresponde grosso modo à la progression des risques liés à la demande dans une trajectoire vers les 1,5 °C. En d'autres mots, la durée de vie d'une installation doit correspondre à la baisse de la demande mondiale en pétrole et en gaz prévue dans la transition.

Pour la réduction des émissions, l'objectif est double.

Le premier objectif est de veiller à ce que les émissions de portées 1 et 2 d'un projet d'une installation soient cohérentes avec des trajectoires de 1,5 °C. Autrement dit, un projet classé dans la taxonomie devrait être en mesure de faire réduire les émissions de portées 1 et 2 de l'ensemble de l'installation pour que cette dernière demeure conforme aux objectifs climatiques.

Le deuxième objectif est de veiller à ce que les émissions de portée 3 en amont d'un projet à l'échelle d'une installation soient également cohérentes avec les scénarios représentatifs de 1,5 °C. Cette exigence concerne plus particulièrement les projets des installations pétrolières et gazières intermédiaires ou en aval, qui peuvent avoir une quantité importante d'émissions de portée 3 en amont.

Par exemple, une installation existante de gaz naturel liquéfié qui cherche à électrifier son processus de liquéfaction pourrait continuer s'approvisionner en gaz chez des producteurs à fortes émissions fugitives de méthane. Ces émissions seraient considérées comme des émissions de portée 3 en amont

de l'installation. Dans ce cas, l'émetteur devrait démontrer que ses émissions en amont, de l'extraction, du traitement et du transport du gaz naturel sont compatibles avec une trajectoire de 1,5 °C.

Une installation pétrochimique cherchant à décarboniser et à financer un projet dans le cadre de la taxonomie devrait respecter des critères semblables d'émissions en amont. Il faudrait alors démontrer que les entrées de pétrole et de gaz proviennent de fournisseurs en amont qui peuvent prouver une réduction de pointe des émissions compatible avec une trajectoire vers les 1,5 °C.

Dans l'ensemble, le but de ces exigences est de veiller à ce que seuls les projets qui font l'objet de réductions considérables des émissions à l'échelle d'une installation soient admissibles à un financement dans le cadre de la taxonomie. De plus, ces projets devraient s'aligner sur un plan plus large – et crédible – pour être conformes aux trajectoires de 1,5 °C à l'échelle de l'installation (dont les plans de transition, les plans de dépenses en capitaux, la divulgation, etc.). Par exemple, les dépenses opérationnelles générales ou le **réinvestissement de maintien** des activités pétrolières et gazières n'entreraient pas dans la catégorie « de transition » de la taxonomie (revoir la section 1). Les entreprises pétrogazières pourraient continuer à investir dans le but d'augmenter ou de maintenir la production sans réduction importante des émissions, mais ce ne serait pas des investissements dits « de transition » selon la taxonomie.

Enfin, il est important de noter que cette étape du cadre de la taxonomie ne concerne pas les émissions de portée 3 en aval. Ces émissions sont plutôt l'objet de la première étape du cadre, qui exclut les nouveaux projets. Voir l'**encadré 3** pour plus de détails.

APPROCHE PROPOSÉE

La proposition originale pour concrétiser cette partie du cadre de la taxonomie consistait à demander aux émetteurs d'analyser les entrées et sorties d'argent de leur projet. Cette analyse aurait inclus les coûts de réduction des émissions, de façon que l'intensité générale des émissions de l'installation soit conforme aux trajectoires vers les 1,5 °C. Les entrées et sorties d'argent auraient ensuite été soumises à des simulations de crise sur les cours du pétrole et du gaz dans un scénario représentatif de 1,5 °C.

Après distribution de cette proposition au groupe de travail et au groupe d'experts sur la taxonomie du CAFD, il est devenu clair que même si cette approche était solide en théorie, elle ne l'était pas assez en pratique pour déterminer si les projets étaient admissibles ou non à une étiquette de transition de la taxonomie¹⁷.

Nous proposons donc une approche plus simple pour déterminer si la durée de vie et les émissions d'une installation sont cohérentes avec les trajectoires vers les 1,5 °C. Elle comprend deux étapes, décrites ci-dessous.

¹⁷ La taxonomie du CAFD est appuyée par le groupe d'experts techniques sur la taxonomie et le groupe de travail sur l'affectation de capital carboneutre. Le groupe d'experts sur la taxonomie aide à définir les activités et les investissements « verts » et « de transition » sur les marchés capitaux canadiens, en tenant compte des besoins des participants du marché. Simultanément, le groupe de travail offre des recommandations pour mieux affronter les défis de canaliser les capitaux privés vers des solutions carboneutres.

Étape 1 : Démontrer la conformité de l'installation à la réduction des émissions de portées 1 et 2 pendant toute sa durée de vie

La première étape est d'évaluer si la durée de vie et les émissions de portées 1 et 2 d'une installation sont conformes aux trajectoires de 1,5 °C. Bien que le cadre de catégorisation sépare ces critères en deux étapes distinctes (voir étapes 3 et 4 dans la [figure 4](#)), nous proposons de les évaluer ensemble.

Précisément, nous proposons d'utiliser les courbes d'intensité des émissions par secteur dans un scénario de 1,5 °C comme point de référence pour la conformité à la taxonomie. Les émetteurs devraient s'assurer que l'intensité des émissions de leur installation soit sous la courbe représentative de leur secteur pour demeurer admissible à du financement dans le cadre de la taxonomie.

La raison derrière cette approche est que chaque installation devrait prouver non seulement qu'elle respecte le seuil de réduction des émissions aujourd'hui, mais que l'intensité de ses émissions connaît la diminution qui s'impose dans une trajectoire de 1,5 °C. Une installation dont les émissions dépassent le seuil de référence de son secteur représenterait un plus grand risque de blocage des émissions de carbone qu'une installation qui performe mieux que le seuil de référence. De plus, les installations qui ont une durée de vie plus longue devront démontrer qu'elles peuvent se conformer à un seuil de référence de plus en plus strict avec le temps. Comme les installations avec une durée de vie plus courte risquent moins d'avoir à composer avec des seuils plus stricts (qui devraient s'approcher de zéro d'ici le milieu du siècle), il leur sera plus facile d'être conformes.

Cette approche pourrait également faciliter la fermeture précoce des installations très polluantes, c'est-à-dire celles qui, si elles sont exploitées jusqu'à la fin de leur vie utile, ne respecteront pas les seuils d'intensité des émissions ou être admissibles à un financement dans le cadre de la taxonomie (ou ne pourront pas le faire). Bien que la plupart des discussions internationales sur l'élimination des installations les plus polluantes se concentrent surtout sur l'électricité au charbon (une activité exclue du cadre du CAFD, et dont il n'est donc pas question dans ce document), cette discussion sera de plus en plus pertinente pour le secteur du pétrole et du gaz dans les prochaines décennies (voir encadré 4).

