



CA9600873

INIS-mf--14968

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 42

Wednesday, March 16, 1988

Tuesday, March 29, 1988

Tuesday, May 10, 1988

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 42

Le mercredi 16 mars 1988

Le mardi 29 mars 1988

Le mardi 10 mai 1988

Présidente: Barbara Sparrow

CA9600873

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

In accordance with its mandate under Standing
Order 96(2), an examination of the economics of
nuclear power in Canada

CONCERNANT:

Conformément au mandat que lui confie l'article
96(2) du Règlement, examen de l'économie de la
puissance nucléaire au Canada

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87-88

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987-1988

**STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES**

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Len Gustafson
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Eugene Morawski
Clerk of the Committee

**COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES**

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Len Gustafson
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité
Eugene Morawski

MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, MARCH 16, 1988
(64)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met *in camera* at 8:15 o'clock a.m., in Room 430 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Russell MacLellan and Lorne Nystrom.

In attendance: Dean Clay, Consultant.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2) the Committee resumed consideration of the economics of nuclear power in Canada. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, October 15, 1987, Issue No. 29.*)

The Committee proceeded to the consideration of future business.

It was agreed,—That the services of Dean Clay Associates be retained by the Committee for the period April 1, 1988 to March 31, 1989, and that the total contract shall not exceed \$92,906.00.

At 9:00 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

TUESDAY, MARCH 29, 1988
(65)

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met *in camera* at 9:10 o'clock a.m., in Room 307 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Russell MacLellan, Lorne Nystrom and Barbara Sparrow.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Researcher.

Witnesses: Ola Ullsten, Ambassador of Sweden. *From External Affairs:* Peter Walker, Director General, Western Europe Bureau; Ingrid Hall, Director, Western Europe Bureau; Bryan Burton, Officer, Nuclear Affairs Division; John Broadbent, Deputy Director, Cabinet Liaison and Coordination Secretariat. *From Energy, Mines and Resources:* Ted Thexton, Nuclear Power Advisor, Uranium and Nuclear Energy Branch; Sean Tupper, International Energy Relations Officer, International Energy Relations Branch.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2) the Committee resumed consideration of the economics of nuclear power in Canada. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, October 15, 1987, Issue No. 29.*)

Ola Ullsten made an opening statement and answered questions.

PROCÈS-VERBAUX

LE MERCREDI 16 MARS 1988
(64)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit à huis clos, aujourd'hui à 8 h 15, dans la pièce 430 de l'édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Russell MacLellan et Lorne Nystrom.

Aussi présent: Dean Clay, conseiller.

Conformément au mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité reprend l'examen de l'économie de la puissance nucléaire au Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 15 octobre 1987, fascicule n° 29.*)

Le Comité entreprend de déterminer ses futurs travaux.

Il est convenu,—Que le Comité retienne les services de la firme *Dean Clay Associates*, du 1^{er} avril 1988 au 31 mars 1989, et que le contrat se chiffre au total à 92,906\$.

À 9 heures, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

LE MARDI 29 MARS 1988
(65)

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit à huis clos, aujourd'hui à 9 h 10, dans la pièce 307 de l'édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Russell MacLellan, Lorne Nystrom et Barbara Sparrow.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, chargé de recherche.

Témoins: Ola Ullsten, ambassadeur de Suède. *Du ministère des Affaires extérieures:* Peter Walker, directeur général, Direction générale de l'Europe de l'ouest; Ingrid Hall, directeur, Direction générale de l'Europe de l'ouest; Bryan Burton, agent, Division des affaires nucléaires; John Broadbent, directeur adjoint, Secrétariat de la liaison avec le Cabinet et de la coordination. *Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:* Ted Thexton, conseiller en énergie nucléaire, Direction de l'uranium et de l'énergie nucléaire; Sean Tupper, agent de relations bilatérales, Division des relations internationales (Énergie).

Conformément au mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité reprend l'examen de l'économie de la puissance nucléaire au Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 15 octobre 1987, fascicule n° 29.*)

Ola Ullsten fait une déclaration préliminaire et répond aux questions.

At 10:40 o'clock a.m., the sitting was suspended.

At 11:03 o'clock a.m., the sitting was resumed.

John Broadbent made an opening statement.

Ingrid Hall made an opening statement and answered questions.

Bryan Burton made an opening statement and answered questions.

Ted Thexton made an opening statement and answered questions.

At 12:05 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

TUESDAY, MAY 10, 1988
(66)

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 9:07 o'clock a.m., in Room 307 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Len Gustafson, Bob Porter and Barbara Sparrow.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Researcher.

Witnesses: From Trans-Alta: Walter Saponja, Senior Vice-President, Generation; Ed Barry, Vice-President, Research.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2) the Committee resumed consideration of the economics of nuclear power in Canada. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, October 15, 1987, Issue No. 29.*)

The witnesses each made an opening statement and answered questions.

At 10:44 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Eugene Morawski
Clerk of the Committee

À 10 h 40, le Comité interrompt les travaux.

À 11 h 03, le Comité reprend les travaux.

John Broadbent fait une déclaration préliminaire.

Ingrid Hall fait une déclaration préliminaire et répond aux questions.

Bryan Burton fait une déclaration préliminaire et répond aux questions.

Ted Thexton fait une déclaration préliminaire et répond aux questions.

À 12 h 05, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

LE MARDI 10 MAI 1988
(66)

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit aujourd'hui à 9 h 07, dans la pièce 307 de l'édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Len Gustafson, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, chargé de recherche.

Témoins: De Trans-Alta: Walter Saponja, premier vice-président, Génération; Ed Barry, vice-président, Recherches.

Conformément au mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité reprend l'examen de l'économie de la puissance nucléaire au Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 15 octobre 1987, fascicule n° 29.*)

Les témoins font chacun une déclaration préliminaire et répondent aux questions.

À 10 h 44, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Eugene Morawski

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Texte]

Tuesday, May 10, 1988

• 0905

The Chairman: We will call the meeting of the Standing Committee on Energy, Mines and Resources to order. The notice of the meeting has been circulated as well as the agenda. The order of the day, in accordance with our mandate under Standing Order 96(2), is an examination of the economics of nuclear power in Canada.

We are very pleased to have Trans-Alta Utilities with us as an example of a non-nuclear Canadian utility. Trans-Alta has compared the costs of nuclear and coal-fired generation and has concluded that coal firing can be cheaper for the foreseeable future.

Our witnesses are Mr. Walter Saponja, Senior Vice-President, Generation; and Ed Barry, Vice-President, Research. We want to welcome both of you gentlemen here. We certainly appreciate your coming from Calgary to visit with the committee so we can further our examination of the generation of electrical power in Canada.

Mr. Saponja, I understand that you and Mr. Barry have a presentation. Then we will have some questions.

Mr. Walter Saponja (Senior Vice-President, Generation, Trans-Alta Utilities): It is a joint presentation. We are both prepared to make some comments and we welcome the opportunity to take up some of your time. We hope we can input into the work you are doing, although we understand you have a nuclear interest at the moment.

As you have stated, we are not a nuclear utility, but we think we can provide some input to show you why we are not a nuclear utility. In particular we will try to cover the Alberta scene which should make it evident why we are not in the nuclear business. You will hear a lot about coal because coal is very prominent in power generation in Alberta at the moment and will continue to be that way, we believe, for the foreseeable future.

We have a number of overheads to use as a centrepiece to talk around. I expect it is going to take us about 30 minutes at least to get through them. I understand we have about an hour and a half. That should leave roughly an hour for questions and answers, if we can find the answers.

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le mardi 10 mai 1988

La présidente: La réunion du Comité permanent de l'Énergie, des Mines et des Ressources est ouverte. L'avis de convocation de même que l'ordre du jour ont été distribués au programme aujourd'hui, conformément au mandat qui nous est confié aux termes de l'article 96(2) du Règlement, nous procédons à l'examen de l'économie de la puissance nucléaire au Canada.

Nous sommes très heureux d'accueillir les représentants de Trans-Alta Utilities comme exemple d'une société d'utilité publique canadienne non alimentée par l'énergie nucléaire. Trans-Alta a comparé les coûts d'une centrale nucléaire à celle d'une centrale alimentée au charbon et a conclu que cette dernière revient moins cher dans un avenir prévisible.

Nous accueillons comme témoins M. Walter Saponja, vice-président principal, Production, et Ed Barry, vice-président, Recherche. Nous vous souhaitons à tous les deux la bienvenue. Nous vous sommes reconnaissants d'être venus de Calgary nous visiter afin que nous puissions continuer notre examen de la production de l'énergie électrique au Canada.

Monsieur Saponja, je crois comprendre que vous-même et M. Barry voulez faire un exposé. Nous vous interrogerons par la suite.

M. Walter Saponja (vice-président principal, production, Trans-Alta Utilities): Il s'agit d'un exposé conjoint. Nous sommes tous les deux disposés à faire certaines remarques et nous vous sommes reconnaissants de cette occasion que vous nous donnez de vous rencontrer. Nous espérons que notre apport à votre travail sera utile, et nous croyons comprendre que pour le moment vous vous intéressez au nucléaire.

Vous l'avez mentionné, nous ne sommes pas une centrale alimentée à l'énergie nucléaire, mais nous croyons pouvoir vous donner certains renseignements vous expliquant nos raisons. De façon plus particulière, nous allons tenter de vous décrire la scène albertaine, ce qui devrait vous faire mieux comprendre les raisons pour lesquelles nous n'avons pas d'activités nucléaires. Vous allez entendre beaucoup parler de charbon, car ce produit occupe une place très importante dans la production de l'énergie en Alberta à ce moment-ci, et nous croyons que ce sera le cas aussi dans l'avenir prévisible.

Nous avons un certain nombre d'acétates à vous présenter qui serviront de point de départ pour la discussion. Il nous faudra environ 30 minutes pour leur présentation. Je crois comprendre que nous disposons d'une heure et demie. Vous aurez donc environ une heure pour nous poser des questions auxquelles nous essaierons de répondre.

[Text]

The Chairman: Thank you. As I mentioned earlier, we have to adjourn the meeting about 10.40 a.m. to go to the House.

I also want to introduce my colleague, Len Gustafson, from Saskatchewan. You have met Dean Clay, the researcher, and Eugene Morawski, our clerk.

Mr. Saponja: It looks like you have very good representation from the west.

The Chairman: Yes, we do.

[Slide Presentation]

Mr. Saponja: Alberta has four generating utilities and this slide shows the relative size of each, beginning with Trans-Alta being the largest and the city of Medicine Hat being the smallest. All of these generate. Other utilities in the province do not generate.

Mr. Dean Clay (Researcher to the Committee): Those percentages were generating capacity, were they not?

Mr. Saponja: It is based on load, the amount of energy required to meet that load.

Mr. Clay: In your annual report I noticed that Trans-Alta supplied 78% of the electricity generated by utilities in Alberta, but that slide said 64%.

Mr. Saponja: That is correct. This is based on our customer load.

We all participate in what is called the Electric Utility Planning Council, a joint planning body. Those who generate also participate in the Alberta Interconnected System power pool. That power pool and the economic dispatch of generation results in Trans-Alta generating more power than its direct customers consume.

We sell a lot of what we call economy energy to the city of Edmonton. Because their generation is gas-fired, it is more economic for us to use our idle capacity to displace their generation. That is why we generate 78%.

This graph is a very quick snapshot of the 1987 situation in Alberta. The way you read this is that about 5,000 megawatts was the peak load in 1987 in Alberta. This shows the average load was just under 4,000 megawatts. The full length of that bar is the generating capacity.

• 0910

You will note the relative length of the heavy black bar and shaded bar is what we call load factor. We have a very high system load factor, 72% in fact.

[Translation]

La présidente: Je vous remercie. Je le répète, nous devons lever la séance à 10h40 pour nous rendre à la Chambre.

Je voudrais également présenter mon collègue, Len Gustafson de la Saskatchewan. Vous avez rencontré Dean Clay, agent de recherche, et Eugene Morawski, notre greffier.

M. Saponja: Il semble que l'Ouest soit bien représenté.

La présidente: C'est le cas, oui.

[Présentation de diapositives]

M. Saponja: Il y a en Alberta quatre sociétés d'utilité publique qui produisent de l'énergie et cette présentation de diapositives vous montre la taille relative de chacune de ces centrales, Trans-Alta étant le plus gros service et la ville de Medicine Hat le plus petit. Toutes ces centrales produisent de l'énergie. D'autres centrales dans la province n'en produisent pas.

M. Dean Clay (agent de recherche du Comité): Ces pourcentages représentent la capacité de production, n'est-ce pas?

M. Saponja: Ils sont fondés sur la charge, le montant d'énergie requis pour obtenir cette charge.

M. Clay: Dans votre rapport annuel, je remarque que Trans-Alta a fourni 78 p. 100 de l'électricité produite par les sociétés d'utilité publique en Alberta, alors que la diapositive n'indique que 64 p. 100.

M. Saponja: C'est exact. Ce pourcentage est fondé sur la charge destinée au client.

Nous faisons tous partie de ce qu'on appelle le Conseil de planification des sociétés électriques d'utilité publique, un organisme de planification mixte. Les producteurs participent également au pool énergétique du Système inter-connecté de l'Alberta. Ce pool énergétique et l'envoi économique de la production font que Trans-Alta produit plus d'énergie que n'en consomment ses clients directs.

Nous vendons une portion importante de ce que nous appelons l'énergie d'économie à la ville d'Edmonton. Étant donné que leur production provient de centrales alimentées au gaz, il est plus économique pour nous de nous servir de notre capacité inutilisée pour remplacer leur production. C'est la raison pour laquelle notre production est de 78 p. 100.

Ce graphique présente une vue rapide de ce qu'était la situation en Alberta en 1987. On peut voir qu'environ 5,000 mégawatts représentaient la charge de pointe en 1987 en Alberta. La charge moyenne était d'un peu moins de 4,000 mégawatts. La colonne entière représente la capacité de production.

Vous remarquerez la longueur relative de la colonne en noir et de la partie ombrée qui représente ce que nous appelons le facteur de charge. Nous avons un facteur de charge très élevé, il atteint en réalité 72 p. 100.

[Texte]

This graph also indicates most of our energy came from coal in the province of Alberta and the reserve capacity or unshaded portion of these bars is primarily hydro and gas-fired steam. So that is the portion of Alberta generating equipment that sits idle most of the time to back up a coal-fired plant in the event of a problem.

This next graph is our current load forecast, in simple form. Shown is a range of annual compound growth between 4.5% and a low of 2.4%. That is very modest growth for Alberta when we are coming off 20 or 25 years of compound growth of 10% per annum.

This presents problems to generation planners in that it is flat to small growth. Moreover—I have shown the band which represents uncertainty—we cannot predict anywhere near as we could in the past, where we tended to produce a single-line forecast.

The challenge today is to handle uncertainty and it is exacerbated by the fact load growths are very modest, in 3% or 4%.

Mr. Gagnon: Would you repeat what past growth has been?

Mr. Saponja: Beginning in the 1960s through the early 1980s we were averaging about 10% a year.

This is designed to show the current situation in Alberta, where we have three 400 megawatt nominal coal-burning generating units in various stages of construction. Two are owned by the city of Edmonton, Genessee units one and two, and the third one is jointly owned between Trans-Alta Utilities and Alberta Power Limited. They are due to come on in 1989, 1990 and 1991.

The shaded portion on the right-hand side indicates, under the three load forecasts, when we would require new generating capacity to maintain electrical reliability on the system. Between a high and low forecast, the previous slide I showed in that band, we would need new capacity sometime between 1993 and 1997.

The system is currently surplus in Alberta, as demonstrated in this slide. The horizontal dark line represents a planning criteria, where we try to achieve a 25% generating reserve margin above the peak electrical demand usually occurring in the winter in Alberta, usually in December.

If everything works exactly right and we are able to plan and add generating facilities, we would be targeting a 25% reserve margin. In 1981-82, through to the present, we have a surplus situation. On the right-hand side, under the various load forecasts the shaded portion is a higher

[Traduction]

Le graphique indique également que notre énergie est produite en grande partie à partir du charbon de la province de l'Alberta et que la capacité de réserve ou la partie non ombrée de cette colonne représente surtout la vapeur produite à partir des centrales hydro-électriques et celles alimentées au charbon. Voilà donc la partie de l'équipement de production de l'Alberta qui a été utilisée la plupart du temps pour venir au secours d'une centrale alimentée au charbon si celle-ci éprouvait un problème.

Le prochain graphique représente, de façon simplifiée, nos prévisions actuelles de charge. La croissance composée annuelle va de 2,4 p. 100 à 4,5 p. 100. Il s'agit donc d'une croissance très modeste pour la province de l'Alberta; au cours des 20 ou 25 dernières années, la croissance composée était de 10 p. 100 par année.

À cause de cette situation, les planificateurs éprouvent des difficultés en ce sens que le pourcentage est soit stable soit de faible croissance. De plus—je vous ai montré la partie qui représente une incertitude—nous sommes loin de pouvoir prédire de façon aussi juste qu'on le faisait par le passé, alors que nos prévisions visaient surtout un schéma unifilaire.

