

L'expertise mise à profit



Boralex inc.
Groupe Cascades

Profil

Fondée en 1982, Boralex inc. (« la Société ») est un des plus importants producteurs privés d'hydroélectricité et d'énergie thermique au Québec. La Société est propriétaire de 8 centrales hydroélectriques en exploitation, d'une capacité totale de 30,4 MW, de même que d'une centrale de cogénération au gaz naturel de 31 MW. Ces unités, à l'exception de celle de Palmer (Massachusetts), vendent leur électricité à Hydro-Québec au terme de contrats d'achat dont la durée varie entre 15 et 25 ans. Boralex détient également des intérêts majoritaires dans plusieurs projets d'énergie en développement ainsi que des intérêts minoritaires dans une centaine de puits de pétrole situés en Alberta. De plus, elle gère par contrat cinq centrales hydroélectriques appartenant à des tiers, d'une capacité totale de 22,3 MW.

Depuis le début des années 1990, Boralex a mis de l'avant une stratégie dynamique d'expansion qui lui a valu d'établir une expertise de pointe dans l'acquisition, la construction, la restauration et la gestion de petites centrales de production d'énergie bien adaptées aux milieux socio-récréatifs et écologiques dans lesquelles elles sont implantées. Boralex dispose aujourd'hui de l'infrastructure et des ressources qui lui permettront de supporter une croissance importante de sa base d'activités dans les années futures. Employant une équipe multidisciplinaire d'environ 50 spécialistes, la Société se distingue notamment par son centre de contrôle ultramoderne. Celui-ci permet de gérer à distance, par liens téléphoniques dédiés, la plupart des activités de planification, d'exploitation, de surveillance et d'entretien préventif des centrales.

Table des matières

Faits saillants financiers et opérationnels	1
Objectifs et réalisations stratégiques	2
Information sur les sites	3
Message aux actionnaires	4
Revue de l'exploitation 1996-1997	6
Principaux axes de développement pour 1998 et les exercices futurs	8
Analyse par la direction des résultats d'exploitation et de la situation financière	11
Rapports de la direction et des vérificateurs	16
États financiers consolidés	17
Notes afférentes aux états financiers consolidés	21
Administrateurs et dirigeants	
Renseignements généraux	

RENSEIGNEMENTS AUX ACTIONNAIRES

Inscription boursière

Titre	Symbole	Bourse
Actions ordinaires	BLX.A	Montréal
Déventures convertibles	BLX.db	Montréal

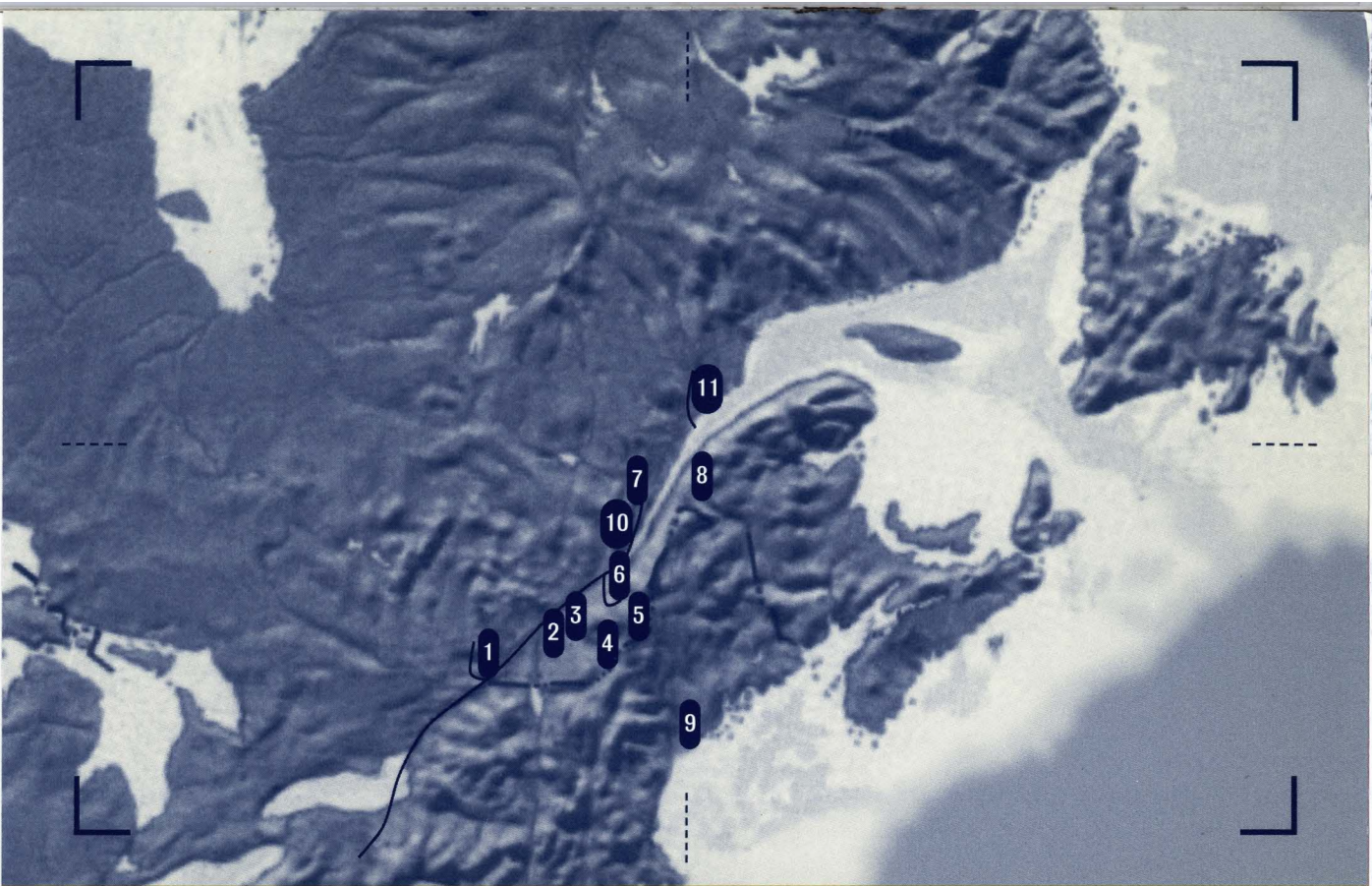
Transactions sur les actions ordinaires

Année financière se terminant les 30 septembre	Actions émises et en circulation	Actions détenues par le public		Fermeture au 30 septembre	
		Haut	Bas		
1997	19 402 018	5 620 954	7,70 \$	4,00 \$	5,20 \$
1996	16 734 404	2 953 340	5,20 \$	3,00 \$	4,20 \$

Actionnaire majoritaire

Cascades inc.	71,64 %
---------------	---------

Couvert intérieur
arrière



R é p a r t i t i o n géographique

1. Société en commandite

Hydroélectrique Buckingham
 Ville : Buckingham
 Cours d'eau : Rivière La Lièvre
 Bassin versant : 9 560 km²
 Débit annuel : 164 m³/s
 Puissance : 9 900 kW
 Production annuelle : 85 GWh

2. Hydraska (St-Lambert) inc.

Ville : Saint-Lambert
 Cours d'eau : Fleuve Saint-Laurent
 Bassin versant : Pleinement régularisé
 Débit annuel : 160 m³/s
 Puissance : 6 500 kW
 Production annuelle : 41,5 GWh

3. Hydraska (St-Hyacinthe) inc.

Ville : Saint-Hyacinthe
 Cours d'eau : Rivière Yamaska
 Bassin versant : 3 300 km²
 Débit annuel : 50 m³/s
 Puissance : 2 400 kW
 Production annuelle : 11 GWh

4. Forces Motrices St-François inc.

Ville : East Angus
 Cours d'eau : Rivière Saint-François
 Bassin versant : 3 962 km²
 Débit annuel : 96,8 m³/s
 Puissance : 2 230 kW
 Production annuelle : 15 GWh

5. Boralex inc.

Ville : Huntingville
 Cours d'eau : Rivière Ascot
 Bassin versant : 400 km²
 Débit annuel : 6,1 m³/s
 Puissance : 300 kW
 Production annuelle : 1,25 GWh

6. Cogénération Kingsey enr.

Ville : Kingsey Falls
 Puissance : 31 000 kW
 Production annuelle :
 - électricité : 215 GWh
 - vapeur : 360 000 T

7. Forces Motrices Montmorency inc.

Ville : Beauport
 Cours d'eau : Rivière Montmorency
 Bassin versant : 1 100 km²
 Débit annuel : 35,2 m³/s
 Puissance : 4 500 kW
 Production annuelle : 21 GWh

8. Rimouski Hydro-Électrique inc.

Ville : Rimouski
 Cours d'eau : Rivière Rimouski
 Bassin versant : 1 637 km²
 Débit annuel : 31 m³/s
 Puissance : 3 500 kW
 Production estimée annuelle :
 18,5 GWh

9. Cascades Energy Thorndike, Inc.

Ville : Palmer
 (Massachusetts, États-Unis)
 Cours d'eau : Rivière Ware
 Bassin versant : 1 492 km²
 Débit annuel : 5 m³/s
 Puissance : 1 100 kW
 Production annuelle : 4,4 GWh

10. RSP Hydro inc. (Bird - McDougall)

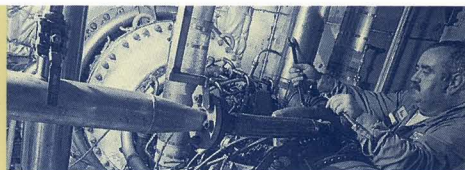
Ville : Pont Rouge
 Cours d'eau : Rivière Jacques-Cartier
 Bassin versant : 2 010 km²
 Débit annuel : 57,7 m³/s
 Puissance totale : 8 800 kW
 Production annuelle : 55 GWh

11. RSP Hydro inc. (3 centrales)

Ville : Forestville
 Cours d'eau : Rivière Sault-aux-Cochons
 Bassin versant : 1 922 km²
 Débit annuel : 36,4 m³/s
 Puissance totale : 13 500 kW
 Production annuelle : 63 GWh

Énergie
t h e r m i q u e

Cogénération Kingsey enr.



Énergie
h y d r o é l e c t r i q u e

Société en commandite
Hydroélectrique Buckingham

Forces Motrices St-François inc.

Forces Motrices Montmorency inc.

Hydraska (St-Lambert) inc.

Hydraska (St-Hyacinthe) inc.

Boralex inc., Huntingville

Rimouski Hydro-Électrique inc.

Cascades Energy Thorndike, Inc.



I n t e r n a t i o n a l

Corporation Hydro Énergi-Que
(CHEQ)

Tunisie

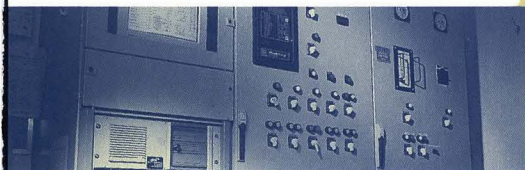
Cuba

A c t i v i t é s

connexes

Pétrole et gaz

Gestion et exploitation de centrales



F a i t s s a i l l a n t s

financiers et opérationnels

	EXERCICE DE 12 MOIS TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 1997	EXERCICE DE 9 MOIS TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 1996	PÉRIODE DE 12 MOIS TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 1996 ⁽¹⁾ (NON VÉRIFIÉ)
	\$	\$	\$
PERFORMANCE FINANCIÈRE			
Revenus	18 759 577	12 250 933	15 609 899
Bénéfice d'exploitation ⁽²⁾	8 829 401	5 617 630	7 096 603
Autres produits et charges	-	1 859 863	1 859 863
Bénéfice net excluant les autres produits et charges	774 191	129 269	166 941
• par action	0,03	0,01	0,01
Bénéfice net	774 191	1 269 807	1 307 479
• par action	0,03	0,08	0,08
Marge brute d'autofinancement	4 267 212	1 909 482	2 497 112
• par action	0,20	0,11	0,15
Nombre moyen pondéré d'actions	18 061 032	16 734 404	16 734 404
SITUATION FINANCIÈRE			
Actif total	112 080 812	75 580 326	75 580 326
Immobilisations	72 493 708	65 579 580	65 579 580
Avoir des actionnaires	42 340 788	17 144 528	17 144 528
Dette à long terme ⁽³⁾	60 737 136	48 541 363	48 541 363
Part des actionnaires sans contrôle	4 208 015	3 364 400	3 364 400
DONNÉES OPÉRATIONNELLES			
Revenus d'énergie (\$)	17 010 748	11 062 103	14 088 243
Livraisons d'électricité (MWh)			
• totales	359 329	274 271	355 597
• portion consolidée de la Société ⁽⁵⁾	254 156	195 868	249 737
Prix de vente moyen (\$/MWh) ⁽⁴⁾	66,93	56,48	56,41
Capacité installée (MW)			
• totale	61,4	57,4	57,4
• portion consolidée de la Société	45,9	41,9	41,9