Encadré 4 : Intégrer la gestion de l'élimination des installations les plus polluantes

Les recherches du GIEC suggèrent que certaines installations ou certains actifs existants de combustibles fossiles dans le monde doivent être éliminés avant la fin de leur vie utile dans des trajectoires de 1,5 °C. On s'attend à ce que l'ensemble de ces fermetures précoces viennent de l'élimination accélérée de l'électricité au charbon. Toutefois, avec le temps, les actifs polluants d'autres secteurs, comme le pétrole et le gaz, l'industrie lourde (aciéries, cimenteries) et le transport (livraison, véhicules routiers) pourraient eux aussi avoir à fermer de manière précoce.

La manière dont ces installations seront éliminées – brusquement ou graduellement – entraînera des conséquences importantes sur les entreprises, les investisseurs, les travailleurs et les communautés. Le but est de gérer (ou d'éviter) de manière proactive les risques d'actifs délaissés pour faciliter la transition. La gestion de l'élimination de ces installations offre également une solution de rechange au

désinvestissement, qui tend à reléguer les actifs aux bilans financiers des acteurs qui n'ont pas pris d'engagements climatiques.

Les outils financiers visant à faciliter la gestion de l'élimination des installations polluantes n'en sont qu'à leurs débuts, mais il est clair que les taxonomies peuvent jouer un rôle important. Le cadre de taxonomie **conçu par l'Association des Nations de l'Asie du Sud-Est (ANASE)**, par exemple, couvre des contrats et des prêts qui aident à financer la fermeture précoce des installations de charbon admissibles à un classement vert ou ambre. Les **avantages potentiels** comprennent une baisse de prix pour les consommateurs grâce à la transition vers les énergies renouvelables bon marché, des modalités de refinancement plus abordables pour les investisseurs en raison du risque faible pour la transition et une transition plus en douceur pour les travailleurs et les communautés.

Bien que le Canada ait réalisé des gains importants dans l'élimination de l'électricité au charbon, une étiquette « de transition » pour aider à financer la fermeture précoce des installations restantes. Comme dans la taxonomie de l'ANASE, il pourrait s'agir du premier domaine d'intérêt pour le cadre canadien.

Cependant, on ne sait pas encore réellement si la taxonomie pourrait s'appliquer à d'autres installations à fortes émissions. La fermeture des installations d'électricité au charbon est facilitée par la demande stable et croissante d'électricité, par des **solutions renouvelables plus abordables**, et par un marché intérieur réglementé et protégé des fluctuations de prix des marchandises à l'international. D'un autre côté, la transition vers le pétrole et le gaz sera alimentée par la baisse de la demande mondiale et la volatilité des prix. Il pourrait également y avoir moins de possibilités de transformer les installations pétrolières et gazières en des solutions propres qui produiraient de nouvelles sources de revenus.

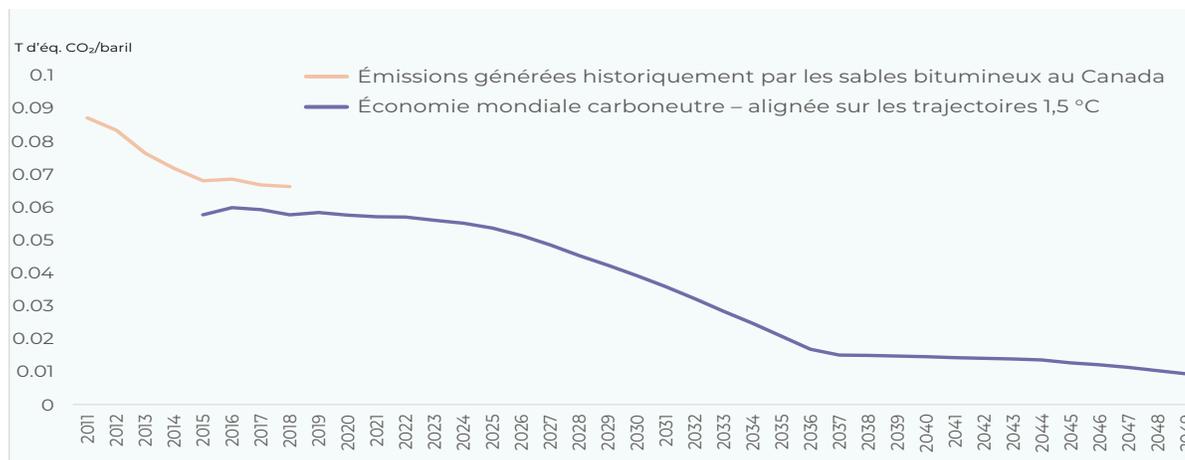
Cela dit, les prêts et les contrats approuvés par la taxonomie pourraient tout de même faciliter la fermeture précoce des installations les plus polluantes au Canada et mériteraient d'être explorés plus en profondeur par le Conseil de la taxonomie. Le cadre proposé par la Glasgow Financial Alliance for Net Zero, par exemple, fournit un point de départ utile et utilise des courbes d'intensité des émissions par secteur semblables à celles mentionnées dans cette section. Leur cadre permet aux installations à fortes émissions de poursuivre leurs activités à court terme avec une diminution limitée, à condition qu'elles s'engagent à fermer de manière précoce. En effet, la date de fermeture est étalonnée de façon à correspondre aux trajectoires vers les 1,5 °C, pour que la compensation des émissions épargnées grâce à cette **fermeture précoce** surpasse les émissions additionnelles produites à court terme.

L'intégration des fermetures précoces dans la taxonomie serait également cohérente avec la plus récente **proposition** de l'Union européenne, soit d'étendre la catégorisation de la taxonomie aux « activités devant transitionner de manière urgente ou être éliminées ». Les courbes d'intensité des émissions par secteur conçues selon un scénario de carboneutralité mondiale par la Régie de l'énergie du Canada donnent un point de départ pour créer ces seuils dynamiques. La figure 10 ci-dessous montre

une intensité des émissions du secteur pétrolier et gazier cohérente avec une cible de 1,5 °C dans un scénario mondial de carboneutralité. Elle présente également un historique de l'intensité des émissions des producteurs canadiens de sables bitumineux en guise de mise en contexte.