Ce qui nous pose un défi aujourd'hui, c'est de tenir compte de l'incertitude qui est aggravée du fait que les croissances de charge sont très modestes, de 3 ou 4 p. 100.

M. Gagnon: Voulez-vous nous redire ce qu'était la croissance au cours des années précédentes?

M. Saponja: Depuis les années 1960 jusqu'au début des années 1980, elle était d'environ 10 p. 100 par année.

Cette diapositive nous permet de voir la situation actuelle en Alberta, où nous avons trois unités alimentées au charbon d'une capacité de 400 mégawatts à diverses étapes de construction. Deux appartiennent à la ville d'Edmonton, les unités un et deux Genessee, la troisième est la propriété conjointe de Trans-Alta Utilities et Alberta Power Limited. Elles sont censées entrer en service en 1989, 1990 et 1991.

La partie ombrée du côté droit de la diapositive indique, sous les trois prévisions de charge, quand il nous faudra une nouvelle capacité de production pour maintenir la fiabilité électrique du système. La diapositive précédente nous montre qu'en considérant des prévisions à la hausse et à la baisse, il nous faudrait une nouvelle unité de production entre 1993 et 1997.

Le système est présentement excédentaire en Alberta, comme vous pouvez le voir sur cette diapositive. Le trait foncé horizontal représente un critère de planification, quand nous tentons d'obtenir une marge de réserve de production de 25 p. 100 supérieure à la demande de pointe d'électricité qui se produit habituellement en hiver en Alberta, normalement en décembre.

Si tout fonctionne bien et si nous pouvons planifier et ajouter des unités de production, nous pourrions réaliser cette marge de réserve de 25 p. 100. De 1981-1982 jusqu'à maintenant, nous avons connu une situation excédentaire. Du côté droit de la diapositive, sous les diverses prévisions

[Text]

and the unshaded a lower load forecast. Again you see the 1993 to 1997 period, wherein new generating capacity would be required.

[Translation]

de charge, la partie ombrée indique une prévision supérieure et la partie non ombrée une prévision de charge inférieure. Vous avez de nouveau la période de 1993 à 1997, autrement dit le moment où il nous faudra obtenir une nouvelle unité de production.

• 0915

Now, how are we going to supply that future generating capacity? This graph is designed to give our view of the relative costs of generation supply options, and you will see the nuclear shown as a rather broad band at the top.

The way you read this graph is that the vertical scale on the left in dollars per kilowatt per year is what I would call the fixed costs. Those costs are usually capital-related costs and once they are sunk and spent on the facility, you have no option but to cover those costs.

The slope of the line out to the right represents variable costs and is a function of the amount of power produced once you have a facility built.

So you can see that in the nuclear situation, this suggests very high capital costs and much flatter variable costs. I do not think this is any surprise to anyone in the room here.

Coming down, IGCC stands for Integrated Gasification Combined Cycle. That is coal based.

The next one down is a conventional pulverized coal-fired plant, similar to the type we have in service now. It is very common throughout the world.

The shaded triangular portion at the bottom is our view of gas turbine costs. You can see the variability there associated with predicting natural gas prices into the future.

Mr. Ed Barry (Vice-President, Research, Trans-Alta Utilities): Walter, before you carry on, would you comment on the gas desulphurization process?

Mr. Saponja: Thank you very much, Ed. The line showing coal is absent of food gas desulphurization costs, or those costs that would be related to removal of sulphur dioxide emission.

We believe if I had those costs included on the plot now, the line would approach the IGCC plot. Hence, we feel the combined cycle integrated gasification option will be competitive. We will hear more about that in a little while.

An option I did not indicate on that particular slide is the co-generation potential in Alberta, which would be

Voyons maintenant quelle filière nous permettra d'atteindre cette capacité de production à l'avenir. Ce graphique illustre les coûts relatifs que nous estimons pour les diverses filières et vous constaterez que la filière nucléaire correspond à une bande assez large au haut du graphique.

Pour bien comprendre ce graphique, vous devez d'abord vous reporter à l'échelle verticale qui donne les dollars par kilowatt par année, ce qui correspond aux frais fixes. Ces frais sont habituellement liés aux dépenses d'immobilisation et, une fois engagés pour la construction et l'aménagement d'une centrale, ces frais ne peuvent être récupérés.

La ligne orientée vers la droite représente les coûts variables qui sont fonction de la quantité d'énergie produite une fois la centrale construite.

Ainsi, vous constatez que les coûts d'immobilisation sont beaucoup plus élevés pour la filière nucléaire alors que les coûts variables sont beaucoup plus stables. Personne ici ne s'en étonnera, je crois.

Le sigle IGCC qui apparaît au-dessus de la ligne suivante signifie Integrated Gasification Combined Cycle (cycle combiné de gazéification intégrée). C'est un procédé utilisant le charbon.

La prochaine ligne correspond à une centrale classique alimentée au charbon pulvérisé, semblable aux types de centrales que nous exploitons actuellement. Ce procédé est très répandu dans le monde entier.

Le triangle ombré au bas du graphique reflète notre estimation des coûts de la filière des turbines à gaz. Vous pouvez constater qu'en raison de la variabilité des prix du gaz naturel, il sera très difficile de prévoir la situation future.

M. Ed Barry (vice-président, Recherche, Trans-Alta Utilities): Walter, voulez-vous prendre la relève et expliquer le procédé de désulfuration du gaz?

M. Saponja: Merci, Ed. La ligne correspondant à la filière charbon ne prend pas en compte les coûts de désulfuration du carburant obtenu par gazéification ni les coûts associés à l'élimination des émissions d'anhydride sulfureux.

Nous croyons que si j'avais ajouté ces coûts, cette ligne s'approcherait de celle de la filière IGCC. Par conséquent, nous croyons que le cycle combiné de gazéification intégrée sera compétitif. Nous y reviendrons un peu plus tard.

Je n'ai pas indiqué sur cette diapositive la filière de la production mixte en Alberta qui serait associée à la

[Texte]

associated with small power production. We have just recently completed a study—these data are quite fresh—indicating the amount of co-generation that could be developed in Alberta is very sensitive of course to the prices one would pay for this energy.

We believe the maximum we can pay in Alberta is in the vicinity of about 3¢ per kilowatt-hour at the moment for non-utility generation without imposing additional costs on our consumers. One can conclude from this that at this point in time, there is not a lot of co-generation potential in Alberta that would be economical.

What I am showing here is our forecast of coal costs in Alberta. It is based very much on coal that is under control of utilities and hence there is some predictability and security in the level of costs that are shown here. Roughly, it is 60¢ a gigajoule.

To put that into perspective, natural gas in Alberta at the moment can be contracted for on a relatively short term, say a 12-month basis, for about \$1.40 or \$1.50 per gigajoule. Natural gas prices were as high as about \$2.40 a gigajoule in Alberta about five years ago. The important thing here, though, is that the slope of the line is relatively flat for the next 20 years.

• 0920

This one is no surprise as well. It is designed to indicate where the major coal deposits in Canada are located and we can see readily that most of Canada's coal lies within the province of Alberta. In fact, statistics indicate there are roughly 63 billion tonnes of known coal reserves in the country. Statistics also show that about 82% lies within the province of Alberta. This pie represents that distribution.

Now focusing on Alberta, there are roughly 31 billion tonnes of coal in the province. About 8.5 billion of that 31 billion is what we describe as plains coal in contrast to coal that lies in the mountains and the foothills. Coal on the plains is usually lower quality. Coal of interest to the utilities is what we call plains surface coal which is mined by surface-mining operations.

Mr. Gagnon: Before you move on, I am a little lost in your mathematics. You had coal resources of Canada saying Alberta had 82% of 53.1. That should come out to a figure close to 50 billion. The next one has a total for Alberta of 30.9. What is the variation?

Mr. Saponja: You are very observant. The difference is the national figure is based on data compiled here in Ottawa. The 31 billion is Energy Resources Conservation

[Traduction]

production de petites centrales. Nous venons tout juste de terminer une étude—ces données sont très à jour—qui révèle que la quantité d'énergie produite en Alberta par le procédé de production mixte dépendra largement de l'évolution des prix à payer pour cette énergie.

Nous croyons que l'Alberta peut payer au maximum environ 3c. le kilowatt-heure à l'heure actuelle pour l'électricité produite par d'autres entreprises que les sociétés d'utilité publique sans qu'il soit nécessaire d'imposer des coûts additionnels à nos clients. Cela nous amène donc à conclure qu'à l'heure actuelle très peu de projets de production mixte seraient rentables en Alberta.

Je vous montre ici nos projections des coûts du charbon en Alberta. Ces estimations sont essentiellement fondées sur les coûts du charbon contrôlé par les sociétés d'utilité publique de sorte que les coûts illustrés ici sont assez prévisibles et assez fiables. Ils sont d'environ 60c. le gigajoule.

Pour placer cela dans le contexte, à l'heure actuelle, le gaz naturel en Alberta peut être acheté à contrat pour des périodes relativement courtes, par exemple 12 mois, pour environ 1.40\$ ou 1.50\$ le gigajoule. Il y a cinq ans environ, les prix du gaz naturel en Alberta ont atteint un sommet de 2.40\$ le gigajoule. L'essentiel à retenir ici c'est que la pente de la ligne reste relativement stable pour les vingt années à venir.

Cette diapositive non plus n'a rien de bien surprenant. Elle illustre l'emplacement des principaux gisements de charbon au Canada et il est vite apparent que la plupart de ces gisements houillers se trouvent en Alberta. De fait, les statistiques révèlent que le Canada possède des réserves connues de charbon d'environ 63 milliards de tonnes. Les statistiques révèlent par ailleurs que l'Alberta possède environ 82 p. 100 de ces réserves. Ce tableau circulaire illustre cette répartition.

Si nous prenons maintenant le cas de l'Alberta, elle possède environ 31 milliards de tonnes de charbon. Sur ces 31 milliards de tonnes, 8,5 milliards de tonnes sont des réserves de charbon situées dans la plaine par opposition aux montagnes ou dans les contreforts. Le charbon des plaines est habituellement de qualité inférieure. Les entreprises d'utilité publique s'intéressent en priorité au charbon de surface des plaines qui peut être exploité par des méthodes d'extraction en surface.

M. Gagnon: Je vous interromps, parce que j'ai du mal à suivre vos calculs. Vous avez dit que l'Alberta possédait 82 p. 100 des réserves totales du Canada, à savoir 53,1 milliards de tonnes. Cela devrait nous donner près de 50 milliards de tonnes. Vous indiquez ensuite que l'Alberta a un total de 30,9 milliards de tonnes. Qu'est-ce qui explique cet écart?

M. Saponja: Vous avez le sens de l'observation. La différence s'explique du fait que le total national est fondé sur des données compilées ici à Ottawa. L'estimé plus

[Text]

Board data, in the province of Alberta, which is somewhat more conservative.

Mr. Gustafson: What percentage does Saskatchewan have? The lignite development in Estevan is quite an extensive operation. What percentage would that be?

Mr. Saponja: If you go back to this one you might notice Saskatchewan is shown as a relatively small proportion within Canada. I cannot give you a hard number.

The annual production by utilities within the province of Alberta is about 19 million tonnes a year, with 8.5 billion tonnes of surface plains coal. In simple mathematics, at the current burn rate the life of the remaining surface prairie coal is 400-plus years at today's consumption rate.

We are very mindful of what has been going on globally from the standpoint of atmospheric emissions associated with the combustion of coal and, to a lesser extent, the problems miners face with land reclamation, particularly on certain kinds of operations. We have for some time been involved in the land reclamation side of things and do not consider it a significant hurdle at the moment. On the atmospheric emission side, we are prepared to talk about a number of programs in which Trans-Alta Resources Investment Corporation has for some time been active.

Let me just flash one on the reclamation side. I will not dwell on this, but there are some facts, figures and stats on our reclamation program within your package of material. I will just indicate that when it comes to atmospheric conditions we also think we have a gifted resource in Alberta in that our sulphur content in Alberta coals is relatively low compared with that in other coals. In particular, at our Highvale Mine operation where we are currently mining about 12 million tonnes a year, we are averaging a sulphur content of about 0.25%. I do not know of another mining operation in North America that is being utilized by a facility that has a sulphur content that low.

• 0925

Mr. Gagnon: Before you leave that, would you locate for us the Highvale Mine and the Whitewood Mine? What are they close to?

Mr. Saponja: Both mines are about 50 miles west of Edmonton. They are both mine-mouth operations supplying generating plants owned by Trans-Alta Resources Investment Corporation Utilities.

Mr. Gagnon: Are both near Wabamun Lake?

[Translation]

prudent de 31 milliards de tonnes pour l'Alberta a été fait par le Energy Resources Conservation Board.

M. Gustafson: Quel pourcentage des réserves appartient à la Saskatchewan? Le projet de mise en valeur de la lignite à Estevan est assez important. Quel serait donc le pourcentage?

M. Saponja: Si nous reprenons cette diapositive, vous constaterez que la Saskatchewan détient une proportion relativement faible du total canadien. Je ne peux pas vous donner de chiffre précis.

Les entreprises d'utilité publique de l'Alberta produisent environ 19 millions de tonnes par année à partir de 8,5 milliards de tonnes de charbon de surface extrait des plaines. Un simple calcul révèle que compte tenu du taux actuel de consommation, les réserves restantes de charbon de surface des prairies devraient suffire pour plus de 400 ans encore.

Nous sommes très conscients des tendances globales qui se dessinent, notamment en ce qui concerne les émissions atmosphériques associées à la combustion du charbon et, dans une moindre mesure, aux problèmes que pose aux producteurs miniers la remise en état des terrains après l'exploitation, plus particulièrement dans le cas de certains procédés. Nous participons depuis quelque temps déjà aux efforts de remise en état des terrains et nous ne considérons pas pour l'instant que cela représente un problème insurmontable. Pour ce qui est des émissions atmosphériques, nous sommes disposés à discuter d'un certain nombre de programmes auxquels participe depuis quelque temps déjà la Trans-Alta Resources Investment Corporation.

J'aimerais vous montrer brièvement la diapositive sur la remise en état. Je ne vais pas m'attarder sur cette question, mais vous trouverez dans la documentation qui vous a été remise certains faits et certaines données chiffrées sur notre programme de mise en état des terrains. Je me contenterai de vous signaler que nous sommes choyés en Alberta du fait que la teneur en soufre des charbons albertains est relativement faible si on la compare aux charbons d'autres régions, ce qui réduit les risques de pollution atmosphérique. De façon plus particulière, notre mine Highvale, d'où nous extrayons à l'heure actuelle 12 millions de tonnes de minerai par année, a une teneur en soufre moyenne d'environ 0,25 p. 100. Je ne connais aucune autre exploitation minière en Amérique du Nord dont la teneur en soufre est si faible.

M. Gagnon: Avant de changer de sujet, pourriez-vous nous dire où se trouvent les mines Highvale et Whitewood? Près de quelles villes sont-elles situées?

M. Saponja: Les deux mines sont environ à 50 milles à l'ouest d'Edmonton. Il s'agit de deux exploitations minières qui approvisionnent des centrales appartenant à Trans-Alta Utilities Corporation.

M. Gagnon: Sont-elles toutes les deux près du Lac Wabamun?

[Texte]

Mr. Saponja: Yes.

On atmospheric emissions, whereas the Alberta regulation is 0.6 pounds of sulphur dioxide per million BTUs, our existing power plants in the Lake Wabamun are averaging about 0.5 pound per million BTUs, so we are within the required maximum. We are very mindful that other deposits in Alberta are somewhat slightly higher in sulphur. It is unlikely that we would be able to meet the current Alberta regulation for future mining development where a new mine would be required.

When it comes to nitrous oxides, again our operating performance is below the provincial standard and we are also able to meet the particulate emission levels.

Now, I am going to hand the ball off to Mr. Barry who can adequately and very aptly talk about some of the other work we are doing.

The Chairman: Just before you go, Walter, are the Alberta standards as strict or stricter than national standards?

Mr. Saponja: I think they are basically patterned on the federal guidelines.

Mr. Barry: They are at least as stringent as the federal ones. When it comes to the matter of the time period over which the emission is measured, I think the Alberta regulations are slightly more stringent than the federal ones; otherwise they are patterned the same.

Walter has very adequately, I believe, demonstrated that Trans-Alta has a very strong motivation to continue using coal. We have a very large resource. It is very economical and it contains very low amounts of sulphur.

In the late 1970s, we concluded that the future was going to bring more stringent emission guidelines and more stringent environmental guidelines. We concluded at that time that we needed to identify some technologies that would be clean environmental type of technologies that we could use starting in the 1990s to allow us to continue using this very valuable resource we have in Alberta.

Of the technologies we chose, Walter has referred to one, which we chose from an array at that time—this is eight years ago now—of emerging technologies. We chose IGCC—integrated gas location combined cycle—power plants and the LNS burner—low NO_x , low SO_x —low SO_2 burner. We believed that those two technologies held the greatest promise to give us the maximum environmental clean up with minimum cost.

