

1

2

## **Tarification du transport**

3

### **à Hydro-Québec**

4

5

**(Version française)**

6

7

8

9

**Témoignage de :**

10

11

**D<sup>r</sup> Ren Orans**

12

**Energy and Environmental Economics, Inc.**

13

**353, rue Sacramento, bureau 1700**

14

**San Francisco, Californie 94111**

15

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14

**Table des matières**

**1. Introduction.....1**

**2. Portée et structure du témoignage.....2**

**3. Objectifs de la tarification du transport.....3**

**4. Survol des tarifs de transport d’Hydro-Québec.....13**

**5. Évaluation des tarifs de transport d’Hydro-Québec.....19**

    Objectifs de la tarification du transport.....19

    Conformité aux normes de l’industrie.....22

    Adaptation aux conditions du marché.....23

**6. Conclusion.....26**

**Liste des figures**

Figure 1 : Processus de sélection de la structure tarifaire.....10

1 **1. Introduction**

2

3 **Q1. Veuillez nous indiquer votre nom, votre profession ainsi que**  
4 **l'adresse de votre lieu de travail.**

5 R1. Je me nomme Ren Orans. Je suis président de la société Energy and  
6 Environmental Economics Inc. (E3), située au 353, rue Sacramento,  
7 bureau 1700, San Francisco, Californie, 94111, États-Unis.

8

9 **Q2. Veuillez nous faire part de vos qualifications et de votre**  
10 **expérience.**

11 R2. Je possède une expérience de plus 20 ans dans l'industrie de  
12 l'électricité, principalement dans les domaines de la tarification de gros  
13 et de détail, de la planification intégrée des ressources, ainsi que du  
14 transport et de la distribution (T et D). J'ai témoigné devant les autorités  
15 fédérales et provinciales dans des causes touchant la tarification du  
16 transport, la conception de tarifs de gros et de détail, la restructuration  
17 du marché, ainsi que l'évaluation des actifs non récupérables (*stranded*  
18 *asset*). Au cours des cinq dernières années, j'ai essentiellement  
19 travaillé dans les secteurs de la tarification ainsi que de la planification  
20 du transport et de la distribution pour le compte d'entreprises  
21 d'électricité nord-américaines. Je suis titulaire d'un doctorat en génie  
22 civil de l'Université de Stanford et d'un baccalauréat en économie de  
23 l'Université de Berkeley. Le curriculum vitæ ci-joint décrit en détail mes  
24 qualifications et mon expérience professionnelles.

1

2 **Q3. Avez-vous déjà témoigné au Québec ou dans d'autres provinces**  
3 **au Canada ?**

4 R3. Je n'ai pas témoigné au Québec. Toutefois, j'ai témoigné devant la  
5 Commission des services publics de la Colombie-Britannique (British  
6 Columbia Utilities Commission) dans des causes portant sur les  
7 secteurs d'activité mentionnés, y compris celles de la Restructuration  
8 du marché de l'électricité de 1995 (*1995 Electricity Market Structure*  
9 *Review*) ainsi que celles concernant les requêtes pour le transport de  
10 gros de 1996 et 1997 de B.C. Hydro (*1996 and 1997 Wholesale*  
11 *Transmission Service Applications*). La visée des audiences de B.C.  
12 Hydro, tenues en 1997, s'apparentait à celle de la présente cause.  
13 Cette année, j'ai aussi témoigné devant l'Ontario Energy Board (OEB)  
14 au nom de l'Ontario Power Generation (OPG), relativement à la  
15 requête tarifaire 2000 des services de transport d'Ontario Hydro  
16 Network Services (*Ontario Hydro Network Services' 2000 Transmission*  
17 *Rate Application*).

18

## 19 **2. Portée et structure du témoignage**

20

21 **Q4. Quel est la portée de votre témoignage ?**

22 R4. Mon témoignage vise à évaluer les tarifs de transport d'Hydro-Québec  
23 en fonction de la structure actuelle du marché au Québec et en relation  
24 avec les objectifs de la tarification généralement admis en Amérique du  
25 Nord.

1

2 **Q5. Comment avez-vous structuré votre témoignage ?**

3 R5. Mon témoignage comporte trois volets. D'abord, je résumerai les  
4 objectifs de la tarification du transport. Dans un second temps, je  
5 décrirai la proposition tarifaire d'Hydro-Québec pour son réseau de  
6 transport et en exposerai la conformité tant en relation avec les normes  
7 tarifaires qui prévalent dans l'industrie en Amérique du Nord,  
8 notamment dans les régions ne disposant pas de bourses d'échange  
9 d'énergie, qu'avec le contrat type de transport de la U.S. Federal  
10 Energy Regulatory Commission (FERC).<sup>1</sup> Enfin, je démontrerai que la  
11 proposition d'Hydro-Québec répond aux grands objectifs de la  
12 tarification du transport et qu'il s'agit de la structure tarifaire la plus  
13 appropriée au marché actuel de l'électricité au Québec.