Figure 10 :

Intensité des émissions du secteur canadien des sables bitumineux et trajectoire vers les 1,5 °C dans un monde carboneutre



Source : Régie de l'énergie du Canada (point de référence par secteur pour la carboneutralité mondiale) et Alberta Energy Regulator (analyse de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur des sables bitumineux en Alberta)

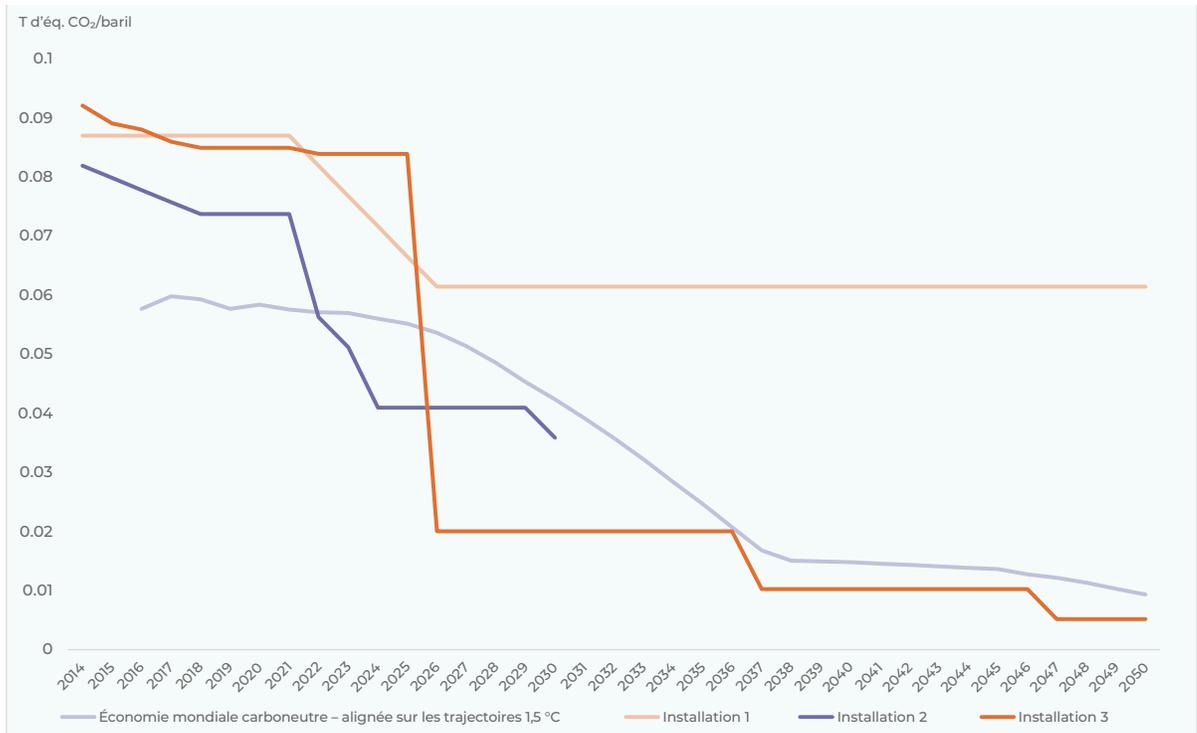
Cette approche a pour but de concevoir des trajectoires d'intensité des émissions pour différentes parties du secteur pétrogazier. Idéalement, la taxonomie aurait au moins trois trajectoires pour commencer : le gaz naturel, le pétrole léger et le pétrole lourd. Elle pourrait se baser sur des données provenant, notamment, de l'Agence internationale de l'énergie, de la Régie de l'énergie du Canada ou de l'Institut climatique du Canada¹⁸.

La [figure 11](#) ci-dessous montre quelques exemples théoriques de la manière dont ces seuils dynamiques pourraient servir à évaluer chaque installation. Elle présente la trajectoire d'intensité des émissions pour le secteur pétrolier et gazier utilisée dans le scénario de carboneutralité mondiale de la Régie de l'énergie du Canada ainsi que trois installations hypothétiques avec différentes durées de vie et différentes intensités d'émission.

¹⁸ L'Institut climatique du Canada a conçu des courbes d'émissions sectorielles selon des scénarios carboneutres divisés dans le secteur pétrolier et gazier (gaz naturel, sables bitumineux, pétrole conventionnel). La difficulté réside toutefois dans le fait que les trajectoires par secteur de l'Institut climatique reflètent les cibles de réduction des émissions à l'échelle nationale, et non celles à l'échelle mondiale. Cet écart entre les trajectoires nationales et mondiales devra être comblé dans le futur, puisque l'objectif sera d'utiliser les trajectoires mondiales par secteur dans la taxonomie canadienne.

Figure 11 :

Trajectoire mondiale sectorielle pour le pétrole et le gaz et trois installations canadiennes hypothétiques



Source : Régie de l'énergie du Canada (point de référence par secteur pour la carboneutralité mondiale)

L'installation 1, par exemple, a une longue durée de vie (qui s'étend jusqu'à 2050) et améliore l'intensité de ses émissions entre 2022 et 2026. Toutefois, comme cette intensité n'est pas assez faible pour être conforme au seuil, ce type d'installation ne serait pas admissible à un financement dit « de transition » selon cette approche.

En comparaison, l'installation 2 est en service depuis plus longtemps, a une durée de vie plus courte (fermeture en 2030) et réussit à réduire grandement ses émissions en 2022. Cette installation se trouve sous le seuil établi pendant toute sa durée de vie et serait donc conforme à cette étape du cadre.

Enfin, l'installation 3 a la même durée de vie que l'installation 1, mais réussit à réduire l'intensité de ses émissions de façon considérable en 2026, ce qui la fait tomber sous le seuil permis de son secteur. Des améliorations supplémentaires dans les années restantes permettent à l'installation de demeurer sous le seuil. Cette installation serait donc conforme à la trajectoire en 2050. Dans ces circonstances, les installations devraient fournir des stratégies détaillées et des plans de financement de leur production (voir ci-dessous pour en savoir plus).

Durant la conception de ces courbes d'intensité des émissions, le Conseil de la taxonomie pourrait avoir besoin d'établir des lignes directrices claires sur la façon dont les crédits d'émission (octroyés selon les réglementations actuelles, comme le Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation, ou TIER, en Alberta) seront traités dans le calcul de la performance en matière d'émissions et du respect des seuils de la taxonomie d'une installation.

De manière générale, une installation qui réduit ses émissions à l'aide d'un investissement dit « de transition » ne devrait pas pouvoir compter ces réductions d'émissions dans ses propres objectifs de carboneutralité en plus de vendre les crédits générés de ces réductions d'émissions sur le marché des crédits. Par exemple, une installation de pétrole qui investit dans le CSC pour se conformer au seuil de la taxonomie pour les émissions de portée 1 ne peut pas ensuite aller revendre les crédits générés de cette réduction des émissions sur les marchés des crédits du TIER ou de la NCP. Cela ferait effectivement compter la réduction des émissions en double et serait incohérent avec l'objectif de réduction des émissions à l'échelle de l'installation de la taxonomie. Bien que cette question nécessite plus de recherches et d'analyses, le retrait volontaire des crédits pourrait être une solution.

