

## L'évolution du financement de projets au Canada : Contrats d'achat d'énergie (CAE) conclus avec des entreprises et revenus sur le marché au comptant

L'infrastructure retient de plus en plus l'attention des investisseurs en raison de son profil de rendement attrayant. Les projets d'infrastructure génèrent des flux de trésorerie stables de grande qualité. Outre leurs caractéristiques défensives, ces titres sont faiblement corrélés avec les autres catégories d'actif et offrent des avantages de diversification qui cadrent avec un portefeuille de titres à revenu fixe. Grâce à ces éléments très favorables, surtout pour les investisseurs institutionnels qui ont déployé des sommes croissantes dans le secteur des infrastructures, nous pouvons nous attendre à la croissance et au développement continu de cette catégorie d'actif.

Sous-secteur important de la catégorie des infrastructures, la production d'électricité évolue continuellement selon les tendances environnementales et réglementaires. Par le passé, plusieurs projets d'électricité au Canada étaient développés, construits et financés au moyen de tarifs de rachat garantis à long terme et/ou de contrats d'achat d'énergie conclus avec des entreprises de services publics réglementés ou des entités quasi gouvernementales. Ces contrats génèrent des revenus à long terme auprès de contreparties de qualité, ce qui a pour effet de grandement diminuer les risques pour les investisseurs. Au cours de la dernière décennie, la dynamique de l'offre et de la demande a évolué. Nous avons observé une augmentation des projets d'énergie renouvelable en raison des



programmes ESG des gouvernements et des entreprises ainsi que de la baisse des coûts de production de ces technologies. Ces initiatives des gouvernements et des entreprises contribuent également à contrôler la demande d'électricité et certaines installations industrielles sont désormais autosuffisantes grâce à la cogénération hors réseau et à la récupération de chaleur. Certains programmes gouvernementaux ont donc été éliminés (le Programme de tarifs de rachat garantis « **FIT** » de l'Ontario, par exemple), à l'exception des programmes d'approvisionnement en énergie renouvelable de l'Alberta et de la Saskatchewan, qui visent à faciliter la transition énergétique de ces provinces hors de la production à forte émission de carbone. Dans les provinces où des contrats d'achat d'énergie sont

toujours disponibles, l'offre de capitaux est habituellement très abondante et la concurrence bien vive entre les constructeurs et les promoteurs. Cette situation s'est répercutée sur les activités du marché secondaire en raison des flux de trésorerie provenant de contrats et du faible coût du capital. Cependant, les rendements des actifs à moindre risque sont inférieurs aux seuils minimums établis pour la plupart des constructeurs, promoteurs et prêteurs.

En l'absence de contrats d'achat d'énergie traditionnels conclus avec des entités gouvernementales, les constructeurs et promoteurs tâchent constamment de dénicher des occasions d'investir leurs capitaux et d'optimiser les rendements dans le secteur de l'électricité. Les promoteurs doivent trouver des moyens de développer des actifs et d'attirer les investisseurs dans des projets et des marchés auparavant réputés difficiles. Les marchés concurrentiels de la vente en gros d'énergie (« **marchés au comptant** ») tels que l'Alberta sont de plus en plus prisés par les investisseurs. Sur le marché albertain de l'électricité, les investissements augmentent sous l'effet des coûts croissants liés à la conformité environnementale, à la mise hors service prévue des centrales au charbon et à la demande croissante.

L'Alberta illustre bien le fonctionnement idéal d'un marché de l'énergie au comptant et concurrentiel. Dans cette province, les producteurs fournissent l'électricité à un prix prédéterminé. La majorité de l'électricité produite en Alberta est offerte à un prix de 0 \$ le MWh, y compris celle produite par des sources d'énergie renouvelable, les centrales à cycle combiné, les centrales de cogénération et les centrales au charbon, lesquelles sont presque entièrement automatisées et dont la production est principalement excédentaire. Prenons, par exemple, une centrale au charbon dont le niveau de production minimum est stable à 50 %. Cette capacité pourrait être offerte sur le marché à un prix de 0 \$ le MWh afin d'éviter les coûts liés au cycle et au démarrage. Les centrales au charbon et à cycle combiné ainsi que certaines centrales à cycle simple peuvent ensuite fournir leur électricité sur le marché au coût marginal. Lorsque l'offre d'électricité est nettement suffisante pour répondre à la demande, le prix du marché correspond généralement au coût marginal de production de ces centrales. À l'opposé, quand la marge de manœuvre est plus restreinte, le prix augmente à un niveau concordant au coût de la production excédentaire des centrales à cycle simple ou hydroélectriques, qui tâchent, de manière stratégique, à tirer parti des périodes de consommation de pointe et à toucher une prime significative.

