



ALLOCUTIONS DE JEAN PERRON ET MICHEL LETELLIER

ASSEMBLÉE ANNUELLE DES ACTIONNAIRES

13 MAI 2014



INNERGEX

Mesures non-conformes aux IFRS

Le BAIIA ajusté, les Flux de trésorerie disponibles et le Ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS.

- **Les références au « BAIIA ajusté »** visent les produits moins les charges opérationnelles, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux projets potentiels.
- **Les références aux « Flux de trésorerie disponibles »** visent les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien et nettes des produits de cession, le remboursement prévu du principal de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations de donnant pas le contrôle, ainsi que des ajustements correspondant aux entrées ou aux sorties de trésorerie qui ne sont pas représentatives de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société et qui comprennent les coûts de transaction liés à des acquisitions, les pertes ou gains réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets, et les montants reçus par des filiales non entièrement détenues au titre de services de transmission devant être fournis à d'autres filiales.
- **Les références au « Ratio de distribution »** visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les Flux de trésorerie disponibles.

Les lecteurs sont avisés que ces mesures non conformes aux IFRS ne doivent pas être considérées comme un substitut au résultat net déterminé conformément aux IFRS.

Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur les capacités de production et de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance.

Information prospective

Ce document contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »), laquelle se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « prévu », « estimé », « planifié », ou « intention » ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. Elle exprime les projections ou attentes de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date du présent document. Elle comprend de l'**information financière prospective**, telle que le BAIIA ajusté prévu, les coûts de construction projetés et les dettes liées aux projets estimées, afin d'informer les lecteurs de l'impact financier de la mise en service des projets en développement actuels. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

Les risques importants et les incertitudes importantes pouvant entraîner un écart considérable entre les résultats et les développements réels, d'une part, et l'information prospective, d'autre part, sont expliqués dans la *Notice annuelle* de la Société sous la rubrique « Facteurs de risque » et comprennent, sans s'y limiter : la capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie; sa capacité à accéder à des ressources en capital suffisantes; le risque de liquidité associé aux instruments financiers dérivés; les fluctuations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les délais et dépassements de coûts dans la conception et la construction de projets; la capacité de développer de nouvelles installations; la variabilité du rendement des installations et les pénalités afférentes; et la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité.

L'information prospective dans ce document est basée sur certaines **principales hypothèses** formulées par la Société. Le tableau ci-dessous présente les informations prospectives contenues dans ce document, les principales hypothèses dont découlent ces informations et les principaux risques et les principales incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ces informations.

Bien que la Société soit d'avis que les attentes exprimées dans l'information prospective sont fondées sur des hypothèses raisonnables et valides, les lecteurs de ce document sont mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective, car il n'existe pas de garantie qu'elle s'avère correcte. La Société ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser l'information prospective pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieurs à la date du présent document ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige.

Principales hypothèses

BAILA 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, fondée sur plusieurs facteurs qui incluent, sans s'y limiter, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, les régimes de vent ou l'ensoleillement historiques, la technologie des turbines ou des panneaux solaires, 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. Ensuite, la Société détermine les produits annuels prévus pour chaque installation en multipliant sa PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le contrat d'achat d'électricité conclu avec une société de services publics ou 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. Ensuite, la Société détermine 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, 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 BAILA ajusté annuel en additionnant les résultats opérationnels prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats*, desquels elle soustrait 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, qui 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 comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Coûts de projets estimés, obtention des permis, début des travaux de construction, travaux à réaliser et mise en service des projets en développement ou des projets potentiels

La Société fait une estimation des coûts pour chaque projet en développement, fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, sur 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) retenu 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.

Dettes liées aux projets ou refinancements de sites en exploitations prévus

La Société fournit des indications au sujet de son intention d'obtenir du financement de projet sans recours pour ses projets en développement et de refinancer des installations à l'échéance des dettes actuelles, fondées sur la PMLT prévue et les coûts estimés pour chaque projet, la durée restante du contrat d'achat d'électricité, un ratio de levier financier d'environ 75 %-85 %, et compte tenu de la grande expérience de la Société en financement de projet et de sa connaissance du marché des capitaux.

Intention de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres

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.