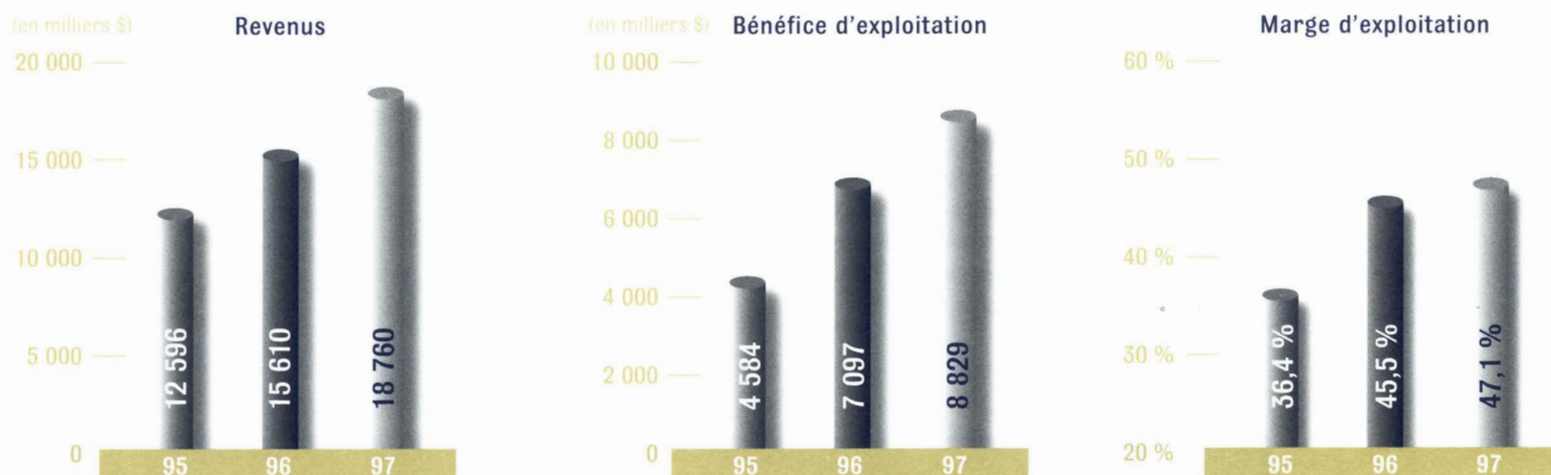
(1) Pour fins de comparaison, les résultats de la période de douze mois terminée le 30 septembre 1996 comprennent les résultats de l'exercice de neuf mois terminé à cette date, auxquels ont été ajoutés ceux du quatrième trimestre de l'exercice terminé le 31 décembre 1995.

(2) Bénéfice avant frais financiers, amortissement, autres produits et charges, impôts et part des actionnaires sans contrôle.

(3) Incluant la partie à court terme de la dette à long terme et, pour 1997, la composante passif des débetures convertibles au montant de 7 684 193 \$.

(4) Revenus d'énergie (vapeur et électricité) divisés par la portion consolidée de Boralex dans les livraisons d'électricité.

(5) Avant la transaction avec Novergaz en octobre 1997.



OBJECTIFS 1997

Accroître notre masse critique

RÉALISATIONS 1997

- Mise en service de la centrale hydroélectrique de Rimouski et construction du site n° 2 de celle de Palmer, au Massachusetts (octobre 1997)
- Acquisition de la participation de Novergaz dans l'usine de cogénération et dans les centrales hydroélectriques de Buckingham et de St-Lambert (octobre 1997)

La capacité totale consolidée est ainsi passée de 41,9 MW à 61,4 MW (octobre 1997)

Optimiser nos centrales existantes

- Investissements de 1,1 million \$ en 1996-1997 dans la productivité des centrales existantes
- Sur une base annuelle comparable, les revenus d'énergie ont augmenté de 20,8 % en 1996-1997

Développer des occasions d'affaires à l'international

- Finalisation des ententes d'achat de gaz et de vente d'électricité pour une centrale thermique de 25 MW en Tunisie (octobre 1997)
- Création de Corporation Hydro Énergie avec des partenaires pour développer les marchés de l'Amérique latine et des Antilles
- Entente d'exclusivité avec la compagnie d'électricité de Cuba (UNE) pour développer, construire et exploiter 3 centrales hydroélectriques de 85 MW sur les rivières TOA et DUABA (octobre 1997)

OBJECTIFS 1998 et 1999

Atteindre la masse critique de 200 MW d'ici l'an 2000

- Développement de 3 projets d'usines de cogénération à la biomasse ou au gaz naturel au Québec et en Ontario, et de 2 centrales hydroélectriques au Québec, pour un potentiel total de 100 MW additionnels
- Recherche de nouveaux projets de développement, d'acquisitions ou de coentreprises en Amérique du Nord

- Investissements de 1,7 million \$ au prochain exercice, incluant l'installation de ballons gonflables aux centrales de Buckingham et d'East Angus
- Rodage des centrales de Rimouski et du site n° 2 de Palmer
- Amélioration des moyens de gestion des centrales à distance

- Construction d'une usine thermique en Tunisie en vue de son démarrage en 1999
- Alliance stratégique avec Hydro-Québec International pour développer des projets d'hydroélectricité et de cogénération de petite et moyenne envergures en Tunisie
- Développement du projet de centrales hydroélectriques à Cuba

Information sur les sites

SITE	PUISSANCE INSTALLÉE EN MW	PRODUCTION ANNUELLE ESTIMÉE EN GWH	POURCENTAGE DÉTENU PAR LA SOCIÉTÉ	DATE DE MISE EN SERVICE COMMERCIAL	MOIS D'OPÉRATION COMPLÉTÉS AU 30 SEPTEMBRE 1997
Actifs en exploitation					
Cogénération Kingsey ⁽¹⁾	31,0	215	50 %	décembre 1992 ⁽²⁾	57 mois
St-Lambert ⁽¹⁾	6,5	42	70 %	août 1995	25 mois
Buckingham ⁽¹⁾	9,9	85	50 %	novembre 1994	33 mois
St-Hyacinthe	2,4	11	100 %	mai 1994	40 mois
Montmorency	4,5	21	100 %	avril 1995	29 mois
St-François	2,2	15	50 %	février 1993	55 mois
Palmer (site n° 1)	0,6	2	51 %	décembre 1995	21 mois
Huntingville	0,3	1	100 %	avril 1996	17 mois
Palmer (site n° 2)	0,5	2	75 %	octobre 1997	—
Rimouski	3,5	19	100 %	octobre 1997	—
	61,4	413			
124 propriétés pétrolifères	N/A		2 à 7 %		
Centrales sous gestion					
RSP Hydro inc. (cinq centrales)	22,3	118			

(1) En octobre 1997, Boralex a acquis de Novergaz inc. les participations que cette dernière détenait dans ces centrales. Par conséquent, la participation de Boralex dans Cogénération Kingsey et les centrales de St-Lambert et de Buckingham s'élève aujourd'hui à 100 %, 100 % et 70 % respectivement.

(2) Date d'installation des turbines actuelles.

En 1997, Boralex a franchi une autre étape décisive pour se positionner avantageusement dans une industrie en rapide évolution sur le continent nord-américain et ailleurs dans le monde.

Au cours du dernier exercice, nous avons solidifié notre base d'exploitation, optimisé le rendement de nos centrales existantes et élargi notre équipe de direction. Avec l'émission publique de 33 millions \$ réalisée au printemps dernier, nous nous sommes donné un levier financier considérable pour accélérer notre expansion par l'implantation de nouvelles centrales de production d'énergie, l'acquisition de sites en opération ainsi que la mise en place d'alliances stratégiques. Dans les semaines qui ont suivi la fin de l'exercice, nous avons d'ailleurs accru notre capacité installée de plus de 15 MW en rachetant la participation de nos partenaires dans trois unités et en démarrant deux nouvelles centrales hydroélectriques.

En bref, nous avons approfondi notre expertise du marché et mis en place la structure opérationnelle et financière qui nous permettra d'aborder des projets de plus grande envergure dès 1998. À cet effet, nous travaillons présentement à plusieurs dossiers de développement de centrales hydroélectriques et thermiques dans l'Est du Canada et à l'étranger. Compte tenu de la qualité et du degré d'avancement de ces projets, nous sommes confiants d'atteindre la masse critique de 200 MW de capacité installée d'ici deux ans et d'ainsi franchir le cap des 80 millions \$ de revenus annuels.

Forte de ces acquis, Boralex entend capitaliser au maximum sur la consolidation et la libéralisation des marchés qui s'amorce au sein de l'industrie de l'électricité.

Partout dans le monde, les impératifs économiques tendent vers le développement d'une nouvelle infrastructure énergétique qui fera davantage appel aux ressources et aux expertises du secteur privé. Le processus est déjà bien engagé dans la plupart des pays industrialisés, incluant les États-Unis, alors que plusieurs pays en voie de développement tendent également à se tourner vers le secteur privé pour développer leur infrastructure électrique en vue de répondre à la forte croissance prévue de la demande.

Cette tendance n'est pas moins incontournable au Canada, compte tenu de la globalisation des marchés et du niveau de la dette nationale. D'ailleurs, le gouvernement de l'Ontario vient de faire un pas décisif dans cette direction en déposant, à l'automne dernier, son livre blanc sur la restructuration du marché de l'électricité. En plus du clivage juridique entre les fonctions de production, de distribution et de transport de l'électricité, ce projet prévoit non seulement l'ouverture du marché de gros à la libre concurrence, mais également celui du détail. Dans le nouveau contexte, l'infrastructure actuelle de production d'Hydro-Ontario sera sur le même pied que les producteurs privés et les fournisseurs extérieurs pour vendre l'électricité aux consommateurs industriels et privés selon les règles du marché. Il va sans dire que Boralex entend se positionner rapidement pour développer l'excellent potentiel que cette orientation créera pour les producteurs privés en Ontario.

Au Québec toutefois, bien que le réseau de transport d'Hydro-Québec soit dorénavant accessible aux producteurs privés et que la nouvelle Régie de l'Énergie ait été mise en place pour gérer la transition vers un marché plus ouvert, les modalités de la dérèglementation sont encore loin d'être clairement définies. Nous espérons qu'à l'instar du marché qui se dessine en Ontario, les producteurs privés du Québec pourront bientôt desservir directement les consommateurs industriels et les municipalités, tout en exportant leurs surplus d'électricité. Nous serons ainsi mieux en mesure d'optimiser notre production d'électricité de façon à offrir des tarifs compétitifs aux industries.

Dans les prochains exercices, nous saisirons les occasions pour accroître notre leadership au Québec, élargir notre présence dans l'Est du Canada et nous établir de façon sélective sur la scène internationale.

Nous mettrons de l'avant une stratégie de développement principalement axée sur les consommateurs industriels, notamment l'industrie des pâtes et papiers. À cet égard, les quelque 25 usines du Groupe Cascades implantées dans l'Est du Canada et des États-Unis représentent un potentiel non négligeable pour Boralex. Nous pourrions

desservir, à coûts compétitifs, plusieurs d'entre elles en vapeur et en électricité. Nous discutons également avec d'autres sociétés canadiennes oeuvrant dans le secteur des pâtes et papiers et des mines avec lesquelles nous envisageons de nous associer dans des projets conjoints d'usines de cogénération à la biomasse ou au gaz naturel.