Après que les producteurs aient déterminé les prix et la quantité disponible, l'opérateur répond premièrement à la demande au prix le moins élevé, pour ensuite passer aux prix les plus élevés, jusqu'à ce que la demande d'électricité totale soit

satisfaite. Le dernier prix correspond au prix du marché, qui est calculé chaque minute. À la fin de chaque heure, la moyenne de ces prix est utilisée afin de déterminer le tarif horaire (le « **prix du réseau commun** »). Tous les producteurs touchent le même prix en temps réel, peu importe leur tarif, et les consommateurs paient le prix du réseau commun. Les producteurs d'électricité excédentaire peuvent aussi offrir des services auxiliaires (offre d'électricité latente, de réserve ou destinée à une région en particulier, par exemple) qui ont été conçus afin de rémunérer les producteurs en échange de leur soutien au fonctionnement et à la stabilité du système.

Les marchés au comptant comme l'Alberta bénéficient d'excellents fondamentaux à moyen terme et recèlent un excellent potentiel pour les producteurs, mais ils comportent aussi des risques plus élevés. Au chapitre de la demande, ces facteurs de risque peuvent offrir de meilleures occasions de conclure des contrats d'achat d'énergie avec des entités non gouvernementales. Contrairement aux projets d'électricité à tarification réglementée, les revenus des producteurs sur le marché au comptant sont incertains et rien ne garantit qu'ils suffiront à couvrir les coûts d'exploitation fixes et variables, en raison de la volatilité des prix du réseau commun. L'Alberta n'est pas un marché liquide doté d'intermédiaires financiers prêts à fournir des instruments de couverture à moyen terme. Afin de réduire la volatilité des flux de trésorerie et les risques d'un projet dans une mesure suffisante pour obtenir un financement par emprunt, les constructeurs et les promoteurs tentent de garantir la vente, par le biais d'un contrat d'achat d'énergie, d'une partie prédéterminée de la capacité de production pendant la durée de vie du projet. Les contreparties à ces contrats sont habituellement des sociétés de première qualité, à savoir de grands utilisateurs industriels qui utilisent ces contrats pour couvrir les variations du coût des principaux intrants et stabiliser leurs marges d'exploitation. Les contrats d'achat d'énergie

conviennent aussi tout particulièrement aux contreparties en raison des avantages environnementaux et des initiatives ESG. Dans une période de hausse du prix du carbone, un projet d'énergie renouvelable muni d'un contrat d'achat d'énergie peut permettre à de grandes contreparties industrielles de bénéficier de crédits carbone, qui peuvent ensuite être utilisés afin de réduire leurs obligations en matière de conformité et les coûts du carbone dans un autre segment de leurs activités.

Dans le cadre de contrats d'achat d'énergie conclus avec des entreprises, les parties règlent directement entre elles les volumes visés au prix convenu (connu sous le nom de « **règlement net** » ou « **net settlement** » en Alberta), et ce, sans la participation de l'opérateur au processus d'achat d'électricité ou de détermination du prix. En ce qui concerne les autres types de contrats d'achat d'énergie, les parties achètent et vendent l'électricité par le biais de l'opérateur de système, mais par le biais d'un prix d'exercice (« **contract for difference** » en Alberta). Si le prix d'exercice du volume d'électricité visé par contrat est supérieur au prix au comptant, l'acheteur verse la différence au producteur. Dans le cas contraire, le producteur paiera la différence à l'acheteur. Dans ces deux types de contrats, les deux parties peuvent convertir la variation des prix au comptant en des prix à long terme stables et prévus au contrat.

---

## RISQUES

Les producteurs peuvent grandement tirer parti d'un marché au comptant si ce dernier possède des assises solides telles qu'une croissance stable de la production et un contrôle sur l'offre (planification par les gouvernements de la mise hors service de centrales au charbon, par exemple). Il comporte toutefois un risque lié au prix du marché, lequel peut être amplifié par des modifications à la réglementation (loi sur le carbone, par exemple), les variations de la demande (causées par une récession, entre autres) ou des événements imprévus et extrêmes tels que la COVID-19 ou les récentes tempêtes hivernales au Texas. En ce qui concerne la demande, ces mêmes facteurs de risque peuvent également offrir d'excellentes opportunités de contrats avec des entités non gouvernementales.

