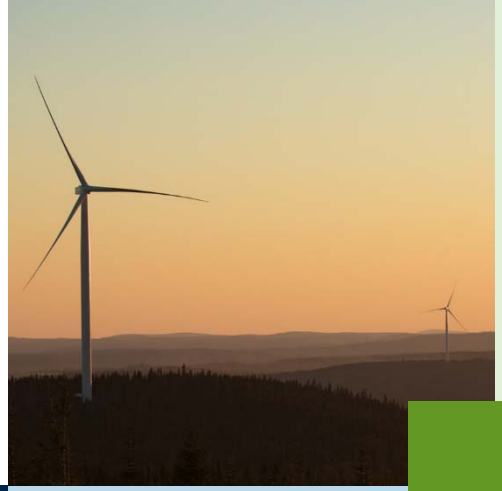
INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.



TSX : INE

Présentation aux investisseurs

Novembre 2017

DÉCLARATIONS USUELLES

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent document contient des énoncés prospectifs au sens de la législation en valeurs mobilières applicable, notamment des énoncés relatifs à la production d'énergie d'Innergex et d'Alterra, aux projets potentiels, au développement, à la construction et au financement fructueux des projets en cours de construction et des projets potentiels à un stade avancé, aux estimations des ressources d'énergie géothermique récupérables, à la stratégie commerciale, aux perspectives de développement et de croissance futurs, à l'intégration d'entreprises, à la gouvernance, aux perspectives commerciales, aux objectifs, aux plans et aux priorités stratégiques, à la réalisation prévue de la transaction d'Alterra et au moment de sa réalisation, aux sources et incidences du financement sur la transaction d'Alterra ainsi qu'aux avantages stratégiques, opérationnels et financiers et à la croissance devant découler de la transaction d'Alterra, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. L'information prospective se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « pourrait », « fera », « devrait », « estime », « prévoit », « anticipe », « planifie », « budget », « fixé », « prévisions », « a l'intention de », « croit », « projeté » ou « potentiel » ou d'autres termes comparables indiquant que certains événements pourraient se produire ou non. Elle exprime les estimations et les attentes d'Innergex à l'égard de résultats ou de développements futurs en date du présent document.

Étant donné que les énoncés prospectifs portent sur des événements et des conditions futurs, ils sont par nature assujettis à des risques et incertitudes inhérents. Les résultats réels pourraient différer considérablement des résultats actuellement prévus en raison de plusieurs facteurs et risques, notamment les risques liés au secteur de l'énergie renouvelable en général comme l'application de la stratégie, à la capacité de développer les projets d'Innergex et d'Alterra conformément aux délais et budgets alloués, aux ressources en capital, aux instruments financiers dérivés, à la conjoncture économique et financière actuelle, à l'hydrologie et au régime des vents, aux ressources géothermiques et à l'irradiation solaire, à la construction, à la conception et au développement de nouvelles installations, au rendement des projets existants, aux défaillances d'équipement, au taux d'intérêt et au risque de refinancement, aux taux de change, à la variation du prix du marché de l'électricité, à l'effet de levier financier, aux clauses restrictives ainsi qu'aux relations avec les services publics.

Les lecteurs doivent savoir que la liste de facteurs qui précède n'est pas exhaustive. On peut trouver des renseignements supplémentaires sur ces facteurs et sur d'autres facteurs susceptibles d'influer sur les activités et les résultats financiers d'Innergex (y compris Innergex après la clôture de la transaction d'Alterra) dans la notice annuelle d'Innergex déposée auprès des organismes canadiens de réglementation des valeurs mobilières, que l'on peut consulter sur le site Web de SEDAR (www.sedar.com).

Innergex se fonde sur certaines hypothèses qu'elle juge raisonnables actuellement, notamment des hypothèses concernant le temps requis pour la préparation des documents d'assemblée pour mise à la poste, le moment de l'obtention des approbations des actionnaires, des tribunaux, des organismes de réglementation et des autres tiers et le délai requis pour la satisfaction des conditions de clôture de la transaction d'Alterra. Ces dates pourraient changer pour diverses raisons, notamment les délais imprévus occasionnés par la préparation des documents d'assemblée, l'incapacité d'obtenir au moment opportun les approbations réglementaires ou judiciaires nécessaires ou le besoin d'un délai supplémentaire pour satisfaire aux conditions de la réalisation de la transaction d'Alterra. Par conséquent, les lecteurs ne devraient pas se fier indûment aux énoncés prospectifs contenus dans le présent document concernant ces délais.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document sont présentés à la date des présentes, et Innergex ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser publiquement des énoncés prospectifs pour tenir compte notamment de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, à moins que la législation en valeurs mobilières applicable ne l'exige.

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le BAIIA ajusté, les Flux de trésorerie disponibles et le Ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues selon les Normes internationales d'information financière (IFRS) et n'ont pas de sens normalisé selon ces normes. Le « BAIIA ajusté » est défini comme les produits d'exploitation moins les charges d'exploitation, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux Projets potentiels. Les « Flux de trésorerie disponibles » sont définis comme les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien nettes des produits de cessions, les remboursements prévus du capital sur la dette, les dividendes déclarés sur actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro L.P.pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur CAÉ, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que les coûts liés aux acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou les gains réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir le taux d'intérêt sur la dette liée aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement. Le « Ratio de distribution » est défini comme étant les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les Flux de trésorerie disponibles. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au bénéfice net et que les flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, comme il est déterminé conformément aux IFRS.

La Société croit que ces indicateurs sont importants puisqu'ils fournissent à la direction et aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur les capacités de production et de génération de trésorerie de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. Ces indicateurs facilitent également les comparaisons entre les périodes.

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

Fondée en 1990 au Québec (Canada)

Sources d'énergie
Hydro
Éolien
Solaire

150 employés

Inscription en bourse
TSX: INE

Dividende / Rendement
0,66$
4,5 %

31 centrales hydro

20 parcs éoliens

1 parc solaire

Capitalisation boursière
1,6 milliard $
(30 sept. 2017)

Marchés
Canada
France
É-U

Puissance installée totale
1 780 MW
(1 078 MW nets[1])

Valeur de l'entreprise
5,0 milliards $
(Sept. 30, 2017)

Cote de crédit catégorie investissement
BBB- (S&P)

1 La capacité nette représente la part proportionnelle de la capacité installée totale imputable à Innergex, en fonction de sa participation dans chaque installation

INNERGEX

MISSION D'INNERGEX

Notre mission est d'accroître notre production d'énergie renouvelable grâce à des installations de grande qualité, développées et exploitées dans le respect de l'environnement et dans l'équilibre des meilleurs intérêts des communautés hôtes, de nos partenaires et de nos investisseurs.

UN MODÈLE D'AFFAIRES DURABLE

Nous nous efforçons d'adopter une approche durable dans tous les aspects de nos activités : l'énergie que nous produisons, la contribution que nous apportons aux collectivités locales, les revenus que nous générons et les rendements que nous fournissons aux investisseurs.

1 Acceptabilité sociale

Des projets et retombées socio-économiques pour les communautés et nos partenaires

2 Respect de l'environnement

Éviter, réduire, atténuer ou compenser les impacts sur l'écosystème environnant

3 Rentabilité de l'entreprise

Stabilité et croissance des dividendes versés aux détenteurs d'actions ordinaires

INSTALLATIONS D'INNERGEX

	EN EXPLOITATION			EN CONSTRUCTION		
	NOMBRE DE SITES	PUISSANCE (MW)		NOMBRE DE SITES	PUISSANCE (MW)	
		NETTE	BRUTE		NETTE	BRUTE
Hydro	31	559	732	-	-	-
Éolien	20	486	1 015	2	46	66
Solaire	1	33	33	-	-	-
	52	**1 078**	**1 780**	**2**	**46**	**66**

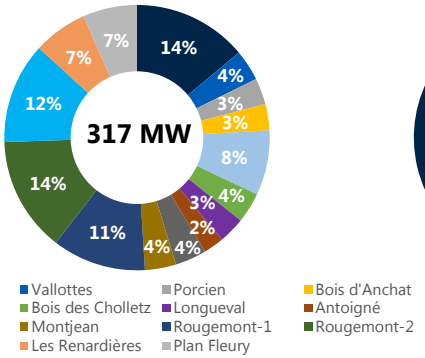
INNERGEX

VUE D'ENSEMBLE DU PORTFOLIO DE FRANCE

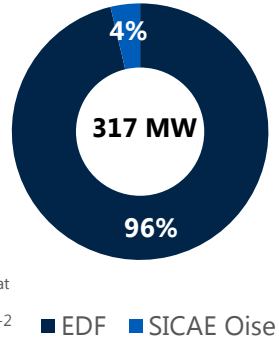
Parc	Puissance installée brute	Mise en service	Expiration du CAÉ	Client	Cote de crédit du client
	(MW)	(année)	(année)		(S&P)
En exploitation					
Porcien	10.0	2009	2024	EDF	A+
Longueval	10.0	2009	2024	EDF	A+
Antoigné	8.0	2010	2025	EDF	A+
Vallottes	12.0	2010	2025	EDF	A+
Bois d'Anchat	10.0	2014	2029	EDF	A+
Beaumont	25.0	2015	2029	EDF	A+
Bois des Cholletz	11.8	2015	2030	SICAE Oise	Unrated
Theil-Rabier	12.0	2016	2031	EDF	A+
Montjean	12.0	2016	2031	EDF	A+
Yonne	44.0	2017	2032	EDF	A+
Rougemont-1	36.1	2017	2032	EDF	A+
Vaite	38.9	2017	2032	EDF	A+
Plan Fleury	22	2017	2032	EDF	A+
En construction					
Les Renardières	21	Q4-2017	2032	EDF	A+
Rougemont-2	44.5	Q4-2017	2032	EDF	A+
Total	**317.3**				

- Le 24 mai 2017, l'acquisition de trois projets éoliens dans la région de Bourgogne-Franche-Comté en France a été complétée.
- En date du 26 mai 2017, les parcs éoliens Vaite et Rougemont-1 étaient en service.
- Le 25 août 2017, l'acquisition de deux projets éoliens dans la région de Champagne-Ardenne en France a été complétée.
- Le 6 septembre 2017, le parc éolien Plan Fleury était en service
- La mise en service complète de Les Renardières et Rougemont-2 est prévue d'ici la fin de l'année.
- Participation d'Innergex : 69,55 %

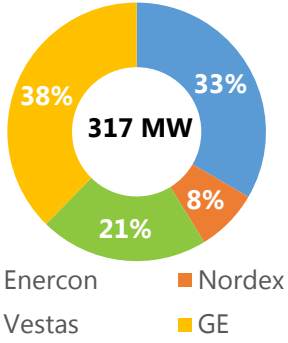
Répartition par projet (MW bruts)