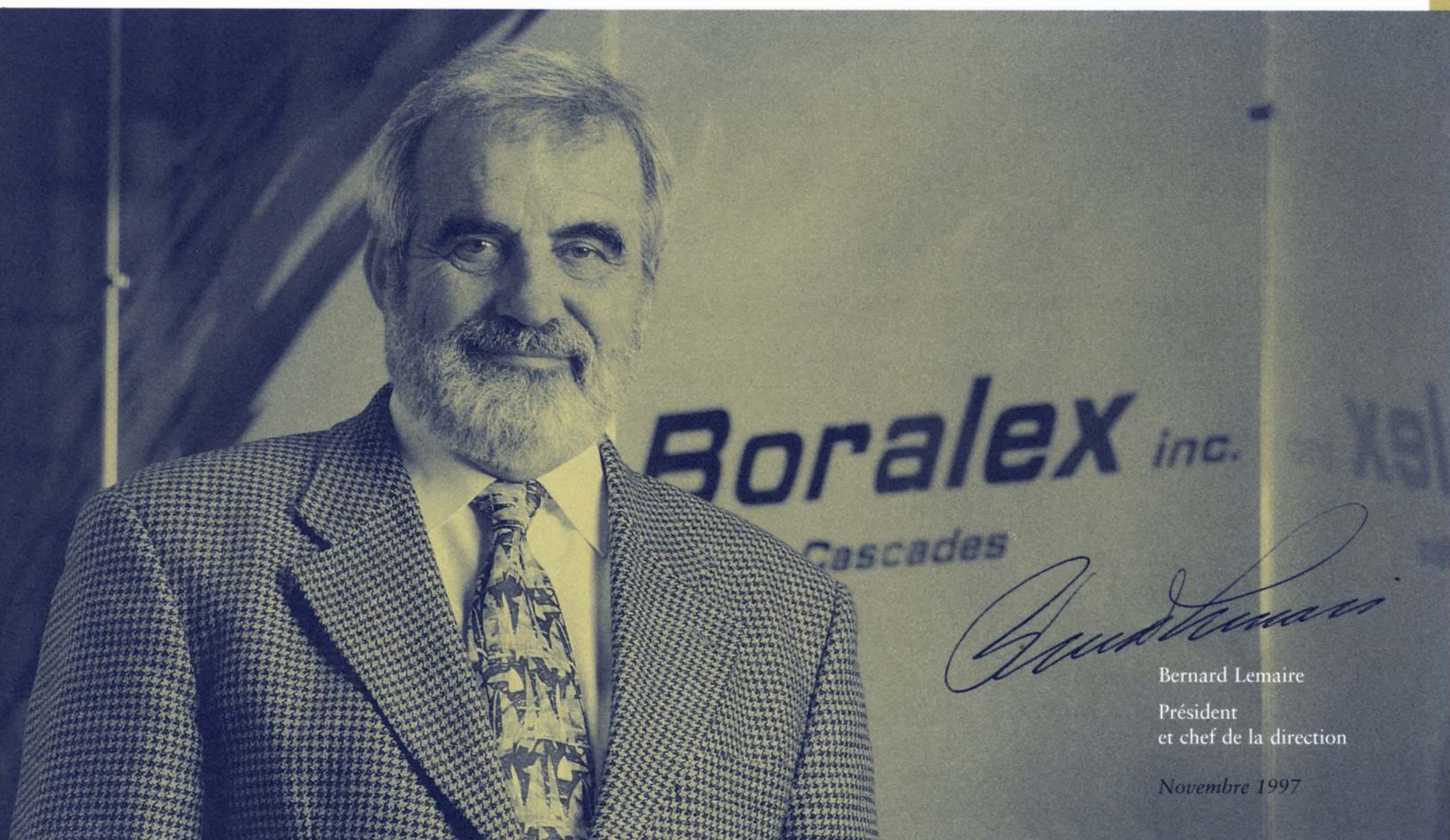
Tout en ciblant ses marchés, Boralex entend se développer dans diverses filières de production d'électricité, de façon à réduire sa vulnérabilité aux fluctuations qui pourraient affecter l'un ou l'autre de ces segments. En plus de tabler sur notre expérience éprouvée dans les secteurs de l'hydroélectricité et de la cogénération au gaz naturel, nous établirons notre leadership dans les technologies de cogénération à la biomasse forestière et viserons, éventuellement, à exploiter d'autres modes de production. Enfin, devant la convergence croissante des secteurs de l'électricité et du gaz naturel qui a actuellement cours aux États-Unis, nous maintiendrons notre participation dans les opérations gazières et pétrolifères en Alberta, qui nous offrent une fenêtre sur ce marché étroitement lié à celui de la cogénération.

Dans un marché où l'électricité est appelée à devenir une commodité transigée à court terme, notre principal défi à moyen et long termes sera de produire de l'énergie au meilleur coût possible, tout en respectant les exigences environnementales et la qualité de vie des populations locales.

Boralex est déjà bien positionnée pour relever ce défi. Nous disposons d'installations modernes et rentables dont la capacité installée totalise plus de 60 MW. Celles-ci sont gérées à partir d'un centre de contrôle unique dans l'industrie, apte à intégrer facilement et rapidement une dizaine de nouvelles unités. Surtout, nous avons mis en place une équipe dynamique et expérimentée, regroupant toutes les compétences nécessaires en construction et en exploitation de centrales hydroélectriques et thermiques, de même qu'en recherche, en développement et en financement de projets.

D'ailleurs, je désire féliciter le personnel de Boralex pour l'excellent travail accompli et souligner l'arrivée, au sein de notre équipe de direction, de MM. Yves Rheault et Cyrille Vittecoq aux postes respectifs de vice-président, développement des affaires et de vice-président, finances.

Je tiens également à remercier les actionnaires de Boralex et tous nos partenaires pour la confiance qu'ils nous témoignent. Soyez assurés que nous saurons mettre à profit notre expérience de plus de 15 ans dans la production d'énergie et les compétences de notre équipe pour maximiser le rendement de votre investissement, dans le respect des valeurs environnementales et sociales auxquelles nous adhérons.

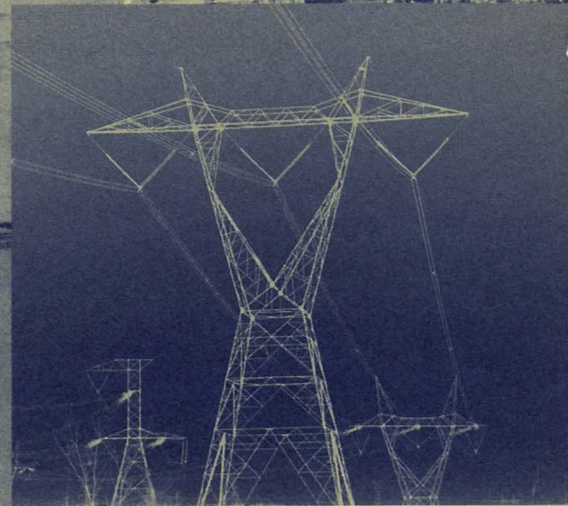


Bernard Lemaire

Bernard Lemaire
Président
et chef de la direction

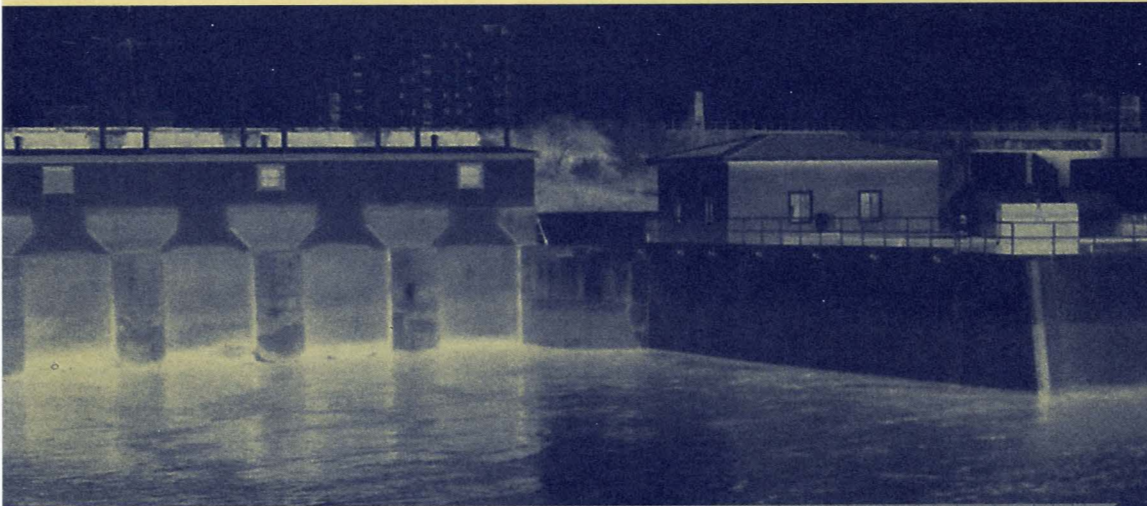
Novembre 1997

Au dernier exercice,
conformément à ses objectifs
de productivité, Boralex
a investi 8,9 millions \$ dans
l'expansion et l'optimisation
de sa base d'actifs.



Revue de l'exploitation

1996 - 1997



Jacques Gauthier
Vice-président exécutif

Nous avons construit deux nouvelles centrales hydroélectriques et apporté des améliorations techniques à nos unités existantes.

En septembre 1997, nous avons complété la construction de la centrale hydroélectrique de Rimouski dans les délais et les budgets prévus. Cette centrale de 3,5 MW, dont Boralex est propriétaire unique, a été mise en service commercial au mois d'octobre, soit au début de l'exercice courant. Bénéficiant au départ du plein tarif APR-91, elle vendra 19 millions de kWh par année à Hydro-Québec en vertu d'un contrat de 25 ans.

L'aménagement de cette centrale a démontré qu'il est tout à fait possible de concilier les intérêts économiques de la production d'énergie, la qualité de vie de la population locale et la protection de la faune aquatique. D'abord, ces travaux ont remis en valeur une centrale abandonnée depuis plus de 40 ans. Notre nouvelle centrale, aménagée dans un parc situé en plein coeur de la ville de Rimouski, a aussi permis d'améliorer les espaces verts et les plans d'eau. En dernier lieu, elle facilitera la reproduction des saumons, puisque ses installations sont dotées de systèmes sophistiqués de montaison, de dévalaison et d'incubateurs d'oeufs de saumons. Nous comptons optimiser le rendement de cette centrale en 1998, en améliorant notamment la gestion du bassin amont de la centrale.

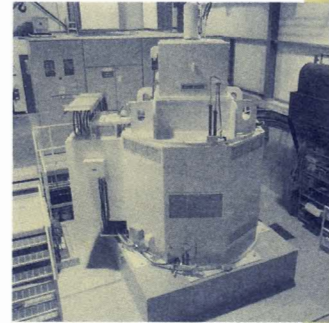
Également à la fin du dernier exercice, nous avons achevé la construction du site n° 2 de la centrale de Palmer (Massachusetts). Rappelons que Boralex exploite depuis 1995 le site n° 1 de la centrale de Palmer, d'une capacité de 0,6 MW, dans le cadre d'une coentreprise avec des partenaires américains qui détiennent un intérêt de 49 %. D'une capacité installée de 0,5 MW, le deuxième site a été mis en service en novembre 1997 et produira 2,5 millions de kWh par an. L'électricité est vendue à une entreprise industrielle membre du Groupe Cascades, ainsi qu'au Massachusetts Electricity Authority au tarif de 7,5 ¢ US par kWh.

Parmi les autres principaux investissements du dernier exercice, l'ensemble de nos centrales hydroélectriques a fait l'objet d'améliorations diverses, notamment en ce qui a trait au contrôle et à la gestion des débits d'eau. Nous avons aussi procédé aux travaux d'entretien majeurs, effectués à tous les trois ans, sur la turbine n° 1 de l'usine de cogénération de Kingsey Falls.

En octobre 1997, Boralex a acquis la participation de Novergaz inc. dans trois de ses unités de production.

Quelques jours après la fin du dernier exercice, nous avons conclu une importante transaction qui a accru notre capacité consolidée de production d'énergie de 15,5 MW, soit de 37 %. Boralex a en effet acheté de son partenaire, Novergaz inc., la participation de 50 % de ce dernier dans l'usine de cogénération au gaz naturel de Kingsey Falls ainsi que ses participations de 30 % et de 20 % respectivement dans les centrales hydroélectriques de St-Lambert et de Buckingham. Cette acquisition se traduira par des revenus additionnels de 8 millions \$ au cours de l'exercice 1998.

Cette transaction s'inscrit dans le plan d'expansion que nous avons mis en oeuvre dans l'objectif d'atteindre la masse critique de 200 MW avant l'an 2000. Dans la même lignée, nous avons poursuivi ou entrepris, au cours de la dernière année, divers projets de centrales hydroélectriques, thermiques ou de cogénération dans l'Est du Canada et à l'étranger.



Génératrice à la fine pointe de la technologie, installée récemment à la centrale hydroélectrique de Rimouski.

Principaux axes de développement pour 1998 et les exercices futurs

Dans les années à venir, Boralex verra à accentuer son leadership en hydroélectricité et en cogénération dans l'Est du continent nord-américain, à développer son expertise dans de nouveaux créneaux et à établir sa présence sur la scène internationale.

L'HYDROÉLECTRICITÉ

La réputation et la crédibilité de Boralex dans l'exploitation de mini-centrales hydroélectriques sont désormais bien établies puisque nous en gérons déjà 13, incluant celles que nous exploitons pour le compte de tiers. Ces petites centrales représentent un outil flexible et écologique de production d'énergie, puisqu'elles fonctionnent au fil de l'eau et génèrent peu d'émissions de gaz à effet de serre. De plus, certaines d'entre elles, comme notre centrale de Rimouski, ont été aménagées pour protéger les conditions de vie et de reproduction de la faune aquatique. D'autres, comme celles de Huntingville en Estrie et Marches Naturelles à Beauport, ont permis de restaurer des sites protégés par la loi sur le patrimoine culturel.

Au chapitre du développement de centrales hydroélectriques au Québec, Boralex détient actuellement des intérêts majoritaires dans deux projets sur la Rivière du Nord et la rivière Batiscan. Le premier, situé à Mont-Rolland, vise la construction d'une centrale de 4,5 MW qui produirait annuellement 19 GWh. Nous espérons obtenir bientôt le certificat d'autorisation du gouvernement du Québec en vue d'entreprendre la construction dès l'exercice 1998-1999. Au cours des douze derniers mois, nous avons aussi signé une lettre d'entente pour développer une centrale hydroélectrique de 9,6 MW dans le parc de la Batiscanie. Cette centrale, qui permettra de mettre en valeur un tronçon de la rivière actuellement inutilisable pour la population locale, pourrait vendre sa production aux États-Unis. Nous visons obtenir les autorisations au cours de l'exercice 1998-1999.

COGÉNÉRATION

La cogénération à base de biomasse forestière et de gaz naturel sera une autre avenue privilégiée de Boralex dans les années à venir. Ces technologies de cogénération sont des outils de développement et d'efficacité tout indiqués pour les consommateurs industriels. D'abord, elles fournissent deux sources d'énergie : l'électricité et la vapeur. Ensuite, elles offrent aux industries une plus grande indépendance énergétique et une meilleure flexibilité pour choisir les modes de production d'énergie les mieux adaptés à leurs besoins. Sur le plan de l'environnement enfin, la cogénération au gaz naturel est moins néfaste que les technologies utilisant les carburants traditionnels comme le charbon, le mazout ou le diesel, alors que celle à la biomasse forestière permet le recyclage des résidus qui se retrouvent autrement dans les sites d'enfouissement.