Now, I would like to describe to you conceptually what an IGCC plant would look like. It has a coal gasification island, if I can call it that; we use coal and steam in a

[Traduction]

M. Saponja: Oui.

En ce qui concerne les émissions, atmosphériques, nos centrales électriques du Lac Wabamun produisent environ 0,5 livre d'anhydride sulfureux le million de BTU alors que les règlements de l'Alberta précisent que la limite est de 0,6 livre; nous répondons donc aux normes. Le fait que la teneur en soufre de d'autres dépôts albertains soit légèrement plus élevée nous inquiète énormément. Il est peu probable que nous soyons en mesure de respecter la réglementation albertaine actuelle lorsqu'il faudra ouvrir une nouvelle mine.

En ce qui a trait à l'oxyde nitreux, nous respectons encore une fois les normes de la province, tout comme pour le niveau des rejets de macroparticules.

Je passe maintenant la parole à M. Barry qui pourra vous parler très pertinemment de quelques-unes de nos autres activités.

La présidente: Walter, avant de céder votre place, pourriez-vous nous dire si les normes de l'Alberta sont aussi rigoureuses ou plus rigoureuses que les normes canadiennes?

M. Saponja: Je crois qu'elles ont essentiellement été établies d'après le modèle fédéral.

M. Barry: Elles sont au moins aussi rigoureuses que les normes fédérales. Lorsqu'il est question de la période au cours de laquelle les émissions sont mesurées, je crois que les normes albertaines sont légèrement plus rigoureuses que les normes fédérales; autrement, elles sont semblables.

Je crois que Walter a très bien démontré que Trans-Alta était bien décidée à continuer d'utiliser du charbon. Nous disposons d'une très grande quantité de charbon. Cette matière est très économique et sa teneur en soufre est vraiment faible.

Nous avons compris, vers la fin des années 70, que l'avenir nous réservait des lignes directrices plus strictes sur les émissions atmosphériques et des lignes directrices encore plus rigoureuses dans le domaine de l'environnement. Nous avons alors conclu qu'il nous fallait découvrir des technologies plus «propres» sur le plan de l'environnement que nous pourrions commencer à utiliser dans les années 90 pour nous permettre de continuer à recourir à cette ressource inestimable que nous avons en Alberta.

Des technologies que nous avons choisies, Walter nous a d'ailleurs parlé de l'une d'entre elles, parmi un ensemble impressionnant à cette époque, il y a de cela maintenant huit ans, de technologies naissantes, les centrales électriques IGCC «integrated gasification combined cycle» et le brûleur LNS «à faible teneur en NO_x , en SO_x , et en SO_2 » nous semblent les plus prometteuses. Nous croyons en effet que ces deux technologies nous permettront d'assainir l'environnement de la meilleure façon possible, et ce aux moindres coûts.

J'aimerais maintenant vous décrire à quoi ressemblerait une centrale IGCC. Cette centrale serait munie d'un système de gazéification du charbon, si je

[Text]

reactor vessel or a gasifier, which makes a low BTU fuel gas, which gets cleaned up so that it can go into a combustion turbine, which is the fuel for a combustion turbine, which generates electricity. The waste heat from the combustion turbine goes through a steam generator and steam turbine, and generates electricity. The whole thing together is what we call Integrated Gasification Combined Cycle power plants.

[Translation]

peux l'appeler ainsi; nous utiliserions du charbon et de la vapeur dans un caisson de réacteur ou dans un réacteur de gazéification, ce qui permet d'obtenir un gaz combustible à faible teneur énergétique qui est nettoyé avant d'aller dans une turbine de combustion. Ce combustible permet alors de produire de l'électricité. La chaleur récupérée de la turbine de combustion passe par le générateur de vapeur et la turbine à vapeur, et produit l'électricité. Tous ces éléments forment ce que nous appelons des centrales à Integrated Gasification Combined Cycle.

• 0930

The advantage of IGCC, which we identified earlier on, is that it is very clean environmentally. We can confidently remove virtually all of the sulphur in the combustion process and in the gasification process. NO_x emissions are well below regulation, really almost approaching zero as well. That should read "particulate" and not "particle". Particulate emissions, or ash emissions, are also nearly zero.

L'avantage de ce genre de centrale, comme nous l'avons dit plus tôt, réside dans le fait qu'elles sont très propres pour l'environnement. Nous sommes en mesure de retirer à peu près tout le soufre dans les processus de combustion et de gazéification. Les émissions de NO_x sont très inférieures aux normes et sont même presque nulles. Ce sont des «macroparticules» et non des «particules». Les émissions de particules, ou émissions de cendre, sont également presque nulles.

IGCC has several other advantages. Walter referred to planning under conditions of uncertainty. When we were growing at compounded rates of 10%, the recession came in North America. We were amongst the utilities affected by that, and we had problems. Our growth rate dropped off to 4%, which it is roughly now.

Les centrales IGCC ont d'autres avantages. Walter nous a parlé de planification dans une conjoncture très incertaine. Lorsque notre croissance était de l'ordre de 10 p. 100, la récession a frappé l'Amérique du Nord. Nous comptons parmi les sociétés d'utilité publique qui ont été touchées, et nous avons eu des problèmes. Notre taux de croissance est tombé à 4 p. 100; à l'heure actuelle il est resté à 4 p. 100 environ.

The conventional pulverized coal-generating units that we have been using—and Walter described three that are still under construction—have a very long lead time, like nuclear plants. They take two years for planning, two years for approvals, and five or six years for construction.

Les centrales électriques conventionnelles qui fonctionnent au charbon pulvérisé que nous utilisons—et Walter en a décrit trois qui sont encore en construction—ont des délais de mise en production très longs, comme les centrales nucléaires. Il faut compter deux ans pour la planification, deux autres années pour les approbations et cinq ou six pour la construction.

You start one of those processes leading up to construction and commissioning ten years down the road with the best information you have, and you often find you are wrong—you are either too early with the plant or you are too late. That puts a high risk on the electric-power consumer and the shareholder, so we needed technology with a shorter lead time, and IGCC gives us that. The lead time for an IGCC plant is perhaps no more than four years.

Pour mettre en branle un tel processus, il faut recueillir les meilleurs renseignements possibles. Mais on se rend compte souvent que l'on avait tort: la centrale a été mise en service trop tôt ou trop tard. Le risque pour le consommateur d'électricité ou l'actionnaire s'en trouve très élevé. Par conséquent, nous avons besoin d'une technologie permettant d'obtenir des délais de mise en production plus courts, et c'est exactement ce que les centrales IGCC nous procurent. Le délai de mise en production pour ce genre de centrale ne dépasse peut-être pas quatre ans.

We have also never been happy with the fact that the conventional power plants we use have a thermal efficiency of only 33% or 34%. In other words, about one-third of the energy out of the coal generates electricity, and two-thirds goes into waste heat. With IGCC technology we can say confidently we believe we will have an efficiency of more like 45%, a very significant increase over 33% or 34%.

De plus, nous n'avons jamais été vraiment satisfaits de l'efficacité thermique des centrales d'électricité conventionnelles, laquelle n'est que de 33 ou 34 p. 100. En d'autres termes, seulement un tiers de l'énergie tirée du charbon génère de l'électricité, tandis que le reste est constitué de perte de chaleur. Grâce à la technologie IGCC, nous croyons que l'efficacité thermique sera portée à près de 45 p. 100, ce qui constitue une hausse appréciable par rapport à 33 ou 34 p. 100.

[Texte]

Because the electric utility industry is growing at a lower rate of growth now—I referred to 4% or maybe 5%, rather than 10%—we would be happier if we had a smaller-sized generating unit that would more closely match the low increments of growth we experience on our system. IGCC lends itself to that very well. Instead of having to use 400 megawatt units, as Walter described, to get the economies—you have to build big units to get economies—we can get the same economies, and perhaps better economies, from the smaller-sized IGCC unit.

The IGCC power plant concept is modular. The components for the most part are manufactured in a factory, and then shipped by rail to the site and assembled. It is more like a Meccano set power plant rather than the conventional power plant approach we are using today, where thousands of components in their most basic state are shipped to the site, and then there is a tremendous assembly force put in place to put it all together.

The last advantage we see from IGCC is that it is cost competitive. Walter indicated that if you added the FGD cost to the conventional power plant cost curve you would almost superimpose the resultant curve on top of IGCC, and that is true. In fact, the experience the industry is gaining is that we think IGCC costs are coming down relative to a conventional plan with FGDs installed.

• 0935

The other obvious advantage is that the IGCC plant cleans up the whole environment, whereas a conventional plant with flue gas scrubbers only removes the SO₂.

The status of IGCC. There are two plants in operation in the United States now, one northeast of Los Angeles and the other just went into service late last year. The first one has been in service for three years, while the second plant went into service in early 1987. Both are operating successfully.

We believe, as far as Alberta is concerned, that the technology will be commercial in the period from the mid-1990s to the year 2000, which coincides very well with the timeframe that Walter indicated, Trans-Alta and the Alberta system requiring new capacity.

Cost is something I have really already talked about. Regarding Trans-Alta's activities, we have completed several studies. Just in the last year, 1987, we shipped a large quantity of coal to a gasifier in Pennsylvania, a process development unit where we had our coal tested, and it worked very well.

[Traduction]

Étant donné que l'industrie de production d'électricité croît à un faible taux actuellement—j'ai parlé de 4 ou de 5 p. 100, plutôt que 10 p. 100—nous aimerions disposer d'unités de production de plus petite taille qui seraient plus conformes aux faibles taux de croissance que nous connaissons actuellement. La technologie IGCC s'y prête très bien. Au lieu d'avoir à utiliser des unités de production de 400 mégawatts, comme Walter l'a mentionné, pour obtenir les économies—on doit construire de grosses unités pour obtenir les économies—nous pouvons avoir les mêmes économies, voire peut-être davantage, à l'aide d'unités IGCC de plus petite taille.

La centrale d'électricité IGCC est un concept modulaire. Ses composantes sont pour la plupart fabriquées en usine. Elles sont ensuite expédiées au chantier où elles sont assemblées. L'assemblage de ce genre de centrale est bien plus simple que les méthodes de construction que nous utilisons de nos jours pour les centrales conventionnelles, en vertu desquelles des milliers de composantes rudimentaires sont expédiées au chantier où elles sont assemblées par une abondante main-d'oeuvre.

Le dernier avantage que comporte à nos yeux la technologie IGCC est qu'elle est la moins coûteuse. Walter a indiqué que si l'on ajoute le coût de la désulfuration des gaz de combustion à la courbe des coûts d'une centrale électrique conventionnelle, on obtient une courbe supérieure à celle d'une centrale IGCC, et il a raison. En fait, l'industrie commence à penser que les coûts du IGCC diminuent par rapport à ceux d'une centrale conventionnelle dotée de dispositifs de désulfuration des gaz de combustion.

L'autre avantage évident, c'est que la centrale IGCC nettoie tout l'environnement, alors qu'une centrale conventionnelle dotée d'épurateurs—laveurs de gaz de combustion n'enlève que le SO₂.

Quelle est la situation actuelle de l'IGCC? Deux centrales sont actuellement en exploitation aux États-Unis, une au nord-est de Los Angeles et l'autre est entrée en service à la fin de l'année dernière. La première est en exploitation depuis trois ans, et la seconde est entrée en service au début de 1987. Les deux fonctionnent avec succès.

En ce qui concerne l'Alberta, nous estimons que cette technique sera commercialisée pendant la période se situant entre le milieu des années 90 et l'année 2000, ce qui coïncide très bien avec le délai que Walter a mentionné, Trans-Alta et le système albertin ayant besoin d'un nouveau potentiel.

J'ai déjà parlé des coûts. Pour ce qui est des activités de Trans-Alta, nous avons terminé plusieurs études. L'année dernière seulement, en 1987, nous avons expédié une vaste quantité de charbon à un gazéifieur de Pennsylvanie, une unité de recherche où nous avons fait vérifier notre charbon, et les résultats ont été excellents.

[Text]

At the current time, we are negotiating with a U.S.-based technology developer who is putting together a full-blown IGCC plant like the one we would propose for Alberta in the future, and it is being built under the U.S. Clean Coal I Program.

We are negotiating to see if we can participate in some way in this in order to gain experience which we can bring back to Alberta with respect to engineering design and performance of the plant.

I will switch to the other technology now, the low NO_x SO_x burner. This does not do a very good job of describing conceptually what the technology is, but it is a cylindrical device that would have a diameter of approximately 3 feet and a length of approximately 15 to 20 feet.

It is really nothing more than a combustion chamber, fuel and air being fed in from one end. It is a staged combustion process. The SO₂ sulphur is captured in the first stage and combined with calcium that is already in the coal or calcium that is added with the coal.

The second stage is where the NO_x is literally destroyed and converted to elemental nitrogen, which is harmless. A third component in this thing is an ash removal tap where at this point, at the end of the combustor, 80% of the ash is removed. The combustion gases then go on into a conventional boiler, as we have been talking about.

The Chairman: Is the ash removed through filters, Ed?

Mr. Barry: It is removed by a slag screen, actually. What I mean by that is there are rows of water-cooled tubes across the cross-section of the combustion and the molten ash comes up to these cooler tubes, impacts on the tubes, runs down the tubes and then is tapped out at the bottom of the combustor.

This will help understand how they fit into a power plant. As I mentioned, they go into a conventional type of power plant.

You start with a coal stockpile, coal bunkers or coal storage, and the coal then is fed into these two—it shows us two, but there can be an array of combustors around the border—where the coal is combusted. The hot combustion gasses then go into the boiler where steam is raised.

• 0940

Mr. Clay: Can these burners be retrofitted to any standard coal-fired plant existing today?

[Translation]

À l'heure actuelle, nous engageons des négociations avec un concepteur des États-Unis qui met sur pied une centrale IGCC complète comme celle que nous proposerions pour l'Alberta, et elle est construite en vertu du Clean Coal Program des États-Unis.

Nous engageons des négociations afin de voir si nous pouvons participer d'une façon ou d'une autre à ce projet, pour acquérir l'expérience nécessaire en matière de conception technique et de rendement de la centrale, dont nous pourrions faire profiter l'Alberta.

Je passe maintenant à l'autre technique, le brûleur à faible émission de NO_x et FO_x. Il est difficile de bien décrire en quoi consiste cette technique, mais il s'agit d'un dispositif cylindrique d'environ trois pieds de diamètre et de quelque 15 à 20 pieds de longueur.

Il s'agit ni plus ni moins d'une chambre de combustion, à une extrémité de laquelle on injecte le comburant. Il s'agit d'un processus de combustion à plusieurs étapes. Le SO₂ est recueilli à la première étape et combiné avec du calcium se trouvant déjà dans le charbon ou ajouté à ce dernier.

La deuxième étape est celle où le NO_x est littéralement détruit et converti en azote pur, qui est inoffensif. La troisième étape est constituée par un robinet d'évacuation des cendres, où, à l'extrémité de l'appareil de combustion, on extrait 80 p. 100 des cendres. Les gaz de combustion se propagent ensuite dans une chaudière conventionnelle, comme nous l'avons mentionné.

La présidente: Les cendres passent-elles par des filtres, Ed?

M. Barry: En fait, elles passent par une grille ramassant les scories. Ce que j'entends par-là, c'est qu'il y a des rangées de tubes refroidis à l'eau en travers de la chambre de combustion et que les cendres en fusion parviennent à ces tubes de refroidissement, touchent ces derniers, descendent le long de ceux-ci et sortent par le robinet situé au fond de l'appareil de combustion.

Cela vous aidera à comprendre comment ces tubes sont utilisés dans une centrale électrique. Comme je l'ai mentionné on les utilise dans une centrale conventionnelle.

On a au départ un stock de charbon, des soutes ou entrepôts de charbon, qu'on verse dans ces deux appareils de combustion—on en montre deux, mais il peut y avoir un groupe d'appareils de combustion autour de la pile—où le charbon est brûlé. Les gaz de combustion chauds pénètrent ensuite dans la chaudière, ce qui provoque le dégagement de la vapeur.

M. Clay: Ces brûleurs peuvent-ils être adaptés à n'importe quelle centrale à charbon conventionnelle?

[Texte]

Mr. Barry: It depends a little bit on the amount of space you have in the plant. The fundamental answer is yes. It is easier in some plants than in others.

Mr. Gagnon: What is the difference between this concept and a fluidized bed; or is this a kind of fluidized bed?

Mr. Barry: No, this is closer to gasification than it is fluidized bed combustion. Fluidized bed combustion is a combustion process, a burning process, as against this and IGCC, which are gasification processes.

Mr. Gagnon: Where do you inject lime in there to take the sulphur out?

Mr. Barry: The uniqueness of the LNS Burner is that if there is enough calcium inherent in the coal so that there is a two to one calcium to sulphur ratio, we do not have to add any calcium. That is the situation we have in the Alberta plains coal that Walter referred to. The calcium to sulphur ratio on those coals is more like four to one. Using the combustor on those coals, you do not have to add calcium. If you are dealing with a high sulphur eastern continent coal, it is not the case. The calcium in the form of limestone would be pulverized and added, with the coal, into the stream coming into the combustor.