14

### 15 **3. Objectifs de la tarification du transport**

16

17 **Q6. Quels sont les principaux objectifs de la conception d'un tarif de**  
18 **transport ?**

19 R6. La conception d'un tarif de transport doit :

20 A) satisfaire aux objectifs qui y sont sous-jacents, soit :

21 1) permettre la récupération des revenus requis de transport ;

22 2) être facile à mettre en oeuvre et à utiliser ;

---

<sup>1</sup> La majorité des juridictions qui ne possèdent pas de bourse d'échange d'énergie (pools) appliquent le contrat type de la FERC pour garantir le libre accès aux services de transport. Les juridictions disposant actuellement de bourses d'échange d'énergie sont PJM, la Nouvelle-Angleterre, New York, la Californie, l'Alberta et prochainement, l'Ontario.

- 1           3) offrir un accès au réseau libre et comparable ;  
2           4) être équitable ; et  
3           5) favoriser l'efficacité économique.  
4           B) être conforme aux normes de l'industrie ; et  
5           C) être appropriée à la structure du marché auquel elle s'applique.

6

7   **Q7. Quelle est la norme actuelle dans l'industrie relativement aux**  
8   **tarifs de transport ?**

9   R7. En Amérique du Nord, le contrat de transport type de la FERC  
10   constitue la norme.

11

12   **Q8. Veuillez décrire les objectifs et les principales caractéristiques du**  
13   **contrat de transport type de la FERC.**

14   R8. Le contrat de transport type de la FERC reflète l'ensemble des  
15   conditions favorisant un accès réciproque et non discriminatoire aux  
16   réseaux de transport. La visée de ce contrat est de permettre à tous les  
17   utilisateurs des services de transport, qu'il s'agisse de producteurs  
18   appartenant à l'entreprise d'électricité ou de tiers, l'accès au marché  
19   de gros de l'électricité aux mêmes conditions et aux mêmes tarifs de  
20   transport. Le contrat de la FERC régit deux types de services de  
21   transport : le service de transport en réseau intégré et le service de  
22   transport de point à point. Ces deux types de service impliquent des  
23   tarifs uniformes de type timbre-poste sans égard à la région

1 géographique. D'ailleurs, la FERC n'exige pas que la charge locale soit  
2 alimentée en vertu de ce contrat. Le service de transport en réseau  
3 intégré est principalement utilisé pour alimenter les charges intérieures  
4 alors que le service de transport de point à point sert au transit  
5 d'importation, au transit d'exportation ou aux transits de tiers. En vertu  
6 du contrat de la FERC, s'il existe des contraintes de capacités sur le  
7 réseau de transport, les transits sont traités par ordre de priorité selon  
8 les règles dites de supplantation. Les transactions fermes et celles  
9 ayant des durées de plus long terme sont alors traitées en priorité.

10

11 **Q9. Quelle autorité la FERC a-t-elle sur la méthode d'établissement**  
12 **des prix de transport d'Hydro-Québec ?**

13 R9. Bien qu'Hydro-Québec ne soit pas sous la juridiction directe de la  
14 FERC, la Commission exerce une influence indirecte sur le choix de la  
15 tarification de l'entreprise dans le cadre du processus d'octroi de  
16 licences aux parties qui souhaitent vendre de l'électricité aux prix du  
17 marché aux États-Unis. En vertu de sa politique de libre accès au  
18 réseau, la FERC impose une exigence de réciprocité à toutes les  
19 entreprises de service public qui ne sont pas sous sa juridiction et qui  
20 appliquent des tarifs de transport pour le libre accès à leur réseau. La  
21 clause de réciprocité implique pour qu'un producteur obtienne le libre  
22 accès aux marchés américains, sa filiale de transport doit donner le  
23 libre accès à son propre réseau. En raison de cette clause, les  
24 entreprises étrangères du Canada et du Mexique ont été tenues

1 d'élaborer et d'implanter des tarifs de transport conformes au contrat  
2 type de la FERC pour vendre de l'énergie aux prix du marché sur les  
3 marchés de gros américains. La FERC n'a ni l'autorité ni l'intention  
4 d'influencer les niveaux tarifaires des entreprises qui ne relèvent pas  
5 de sa juridiction. Elle est uniquement concernée par le type de tarif  
6 appliqué et les conditions d'accès au réseau qui, en vertu de  
7 l'ordonnance sur l'ouverture des marchés, doivent être comparables  
8 d'un réseau à l'autre.