Même si elles sont encore peu nombreuses au Québec, les centrales de cogénération ont démontré leur capacité à répondre à des besoins industriels précis. C'est notamment le cas pour notre usine de Kingsey Falls, qui fut la première et qui demeure à ce jour la seule usine de cogénération au gaz naturel en exploitation au Québec. En plus de vendre son électricité à Hydro-Québec, celle-ci produit de la vapeur pour alimenter trois usines papetières de Cascades à Kingsey Falls.



Patrick Thibodeau
Ingénieur civil

Denis Aubut
Directeur des opérations

Hugues Girardin
Coordonnateur électrique
et instrumentation

Nous entendons mettre à profit l'expertise de plus de huit ans que nous avons développée dans le domaine de la cogénération. Nous viserons notamment à développer des projets en partenariat avec des clients industriels qui sont d'importants consommateurs d'électricité et de vapeur, comme les producteurs de pâtes et papiers. En effet, ces entreprises tendent de plus en plus à sous-traiter leur approvisionnement en énergie à des experts comme Boralex, de façon à pouvoir consacrer leurs ressources à leur activité principale. Il est à prévoir que cette tendance ira en s'accroissant dans un marché de libre concurrence.

Dans cette optique, nous œuvrons présentement, avec des entreprises du Groupe Cascades, à trois projets d'usines de cogénération d'un potentiel total de près de 90 MW. Ces projets consistent plus précisément en l'implantation de deux centrales de cogénération à la biomasse forestière, dont une de 25 MW et une autre de 28 MW, ainsi qu'en la construction d'une usine de cogénération au gaz naturel de 35 MW. L'une de ces centrales pourrait être mise en oeuvre dès le début de l'année 1999, alors que nous prévoyons démarrer les deux autres au cours de l'exercice 1999-2000. Mentionnons, en outre, que nous sommes en pourparlers avec d'autres papetières pour développer des partenariats semblables au Québec et en Ontario.

Afin d'exploiter pleinement le potentiel d'un marché ouvert de l'électricité, Boralex entend aussi explorer de nouvelles avenues de diversification et de développement à long terme. Nous chercherons notamment à développer et à expérimenter des technologies de production d'énergie éolienne adaptées à nos marchés géographiques cibles, en collaboration avec des partenaires déjà actifs dans le domaine de l'énergie.

Sur la scène internationale, Boralex s'intéresse particulièrement à l'Amérique du Sud, l'Amérique centrale et l'Afrique du Nord. La demande d'électricité est appelée à croître très rapidement dans ces pays au cours des 15 prochaines années. C'est pourquoi ils tendent à se tourner vers la privatisation pour assurer le développement de leurs infrastructures électriques, aussi bien dans l'hydroélectricité que dans la production d'énergie thermique. Notre approche du marché international est prudente et sélective. De façon générale, elle consiste à développer, avec des partenaires, des projets offrant un fort potentiel de rendement, lesquels feront l'objet de financements distincts.

Ainsi, en Tunisie, nous poursuivons des démarches depuis 1996 pour le développement d'une centrale thermique au gaz naturel de 25 MW. Nous avons conclu une entente de vente d'électricité d'une durée de cinq ans, renouvelable à l'échéance, avec la Société Tunisienne d'Électricité et de Gaz (STEG), laquelle fait fonction de société nationale de production et de distribution. Le projet se développe comme prévu et nous prévoyons démarrer sa mise en chantier d'ici quelques mois.

La centrale sera alimentée par le gaz naturel issu d'un puits de pétrole adjacent, sur le champ d'Ezzaouia. Un des aspects intéressants du projet est qu'à l'heure actuelle, le gaz naturel d'Ezzaouia est tout simplement brûlé à sa sortie de terre. Avec la mise sur pied de cette centrale, nous apporterons les équipements et l'expertise nécessaires pour récupérer et valoriser cette richesse naturelle.

ÉNERGIE ÉOLIENNE

9

DÉVELOPPEMENT
INTERNATIONAL

Richard Lemaire
Directeur du développement

Yves Rheault
Vice-président,
développement des affaires

Daniel Cataphard
Contrôleur financier

Cyrille Vittecoq
Vice-président, finances



Au cours du dernier exercice, Boralex a formé une alliance stratégique avec Hydro-Québec International pour mener à bien ce projet de centrale thermique. Ensemble, nous évaluons également la possibilité de développer, en coentreprises, des centrales hydroélectriques de petite et moyenne envergures en Tunisie. Cette association permettra aux deux partenaires de réduire leur risque d'affaires en capitalisant sur l'expertise de Boralex dans le domaine des petites centrales et sur la connaissance du marché et les relations d'Hydro-Québec International, pour qui la Tunisie est un partenaire de longue date.

L'Amérique du Sud et les Antilles sont d'autres régions parmi les plus prometteuses au monde en ce qui a trait au développement des infrastructures de production d'électricité. Récemment, nous avons fait une percée intéressante à Cuba en acquérant, d'une firme d'ingénierie canadienne, les études de faisabilité relatives à trois projets de centrales hydroélectriques, d'une puissance totale de plus de 85 MW. Une entente a été signée en novembre 1997 avec le gouvernement cubain, selon laquelle Boralex et la société d'état Union Electrica développeront et construiront ensemble ces centrales dans le cadre d'une coentreprise détenue à parts égales. L'entente stipule que les parties devront avoir complétées les études d'avant-projets en vue d'obtenir toutes les autorisations pour entreprendre le premier projet, sur la rivière Duaba, dans un délai maximal de 18 mois. Nous aurons ensuite un an pour mettre en chantier les deux autres centrales, situées sur la rivière Toa.

De plus, pour exploiter le potentiel du marché sud-américain et des Antilles, Boralex s'est alliée l'an dernier avec le Fonds de solidarité des Travailleurs du Québec (F.T.Q.), Hydro-Québec International et Hydro-Mécanique Construction (une filiale du Groupe Laperrière & Verreault inc.), pour former une locomotive de développement international : Corporation Hydro Énergi-Que (CHEQ). Cette société a pour mission d'identifier, de développer, de mettre en place le financement et de gérer la construction de centrales hydroélectriques et thermiques de moins de 50 mégawatts en Amérique du Sud et dans les Antilles. En réunissant les expertises complémentaires des entreprises actionnaires actives dans le domaine de l'énergie et la force financière du Fonds, elle permettra de mieux cibler les efforts des partenaires et d'ainsi réduire les coûts et les risques reliés au développement international.

Avec les projets que nous venons de décrire, ainsi que les nombreux dossiers qui sont actuellement en voie de prospection ou d'analyse, nous sommes confiants que Boralex rassemblera la masse critique de 200 MW d'ici deux ans. Or, compte tenu de la structure de coûts propre à notre industrie, où les frais fixes représentent une part considérable, l'accroissement de notre volume de production nous permettra d'optimiser davantage notre infrastructure et de bénéficier d'économies d'échelle substantielles qui se traduiront en un impact direct et important sur nos marges de profit.

C'est donc sous des auspices très favorables que se présente l'avenir de Boralex, puisque nous aurons en mains de précieux avantages pour établir encore plus fortement notre position concurrentielle dans un marché de libre concurrence.



Jacques Gauthier
Vice-président exécutif

Novembre 1997



Sylvain Moore
Ingénieur électrique

Analyse par la direction

des résultats d'exploitation et de la situation financière

En 1996, la Société a adopté le 30 septembre comme date de fin d'exercice financier. Par conséquent, l'exercice terminé le 30 septembre 1996 s'est étendu sur une période d'exploitation de neuf mois seulement, contre douze mois pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 1997. Afin d'obtenir une base de comparaison, nous présentons, à la page 1 de ce rapport annuel, les résultats de la période de 12 mois terminée le 30 septembre 1996. Ces derniers incluent les résultats de l'exercice de neuf mois terminé le 30 septembre 1996 auxquels ont été ajoutés ceux du dernier trimestre de l'exercice 1995. Les commentaires fournis dans l'analyse suivante réfèrent, lorsque indiqué, aux résultats comparables des périodes de douze mois terminées les 30 septembre 1996 et 1997, tels que présentés dans le tableau de la page 1.

Le lecteur doit également prendre en considération que le 1^{er} avril 1997, Boralex a procédé au regroupement de ses actions de catégorie A en circulation, sur la base de 10 anciennes actions pour une nouvelle action. Les données par action de l'exercice précédent ont été redressées pour refléter ce regroupement.

Boralex a réalisé un chiffre d'affaires de 18 759 577 \$ pour l'exercice terminé le 30 septembre 1997 par rapport à 12 250 933 \$ pour l'exercice de neuf mois terminé le 30 septembre 1996 et à 15 609 899 \$ pour la période de 12 mois terminée le 30 septembre 1996, soit une croissance de 20,1 % sur une base comparable. La majeure partie du chiffre d'affaires du dernier exercice, soit 90,7 %, a été générée par l'exploitation de centrales de production d'énergie appartenant à la Société. Les revenus d'énergie ont en effet totalisé 17 millions \$, en hausse de 20,7 % sur les revenus de 14,1 millions \$ réalisés au cours de la période comparable en 1996. Boralex a également réalisé des revenus de 1,3 million \$ provenant de la gestion de centrales appartenant à des tiers, soit une croissance de 17,5 % par rapport à la période comparable de 1996, alors que ses participations aux revenus de propriétés gazières et pétrolières en Alberta se sont chiffrées à 467 000 \$, en hausse de 8,3 % sur 1996.

La croissance de 2,9 millions \$ des revenus d'énergie est venue principalement de l'augmentation du prix de vente moyen qui s'est établi à 66,93 \$ par MWh en 1997 (incluant les revenus de vente de vapeur de l'usine de cogénération de Kingsey Falls), par rapport à 56,41 \$ à la période équivalente de 1996. En plus des indexations contractuelles, cet accroissement du prix de vente moyen est dû en large part au fait que la centrale hydroélectrique de Buckingham et l'usine de cogénération de Kingsey Falls ont opéré pour une première année avec la prime contractuelle de puissance maximale.

Par ailleurs, la portion consolidée de Boralex dans les livraisons d'électricité de ses huit unités en exploitation s'est élevée à 254 GWh au dernier exercice, comparativement à 250 GWh à la période équivalente de 1996. Cette relative stabilité s'explique par un certain nombre de facteurs. D'abord, nous avons connu des conditions d'hydraulicité défavorables aux troisième et quatrième trimestres, en raison du faible niveau de précipitations enregistré au cours de l'été dernier. De plus, les travaux d'entretien majeur sur la turbine n° 1 de l'usine de cogénération, effectués tous les trois ans, ont nécessité un arrêt de production de 23 jours au cours du premier trimestre du dernier exercice. Ajoutons à cela que les activités de la centrale de St-Lambert ont été interrompues pendant tout le quatrième trimestre à cause d'un bris mécanique. Il faut toutefois préciser que ce manque à gagner a été financièrement comblé par les assurances.

Les frais d'exploitation et d'administration ont augmenté de façon moins prononcée que les revenus, soit de 16,6 %, pour totaliser 9,9 millions \$ en 1997 par rapport à 8,5 millions \$ à la période comparable de 1996. Par conséquent, le bénéfice d'exploitation s'est accru de 24,4 % pour s'élever à 8,8 millions \$ en 1997 comparativement à 7,1 millions \$ pour la période équivalente de douze mois terminée le 30 septembre 1996. La marge bénéficiaire d'exploitation est ainsi passée de 45,5 % en 1996, à 47,1 % en 1997. Cette amélioration de la rentabilité est principalement attribuable au prix de vente moyen supérieur, ainsi qu'à l'optimisation des centrales de Buckingham et de Montmorency.

COMMENTAIRES
PRÉALABLES

RÉSULTATS
D'EXPLOITATION



Périodes de 12 mois terminées les 30 septembre (pour 1995, 31 décembre)

Les frais de financement se sont légèrement accrus pour atteindre 4,8 millions \$ comparativement à 4,4 millions \$ en 1996 sur une base comparable de douze mois. L'intérêt sur la dette à long terme est passé de 4,3 millions \$ à 4,9 millions \$, suite aux financements mis en place au courant des exercices 1996 et 1997. En 1997, Boralex a également inscrit une dépense d'intérêt de 383 000 \$ sur la composante passif des débetures convertibles émises au mois d'avril. Par contre, l'encaissement du produit de l'émission a permis de rembourser les emprunts bancaires et d'augmenter l'encaisse de la Société, ce qui s'est traduit par une diminution de 145 000 \$ des frais d'intérêts à court terme et une augmentation de 461 000 \$ des revenus d'intérêts.

Les frais d'amortissement ont totalisé 2,1 millions \$ au dernier exercice, soit un niveau équivalent à celui de la même période de 1996. Le bénéfice avant autres produits et charges, impôts sur le revenu et part des actionnaires sans contrôle s'est donc élevé à 2 millions \$ en 1997 par rapport à 574 000 \$ pour la même période de 1996, soit une croissance de plus de 250 %.