Trans-Alta identified the burner as a technology in the late 1970s, early 1980s. At that time, it was owned and being developed by Rockwell International in California. It emerged from their space program, involving a lot of combustion and combustion technology. We, along with about four other large U.S. electrical utilities, formed a consortium with Rockwell to help develop the technology. In 1986 Rockwell made a corporate decision that it no longer wanted to pursue that avenue of business. It was looking for somebody within the utility consortium to take over development. Trans-Alta Resources Investment Corporation, as it is now called, acquired the technology from Rockwell in late 1986. We have the worldwide rights to all land and marine applications of the combustor for the burner.

The resources corporation did not acquire the technology just for Trans-Alta Utilities' use. We may be a user of it, but we acquired it because of its potential on a worldwide basis. After developing the technology we visualize that we will enter into licensing agreements with others and that the technology can be marketed around the world.

On environmental advantages, I have to say the SO₂ technology is not commercial yet. We have demonstrated what I am showing you in a pilot plant that is still located in the Rockwell facilities complex in Los Angeles. On low sulphur western coal, we have demonstrated a 70% sulphur capture. On high sulphur eastern coal, we have demonstrated 80%. The only real difference there is the timing. The high sulphur coal program occurred after the

[Traduction]

M. Barry: Cela dépend dans une certaine mesure de la grandeur des installations. En général oui. Il est plus facile de le faire dans certaines centrales que dans d'autres.

M. Gagnon: Quelle est la différence entre ce concept et un lit fluidisé, où est-ce la même chose?

M. Barry: Non, ce procédé se rapproche davantage de la gazéification que de la combustion en lit fluidisé, qui est un procédé de combustion, alors que ce concept et l'IGCC sont un procédé de gazéification.

M. Gagnon: Où injecte-t-on la chaux pour enlever le soufre?

M. Barry: Ce qui distingue le brûleur LNS est que s'il y a suffisamment de calcium dans le charbon, s'il y a deux fois plus de calcium que de soufre, il n'est pas nécessaire d'en ajouter. Tel est le cas du charbon de l'Alberta auquel Walter a fait allusion. Il y a dans ce charbon quatre fois plus de calcium que de soufre. Si on alimente les chambres de combustion avec le charbon, il n'est pas nécessaire d'ajouter du calcium. Mais la situation serait différente avec le charbon de l'Est à haute teneur en soufre. Le calcium, sous forme de calcaire, serait pulvérisé et introduit, avec le charbon, dans la chambre de combustion.

Trans-Alta a identifié la technique du brûleur à la fin des années 70 ou au début des années 80. À ce moment-là, tous les droits appartenaient à la Rockwell International, en Californie. Le procédé a été mis au point lors de recherches effectuées dans le cadre de leur programme spatial, où les procédés et techniques de combustion ont beaucoup été utilisés. Nous nous sommes joints à quatre autres grands services d'électricité américains et avons formé, avec Rockwell, un consortium pour mettre au point la technique. En 1986, Rockwell a décidé de ne plus poursuivre ce genre d'activité. Il voulait que quelqu'un, au sein du consortium, prenne la relève. «Trans-Alta Resources Investment Corporation», comme elle est maintenant connue, a acheté la technologie de Rockwell à la fin de 1986. Nous détenons les droits, à l'échelle mondiale, de toutes les applications terrestres et maritimes de la chambre de combustion pour le brûleur.

Nous n'avons pas acheté la technologie uniquement pour la «Trans-Alta Utilities». Nous l'utilisons peut-être, mais nous l'avons achetée en raison de son potentiel de commercialisation à l'échelle internationale. Une fois la technique mise au point, nous signerons des contrats de licence avec d'autres pour que la technologie puisse être commercialisée dans tous les pays du monde.

Pour ce qui est des avantages qu'elle présentera du point de vue de l'environnement, je dois dire que la technologie n'a pas encore été commercialisée. Les essais dont nous vous avons montré les résultats ont été effectués dans une usine pilote qui se trouve toujours dans les installations de Rockwell, à Los Angeles. En ce qui concerne le charbon de l'Ouest à faible teneur en soufre, nous avons enregistré un taux de capture du soufre de 70

[Text]

low sulphur program. We believe we have the potential to bring both of those up to 90% as the technology develops further.

With respect to NO_x, we have demonstrated a 75% reduction from the emission levels that are at our conventional type of power plants. In other words, our state-of-the-art, brand-new power plant at Keephills, west of Edmonton, emits approximately 400 parts per million. This technology can reduce that down to 100 very easily.

• 0945

As for the particulates you asked about, Madam Chairman, we have demonstrated removing 80% of the ash mass out of the tap I referred to. The other advantages we see are that it is cost effective. We have completed studies that give us fair confidence it would not cost more than \$100 per kilowatt at the outside to fully retrofit a boiler with LNS burners, compared with flue gas desuphurization, which covers a range from \$150 to \$350 a kilowatt.

The burner technology also will enable a utility to convert its boilers that are designed for natural gas or oil and not for coal to coal. Because the burner combusts for the most part all of the coal within itself, 80% of the ash is removed from the burner. The balance of the ash is very fine particles and they flow right through the tight spacing on an oil and gas designed boiler.

With regard to status, as I mentioned, we are still in the process of developing the technology. We are in the process of scaling it up from the pilot-plant size to commercial size. We are examining and we have been examining for some time two installations, either one or perhaps both of which we would scale up the combustor from a 25 million BTU per hour size to approximately 100 million. So it is a 4:1 scale up. One of those locations is at Walter's Wabamun plant and the other is possible use of the technology in enhanced oil recovery systems at Cold Lake, where natural gas is being used in small boilers to make steam for injection into the heavy oil sands.

We are also very busy at the moment working on a full-scale boiler conversion proposal. It is based in Illinois on a small electric utility boiler there. In co-operation with the electric utility involved, an application is being made through to the U.S. Department of Energy Clean Coal II Program for funding assistance. That particular boiler is a very high NO_x generator; if I remember correctly, it is something in the order of 1,500 ppm compared with our

[Translation]

p. 100. En ce qui concerne le charbon de l'Est à haute teneur en soufre, ce taux est de 80 p. 100. La seule différence entre les deux, c'est que le programme concernant le charbon à haute teneur en soufre a été mis en oeuvre après le programme de mise en valeur du charbon à faible teneur en soufre. Nous croyons pouvoir ramener le taux, dans les deux cas, à 90 p. 100 au fur et à mesure que la technologie sera mise au point.

En ce qui concerne le NO_x, nous avons enregistré une diminution de 75 p. 100 dans les niveaux d'émission à nos centrales électriques conventionnelles. Autrement dit, notre nouvelle centrale électrique d'avant-garde à Keephills, à l'ouest d'Edmonton, émet environ 400 parties par million. Grâce à cette technologie, nous pouvons facilement ramener ce chiffre à 100.

Pour ce qui est des macroparticules, madame la présidente, nous avons démontré que nous pouvons enlever 80 p. 100 des cendres du cendrier dont j'ai parlé. Cette méthode est rentable, c'est là un autre avantage. Nous avons terminé des études qui nous laissent croire que l'installation rétroactive de brûleurs LNS sur une chaudière ne coûterait pas plus de 100\$ par kilowatt à la sortie par rapport à la désulfuration des gaz d'émission qui coûte entre 150 et 350\$ par kilowatt.

La technologie des brûleurs permettra également à une centrale de convertir ses chaudières conçues pour fonctionner au gaz naturel ou à l'huile et non pas au charbon au charbon. Comme la plupart du charbon brûle à l'intérieur du brûleur, 80 p. 100 des cendres proviennent du brûleur. Le reste des cendres se compose de particules très fines qui passent directement par le petit espace d'une chaudière à huile et à gaz.

En ce qui concerne l'avancement des travaux, comme je l'ai mentionné plus haut, nous en sommes encore à l'étape de développement de la technologie. Nous sommes en train de passer de l'installation pilote à l'installation commerciale. Nous étudions depuis quelque temps deux installations. La chambre de combustion de l'une ou peut-être des deux pourrait passer d'une capacité de 25 millions de BTU à l'heure à une capacité d'environ 100 millions. Il s'agit donc d'une augmentation de 4 pour 1. La première de ces installations se trouve à l'usine Wabamun de Walter, l'autre à Cold Lake où l'on pourrait se servir de cette technologie pour améliorer les récupérateurs de pétrole puisque c'est dans cette région que l'on utilise du gaz naturel pour les petites chaudières afin d'obtenir la vapeur nécessaire à l'injection des sables contenant du pétrole lourd.

Nous travaillons également en ce moment à la conversion complète d'une chaudière. Il s'agit d'une petite chaudière électrique située dans l'Illinois. En coopération avec les services d'électricité, nous avons fait une demande d'aide financière au U.S. Department of Energy dans le cadre du Clean Coal II Program. Cette chaudière est génératrice très importante de NO_x; de l'ordre, si je me souviens bien, de 1,500 ppm par rapport

[Texte]

400 and compared with the burner 100. Given the availability of funding and everything falling into place as we think it will, we believe the technology should be commercial in the early 1990s.

I cannot stop without making the comment that we have had very strong support from the federal government through CANMET, through the Coal Branch and through Environment Canada, who have supported us at different levels on the development of these two technologies.

With respect to cost, I mentioned the burner cost—I think really I have covered that—the burner, \$75 U.S. a kilowatt or \$100 Canadian, compared with scrubbers at \$150 to \$350. One thing I did not mention is that the burner has a minimal operating cost, very nominal, compared with scrubbers, which have a high operating cost and which only remove SO₂, rather than solving both the SO₂ and NO_x problem at the same time.

In conclusion, we believe Trans-Alta and the electrical utility industry in general will be well positioned to continue power plant development in the future based on the use of coal. Thank you.

Mr. Saponja: That took a little longer than I forecast. It is like predicting electrical load. We are available for Q and As.

• 0950

The Chairman: Do you export any power?

Mr. Saponja: I have to be careful how I answer that. We sell energy from time to time to British Columbia Hydro, and we think they export it via their export licence. We do not have an export licence.

The Chairman: Probably down to Bonneville or something?

Mr. Saponja: Of course.

The Chairman: But there is probably a great future there.

Mr. Saponja: We are working very hard at this, Mrs. Sparrow. We think there is a very good fit between Alberta thermal-based coal energy and British Columbia Hydro and their predominant hydraulic system. There is a massive synergy that exists when you combine two resource situations like this, in that they have a tremendous capability to store energy seasonally.

In the Alberta system we do not normally have a problem with supply of energy, kilowatt-hours. We are always very mindful. We plan on the basis of kilowatts, in other words, being able to meet the peak load in the year. In the hydro system, they have lots of kilowatts, because they can very cheaply add kilowatts onto a dam, a

[Traduction]

aux 400 ppm dont nous disposons et aux 100 du brûleur. Si nous obtenons ce financement et si tout marche comme prévu, nous pensons que cette technologie pourrait être commercialisée au début des années 90.

Je dois également mentionner que le gouvernement fédéral nous a apporté beaucoup d'appui par l'intermédiaire du CANMET, de la Direction des charbons et du ministère de l'Environnement. Tous ces organismes nous ont aidés à divers niveaux d'élaboration de ces deux technologies.

En ce qui concerne les coûts, j'ai parlé du coût du brûleur qui revient à 75\$ U.S. par kilowatt ou 100\$ canadiens alors que les épurateurs-laveurs coûtent 150\$ à 350\$. Ce que je n'ai pas dit par contre, c'est que les coûts de fonctionnement du brûleur sont minimes, très nominaux, par rapport aux épurateurs-laveurs dont le coût de fonctionnement est élevé et qui ne suppriment que le SO₂, sans donc résoudre le problème du SO₂ et du NO_x en même temps.

Pour conclure, nous croyons qu'il serait bon que Trans-Alta ainsi que l'industrie des Services d'électricité d'utilité publique adoptent à l'avenir le charbon dans leurs centrales électriques. Merci.

M. Saponja: Notre exposé a pris plus de temps que prévu. On ne peut d'ailleurs jamais savoir quand surviendra une surcharge électrique. Passons maintenant aux questions.

La présidente: Exportez-vous de l'énergie?

M. Saponja: Je me dois d'être prudent en répondant à cette question. De temps en temps, nous vendons de l'énergie à British Columbia Hydro qui, à notre avis, l'exporte grâce à son permis d'exportation. Nous n'avons pas de permis d'exportation.

La présidente: Probablement jusqu'à Bonneville ou ailleurs?

M. Saponja: Naturellement.

La présidente: Il s'agit probablement d'un marché intéressant pour l'avenir.

M. Saponja: Nous y travaillons très fort, madame Sparrow. Nous pensons que l'énergie thermique produite avec le charbon en Alberta et l'énergie principalement hydraulique de British Columbia Hydro se complètent très bien. Il se produit aussi une énergie considérable lorsqu'on associe deux ressources de ce type, en ce sens que la Colombie-Britannique dispose d'une capacité incroyable de stocker l'énergie selon les saisons.

En Alberta, l'approvisionnement d'énergie, en kilowatt-heure, ne pose habituellement aucune difficulté. Nous faisons toujours très attention. Nous planifions en fonction de nos besoins en kilowatts, afin de pouvoir répondre aux besoins en période de pointe durant l'année. Le système hydraulique peut produire

[Text]

hydraulic plant. Their concern is always what falls from the heavens. So the two fit together.

The Chairman: Be it snow, rain or you name it.

Mr. Saponja: Right. We normally do not worry about this, because we just go mine a little more coal.

The Chairman: It is interesting that under the free trade agreement B.C. is to receive fair treatment for accessibility to the transmission lines through Bonneville, and we will try to resolve some of those difficulties.

Mr. Saponja: We were very interested in the note that this situation was picked up so early in the free trade literature. We know the California utilities were not happy with the notation, because they felt it lent more credence to the posture taken by Bonneville Power Administration. The California utilities are not very happy with the policies of the Bonneville people and the stranglehold they have on transmission.

The Chairman: Absolutely right.

Mr. Saponja: I might just add that the B.C. Hydro people have agreed to, and have currently entered into a study, with Trans-Alta and us representing the Alberta scene, a full integration economic study, to see what will come out of this, because we, on the Alberta side, are convinced that together, the two of us, British Columbia and Alberta, can put a very, very interesting export package before the Americans.

Mr. Gagnon: Thank you, gentlemen, for a very fascinating presentation. I would like to refer back to your graph entitled Generation Supply Options, where you have the different options. If you compared the capacity factor versus dollars per kilowatt-hour per year—and this is only the fixed costs aspect, as I understand—

Mr. Saponja: No. It is both, Paul. The vertical scale is dollars per kilowatt-year, not per kilowatt-hour. This is a direct conversion of fixed costs converted into an annual charge. In other words, for a dollar invested, if one had a fixed charge of 20%, for instance, then you would see 20¢ on the vertical scale. So it is the carrying cost of capital primarily, on the left-hand scale.

Mr. Gagnon: You also have a graph that has the AIS-projected average coal costs. Then you have it in dollars per gigajoule, which looks at roughly 57¢ currently, and rising to something like 68¢ in 2010. This is the raw gigajoules. It is fed into a boiler.

[Translation]

énormément de kilowatts parce qu'il est très peu coûteux d'ajouter des kilowatts à un barrage ou à une centrale hydro-électrique. Le seul risque est la quantité d'eau qui tombe du ciel. C'est pourquoi les deux se complètent si bien.

La présidente: Qu'il s'agisse de neige, de pluie ou de quoi que ce soit.

M. Saponja: Exactement. Pour notre part, ce n'est pas une inquiétude parce que nous n'avons qu'à extraire un peu plus de charbon.

La présidente: Il est intéressant de noter qu'en vertu de l'accord de libre-échange, la Colombie-Britannique sera bien traitée puisqu'elle aura accès aux lignes de transmission qui passent par Bonneville; nous essaierons de résoudre certaines de ces difficultés.

M. Saponja: Il nous a semblé très intéressant que la note qui faisait allusion à cette situation figure si tôt dans les documents de libre-échange. Nous savons que les services d'utilité publique de la Californie n'ont pas été très heureux de cette note parce qu'elle ajoute foi à la position prise par Bonneville Power Administration. Les services d'utilité publique de la Californie n'apprécient pas beaucoup la politique des responsables de Bonneville, et le contrôle qu'ils exercent sur la transmission.

La présidente: Vous avez tout à fait raison.

M. Saponja: Je pourrais ajouter que les représentants de B.C. Hydro ont accepté d'entreprendre avec Trans-Alta et nous-mêmes qui représentons les intérêts de l'Alberta, une étude complète d'intégration économique pour déterminer ce qui adviendra de cela parce que nous sommes convaincus, en Alberta, que la Colombie-Britannique et l'Alberta pourraient, ensemble, présenter des offres très intéressantes aux Américains.

M. Gagnon: Je vous remercie, messieurs, pour cet exposé des plus intéressants. J'aimerais revenir à votre graphique intitulé Generation Supply Options, où figurent les différentes options. Si l'on compare le facteur capacité par rapport aux dollars par kilowatt-heure par année, et si je comprends bien il s'agit uniquement des coûts fixes. . .