9

10 **Q10. Pourquoi la structure d'un marché dicte-t-il le choix en matière de**  
11 **tarification du transport ?**

12 R10. Il importe de rappeler que la tarification du transport vise deux grands  
13 objectifs. Dans un premier temps, elle doit permettre au transporteur  
14 de récupérer ses revenus requis de transport. Les tarifs de type timbre-  
15 poste répondent à cet objectif et constituent la norme dans l'industrie.  
16 En second lieu, la tarification doit également favoriser une utilisation  
17 efficace des actifs de transport et de production. La tarification selon la  
18 situation géographique et la tarification de la congestion par période  
19 appliquée par le gestionnaire du réseau ou l'ISO, comme c'est le cas à  
20 PJM et à New York, illustre comment la tarification peut être utilisée  
21 pour favoriser une utilisation efficace des actifs de transport et de  
22 production.

23

1 La capacité de la tarification du transport à privilégier une utilisation  
2 efficace des actifs dépend des caractéristiques de la structure du  
3 marché de gros. La structure actuelle des marchés nord-américains  
4 peut être segmentée en deux grandes catégories : les marchés  
5 *centralisés* et les marchés *décentralisés*.

6

7 Dans les marchés centralisés, comme en Colombie-Britannique et au  
8 Québec, il y a un utilisateur principal du réseau de transport. Il s'agit de  
9 l'entreprise qui contrôle et gère le réseau, et qui répartit la production  
10 de toutes ses ressources sur le territoire desservi. Ce type de structure  
11 de marché est commun aux juridictions qui n'ont pas d'accès au  
12 marché de détail.<sup>2</sup> Dans cette structure centralisée, le rôle premier de  
13 la tarification du transport est de fournir un accès au réseau de  
14 transport aux producteurs indépendants, aux mêmes conditions et  
15 tarifs que l'entreprise intégrée offre à sa propre production. Celle-ci  
16 demeure responsable de la répartition efficace de ses ressources de  
17 production et du maintien de la fiabilité du réseau à la lumière de sa  
18 connaissance de la demande sur le réseau, des coûts de production et  
19 des capacités disponibles. Pour veiller au fonctionnement efficace et  
20 fiable du réseau d'électricité de gros, elle n'a pas besoin d'avoir  
21 recours à une structure tarifaire sophistiquée visant à coordonner et  
22 programmer les transactions entre plusieurs acheteurs et vendeurs

1 d'énergie de marchés décentralisés. Un tarif timbre-poste, simple et  
2 basé sur les coûts moyens, suffit à assurer un accès comparable au  
3 réseau.

4

5 Dans les marchés *décentralisés* comme ceux de la Californie, de PJM,  
6 de New York, de la Nouvelle-Angleterre et de l'Alberta, on trouve, en  
7 revanche, plusieurs utilisateurs du réseau de transport. Contrairement  
8 à l'environnement centralisé où l'entreprise intégrée contrôle  
9 directement les opérations normales du réseau d'électricité, la gestion  
10 du réseau est basée sur la programmation des transits résultant des  
11 offres et des échanges des multiples utilisateurs des services de  
12 transport. L'établissement des tarifs de transport dans une structure  
13 décentralisée comporte ici une nouvelle fonction : inciter les utilisateurs  
14 du réseau à privilégier les transactions favorisant une répartition  
15 efficace de la production tout en maintenant la fiabilité du réseau. À cet  
16 effet, les tarifs de transport doivent refléter les coûts variables  
17 d'utilisation du réseau de transport. Ces coûts variables comprennent  
18 les coûts marginaux (c'est-à-dire les pertes et la programmation)  
19 inhérents à chaque transaction, ainsi qu'une prime (congestion)  
20 suffisante pour libérer le réseau de transport lorsque les capacités ne  
21 pourraient autrement satisfaire la demande. Les coûts de congestion

---

2 Dans les juridictions où l'ouverture du marché de détail a été décrétée, les clients peuvent acheter de l'électricité de fournisseurs indépendants sur les marchés compétitifs de production et ne sont pas tenus d'acheter de l'électricité de l'entreprise intégrée.