Les prêteurs traditionnels de ce secteur tels que les banques et les sociétés d'assurances sont généralement disposés à agir à titre de contrepartiste dans des contrats d'achat d'énergie avec

des entreprises, tant que celles-ci ont un crédit de qualité. En revanche, ils sont moins enclins à financer les flux de revenus sur le marché au comptant. Même pour les projets munis de contrats d'achat d'énergie, les banques et les sociétés d'assurances s'efforcent de réduire le risque de refinancement et n'offrent qu'un financement minimum destiné à la capacité de production (habituellement moins de 15 % du prêt à terme initial, par exemple), et ce, bien que la vie utile de la centrale de production dépasse aisément la date d'échéance du contrat d'achat d'énergie. Les prêteurs peuvent toutefois apporter plusieurs changements structurels visant à réduire les risques liés à ce type de financement. Pour les prêteurs alternatifs qui offrent des structures de financement flexibles et prudentes tout en minimisant les principaux facteurs de risque, cela peut se traduire par de belles opportunités d'investissement où une concurrence moins importante mène à des rendements plus attrayants.

## ATTÉNUATION DES RISQUES

### Contrats d'achat d'énergie conclus avec des entreprises

La qualité du crédit d'une contrepartie est d'une importance capitale pour les contrats d'achat d'énergie conclus avec des entreprises. Les prêteurs peuvent souvent combler l'absence d'une prise de risque par les gouvernements si la contrepartie affiche un crédit de très grande qualité. Parmi les récents contrats dignes de mention sur le marché au comptant de l'Alberta, notons Brooks Solar, qui a signé un contrat à long terme avec Telus, et Claresholm Solar, emprunteur auprès de Fiera Dette Privée, qui a signé une entente à long terme avec TC Énergie.

Dans d'autres cas, il ne sera pas suffisant d'évaluer la qualité du crédit d'une contrepartie de manière isolée. Certains projets d'électricité, surtout la production décentralisée (hors réseau), sont adossés à des contrats d'achat d'énergie avec des entités exploitant des activités pétrolières, gazières, intermédiaires ou minières. Cette exposition indirecte aux matières premières, dont les données économiques de chaque actif sous-jacent, doit être analysée en profondeur pendant le contrôle diligent. Il se peut qu'un prêteur n'accepte pas une exposition au marché élargi des matières premières. Le risque peut être réduit si un projet est lié à une contrepartie détenant des actifs de qualité dans la région où le projet est situé. En ce qui concerne les projets de production décentralisée, cela signifie que cette contrepartie est une mine ou un champ gazier. Le prêteur doit alors s'assurer que ces actifs i) sont un « actif de base » qui fait l'objet d'importantes dépenses en immobilisation par son entreprise

exploitante, ii) ont des réserves dont la durée de vie est nettement supérieure à la durée du prêt, iii) présentent d'excellents antécédents d'exploitation sur l'ensemble du cycle des matières premières, et iv) se démarquent par leur grande rentabilité et des coûts peu élevés par rapport à des actifs concurrents. Un actif qui répond à ces critères réduit fortement ce risque et il est peu probable que l'actif soit inutilisé ou que la contrepartie ne puisse respecter ses obligations aux termes du contrat d'achat d'énergie, peu importe les conditions économiques.

Nous devons aussi porter une attention particulière aux caractéristiques environnementales d'un projet et aux avantages qu'il procure à une entreprise contrepartiste. Les entreprises du monde entier tâchent de plus en plus de réduire leur empreinte carbone. Les grands émetteurs industriels peuvent s'approvisionner en électricité auprès d'un producteur d'énergie renouvelable et bénéficier de la baisse marquée des émissions, contribuant ainsi à l'atteinte de leurs objectifs ESG à long terme. En vertu d'un contrat d'achat d'énergie, l'acheteur a le droit d'exploiter les avantages liés aux émissions carbone du projet électrique, y compris les compensations carbone et les certificats verts. Au vu de la réglementation stricte en matière de carbone au Canada et de l'augmentation des coûts de conformité, ces avantages peuvent se traduire par une valeur monétaire significative et des intérêts communs avec le promoteur du projet, les investisseurs et l'entreprise contrepartiste qui assume une partie des risques.