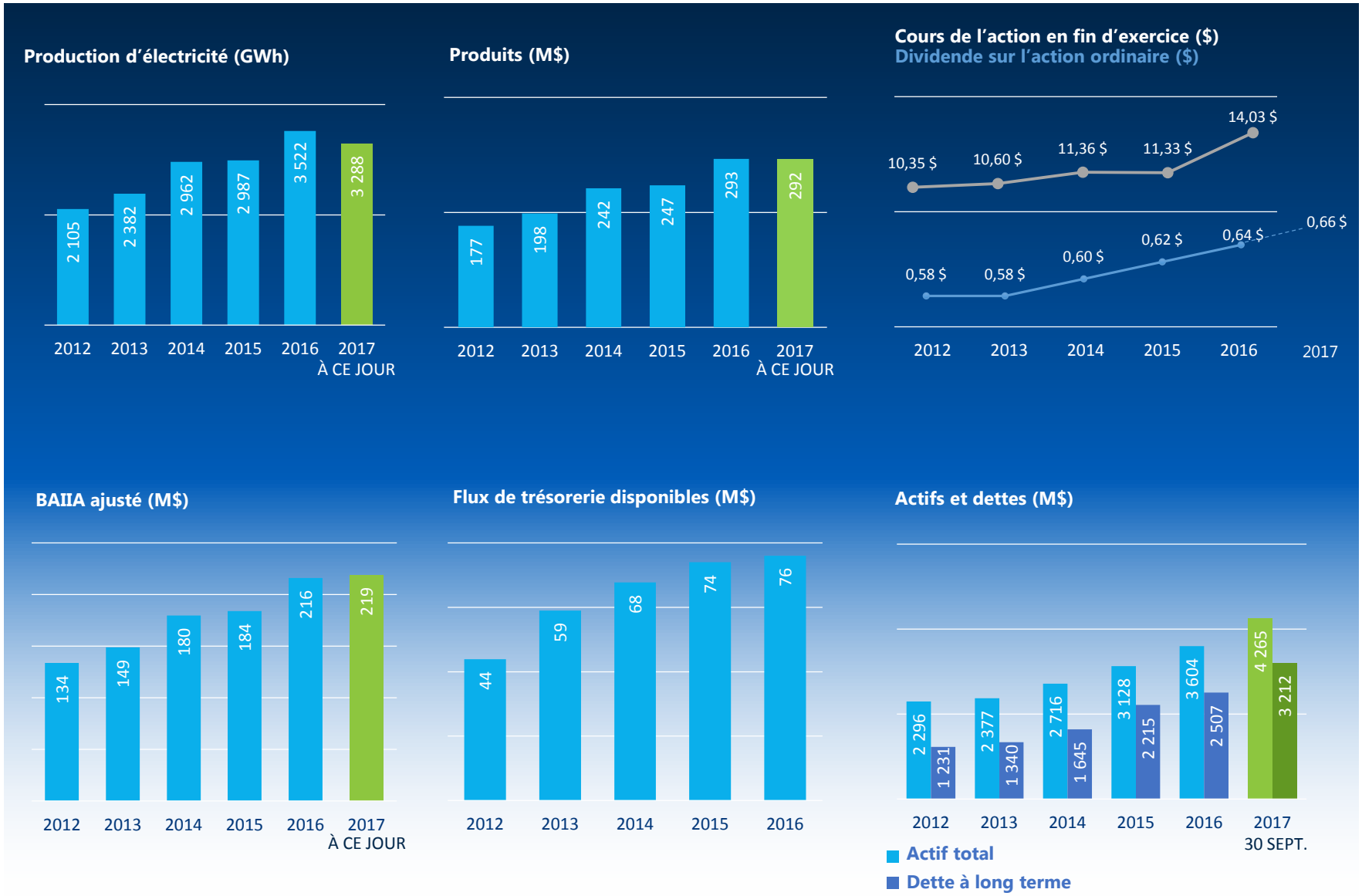
Clients (MW bruts)



Turbinier (MW bruts)



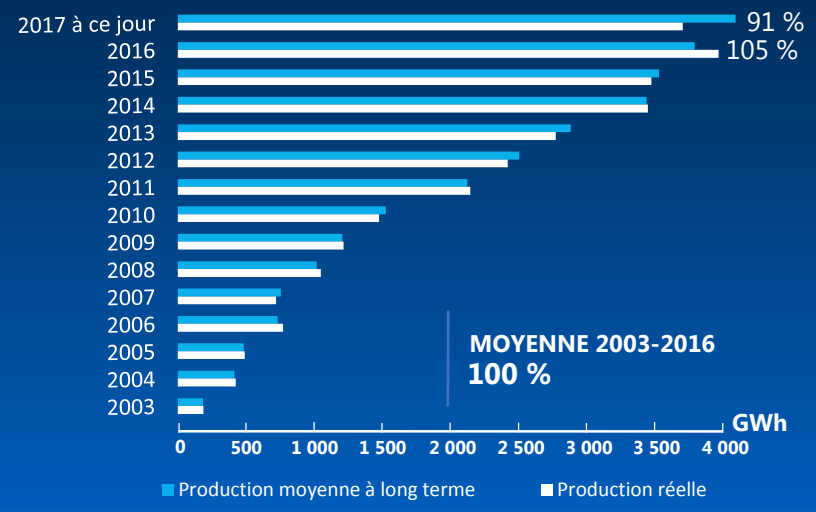
HISTORIQUE FINANCIER 2012-2016



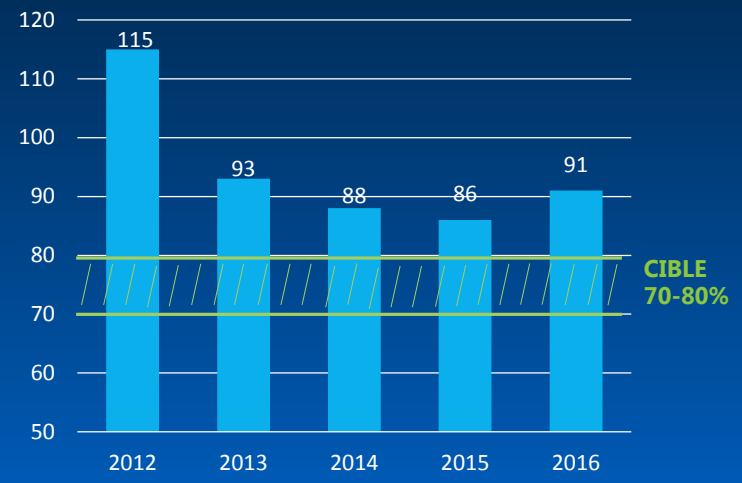
INNERGEX

INDICATEURS CLÉS DE PERFORMANCE

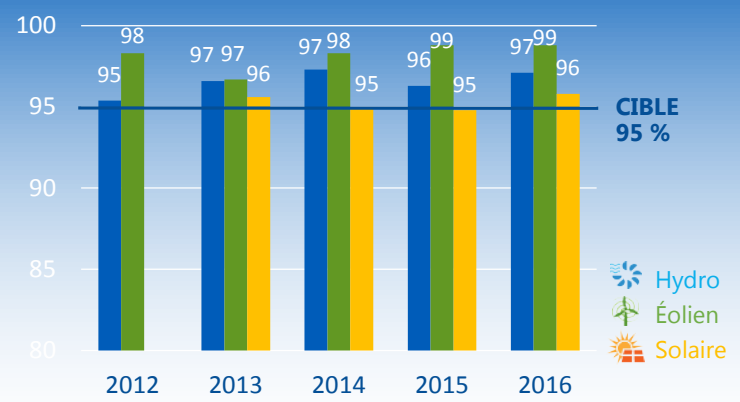
PRÉVISIBILITÉ DE LA PRODUCTION



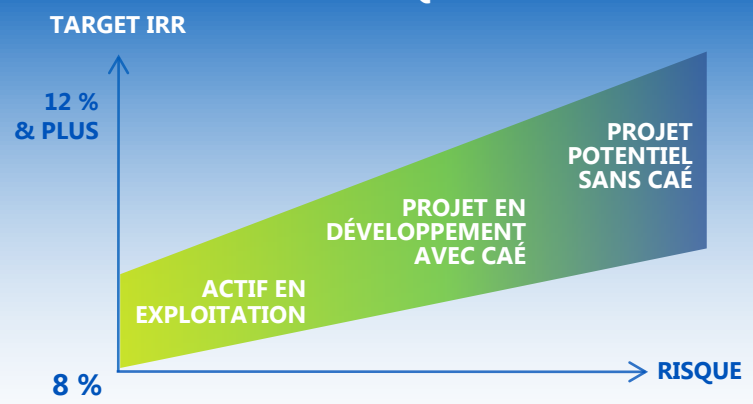
RATIO DE DISTRIBUTION (EN %)



DISPONIBILITÉ DES ÉQUIPEMENTS



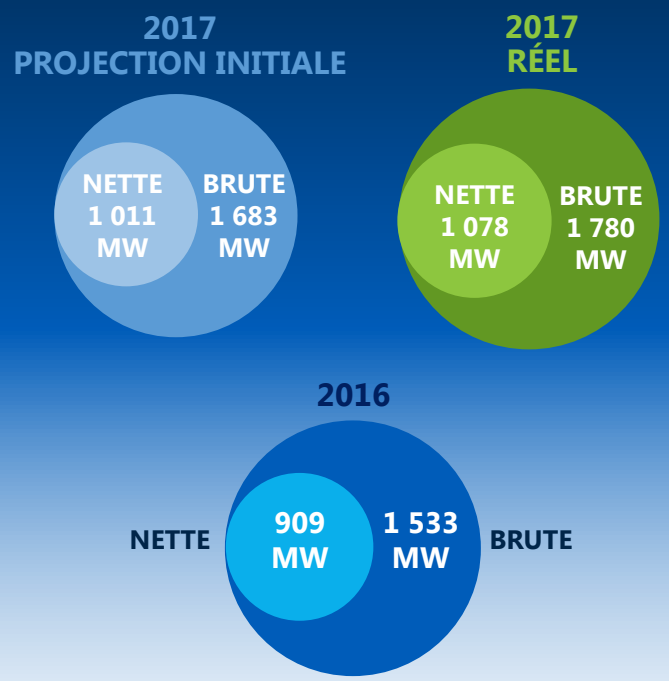
RELATION RISQUE-RENDEMENT



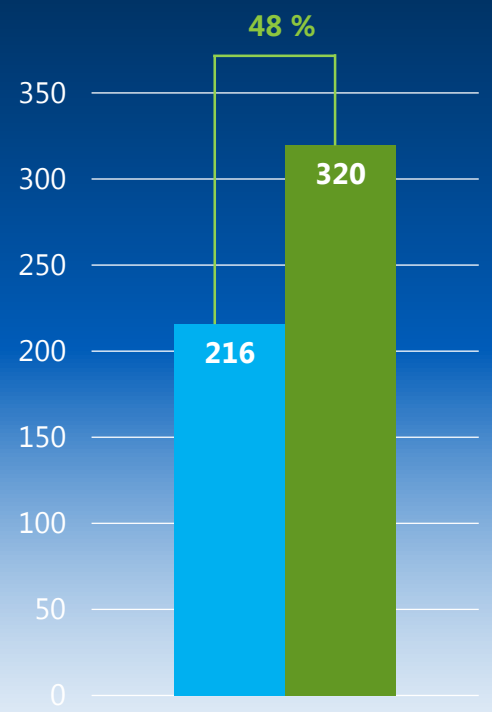
INNERGEX

PRÉVISIONS 2017

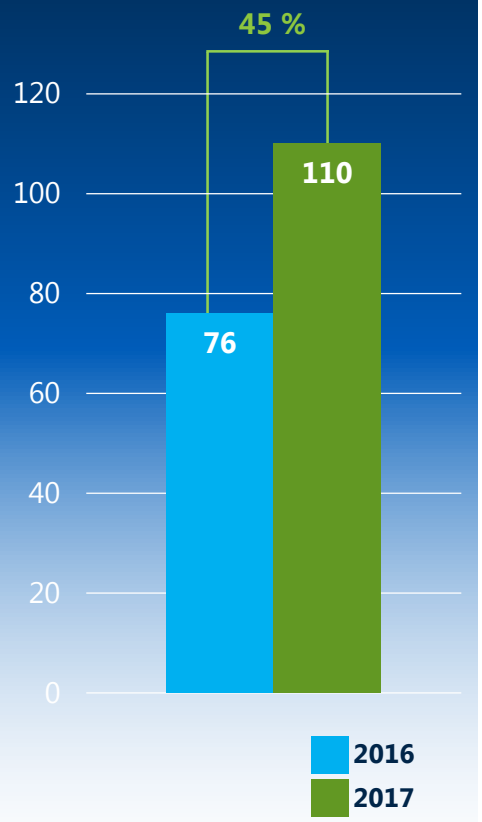
PUISSANCE INSTALLÉE[1]



BAIIA AJUSTÉ[1] (M$)



FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES[1] (M$)



Notre croissance est importante et mesurable

[1] Basé sur les revenus au 31 décembre 2016. Les estimations 2017 ont été publiées dans le rapport annuel 2016, paru le 23 février 2017, et reflètent la mise en service des installations de Upper Lillooet River et Boulder Creek ainsi que l'acquisition d'Yonne. Elles excluent les acquisitions conclues depuis et les éventuelles acquisitions ou autres opportunités de développement.