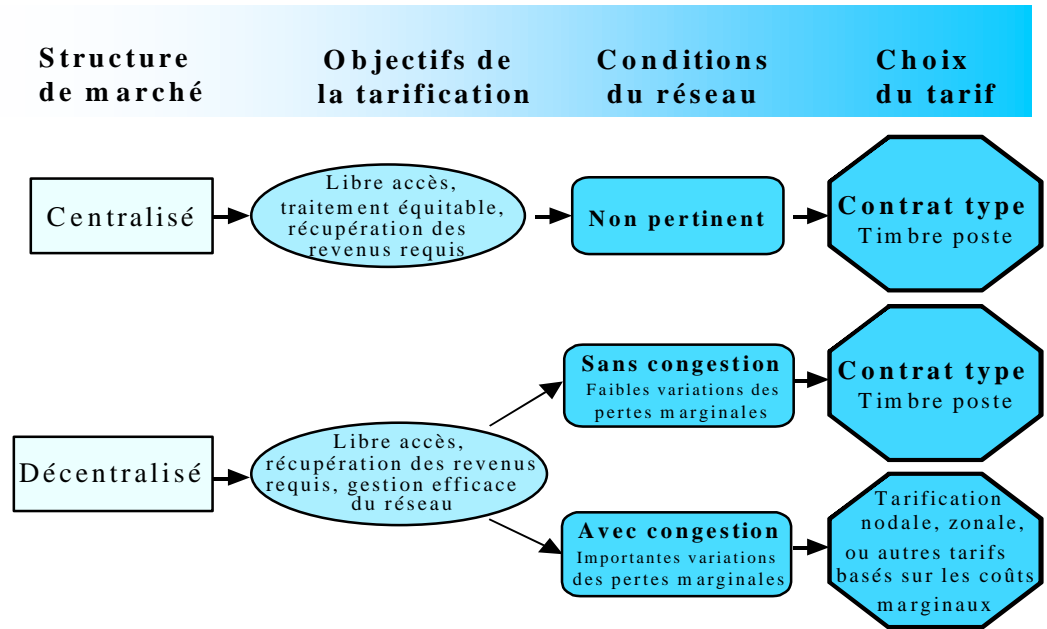
1 reflètent la prime totale, à l'exclusion des pertes et des frais  
2 d'administration, que l'utilisateur accepte de payer pour utiliser un trajet  
3 de transport congestionné. Ainsi, des prix de transport efficaces d'un  
4 point à un autre sur ces marchés décentralisés devraient refléter les  
5 différences entre les coûts variables selon la situation géographique  
6 ainsi que les coûts de congestion.

7

8 Le diagramme reproduit à la Figure 1 illustre le processus de sélection  
9 de la structure tarifaire appropriée aux deux catégories de marché.

10

1 **Figure 1 : Processus de sélection de la structure tarifaire**



2  
3  
4

1 Dans un marché *centralisé*, la tarification vise à promouvoir un accès  
2 libre et comparable aux services de transport de manière à éviter que  
3 les coûts moyens soient transférés aux utilisateurs existants des  
4 services de transport intégrés et à permettre ainsi au propriétaire du  
5 réseau de récupérer ses revenus requis. Le traitement de la congestion  
6 est résolu au moyen d'une répartition économique par l'entreprise  
7 intégrée. Puisque la répartition efficace et que la fiabilité des opérations  
8 sont déjà assurées par celle-ci, le tarif timbre-poste s'avère le choix le  
9 plus judicieux.<sup>3</sup>

10

11 Dans une structure *décentralisée*, les tarifs de transport doivent fournir  
12 de signaux de prix en vue d'assurer une répartition efficace et la  
13 fiabilité des opérations du réseau de transport de gros. Cette  
14 disposition supplémentaire est particulièrement importante dans des  
15 régions comme New York et PJM, où se confrontent l'insuffisance des  
16 capacités de transport, le flux important des boucles et la présence de  
17 plusieurs producteurs d'énergie thermique dont les coûts d'exploitation  
18 sont variés. Dans ces marchés, une répartition efficace par l'entremise  
19 d'une tarification selon la situation géographique (*locational pricing*) des  
20 services de transport assure aux producteurs offrant les prix les plus  
21 bas une répartition de leur production et un accès au réseau. Comme

---

<sup>3</sup> Dans les marchés centralisés, les transporteurs qui offrent des services de transport de gros comparables ont tendance à privilégier une réduction des impacts sur la facture des clients existants.

1 la congestion y est substantielle, la tarification nodale et zonale de  
2 même que d'autres approches tarifaires basées sur les coûts  
3 marginaux s'avèrent appropriées. Par contre, dans les grands réseaux  
4 hydrauliques avec un réseau de transport à haute tension, où la  
5 congestion est en général faible et où les pertes n'ont pas d'impact sur  
6 la répartition, de tels signaux de prix ont un effet négligeable de sorte  
7 que l'application d'un tarif timbre-poste convient parfaitement.