## Projets destinés au marché au comptant

Tous les projets de production d'électricité destinés à la vente sur le marché au comptant sont exposés au risque lié au prix du marché, découlant de la variation des prix au comptant de l'électricité en gros. Dans la mesure du possible, les promoteurs tâcheront de réduire les risques au moyen d'un règlement net ou d'un contrat sur différence avec des contreparties. Par contre, les constructeurs et les promoteurs ne seront pas nécessairement en mesure de conclure un contrat portant sur la capacité totale de production ou pourraient ne pas vouloir le faire en raison de l'impact négatif des concessions de prix, qui sont nécessaires pour diminuer les risques à long terme, sur le potentiel de hausse. Par ailleurs, la durée et l'amortissement d'une facilité de dette peuvent surpasser la durée d'un contrat d'achat d'énergie.

Peu importe le cas, il est essentiel de réaliser des tests de sensibilité approfondis des prix, y compris l'analyse rétrospective, l'analyse de rentabilité et l'évaluation des garanties sous-jacentes tout au long du cycle économique. Dans les juridictions où la vente en gros est autorisée, il existe des consultants spécialisés sur le marché de l'électricité qui peuvent offrir des prévisions de prix utiles, étayées par des recherches approfondies et basées sur les fondamentaux. Par contre, les prêteurs agissant avec prudence tenteront aussi de déterminer les pires scénarios de pertes, dont les courbes de prix P10 et les scénarios de production P90/P99, et de bien examiner certains facteurs clés tels que l'entrée en service d'une nouvelle centrale, les sources de production secondaire, les initiatives de politiques gouvernementales ou les prix ou comportements irrationnels de la part d'autres producteurs d'électricité. S'il y a lieu, le risque réglementaire doit aussi être évalué et les tests de sensibilité doivent aborder le prix des compensations

carbone ou les certificats verts en raison de son influence sur les marchés au comptant et de son importance sur les mesures de la dette globale.

On peut aussi gérer le risque lié au prix du marché en optimisant la structure des prêts. La dette totale d'un projet est généralement établie de manière à obtenir un profil de couverture du service de la dette minimum de 1,50 à 1,75 fois selon des prévisions prudentes sur la courbe des prix, veillant ainsi à ce que le projet puisse répondre à ses obligations dans divers scénarios de prix. Le processus d'établissement de la dette globale est rendu difficile par les pires scénarios de prix, mais les projets de vente d'électricité sur le marché au comptant affichent habituellement un niveau d'endettement nettement moins élevé que les projets dont la tarification est entièrement prévue par contrat.

Les améliorations structurelles peuvent ajouter de nouvelles protections. Les réserves-encaisse usuelles, y compris celles destinées au service de la dette et aux grands travaux d'entretien, et les distributions conservées (le promoteur ne peut distribuer des liquidités excédentaires si un seuil de couverture du service de la dette n'est pas atteint) sont obligatoires et visent à assurer des liquidités suffisantes pour diminuer les fluctuations des rendements financiers et d'exploitation. Les prêteurs peuvent aussi structurer un profil de remboursement cible de la dette, dans le cadre duquel un emprunteur bénéficie d'une période d'amortissement plus longue. Les flux de trésorerie distribuables sont alors utilisés pour rembourser plus rapidement la dette et respecter un profil d'amortissement plus court. Il n'existe aucune structure parfaite et des modifications sont nécessaires afin de gérer efficacement le risque lié au prix du marché des projets de vente d'électricité sur le marché au comptant.

## Conclusion : S'adapter à l'évolution des marchés et gérer les risques associés

À mesure que les marchés de l'électricité évoluent, les structures de financement doivent s'adapter aux divers facteurs de risque. Les contrats d'achat d'énergie à moyen terme conclus avec des entreprises et les projets dont la tarification est partiellement établie par contrat ou destinés au marché au comptant gagnent en popularité et représentent une part croissante des occasions de financement des infrastructures sur le marché intermédiaire. Il est important de cibler les occasions dont une partie des flux de trésorerie est prévue par contrat. Dans l'éventualité où une dette n'est pas principalement couverte par des flux de trésorerie prévus par contrat, les prêteurs doivent déterminer le niveau d'exposition acceptable au marché au comptant.