M. Saponja: Non, ce sont les deux, Paul. L'échelle verticale représente les dollars par kilowatt-année, non pas par kilowatt-heure. Il s'agit de la conversion directe des coûts fixes en frais annuels. En d'autres mots, pour chaque dollar investi, si vous aviez une charge fixe de 20 p. 100, par exemple, vous verriez alors 20 sur l'échelle verticale. Il s'agit donc principalement des frais financiers sur l'échelle de gauche.

M. Gagnon: Vous avez également présenté un graphique qui illustre les coûts moyens du charbon pour AIS. Vous les représentez ensuite en dollars par gigajoule, qui est actuellement à peu près de 57c., et qui s'élèvera jusqu'à 68c. en l'an 2010. Il s'agit de gigajoules bruts mis dans une chaudière.

[Texte]

Mr. Saponja: Of the current 57¢ per gigajoule, you can only use 33% and 34%. For overall efficiency, this is correct.

Mr. Gagnon: You mention natural gas, which is costing you \$1.40 to \$1.60, yet a same amount of heat. What efficiency does natural gas have in comparison to coal?

Mr. Saponja: It would be very similar. As far as the boiler is concerned, it is generally indifferent to where BTUs are coming from.

Mr. Gagnon: What then would be the cost for uranium on a gigajoule basis, if you made the comparison between coal and... coal?

• 0955

Mr. Saponja: Let us return to the first graph you referred to, the generation supply options. The slope of the line rising to the right roughly represents the variable component of cost. In other words, for a kilowatt-hour generated—how am I going to say this?

We think it is three to five mills per kilowatt-hour as the variable component of fuel costs. In other words, if you did not generate the kilowatt-hour, you would say that. If you generated it, you would create that additional expense and that ignores all sum capital.

The Chairman: Can you say that again, please?

Mr. Saponja: Let me go to the vertical scale. In the case of nuclear, we have a broad band between \$400 and \$500 per kilowatt-year. That is the annual cost for each kilowatt of capacity to cover a fixed cost of something between \$2,000 and \$3,000 a kilowatt to build a nuclear plant. So if you invested \$2,000 or \$3,000 a kilowatt to build a nuclear plant, you would have an annual fixed cost of between \$400 and \$500 to carry that capital. That is interest on debt; that is interest on—

The Chairman: Over the life of...

Mr. Saponja: That is right. Over the life or for 35 years.

Mr. Gagnon: I guess I am lost on your graph here. Where do you take into account your operating costs including fuel costs?

Mr. Saponja: On the horizontal scale, capacity factor represents how you use that facility. So I have built this nuclear plant and I have spent \$3,000 a kilowatt and that is going to cost me \$475 every year just to carry it. The minute I have spent that, I am stuck with it.

Now I have to decide to operate that plant. If I operate it flat out—100% capacity factor—for the whole year,

[Traduction]

M. Saponja: Actuellement, des 57c. par gigajoule, on ne peut utiliser que 33 p. 100 et 34 p. 100. Pour ce qui est de l'efficacité dans l'ensemble, c'est bien.

M. Gagnon: Vous avez fait mention du gaz naturel qui vous coûte 1,40\$ à 1,60\$, et qui produit pourtant la même quantité de chaleur. Quelle est l'efficacité du gaz naturel par rapport au charbon?

M. Saponja: Elle est à peu près la même. Pour ce qui est de la chaudière, les BTU d'où qu'ils proviennent n'ont pas d'importance.

M. Gagnon: Quel serait à ce moment-là le coût de l'uranium par gigajoule si vous établissiez une comparaison entre le charbon et... le charbon?

M. Saponja: Revenons au premier graphique dont vous avez parlé, qui compare les diverses options qui peuvent être utilisées pour la production de l'électricité. La pente de la ligne qui va en montant vers la droite représente la variable «coûts». Autrement dit, elle illustre leur fluctuation en fonction des kilowatts-heure produits. Comment vous dire cela pour que vous saisissiez bien?

Le coût est, je crois, de trois à cinq mills le kilowatt-heure en tant qu'élément variable des dépenses en combustible. Autrement dit, c'est ce qu'on dirait si l'on ne produisait pas de kilowatt-heure. Dès qu'on en produit, on crée cette dépense additionnelle qui ne tient pas compte de tous les coûts de l'investissement.

La présidente: Pourriez-vous répéter, s'il vous plaît?

M. Saponja: Voyons d'abord l'échelle verticale. Dans le cas des centrales nucléaires, nous avons une bande large variant entre 400 et 500\$ par kilowatt-année. Cela représente ce qu'il en coûte chaque année pour produire un kilowatt, incluant les coûts fixes d'environ 2,000 à 3,000\$ par kilowatt pour construire une centrale nucléaire. Par conséquent, lorsque vous investissez 2,000 à 3,000\$ le kilowatt pour construire une centrale nucléaire, vous avez un coût annuel fixe de 400 à 500\$ simplement pour mobiliser ce capital. Ce sont les intérêts sur la dette, les intérêts sur...

La présidente: Pour toute la vie du...

M. Saponja: Vous avez raison. Pour toute la vie de la centrale ou 35 ans.

M. Gagnon: Je ne comprends pas trop bien votre graphique ici. À quel endroit est-il question de vos frais d'exploitation, y compris des dépenses de combustible?

M. Saponja: Sur l'échelle horizontale, vous avez le facteur de capacité, ou facteur d'utilisation, qui indique dans quelle mesure la centrale est utilisée. Donc, pour construire cette centrale nucléaire, j'ai 3,000\$ le kilowatt et il m'en coûtera 475\$ par année simplement pour mobiliser ce capital. Une fois cette somme investie, ce coût est inévitable.

Mais il me faut maintenant songer à exploiter cette centrale. Si je l'utilise à sa pleine capacité, pendant toute

[Text]

then I would run that line right out to the end of the right-hand scale. You will notice that band should slope. It rises to the right.

Mr. Gagnon: Slightly, yes.

Mr. Saponja: That is the additional annual dollars for each kilowatt that—when I run it back to the vertical scale, that intercept—I would have to pay to cover the fuel and operating costs. If I did not operate the plant, then it is that vertical scale intercept.

Mr. Gagnon: Which then begs the question, at what cost of coal does the CANDU become competitive? It is obviously not competitive at 57¢ to 68¢, but at what point is it competitive?

Mr. Saponja: I would want to see the coal lines—the IGCC or the conventional coal line—intercept the broad band at the top and it does not do that.

Mr. Gagnon: But that is assuming your price of coal.

Mr. Saponja: That is right.

Mr. Gagnon: What I am asking is at what price of coal is the intercept based? In other words, if the average price of coal is 75¢ or a dollar, would it intercept?

Mr. Saponja: It is going to cost me that to build a conventional coal-fired power plant. If I had to buy or mine very expensive coal, this is what would happen to that line.

The Chairman: Just over \$200 to start with?

Mr. Saponja: Yes. That is just the fixed costs to build the power plant.

Now, depending on what I am going to have to pay for fuel—if I have to haul it from a long way or dig very deep for it—the slope of the line changes. If I intercept it here I would ask, how many hours a year am I going to operate that plant? If I were going to operate it a lot of hours, I would want to go nuclear because I would be out here.

Mr. Barry: I think what we do not have is the dollars per tonne of coal where it breaks even. I do have a study with me which I would be happy to leave with you. It was done recently. It deals with the pressurized water reactor rather than CANDU. The conclusion that study reaches is the break-even cost of coal for coal-nuclear comparison is \$65 a tonne.

The group that did the study projects it is unlikely on an equal-dollar basis that coal will go over \$40 a tonne prior to the end of the century.

[Translation]

l'année, je tirerais cette ligne jusqu'à l'extrémité de l'échelle de droite. Vous noterez que cette bande aurait tendance à descendre, alors qu'elle s'élève vers la droite.

M. Gagnon: Légèrement, en effet.

M. Saponja: Cela représente les dollars additionnels qu'il me faudrait verser annuellement—revenons à l'échelle verticale qui l'intercepte—pour couvrir les dépenses de combustible et d'exploitation. Si la centrale ne fonctionnait pas, nous serions au point d'interception de l'échelle verticale.

M. Gagnon: Ce qui nous amène à la question de savoir à quel niveau de coût en charbon le CANDU devient concurrentiel? Il ne l'est certes pas entre 57c. et 68c., mais à quel moment devient-il concurrentiel?

M. Saponja: J'aimerais bien voir les lignes relatives au charbon—de l'IGCC (cycle combiné de la gazéification intégrée) ou du charbon classique—intercepter la bande large en haut du graphique, mais elles ne se croisent pas.

M. Gagnon: Mais cela suppose que votre prix du charbon demeure le même.

M. Saponja: Vous avez raison.

M. Gagnon: Ce que je voudrais savoir c'est à quel niveau de prix du charbon y a-t-il interception? En d'autres termes, si le prix moyen du charbon était de 75c. ou 1\$, les lignes se croiseraient-elles?

M. Saponja: C'est ce que cela va me coûter pour construire une centrale classique alimentée au charbon. S'il me fallait acheter ou extraire du charbon très coûteux, qu'est-ce qui arriverait?

La présidente: Disons un peu plus que 200\$?

M. Saponja: Oui. C'est exactement de cet ordre que sont les coûts fixes nécessaires à la construction d'une centrale.

À ce moment, dépendant de ce qui m'en coûtera pour acheter le combustible—s'il me faut le transporter sur de très longues distances ou creuser très profondément pour l'extraire—la pente de la ligne variera. Si je voulais que les lignes se croisent ici, par exemple, je me demanderais combien d'heures par année cette centrale sera en fonctionnement? Si je songeais à l'exploiter pendant des heures et des heures, j'opterais pour le nucléaire, car le point de croisement serait hors limite.

M. Barry: La donnée qui nous manque, à notre avis, est le coût en dollars par tonne de charbon où il y a égalité. J'ai en main une étude qu'il me ferait plaisir de vous laisser. Elle est assez récente. Elle traite du réacteur à eau sous pression et non du réacteur CANDU. La conclusion à laquelle on arrive, c'est que le coût du charbon, par comparaison au coût du combustible nucléaire, devient égal à 65\$ la tonne.

Le groupe qui a effectué cette étude estime qu'il est peu probable que le prix du charbon dépasse les 40\$ la tonne, en dollars constants, avant la fin du siècle.

[Texte]

[Traduction]

• 1000

The Chairman: What is it selling for today?

Mr. Saponja: Again, we are giving apples and oranges. It is not all the same because some have more heat than the others. Let me put it in perspective. Our average costs, or the equivalent of that 60¢ a gigajoule I have there, are about \$8 or \$9 a tonne to put coal in a boiler.

Mr. Gagnon: Because of the low cost of coal, nuclear is not a viable economic option.

Mr. Saponja: In Alberta.

Mr. Gagnon: The point, I guess, is at what cost of coal does nuclear become viable. I understand Mr. Barry has a study to look at.

Mr. Saponja: Sure. I would be very happy to have that calculation done for you.

Mr. Gagnon: You had another item I would like to investigate. Your emissions, SO₂, you are talking about 0.6 lbs. per million BTU, and we are talking about consuming 19 million tonnes of coal a year. Would you do the mathematics for me and tell me how much sulfur dioxide that represents with the BTU coal you are considering?

Mr. Barry: While Walter is calculating, I presume the committee is aware the International Energy Agency and the Nuclear Energy Agency are co-operating in carrying out a coal versus nuclear power cost study.

The Chairman: Do you know when it might be completed?

Mr. Barry: I cannot answer exactly when it is going to be completed. This report was produced in 1986 by the Nuclear Energy Agency and specifically compares nuclear and coal plant costs. The coal industry was not happy with it because the coal industry did not have any input into the study.

This study is being updated in co-operation with the IEA and the NEA. The coal industry is participating through the IEA. In fact, Trans-Alta Utilities has a person on the technical committee which is preparing the assumptions going into this study.

The Chairman: Is that Ned Harrison?

Mr. Clay: We have seen the 1986 study, but were not advised they were updating. That presumably will replace the 1986 study.

Mr. Barry: Yes, it will. I am not sure it will be dated 1988. I presume it will be.

It is going to deal on a country-by-country basis. In the Canadian context, western coal will be compared with central Canada nuclear plant costs. I think eastern coal

La présidente: Quel est son prix maintenant?

M. Saponja: Encore une fois, il est difficile de calculer avec des pommes et des oranges. On n'a pas tous les mêmes valeurs parce que certains ont plus de chaleur que d'autres. Pour vous situer dans le contexte, disons que nos coûts moyens, ou l'équivalent de ce 60 gigajoule que j'ai devant moi, correspondent à 8 ou 9\$ la tonne pour amener le charbon à la chaudière.

M. Gagnon: Étant donné le faible coût du charbon, la puissance nucléaire n'est pas une option économique viable.

M. Saponja: En Alberta.

M. Gagnon: La question est donc de savoir à quel coût du charbon les centrales nucléaires deviennent viables. Je crois comprendre que M. Barry a une étude à nous présenter à ce sujet.

M. Saponja: Oui, je serai très heureux de faire ces calculs pour vous.

M. Gagnon: Vous avez soulevé un autre point que je voudrais approfondir, c'est-à-dire vos émissions de SO₂. Vous mentionnez 0,6 livre le million du BTU, et nous étudions la consommation d'environ 19 millions de tonnes de charbon par année. Pouvez-vous faire les calculs et me dire combien d'anhydride sulfureux représente la consommation de charbon que vous envisagez?

M. Barry: Pendant que Walter fait les calculs, je voudrais signaler, pour ceux d'entre vous qui ne seraient pas au courant, que l'Agence internationale de l'énergie et l'Agence de l'énergie nucléaire sont à réaliser de concert une étude comparée du coût du charbon et du coût de l'énergie nucléoélectrique.

La présidente: Savez-vous quand l'étude sera terminée?

M. Barry: Je ne sais pas exactement. Le rapport a été produit en 1986 par l'Agence de l'énergie nucléaire et compare spécifiquement les coûts des centrales nucléaires à ceux de l'industrie houillère. L'industrie houillère n'était pas contente des résultats parce qu'elle n'avait pas participé à l'étude.

À l'heure actuelle, l'AIE et l'AEN collaborent à la mise à jour de l'étude. L'industrie houillère y prend part par l'entremise de l'AIE. En fait, un employé de Trans-Alta Utilities siège au comité technique chargé d'établir les hypothèses sous-tendant l'étude.

La présidente: S'agit-il de Ned Harrison?

M. Clay: Nous avons vu l'étude de 1986, mais n'étions pas au courant qu'elle faisait l'objet d'une mise à jour. Elle remplacera vraisemblablement l'étude de 1986.

M. Barry: Oui. Je ne suis pas sûr si elle sera datée de 1988. J'imagine qu'elle le sera.

L'étude fera une analyse de chacun des pays. Pour le Canada, le coût de l'exploitation du charbon de l'Ouest sera comparé au coût des centrales nucléaires du centre

[Text]

and eastern nuclear plant costs will be compared and it will be based on the CANDU reactor system. The results of that study should be very helpful.

The other report I was referring to was recently circulated by the International Coal Development Institute, and I would be happy to leave the copy I have with you. An array of companies was involved in the study. It is more international and less Canada-specific, but it does tell you that in 1986 dollars coal has to cost \$65 a tonne before it is equal to the cost of a pressurized reactor. And the industry that did the study does not feel that coal will go above \$40 a tonne until the turn of the century.

• 1005

The Chairman: If you leave that with the clerk we could certainly write for extra copies. Thank you very much, Mr. Barry.

Mr. Gagnon: Could we get a clarification and make sure we are talking the same thing? Is the \$65 a tonne Canadian or U.S.?

Mr. Saponja: I will do the calculation for you for 8,000 BTU coal in Alberta and have it sent to you this week.

The Chairman: Send it to the clerk and he will circulate it to all members.

Mr. Barry: It is U.S. dollars.

Mr. Gagnon: It is U.S. dollars. Thank you. I did a quick calculation and I am certainly no expert in this area, but I was taking about 9,000 BTU coal and I came up with a figure of 240 million pounds. It is a big number.

Mr. Saponja: For SO₂?

Mr. Gagnon: Yes.

Mr. Saponja: I had 100,000 tonnes annually.

Mr. Gagnon: Even though the rate is low it still is a large number cumulatively.

Mr. Saponja: It is a big number. To put it into context, in Alberta utilities account for about 16% of the SO₂ emissions in the province, 80% comes from the petroleum sector.

Mr. Gagnon: One beneficial thing, as I understand it, is we have a limey soil that can absorb it whereas the granitic, very thin soils of the eastern part of North America—

[Translation]

du Canada. Je crois que le charbon de l'Est sera comparé aux centrales nucléaires de l'Est, et que cette partie de l'étude sera fondée sur le système CANDU. Les résultats de l'étude devraient nous être très utiles.

L'autre rapport que je mentionnais a récemment été diffusé par l'International Coal Development Institute, et je serai content de vous en laisser un exemplaire. Un grand nombre d'entreprises ont participé à cette étude qui est d'envergure plus internationale et est moins axée sur la situation au Canada. Cependant, ce que révèle l'étude, c'est que le prix du charbon doit s'établir à 65\$ la tonne, en dollars de 1986, pour que le coût de l'exploitation du charbon soit égal au coût de l'utilisation d'un réacteur à fluide sous pression. Les auteurs de cette étude ne pensent pas que le prix du charbon puisse dépasser 40\$ la tonne avant la fin du siècle.