8

9 **Q11. De quelle façon les coûts fixes liés au réseau de transport existant**  
10 **sont-ils récupérés dans les marchés décentralisés ?**

11 R11. Même dans les marchés décentralisés où la tarification de la  
12 congestion selon la situation géographique s'impose pour favoriser une  
13 gestion efficace, la récupération des revenus requis de transport passe  
14 par l'application d'un tarif timbre-poste, dans chacun des territoires  
15 desservis par les transporteurs. Par exemple, à PJM, à New York et en  
16 Californie, états qui possèdent une tarification de la congestion selon la  
17 situation géographique, chaque transporteur récupère la majorité de  
18 ses coûts fixes à partir des frais d'accès appliqués aux charges sur son  
19 réseau. Pour éviter un transfert de ces coûts par les différents  
20 transporteurs à l'intérieur d'un même marché, chacun d'entre eux exige  
21 ses propres frais d'accès. Le tarif timbre-poste permet de récupérer les  
22 coûts fixes ou moyens du réseau de transport, alors que la tarification  
23 selon la situation géographique se limite aux coûts variables.

1

2 **4. *Survol des tarifs de transport d'Hydro-Québec***

3

4 **Q12. Veuillez décrire la tarification actuelle du transport à Hydro-**  
5 **Québec.**

6 R12. Le contrat de transport d'Hydro-Québec respecte les conditions et les  
7 modalités tarifaires prescrites dans l'Ordonnance 888, émise par la  
8 FERC en avril 1996. Le contrat offre deux types de service de  
9 transport : le service de transport en réseau intégré et le service de  
10 transport de point à point. Les conditions d'application de ces deux  
11 types de service visent à assurer un libre accès comparable au réseau  
12 de transport à tous les clients du marché de gros admissibles. Hydro-  
13 Québec propose que les clients de charge locale, qui ne sont pas  
14 admissibles au service de transport en réseau intégré ni au service de  
15 transport de point à point, reçoivent un service de transport au même  
16 tarif que celui du réseau intégré.

17

18 Le tarif du service de transport en réseau intégré s'applique sur une  
19 base ferme, pour des durées contractuelles d'un an ou plus. Il convient  
20 aux clients avec de multiples points de livraison (PDL) ou de réception  
21 (PDR). Le service de transport en réseau intégré est facturé aux clients  
22 en fonction de la somme de leurs pointes prévues, soit aux points de  
23 livraison, soit aux points de réception. Cette caractéristique permet aux  
24 clients du service de transport en réseau intégré exploitant de multiples

1 sources de production d'utiliser efficacement leurs ressources pour  
2 desservir les charges en réseau dans la zone de contrôle d'Hydro-  
3 Québec.

4  
5 Par opposition au service de transport en réseau intégré, le service de  
6 transport de point à point s'applique aux transactions impliquant un  
7 seul point de livraison (PDL) et un seul point de réception (PDR). Les  
8 utilisateurs doivent faire une réservation pour une période donnée  
9 (jour, semaine, mois ou année). Les frais de réservation prennent la  
10 forme d'un paiement de type *take-or-pay*, égal à la capacité réservée,  
11 qui est facturée au tarif applicable. Les tarifs prévus au contrat sont de  
12 type timbre-poste et sont basés sur les coûts moyens sur l'ensemble  
13 du réseau de transport. Les tarifs de point à point offerts par Hydro-  
14 Québec peuvent faire l'objet de rabais pour améliorer l'utilisation de la  
15 capacité du réseau. Si un rabais est accordé, tous les autres  
16 utilisateurs admissibles doivent pouvoir en bénéficier au même titre,  
17 dans la mesure où le même point de livraison est spécifié et où la  
18 capacité est disponible.

19  
20 Le service de point à point peut être de long terme (un an ou plus) ou  
21 de court terme (moins d'un an). Le service de long terme est toujours  
22 ferme alors que le service de court terme peut être ferme ou non  
23 ferme. Le service non ferme est interruptible avant le service ferme en  
24 cas d'insuffisance des capacités de transport.

1

2 Pour assurer une souplesse d'utilisation, le contrat permet à un  
3 utilisateur du service de point à point ferme de demander à Hydro-  
4 Québec de modifier le PDR et le PDL. Toutefois, la résultante ne sera  
5 offerte que sur une base non ferme et n'aura pas préséance sur les  
6 transits déjà programmés.

7

8 **Q13. Au Québec, les clients du marché de détail ont-ils accès à ces**  
9 **deux services ?**

10 R13. Non. Seuls les grossistes (clients qui achètent de l'énergie pour la  
11 revente) sont visés par le contrat de transport d'Hydro-Québec.