Une analyse financière rigoureuse et des tests de sensibilité sont primordiaux. Il est conseillé d'utiliser des mécanismes de gestion de la dette à l'égard des expositions d'un projet à la tarification sous contrat ou non, le tout afin de déterminer si ce projet peut résister à une baisse de son rendement d'exploitation ou financier tout en respectant ses obligations financières. Les prêteurs peuvent aussi exiger auprès des emprunteurs des

couvertures additionnelles ou des améliorations à leur crédit. Bien que le profil de risque de ces projets ne convienne pas à tous les investisseurs institutionnels, il est possible de gérer efficacement le risque lié au prix du marché au moyen de pratiques prudentes en matière de prêts. En tirant le maximum de ces opportunités complexes, les prêteurs sont en mesure de générer des rendements significativement supérieurs à ceux offerts sur le marché des titres de dette de qualité.



**Stephen Zagrodny, CFA**  
**Directeur principal, Financement de la dette corporative et d'infrastructure**  
Fiera Dette Privée

*Stephen Zagrodny est directeur principal, financement de la dette corporative et d'infrastructure chez Fiera Dette Privée. Il possède une longue expérience dans l'industrie du financement et, tout particulièrement, dans le financement d'infrastructure et de projets.*

## À propos de Fiera Dette Privée

Fiera Dette Privée est l'une des plus importantes plateformes de financement diversifié non bancaire pancanadiennes et une filiale de Corporation Fiera Capital. Fiera Dette Privée gère des stratégies de placement en matière de crédit privé pour des prêts liés à la dette corporative et à la dette d'infrastructure ainsi que du financement intérimaire d'entreprises et du financement immobilier. Au 30 juin 2021, l'actif sous gestion de l'entreprise dépassait la barre de 2,6 milliards de dollars incluant des engagements non utilisés de 603 millions de dollars. Fiera Dette Privée vise à offrir aux investisseurs des rendements ajustés au risque attrayants, tout en préservant le capital et en investissant de façon responsable.

---

[www.fieradetteprivee.com](http://www.fieradetteprivee.com)

---

#### RENSEIGNEMENTS IMPORTANTS

Fiera Dette Privée est l'une des plus importantes plateformes de financement diversifié non bancaire pancanadiennes et une filiale de Fiera Capital Corporation, une société mondiale de gestion de placements qui compte des filiales dans différentes juridictions (collectivement, « Fiera Capital »). Les renseignements et opinions exprimés dans le présent document sont fournis à titre indicatif seulement. Ils peuvent être modifiés et ne doivent pas servir de fondement à une décision de placement ou de vente. Même s'ils ne sont pas exhaustifs, les présents renseignements importants au sujet de Fiera Capital et de ses services doivent être lus et compris conjointement avec tout le contenu accessible sur les sites Web de Fiera Capital.

Le rendement passé n'est pas garant du rendement futur. Tous les placements présentent un risque de perte, et rien ne garantit que les avantages exposés ici seront réalisés. Sauf indication contraire, les évaluations et les rendements sont calculés et libellés en dollars canadiens. Les renseignements qui se trouvent dans le présent document ne constituent pas des conseils en placement et l'investisseur ne doit pas s'y fier pour prendre des décisions de placement. Ils ne doivent pas non plus être considérés comme une sollicitation d'achat ou une offre de vente de titres ou d'autres instruments financiers. Le présent document ne tient pas compte des objectifs et stratégies de placement d'un investisseur en particulier, de sa situation fiscale ni de son horizon de placement. Aucune déclaration n'est faite et aucune garantie n'est donnée à l'égard de l'exactitude de ces renseignements, et aucune responsabilité n'est assumée quant aux décisions fondées sur ceux-ci. Toutes les opinions exprimées dans les présentes sont le fruit de jugements portés à la date de leur publication et peuvent changer sans préavis. Bien que les faits et données contenus dans le présent document proviennent de sources que Fiera Capital estime fiables, nous n'en garantissons pas l'exactitude, et ces renseignements peuvent être incomplets ou résumés. Nous nous dégageons de toute responsabilité, quelle qu'en soit la nature, à l'égard de toute perte et de tout dommage directs, indirects ou consécutifs qui pourraient résulter de l'utilisation de l'information contenue dans ce document. Les tableaux, les graphiques et les descriptions de l'historique ou du rendement d'un placement ou d'un marché contenus dans le présent document ne constituent aucunement une déclaration indiquant que cet historique ou ce rendement se poursuivra ou que le scénario ou le rendement d'un placement sera similaire à celui qui figure dans les tableaux, graphiques ou descriptions.