Le Conseil de la taxonomie et le dépositaire devront également concevoir des lignes directrices claires sur l'application de la technologie de captation du carbone et la façon dont cette dernière sera traitée dans le cadre de la taxonomie. Le CSC est perçu par l'industrie comme un facteur essentiel à la décarbonisation, mais l'incertitude qui plane autour de la viabilité de la technologie soulève d'importantes questions. Par exemple, il n'est pas clair si les **technologies de CSC** sont commercialement viables à une échelle et à un coût qui permettraient leur déploiement généralisé.

Au Canada, la plupart des projets de CSC utilisent les émissions de carbone capturées pour la récupération améliorée du pétrole, qui peut mener à des augmentations nettes à la fois de la production totale de pétrole et des émissions de gaz à effet de serre (**encadré 5**). Le Conseil de la taxonomie devra tenir compte des questions de surveillance et de déclaration des émissions de carbone issues de projets de CSC de manière attentive (que ce soit pour la récupération améliorée du pétrole ou non). Par exemple, selon les données du crédit d'impôt américain 45Q pour le CSC, il y a eu des écarts majeurs entre les valeurs réelles et déclarées des émissions de carbone stockées; **dans l'un des cas**, une entreprise a déclaré à l'impôt 60 millions de tonnes d'émissions captées, alors qu'elle en déclarait 3 millions de tonnes d'émissions captées certifiées à l'Environmental Protection Agency. La permanence relative du captage est un autre domaine qui devrait faire l'objet d'une analyse plus approfondie.

Encadré 5 : Évaluation des projets de CSC pour la récupération améliorée du pétrole

Le *Rapport sur la feuille de route de la taxonomie* du CAFD n'a pas fourni de directives précises sur l'évaluation des projets de CSC dans le cadre de taxonomie. Parmi les différentes applications du CSC, il est particulièrement important que le Conseil de la taxonomie et le dépositaire détermine comment catégoriser les projets où les émissions captées sont utilisées pour la récupération améliorée du pétrole.

En général, la récupération améliorée du pétrole est un processus qui utilise l'injection d'eau, le recyclage du gaz, l'injection de gaz, l'injection de polymères ou d'autres méthodes pour extraire le pétrole une fois que les méthodes de récupération primaires ne produisent plus de manière efficace. L'utilisation du CO₂ comme fluide pour la récupération améliorée du pétrole est une option qui a l'avantage potentiel de stocker le CO₂ dans le réservoir après la production des combustibles fossiles. Sur les sept projets de CSC en cours au Canada, **cinq** servent à la récupération améliorée du pétrole et représentent environ 70 % des émissions totales de carbone capturées du CSC au pays.

Il y a également différents types de captation du carbone pour la récupération améliorée du pétrole susceptibles d'avoir différents effets sur l'admissibilité à la taxonomie. Le type traditionnel maximise la production de pétrole en utilisant la plus petite quantité de solvant possible (dans ce cas, le CO₂). Dans ces **utilisations traditionnelles**, le stockage permanent du CO₂ est traité comme un avantage secondaire, et non comme l'objectif principal du projet. Cependant, les technologies plus récentes de captation du carbone pour la récupération améliorée du pétrole pourraient avoir pour objectif principal le captage; ils capteraient ainsi davantage de carbone et demanderaient moins de production de pétrole supplémentaire.

Deux parties du cadre de la taxonomie peuvent guider l'admissibilité des projets de captation du carbone : 1) si la captation du carbone pour la récupération améliorée du pétrole se qualifie comme étant une production *existante* 2) si le projet s'inscrit dans une réduction des émissions de l'installation et respecte le critère de durée de vie du cadre.

D'abord, voyons si les installations de captation du carbone devraient être considérées comme nouvelles ou existantes. D'un côté, les deux formes, traditionnelles comme plus récentes, auraient lieu sur d'anciens puits, ce qui pourrait répondre au critère décrit au **tableau 1**. De l'autre, la captation du carbone pour la récupération améliorée du pétrole produit plus d'émissions que le stockage de ce même carbone de façon permanente sans production pétrolière supplémentaire, et donc, augmente le risque de frein à la décarbonisation. Par exemple, le ministère de l'Énergie des États-Unis estime que la récupération améliorée du pétrole peut produire entre 30 et 60 % des réserves totales d'un réservoir. Toutefois, dans la mesure où les utilisations plus récentes de la captation du carbone pour la récupération améliorée du pétrole produisent moins de pétrole que les utilisations traditionnelles, ces émissions traditionnelles pourraient être plus faibles.

Il est également important de remettre le pétrole potentiellement récupérable de la captation du carbone pour la récupération améliorée du pétrole dans le contexte du potentiel total du pays. Par exemple, dans l'Ouest canadien, la production de pétrole issue de la récupération améliorée représenterait une petite fraction d'environ **160 milliards** de barils de sables bitumineux de réserves prouvées et de la production actuelle de **3,3 millions** de barils par jour. Si le potentiel total de captation du carbone pour la récupération améliorée du pétrole était pleinement développé, la production serait équivalente à **1,5 année** de production de sables bitumineux.

La mesure où les projets de captation du carbone pour la récupération améliorée du pétrole sont conformes aux exigences de réduction des émissions à l'échelle de l'installation de la taxonomie peut, en partie, dépendre du taux de stockage du carbone d'un projet. Les projets avec de plus hauts taux de stockage et une production de pétrole plus faible pourraient améliorer les émissions totales du cycle de vie d'un projet, surtout lorsqu'on les compare à la production conventionnelle ou à la production de sables bitumineux. Toutefois, la manière de compter les émissions du cycle de vie des projets de captation du carbone pour la récupération améliorée du pétrole ne fait pas consensus. Les émissions du cycle de vie **dépendent fortement** des limites de l'analyse, de la provenance du CO₂, et du fait de considérer ou non que le pétrole supplémentaire du projet ajoute davantage de pétrole à forte intensité de carbone sur le marché.

Dans l'ensemble, l'admissibilité potentielle des projets de captation du carbone pour la récupération améliorée du pétrole dans la taxonomie canadienne mérite qu'on y consacre des recherches et des analyses plus approfondies. Exportation et développement Canada a exclu tout type de projet de captation du carbone pour la récupération améliorée du pétrole de son [cadre d'obligations durables de 2022](#), et le gouvernement fédéral a également rendu ces projets inadmissibles aux nouveaux crédits d'impôt pour les investissements dans la captation et le stockage du carbone. Cependant, étant donné le potentiel d'amélioration du stockage des nouveaux types de projets de captation du carbone pour la récupération améliorée du pétrole, et de sa contribution possible à l'extrapolation de cette technologie à d'autres applications, les analyses supplémentaires sont pertinentes pour l'étiquette de transition de la taxonomie.