12

13 **Q14. Quel sera le service de transport utilisé par le distributeur pour**  
14 **alimenter la charge locale ?**

15 R14. Hydro-Québec propose d'offrir un service de transport à sa charge  
16 locale à un tarif équivalent à celui du service de transport en réseau  
17 intégré, conformément à l'Ordonnance 888 de la FERC.

18

19 **Q15. Comment Hydro-Québec calcule-t-elle les tarifs respectifs des**  
20 **services de transport en réseau intégré et de point à point ?**

21 R15. Les tarifs applicables aux services de transport en réseau intégré et de  
22 point à point sont calculés de telle sorte que les coûts moyens du  
23 réseau de transport intégré sont récupérés sur la base du ratio de la

1 charge du client par rapport à la pointe du réseau. Les tarifs sont  
2 établis en fonction de la puissance (MW) plutôt que de l'énergie  
3 (MWh). En ce qui concerne les services annuels (transport en réseau  
4 intégré ou de point à point d'une durée d'un an ou plus), le tarif est  
5 déterminé de manière à refléter la contribution du client à la pointe  
6 annuelle d'Hydro-Québec. Pour ce qui est du service de transport de  
7 point à point de court terme, il reflète la contribution du client à chaque  
8 pointe mensuelle. Les étapes qui suivent décrivent le mode de calcul  
9 des tarifs.

- 10 1. Établir les revenus requis de transport (RRT).
- 11 2. Estimer les revenus des ventes à court terme et les soustraire  
12 des revenus requis de transport.
- 13 3. Établir les tarifs de point à point.
  - 14 ▪ Le tarif annuel de point à point est égal au total des revenus  
15 requis de transport (RRT) (moins les revenus des ventes à  
16 court terme), divisé par la pointe annuelle du réseau. Celle-ci  
17 est estimée comme étant la somme de la pointe prévue  
18 d'Hydro-Québec sur le marché interne et des réservations  
19 prévues pour le service de transport de point à point.
  - 20 ▪ Le tarif mensuel de point à point est égal au total des  
21 revenus requis de transport (RRT) (moins les revenus des  
22 ventes à court terme), divisé par la somme des pointes  
23 mensuelles prévues. Le tarif quotidien correspond au tarif  
24 mensuel, divisé par 20 jours. Le tarif hebdomadaire équivaut  
25 au tarif quotidien, multiplié par 5. Enfin, le tarif horaire est  
26 égal au tarif quotidien, divisé par 24.
  - 27 ▪ Le tarif timbre-poste s'applique aux réservations de  
28 capacités de transport pour une période donnée.

- 1           4.       Calculer le tarif de transport en réseau intégré.
- 2                   Le tarif de transport en réseau intégré est calculé pour chaque
- 3                   utilisateur en fonction de sa part du ratio de charge de la somme
- 4                   de la pointe annuelle prévue pour les clients du service en
- 5                   réseau intégré et de charge locale. Le tarif ou revenu appliqué à
- 6                   chaque utilisateur correspond à sa part du ratio de charge,
- 7                   multiplié par les revenus requis de transport (RRT) (moins les
- 8                   revenus de transport de point à point). Par exemple, si la pointe
- 9                   annuelle totalise 100 MW et qu'un utilisateur contribue pour
- 10                  25 MW de ce total, le tarif applicable à cet utilisateur équivaudra
- 11                  au quart (25 %) des revenus requis de transport (RRT) (moins
- 12                  les revenus de point à point).
- 13           5.       Calculer le tarif applicable à la charge locale.
- 14                   La charge locale paiera le même tarif que les clients qui se
- 15                   prévalent du service de transport en réseau intégré.

16

17   **Q16. Ce mode de calcul respecte-t-il les dispositions de l'Ordonnance**

18           **888 de la FERC ainsi que la pratique usuelle d'établissement des**

19           **tarifs ?**

20   R16. Oui. Toutefois, la FERC recommande généralement que les

21           transporteurs basent leurs tarifs sur la somme des pointes mensuelles

22           coïncidentes (12-CP) plutôt que sur une seule pointe annuelle (1-CP).

23           Hydro-Québec a choisi de jumeler ces deux méthodes dans sa

24           conception tarifaire. Elle utilise ainsi une base de 12-CP pour établir les

25           tarifs mensuel, hebdomadaire, quotidien et horaire du service de point

26           à point, et une base de 1-CP pour calculer le tarif annuel (transport en

27           réseau intégré et de point à point à long terme). En général, la

1 méthode des 12-CP est davantage adaptée aux réseaux de transport  
2 planifiés pour satisfaire chacune des douze pointes mensuelles.  
3 Cependant, le réseau d'Hydro-Québec est conçu pour répondre  
4 uniquement à la pointe d'hiver. Par conséquent, les coûts du service  
5 annuel (transport en réseau intégré et de point à point à long terme)  
6 sont plus fidèlement reflétés dans la méthode du 1-CP. La FERC  
7 reconnaît que la méthode basée sur 1-CP est davantage appropriée  
8 que celle basée sur 12-CP pour les entreprises qui planifient leur  
9 réseau de manière à satisfaire la pointe annuelle. À cet égard, elle a  
10 clairement fait état de sa volonté d'accepter toute proposition  
11 d'allocation acceptable.