Boralex n'a comptabilisé aucun produit ou charge hors de ses activités courantes en 1997 alors qu'en 1996, elle avait enregistré des revenus non récurrents de 1 859 883 \$, reliés principalement à la cession et la dilution de participations dans certains actifs. Ce facteur explique la baisse de 420 000 \$ du bénéfice avant impôts et part des actionnaires sans contrôle, qui est passé de 2,4 millions \$ sur une base comparable de douze mois en 1996, à 2 millions \$ en 1997.

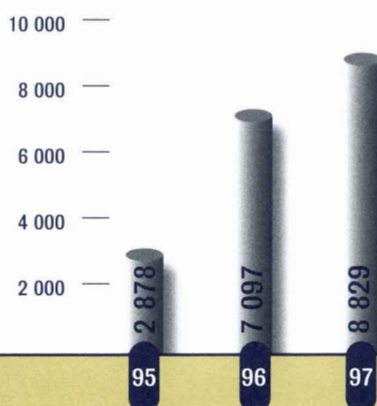
D'autre part, la provision pour les impôts sur le revenu a été moins importante en 1997 qu'en 1996, tant en termes absolus que relatifs, en raison d'avantages fiscaux non comptabilisés et de l'absence de dépenses non déductibles d'impôts comme il y en avait eu en 1996. Il est à noter que le paiement de la majorité des impôts comptabilisés est reporté sur des périodes de six à huit ans à cause des amortissements accélérés sur le plan fiscal.

La part des actionnaires sans contrôle est passée d'une perte de 175 000 \$ en 1996 à un bénéfice de 809 000 \$ l'an dernier en raison de l'accroissement de la rentabilité de certaines centrales détenues en coparticipation, en particulier celle de Buckingham. Par conséquent, le bénéfice net de l'année s'est établi à 774 191 \$ comparativement à 1 269 807 \$ pour l'exercice de neuf mois de 1996, et à 1 307 479 \$ sur une base comparable de douze mois en 1996. Soulignons toutefois qu'en excluant les revenus non récurrents de 1996, le bénéfice net annualisé provenant de l'exploitation se serait chiffré à 166 941 \$.

La Société a inscrit un bénéfice par action de 0,03 \$ au dernier exercice sur un nombre moyen pondéré de 18 061 032 actions en circulation, par rapport à un bénéfice de 0,08 \$ par action en 1996 (0,01 \$ en excluant les revenus non récurrents) sur 16 734 404 actions.

Bénéfice d'exploitation

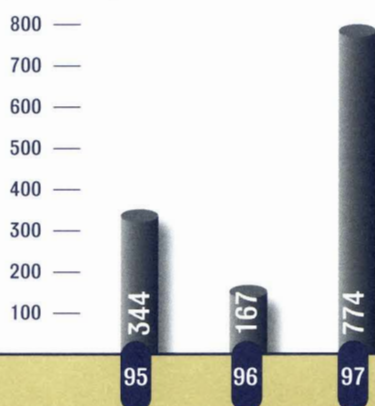
(en milliers \$)



Bénéfice net

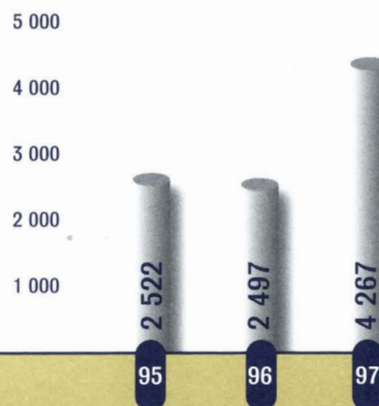
(avant autres produits et charges en 1996)

(en milliers \$)



Marge brute d'autofinancement

(en milliers \$)



Périodes de 12 mois terminées les 30 septembre (pour 1995, 31 décembre)

Données trimestrielles (non vérifiées)

(en milliers \$, sauf données par action et données opérationnelles)

1997	Trimestres terminés les	31 DÉC. 1996	31 MARS 1997	30 JUIN 1997	30 SEPT. 1997	TOTAL
Production (MWh) ⁽¹⁾		65 996	66 303	69 513	52 344	254 156
Chiffre d'affaires		4 782	5 846	4 101	4 031	18 760
Bénéfice d'exploitation ⁽²⁾		2 463	3 338	1 575	1 453	8 829
Bénéfice net (perte nette)		339	675	(183)	(57)	774
• par action		0,02	0,04	(0,02)	(0,01)	0,03
Marge brute d'autofinancement		1 219	1 997	564	487	4 267
• par action		0,07	0,12	0,01	0,00	0,20

1996	Trimestres terminés les	31 DÉC. 1995	31 MARS 1996	30 JUIN 1996	30 SEPT. 1996	TOTAL
Production (MWh) ⁽¹⁾		53 869	61 617	68 608	65 643	249 737
Chiffre d'affaires		3 359	4 383	4 006	3 862	15 610
Bénéfice d'exploitation ⁽²⁾		1 488	1 479	2 291	1 839	7 097
Bénéfice net (perte nette)		37	(174)	185	1 259	1 307
• par action		0,00	(0,01)	0,01	0,08	0,08
Bénéfice net (perte nette) excluant les autres produits et charges		37	(174)	47	257	167
• par action		0,00	(0,01)	0,00	0,02	0,01
Marge brute d'autofinancement		587	789	572	549	2 497
• par action		0,04	0,05	0,03	0,03	0,15

(1) Portion consolidée de Boralex dans la production d'électricité.

(2) Bénéfice avant frais financiers, amortissement, autres produits et charges, impôts et part des actionnaires sans contrôle.

L'analyse des résultats trimestriels démontre une relative uniformité de la production d'énergie de Boralex tout au long de l'année, malgré la saisonnalité reconnue du marché de l'hydroélectricité. Boralex parvient en effet à maintenir une production relativement élevée en hiver, grâce à sa centrale de cogénération et au fait que trois de ses centrales hydroélectriques bénéficient d'une hydraulité partiellement régularisée.

Le premier trimestre de 1997 a donné lieu à une croissance de 23 % du volume de production par rapport au même trimestre de 1996, laquelle est surtout venue de l'intégration des centrales de St-Lambert et de St-Hyacinthe qui n'avaient pas participé aux résultats du même trimestre en 1995. Combinée à la hausse des prix de vente, l'augmentation du volume de production s'est traduite en une progression marquée du chiffre d'affaires et de la rentabilité de Boralex.

Au second trimestre, le volume de production s'est accru de 8 % en raison principalement d'une meilleure productivité de l'ensemble des unités. En outre, Boralex a bénéficié pour la première fois d'une prime d'hiver à la centrale de Buckingham, en plus de la prime de puissance maximale à l'usine de cogénération. La Société a ainsi généré des revenus de 5,8 millions \$, un bénéfice net record de 675 000 \$ et des fonds autogénérés de près de 2 millions \$.

Par contre, la productivité de Boralex a connu un ralentissement à partir du troisième trimestre en raison du cycle saisonnier normal, lequel a été aggravé par un été particulièrement sec au Québec, ainsi qu'à un bris mécanique qui a paralysé la centrale hydroélectrique de St-Lambert pendant tout le quatrième trimestre. Malgré une légère hausse des revenus imputable aux prix de vente plus élevés, le faible niveau de production n'a pu compenser l'augmentation des frais d'exploitation, d'amortissement et de financement résultant de l'expansion et du refinancement de la base d'exploitation de Boralex.

La marge brute d'autofinancement s'est établie à 4 267 212 \$ en 1997, soit 0,20 \$ par action. Il s'agit d'une croissance de 70,9 % par rapport à la période comparable de 12 mois terminée le 30 septembre 1996, laquelle avait produit une marge brute d'autofinancement de 2 497 112 \$ ou 0,15 \$ par action. Cette progression s'explique essentiellement par la croissance du bénéfice net avant part des actionnaires sans contrôle et autres produits et charges.

Le fonds de roulement a absorbé des liquidités de 856 000 \$ au dernier exercice, en raison principalement de l'augmentation des comptes débiteurs. Au 30 septembre 1997, ces derniers incluaient une somme d'environ 1,1 million \$ à recevoir de nos assureurs relativement au bris mécanique survenu à la centrale de St-Lambert, dont une tranche de 1 million \$ a été encaissée au premier trimestre de l'exercice 1998. Après variation des éléments hors caisse du fonds de roulement, les activités d'exploitation ont généré des liquidités de 3,4 millions \$ en 1997, relativement à une sortie de fonds de 886 000 \$ à la même période de 1996.

Au chapitre des activités de financement, le fait saillant du dernier exercice a été le placement public, en date du 4 avril 1997, d'unités composées d'actions de catégorie A et de débetures convertibles subordonnées, portant intérêt de 7 %. Ce placement, incluant les attributions excédentaires accordées aux preneurs fermes, a résulté en l'émission de 2 650 000 nouvelles actions pour un montant de 15,9 millions \$ et de 17,1 millions \$ en débetures convertibles. Le produit brut du placement s'est ainsi élevé à 33 millions \$ et le produit net, déduction faite des frais d'émission, à 30,8 millions \$. Au lendemain de cette émission et suite au regroupement des actions sur la base de 10 pour une, le capital-actions de Boralex comportait 19,4 millions d'actions catégorie A en circulation. Le but de l'émission était de financer l'expansion future de la Société par la construction ou l'acquisition de nouvelles centrales de production d'énergie. Une tranche de 1,2 million \$ a également servi à rembourser l'avance qui était due à Cascades inc.

Toujours en regard aux activités de financement, Boralex a remboursé 4,6 millions \$ de dette à long terme et contracté de nouveaux emprunts à long terme de 9,2 millions \$. Ceux-ci sont principalement reliés au financement de la centrale hydroélectrique de Montmorency par un prêt de 5 millions \$, à taux fixe et d'une durée de 15 ans, ainsi qu'à celle de Rimouski par un prêt de 5 millions \$, à taux fixe et d'une durée de 10 ans, dont une tranche de 3,7 millions \$ était déboursée à la fin du dernier exercice. Enfin, Boralex a investi 8,9 millions \$ en nouvelles immobilisations au cours du dernier exercice (par rapport à 4,2 millions \$ pour la même période de 1996), dont 8,3 millions \$ ont été consacrés à la construction des centrales hydroélectriques de Rimouski et de Palmer (site n° 2).

Combiné à la marge brute d'autofinancement, le produit net de l'émission publique du mois d'avril a permis de financer les sorties de fonds de l'année et d'accroître la trésorerie de Boralex de 28,7 millions \$. Au 30 septembre 1997, Boralex disposait de liquidités de 29,5 millions \$ par rapport à 744 000 \$ un an plus tôt.

SITUATION FINANCIÈRE

La situation financière de Boralex s'est considérablement renforcée au cours du dernier exercice, aussi bien à court terme qu'à long terme, en raison principalement de l'émission publique d'avril dernier. L'actif total s'est accru de près de 50 % pour se chiffrer à 112,1 millions \$ au 30 septembre 1997, relativement à 75,6 millions \$ un an plus tôt. D'un déficit de 2 millions \$, soit un ratio de 0,71:1 au 30 septembre 1996, le fonds de roulement est passé à un surplus de 15,1 millions \$ au 30 septembre 1997, pour un ratio de 1,8:1. Avec la construction de deux nouvelles centrales hydroélectriques, la valeur des immobilisations s'établissait à 72,5 millions \$ à la fin du dernier exercice, comparativement à 65,6 millions \$ à la fin de l'exercice précédent.

L'avoir des actionnaires a plus que doublé pour atteindre à 42,3 millions \$ par rapport à 17,1 millions \$ à la fin de l'exercice précédent. Ce montant inclut une tranche de 10,1 millions \$ représentant la composante capitaux-propres des débetures convertibles émises en cours d'année. Par ailleurs, au 30 septembre 1997, la dette à long terme totalisait 60,7 millions \$ (incluant la partie à court terme de la dette à long terme et la composante passif de 7,7 millions \$ des débetures convertibles) comparativement à 48,5 millions \$ un an plus tôt. Le ratio d'endettement à long terme sur l'avoir des actionnaires est ainsi passé de 2,83:1 en 1996 à 1,43:1 en 1997.

ÉVÉNEMENT SUBSÉQUENT À LA FIN DE L'EXERCICE 1996-1997

Le 3 octobre 1997, soit immédiatement après la fin du dernier exercice financier, Boralex a acquis de Novergaz inc., une filiale de Hydro-Québec et de Gaz de France, les participations de cette dernière de 50 % dans la Société en nom collectif Cogénération Kingsey enr., de 30 % dans Hydraska (St-Lambert) inc. et de 20 % dans Société en commandite Hydroélectrique Buckingham. L'acquisition des actions et des parts des sociétés concernées a été effectuée pour une contrepartie de 13 millions \$, soit 11,8 millions \$ net de l'encaisse (nouvellement consolidée), et a été financée à même l'émission publique du printemps 1997. De plus, Boralex a pris en charge une dette à long terme de 10,5 millions \$ relative à ces actifs.