INNERGEX

AFFECTATION DES CAPITAUX

- **Réinvestir dans l'entreprise**
  Nous investissons de 11 M$ à 15 M$ par année en charges liées aux projets potentiels en préparation à des appels d'offres éventuels ou contrats d'achat d'électricité négociés de gré à gré, et pour mener les activités de fusions et d'acquisitions.

- **Verser un dividende et le faire croître au fil du temps**
  Nous comptons accroître le dividende à mesure de la croissance des flux de trésorerie disponibles.

- **Faire des acquisitions**
  Nous cherchons à faire des acquisitions afin de développer une présence à l'international et de consolider notre position de chef de file au Canada, en nous concentrant sur les acquisitions contribuant à l'accroissement des flux de trésorerie.

- **Utiliser l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités approuvée par le Conseil d'administration pour racheter des actions**
  Dans le cadre de l'offre publique de rachat, nous pourrions racheter aux fins d'annulation des actions ordinaires dans la mesure où nous estimons que le cours des actions ordinaires ne reflète pas leur valeur inhérente.

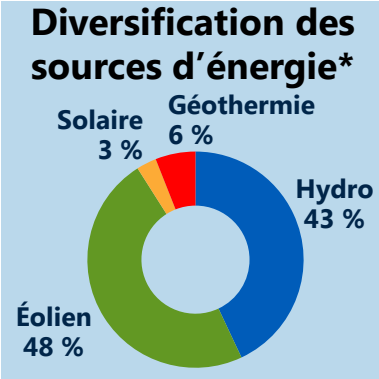
- **Atteindre et maintenir un ratio de distribution d'environ 70-80 %**

THÈSE D'INVESTISSEMENT

- **Solides antécédents de croissance**
  réalisation des projets selon l'échéancier et le budget
- **Plan stratégique pour renouveler les sources de croissance à long terme au-delà de 2017**
  implantation dans des marchés-cibles à l'international et consolidation de position de chef de file au Canada
- **Structure de capital à faible risque**
  équilibrée et flexible
- **Exposition pratiquement inexistante**
  aux fluctuations de taux d'intérêt
- **Réinvestissement et croissance du dividende**
  priorité de l'affectation des capitaux
- **Objectifs de rendement opérationnel précis**
  et exécution cohérente

PERSPECTIVES 2017-2020

Produire exclusivement de l'énergie renouvelable



Maintenir la diversification des sources d'énergie

Établir une présence internationale dans des marchés cibles

Consolider le leadership au Canada

- Accorder la priorité aux actifs de haute qualité
- Maintenir un modèle d'affaires à faible risque
- Conserver une vision à long terme
- Miser sur les partenariats, particulièrement avec les Premières Nations
- Maintenir une discipline d'acquisitions qui contribue à l'accroissement des flux de trésorerie

*Basée sur la puissance nette installée à la suite de l'acquisition d'Alterra (y compris les projets éoliens en construction d'Innergex en France (Les Renardières et Rougemont-2) ainsi que les projets en construction d'Alterra (Flat Top, Spartan et Brúarvirkjun).

ACQUISITION D'ALTERRA POWER CORP.

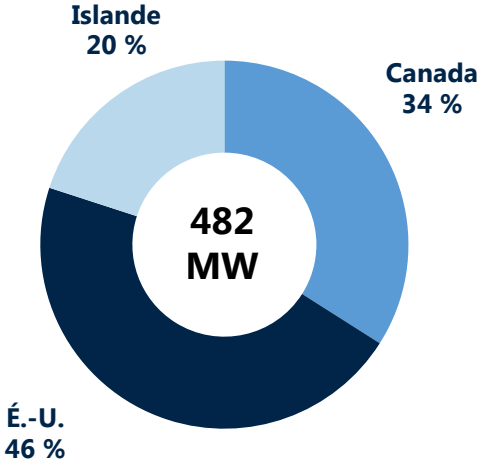
TRANSACTION / CONSIDÉRATION	• Acquisition de 100 % des actions ordinaires en circulation d'Alterra Power Corp. (« Alterra »). Les actionnaires d'Alterra recevront à leur gré (« Considération ») : — 8,25 $ en espèces ou — 0,5563 action ordinaire d'Innergex • Sous réserve de la répartition de sorte que la contrepartie totale versée aux actionnaires d'Alterra sera approximativement composée de 25 % en espèces et de 75 % en actions ordinaires d'Innergex — Donnant plein effet à la répartition, les actionnaires d'Alterra recevront 2,06 $ en espèces et 0,4172 action ordinaire d'Innergex pour chaque action d'Alterra • La valeur d'entreprise implicite totale, y compris la prise en charge de dettes d'Alterra, est d'environ 1,1 milliard de dollars
PRIME ET PARTICIPATION PRO FORMA	• Les actionnaires d'Alterra détiendront approximativement 19 % d'Innergex après la transaction (pro forma)
CONVENTIONS DE SOUTIEN DES ADMINISTRATEURS ET DES MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	• Ross Beaty (président exécutif du conseil d'Alterra) et certaines entités liées, qui contrôlent environ 31 % des actions ordinaires d'Alterra, se sont engagés à exercer les droits de vote afférent à l'ensemble de leurs actions ordinaires d'Alterra en faveur de la transaction à l'assemblée extraordinaire des actionnaires prévue en décembre 2017 • Les administrateurs (autres que Ross Beaty) et membres de la haute direction d'Alterra qui sont propriétaires véritables d'actions ordinaires d'Alterra ont aussi convenu, sous réserve de certaines conditions, d'exercer les droits de vote afférents à l'ensemble de leurs actions ordinaires d'Alterra, ce qui représente 2 % des actions ordinaires d'Alterra en circulation, en faveur de la transaction
CHOIX DE RECEVOIR DES ACTIONS DU PRÉSIDENT DU CONSEIL	• Ross Beaty (président exécutif du conseil d'Alterra) et certaines entités liées ont choisi de recevoir des actions ordinaires d'Innergex en contrepartie de la totalité des actions ordinaires d'Alterra qu'ils détiennent (environ 31 %)
PÉRIODE DE DÉTENTION DU PRESIDENT DU CONSEIL	• Ross Beaty (président exécutif du conseil d'Alterra) et certaines entités liées ont convenu d'une période de détention de 12 mois à l'égard des actions d'Innergex qu'ils recevront à la suite de la transaction
FINANCEMENT	• Parallèlement à la transaction, Innergex et la Caisse de dépôt et placement du Québec ont conclu une entente en vertu de laquelle la Caisse a pris l'engagement de consentir à Innergex un prêt à terme de cinq ans subordonné non garanti au montant de 150 millions $ • Innergex a également obtenu des engagements de la part de deux grandes banques canadiennes afin de garantir ses facilités de crédit existantes, de mettre en oeuvre la transaction et d'accroître sa facilité de crédit renouvelable à un montant total pouvant atteindre 700 millions $
GOUVERNANCE	• Innergex élargira son conseil d'administration afin d'y inclure un membre du conseil d'Alterra
APPROBATION ET CALENDRIER	• La clôture est assujettie à l'approbation d'au moins 66 2/3 % des détenteurs d'actions ordinaires d'Alterra présents ou représentés par procuration à l'assemblée extraordinaire d'Alterra qui sera convoquée pour l'examen de la transaction • La clôture est assujettie aux approbations réglementaires et autres conditions de clôture usuelles • La clôture devrait avoir lieu lors du premier trimestre de 2018 • De plus amples renseignements concernant la transaction seront contenus dans une circulaire de sollicitation de procurations de la direction qu'Alterra préparera, déposera et postera aux actionnaires avant l'assemblée extraordinaire

PORTRAIT D'ALTERRA

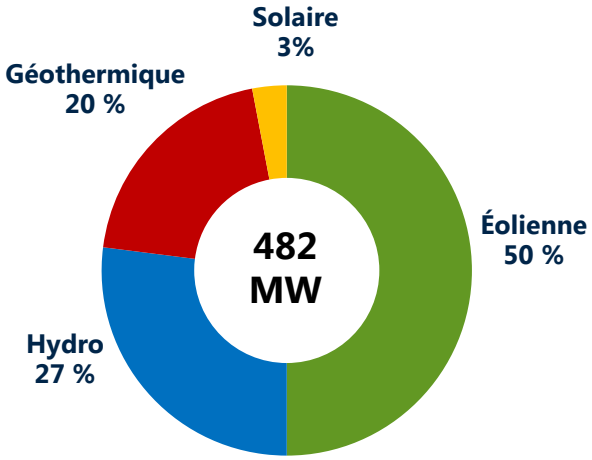
COMPOSITION DES ACTIFS

482 MW nets de projets en exploitation et en construction

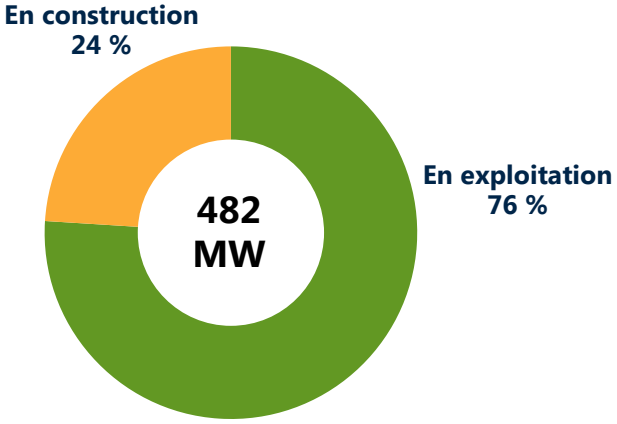
Diversité géographique avec forte concentration aux États-Unis