12 En revanche, Hydro-Québec propose que les clients qui optent pour  
13 des services à plus court terme – un mois ou moins –, paient une part  
14 équitable des coûts fixes du réseau selon la méthode des 12-CP. Cette  
15 pratique reflète plus fidèlement le caractère saisonnier de la demande  
16 d'électricité au Québec. En d'autres termes, les montants facturés  
17 reflètent mieux les différences, d'un mois à l'autre, dans l'utilisation des  
18 services de court terme.

19

20 Outre cette différence mineure, le calcul des tarifs est conforme à la  
21 pratique usuelle dans l'industrie.

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

## **5. Évaluation des tarifs de transport**

**Q17. Comment avez-vous évalué la proposition tarifaire d'Hydro-Québec ?**

R17. J'ai évalué la proposition tarifaire en fonction de chacun des grands objectifs de la conception des tarifs de transport : A) Répond-elle aux objectifs de la tarification du transport ? B) Est-elle conforme aux normes de l'industrie ? et C) Convient-elle à la structure du marché auquel elle s'applique ?

Objectifs de la tarification du transport

**Q18. La proposition d'Hydro-Québec respecte-t-elle les quatre premiers buts de la conception de la tarification du transport ? 1) Récupérer les revenus requis de transport 2) Être facile à mettre en œuvre et à utiliser 3) Offrir un accès libre et comparable et 4) Être équitable**

R18. Oui, elle respecte ces quatre buts. Premièrement, en ce qui concerne le service de transport en réseau intégré et de point à point ainsi que la charge locale, la proposition tarifaire d'Hydro-Québec est basée sur les coûts moyens, de sorte qu'elle assure la récupération intégrale des revenus requis de transport. Deuxièmement, le tarif proposé est de type timbre-poste avec des modalités et des conditions faciles à comprendre, qu'Hydro-Québec a déjà adoptées. Comme elle est conforme à la norme de l'industrie, elle est facile à utiliser par tous les clients admissibles. Troisièmement, elle est conforme au contrat type

1 de l'Ordonnance 888 de la FERC et, par conséquent, elle offre un  
2 accès libre et comparable au réseau à tous les utilisateurs admissibles.  
3 Enfin, la proposition est équitable parce qu'elle minimise l'impact des  
4 tarifs sur les clients de charge locale, pour lesquels le réseau a été  
5 initialement construit.

6

7 **Q19. La proposition d'Hydro-Québec satisfait-elle au dernier objectif**  
8 **visant à promouvoir l'efficacité économique ?**

9 R19. La tarification proposée par Hydro-Québec favorise l'efficacité  
10 économique compte tenu des conditions du marché et du réseau au  
11 Québec, en favorisant une utilisation efficace de ce dernier. Puisque ce  
12 réseau est d'abord utilisé par une entreprise intégrée, Hydro-Québec  
13 peut l'exploiter efficacement, dans des conditions de fiabilité optimale,  
14 sans appliquer une tarification de la congestion selon la situation  
15 géographique. Pour améliorer l'utilisation de la capacité et par le fait  
16 même, celle du réseau, la tarification prévoit en outre la possibilité  
17 d'accorder des rabais, qui peuvent varier par chemin de transport.  
18 Dans l'éventualité peu probable où des contraintes ne peuvent être  
19 résolues au moyen d'une nouvelle répartition centralisée de la  
20 production, la tarification offre une solution à la congestion fondée sur  
21 la différenciation de la fiabilité du service de transport (c'est-à-dire les  
22 règles de supplantation édictées dans le contrat de la FERC et  
23 abordées précédemment).

1  
2 Les rabais tarifaires d'Hydro-Québec offrent aussi un potentiel  
3 favorable à des transactions économiquement efficaces. Avec des  
4 tarifs basés sur les coûts moyens, le contrat type peut empêcher, à  
5 l'occasion, des transactions rentables. Ce constat est énoncé dans  
6 l'Ordonnance 888A de la FERC qui donne explicitement droit aux  
7 transporteurs d'accorder volontairement des rabais dans le but  
8 d'accroître les transits sur le réseau de transport. Cette politique de  
9 rabais est importante pour Hydro-Québec parce que les tarifs basés  
10 sur les coûts moyens pourraient être parfois si élevés qu'ils pourraient  
11 compromettre les transactions commerciales. Pour assurer une  
12 certaine comparabilité, la FERC exige que tout rabais offert soit affiché  
13 sur le babillard électronique (c'est-à-dire, le système d'information en  
14 temps réel OASIS) et qu'ils soient également offerts pour les parcours  
15 non congestionnés ayant le même point de livraison.