La présidente: Vous voulez bien laisser ce document au greffier, nous pourrions en demander des exemplaires supplémentaires. Je vous remercie beaucoup, monsieur Barry.

M. Gagnon: Je voudrais obtenir des précisions et vérifier si nous parlons bien de la même chose. Le prix de 65\$ la tonne est-il exprimé en dollars canadiens ou américains?

M. Saponja: Je vais faire un calcul pour le prix d'une quantité équivalant à 8,000 BTU de charbon en Alberta et je vous en ferai parvenir les résultats cette semaine.

La présidente: Envoyez-les au greffier, et il les transmettra à tous les membres du Comité.

M. Barry: Il s'agit de dollars américains.

M. Gagnon: Entendu. Je vous remercie. J'ai fait un rapide calcul et bien que n'étant pas expert en la matière, j'arrive à un résultat d'environ 9,000 BTU de charbon et j'obtiens un chiffre de 240 millions de livres. Ce sont des chiffres considérables.

M. Saponja: De SO₂?

M. Gagnon: Oui.

M. Saponja: J'ai trouvé 100,000 tonnes par an.

M. Gagnon: Même si le taux est faible, les chiffres cumulatifs sont considérables.

M. Saponja: En effet. Pour les resituer dans leur contexte, disons que les services d'utilité publique albertains sont à l'origine d'environ 16 p. 100 des émissions de SO₂ dans cette province, et que ces émissions sont d'origine pétrolière dans une proportion de 80 p. 100.

M. Gagnon: Ce qui est intéressant, si je comprends bien, c'est que nous avons un sol calcaire qui peut absorber ce SO₂, tandis que les sols très minces d'origine granitique de l'est de l'Amérique du Nord. . .

[Texte]

Mr. Saponja: —are very low in alkalinity and do not have the buffering ability to accept the acid rain. That is the problem.

Mr. Gagnon: I understand that, from your new technologies, you feel that these numbers can be reduced quite substantially. Is that the impact?

Mr. Barry: Yes.

Mr. Saponja: Very significantly, yes.

Mr. Gagnon: What sort of orders of magnitude—a half, a quarter?

Mr. Barry: On IGCC as far as sulphur is concerned, I am going to say 99.9% of all the sulphur will be removed.

The Chairman: That is just about perfect.

Mr. Barry: That is near perfect. The NO_x emissions are going to be comparatively low as well.

Mr. Saponja: We need to be careful that we do not mislead the committee. The 90%-plus sulphur removal is easily achieved today with conventional technology. We do not need a new technology to do it. The advantage is that it can be done at lower cost.

Mr. Porter: Gentlemen, I welcome you here. I am a rural customer of yours in southern Alberta and a very good one at that. I think I have just changed for about the fourth time a transformer and put a 15 kb on last fall to try to keep up with the increased demand. We cannot flush a toilet or give a cow a drink without depending on you.

I will probably discuss that with some other people in your organization having been involved for that long and knowing we are paying for the power and also paying for a fund to replace your existing lines at some future date. I think some of them are going to need it. I also represent the constituency where you have some of the problems with lines.

I was interested in your LNS burner. You indicated you have world rights for the burner. You are entering into licensing agreements around the world and I think you indicated you hope you will have them in place by the early 1990s. Did you want to comment?

Mr. Barry: Yes. Just one correction. We are not in the process of licensing at the present time. We are now developing the technology, the commercialization. We plan to enter into licensing arrangements once it is commercial.

• 1010

Mr. Porter: Following that time, do you think this could be marketed in Canada and throughout the world? Is that what you are looking at?

[Traduction]

M. Saponja: ... ont une alcalinité très faible, et ne sont pas en mesure d'absorber les pluies acides. Voilà le problème.

M. Gagnon: Si je comprends bien, les nouveaux moyens technologiques dont vous parlez devraient permettre de réduire très sensiblement ces taux de pollution. Est-ce bien cela?

M. Barry: Oui.

M. Saponja: Oui, de façon très nette.

M. Gagnon: De quel ordre devrait être la réduction... de la moitié, du quart?

M. Barry: Avec l'IGCC, en ce qui concerne le soufre, je pense que la réduction pourrait être de 99,9 p. 100.

La présidente: C'est tout à fait extraordinaire.

M. Barry: C'est presque parfait. Les émissions d'oxyde d'azote vont également diminuer sensiblement.

M. Saponja: Nous devons prendre garde de ne pas induire le Comité en erreur. La réduction de plus de 90 p. 100 des émissions de soufre est facilement réalisable avec les moyens technologiques conventionnels. Nous n'avons pas besoin de techniques nouvelles pour le faire. L'avantage, c'est qu'on pourra désormais obtenir ce résultat à moindres coûts.

M. Porter: Messieurs, je suis heureux de vous accueillir ici. Je suis l'un de vos clients agricoles du sud de l'Alberta et je suis même un de vos excellents clients. J'ai récemment changé de transformateur pour la quatrième fois et l'automne dernier, j'en ai installé un de 15 kb dans l'espoir de pouvoir faire face à l'augmentation de mes besoins. Nous avons besoin de vous pour actionner la chasse d'eau de nos toilettes ou pour alimenter l'abreuvoir de nos vaches.

Je parlerai peut-être de cela avec d'autres agents de votre organisme qui connaissent davantage ce domaine et qui savent que nous payons non seulement pour l'électricité, mais également pour le remplacement des lignes du réseau. Je crois que certaines d'entre elles vont devoir être remplacées. Je représente également la circonscription où vous avez eu quelques problèmes avec vos lignes de distribution.

Je suis intéressé à votre brûleur LNS. Vous avez dit que vous étiez détenteur de brevet à l'échelle mondiale sur ce brûleur. Vous accordez des licences dans le monde entier et vous espérez que tout sera en place dès le début des années 1990. Avez-vous autre chose à ajouter?

M. Barry: Oui. Je voudrais apporter un rectificatif. Nous n'accordons pas de licences actuellement. Nous sommes en train de mettre la technique au point et de la commercialiser. Nous accorderons les licences une fois que le produit sera commercialisable.

M. Porter: À partir de cette étape, pensez-vous que ce brûleur pourrait être commercialisé au Canada et dans le monde entier? Est-ce là votre objectif?

[Text]

Mr. Barry: Yes, that is right.

Mr. Porter: This committee travelled to Europe about three weeks ago, and certainly got different views on what is happening in the nuclear field in Sweden, where they are phasing out nuclear power in the next 10 years, or by the end of the century.

Mr. Gagnon: The year 2010.

Mr. Porter: It is obviously something that people around the world may be interested in.

We have looked at the feasibility of transporting low-sulphur western coal out of Alberta to eastern Canada. If this were successful, would that have an impact on that type of thing? If they were able to achieve the reductions you are suggesting, would there be a need then to transport coal if they could use existing supplies and cut the emissions down by what you are suggesting?

Mr. Barry: Trans-Alta believes the LNS burner is not on the list of projects involved in the western-coal-to-Ontario initiative. The feeling amongst some people in Canada is that if the burner were installed in Ontario Hydro's plants, it would simply facilitate ongoing use of the higher-sulphur U.S. coal already being imported. That is true, it would.

Trans-Alta's position is that if the burners were installed on Hydro's boilers, you could use western coal—western Canadian coal as well—but more of it. As things stand right now, the boilers of Ontario Hydro are designed for a different coal than we have in Alberta or Saskatchewan, so at best, the western coal can only be used as a blend in conjunction with the U.S. coals.

If the burner were installed, we think the boilers could be entirely fired with western Canadian coal rather than the blend. We believe the burner would facilitate the western coal industry's selling into an expanding market in Ontario for that reason.

Mr. Porter: You are aware of the concern about the acid rain emission, I guess in B.C. but primarily in eastern Canada. That is a subject that has come up of late. The concerns are expressed both here and in the U.S., so I would assume that anything that can be done while Canada has made a commitment to reduce emissions by I think 50% by 1994... Our neighbours to the south I do not think have indicated they are going to speed up their process as quickly as we would like to see.

You mentioned that Alberta emission standards are at least as stringent as other provinces in Canada, if not more so. The units would be built as units and shipped to locations as a completed unit, would they not?

[Translation]

M. Barry: Oui, c'est cela.

M. Porter: Ce Comité s'est rendu en Europe il y a trois semaines et a recueilli des points de vue différents sur ce qui se passe dans le domaine nucléaire en Suède, où on a prévu l'abandon du nucléaire au cours des dix prochaines années ou d'ici la fin du siècle.

M. Gagnon: D'ici l'an 2010.

M. Porter: Voilà certainement de quoi intéresser le monde entier.

Nous avons envisagé de transporter du charbon à faible teneur en soufre de l'Alberta jusque dans l'est du Canada. Si nous y parvenons, est-ce que l'opération pourrait avoir des conséquences dans le domaine qui nous intéresse? Si l'on parvient à obtenir les réductions dont vous avez parlé, est-ce qu'il faudra encore transporter du charbon, sachant qu'on pourra utiliser les approvisionnements existants et réduire les émissions de substances polluantes dans les proportions dont il vient d'être question?

M. Barry: Trans-Alta estime que le brûleur LNS ne figure pas sur la liste des projets prévus dans l'opération comportant le transport du charbon de l'ouest jusqu'en Ontario. On estime au Canada que si ce brûleur était installé dans les centrales d'Hydro-Ontario, on pourrait simplement continuer d'utiliser plus facilement le charbon américain à forte teneur en soufre qui est déjà importé. En fait, c'est cela.

Trans-Alta estime que si on installe ce nouveau brûleur dans les centrales d'Hydro-Ontario, on pourrait également utiliser davantage le charbon de l'ouest canadien. Dans l'état actuel des choses, les chaudières d'Hydro-Ontario sont conçues pour une qualité de charbon différente du charbon produit en Alberta ou en Saskatchewan, si bien que le charbon de l'ouest canadien ne pourrait être utilisé que conjointement avec des charbons importés des États-Unis.

Si ce brûleur était installé en Ontario, on pourrait, à notre avis, l'alimenter entièrement avec du charbon canadien plutôt qu'avec un mélange. Il aiderait les producteurs de charbon de l'Ouest à s'implanter sur le marché ontarien, qui devrait connaître une forte croissance.

M. Porter: Vous n'ignorez pas le problème des pluies acides, qui doit également se poser en Colombie-Britannique, mais qui concerne surtout l'est du Canada. Il en a été beaucoup question récemment, aussi bien ici qu'aux États-Unis, et ce qu'on peut espérer, puisque le Canada s'est engagé à réduire ses émissions de moitié, je crois, d'ici 1994... À ma connaissance, nos voisins du Sud n'ont pas l'intention d'accélérer le processus autant qu'ils devraient le faire, à notre avis.

Vous avez indiqué que les normes d'émissions de substances polluantes en Alberta sont au moins aussi sévères que dans les autres provinces canadiennes, sinon plus. Les unités seraient assemblées avant d'être expédiées, n'est-ce pas?

[Texte]

Mr. Barry: Which units are you referring to now? IGCC?

Mr. Porter: Yes. The economy for the smaller units you would not assemble on site as you have done in the past. That is what you are. . .

Mr. Barry: The power plant components would be more factory-made than assembled, and then shipped to site as components.

Mr. Porter: The purchase of power from other sources in Alberta—I gather that is not something that is looming very large on the horizon.

Mr. Saponja: For non-utility sources involved? Yes, that is correct. We are obviously considering it as an option, the same as everything else. I have not, for instance, mentioned the possibility of purchasing from interconnections with adjacent provinces as an option. That is there too. It is something I cannot forecast and put down on a piece of paper and a graph because it requires some negotiation.

• 1015

I guess the same thing is true with non-utility sources of generation. The difficulty we have with most jurisdictions in North America now that have a large movement from non-utility or small-power sources is that the prices they require to normally make these operations viable are too high, the utilities believe. Hence this has led to the conflict. Alberta is no different. That is the situation we have right now in Alberta, especially in Alberta where we have lower rates, relatively speaking, just for the very reasons we have cited here—low fuel costs. It is a difficult environment for small-power producers to penetrate, without additional costs being imposed on the consumer to make them viable.

Mr. Porter: The growth rate you have experienced is roughly 10%. Did I understand you to say you are suggesting that it will probably level off in the 4% to 5% range?

Mr. Saponja: It has already levelled off in the last year or two. That is our forecast. Our prediction is that the days of 10% growth are not again evident in the foreseeable future unless there is a dramatic turnaround in world oil prices. The Alberta economy is very sensitive to world oil prices and hence a growth of electric power demand is hand in hand with it.

The Chairman: Is it on the same sort of—

Mr. Gagnon: No.

The Chairman: I was going to ask Walter about the pricing. I know there is the public utility board you present your facts to. I just wondered if you might review how you apply for a price increase. Also, in regard to your long lead time and the high cost of capital, when can you apply that and get some return on your investment?

[Traduction]

M. Barry: De quelles unités parlez-vous? Celles de l'IGCC?

M. Porter: Oui. On ferait des économies en évitant d'avoir à assembler sur place les petites unités, comme on devait le faire autrefois. Voilà ce que. . .

M. Barry: Les éléments des centrales thermiques vont être des éléments préfabriqués plutôt qu'assemblés; ils seront expédiés sur place en tant qu'éléments.

M. Porter: Je pense que les perspectives des autres sources d'approvisionnement en électricité en Alberta ne sont pas bien considérables.

M. Saponja: C'est exact en ce qui concerne les sources autres que les services publics. Nous les considérons comme une possibilité, au même titre que les autres. Par exemple, je n'ai pas fait état de la possibilité d'acheter de l'électricité aux provinces limitrophes, mais cette possibilité existe. Je ne peux naturellement pas faire de prévisions à ce sujet ni vous présenter de chiffres ou de graphiques, car il faudrait d'abord négocier.

Il en est de même pour les producteurs d'électricité autres que les services publics. Dans la plupart des régions de l'Amérique du Nord où l'on remarque une forte présence des producteurs autres que les services publics, ou des petits producteurs d'électricité, on constate le même problème, à savoir que de l'avis des responsables des services publics, les prix dont les petits producteurs ont besoin pour assurer la viabilité de leurs exploitations sont trop élevés. Voilà l'origine du conflit. C'est pareil en Alberta. Le problème y est même encore plus aigu, puisque nous bénéficions de tarifs inférieurs, par comparaison, pour les raisons qui ont été évoquées tout à l'heure, à savoir le combustible à bon marché. Les petits producteurs ont du mal à s'implanter sans imposer des coûts supplémentaires aux consommateurs pour assurer leur viabilité.

M. Porter: Le taux de croissance de l'Alberta est d'environ 10 p. 100. Si j'ai bien compris, vous pensez qu'il devrait descendre à 4 ou 5 p. 100.

M. Saponja: Il y a déjà eu un tassement au cours des deux dernières années. A notre avis, il ne devrait plus être question d'une croissance de 10 p. 100 à l'avenir, à moins d'un renversement des tendances des prix mondiaux du pétrole. L'économie albertaine y est très sensible, et il en va de même pour la croissance de la demande en électricité.

La présidente: Est-ce le même genre de. . .

M. Gagnon: Non.

La présidente: Je voulais poser une question à Walter au sujet de l'établissement des prix. Je sais qu'il existe une commission des services publics à laquelle vous vous adressez. Pouvez-vous nous dire comment les choses se passent lorsque vous demandez une augmentation de prix? Par ailleurs, compte tenu de vos délais de lancement

[Text]

Does that not come into being until the power is literally being consumed by the consumer?

Mr. Saponja: Those are some big questions you have asked.

Yes, we have a public utility board, a regulatory agency, as we call it, that is concerned about rates to the consumer. I think I do not need to go into the reason you have to have that; it is because we are a monopoly and we are required to justify before the public utility board our costs.

Rates are based on what we call cost of service. Cost of service is a build-up of depreciation, which comes from investment, invested capital. It is made up of a return component, which is again driven by capital investment. That is to cover shareholder return for the dollars that he is investing in the equity portion of the investment. It is made up of taxes, and it is made up of operating expenses. Those are the big four items that make up what we call revenue requirement or cost of service.

What the regulator focuses on is the whole spectrum of costs. He controls it normally by allowing or disallowing costs to go into that revenue requirement. The one they focus mostly on is the return component. What is a justified rate of return for an investor investing a dollar in the electric utility business? As you know, the rate of return is usually commensurate with the degree of risk associated with it.

We need to put before the regulator our revenue requirements. Generally historically in recent years, tremendous rates of inflation have had a profound effects on our revenue requirements, which has caused us to go to the public utility board more frequently than we would like. We do not like to have to raise and increase rates, but we have had to do so on numerous occasions in the last 15 years.

That is the process. The difficulty, as you have just cited, with large capital investments and particularly power plants is that you are not allowed to put those in what we call rate base or in that revenue requirement until a facility is used and useful.

[Translation]

considérables et de l'importance de vos coûts d'immobilisation, quand devez-vous présenter votre demande de manière à obtenir un certain rendement sur vos investissements? Est-ce qu'il faut attendre que l'électricité produite soit consommée?