À la suite de cette transaction, Boralex est devenue propriétaire unique de l'usine de cogénération de Kingsey Falls et de la centrale hydroélectrique de St-Lambert, et détient désormais une participation de 70 % dans celle de Buckingham. Cet investissement aura un impact significatif sur les résultats de 1998, lequel s'accroîtra dans les années futures. En effet, compte tenu de la rentabilité historique et des projections à long terme de ces centrales, nous anticipons un taux de rendement interne d'environ 12 % sur cet investissement au cours des 20 prochaines années.

Nous prévoyons une croissance de l'ordre de 50 % de nos revenus d'énergie en 1997-1998. Outre l'indexation des prix de vente de l'électricité prévue dans nos contrats de vente d'électricité, cette croissance viendra principalement d'une augmentation de notre volume de production de l'ordre de 130 GWh, soit de 250 à 380 GWh. À elle seule, la transaction conclue en octobre 1997 avec Novergaz inc. contribuera à augmenter d'environ 110 GWh notre portion consolidée de la production d'énergie. De plus, la mise en service commercial des centrales de Rimouski et de Palmer (site n° 2) générera une production additionnelle d'environ 20 GWh. Par ailleurs, la centrale de St-Lambert restera inopérante pour la quasi-totalité du premier trimestre, soit jusqu'en décembre 1997. Comme pour l'exercice 1997, ce manque à gagner de même que les frais de réparation seront largement compensés par les assurances.

Nous anticipons également une progression prononcée de la rentabilité d'exploitation et de la marge brute d'auto-financement de Boralex en 1998 et dans les exercices futurs en raison, notamment, du remboursement graduel de la dette à long terme et des économies d'échelle résultant d'un volume de production plus élevé. Ainsi, au prochain exercice, nous serons en mesure d'intégrer l'exploitation de deux nouvelles centrales, celles de Rimouski et de Palmer, sans augmenter notre personnel. Cependant, les frais financiers en 1998 devraient légèrement augmenter, en raison de la comptabilisation, pour tout l'exercice, des intérêts sur les débetures convertibles, du refinancement de deux centrales au courant du dernier exercice et de l'utilisation de nos liquidités pour nos projets d'expansion, incluant l'acquisition récente des participations de Novergaz.

En termes de besoin de fonds, nous rembourserons 2,4 millions \$ sur la dette à long terme au prochain exercice et investirons environ 1,7 million \$ en immobilisations relatives à l'amélioration et l'entretien de centrales existantes. Entre autres, au premier trimestre de l'exercice 1998, nous avons procédé au remplacement d'un groupe turbine-alternateur à la centrale de Buckingham. En 1998, nous comptons également doter cette unité d'un seuil gonflable qui facilitera la gestion du niveau d'eau en amont de la centrale. Ces améliorations permettront d'accroître la productivité de la centrale de Buckingham d'environ 3 GWh par année à partir de l'exercice 1999.

Le secteur d'activités dans lequel oeuvre Boralex comporte certains risques inhérents reliés, entre autres, au développement, au financement et à l'exploitation d'actifs de production d'énergie. De plus, bien qu'il demeure plusieurs incertitudes quant à la déréglementation du marché de l'électricité en Amérique du Nord, tout semble indiquer que la tendance ira vers l'avènement d'un marché plus ouvert et davantage soumis aux lois de la libre concurrence. Boralex est cependant d'avis qu'elle jouit d'une excellente position concurrentielle en raison de sa solide expérience du secteur, de l'expertise de son équipe et des outils dont elle dispose pour assurer l'efficacité de sa gestion, notamment son centre de contrôle.

De plus, dans le cadre de ses projets d'expansion, Boralex poursuit une politique de gestion du risque basée sur des critères financiers élaborés. Aucun projet n'est entrepris à moins que la Société ait l'assurance raisonnable qu'il offrira un taux de rendement interne établi en fonction du niveau de risque qu'il représente. Par exemple, la construction de nouvelles installations et les projets à l'étranger commandent des taux de rendement interne supérieurs à ceux requis dans le cas de l'acquisition d'actifs déjà en opération.

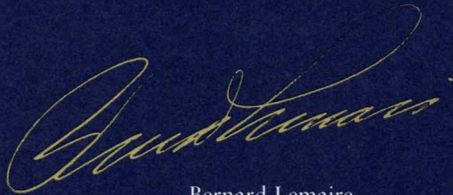
En ce qui a trait aux projets de développement et de construction, surtout à l'étranger, Boralex a aussi pour politique de répartir les frais de développement entre plusieurs intervenants, de s'associer avec des partenaires canadiens et locaux et de recourir à une formule de construction « clés-en-mains ». Par ailleurs, elle cherche à limiter ses risques d'exploitation par des polices d'assurance adéquates et la diversification géographique de ses installations hydroélectriques. À cet effet, les centrales actuelles qu'elle exploite ou qu'elle gère sont réparties sur 10 cours d'eau différents, dont cinq ont un débit régularisé en tout ou en partie, ce qui réduit sa vulnérabilité aux phénomènes d'hydraulicité.

En ce qui concerne le risque financier, enfin, toutes les unités de production de Boralex sont constituées en filiales distinctes bénéficiant de leur propre financement, sans possibilité de recours sur les actifs de la Société. De plus, ces financements comportent des taux d'intérêts fixes pour la période d'amortissement totale de la dette, ce qui place Boralex à l'abri des fluctuations des taux d'intérêt.

Les états financiers pour l'exercice terminé le 30 septembre 1997 et pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 1996 ont été dressés par la direction de Boralex inc., examinés par le comité de vérification et approuvés par le conseil d'administration. Ils ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada et appropriés aux activités de la Société.

La Société et ses filiales maintiennent des systèmes de contrôle interne rigoureux visant à obtenir un degré de certitude raisonnable quant à l'exactitude et à la fiabilité des renseignements financiers. Tous les renseignements contenus dans le présent rapport annuel sont conformes aux états financiers qu'il renferme.

Les vérificateurs de la Société, Coopers & Lybrand, Société en nom collectif, ont vérifié les états financiers, et leur rapport figure ci-après.



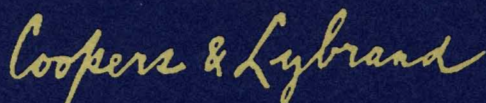
Bernard Lemaire
Président
et chef de la direction
Montréal (Canada)
Le 20 novembre 1997

16 **Rapport des v é r i f i c a t e u r s**
aux actionnaires

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Boralex inc. aux 30 septembre 1997 et 1996 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière pour l'exercice terminé le 30 septembre 1997 et pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 1996. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de la Société aux 30 septembre 1997 et 1996 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé le 30 septembre 1997 et pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 1996 selon les principes comptables généralement reconnus.



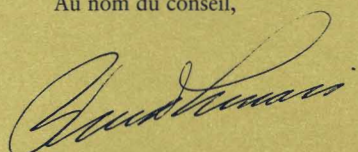
Société en nom collectif
Comptables agréés
Montréal (Canada)
Le 30 octobre 1997

Bilans consolidés

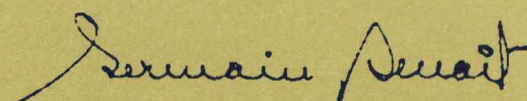
aux 30 septembre 1997 et 1996

	Note	1997 \$	1996 \$
ACTIF			
Actif à court terme			
Encaisse et placements temporaires		29 450 571	1 369 080
Comptes débiteurs		5 099 212	3 433 181
		34 549 783	4 802 261
Immobilisations	4	72 493 708	65 579 580
Autres éléments d'actif	5	5 037 321	5 198 485
		112 080 812	75 580 326
PASSIF ET AVOIR DES ACTIONNAIRES			
Passif à court terme			
Emprunt bancaire		-	625 000
Avances d'un actionnaire		-	1 236 091
Comptes créditeurs et charges		3 320 624	2 612 617
Impôts sur le revenu		517 749	832 327
Partie à court terme de la dette à long terme		15 562 429	1 461 539
		19 400 802	6 767 574
Dette à long terme	6	45 174 707	47 079 824
Impôts sur le revenu reportés		956 500	1 224 000
Part des actionnaires sans contrôle		4 208 015	3 364 400
		69 740 024	58 435 798
Avoir des actionnaires			
Composante capitaux propres des débiteurs convertibles	7	10 070 707	-
Capital-actions	9	31 805 721	15 874 721
Bénéfices non répartis		464 360	1 269 807
		42 340 788	17 144 528
		112 080 812	75 580 326

Au nom du conseil,



Bernard Lemaire, administrateur



Germain Benoit, administrateur



Bénéfices non répartis consolidés

pour l'exercice terminé le 30 septembre 1997 et la période de neuf mois terminée le 30 septembre 1996

	1997	1996
	\$ (douze mois)	\$ (neuf mois)
Solde au début de l'exercice	1 269 807	-
Bénéfice net pour l'exercice	774 191	1 269 807
	2 043 998	1 269 807
Accroissement de la composante capitaux propres des débetures convertibles, déduction faite des impôts sur le revenu reportés de 105 000 \$	(171 603)	-
Frais d'émission d'actions de catégorie A et de débetures convertibles, déduction faite des impôts sur le revenu reportés de 864 000 \$	(1 408 035)	-
Solde à la fin de l'exercice	464 360	1 269 807



Résultats consolidés

pour l'exercice terminé le 30 septembre 1997 et la période de neuf mois terminée le 30 septembre 1996

	Note	1997 \$ (douze mois)	1996 \$ (neuf mois)
Revenus			
Énergie	8	17 010 748	11 062 103
Gestion		1 281 743	757 638
Pétrole et gaz		467 086	431 192
		18 759 577	12 250 933
Charges			
Exploitation		7 955 721	5 359 043
Administration		1 974 455	1 274 260
		9 930 176	6 633 303
Bénéfice avant les éléments suivants			
		8 829 401	5 617 630
Frais de financement	10	4 751 702	3 625 148
Amortissement		2 064 124	1 476 228
Autres produits et charges	11	-	(1 859 863)
		6 815 826	3 241 513
Bénéfice avant les impôts sur le revenu et la part des actionnaires sans contrôle			
		2 013 575	2 376 117
Provision pour les impôts sur le revenu	12	430 500	1 290 000
		1 583 075	1 086 117
Part des actionnaires sans contrôle		(808 884)	183 690
Bénéfice net pour l'exercice		774 191	1 269 807
Bénéfice net par action de catégorie A			
		0,03	0,08
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A			
		18 061 032	16 734 404

Évolution de la situation financière consolidée

pour l'exercice terminé le 30 septembre 1997 et la période de neuf mois terminée le 30 septembre 1996

	1997 \$ (douze mois)	1996 \$ (neuf mois)
Activités d'exploitation		
Bénéfice net pour l'exercice	774 191	1 269 807
Éléments sans incidence sur les liquidités :		
Amortissement	2 064 124	1 476 228
Intérêts sur la composante passif des débiteures convertibles	383 298	-
Gain net à la cession d'une participation	-	(1 453 398)
Gain résultant de dilution de participation	-	(811 237)
Gain sur vente de placements	-	(146 683)
Radiation de projets en voie de mise en valeur	-	1 226 455
Impôts sur le revenu reportés	290 500	532 000
Part des actionnaires sans contrôle	808 884	(183 690)
Autres	(53 785)	-
Marge brute d'autofinancement	4 267 212	1 909 482
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	(855 911)	(2 793 337)
	3 411 301	(883 855)
Activités de financement		
Augmentation de la dette à long terme	9 150 000	13 322 487
Versements sur la dette à long terme	(4 638 420)	(14 421 229)
Diminution des avances d'un actionnaire	(1 236 091)	(3 601 409)
Produit de l'émission de débiteures convertibles	17 095 000	-
Produit de l'émission d'actions de catégorie A	15 931 000	-
Frais d'émission d'actions et de débiteures convertibles	(2 272 035)	-
Part des actionnaires sans contrôle	-	1 023 260
	34 029 454	(3 676 891)
Activités d'investissement		
Nouvelles immobilisations	(8 854 090)	(2 962 899)
Autres éléments d'actif	119 826	(2 371 743)
Acquisition de participations	-	(424 389)
Produit net de la cession d'une participation	-	2 475 000
	(8 734 264)	(3 284 031)
Variation nette des liquidités		
au cours de l'exercice	28 706 491	(7 844 777)
Liquidités au début de l'exercice	744 080	8 588 857
Liquidités à la fin de l'exercice	29 450 571	744 080
Marge brute d'autofinancement par action de catégorie A	0,20	0,11

Les liquidités comprennent l'encaisse et les placements temporaires, déduction faite de l'emprunt bancaire.



Notes afférentes aux états financiers consolidés

pour l'exercice terminé le 30 septembre 1997 et la période de neuf mois terminée le 30 septembre 1996

1. Acquisitions et base de présentation

a) Le 22 décembre 1995, à la suite d'une assemblée spéciale des actionnaires, la Société a acquis de Cascades Énergie (1995) inc. ses éléments d'actif relatifs à la production d'énergie et 3 000 000 \$ comptant pour une valeur totale estimée à 29 982 000 \$ en contrepartie de l'émission par la Société de 137 810 640 actions de catégorie A de son capital-actions (avant le regroupement d'actions). En tenant compte de l'effet de cette transaction, Cascades Énergie (1995) inc. détenait alors 82,35 % des actions de catégorie A en circulation de la Société.