Mélange attrayant de sources d'énergie



Base solide de projets en exploitation avec un vaste réseau de développement



+ 686 MW nets de projets potentiels à un stade avancé

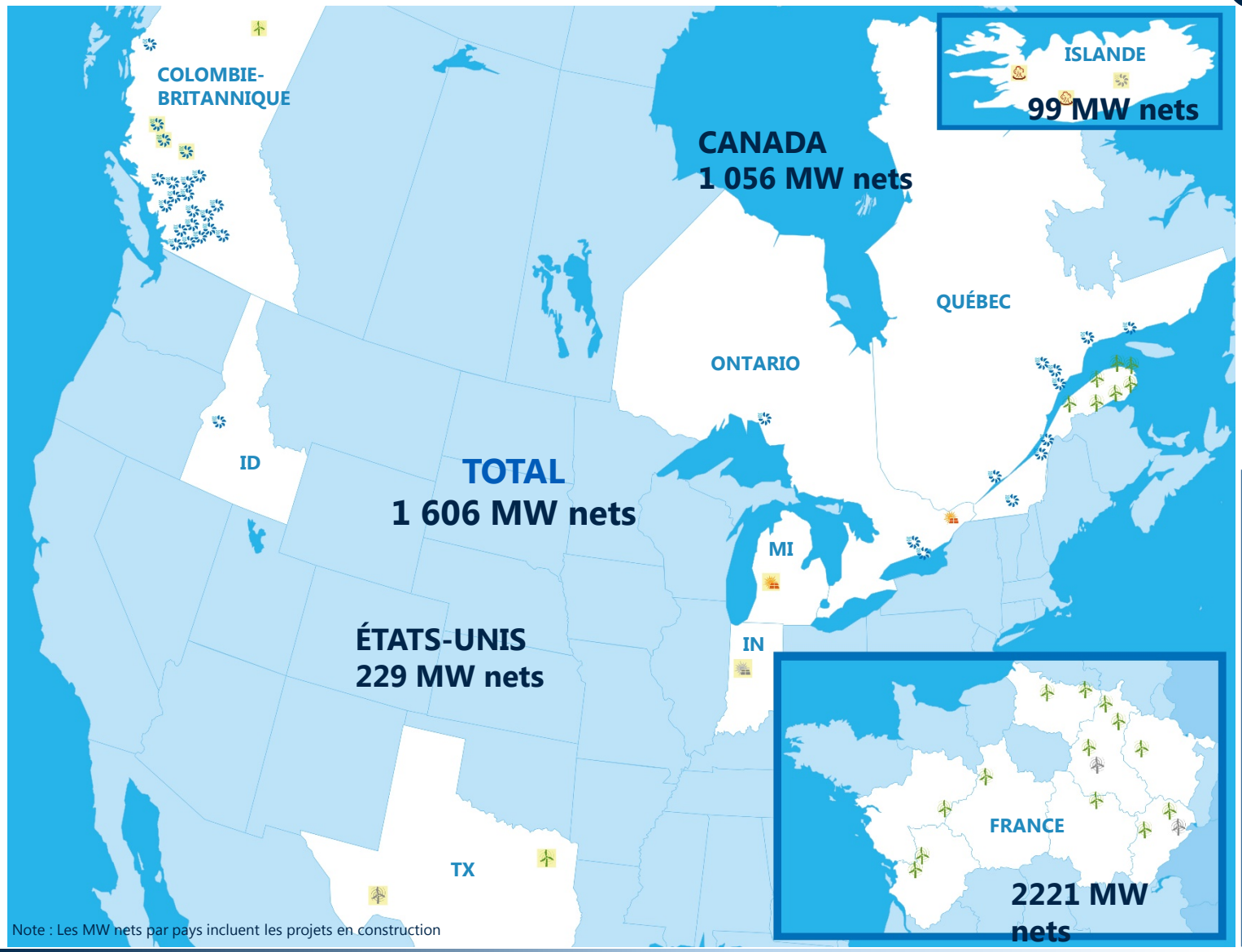
+ 490 MW nets d'autres projets potentiels admissibles au CIP

+ Vaste ensemble de projets potentiels à des stades préliminaires ou en cours (4 350 MW nets)

Note: Alterra détient une participation de 54 % dans une filiale qui détient une participation de 30 % dans le *Blue Lagoon Geothermal Spa and Resort* situé en Islande. Innergex a l'intention d'examiner la propriété future de cet actif non stratégique.

INNERGEX

PRÉSENCE MONDIALE D'INNERGEX POST-ACQUISITION



Note : Les MW nets par pays incluent les projets en construction

65
installations en exploitation et en construction

Une entreprise mondiale avec une présence et une expertise dans quatre pays et deux continents

LÉGENDE

- Éolien en exploitation
- Éolien en construction
- Solaire en exploitation
- Solaire en construction
- Hydro en exploitation
- Hydro en construction
- Géothermie en exploitation
- Nouvelle installation suite à l'acquisition

INNERGEX

PORTRAIT FINANCIER D'ALTERRA 2018

ACTIFS EN EXPLOITATION

PROJET	ÉNERGIE	PARTICIPATION[1]	PUISSANCE BRUTE (MW)	PUISSANCE NETTE (MW)	PRODUITS PROJETÉS SUR 12 MOIS (M$) [3 4]	BAIIA ajusté brut[2] prévu sur 12 mois (M$)[3 4]	BAIIA ajusté net[5] prévu sur 12 mois (M$)[4]
Shannon	Éolienne	50 %	204	102	23,4	12,7	6,4
East Toba	Hydro	40 %	147	59	75,6[6]	58,2[6]	23,3[6]
Montrose Creek	Géothermique	40 %	88	35			
Reykjanes 1-2	Géothermique	54 %	100	54	72,1[7]	34,9[7]	18,8[7]
Svartsengi	Éolienne	54 %	74	40			
Dokie 1	Hydro	26 %	144	37	36,6	26,5	6,8
Jimmie Creek	Hydro	51 %	62	32	19,7	15,6	8,0
Kokomo	Solaire	90 %	6	5	1,0	0,8	0,7
Blue Lagoon	Autre	16 %	N/A	N/A			8,4
		TOTAL	**825 MW**	**364 MW**			**72,4**

PROJETS EN CONSTRUCTION

PROJET	ÉNERGIE	PARTICIPATION[1]	PUISSANCE BRUTE (MW)	PUISSANCE NETTE (MW)	PRODUITS PROJETÉS SUR 12 MOIS (M$) [3 4]	BAIIA AJUSTÉ[2] BRUT PRÉVU SUR 12 MOIS (M$)[3 4]	BAIIA AJUSTÉ NET[5] PRÉVU SUR 12 MOIS (M$)[4]
Flat Top	Éolienne	51 %	200	102	26,7	11,9	6,1
Spartan	Solaire	100 %	11	11	2,0	1,6	1,6
Brúarvirkjun	Hydro	54 %	10	5	4,2	3,2	1,7
		TOTAL	**221 MW**	**118 MW**			**9,4**

BAIIA AJUSTÉ NET ANNUALISÉ TOTAL, AVANT LES COÛTS GÉNÉRAUX, ADMINISTRATIFS ET RELATIFS AUX PROJETS POTENTIELS	**81,8**
COÛTS GÉNÉRAUX, ADMINISTRATIFS ET RELATIFS AUX PROJETS POTENTIELS	**7,0**
BAIIA AJUSTÉ NET ANNUALISÉ, AVANT SYNERGIES	**74,8**

1 Shannon, Kokomo, Flat Top et Spartan reflètent la part d'Alterra dans le partenariat de capital-investissement
2 Le BAIIA ajusté brut n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable à celui présenté par d'autres émetteurs. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mise en garde au sujet des mesures non conformes aux IFRS » du présent document pour de plus amples renseignements.
3 Correspondant à 100 % de l'installation.
4 Les dollars américains et les couronnes islandaises sont convertis en dollars canadiens, au taux USDCAD de 1,289 et au taux USDISK de 105
5 Le BAIIA ajusté net n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable à celui présenté par d'autres émetteurs. Il correspond au BAIIA ajusté brut multiplié par le pourcentage de propriété. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mise en garde au sujet des mesures non conformes aux IFRS » du présent document pour de plus amples renseignements.
6 Reflète les mesures combinées pour Toba Montrose (East Toba et Montrose Creek)
7 Reflète les mesures combinées pour HS Orka (Reykjanes 1/2 et Svartsengi)

INNERGEX

ACQUISITION D'ALTERRA
PORTRAIT FINANCIER

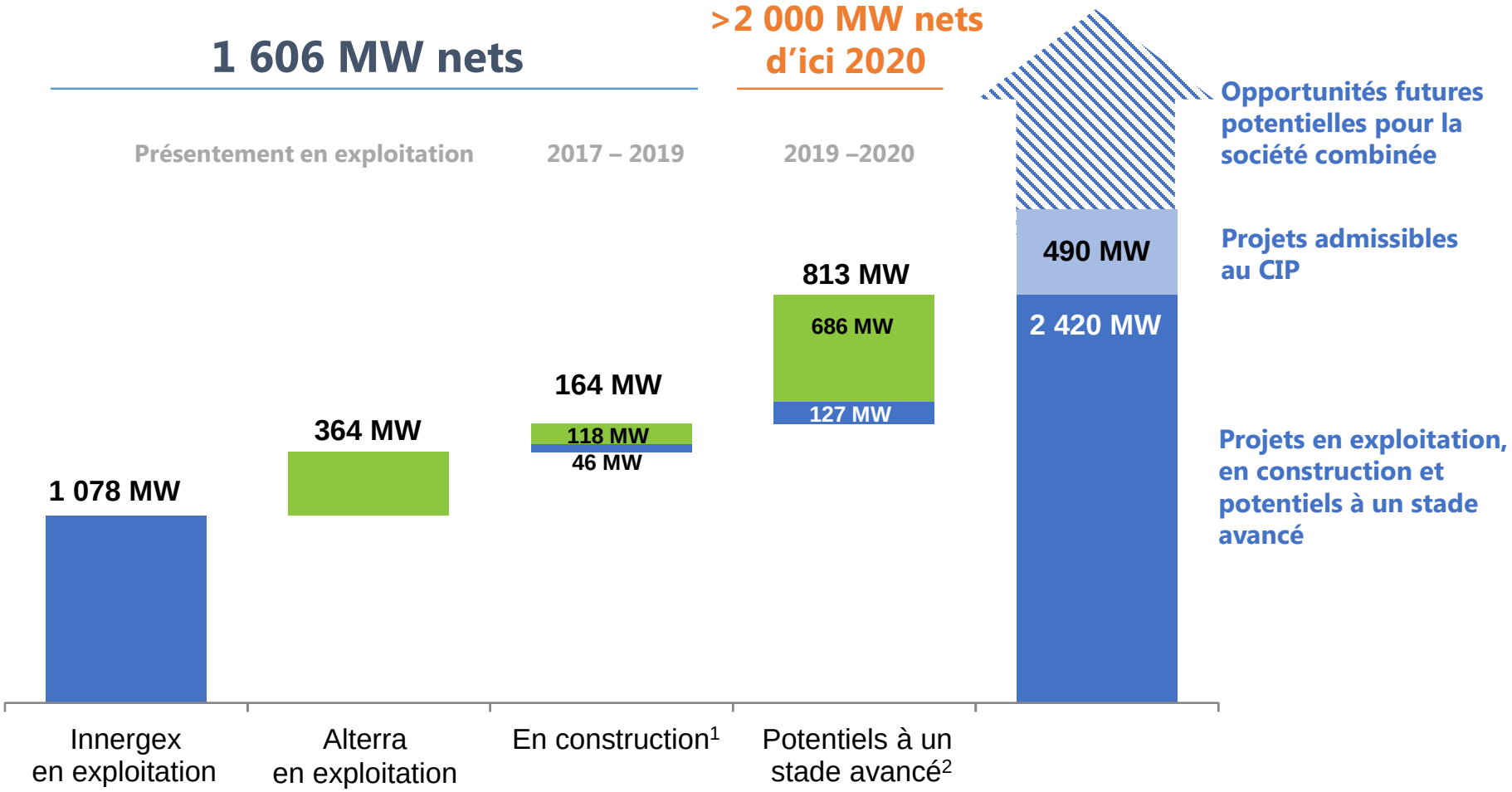
VALEUR D'ENTREPRISE	BAIIA AJUSTÉ NET ANNUALISÉ	VE / BAIIA AJUSTÉ NET ANNUALISÉ
1,1 milliard $	81,8 millions $[1]	14,7 ×
1,1 milliard $	+ synergies[2] ~ 5 millions $ 79,8 millions $	13,8 ×

+ Ensemble de projets potentiels à des stades avancés, admissibles au CIP, préliminaires ou en cours

+ Équipe de développement aux É.-U.