Étape 2 : Démontrer la conformité au critère sur les émissions de portée 3 en amont

Si le projet peut démontrer sa conformité à l'étape 1, la prochaine étape est de s'assurer que les émissions de portée 3 en amont d'un projet à l'échelle de l'installation correspondent aux trajectoires de 1,5 °C¹⁹.

Comme à l'étape 1, nous proposons d'utiliser un seuil dynamique ici aussi. Cette approche pourrait imiter l'approche de l'étape 1, où les trajectoires d'émissions par secteur sont conçues pour différentes parties de la chaîne d'approvisionnement du pétrole et du gaz. Par exemple, si l'émetteur est une installation de gaz naturel liquéfié ou d'hydrogène bleu, il devra démontrer que ses fournisseurs de gaz naturel en amont (extraction, traitement, transport) sont conformes aux seuils pour les portées 1 et 2 utilisés pour les émissions de gaz naturel en amont selon une trajectoire vers les 1,5 °C. Les projets devraient également démontrer que les fournisseurs en amont sont conformes aux exigences de la taxonomie concernant la production existante.

Toutefois, il est important de noter que de veiller à la conformité des fournisseurs en amont d'un projet aux trajectoires vers les 1,5 °C est plus compliqué que de veiller à ce que ses propres émissions à l'échelle de l'installation respectent les seuils de la taxonomie. Dans certains cas, un projet et une installation peuvent avoir des dizaines voire des centaines de fournisseurs en amont pour alimenter leurs activités, ce qui complique la réalisation de ce type d'analyse.

Pourtant, il est également clair que ces émissions en amont du secteur pétrogazier sont non négligeables. Par exemple, un corpus d'études croissant montre comment les émissions du cycle de vie de la combustion du gaz naturel (pour l'électricité, le secteur industriel ou le secteur résidentiel) peuvent être comparables aux émissions du cycle de vie de l'électricité au charbon lorsque l'on compte les [taux d'émissions de méthane](#) dans la production en amont de gaz naturel. Le comptage de ces émissions de méthane dans le cadre de la taxonomie est donc important pour les projets intermédiaires qui achètent de forts volumes de gaz naturel, comme les terminaux méthaniens, les services publics ou les installations d'hydrogène bleu. D'autres types d'installations intermédiaires de pétrole et de gaz, comme la fabrication de produits pétrochimiques ou les pipelines,

¹⁹ Il est important de noter que, comme d'autres aspects de ce document, les limites de l'analyse pour l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre sont à l'échelle de l'installation (telle que définie selon le programme fédéral de déclaration des gaz à effet de serre). Cela signifie que les émissions de portée 3 en amont comprennent tous les gaz à effet de serre associés aux intrants achetés et utilisés pour l'exploitation de l'installation, sans égard à l'intégration de ces fournisseurs en amont dans la structure d'entreprise de l'émetteur ou non.

pourraient aussi avoir de fortes émissions de portée 3 en amont qui devraient être comptabilisées dans le cadre de la taxonomie.

S'assurer que les fournisseurs en amont se conforment aux seuils d'intensité des émissions pour limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C est une façon claire de se protéger contre ces risques. Cependant, il faudrait faire plus de recherches pour mieux comprendre comment les émetteurs devraient concrétiser cette partie de la taxonomie. Une solution possible consisterait à créer des domaines prioritaires à court terme dans lesquels l'installation devrait montrer sa conformité. Par exemple, si une entreprise de pétrole et de gaz en aval cherche à recevoir plus de contrats ou de subventions dits « de transition », elle devrait démontrer que les producteurs en amont des combustibles fossiles utilisés à son installation respectent les seuils stricts d'intensité des émissions (dont on parle plus en détail ci-dessous).

AVANTAGES DE CETTE APPROCHE

La conformité à des seuils dynamiques qui baissent au fil du temps règle à la fois le problème des émissions et celui de la durée de vie d'un projet. L'ancienne proposition d'analyser les entrées et sorties de fonds atteindrait le même objectif, mais nécessiterait d'émettre de grandes hypothèses sur les cours du pétrole et du gaz, ainsi que les coûts propres à une installation, et ce, très loin dans l'avenir.

Les installations pétrolières et gazières déclarent déjà leurs émissions de gaz à effet de serre de portée 1 à l'échelle de l'actif ou de l'installation. Il reviendrait ensuite à l'émetteur de démontrer comment un investissement financé par la taxonomie pourrait réduire l'intensité de ses émissions sous le seuil mondial.

Le seuil de référence décroissant pour les émissions de portée 3 en amont donnerait la responsabilité à l'émetteur de s'assurer que ses fournisseurs réduisent leurs émissions. Comme il a été dit à la question 1, les entreprises ont tendance à avoir plus de contrôle sur leurs émissions en amont que sur leurs émissions en aval.

DÉFIS DE CETTE APPROCHE

Veiller à ce que les fournisseurs principaux en amont d'une installation soient conformes aux trajectoires vers les 1,5 °C devra faire l'objet de plus de recherches et d'analyse. Les points de référence proposés dans cette section se concentrent exclusivement sur la comparaison de l'intensité des émissions d'une installation avec un seuil sectoriel utilisant les émissions de portées 1 et 2. Pour que ce seuil fonctionne, le Conseil de la taxonomie devra investiguer davantage pour obtenir de meilleures données sur les émissions de portée 3 en amont d'une installation, qui sont à la fois plus difficiles à estimer et moins fréquemment déclarées par les entreprises pétrolières et gazières. Toutefois, puisqu'il est de plus en plus fréquent au pays de déclarer ses émissions, ce type de seuil deviendra plus facile à mettre en œuvre dans la taxonomie.

Les plus petits émetteurs peuvent avoir des difficultés à fournir les données et analyses nécessaires à la réception d'une catégorie « de transition ». La plupart des installations dans le secteur pétrolier et gazier sont déjà obligées de déclarer leurs émissions de gaz à effet de serre dans le cadre de programmes provinciaux et fédéraux; toutefois, la taxonomie exige une étape supplémentaire, soit celle d'estimer la façon dont un investissement en particulier aurait un effet sur ces

émissions avec le temps, ainsi que d'estimer les émissions de portée 3 en amont. Les plus petits émetteurs peuvent avoir de la difficulté à réaliser ce type d'analyse et de collecte de données.

Puisque les exigences de déclaration se généralisent (pour toutes les entreprises, peu importe leur taille), ce problème pourrait devenir moins important. Le Conseil de la taxonomie devra évaluer les pratiques exemplaires d'autres taxonomies pour déterminer de quelle façon (ou si) les plus petits émetteurs devraient être soumis à des critères moins stricts.