Principaux risques et principales incertitudes

Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'énergie connexe

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 moins élevé que prévu

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

Disponibilité du financement et fluctuations des taux d'intérêt

Relations avec les parties prenantes

Risques réglementaires et politiques

Taux d'inflation plus élevé que prévu

Disponibilité du financement et fluctuations des taux d'intérêt

Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures

Risques réglementaires et politiques

Capacité de la Société de mettre en oeuvre sa stratégie

Capacité de conclure de nouveaux contrats d'achat d'électricité

INFORMATION PROSPECTIVE

- Certaines déclarations au cours de cette assemblée peuvent contenir de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières, qui exprime les prévisions et attentes de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs.
- L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement de la Société diffèrent considérablement des résultats et du rendement futurs exprimés dans l'information prospective.
- La Société ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser l'information prospective, à moins que la loi ne l'exige.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX IFRS

- L'auditoire est mis en garde que des mesures comme le « BAIIA ajusté », les « Flux de trésorerie disponibles » et le « Ratio de distribution » ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS; par conséquent, elles sont susceptibles de ne pas être comparables à celles présentées par d'autres émetteurs.

**M. JEAN PERRON, CPA, CA
CHEF DE LA DIRECTION
FINANCIÈRE ET VICE-PRÉSIDENT
PRINCIPAL**

RÉSULTATS FINANCIERS



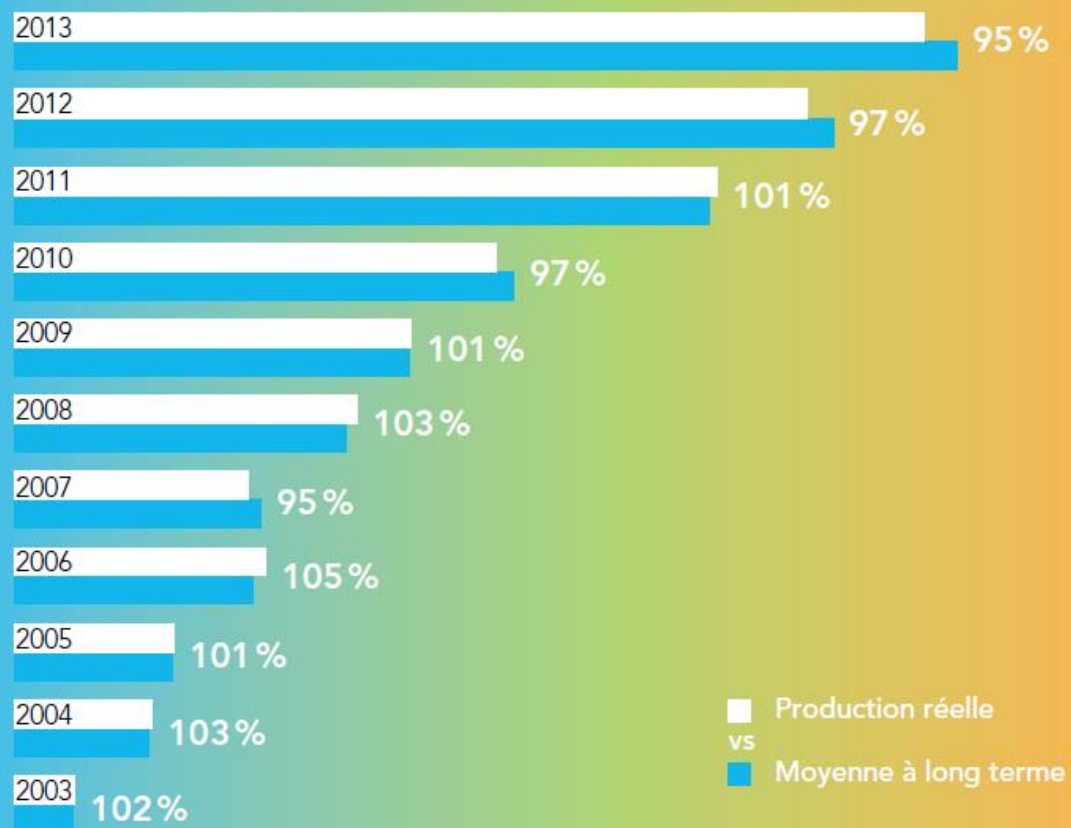
ÉTAT DES RÉSULTATS 2013

		2013	2012	▲
Production	GWh	2 382	2 104	+13 %
Produits	M\$	198	177	+12 %
BAIIA ajusté	M\$	149	134	+11 %
Bénéfice net (perte nette)	M\$	45	(5)	----

PRODUCTION PRÉVISIBLE

UN INDICATEUR CLÉ DE PERFORMANCE POUR NOUS EST LA PRODUCTION DE CHAQUE SITE RELATIVEMENT À SA MOYENNE À LONG TERME.