Préalablement à cette transaction, la Société avait acquis la totalité des actions émises et en circulation de 3089-8183 Québec inc. qu'elle ne détenait pas et la totalité des avances dues par 3089-8183 Québec inc. à ses actionnaires en contrepartie de l'émission par la Société de 16 708 081 actions de catégorie A de son capital-actions (avant le regroupement d'actions).

b) Cette transaction a été traitée à titre de prise de contrôle inversée de la Société par Cascades Énergie (1995) inc. et comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple, tel qu'il est prévu par les règles en vigueur pour ce type de transaction. Le prix d'achat de la Société de 6 360 000 \$ représente la juste valeur marchande des actions de catégorie A de la Société réputées avoir été acquises par Cascades Énergie (1995) inc. Ainsi, la valeur attribuée à ces actions de catégorie A, réputées avoir été émises par Cascades Énergie (1995) inc. est de 6 360 000 \$.

c) Les présents bilans consolidés reflètent les éléments d'actif acquis de Cascades Énergie (1995) inc. à leur valeur comptable puisque Cascades Énergie (1995) inc. est réputée être l'acquéreur. Les éléments d'actif et de passif de la Société sont reflétés à leur juste valeur à la date de la transaction.

Les résultats de la Société sont inclus dans ces états financiers consolidés depuis leur acquisition, soit le 22 décembre 1995. La Société résultant de cette transaction a adopté le 30 septembre comme nouvelle date de fin d'exercice.

d) La répartition suivante du prix d'achat entre les éléments de l'actif net de la Société réputée avoir été acquise par Cascades Énergie (1995) inc. n'a résulté en aucun fonds commercial :

Actif à court terme	1 162 420	
Actif à long terme	23 348 589	
		24 511 009
Emprunts et avances bancaires	1 243 567	
Passif à court terme	3 014 530	
Dette à long terme	13 400 000	
Impôts reportés	191 284	
Part des actionnaires sans contrôle	301 628	18 151 009
		6 360 000 \$

e) La valeur des actions de catégorie A de la Société immédiatement après cette transaction se détaille comme suit :

Valeur attribuée aux éléments d'actif net de la Société	6 360 000
Valeur nette comptable des éléments d'actif acquis de Cascades Énergie (1995) inc.	9 514 721
	15 874 721 \$

f) De plus, au cours de l'exercice 1996, la Société a acquis la participation de 50 % qu'elle ne détenait pas dans une filiale pour une contrepartie comptant de 412 012 \$. La répartition du prix d'achat entre les éléments d'actif et de passif acquis n'a résulté en aucun fonds commercial.

2. Nature des activités et périmètre de consolidation

La Société est engagée principalement dans le secteur privé de la production d'énergie. Au 30 septembre 1997, elle détenait des participations dans huit centrales hydroélectriques (sept en 1996) et une centrale de cogénération totalisant une puissance de 61,4 MW (56,8 MW en 1996). En plus d'être le gestionnaire des centrales qu'elle détient, la Société gère, pour le compte de tiers, cinq centrales hydroélectriques (sept en 1996) totalisant 22,3 MW (29,1 MW en 1996). Les participations de la Société dans des centrales comprennent ce qui suit :

	Puissance MW	30 septembre	
		1997 %	1996 %
Centrale de cogénération à Kingsey Falls (Cogénération Kingsey enr.)	31,0	50,0	50,0
Centrale hydroélectrique à Buckingham (Société en commandite Hydroélectrique Buckingham enr.)	9,9	50,0	50,0
Centrale hydroélectrique sur la Voie Maritime du St-Laurent (Hydraska (St-Lambert) inc.)	6,5	70,0	70,0
Centrale hydroélectrique Marches Naturelles à Beauport (Forces Motrices Montmorency inc.)	4,5	100,0	100,0
Centrale hydroélectrique à Rimouski (Rimouski Hydro-électrique inc.)	3,5	100,0	-
Centrale hydroélectrique T.D. Bouchard (Hydraska (St-Hyacinthe) inc.)	2,4	100,0	100,0
Centrale hydroélectrique à East Angus (Forces Motrices St-François inc.)	2,2	50,0	50,0
Centrale hydroélectrique à Palmer, Massachusetts (Cascades Energy Thorndike, Inc.)	1,1	50,1	-
Centrale hydroélectrique à Huntingville (Boralex inc.)	0,3	100,0	100,0

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société et de ses filiales, préparés selon la méthode de l'achat pur et simple. Ils comprennent également la part des comptes de sa coentreprise comptabilisée selon la méthode de la consolidation proportionnelle.

3. Conventions comptables

Utilisation d'estimations

La préparation d'états financiers selon les principes comptables généralement reconnus requiert l'utilisation de certaines estimations ayant une incidence sur les éléments d'actif et de passif et sur la divulgation des éléments de passif éventuels inscrits aux états financiers. Les résultats réels pourraient être différents de ces estimations.

Placements temporaires

Les placements temporaires, consistant principalement en obligations et certificats de dépôt, sont évalués au moindre du coût et de la valeur au marché.

Immobilisations et amortissement

Les immobilisations, constituées principalement de centrales hydroélectriques et d'une centrale de cogénération, sont inscrites au coût, y compris les intérêts engagés durant la période de construction de certaines immobilisations. Elles sont amorties à compter de la date de leur mise en service selon la méthode de l'amortissement à intérêts composés de 3 % sur une période variant de 33 à 40 ans.

Placements pétroliers et gaziers

La Société inscrit ses placements pétroliers et gaziers selon la méthode de la capitalisation du coût entier. Selon cette méthode, tous les frais se rapportant à l'acquisition, à l'exploration et à la mise en valeur de réserves de pétrole et de gaz sont capitalisés. Ces coûts sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement, basée sur les réserves estimées récupérables.

Les placements pétroliers et gaziers sont comptabilisés au moindre du coût capitalisé moins l'épuisement et de la limite maximale. La limite maximale est généralement plafonnée à la valeur des produits estimatifs nets futurs tirés de la production des réserves prouvées, calculée au prix et aux coûts moyens de l'exercice, moins une estimation des frais généraux et administratifs.

Fonds de réserve

Le fonds de réserve représente les fonds détenus en fidéicommiss afin de satisfaire aux exigences des conventions d'emprunt à long terme.



Frais reportés

Les frais reportés, incluant les frais de forces hydrauliques et de droit d'eau et les frais de financement reportés, sont amortis respectivement selon la méthode de l'amortissement à intérêts composés de 3 % sur une période de 40 ans et sur la durée des dettes correspondantes.

Projets en voie de mise en valeur

Les frais de projets en voie de mise en valeur incluent les frais de conception et d'acquisition de nouveaux projets et sont reportés jusqu'au début des travaux de construction de la nouvelle centrale, date à laquelle ils sont transférés dans le coût de la centrale. Lors de l'abandon d'un projet, les frais correspondants sont radiés.

Impôts sur le revenu

La Société pourvoit aux impôts sur le revenu aux taux présentement en vigueur pour tous les éléments qui figurent dans les résultats, quelle que soit la période où ces éléments sont inscrits à l'égard des impôts sur le revenu. Les principaux écarts entre l'inscription dans les états financiers et dans les déclarations de revenus proviennent de l'amortissement et des frais d'émission. Les impôts sur le revenu reportés ne sont pas redressés par suite de modifications apportées ultérieurement aux taux d'imposition.

Conversion des devises

Les opérations libellées en devises sont comptabilisées au taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les éléments d'actif et de passif monétaires libellés en devises sont convertis en monnaie locale au taux de change en vigueur à la date du bilan. Les gains et pertes de change non matérialisés à la conversion des éléments d'actif et de passif monétaires sont compris dans le calcul du résultat net pour l'exercice.

Montants par action

Les montants par action sont déterminés selon le nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A en circulation au cours de l'exercice. Pour les fins de la détermination des montants par action, l'accroissement de la composante capitaux propres des débentures convertibles, déduction faite des impôts sur le revenu y afférents, a été retranché du bénéfice net pour l'exercice et l'accroissement de la composante capitaux propres des débentures convertibles, avant déduction des impôts sur le revenu reportés y afférents, et les intérêts sur la composante passif des débentures convertibles ont été déduits de la marge brute d'autofinancement pour l'exercice.

Juste valeur marchande des instruments financiers

La Société a évalué la juste valeur marchande de ses instruments financiers en se basant sur les taux d'intérêt actuels, la valeur au marché et le prix actuel d'un instrument financier ayant des conditions comparables. À moins d'indication contraire, la valeur comptable de ces instruments financiers est considérée approximativement égale à leur juste valeur marchande.

4. Immobilisations

	30 septembre 1997		
	Coût \$	Amortissement cumulé \$	Montant net \$
Centrales hydroélectriques et de cogénération	78 459 307	7 573 008	70 886 299
Mobilier, matériel informatique et autres	391 921	140 662	251 259
Pièces de rechange	1 356 150	-	1 356 150
	80 207 378	7 713 670	72 493 708
	30 septembre 1996		
	Coût \$	Amortissement cumulé \$	Montant net \$
Centrales hydroélectriques et de cogénération	69 980 510	5 744 985	64 235 525
Mobilier, matériel informatique et autres	231 926	95 206	136 720
Pièces de rechange	1 207 335	-	1 207 335
	71 419 771	5 840 191	65 579 580

5. Autres éléments d'actif

a) Les autres éléments d'actif comprennent ce qui suit :

	Note	30 septembre	
		1997 \$	1996 \$
Placements pétroliers et gaziers	5 b)	542 796	596 934
Fonds de réserve		1 782 206	1 580 974
Frais reportés		2 063 450	1 783 399
Projets en voie de mise en valeur		563 716	1 146 785
Autres		85 153	90 393
		5 037 321	5 198 485

b) Au cours de l'exercice terminé le 30 septembre 1997, la Société a acquis des propriétés pétrolières et gazéifères pour la somme de 48 462 \$ (45 347 \$ en 1996) et a inscrit un épuisement total de 102 600 \$ (76 950 \$ en 1996). Également, en 1997, des coûts de 721 729 \$ relatifs à des projets en voie de mise en valeur ont été transférés aux immobilisations.

6. Dette à long terme

a) La dette à long terme comprend ce qui suit :

	Note	30 septembre	
		1997 \$	1996 \$
Emprunts garantis d'un montant original de 13 400 000 \$ remboursables en versements mensuels de 138 897 \$ en capital et intérêts au taux fixe moyen de 11,39 %, échéant de 2015 à 2020	6 b)	13 282 495	13 367 390
Emprunt garanti d'un montant original de 11 500 000 \$ portant intérêt au taux fixe de 9,07 % remboursable en divers versements trimestriels, échéant en 2011		10 930 009	11 332 422
Emprunts garantis d'un montant original de 17 600 000 \$ remboursables en versements trimestriels de 521 666 \$ en capital et intérêts au taux fixe de 10,44 %, échéant en 2016		17 163 841	17 461 946
Emprunts garantis d'un montant original de 5 000 000 \$ remboursables en versements trimestriels de 146 000 \$ en capital et intérêts au taux fixe de 8,32 %, échéant en 2011		4 867 701	-
Emprunt garanti d'un montant original autorisé de 5 000 000 \$ portant intérêt au taux préférentiel plus 0,75 %	6 c)	3 650 000	-
Emprunt garanti d'un montant original de 2 700 000 \$ remboursable en versements mensuels de 27 385 \$ en capital et intérêts au taux fixe de 9,89 %, échéant en 2010		2 421 864	2 506 625
Composante passif des débentures convertibles	7	7 684 193	-
Avances sans intérêt ni modalités de remboursement définies		711 787	861 787
Emprunt non garanti et sans intérêt remboursable en versements annuels de 25 246 \$ et échéant en 1998		25 246	50 493
Avances d'une compagnie apparentée dont 2 000 000 \$ portant intérêt au taux préférentiel, remboursées durant l'exercice		-	2 410 700
Avance portant intérêt au taux de 10,5 %, remboursée durant l'exercice		-	550 000
		60 737 136	48 541 363
Moins la partie à court terme		15 562 429	1 461 539
		45 174 707	47 079 824

b) Au 30 septembre 1997, le ratio du service de la dette pour ces emprunts de deux filiales de la Société auprès du même prêteur était inférieur au minimum requis en vertu des conventions régissant ces emprunts. La Société a, de sa propre initiative, entrepris des démarches afin de corriger

la situation. Les conventions d'emprunts précisent que si, après un avis écrit du prêteur, la situation n'est pas résolue après une période de 15 jours, ceci constituerait un cas de défaut permettant au prêteur de demander à la filiale le remboursement du capital plus une indemnité, laquelle serait inscrite aux résultats le cas échéant. La Société a jusqu'à présent apporté son appui financier à ces filiales et aucun avis écrit n'a été reçu du prêteur. La direction de la Société s'estime confiante d'obtenir les dérogations requises pour maintenir les termes de ces emprunts. Le solde de ces emprunts au 30 septembre 1997 est présenté dans la partie à court terme de la dette à long terme tel que requis par les principes comptables généralement reconnus.