Il y aura possiblement un délai entre l'avis de réduction des émissions et la véritable réduction des émissions. Un émetteur pourrait amasser des fonds pour faire des investissements transformateurs pour réduire ses émissions de portées 1 et 2 (p. ex. installation de CSC), mais ces améliorations pourraient ne pas se concrétiser avant plusieurs années après l'octroi du contrat ou du prêt. Le projet 3 hypothétique de la [figure 11](#) plus haut illustre ce scénario.

Le Conseil de la taxonomie devrait ultimement donner des balises pour indiquer quel type de délai est acceptable. Une option, par exemple, serait d'exiger que les installations respectent ou dépassent le seuil d'intensité des émissions d'ici 2030.

Les seuils d'intensité des émissions devront être revus au fil du temps, ce qui peut mener à ces incohérences avec les avis antérieurs (émis sous des critères moins stricts). Ces trajectoires changeront inévitablement dans le temps avec l'amélioration des données et la clarification des critères d'intensité des émissions. La courbe d'intensité des émissions illustrée dans la [figure 11](#), par exemple, montre la réduction relative des émissions exigée selon les trajectoires d'émissions actuelles dans le monde. Si les mesures climatiques dans cinq ou dix ans prennent plus de temps à être mises en œuvre que ce qui est requis pour demeurer sur une trajectoire vers les 1,5 °C, cela provoquera (toutes choses étant égales par ailleurs) une augmentation de la pente de la courbe d'intensité des émissions dans chaque secteur; en d'autres mots, la réduction des émissions devra se faire plus rapidement et à plus grande échelle.

La mise à jour des courbes d'intensité des émissions de la taxonomie peut avoir lieu à des intervalles réguliers et prévisibles (p. ex. chaque année ou aux deux ans). Toutefois, il se peut que certaines installations qui respectaient le seuil lors de l'émission d'un avis ne respectent plus les seuils futurs, plus stricts (voir « Futures questions de recherche » plus loin pour en savoir plus).

Le fait de s'assurer que les émetteurs se dotent de stratégies claires et crédibles de réduction des émissions à long terme peut représenter un défi de taille. Dans la plupart des cas, un seul avis de réduction par projet ne sera pas suffisant pour rendre conforme une installation entière à sa cible d'intensité des émissions pour 2050. Dans les exemples hypothétiques présentés en [figure 11](#), nous présentons des installations qui font des investissements considérables et transformateurs à court terme et d'autres investissements subséquents pour garder l'installation sous les seuils par secteur jusqu'à 2050. Il ne serait pas raisonnable de s'attendre à ce qu'un seul avis aujourd'hui rende une installation entière conforme au seuil d'intensité des émissions pour 2050.

À l'échelle de l'installation, une solution consisterait à obliger les émetteurs à se doter de stratégies claires pour améliorer l'intensité des émissions de leur installation dans le futur. Ces stratégies pourraient traiter notamment des technologies proposées pour atteindre ces seuils, à savoir si elles sont déjà commercialisées (« valeurs sûres ») ou en sont encore à la phase de conception et n'ont pas fait leurs preuves (« paris risqués »). Les stratégies pourraient également comporter une

préférence pour la préparation à l'avenir, ce qui permettrait à l'installation d'adopter une nouvelle technologie économique lorsque celle-ci deviendrait viable.

Ces déclarations à l'échelle de l'installation devraient également correspondre aux exigences plus générales à l'échelle de l'entreprise de la taxonomie, notamment les plans de transition détaillés. Si la taxonomie canadienne s'inspire de pratiques exemplaires d'autres autorités, comme le [UK Transition Plan Taskforce](#) ou la [Climate Bonds Initiative](#), les entreprises pétrolières et gazières seraient obligées de divulguer des plans détaillés sur la façon dont elles comptent atteindre leurs cibles de carboneutralité et répondre à la demande mondiale décroissante. Les déclarations pourraient également comporter l'obligation de faire correspondre les mesures de lobbying et de promotion avec les objectifs de carboneutralité, comme le préconise le [Groupe d'experts de haut niveau sur les engagements de zéro émission nette des acteurs non étatiques](#) des Nations Unies.

Les stratégies visant à atteindre les objectifs de 2050 à l'échelle des installations et des entreprises devront être examinées et approuvées par un fournisseur de deuxième avis ou d'assurance par un tiers²⁰. Les marchés, et non le dépositaire, pourraient ensuite évaluer la crédibilité de ces plans.

FUTURES QUESTIONS DE RECHERCHE

L'approche proposée soulève d'importantes questions de recherche, décrites ici.

- 1. Même si les émetteurs suivent les pratiques exemplaires de déclaration à l'échelle de l'installation et de l'entreprise, comme il est question plus haut, de quelle façon la taxonomie pourrait-elle empêcher les émetteurs de ne pas respecter les engagements de réduction d'émissions qu'ils ont pris?** Quelles sont les conséquences du non-respect de ces engagements? Existe-t-il des pratiques exemplaires internationales (p. ex. celles de l'International Capital Markets Association) pour prévenir ce type de risque? Les fournisseurs de deuxième avis, l'assurance par un tiers et des rapports réguliers contribuent à réduire ce risque, certes, mais, est-ce suffisant?

Le Conseil de la taxonomie devra concevoir des lignes directrices non seulement pour prévenir l'utilisation abusive intentionnelle de la catégorie de transition, mais également pour anticiper les utilisations abusives non intentionnelles. Par exemple, il pourrait y avoir une situation où une entreprise investit dans une nouvelle technologie visant à réduire les émissions et se voit attribuer la catégorie de transition pour financer la mise en œuvre, mais où la technologie ne produit pas les résultats attendus. Il pourrait également être possible que les améliorations des outils de mesure révèlent une performance qui n'atteint plus les objectifs du cadre de la taxonomie (p. ex. sous-estimation des fuites de méthane). Bien qu'il puisse ne pas être possible pour le Conseil de la taxonomie de lever les pénalités sur les émetteurs qui ne respectent pas leurs engagements, des recherches plus approfondies devraient être faites sur l'utilisation d'autres types de facteurs dissuasifs.

²⁰ Les évaluations pré-émission peuvent être réalisées par de multiples parties offrant différents niveaux de certification. Selon la [Climate Bonds Initiative](#), les fournisseurs de deuxième avis évaluent l'admissibilité de projets ou d'actifs comparativement au cadre vert ou de transition de l'émetteur, et fournissent parfois une cote de durabilité. Les fournisseurs de deuxième avis sont généralement des fournisseurs de services ESG ou des consultants environnementaux. Les fournisseurs d'assurance de tierce partie, en revanche, évaluent si l'émission d'une étiquette « vert » ou « de transition » correspond à un cadre international reconnu, comme les principes applicables aux obligations vertes ou les principes applicables aux prêts verts. Ces évaluations sont généralement réalisées par des cabinets de comptables ou d'audit.