1 Incluant les projets en exploitation et en construction, dont *Blue Lagoon Geothermal Spa and Resort*, nets des coûts relatifs au siège social et aux projets potentiels
2 Coûts combinés de société publique, de siège social et de développement

UN PROFIL DE CROISSANCE SOLIDE POST-ACQUISITION

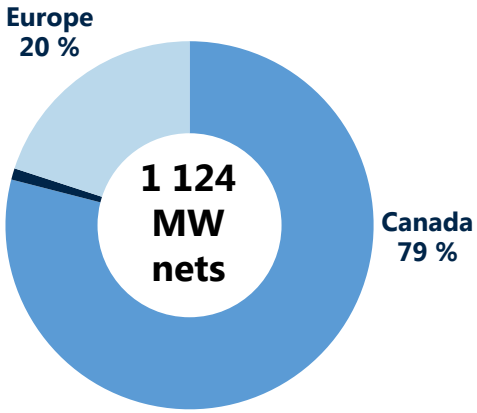


1 Y compris les projets éoliens d'Innergex en France (Les Renardières et Rougemont-2) ainsi que les projets en construction d'Alterra (Flat Top, Spartan et Brúarvirkjun).
2 Y compris les projets potentiels à un stade avancé d'Innergex (120 MW nets en France et 7 MW à Innavik) et les projets potentiels à un stade avancé d'Alterra (Foard City, Boswell Springs et Reykjanes 4).

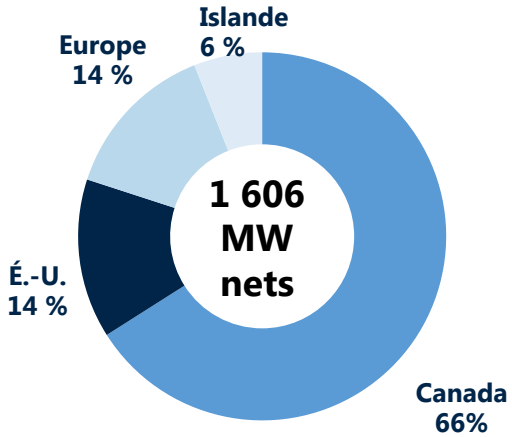
UNE SOCIÉTÉ PRO FORMA BIEN DIVERSIFIÉE

Exposition géographique globale ...

Innergex individuellement

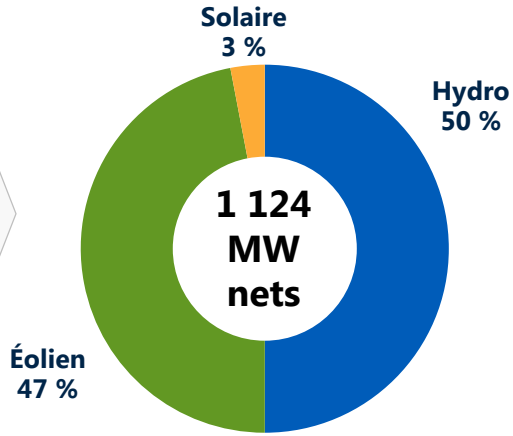


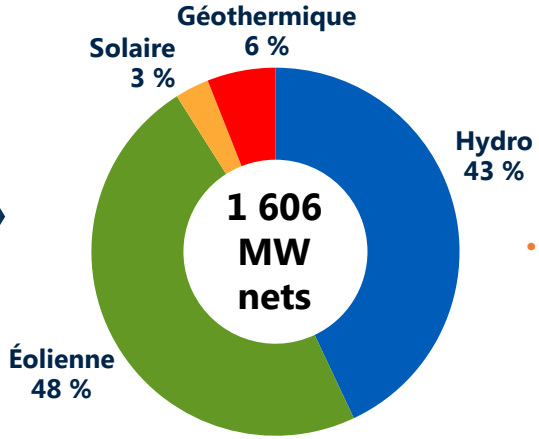
Pro Forma



- **Diversifie le portefeuille d'actifs d'Innergex dans toutes les régions**
- **Assure une présence significative aux États-Unis grâce à la propriété de 4 projets en exploitation ou en construction (220 MW nets)**

...Avec un mélange de sources d'énergie variées





- **Offre un mélange attrayant de sources d'énergie**

Note : Exclut les projets potentiels à un stade avancé admissibles au CIP.
Note : Y compris les projets en construction d'Innergex en France (Les Renardières et Rougemont II) ainsi que les projets en construction d'Alterra (Flat Top, Spartan et Brúarvirkjun).

L'entreprise combinée réalise une diversification géographique et énergétique significative

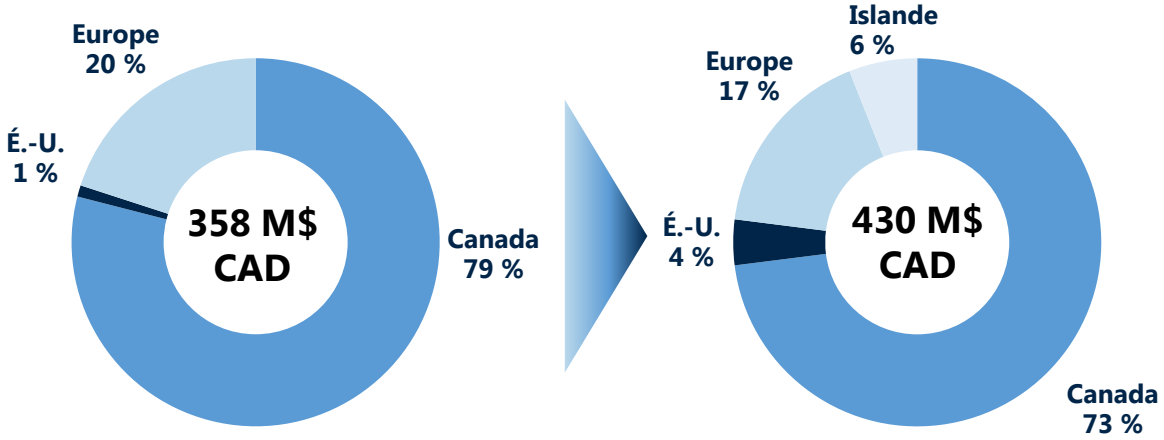
INNERGEX

DIVERSIFICATION POST-ACQUISITION

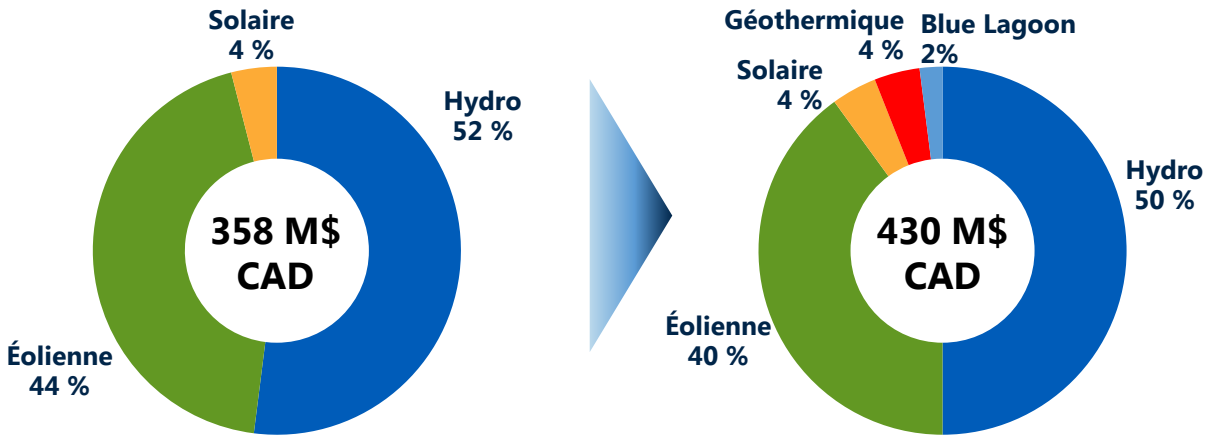
BAIIA ESTIMÉ POUR 2018

Innergex individuellement | **Pro Forma[1]**

Segmentation géographique



Segmentation par source d'énergie

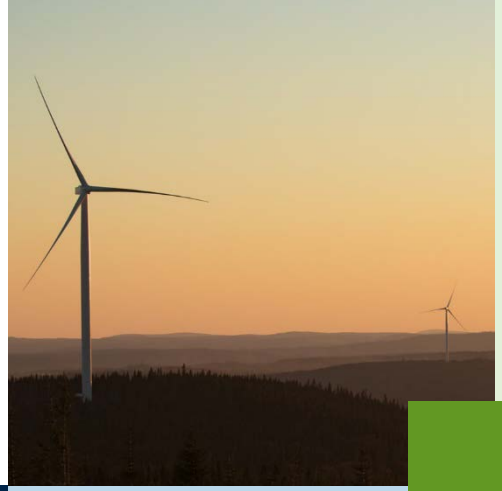


1 Le BAIIA net ajusté d'Alterra est ajouté sur une base d'intérêt net

INNERGEX

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

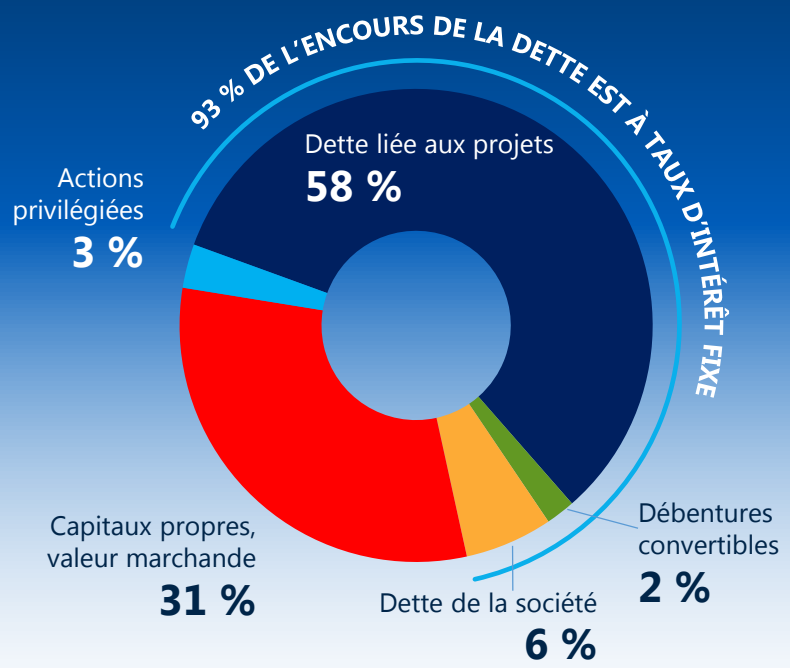


ANNEXES

STRUCTURE FINANCIÈRE

Nous **maintenons** une structure de capital équilibrée

AU 30 SEPTEMBRE 2017



Facilité à terme de crédit rotatif garantie par 15 actifs non grevés de dette

Saint-Paulin	Montmagny	Glen Miller
Brown Lake	Miller Creek	Portneuf 1-2-3
Batawa	Chaudière	Baie-des-Sables
Gros-Morne	Horseshoe Bend	
Windsor	Walden North	