- c) Cet emprunt sera convertible en un prêt à terme portant intérêt au taux de 8,27 %, en date du 1er décembre 1997 et sera remboursable en versements mensuels de 44 408 \$ en capital et intérêts débutant le 1er janvier 1998. Les versements mensuels prévus ont été inclus dans le tableau de la note 6 f).
- d) À l'exclusion de l'encaisse et des placements temporaires substantiellement tous les éléments d'actif de la Société, de ses filiales et de sa coentreprise ont été donnés en garantie de l'emprunt bancaire et des emprunts garantis.
- e) La juste valeur de la dette à long terme, incluant la composante passif des débetures convertibles, a été estimée à 68 767 787 \$ au 30 septembre 1997 selon l'actualisation des flux monétaires futurs aux taux d'intérêts disponibles à la Société pour des émissions comportant des conditions et échéances moyennes similaires.
- f) Le montant global estimatif du remboursement de la dette à long terme au cours des cinq prochains exercices, considérant que les jours des emprunts décrits à la note 6 b) sont maintenus, est respectivement de :

1998	2 413 000 \$
1999	2 467 000
2000	2 513 000
2001	2 585 000
2002	2 679 000

7. Débetures convertibles

Le 4 avril 1997, la Société a émis des débetures convertibles subordonnées et non garanties totalisant 17 095 000 \$, portant intérêt au taux annuel de 7 % et échéant le 4 avril 2007. Ces débetures sont convertibles en actions de catégorie A jusqu'au 3 avril 2002 au prix de 6,90 \$ par action, du 4 avril 2002 au 3 avril 2004 au prix de 7,20 \$ par action et par la suite au prix de 7,50 \$ par action.

À compter du 4 avril 2000, la Société peut les rembourser par anticipation, suivant certaines conditions, à la valeur d'émission plus une prime calculée sur la valeur cotée de l'action de catégorie A. Une fois que la Société aura donné un avis de remboursement par anticipation, les porteurs ne pourront pas convertir leurs débetures.

Également, à compter du 4 avril 2000, la Société pourra les échanger par anticipation, suivant certaines conditions, contre des actions de catégorie A plus le paiement des intérêts courus et impayés à cette date. Si les débetures sont appelées à des fins d'échange par anticipation, les porteurs pourront convertir les débetures jusqu'au jour ouvrable précédant l'échange.

La Société aura, à l'échéance, la faculté de payer les débetures par l'émission et la remise d'un nombre d'actions de catégorie A obtenu en divisant le capital des débetures par la valeur cotée moyenne pondérée de l'action de catégorie A au cours des 20 derniers jours, plus les intérêts courus et impayés, ou par la remise au comptant de la valeur nominale des débetures, majorées des intérêts courus et impayés.

8. Produit d'assurance

Les revenus d'énergie incluent un produit d'assurance de 690 370 \$ relativement à une réclamation de Hydraska (St-Lambert) inc. pour l'interruption de ses opérations commerciales, survenue à la suite d'un bris d'une composante importante de l'équipement de sa centrale hydroélectrique. La filiale s'attend à une reprise des opérations commerciales en décembre 1997.

9. Capital-actions

- a) Autorisé :
Un nombre illimité d'actions de catégorie A

Émis :

	30 septembre	
	1997 \$	1996 \$
19 402 018 (16 734 404 en 1996)		
actions de catégorie A	31 805 721	15 874 721

- b) En date du 4 avril 1997, la Société a procédé à un regroupement de ses actions de catégorie A sur un ratio de 10 pour 1. Les chiffres comparatifs pour 1996 ont donc été redressés pour refléter ce regroupement.
- c) Le 4 avril 1997, la Société a émis, par le biais d'un appel public à l'épargne, 2 650 000 actions de catégorie A en contrepartie de 15 900 000 \$ comptant. De plus, la Société a émis, au cours de l'exercice, 17 500 actions de catégorie A (30 000 en 1996) à la suite de la levée d'options d'achat d'actions, par un membre de la direction ayant quitté la Société, en contrepartie de 31 000 \$ (48 000 \$ en 1996) comptant.
- d) En vertu d'un régime d'options d'achat d'actions à l'intention des administrateurs, des membres de la haute direction et des employés clés de la Société, 1 500 000 actions de catégorie A sont réservées pour émission. Au 30 septembre 1997, des options d'achat de 85 000 actions (80 000 actions en 1996) de catégorie A à un prix variant de 4,10 \$ à 5,70 \$ (1,60 \$ à 4,10 \$ en 1996) par action échéant au plus tard le 4 août 2007 (le 23 avril 2006 en 1996) étaient en circulation.

10. Frais de financement

	1997 \$ (douze mois)	1996 \$ (neuf mois)
Intérêts sur la dette à long terme	4 884 233	3 468 485
Intérêts sur la composante passif des débetures convertibles	383 298	-
Autres intérêts	172 663	297 863
Intérêts créditeurs	(688 492)	(141 200)
	4 751 702	3 625 148

11. Autres produits et charges

	Note	1997 \$ (douze mois)	1996 \$ (neuf mois)
Gain à la cession d'une participation	11 a)	-	2 128 398
Gain résultant de dilution de participation	11 b)	-	811 237
Gain sur vente de placements		-	146 683
Radiation de projets en voie de mise en valeur	11 c)	-	(1 226 455)
		-	1 859 863

- a) Au cours de la période terminée le 30 septembre 1996, la Société a cédé 200 parts (20 %) qu'elle détenait dans une filiale pour une contrepartie de 3 150 000 \$.
- b) Au cours de la période terminée le 30 septembre 1996, une filiale de la Société a accepté la souscription d'un nouvel actionnaire résultant en un gain sur dilution de 811 237 \$.
- c) Au cours de la période terminée le 30 septembre 1996, certains projets en voie de mise en valeur de la Société ont dû être abandonnés et les frais déjà engagés correspondants ont été radiés.



12. Impôts sur le revenu

a) La provision pour les impôts sur le revenu s'établit comme suit :

	1997 %	1996 %
	(douze mois)	(neuf mois)
Provision pour les impôts sur le revenu fondée sur le taux combiné d'imposition de base du Canada et du Québec	45,4	45,4
Augmentation (diminution) d'impôts découlant des éléments suivants :		
Gain résultant de dilution de participation non imposable	-	(13,0)
Perte non déductible sur radiation de projets en développement	-	13,5
Avantages fiscaux non comptabilisés	(8,2)	3,0
Déduction à titre de revenu d'entreprise exploitée activement au Québec	(6,8)	(0,8)
Impôts des grandes corporations	6,9	3,5
Part des impôts d'une société en commandite consolidée non attribuable à la Société	(14,0)	-
Autres	(1,9)	2,7
	(24,0)	8,9
	21,4	54,3

b) Certaines des filiales de la Société ont cumulé des pertes fiscales totalisant environ 1 847 000 \$ au fédéral et 2 329 000 \$ au provincial qui peuvent être reportées et portées en diminution du revenu imposable des exercices à venir et par lesquelles aucun avantage fiscal n'a été comptabilisé. Ces pertes fiscales non utilisées peuvent être réclamées au cours des exercices se terminant au plus tard en 2004. La Société a également cumulé des pertes fiscales totalisant environ 5 861 000 \$ au fédéral et 4 767 000 \$ au provincial qui peuvent être utilisées jusqu'en 2004 et pour lesquelles un avantage fiscal a été comptabilisé en réduction des impôts sur le revenu reportés.

13. Engagements

- a) La Société s'est engagée à vendre la presque totalité de sa production d'électricité à un seul client, Hydro-Québec, en vertu de contrats à long terme variant entre 17 et 25 ans renouvelables pour une autre période de 20 à 25 ans.
- b) La Société a un engagement relatif à un bail avec l'administration de la Voie maritime du St-Laurent d'une durée restante de 23 ans, soit jusqu'en 2020. Le loyer minimal annuel est de 140 000 \$ et est proportionnel aux ventes provenant de l'exploitation des installations sur le site loué.
- c) La Société a un engagement relatif à un bail avec la Ville de St-Hyacinthe, pour la location de terrains et des structures du barrage qu'elle utilise, d'une durée restante de 17 ans, soit jusqu'en 2014. Le loyer est proportionnel aux ventes provenant de l'exploitation des installations construites sur le site loué.
- d) La Société s'est également engagée pour une somme de 279 700 \$ en vertu d'un contrat concernant l'utilisation de machinerie. Le contrat, échéant en décembre 1999, inclut également des sommes en fonction du niveau d'utilisation de la machinerie ne pouvant excéder 7 370 \$ sur une base hebdomadaire. Les paiements minimaux exigibles pour chacun des deux prochains exercices s'élèvent à 139 850 \$.
- e) La Société a contracté un engagement relatif à un bail d'une durée de trois ans et demi, soit jusqu'en 1999. Le loyer annuel s'élève approximativement à 40 000 \$.

14. Opérations entre parties apparentées

En plus des opérations entre parties apparentées présentées séparément dans ces états financiers, la Société a conclu les opérations suivantes, toutes à des conditions équivalentes à celles conclues avec des parties non apparentées :

	1997 \$	1996 \$
	(douze mois)	(neuf mois)
Revenus d'énergie	2 736 000	2 211 000
Revenus de gestion	1 143 000	322 000
Frais d'exploitation	728 000	1 324 000
Intérêts débiteurs	25 000	511 000
Intérêts créditeurs	22 000	-

Aux 30 septembre 1997 et 1996, les bilans comprenaient les soldes suivants avec des parties apparentées :

	30 septembre	
	1997 \$	1996 \$
Comptes débiteurs	631 929	794 901
Comptes créditeurs	731 207	630 106

15. Participation dans une coentreprise

Les principales composantes provenant de la participation dans une coentreprise incluses dans les états financiers consolidés sont :

	1997 \$	1996 \$
Bilans consolidés :		
Actif	15 448 864	15 112 525
Passif	11 957 549	11 815 850
Résultats consolidés :		
Revenus	7 969 134	5 949 307
Frais d'exploitation, charges et frais de financement	7 299 740	4 823 510
Évolution de la situation financière consolidée :		
Marge brute d'autofinancement	1 323 932	1 679 972
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	810 131	(309 898)
Activités de financement	(402 414)	11 332 423
Activités d'investissement	(707 641)	(1 798 132)

16. Événement postérieur à la date du bilan

Le 3 octobre 1997, la Société a acquis, pour une contrepartie totale de 13 000 000 \$ comptant, une participation de 30 % dans sa filiale Hydraska (St-Lambert) inc. et de 20 % dans la Société en commandite hydroélectrique Buckingham enr. et de son commandité, Forces Motrices Buckingham inc., ainsi qu'une participation de 50 % dans la Société en nom collectif Cogénération Kingsey enr. lui donnant le contrôle à 100 % de cette société.



Administrateurs et dirigeants

Renseignements généraux

CONSEIL D'ADMINISTRATION

- Bernard Lemaire
*Président du conseil d'administration
de Cascades inc.,
Président et chef de la direction
de la Société*
- Alain Lemaire
Vice-président exécutif de Cascades inc.
- Jacques Gauthier ^{(2) (3)}
Vice-président exécutif de la Société
- Allan Hogg ^{(1) (2)}
Contrôleur corporatif de Cascades inc.
- Yves Rheault
*Vice-président du conseil,
Vice-président,
développement des affaires de la Société*
- Richard Lemaire
Directeur du développement de la Société
- Germain Benoît ^{(1) (3)}
Président de Placements Ger-Ben inc.
- Gilles Shooner ^{(1) (3)}
Associé du Groupe Conseil Genivar inc.

- (1) Membre du comité de vérification
(2) Membre du comité exécutif
(3) Membre du comité environnement

EQUIPE DE DIRECTION

- Bernard Lemaire
Président et chef de la direction
- Jacques Gauthier
Vice-président exécutif
- Yves Rheault
*Vice-président,
développement des affaires*
- Cyrille Vittecoq
Vice-président, finances
- Denis Aubut
Directeur des opérations
- Daniel Cataphard
Contrôleur financier
- Richard Lemaire
Directeur du développement
- Robert F. Hall
Secrétaire

RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX

Siège social

404, rue Marie-Victorin
Kingsey Falls (Québec)
Canada J0A 1B0
Téléphone : (819) 363-5130
Télécopieur : (819) 363-5155

Principale place d'affaires

772, rue Sherbrooke Ouest
Montréal (Québec)
Canada H3A 1G1
Téléphone : (514) 284-9890
Télécopieur : (514) 284-9895

Assemblée annuelle

L'assemblée générale annuelle des actionnaires
aura lieu le 16 février 1998, à 15 heures
à l'Hôtel Westin Mont-Royal
Salon des Saisons B
1050, rue Sherbrooke Ouest
Montréal (Québec)

Notice annuelle

La notice annuelle 1997 de Boralex inc. sera
disponible sur demande au siège social
de la Société à compter du 16 février 1998

Relations avec les investisseurs

Pour obtenir plus de renseignements,
veuillez communiquer avec :

Stéphane Milot
Directeur – relations avec les investisseurs
772, rue Sherbrooke Ouest
Montréal (Québec)
H3A 1G1
Téléphone : (514) 282-2681
Télécopieur : (514) 282-2624
Email : smilot@cascades.com

Les communiqués de presse de Boralex inc.
sont disponibles sur Internet à l'adresse suivante :
<http://www.cascades.com>

Agent de transfert Montréal Trust

Vérificateurs

Coopers & Lybrand, Montréal

Conception et design
Mosaic design communication

Textes
Lefebvre communications financières inc.

Photographie
S.R.T. Photo inc., Oeil pour oeil