M. Saponja: Vous venez de poser des questions essentielles.

Oui, nous avons une commission des services publics, il s'agit d'un organisme de réglementation qui s'occupe des tarifs appliqués aux consommateurs. Je n'ai pas à vous expliquer la nécessité d'un tel organisme. Nous sommes dans une situation de monopole et nous sommes tenus de justifier nos coûts devant une commission des services publics.

Nos tarifs sont fondés sur ce que nous appelons le coût de service. On le calcule en fonction de la dépréciation des investissements, du capital investi. Il tient également compte d'un élément de rendement, lui-même tributaire de l'élément des investissements. Il s'agit de rémunérer l'actionnaire pour son investissement dans la partie de notre financement correspondant aux actions. Cet élément comporte également les impôts et les frais d'exploitation. Voilà les quatre grandes rubriques qui constituent ce que nous appelons l'exigence de revenu ou le coût de service.

L'organisme de réglementation s'intéresse à toute la gamme des coûts. Normalement, il la contrôle en décidant que tel ou tel coût peut ou ne peut pas être intégré au coût de service. Il s'intéresse avant tout à l'élément de rendement. Quel est le taux de rendement justifié pour un investisseur qui place de l'argent dans un service public de distribution d'électricité? Comme vous le savez, le taux de rendement est généralement proportionnel au degré de risque que comporte l'investissement.

Nous devons donc présenter nos exigences de revenu à l'organisme de réglementation. Au cours des dernières années, la forte poussée de l'inflation a eu de graves conséquences sur nos exigences de revenu, ce qui nous a amenés à nous présenter devant la Commission des services publics plus souvent qu'à notre tour. Nous n'aimons pas être obligés d'augmenter nos tarifs, mais nous avons dû le faire à de nombreuses reprises au cours des 15 dernières années.

Voilà comment les choses se passent. Le problème, comme vous venez de le dire, en ce qui concerne les grosses immobilisations qui caractérisent particulièrement les centrales énergétiques, c'est que vous ne pouvez comptabiliser ces montants dans la base tarifaire ou dans les exigences de revenu avant que la centrale soit en production.

• 1020

If you have a very long construction period then throughout that time, what is mounting and accumulating is what we call allowance for funds used during construction or interest during construction. The longer

Les travaux de construction durent très longtemps et pendant tout ce temps, les dépenses et les frais d'intérêt s'accumulent. Plus vous devez dépenser de l'argent sans pouvoir le récupérer auprès des consommateurs, plus les

[Texte]

you are spending money without being able to go to the ratepayer to recover it, the more the interest mounts and the bigger number you have at the time the facility is used and useful.

This is the saga that the United States utilities primarily are into with nuclear power plants. They have a very long construction lead time, sometimes 10 or 12 years, and they got into licensing problems or construction problems, safety, and their costs have just escalated—not only direct costs, but all this interest mounting over these long, protracted construction periods.

The time comes to go to the ratepayer and tell them you need to get paid. Unfortunately, 10 years is a long time in our business, and what was the scene at the time they decided to build a nuclear plant is different from that of today; the economy is turned down, the plant is not needed. Some regulators, at times, have a practice of exercising 20/20 perfect hindsight.

What has been happening is they are saying, Mr. Utility, you should have noticed this signal and that signal 10 years ago and not gotten into this because it is not needed now. It is therefore necessary that your shareholder should carry some of the pain, so we are going to disallow \$300 or \$400 million from the \$5 billion package you want to drop on the ratepayer, and your shareholder must weather that.

The consequence of that United States experience now is that utilities are very reluctant to get into major projects, certainly anything with a large cost and a long construction lead time. They are not prepared to take that risk because they have been burned. If you were to go down to the major manufacturers in the United States today, the General Electric Company will tell you they cannot make combustion turbines fast enough.

The Chairman: Is that not amazing!

Mr. Saponja: The American utilities are going the short-term two-year lead time option, putting in combustion turbine capacity and are justifying it, in many cases, under the IGCC model as the first stage into that and getting approval through regulators saying, yes, ultimately we are going to end up in coal gasification with this facility. Right now, we want to put in this combustion turbine. But they are being driven by many factors, one of which is the financial risk. It is a much smaller bite and a shorter period.

Mr. Gagnon: If I could refer to page 12 of your corporation fact sheet for 1987, you have a listing of the cost per kilowatt-hour of Trans-Alta vs. B.C. Hydro, Saskatchewan Power, Manitoba Hydro and so on.

[Traduction]

intérêts s'accumulent et plus vous devrez rembourser d'argent une fois que la centrale sera en production.

Voilà la situation dans laquelle se trouvent les services publics américains qui utilisent des centrales nucléaires. Ils ont des délais de construction très considérables, qui atteignent parfois 10 ou 12 ans, ils doivent résoudre des problèmes de licence, de construction et de sécurité, et leurs coûts s'alourdissent, non pas uniquement les coûts directs, mais tous les intérêts qui s'accumulent au cours des interminables périodes de construction.

Vient ensuite le jour où il faut faire comprendre aux consommateurs que tout cela doit être payé. Malheureusement, 10 ans, c'est très long dans notre secteur d'activité, et la situation qui prévalait au moment où on a décidé de construire une centrale nucléaire n'est plus celle qui existe aujourd'hui; l'économie s'est modifiée, la centrale est devenue inutile. Certains organismes de réglementation ont une très grande capacité d'introspection.

Ce qui se passe souvent, c'est que ces organismes disent aux services publics qu'ils auraient dû tenir compte de tel ou tel indice il y a 10 ans, et ne pas s'engager dans tel ou tel projet, devenu inutile. Ils obligent ainsi les actionnaires à prendre en charge une partie des dettes que le service public voulait répercuter sur les consommateurs.

On voit les résultats que donne cette formule aux États-Unis: certains services publics hésitent à s'engager dans des projets de grande envergure comportant des coûts importants et de longs délais de construction. Ayant déjà été échaudés, ils ne veulent plus prendre de risque. Certains gros manufacturiers américains, comme General Electric, pourraient par exemple vous dire qu'ils ne parviennent plus à produire des turbines de combustion suffisamment vite pour répondre à la demande.

La présidente: Ce n'est pas surprenant!

M. Saponja: Les services publics américains optent de plus en plus pour un délai d'amorçage de deux ans, se dotent de turbines de combustion et justifient bien souvent leur recours au modèle IGCC en tant que première étape dans cette direction; ils obtiennent l'approbation des organismes de réglementation qui confirment le choix de la formule de la gazéification du charbon. Dans l'immédiat, on utilise la formule de la turbine de combustion. Néanmoins, de nombreux facteurs entrent en ligne de compte, et notamment celui du risque financier. On travaille à plus court terme, en modérant ses ambitions.

M. Gagnon: À la page 12 du document de votre société pour 1987, vous indiquez le coût du kilowatt-heure de Trans-Alta par rapport à celui de B.C. Hydro, de Saskatchewan Power, de Manitoba Hydro, et ainsi de suite.

[Text]

Looking at those numbers, if you look at the comparison for Trans-Alta vs. B.C. Hydro, B.C. Hydro is about 20% more expensive while Saskatchewan Power is about two-thirds more expensive, about 65%, which then begs the question of the marketability of your power.

Does this state that you could be selling your power to adjoining provinces and undercutting the adjoining provinces but you cannot really do it because of the monopoly situation?

Mr. Saponja: Paul, I first need to point out to you that the bar graph you are looking at is industrial rates only.

Mr. Gagnon: I appreciate that.

Mr. Saponja: All right. So it is no secret that Alberta and particularly Trans-Alta Utilities have very low industrial power rates. When it comes to rate-making, you need to remember we have a ready requirement that needs to be covered, and how you go to the various segments of your consumers and allocate those costs can be done in different ways.

In Alberta, seen here, we had designed our rate structure such that the industrial rates are very, very attractive. That is also a matter of some debate that goes before the Public Utility Board as well, in that we will have other segments of our consumers—the domestic, commercial, farm—do their best to present arguments to get that up so theirs will come down. You have to have it balance. I just wanted to caution you that is only the industrial scene.

• 1025

If you were to look at the domestic scene, it probably would not be quite the same shape. I venture to speculate we might be the same as B.C. Hydro. In the Canadian spectrum, we would find ourselves in the middle of the pack when it came to overall rates including all the segments of our consumers, but if you isolate the industrial, you find us very attractive.

Mr. Gagnon: Do you envision a growing export potential for power?

Mr. Saponja: Yes, I do.

Mr. Gagnon: Where would the market be?

Mr. Saponja: The western coast of the United States, as far as we are concerned. We break it into two market blocs, the Pacific northwest and the California market area.

It is all heavily influenced by the ability to transmit. Those who have control of electric transmission on this continent will very quickly be in very favourable situations. They already are.

[Translation]

À la lecture de ces données, on constate que par rapport à Trans-Alta, le prix de revient du kilowatt-heure de B.C. Hydro est plus élevé d'environ 20 p. 100 tandis que celui de Saskatchewan Power est plus élevé des deux tiers, soit près de 65 p. 100, ce qui pose la question des possibilités commerciales de votre électricité.

Faut-il en conclure que vous pourriez la vendre aux provinces voisines à un prix inférieur au leur et que vous ne pouvez le faire à cause de la situation de monopole?

M. Saponja: Paul, je voudrais tout d'abord signaler que ce graphique n'indique que les tarifs industriels.

M. Paul Gagnon: En effet.

M. Saponja: Parfait. Il est de notoriété publique que l'Alberta, et en particulier Trans-Alta, propose des tarifs d'électricité particulièrement bas aux industriels. En matière d'établissement des tarifs, on se rappellera qu'il existe au départ certaines exigences financières, et que la répartition de ces exigences entre les différents segments de la clientèle peut revêtir diverses formes.

En Alberta, comme on peut le voir ici, nous avons conçu notre structure tarifaire de façon à rendre les tarifs industriels très avantageux. C'est également un sujet de controverse qui est soumis à la Commission des services publics, car nous avons d'autres secteurs de notre clientèle, à savoir les secteurs résidentiel, commercial et agricole, qui souhaiteraient que le tarif industriel soit augmenté de façon que le leur diminue. Il s'agit de trouver un équilibre. Je voulais simplement vous mettre en garde, car sur ce schéma il ne s'agit que du tarif industriel.

Si l'on considère le secteur résidentiel, ce n'est pas tout à fait la même chose. Je pense même que nous pourrions avoir un tarif égal à celui de B.C. Hydro. Par rapport aux autres compagnies canadiennes de distribution d'électricité, nous devons nous trouver à peu près au milieu pour ce qui est de l'ensemble des tarifs, regroupant tous les secteurs de notre clientèle, mais si on ne tient compte que du secteur industriel, nous avons de toute évidence un tarif très intéressant.

M. Gagnon: Est-ce que vous envisagez une possibilité de croissance des exportations d'électricité?

M. Saponja: Absolument.

M. Gagnon: Quel en serait le marché?

M. Saponja: La côte ouest des États-Unis, du moins en ce qui nous concerne. Nous divisons ce marché en deux districts, à savoir le nord-ouest de la côte du Pacifique et la Californie.

Tout cela dépend des possibilités de transmission. Les intérêts qui contrôlent la transmission d'électricité sur ce continent ne vont pas tarder à occuper une situation très intéressante. La tendance est déjà amorcée.

[Texte]

Mr. Gagnon: If B.C. Hydro is privatized, would Trans-Alta have a look at acquiring them?

Mr. Saponja: I do not think we would not have a look.

Mr. Gagnon: A double negative.

On page 13 you have a graph, the average selling price to the EEMAC. In 1983, of the three power generators, Alberta Power, Edmonton Power, and Trans-Alta, Trans-Alta was the lowest. By 1988, and again in 1987 and in 1986, Trans-Alta was second. What has caused the change in that distribution?

Mr. Saponja: The city of Edmonton must be coming out more favourably here.

Mr. Gagnon: Yes.

Mr. Saponja: The city of Edmonton, right now at this point in time, is sitting with a relatively low revenue requirement, but they have a tremendous amount of pent-up revenue requirement that will come on with the Genesee Power Station.

You remember I said you do not go to the ratepayer until your facility is used and useful. The city of Edmonton will have roughly \$1.5 billion by 1991 they will need. They will want to go to the ratepayers and pay for it.

You will find that situation will change very quickly. The reason Trans-Alta slipped underneath them here is that our half of the first unit came into rate base in 1986, and also a \$100-million interconnection with British Columbia Hydro. I guess we have had the last major capital requirement come onto the system. The city of Edmonton will change very sharply starting in 1989.

The Chairman: Where does Canadian Utilities fit in?

Mr. Saponja: They have by far the highest costs, or Alberta Power, Canadian Utilities being the holding company. They have, by far, the highest revenue requirement per kilowatt of load or per kilowatt-hour of sales.

That is driven by a number of reasons. One is they do not have a major load like we do, the city of Calgary, and the other wholesale centres. Their system is very diverse, very spread out, very rural, with high-cost transmission, and their coal is not as cheap as ours.

Mr. Clay: Gentlemen, could you just quickly refer to the concept we discussed earlier, that of the organically-cooled reactor built in the tar sands to use in extracting bitumen. I understand the concept is perhaps not alive at the present time or is not being actively fostered. Could

[Traduction]

M. Gagnon: Si B.C. Hydro est privatisée, Trans-Alta va-t-il envisager une acquisition?

M. Saponja: Je ne pense pas que nous puissions ne pas nous intéresser du tout à la question.

M. Gagnon: Vous répondez donc par une double négation.

A la page 13, on trouve un graphique qui indique le prix de vente moyen au EEMAC. En 1983, c'est Trans-Alta qui avait le prix le moins élevé par rapport à Alberta Power et à Edmonton Power. Dès 1986, puis en 1987 et en 1988, Trans-Alta arrive second. Quelle est l'origine de ce changement?

M. Saponja: La ville d'Edmonton a dû bénéficier de conditions plus favorables.

M. Gagnon: Oui.

M. Saponja: Actuellement, la ville d'Edmonton a des exigences de revenu relativement modestes, mais sa situation va changer radicalement à cause de la centrale de Genesee.

Comme je l'ai dit tout à l'heure, une compagnie d'électricité ne peut faire appel à sa clientèle qu'une fois que son installation est en production. La ville d'Edmonton va avoir besoin d'environ 1,5 milliard de dollars d'ici 1991. Elle va devoir s'adresser à sa clientèle.

Vous allez donc constater un changement très rapide de la situation. Si Trans-Alta a perdu du terrain à ce sujet, c'est qu'elle a dû intégrer la moitié du coût de sa première unité dans sa base de tarifs en 1986, ainsi qu'un coût de 100 millions de dollars correspondant aux installations nécessaires pour relier son réseau à celui de B.C. Hydro. A mon avis, nous avons intégré à notre structure de tarification notre dernier poste important d'immobilisation. La situation de la ville d'Edmonton va se modifier considérablement à partir de 1989.

La présidente: Qu'en est-il de «Canadian Utilities»?

M. Saponja: «Canadian Utilities», à laquelle est affiliée Alberta Power, supporte les coûts de loin les plus élevés. C'est cette compagnie qui supporte les plus fortes exigences de revenu par kilowatt ou par kilowatt-heure vendu.

Il y a plusieurs raisons à cela. Tout d'abord, sa charge est inférieure à la nôtre ainsi qu'à celle des autres grossistes en électricité, comme la ville de Calgary. Son système est très diversifié, très étendu, très rural. Il comporte des coûts de transmission très élevés et elle n'obtient pas son charbon à un prix aussi avantageux que nous.

M. Clay: Messieurs, je voudrais revenir rapidement à une notion dont il a été question précédemment, à savoir la question du réacteur à refroidissement organique qui doit être mis en oeuvre dans les sables bitumineux pour en extraire le bitume. Si je comprends bien, cette formule

[Text]

you just tell us a little bit about when it was proposed, how it was proposed and what happened to the idea?

[Translation]

n'est guère envisagée actuellement. Savez-vous quand elle a été proposée, dans quelles conditions, et que s'est-il passé par la suite?

• 1030

Mr. Saponja: I did a bit of research on that after talking with you on the phone on that matter and I am not going to be terribly helpful here. I would say the concept was first discussed about ten years ago. We believe it was discussed about the time our chairman of the board at the time, Mr. Bert Howard, was also the president of the Canadian Nuclear Association.

I am told it really did not go beyond much more than some discussion and an idea that was put before AECL at the time. From what I can determine, the matter was almost left with AECL. It was never really followed up on. Other than that, as I said, I cannot be terribly helpful.

Mr. Clay: In our recent visit to the United States, we were struck by the attitude reflected by utility managers there that the era—at least for the foreseeable future—of large central generating stations is over. Whether they are coal or nuclear or anything else, utilities there are going to build small, modular units with a short lead time and just add them as they perceive the need. Also, from your notes, I see you are not looking at future load growth beyond 4.5% in the future.

Would you say that there has been a fundamental change in the North American utility industry and that what we have gone through is not really an interim stage but really represents a fundamental change in the way utilities are going to go about doing their business?