DEPUIS 2003:
99%



POSTES DE BILAN 2013

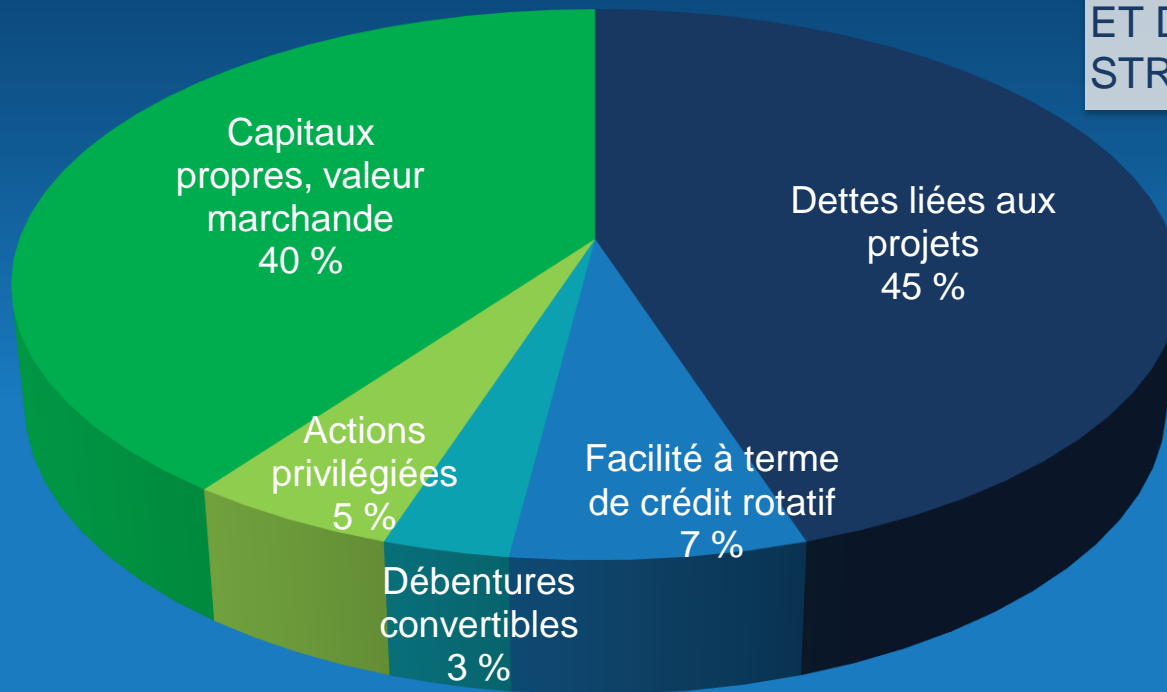
		2013	2012	▲
Actif	M\$	2 377	2 296	+4 %
Passif	M\$	1 711	1 608	+6 %
Avoir des actionnaires	M\$	666	688	-3 %

POSTES DE BILAN 2013

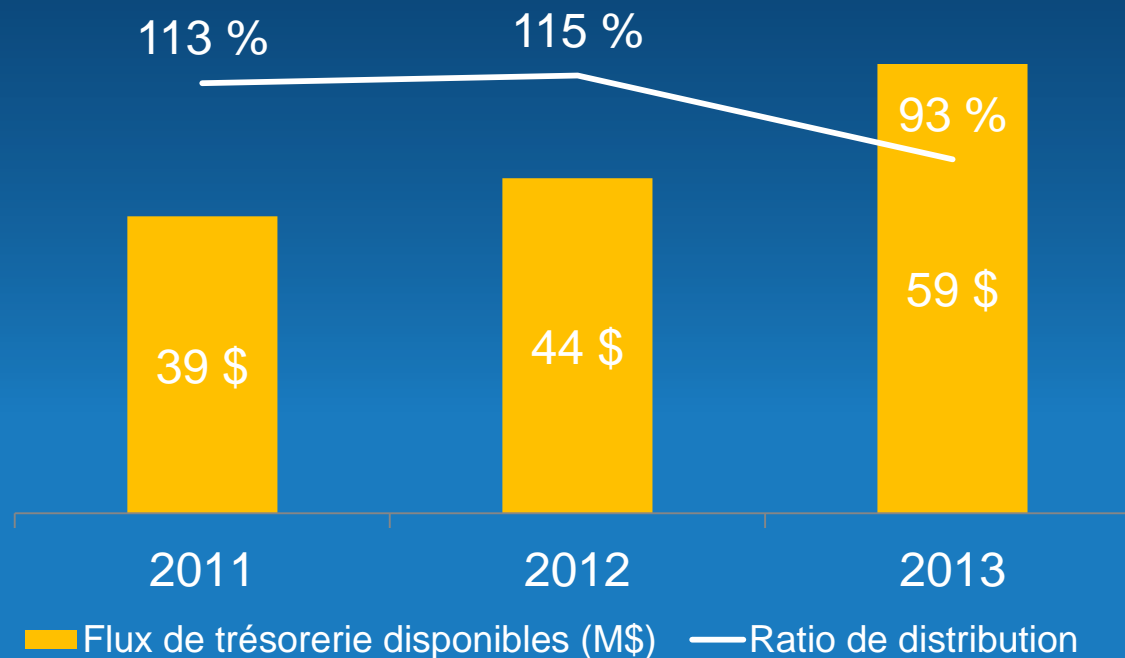
		2013	2012	▲
Ratio fonds de roulement		1,2	1,6	---
Réserves	M\$	48	48	---
Facilité à terme utilisée	M\$	185	204	-9 %
Dette liée aux projets	M\$	1 155	1 027	+12 %
Débetures convertibles	M\$	80	80	---
Dette liée aux projets en proportion de la dette totale		81 %	78 %	