Ces enjeux de conformité ne s'appliquent pas seulement aux activités pétrolières et gazières, mais également à toutes les émissions qui passent par la taxonomie. Le fait de renforcer l'utilisation des contrats dans l'émission d'obligations ou de prêts peut être une façon de garantir que les entreprises respecteront les investissements planifiés. Voir l'encadré 6 pour en savoir plus.

Encadré 6 : Les défis d'assurer la conformité à la taxonomie

En l'absence d'une norme enchâssée dans une loi sur les obligations vertes ou de transition au Canada, les émetteurs cherchant à mettre de telles obligations sur le marché pour financer des projets admissibles à la taxonomie le feront probablement selon les lignes directrices mondiales établies, comme les [principes applicables aux obligations vertes](#) et le [Guide sur le financement de la transition climatique](#) publié par l'International Capital Market Association (ICMA). Selon l'ICMA, la grande majorité des émissions d'obligations de durabilité dans le monde suit ses principes et ses lignes directrices pour l'adoption de pratiques de déclaration complètes et transparentes.

Les lignes directrices de l'ICMA sont entièrement volontaires, et aucune mesure n'est prise contre les émetteurs qui ne respectent pas ces directives (sauf s'il y a des risques d'atteinte à la réputation). L'autre norme mondiale majeure est la [Climate Bonds Standard](#). Il s'agit d'une norme plus stricte, qui oblige les émetteurs à se conformer à la taxonomie de la Climate Bonds Initiative et à embaucher un évaluateur externe à partir d'une liste préautorisée. Il y a également des exigences post-émission, dont la surveillance, la vérification et les comptes-rendus annuels. Le conseil de la norme peut révoquer la certification d'une obligation non conforme. Toutefois, les recours légaux auxquels les investisseurs ont droit dans cette situation ne sont pas clairs.

Ces normes volontaires – bien qu'elles contribuent à relever la barre pour les autorisations – pointent vers un plus grand défi, soit celui de s'assurer que les émetteurs se conforment aux seuils de la taxonomie et aux engagements qu'ils ont pris dans le cadre de cette dernière. Actuellement, les émissions d'obligations d'usage du crédit ne comportent pas de dispositions contractuelles associées à leur nature verte ou de transition. Le fait de ne pas allouer les crédits aux bons projets ou de ne pas faire de progrès suffisants ne constitue pas un manquement et n'est pas sujet à une pénalité. En fait, dans certains documents de prospectus, on peut voir l'opposé, notamment des passages visant à protéger l'émetteur. La citation ci-dessous provient d'un [contrat de financement d'une obligation verte par Brookfield en 2021](#).

Ni nous ni les répondants ne pouvons vous assurer que les investissements admissibles répondront aux critères et aux attentes de l'investisseur concernant les conséquences environnementales ou le rendement en matière de durabilité. Nous ne pouvons vous promettre que l'utilisation ou l'allocation de tels crédits pour tout investissement admissible répondra, en tout ou en partie, à toute attente ou exigence présente ou future de l'investisseur selon tout critère ou toute directive d'investissement.

L'autre partie de ce défi réside dans le rôle des évaluateurs externes et les conflits d'intérêts. Bien que les évaluateurs externes visent à maintenir leur réputation à la fois face aux émetteurs et aux investisseurs, leurs revenus proviennent des émetteurs. Cela soulève des

questions sur les facteurs persuasifs ou dissuasifs que les vérificateurs peuvent avoir lorsqu'ils attribuent des cotes selon un cadre vert ou de transition. Les émetteurs ont la liberté de consulter seulement des vérificateurs qu'ils croient honnêtes. Les structures d'incitatifs des agences d'évaluation du crédit soulèvent des questions semblables.

Les récentes avancées législatives de l'UE peuvent montrer l'exemple pour le Canada. Le Parlement européen envisage plusieurs changements majeurs sur la façon d'appliquer la [norme sur les obligations vertes européennes](#). Le changement le plus notable est à l'article 12, qui exige que la fiche d'information sur les obligations vertes soit pleinement intégrée dans le prospectus de l'UE (où les émetteurs peuvent être tenus responsables de fausses déclarations dans un prospectus). De plus, l'ajout de l'article 12a bis pourrait faire incomber la responsabilité de l'affectation du produit aligné sur la taxonomie à l'émetteur. Les évaluateurs externes devront également s'enregistrer en tant qu'évaluateurs d'obligations vertes européennes et respecter plusieurs exigences.

Le fait de renforcer l'utilisation des contrats dans l'émission d'obligations ou de prêts peut être une autre solution, ce qui donne aux investisseurs un recours financier si l'émetteur ne réussit pas à atteindre certains résultats. Par exemple, [selon un rapport de Moody's de 2022](#), les obligations vertes, sociales et de durabilité en Europe sont moins encadrées contractuellement que leurs équivalents non verts.

2. Jusqu'à quel point les exigences de déclaration imposées aux plus petits émetteurs devraient-elles être moins strictes pour ce critère dans le cadre de taxonomie?

Précisément, les plus petits émetteurs devraient-ils être obligés de déclarer le même type de données sur leurs émissions de portée 3 en amont que les plus grands émetteurs? Devrait-on s'attendre à ce qu'ils fournissent le même type d'analyse rigoureuse, montrant de quelle façon un investissement précis (que ce soit dans le CSC, ou un autre type de technologie de décarbonisation) rendra les émissions de portées 1 et 2 cohérentes avec une trajectoire vers les 1,5 °C?

Bien qu'il puisse y avoir des raisons d'assouplir les exigences pour les plus petits émetteurs au départ, il y a un intérêt à créer des conditions équitables pour tous les émetteurs dans la taxonomie. Les deux perspectives ont été exprimées par des intervenants externes durant les séances de consultation pour ce rapport.

Plus les déclarations des indicateurs climatiques clés (p. ex. les émissions de portées 1 à 3) seront répandues – que ce soit en raison des exigences gouvernementales ou des attentes du marché –, plus les entreprises devront recueillir et déclarer leurs données. Les comptes-rendus et déclarations climatiques devraient devenir des composantes essentielles à l'allocation d'un financement, et ce, peu importe la taille de l'entreprise. Jusqu'à ce moment, toutefois, le Conseil de la taxonomie et le dépositaire pourraient envisager une élimination plus graduelle des exigences pour les petites et moyennes entreprises, un peu comme ce qui s'est fait au [Royaume-Uni](#) pour la mise en place de règlements sur la déclaration obligatoire.

3. Les courbes d'intensité des émissions devraient-elles être déterminées selon des trajectoires de transition nationales ou mondiales?

Cette question n'a pas été traitée dans la feuille de route de la taxonomie du CAFD, mais pourrait entraîner des conséquences importantes sur la sévérité des courbes d'intensité des émissions utilisées pour la conformité à cette étape du cadre de la taxonomie. Elle pourrait aussi entraîner des conséquences plus larges pour la crédibilité de la taxonomie au Canada, selon la manière dont elle est traitée.