Nous comptons financer nos projets au moyen d'emprunts liés aux projets sans recours et à taux fixe

DETTE LIÉE AUX PROJETS

Taux de couverture cible du service de la dette de l'ordre de 1.4x

PROJET

La dette liée aux projets est fonction des flux de trésorerie générés par chaque projet et est déterminée essentiellement par le ratio de couverture du service de la dette (BAIIA / intérêts + remboursements de capital)

Le projet est donné en **garantie**

Le **remboursement** est généralement échelonné sur la **durée du contrat d'achat d'électricité**

APPROCHE DISCIPLINE DES PRÊTEURS

Des ingénieurs indépendants effectuent une analyse diligente approfondie de la construction et de l'exploitation des projets, notamment la conception du projet, le calendrier et les coûts de construction et les hypothèses sur le régime hydroélectrique, éolien, solaire ou géothermal pour déterminer les estimations moyennes de production à long terme sur lesquelles le modèle financier du projet est fondé

Une analyse juridique indépendante des documents et des permis est effectuée

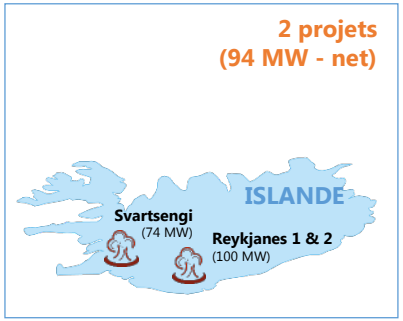
Une réserve pour le service de la dette est nécessaire (réserve hydroélectrique/éolienne) pour assurer le service de la dette les années au cours desquelles le régime hydroélectrique/ éolien est inférieur à la moyenne

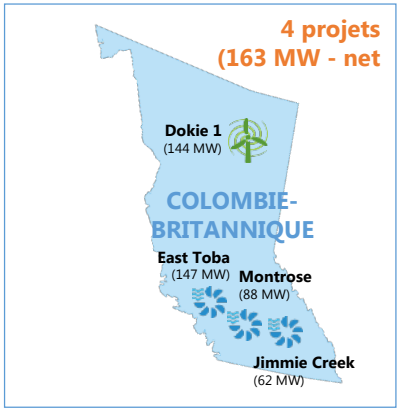
Un compte de réserve pour réparations majeures est nécessaire jusqu'à l'échéance de la dette; des fonds sont affectés tous les ans aux réparations majeures afin d'assurer le service de la dette

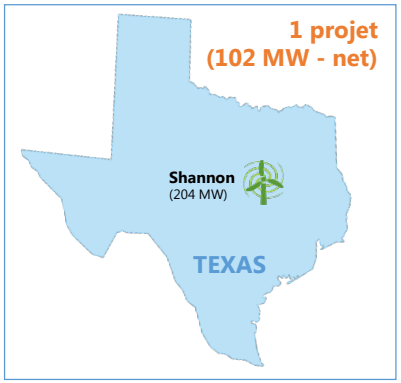
Une assurance des pertes d'exploitation et une assurance des biens sont nécessaires

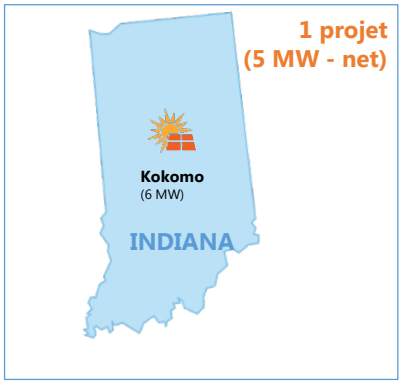
Nous utilisons principalement des emprunts sans recours et à taux fixe pour financer nos projets; ces instruments assurent une discipline accrue et réduisent notre profil de risque

ALTERRA – ACTIFS EN EXPLOITATION





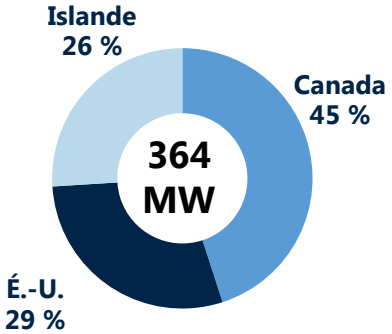




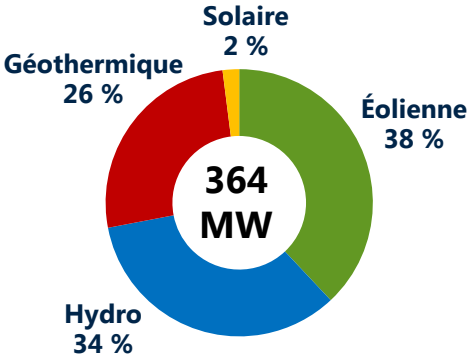
PROJET	ÉNERGIE	PAYS	PUISSANCE INSTALLÉE BRUTE (MW)	PUISSANCE INSTALLÉE NETTE (MW)	MISE EN SERVICE	EXPIRATION DU CAÉ[1]
East Toba	Hydro	Canada (C.-B.)	147	59	2010	2045
Montrose Creek	Hydro	Canada (C.-B.)	88	35	2010	2045
Jimmie Creek	Hydro	Canada (C.-B.)	62	32	2016	2056
Dokie 1	Éolienne	Canada (C.-B.)	144	37	2011	2036
Shannon	Éolienne	É.-U. (TX)	204	102	2015	2029[3]
Kokomo	Solaire	É.-U. (IN)	6	5	2016	2036
Svartsengi	Géothermique	Islande	74	40	1978	variés[2]
Reykjanes 1-2	Géothermique	Islande	100	54	2006	variés[2]

Note : Alterra détient une participation de 54 % dans une filiale qui détient une participation de 30 % dans le *Blue Lagoon Geothermal Spa and Resort* situé en Islande. Innergex a l'intention d'examiner la propriété future de cet actif non stratégique

Par pays (MW nets)



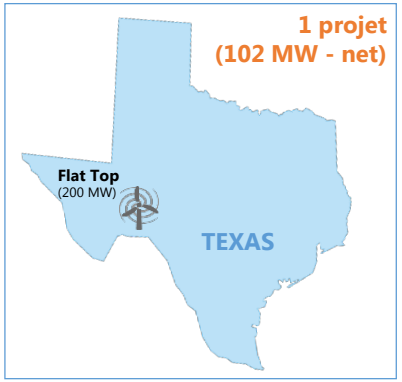
Par source d'énergie (MW nets)

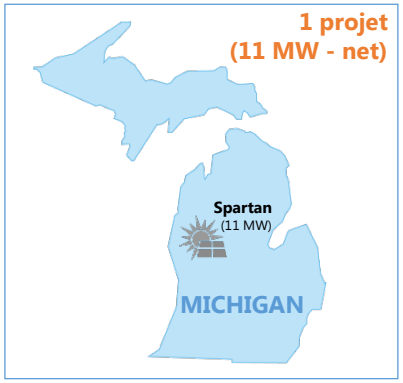


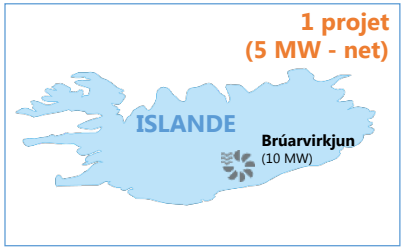
1 Contrat d'achat d'électricité, à moins d'indication contraire dans le cas d'une couverture d'énergie
2 Mélange de contrats à court et à long terme (industriel et de détail)
3 Reflète la teneur d'un contrat de couverture

INNERGEX

ALTERRA – PROJETS EN CONSTRUCTION



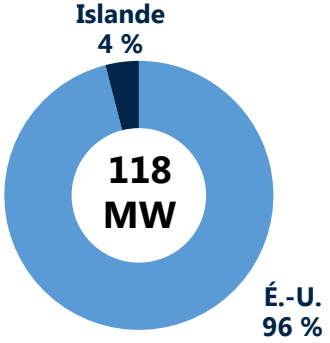




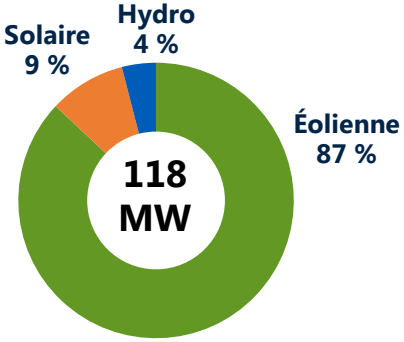
Hydro en construction
Éolien en construction
Solaire en construction

PROJET	ÉNERGIE	PAYS	PUISSANCE INSTALLÉE BRUTE (MW)	PUISSANCE INSTALLÉE NETTE (MW)	MISE EN SERVICE PRÉVUE	EXPIRATION DU CAÉ[1]
Flat Top	Éolienne	É.-U. (TX)	200	102	2018	2031[3]
Spartan	Solaire	É.-U. (MI)	11	11	2017	2042
Brúarvirkjun	Hydro	Islande	10	5	2020	Variés[2]

Par pays (MW nets)

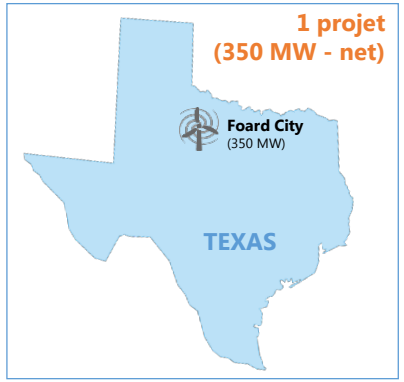


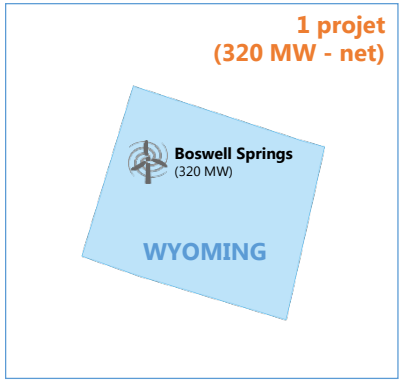
Par source d'énergie (MW nets)

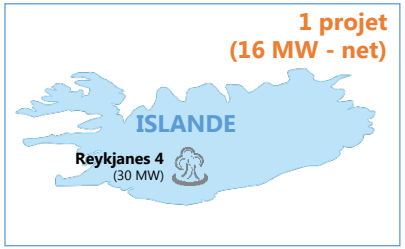


1 Contrat d'achat d'électricité, à moins d'indication contraire dans le cas d'une couverture d'énergie
2 Mélange de contrats à court et à long terme (industriel et de détail)
3 Reflète la teneur d'un contrat de couverture.