STRUCTURE DE CAPITAL ÉQUILBRÉE

NOUS AVONS L'INTENTION DE FINANCER NOS PROJETS AVEC DES DETTES LIÉES AUX PROJETS SANS RECOURS ET À TAUX FIXE, ET DE MAINTENIR UNE STRUCTURE DE CAPITAL SAIN.



FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES ET RATIO DE DISTRIBUTION



SOMMAIRE DES RÉSULTATS DU PREMIER TRIMESTRE 2014

		2014	2013	▲
Production	GWh	417	386	+8 %
Produits	M\$	38	36	+5 %
BAIIA ajusté	M\$	25	25	---
Perte nette	M\$	(38)	(0)	---
Ratio de distribution		112 %	101 %	

PERFORMANCE D'EXPLOITATION

2013	2014
La production a augmenté de 13 %	Augmenter la production et les produits d'environ 20 %
Le BAIIA ajusté a augmenté de 11 %	Augmenter le BAIIA ajusté d'environ 20 %
Le Ratio de distribution est passé de 115 % à 93 %	Maintenir le Ratio de distribution sous la barre de 100 %

**M. MICHEL LETELLIER, MBA
PRÉSIDENT ET CHEF DE LA
DIRECTION**

REVUE DE 2013 ET PERSPECTIVES DE 2014



PRODUCTEUR CANADIEN D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EXCLUSIVEMENT



32
EN EXPLOITATION
(NETS/BRUTS)
672 / 1164 MW

25 CENTRALES HYDRO (403/517 MW)
6 PARCS ÉOLIENS (236/614 MW)
1 PARC SOLAIRE (33/33 MW_{DC})

5
EN DÉVELOPPEMENT
(NETS/BRUTS)
210 / 321 MW

4 CENTRALES HYDRO (135/171 MW)
1 PARC ÉOLIEN (75/150 MW)

PLUS DE 2900 MW
DE PROJETS POTENTIELS



LÉGENDE

- Hydro
- Éolien
- Solaire

Les MW indiqués
sont nets

DÉVELOPPEMENT DE PROJET

2013	2014
Mise en service des projets hydroélectriques Kwoiek Creek et Northwest Stave River	Faire progresser la construction des projets Tretheway Creek, Upper Lillooet River and Boulder Creek
Construction et mise en service du parc éolien Viger-Denonville	Commencer la construction du projet Big Silver Creek
Début de la construction des projets hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek	Faire progresser le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n, pour lequel un CAÉ a été signé en mars 2014

DÉVELOPPEMENT DE PROJET

CES PROJETS REPRÉSENTENT UN CROISSANCE DE PRÈS DE 27% PAR RAPPORT À NOTRE PUISSANCE INSTALLÉE BRUTE ACTUELLE DE 1 164 MW.

PROJETS AVEC CAÉ		LIEU	PUISSANCE INSTALLÉE BRUTE (MW)	PARTICIPATION D'INE	COÛTS DE CONSTRUCTION ESTIMÉS (M\$)	MISE EN SERVICE
TRETHEWAY CREEK	✘	C.-B.	23,2	100,0%	111,5	2015
BOULDER CREEK	✘	C.-B.	25,3	66,7%	119,2	2016
UPPER LILLOOET RIVER	✘	C.-B.	81,4	66,7%	315,0	2016
BIG SILVER CREEK		C.-B.	40,6	100,0%	216,0	2016
MESGI'G UGJU'S'N (MU)		QC	150,0	50,0%	365,0	2016
			320,5		1 126,7	

ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

	MW bruts	Type	Action	Dette liée au projet (M\$)
2013				
Northwest Stave River	17,5	Hydro	Nouvelle dette	72,0
Carleton	109,5	Éolien	Refinancement	52,8
Viger-Denonville	24,6	Éolien	Nouvelle dette	61,7
				186,5
2014/2015				
Umbata Falls	23,0	Hydro	Refinancement	47,0
ULHP ¹	106,7	Hydro	Nouvelle dette	370,0
Tretheway Creek	23,2	Hydro	Nouvelle dette	70,0
Big Silver Creek	40,6	Hydro	Nouvelle dette	150,0
Mesgi'g Ugju's'n	150,0	Éolien	Nouvelle dette	300,0 ²
				937,0

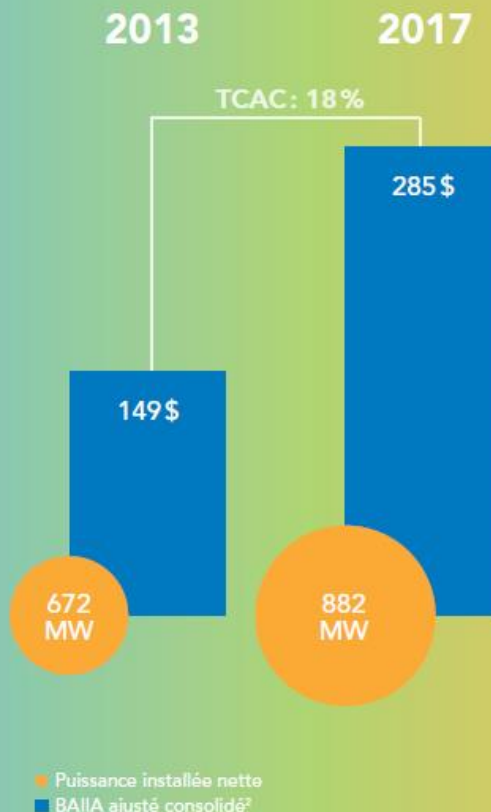
¹ Comprend les projets Upper Lillooet River (81,4 MW) et Boulder Creek (25,3 MW).

² Estimé préliminaire, sous réserve de modifications.

CROISSANCE MESURABLE

UN INDICATEUR CLÉ DE PERFORMANCE POUR NOUS EST LE BAIIA AJUSTÉ GÉNÉRÉ PAR LES INSTALLATIONS QUE NOUS CONSOLIDONS¹.

BAIIA AJUSTÉ (M\$)²



¹Exclut les coentreprises Umbata Falls et Viger-Denonville, comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Le BAIIA ajusté annuel combiné de ces installations attribuable à la Société s'établit à environ 8,0 M\$.

²Le BAIIA ajusté représente les produits moins les charges opérationnelles, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux projets potentiels. Il n'a pas de définition normalisée prescrite par les IFRS et ne doit pas être considéré comme un substitut au bénéfice net.

OCCASIONS DE CROISSANCE ADDITIONNELLES

2013	2014
Complété l'acquisition à Hydroméga de la centrale hydroélectrique Magpie de 40,6 MW	Compléter l'acquisition d'autres actifs d'Hydroméga
Signé une lettre d'intention avec Hydro-Québec Distribution pour un CAÉ de 20 ans pour le projet MU	Soumettre des projets dans l'appel d'offres de 450 MW d'énergie éolienne au Québec
Signé une entente avec la PN Saik'uz pour le développement d'un projet éolien de 210 MW en C.-B.	Faire progresser plusieurs projets potentiels, en partenariat avec des Premières Nations ou communautés

QU'OFFRE INNERGEX?

UNE PROPOSITION RISQUE-RENDEMENT ATTRAYANTE

1

MODÈLE
D'AFFAIRES À
FAIBLE RISQUE

2

DIVIDENDE
STABLE

3

CROISSANCE

UN PARTENAIRE DE CHOIX

23 MW

UMBATA FALLS
ONTARIO

COENTREPRISE **49-51**
AVEC LES **OJIBWAYS OF THE PIC RIVER FIRST NATION**

50 MW

KWOIEK CREEK
COLOMBIE-BRITANNIQUE

COENTREPRISE **50-50**
AVEC LA **KANAKA BAR INDIAN BAND**

25 MW

VIGER-DENONVILLE
QUÉBEC

COENTREPRISE **50-50**
AVEC LA **MRC DE RIVIÈRE-DU-LOUP**

150 MW

MESGI'G UGJU'S'N
QUÉBEC

COENTREPRISE **50-50**
AVEC LES **COMMUNAUTÉS MI'GMAQ DE LA GASPÉSIE**