Les tableaux et graphiques contenus dans le présent document sont fournis à titre illustratif seulement et n'ont pas pour but d'aider le lecteur à déterminer quels titres acheter ou vendre ou à quel moment acheter ou vendre des titres. Tout placement décrit dans le présent document y figure à titre d'exemple seulement et ne constitue pas une déclaration que le même scénario de placement ou un scénario de placement similaire se reproduira dans un avenir rapproché ou qu'un placement futur sera aussi rentable que l'exemple ou qu'il n'entraînera pas de perte. Tous les rendements sont purement historiques, ne constituent pas une indication des performances futures et sont sujets à ajustement.

Certaines informations contenues dans le présent document constituent des énoncés prospectifs. Elles se reconnaissent à l'emploi de termes prospectifs comme « pourrait », « va », « devrait », « s'attend », « prévoit », « projette », « estime », « a l'intention de », « poursuit » ou « croit », ou la forme négative ou d'autres variantes de ces expressions ou d'expressions comparables. En raison de divers risques et incertitudes, les événements ou les résultats réels ou le rendement réel peuvent différer de façon importante de ceux indiqués ou prévus dans ces énoncés prospectifs. Les points de vue exprimés au sujet d'une entreprise, d'un titre, d'un secteur ou d'un segment du marché en particulier ne doivent pas être considérés comme une indication des intentions de négociation de l'un ou l'autre des fonds ou des comptes gérés par tout membre du groupe de sociétés Fiera Capital.

Chaque entité membre du groupe de sociétés Fiera Capital ne fournit des services de conseils en placement ou n'offre des fonds de placement que dans les territoires où cette entité est inscrite et où elle est autorisée à fournir ces services ou le produit pertinent en vertu d'une dispense d'inscription. Par conséquent, certains produits, services et renseignements connexes décrits dans le présent document pourraient ne pas être offerts aux résidents de certains territoires. Veuillez consulter les renseignements sur les produits ou les services en question pour en savoir plus sur les exigences légales (y compris les restrictions de placement) applicables à votre territoire. Pour des précisions sur l'inscription de tout membre du groupe de Fiera Capital ou sur la dispense d'inscription à laquelle il se fie, veuillez consulter le <https://www.fieracapital.com/fr/les-entites-fiera-capital>. Au Royaume-Uni, ce document est émis par Fiera Capital (UK) Limited qui est autorisée et réglementée par la Financial Conduct Authority. Adresse : Fiera Capital (UK) Limited, Queensberry House, 3 Old Burlington Street, Londres, W1S 3AE, Royaume-Uni. Tél. : +44 (0)20 7518 2100, téléc. : +44 (0)20 7518 2198 et site web : <https://uk.fiera.com/>.

Facteurs de risque importants : Les risques des marchés émergents – Une stratégie de placement dans les marchés émergents peut être exposée à un risque plus important lié à des placements dans les pays émergents qui peuvent introduire une volatilité accrue ainsi que des risques politiques, économiques et de change plus importants, en plus de différences dans les méthodes comptables. Les risques de crédit de catégorie spéculative – un investissement dans des titres de créance de catégorie spéculative peut être exposé à un risque accru en raison de l'investissement dans des titres de créance de qualité inférieure, ce qui peut entraîner de plus grands risques de liquidité et de contreparties. Les risques des placements alternatifs – Les placements alternatifs sont spéculatifs, comportent un degré de risque important et ne conviennent pas à tous les investisseurs. Rien ne garantit que la stratégie ou l'objectif ciblé par un gestionnaire obtienne du succès. Le rendement global de la stratégie dépend non seulement du rendement des placements, mais aussi de la capacité du gestionnaire à sélectionner des actifs. Le rendement d'un placement et la valeur du capital investi fluctuent. La valeur des parts, une fois qu'elles sont rachetées, peut être inférieure ou supérieure à la valeur d'origine. Les frais et dépenses inclus dans la stratégie peuvent réduire son rendement total. L'exposition aux fluctuations de change peut avoir une incidence sur le flux de trésorerie et les valeurs d'actif libellées en monnaie du pays. Le recours à l'effet de levier peut augmenter les risques d'un placement. Les placements du portefeuille peuvent être soumis à un niveau élevé de réglementation, ce qui peut entraîner des risques liés aux retards dans l'obtention de permis ou d'approbations pertinents. Les investisseurs doivent savoir qu'il se présentera des cas où les entités ou clients de Fiera Capital seront confrontés à des conflits d'intérêts réels liés à la gestion d'une ou plusieurs stratégies.