ALTERRA – PROJETS POTENTIELS À UN STADE AVANCÉ





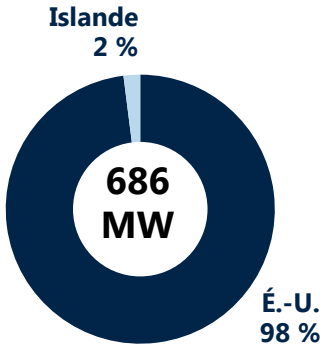


Géothermie
à un stade avancé

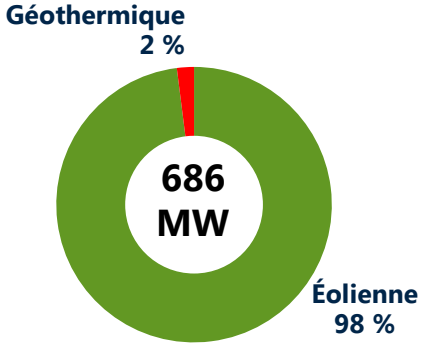
Éolien
à un stade avancé

PROJET	ÉNERGIE	PAYS	PUISSANCE BRUTE (MW)	PUISSANCE NETTE (MW)	MISE EN SERVICE PRÉVUE	EXPIRATION DU CAÉ[1]
Foard City	Éolienne	É.-U. (TX)	350	350	nd	nd
Reykjanes 4	Géothermique	Islande	30	16	nd	nd
Boswell Springs	Éolienne	É.-U. (WY)	320	320	nd	nd

Par pays (MW nets)



Par source d'énergie (MW nets)



Note : Il n'existe aucune certitude que ces projets se concrétiseront selon l'échéancier et le budget et le nombre de MW par projet peut varier
1 Contrat d'achat d'électricité, à moins d'indication contraire dans le cas d'une couverture d'énergie

PORTRAIT DES ACTIFS D'ALTERRA

PROJETS EN EXPLOITATION	ÉNERGIE	PAYS	PUISSANCE INSTALLÉE BRUTE (MW)	PUISSANCE INSTALLÉE NETTE (MW)	PARTENAIRE	CLIENT	COTE DE CRÉDIT	MISE EN SERVICE	EXPIRATION DU CAÉ[1]
East Toba	Hydroélectrique	Canada (C.-B.)	147	59	Axium Infrastructure	BC Hydro	Aaa	2010	2045
Montrose Creek	Hydroélectrique	Canada (C.-B.)	88	35	Axium Infrastructure	BC Hydro	Aaa	2010	2045
Jimmie Creek	Hydroélectrique	Canada (C.-B.)	62	32	Axium Infrastructure	BC Hydro	Aaa	2016	2056
Dokie 1	Éolienne	Canada (C.-B.)	144	37	Axium Infrastructure	BC Hydro	Aaa	2011	2036
Shannon	Éolienne	É.-U. (TX)	204	102	Starwood Energy Group Global	Citigroup Energy	Baa1	2015	2029[3]
Kokomo	Solaire	É.-U. (IN)	6	5	Innovateus Solar	Duke Energy Indiana	A2	2016	2036
Svartsengi	Géothermique	Islande	74	40	Jarovarmi (33 %) & Fork (13 %)	variés	variés	1978	variés[2]
Reykjanes 1-2	Geothermique	Islande	100	54	Jarovarmi (33 %) & Fork (13 %)	variés	variés	2006	variés[2]
			825 MW	**364 MW**					

AUTRES ACTIFS	TYPE	PAYS	PARTICIPATION
Blue Lagoon	Geothermal Spa & Resort	Islande	16 %

PROJETS EN CONSTRUCTION	ÉNERGIE	PAYS	PUISSANCE INSTALLÉE BRUTE (MW)	PUISSANCE INSTALLÉE NETTE (MW)	PARTENAIRE	CLIENT	COTE DE CRÉDIT	MISE EN SERVICE PRÉVUE	EXPIRATION DU CAÉ[1]
Flat Top	Éolienne	É.-U. (TX)	200	102	BlackRock	Citigroup	Baa1	2018	2031[3]
Spartan	Solaire	É.-U. (MI)	11	11	Innovateus Solar	Michigan State University	Aa1	2017	2042
Brúarvirkjun	Hydroélectrique	Islande	10	5	Jarovarmi (33 %) & Fork (13 %)	variés	variés	2020	variés[2]
			221 MW	**118 MW**					

PROJETS POTENTIELS À UN STADE AVANCÉ	ÉNERGIE	PAYS	PUISSANCE BRUTE (MW)	PUISSANCE NETTE (MW)	PARTENAIRE	CLIENT	COTE DE CRÉDIT	MISE EN SERVICE PRÉVUE	EXPIRATION DU CAÉ[1]
Foard City	Éolienne	É.-U. (TX)	350	350	s.o.	En négociation	s.o.	s.o.	s.o.
Reykjanes 4	Géothermique	Islande	30	16	Jarovarmi (33 %) & Fork (13 %)	variés	s.o.	s.o.	s.o.
Boswell Springs	Éolienne	É.-U. (WY)	320	320	s.o.	Rocky Mountain Power[4]	A3	s.o.	s.o.
			700 MW	**686 MW**					

1 Contrat d'achat d'électricité, à moins d'indication contraire dans le cas d'une couverture d'énergie
2 Mélange de contrats à court et à long terme (industriel et commerce de détail)
3 Reflète la teneur d'un contrat de couverture
4 Reflète la cote de crédit de PacifiCorp; Rocky Mountain Power est une division de PacifiCorp qui appartient à Berkshire Hathaway

INNERGEX

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Mise en garde au sujet des énoncés prospectifs

Le présent document contient des énoncés prospectifs au sens de la législation en valeurs mobilières applicable, notamment des énoncés relatifs à la production d'énergie d'Innergex et d'Alterra, aux projets potentiels, au développement, à la construction et au financement fructueux des projets en cours de construction et des projets potentiels à un stade avancé, aux estimations des ressources d'énergie géothermique récupérables, à la stratégie commerciale, aux perspectives de développement et de croissance futurs, à l'intégration d'entreprises, à la gouvernance, aux perspectives commerciales, aux objectifs, aux plans et aux priorités stratégiques, à la réalisation prévue de la transaction d'Alterra et au moment de sa réalisation, aux sources et incidences du financement sur la transaction d'Alterra ainsi qu'aux avantages stratégiques, opérationnels et financiers et à la croissance devant découler de la transaction d'Alterra, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. L'information prospective se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « pourrait », « fera », « devrait », « estime », « prévoit », « anticipe », « planifie », « budget », « fixé », « prévisions », « a l'intention de », « croit », « projeté » ou « potentiel » ou d'autres termes comparables indiquant que certains événements pourraient se produire ou non. Elle exprime les estimations et les attentes d'Innergex à l'égard de résultats ou de développements futurs en date du présent document.

L'information prospective comprend de l'information financière prospective ou des perspectives financières au sens de la législation en valeurs mobilières, comme la production prévue, les produits des activités ordinaires prévus, le BAIIA ajusté brut prévu et le BAIIA ajusté net prévu, visant à informer les lecteurs des incidences financières potentielles des résultats prévus, de la mise en service prévue de projets en cours de construction et de projets potentiels et des incidences financières potentielles de la transaction d'Alterra. Cette information peut ne pas convenir à d'autres fins.

Les énoncés prospectifs sont fondés sur certaines attentes et hypothèses principales formulées par Innergex, notamment les attentes et hypothèses concernant la disponibilité de ressources en capital, la conjoncture économique et financière, le rendement des projets et le moment de l'obtention des approbations requises des actionnaires, des tribunaux, des organismes de réglementation et des autres tiers. Bien qu'Innergex soit d'avis que les attentes et hypothèses sur lesquelles les énoncés prospectifs sont fondés sont raisonnables, les lecteurs sont avisés de ne pas s'y fier indûment car Innergex ne peut pas garantir qu'ils se révéleront exacts.

Étant donné que les énoncés prospectifs portent sur des événements et des conditions futurs, ils sont par nature assujettis à des risques et incertitudes inhérents. Les résultats réels pourraient différer considérablement des résultats actuellement prévus en raison de plusieurs facteurs et risques, notamment les risques liés au secteur de l'énergie renouvelable en général comme l'application de la stratégie, à la capacité de développer les projets d'Innergex et d'Alterra conformément aux délais et budgets alloués, aux ressources en capital, aux instruments financiers dérivés, à la conjoncture économique et financière actuelle, à l'hydrologie et au régime des vents, aux ressources géothermiques et à l'irradiation solaire, à la construction, à la conception et au développement de nouvelles installations, au rendement des projets existants, aux défaillances d'équipement, au taux d'intérêt et au risque de refinancement, aux taux de change, à la variation du prix du marché de l'électricité, à l'effet de levier financier, aux clauses restrictives ainsi qu'aux relations avec les services publics.

Il y a aussi des risques inhérents à la transaction d'Alterra, notamment des évaluations erronées de la valeur de l'autre entité, le défaut de satisfaire aux conditions de clôture, l'exercice de droits de résiliation par Innergex ou Alterra, le défaut d'obtenir les approbations requises des actionnaires, des tribunaux, des organismes de réglementation et des autres tiers, y compris l'approbation du Bureau de la concurrence, de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), de la Federal Trade Commission et d'autorités similaires dans d'autres territoires de même que de la TSX. Par conséquent, rien ne garantit que la transaction d'Alterra sera réalisée ou qu'elle le sera selon les conditions ou au moment que prévoit le présent document. La transaction d'Alterra pourrait être modifiée, restructurée ou résiliée. Rien ne garantit non plus la réalisation des avantages stratégiques, opérationnels et financiers devant découler de la transaction d'Alterra.

Si la transaction d'Alterra n'est pas réalisée et Innergex et Alterra demeurent des entités distinctes, il se peut que l'annonce de la transaction d'Alterra et l'affectation d'importantes ressources d'Innergex à la réalisation de la transaction d'Alterra aient une incidence sur ses activités et relations stratégiques (notamment avec ses employés, clients, distributeurs, fournisseurs et partenaires futurs et éventuels), sur ses résultats d'exploitation et ses entreprises en général et aient un effet défavorable important sur ses activités, sa situation financière et ses perspectives actuelles et futures.

Innergex se fonde sur certaines hypothèses qu'elle juge raisonnables actuellement, notamment des hypothèses concernant le temps requis pour la préparation des documents d'assemblée pour mise à la poste, le moment de l'obtention des approbations des actionnaires, des tribunaux, des organismes de réglementation et des autres tiers et le délai requis pour la satisfaction des conditions de clôture de la transaction d'Alterra. Ces dates pourraient changer pour diverses raisons, notamment les délais imprévus occasionnés par la préparation des documents d'assemblée, l'incapacité d'obtenir au moment opportun les approbations réglementaires ou judiciaires nécessaires ou le besoin d'un délai supplémentaire pour satisfaire aux conditions de la réalisation de la transaction d'Alterra. Par conséquent, les lecteurs ne devraient pas se fier indûment aux énoncés prospectifs contenus dans le présent document concernant ces délais.

Les lecteurs doivent savoir que la liste de facteurs qui précède n'est pas exhaustive. On peut trouver des renseignements supplémentaires sur ces facteurs et sur d'autres facteurs susceptibles d'influer sur les activités et les résultats financiers d'Innergex dans la notice annuelle d'Innergex déposée auprès des organismes canadiens de réglementation des valeurs mobilières, que l'on peut consulter sur le site Web de SEDAR (www.sedar.com).