Un objectif fondamental de la taxonomie (qui est traité en long et en large dans le *Rapport sur la feuille de route*) est de garder le réchauffement climatique sous la barre des 1,5 °C et de veiller à ce que le cadre reflète cet objectif. Le Canada a également sa propre cible climatique nationale, soit celle d'atteindre une réduction de 40 à 45 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 et la carboneutralité d'ici le milieu du siècle (à partir des niveaux de 2005). Ces objectifs internationaux et nationaux, toutefois, ne mènent pas nécessairement aux mêmes trajectoires sectorielles de réduction des émissions.

Concrètement, une trajectoire mondiale exigerait probablement un resserrement du cadre de réduction des émissions pour le Canada, particulièrement si cette trajectoire tient compte de questions d'équité ou de justice pour les pays riches qui atteignent la carboneutralité avant 2050. Le Conseil de la taxonomie devra également prendre des décisions importantes à savoir si la taxonomie canadienne devrait se baser sur des modèles qui acceptent un certain degré de dépassement des émissions (ce qui aurait pour effet d'adoucir les courbes d'intensité des émissions pour chaque secteur) et dans quelle mesure ces modèles dépendent de solutions d'élimination du dioxyde de carbone (captation atmosphérique directe) pour atteindre la cible des 1,5 °C²¹.

Cependant, pour concevoir des directives officielles sur ces questions – et les potentielles conséquences – il faudra effectuer plus de recherches et d'analyses. En particulier, il faudra évaluer les courbes nationales d'intensité des émissions par secteur et les comparer à des estimations internationales (comme celles illustrées à la [figure 10](#)). Ultimement, la taxonomie devrait se fonder sur les cibles d'émissions les plus solides scientifiquement pour veiller à la protection de sa crédibilité à l'international.

4. De quelle manière les émetteurs répondront-ils concrètement aux exigences sur les émissions de portée 3 et montreront-ils que leurs fournisseurs en amont respectent les seuils d'intensité des émissions de la taxonomie?

Comme il a été mentionné plus haut, certains émetteurs peuvent avoir des dizaines, voire des centaines de fournisseurs en amont, particulièrement des installations intermédiaires et en aval. En outre, les petits émetteurs ou ceux dont l'intégration verticale est moins grande peuvent rencontrer des difficultés à collecter suffisamment de données sur leurs fournisseurs en amont. Nous proposons un cadre qui met l'accent sur les sources matérielles d'émissions en amont, où les données sont le plus souvent disponibles. Avec le temps, la taxonomie pourra englober un ensemble plus vaste d'émissions en amont.

²¹ Par exemple, dans [un rapport de 2022 de l'IIISD](#), on a déterminé 26 scénarios issus de trois modèles d'évaluation intégrés cohérents avec une trajectoire vers les 1,5 °C, qui permettent un dépassement limité, voire aucun, et qui établissent des limites sur l'utilisation des technologies d'EDC selon les directives du GIEC.

Conclusion

La course mondiale aux capitaux visant à bâtir des entreprises et des économies concurrentielles et carboneutres est lancée.

Le Canada a besoin d'une taxonomie des investissements climatiques capable d'indiquer avec plus de certitude quels projets et investissements correspondent aux objectifs climatiques à long terme du pays et aux scénarios mondiaux visant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C. Un immense défi de décarbonisation nous attend, et tous les secteurs, dont celui de l'industrie lourde, devront amasser des sommes importantes pour transformer leurs « activités normales ».

Plus de 30 pays se sont dotés de taxonomies pour les projets « verts » ou sont en train de le faire, mais le Canada est l'une des premières autorités compétentes à ajouter une catégorie « de transition » à sa taxonomie. Cette catégorie vise la mobilisation de capitaux privés vers la décarbonisation de l'industrie lourde – notamment les projets de décarbonisation de la production pétrolière et gazière. L'inclusion controversée des projets pétrogaziers, malgré leur profil de grands émetteurs, est justifiée par la nécessité de décarboniser en profondeur les secteurs historiquement polluants, et de le faire rapidement. Toutefois, ce document place la barre haut pour déterminer les types de projets pétroliers et gaziers admissibles à la catégorie « de transition » de la taxonomie qui garderont le Canada sur une trajectoire de 1,5 °C.

En utilisant des critères et des indicateurs détaillés, le cadre parvient à concilier la promotion d'investissements transformateurs et la prévention des freins à la décarbonisation. Ces critères incluent l'état d'un projet en tant qu'installation pétrolière ou gazière existante, la capacité d'un projet à démontrer des réductions importantes de ses émissions de portées 1 et 2, et la mesure dans laquelle les émissions des fournisseurs en amont d'un projet concordent également avec les trajectoires de 1,5 °C. Lorsque prises en compte avec les exigences générales de la taxonomie (p. ex. cibles de carboneutralité, plans de transition et déclarations à l'échelle de l'entreprise), les exigences précises assurent que seuls les projets qui mettent l'accent sur une réduction considérable de leurs émissions soient admissibles à un financement dans le cadre de la taxonomie.

Une taxonomie climatique efficace et crédible doit viser haut et loin. Le Canada a une occasion unique de devenir un chef de file en la matière avec sa taxonomie des investissements climatiques – qui fournit des directives sur le critère des projets pétroliers et gaziers adaptés à la transition (une première). Des directives claires sur la catégorie « de transition » pourraient ériger le Canada au rang de meneur et rendre son économie de plus en plus concurrentielle dans un monde carboneutre.

Annexe

MEMBRES DU GROUPE DE TRAVAIL DE L'ICC SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

Barb Zvan, PDG du University Pension Plan Ontario et présidente du groupe d'experts techniques de la taxonomie du SFAC

Nancy Olewiler, économiste et professeur à la School of Public Policy, Simon Fraser University

Justin Wheler, directeur principal du développement du programme VCS, Verra

Carol Crowfoot, ancienne vice-présidente exécutive, régulateur de l'énergie de l'Alberta

Omar Soliman, analyste ESG, Manulife Investment Management

Mike Johnson, responsable technique, approvisionnement en énergie et données, régulateur de l'énergie du Canada

Sara Alvarado, ancienne directrice exécutive, Institute for Sustainable Finance

Bertrand Millot, responsable du développement durable, Caisse de dépôt et placement du Québec

GROUPES CONSULTÉS (EN DATE DE NOVEMBRE 2023)

ONG environnementales

Autorités de réglementation

Organismes internationaux sur le climat et l'énergie

Agences de notation

Secteur pétrolier et gazier (entreprises et associations comprises)

Secteur financier

Organismes autochtones et Premières Nations

Entreprises de gestion du carbone