Mr. Saponja: I would say it is probably more the latter. I think there has been a fundamental change because of a great number of factors, starting with economic slowdown. I will just demonstrate that by example.

Even in the Alberta scene right now, we would have to be very, very careful about putting on a large base load generating unit, say a 400- or 500-megawatt unit, at a time when you have relatively flat or small load growth.

The reason very simply is that you bring on a large block of capacity and it comes on in the form of a big lump. With lower rates of load growth, it means you have the spectre of a longer period of time before load growth grows to use up that capacity. Hence, you need to dump that big block of cost on fewer consumers.

When you are expanding at the rate of 10% per year, if you miss by six months or even a year on the timing of bringing a big unit on, you quickly use it up and eat up the capacity. It is not just a shock on your consumers.

M. Saponja: J'ai fait quelques recherches sur le sujet après en avoir parlé avec vous au téléphone, mais je ne pense pas pouvoir vous apporter de réponse très utile. Ce principe a été évoqué pour la première fois il y a une dizaine d'années. A cette époque, le président de la Commission, M. Bert Howard, était également président de l'Association nucléaire canadienne.

La formule n'a pas dépassé le stade des consultations préliminaires et elle a été proposée à l'EAEC. D'après ce que je peux voir, elle a pratiquement été confiée à l'EAEC. Elle n'a jamais vraiment eu de suite. A part cela, je n'ai pas grand-chose à vous apprendre.

M. Clay: Au cours de notre récente visite aux États-Unis, nous avons été frappés par l'attitude des cadres des services publics qui estiment que l'ère des grandes centrales électriques est révolue. Qu'il s'agisse de centrales nucléaires, de centrales au charbon ou d'autre chose, les compagnies d'électricité ont l'intention de ne construire que des petites unités modulaires comportant un court délai d'amorçage, et d'en ajouter en fonction des besoins. Par ailleurs, d'après vos notes, je constate que vous n'envisagez pas pour l'avenir une croissance de charge dépassant 4,5 p. 100.

Est-ce que vous considérez qu'il y a eu un changement fondamental dans le secteur des services publics d'électricité nord-américains et que ce que nous avons connu n'ait pas véritablement une étape transitoire, mais représente en réalité une modification fondamentale de la façon dont les services publics d'électricité vont gérer leurs affaires?

M. Saponja: Je pense que votre dernière hypothèse est la bonne. Je pense qu'il y a eu un changement fondamental dû à un grand nombre de facteurs, notamment au ralentissement de l'économie. Je vais vous le montrer par un exemple.

Dans la situation albertaine actuelle, il faudrait procéder de façon très prudente pour mettre en chantier une centrale de forte charge, disons 400 ou 500 mégawatts, à une époque où la croissance de charge est modeste ou nulle.

Les raisons sont bien simples: On apporte ainsi une capacité considérable sous la forme d'une centrale unique. La croissance de charge étant plus faible, vous devrez attendre plus longtemps avant que la charge ait augmenté suffisamment pour utiliser cette capacité. Par conséquent, le coût de votre grosse centrale devra être réparti sur une plus petite clientèle.

Lorsque vous connaissez un taux d'expansion de 10 p. 100 par an, si votre grosse centrale est mise en service avec 6 mois ou même un an de retard, votre capacité supplémentaire s'en trouvera rapidement absorbée. Vos consommateurs ne seront pas les seuls à subir le choc.

[Text]

Mr. Clay: We were also told that in some regions of the United States, notably New England, it has become extraordinarily difficult to site a large station or even to get the licence to build a transmission line—

Mr. Saponja: That is correct.

Mr. Clay: —and several people told us quite bluntly that this was a good opportunity for Canada to sell more electricity into the United States. Overall, do you see a growing opportunity for Canada in general to market electricity in the United States?

Mr. Saponja: Yes I do—for that very reason.

Mr. Clay: For a technical clarification on your IGCC technology, I understand that one of the principal determinants in the level of nitrogen oxide emission is flame temperature. In achieving such low levels of NO_x emissions, could you briefly explain how that is accomplished in your IGCC process?

Mr. Barry: I am not a combustion expert, Dean, but my understanding of what I am told is that the NO_x level in the combustion turbine is reduced by injection of steam into the turbine itself. That lowers combustion temperature and reduces NO_x.

Mr. Saponja: Within the last two months, Ed and I were down in Schenectady, New York, at the GE plant. We had a private presentation on where they are with the gas turbine technology. They were telling us that they are developing gas turbines now, which they are calling quiet combustors, that have NO_x production levels down at 25 parts per million—extremely low. I was just amazed.

Mr. Gagnon: One thing of interest to the oil producers is carbon dioxide, which is to be used in the enhanced oil recovery. Has anybody been talking to you about recovery of carbon dioxide, and if so, what has happened on it?

Mr. Saponja: Yes, we have had discussions with a small number of petroleum majors, Paul, going back to about 1979. For a five- or six-year period after 1979, we were into well beyond preliminary discussions. We were into pricing, and even set up a pilot carbon dioxide extraction plant at our Sundance plant with the Dome Petroleum people during the early 1980s. We wanted to test out a technology for removal of carbon dioxide. That pilot test was where a plant was operated for about a year; we gathered certain data. I thought at that time we were well on our way to putting something together and even had a target oil field and a mine. We had the Shell Oil people very, very interested.

[Translation]

d'appels d'offres qui leur permettrait de produire de l'électricité à meilleur marché que les services publics. Voilà ce qu'on peut envisager à l'avenir.

M. Clay: On nous a également dit que dans certaines régions des États-Unis, notamment en Nouvelle-Angleterre, il est devenu très difficile de construire une grosse centrale ou même d'obtenir un permis pour construire une ligne de transmission. . .

M. Saponja: C'est exact.

M. Clay: . . . et plusieurs personnes nous ont dit carrément que le Canada devrait en profiter pour vendre davantage d'électricité aux États-Unis. Finalement, pensez-vous que le Canada ait de meilleures chances de vendre de l'électricité aux États-Unis?

M. Saponja: Certainement, et précisément à cause de cette situation.

M. Clay: En ce qui concerne la technique IGCC, je crois comprendre que l'un des principaux éléments qui déterminent le volume des émissions d'oxyde d'azote est la température de la flamme. Pouvez-vous nous expliquer comment le procédé IGCC parvient à réduire à ce point les émissions d'oxyde d'azote?

M. Barry: Je ne suis pas un expert en combustion, mais je crois savoir que le niveau d'oxyde d'azote dans la turbine de combustion est réduit par une injection de vapeur à l'intérieur même de la turbine. On obtient ainsi un abaissement de la température de combustion et une réduction des émissions d'oxyde d'azote.

M. Saponja: Au cours des deux derniers mois, Ed et moi-même nous sommes rendus à la centrale de Schenectady, dans l'État de New York. Nous avons assisté à une conférence privée sur l'état d'avancement de la technique de la turbine à gaz. Ces turbines à gaz, qu'on appelle «brûleurs tranquilles», ont des niveaux d'émissions d'oxyde d'azote de quelques parties par million, c'est-à-dire des niveaux remarquablement faibles. J'en ai été fort surpris.

M. Gagnon: Ce qui intéresse notamment les producteurs de pétrole, c'est le gaz carbonique, qui doit être utilisé dans la formule de récupération assistée du pétrole. Est-ce qu'on vous a parlé de la récupération du gaz carbonique et, dans l'affirmative, que se passe-t-il dans ce domaine?

M. Saponja: Oui, nous nous sommes entretenus à ce sujet avec quelques grands producteurs de pétrole aux environs de 1979. Au cours des cinq ou six années qui ont suivi, la question a progressé bien au-delà des consultations préliminaires. Il a été question de prix et on a même construit une usine pilote d'extraction du gaz carbonique à nos installations de Sundance au début des années 1980, avec la collaboration de Dome Petroleum. Nous voulions mettre à l'épreuve notre technique de récupération du gaz carbonique. Des expériences pilotes ont été réalisées pendant environ un an; nous avons recueilli certaines données. À cette époque, nous étions bien avancés dans la recherche d'une solution et nous

[Texte]

The first thing I would say is that in times of low load growth, you want to minimize the blocks of the size of the lumps you bring on.

That brings me back to my comment on transmission. Faced with such a situation, one is encouraged to bundle up as many utilities as you can. If you had infinite transmission between them, you could then bring on those big lumps and share that capacity amongst all of them and use it up right away. Then you can imagine each utility would take their turn bringing on a big lump and others would take that spare capacity off them, until they needed it.

This is limited by the amount of transmission capacity you have between utilities. That is the first thing one would be inclined to do.

I already mentioned some of the pain that investor-owned utilities have suffered in the United States because of regulatory hindsight, particularly in those situations where large nuclear plants have come on. That has introduced a big element of trepidation on the part of utilities. They are very hesitant to take on a lot of financial risk. That goes with big central stations.

The other thing in the United States that had a big influence on it is the non-utility generating element. The legislation introduced in the United States in 1978, known as the PURPA Act, requires and compels utilities to buy the product of small power producers—providing they meet certain criteria—and has also introduced another element into utilities. They need to plan and hope for that.

• 1035

In the California region, I think the last figures I saw showed that over the next decade, 15,000 megawatts of new capacity was forecast to be required. They were estimating that a full 5,000 of that, a full third, was going to come through PURPA. It remains to be seen whether or not it materializes, but that is just another element of uncertainty before them.

There has been a profound change. We are seeing much discussion before the Federal Regulatory Commission in the United States on another form of generator coming on the scene. They are known as "independent" power producers. They want to get into the game but they do not want to go through the PURPA legislation—the PURPA requires certain criteria. One has to be a co-generator or a renewable. Independent power producers want to do the same thing as utilities—build power plants. They want to compete. They want to get into a bidding process. They believe they can bid and put capacity on cheaper than utilities can. That is on the horizon.

[Traduction]

Tout d'abord, en période de faible croissance de la charge, il convient de réduire les dimensions des unités que vous mettez en service.

J'en reviens à ce que je disais sur les réseaux de transmission. Dans une telle situation, on est tenté de réunir le plus grand nombre possible de réseaux. Si les réseaux étaient tous reliés les uns aux autres, ils pourraient absorber facilement la capacité supplémentaire des grosses centrales mises en service, et l'utiliser immédiatement. On pourrait alors imaginer que chaque compagnie d'électricité mette à tour de rôle une grosse centrale en service, les autres pouvant utiliser la puissance supplémentaire selon leurs besoins.

Cette hypothèse est malheureusement limitée par les possibilités de transmission entre les compagnies d'électricité. Voilà le premier domaine dans lequel on est tenté d'intervenir.

Je vous ai déjà signalé les problèmes qu'ont éprouvés les services publics d'électricité qui appartiennent à des investisseurs aux États-Unis, à cause de l'attitude des organismes de réglementation, en particulier dans des situations où de grosses centrales nucléaires ont été mises en service. Les compagnies d'électricité s'en sont trouvées perturbées. Elles hésitent, désormais, à prendre les gros risques financiers que comportent les grosses centrales.

Ce qu'on remarque également aux États-Unis, ce sont les installations de production d'électricité qui ne relèvent pas des services publics. La loi mise en vigueur aux États-Unis en 1978, connue sous le nom de *PURPA Act*, oblige les compagnies de services publics à acheter de l'électricité aux petits producteurs—sous réserve que ces derniers répondent à certains critères—et oblige également les compagnies de services publics à intégrer cet élément dans leurs prévisions.

En Californie, je crois que d'après les derniers chiffres, on prévoit qu'au cours des 10 prochaines années, on aura besoin de 15,000 mégawatts supplémentaires. On estime que le tiers de cette capacité supplémentaire, soit 5,000 mégawatts, devrait être obtenu selon les modalités énoncées dans la *PURPA Act*. Reste à savoir si ces prévisions vont se réaliser, mais il s'agit de toute façon d'un élément d'incertitude supplémentaire.

Il y a eu un changement radical. Il est beaucoup question, devant la Commission fédérale de réglementation des États-Unis, d'une autre forme de production d'électricité qui entre en scène actuellement. Il s'agit des producteurs «indépendants». Ces producteurs veulent entrer en scène, mais ils ne veulent pas être assujettis à la législation PURPA, qui leur imposerait certains critères, les obligeant soit à produire de l'électricité conjointement avec un autre, soit à recourir à des énergies renouvelables. Les producteurs d'électricité indépendants veulent faire la même chose que les services publics, c'est-à-dire construire des centrales. Ils veulent jouer le jeu de la concurrence. Ils souhaitent un système

[Texte]

[Traduction]

avons même pris comme objectif un champ pétrolifère et une mine. La compagnie Shell s'était montrée très intéressée.

• 1040

Then along came the collapse in world oil prices and that sort of interest has virtually slipped to the back burner. It is just not economic for the petroleum people to look at carbon dioxide stimulation in today's market.

Ensuite, les prix mondiaux du pétrole se sont effondrés et l'intérêt pour cette solution a pratiquement disparu. Dans le secteur du pétrole, la recherche concernant le gaz carbonique ne présente aucun intérêt économique compte tenu de la situation qui prévaut actuellement sur le marché.

Mr. Barry: Could I supplement Walter's answer on that very briefly? In the IGCC technology, the syngas that comes from the gas fire also contains CO₂. It is in a more concentrated form because it is in a small gas stream, compared to being in the flue gas or air gas stream at a conventional power plant.

M. Barry: Pour compléter la réponse de Walter, je voudrais indiquer rapidement que dans la technique IGCC, le gaz synthétique qui résulte de la combustion du gaz contient également du gaz carbonique. Il se présente sous une forme plus concentrée, car il se trouve dans un volume de gaz réduit, par rapport au volume de gaz qui sort d'une centrale conventionnelle.

Studies done in the United States indicate it is much more economic to get CO₂ from an IGCC plant gas fire. They think it holds great promise for use in enhanced oil recovery.

D'après les études réalisées aux États-Unis, il est beaucoup plus économique de récupérer le gaz carbonique d'une centrale utilisant la formule IGCC. Aux États-Unis, on y voit un élément très prometteur en matière de récupération assistée du pétrole.

The Chairman: On behalf of my colleagues, I want to thank both you, Walter, and you, Ed, for coming down here today and appearing before the committee. It has been very interesting, very stimulating. If we do have any other questions, perhaps we could write and get the answers from you.

La présidente: Au nom de tous mes collègues, je voudrais vous remercier, Walter et Ed, de vous être déplacés aujourd'hui pour comparaître devant le Comité. Votre exposé a été très intéressant. Si nous avons d'autres questions à vous soumettre, nous pourrions vous les faire parvenir par écrit.

I do apologize for finishing early but as I said earlier, Queen Beatrix is speaking to the House today. Thank you very much.

Je dois m'excuser de mettre si rapidement un terme à notre séance, mais comme je l'indiquais au début, la reine Béatrix prend la parole aujourd'hui devant la Chambre. Je vous remercie beaucoup.

Mr. Saponja: Thank you for having us. I will certainly get that information promptly on the coal costs.

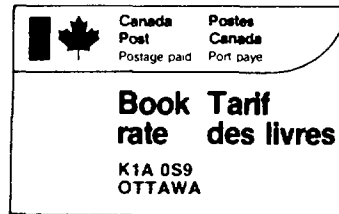
M. Saponja: Merci de nous avoir accueillis. Je vais m'efforcer d'obtenir sans délai les renseignements concernant les coûts du charbon.

The Chairman: Thank you. Another thing we are going to have before this committee is the energy options recommendations, which may prove very interesting.

La présidente: Je vous en remercie. Notre Comité va également devoir étudier la question des options énergétiques, ce qui devrait également être très intéressant.

This meeting is adjourned.

La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

March 29, 1988

At 9:00 o'clock

Mr. Ola Ullsten, Ambassador of Sweden.

At 11:00 o'clock

From External Affairs:

Peter Walker, Director General, Western Europe Bureau;

Ingrid Hall, Director, Western Europe Bureau;

Bryan Burton, Officer, Nuclear Affairs Division;

John Broadbent, Deputy Director, Cabinet Liaison and Coordination Secretariat.

From Energy, Mines and Resources:

Ted Thexton, Nuclear Power Advisor, Uranium and Nuclear Energy Branch;

Sean Tupper, International Energy Relations Officer, International Energy Relations Branch.

May 10, 1988

From Trans-Alta:

Walter Saponja, Senior Vice-President, Generation;

Ed Barry, Vice-President, Research.

TÉMOINS

Le 29 mars 1988

À 9 heures

M. Ola Ullsten, ambassadeur de Suède.

À 11 heures

Du ministère des Affaires extérieures:

Peter Walker, directeur général, Direction générale de l'Europe de l'ouest;

Ingrid Hall, directeur, Direction générale de l'Europe de l'ouest;

Bryan Burton, agent, Division des affaires nucléaires;

John Broadbent, directeur adjoint, Secrétariat de la liaison avec le Cabinet et de la coordination.

Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:

Ted Thexton, conseiller en énergie nucléaire, Direction de l'uranium et de l'énergie nucléaire;

Sean Tupper, agent de relations bilatérales, Division des relations internationales (Énergie).

Le 10 mai 1988

De Trans-Alta:

Walter Saponja, premier vice-président, Génération;

Ed Barry, vice-président, Recherches.