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document sont présentés à la date des présentes, et Innergex ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser publiquement des énoncés prospectifs pour tenir compte notamment de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, à moins que la législation en valeurs mobilières applicable ne l'exige.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le tableau qui suit présente sommairement l'information financière prospective contenue dans le présent document, qu'Innergex et Alterra considèrent importante pour mieux informer les lecteurs des incidences financières de la transaction, ainsi que les principales hypothèses utilisées pour établir cette information et les principaux risques et principales incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats réels soient sensiblement différents de ceux exprimés dans cette information.

PRINCIPALES HYPOTHÈSES	PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES
BAIIA AJUSTÉ PRÉVU Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme (PMLT) d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation. Elle tient compte pour ce faire de plusieurs facteurs, notamment les débits d'eau, les régimes de vent et les régimes solaires observés historiquement, la technologie employée pour les turbines ou les panneaux, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée. Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le contrat d'achat d'électricité conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Ces contrats définissent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison. Dans la plupart des cas, les contrats d'achat d'électricité prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation. Pour chaque installation, la Société estime le résultat opérationnel annuel en soustrayant des produits estimés les charges opérationnelles annuelles prévues, qui sont constituées principalement des salaires des opérateurs, des primes d'assurance ainsi que des charges liées à l'exploitation et à l'entretien, des impôts fonciers et des redevances; à l'exception des charges d'entretien, ces charges sont prévisibles et relativement fixes et varient essentiellement en fonction de l'inflation. Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté annuel en additionnant les résultats opérationnels prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats*. Elle soustrait de ces résultats les frais généraux et d'administration prévus qui sont constitués principalement de salaires et de frais de bureau et de charges liées aux projets potentiels prévues, lesquelles sont établies à partir du nombre de projets potentiels que la Société décide de développer et des ressources dont elle a besoin à cette fin. *Exclut Umbata Falls et Viger-Denonville qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.	- Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité - Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires - Défaillance du matériel ou activités - d'exploitation et d'entretien imprévues - Variations saisonnières imprévues de la production et des livraisons d'électricité - Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent - Variations des frais liés aux permis d'utilisation de l'eau et aux droits de propriété foncière - Charges d'entretien imprévues - Taux d'inflation plus bas que prévu - Catastrophe naturelle
COÛTS DE PROJETS ESTIMÉS, OBTENTION DES PERMIS PRÉVUE, DÉBUT DES TRAVAUX DE CONSTRUCTION, TRAVAUX RÉALISÉS ET DÉBUT DE LA MISE EN SERVICE DES PROJETS EN DÉVELOPPEMENT La Société fait une estimation des coûts pour chaque projet en développement fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, les coûts internes différentiels ayant un lien direct avec le projet, les coûts d'acquisition de sites et les coûts de financement, lesquels sont éventuellement ajustés pour tenir compte des prévisions de coûts fournies par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (« IAC ») dont les services ont été retenus pour le projet. La Société fournit des indications sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses Projets en développement et des indications à propos de ses Projets potentiels, compte tenu de sa grande expérience en tant que promoteur.	- Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs IAC - Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets - Obtention des permis - Approvisionnement en matériel - Relations avec les parties prenantes - Risques réglementaires et politiques - Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement - Taux d'inflation plus élevé que prévu - Catastrophe naturelle
FINANCEMENT LIÉ AUX PROJETS PRÉVU La Société fournit des indications au sujet de son intention d'obtenir du financement de projet sans recours pour ses Projets en développement, compte tenu de la PMLT prévue et des coûts et des produits prévus de chaque projet, de la durée restante du CAE et d'un ratio de levier financier d'environ 75 %-85 % ainsi que de sa grande expérience du financement de projets et de sa connaissance du marché des capitaux.	- Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement - Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures
FLUX DE TRÉSORERIE ET RATIO DE DISTRIBUTION PRÉVUS La Société estime les Flux de trésorerie disponibles comme étant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation prévus, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien prévues déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro L.P. pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur contrat d'achat d'électricité, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement. La Société estime le Ratio de distribution en divisant les dividendes annuels déclarés sur les actions ordinaires par les Flux de trésorerie disponibles prévus.	- Un BAIIA ajusté inférieur aux attentes en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus, ainsi que de charges liées aux projets potentiels plus élevées que prévu - Des coûts de projets supérieurs aux attentes en raison principalement de l'exécution par les contreparties et de retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets - Risques réglementaires et politiques - Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement - Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures - Charges d'entretien imprévues - Possibilité que la Société ne puisse déclarer ou payer un dividende
INTENTION DE SOUMETTRE DES PROJETS AUX TERMES D'APPELS D'OFFRES ET DE S'IMPLANTER DANS DES MARCHÉS-CIBLES À L'INTERNATIONAL La Société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres, compte tenu de l'état de préparation de certains de ses projets potentiels et de leur compatibilité avec les modalités de ces appels d'offres. Elle fournit des indications au sujet de son intention d'établir une présence dans des marchés-cibles à l'international, compte tenu de son plan stratégique.	- Risques règlementaires et politiques - Capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires - Capacité de conclure de nouveaux contrats d'achat d'électricité - Fluctuations des taux de change

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

PRINCIPALES HYPOTHÈSES	PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES
Production prévue d'Alterra Pour chaque projet indiqué dans le présent document, la production prévue est établie, d'après des études techniques qui tiennent compte d'un certain nombre de facteurs importants : pour l'hydroélectricité, les débits observés historiques des rivières, la charge hydraulique, la technologie employée et les débits esthétiques et écologiques réservés; pour l'énergie éolienne, le régime des vents et les conditions météorologiques historiques et la technologie des turbines; pour l'énergie géothermique, les ressources géothermiques historiques, l'épuisement naturel des ressources géothermiques au fil du temps, la technologie utilisée et la perte d'énergie potentielle antérieure à la livraison; et pour l'énergie solaire, les conditions d'irradiation solaire historiques, la technologie des panneaux solaires et la dégradation prévue des panneaux solaires. Les autres facteurs pris en considération comprennent, notamment la topographie des lieux, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques d'exploitation et l'entretien. Bien que la production puisse varier d'une année à l'autre, elle devrait sur une période prolongée presque atteindre la moyenne à long terme estimée.	Mauvaise évaluation des ressources hydrauliques, éoliennes, géothermiques et solaires et de la production d'électricité associée Variabilité des ressources hydrauliques, des régimes éoliens, des ressources géothermiques et de l'irradiation solaire Épuisement naturel des ressources géothermiques Variation du bilan hydrologique de la ressource Panne d'équipement ou activités imprévues et activités d'entretien Catastrophe naturelle
Produits des activités ordinaires prévus d'Alterra Pour chaque centrale, les produits des activités ordinaires annuels prévus estimés correspondent au produit obtenu de la multiplication de la production prévue par le prix du contrat d'achat d'électricité connexe ou du contrat de couverture du prix de l'électricité garanti. Tout mécanisme de fixation du prix dans ces contrats qui stipule un ajustement du prix en fonction des prix commerciaux correspond aux avis et attentes actuels de la direction, sous réserve de variations, des prix commerciaux. Les produits projetés de HS Orka sont calculés à partir de la production totale produite par les actifs de HS Orka multipliée par une combinaison de contrats industriels et de détail à long et à court termes, ainsi que des revenus tirés des ventes d'eau chaude et froide et d'autres revenus. Les produits projetés excluent les revenus générés par l'énergie achetée et revendue par la suite. Le dollar américain et la couronne islandaise ont été convertis en dollars canadiens au cours du change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,289 et au cours du change entre le dollar américain et la couronne islandaise de 105.	Niveaux de production inférieurs à la production prévue en raison principalement des risques et des incertitudes dont il est question ci dessus Variabilité saisonnière imprévue de la production et de la livraison d'électricité Taux d'inflation inférieur aux prévisions Modifications du prix d'achat de l'électricité au renouvellement d'un CAÉ Variations défavorables du prix du marché de l'électricité Variations défavorables des cours du change
BAIIA ajusté brut et BAIIA ajusté net prévus d'Alterra Pour chaque centrale, on estime les bénéfices d'exploitation annuels en soustrayant des produits des activités ordinaires prévus estimés, les charges d'exploitation annuelles prévues au budget, soit principalement les salaires des exploitants, les primes d'assurance, les dépenses d'exploitation et d'entretien, les taxes foncières et redevances; il s'agit de coûts prévisibles et relativement fixes, variant principalement en fonction de l'inflation (sauf les dépenses d'entretien), et du coût de l'électricité (s'il y a lieu). Les montants projetés pour Blue Lagoon Geothermal Spa and Resort sont basés sur les prévisions de l'équipe de gestion.	Produits d'exploitation inférieurs en raison principalement des risques et des incertitudes dont il est question ci dessus Variabilité du rendement de la centrale et amendes connexes Dépenses d'entretien imprévues
Synergies Les synergies totales résultent des économies attendues des coûts combinés du siège social d'Innergex et d'Alterra, des dépenses des sociétés publiques, du conseil d'administration et des coûts relatifs aux projets potentiels.	Retards sur la rationalisation Moins d'économies que prévu ou coûts de combinaison supplémentaires

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le BAIIA ajusté, les Flux de trésorerie disponibles et le Ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues selon les Normes internationales d'information financière (IFRS) et n'ont pas de sens normalisé selon ces normes. Le « BAIIA ajusté » est défini comme les produits d'exploitation moins les charges d'exploitation, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux Projets potentiels. Les « Flux de trésorerie disponibles » sont définis comme les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien nettes des produits de cessions, les remboursements prévus du capital sur la dette, les dividendes déclarés sur actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro L.P.pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur CAÉ, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que les coûts liés aux acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou les gains réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir le taux d'intérêt sur la dette liée aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement. Le « Ratio de distribution » est défini comme étant les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les Flux de trésorerie disponibles. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au bénéfice net et que les flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, comme il est déterminé conformément aux IFRS.

Transaction d'Alterra

Les lecteurs doivent savoir que le BAIIA ajusté brut et le BAIIA ajusté net ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et n'ont aucune signification normalisée, de sorte qu'ils ne sont pas nécessairement comparables à ceux que présentent les autres émetteurs. Innergex croit que cet indicateur est important, car il procure à la direction et au lecteur des renseignements supplémentaires au sujet des capacités de rentrées de fonds et facilite la comparaison des résultats sur différentes périodes. La mention du « BAIIA ajusté brut » dans le présent document signifie les produits des activités ordinaires prévus moins les dépenses d'exploitation, les dépenses générales et administratives et les coûts de l'électricité (s'il y a lieu). Les lecteurs doivent savoir que le BAIIA ajusté brut ne doit pas être considéré comme une mesure de rechange aux produits des activités ordinaires établis conformément aux IFRS. Le « BAIIA ajusté net » correspond au BAIIA ajusté brut multiplié par le pourcentage de propriété.

La mention des « produits des activités ordinaires prévus » dans le présent document signifie la production brute prévue d'un projet multipliée par le prix du contrat d'achat d'électricité y afférent, le prix commercial prévu de l'électricité ou du contrat de couverture du prix de l'électricité garanti. Tout mécanisme de fixation du prix dans ces contrats qui stipule un ajustement du prix en fonction des prix commerciaux correspond aux avis et attentes actuels de la direction, sous réserve de variations, des prix commerciaux. (Les produits projetés de HS Orka sont calculés à partir de la production totale produite par les actifs de HS Orka multipliée par une combinaison de contrats industriels et de détail à long et à court termes, ainsi que des revenus tirés des ventes d'eau chaude et froide et d'autres revenus.) Les produits projetés excluent les revenus générés par l'énergie achetée et revendue par la suite.