16

17 **Q20. Cette pratique de rabais sur les services de point à point de court**  
18 **terme engendre-t-elle un transfert de coûts vers les clients de des**  
19 **charge locale et du service de transport en réseau intégré ?**

20 R20. Non. Les rabais permettent actuellement à Hydro-Québec d'augmenter  
21 ses revenus grâce aux transits additionnels sur son réseau, y compris  
22 le transit d'exportation, ce qui réduit par conséquent les coûts assumés  
23 par les clients de charge locale et ceux des services en réseau intégré

1 et de point à point de long terme. L'augmentation du volume de transits  
2 donne à Hydro-Québec la possibilité d'obtenir des revenus qui  
3 diminuent la portion des coûts moyens à percevoir des clients de  
4 charge locale et de ceux des services de transport en réseau intégré et  
5 de point à point de long terme.

6

7 Conformité aux normes de l'industrie

8

9 **Q21. La proposition d'Hydro-Québec est-elle conforme aux normes de**  
10 **l'industrie ?**

11 R21. Oui. Comme je l'ai expliqué précédemment, la proposition d'Hydro-  
12 Québec est conforme au contrat type de la FERC, qui constitue la  
13 norme tarifaire utilisée par la très grande majorité des transporteurs en  
14 Amérique du Nord.

15

16 **Q22. Quelles sont les juridictions qui sont comparables au Québec ?**

17 R22. Le réseau de production hydraulique centralisé au Québec s'appuie sur  
18 un modèle d'échange bilatéral. Parmi les juridictions similaires, on  
19 trouve la Colombie-Britannique ainsi que la région Pacifique Nord-  
20 Ouest des États-Unis.

21

1 **Q23. Quels types de tarifs de transport ces juridictions utilisent-elles ?**

2 R23. Le contrat type de la FERC est utilisé en Colombie-Britannique et dans  
3 toute la région du Pacifique Nord-Ouest des États-Unis, où l'échange  
4 bilatéral est à la base du marché de gros de l'électricité.

5

6 **Q24. Est-ce que toutes les provinces canadiennes ont adopté le contrat  
7 type en usage en Colombie-Britannique et au Québec ?**

8 R24. Non. La tarification du transport en vigueur en Alberta et en Ontario  
9 diffère sensiblement de celle utilisée en Colombie-Britannique et au  
10 Québec. L'Alberta et l'Ontario ont adopté des structures de marché  
11 basées sur une bourse d'échange d'énergie. L'accès au réseau de  
12 transport est offert aux producteurs dont l'énergie est répartie par le  
13 pool en fonction de l'offre de fourniture d'énergie la plus basse.  
14 Cependant, bien que ces provinces n'offrent pas le même type de  
15 service de transport, la plupart des coûts moyens du réseau de  
16 transport sont ici aussi récupérés à même un tarif de type timbre-poste.

17

18 **Adaptation aux conditions du marché**

19

20 **Q25. La tarification proposée par Hydro-Québec est-elle adaptée à la  
21 structure du marché au Québec ?**

22 R25. Oui. Le marché québécois est centralisé. La répartition efficace et la  
23 fiabilité des opérations sont prises en charge par l'entreprise intégrée.  
24 Dans ces conditions, la tarification de type timbre-poste basée sur les

1 coûts moyens telle que le propose Hydro-Québec s'avère le choix le  
2 plus judicieux.

3  
4 **Q26. Croyez-vous que les conditions spécifiques aux marchés**  
5 **décentralisés existent aussi au Québec ?**

6 R26. Le Québec n'a pas ouvert son marché de détail et n'a pas adopté de  
7 bourse d'échange d'électricité pour le marché de gros, et la prise de  
8 décision en matière de répartition de la production est toujours  
9 *centralisée*. Le contrat type de la FERC a été conçu pour promouvoir  
10 les échanges bilatéraux sur le marché de gros par une séparation  
11 fonctionnelle des services réglementés et des services non  
12 réglementés, comme cela s'est produit au Québec.

13  
14 **Q27. Comment la proposition tarifaire d'Hydro-Québec peut-elle**  
15 **résoudre les problèmes de congestion ?**

16 R27. La proposition établit une différenciation des services par priorité, ce  
17 qui est conforme au contrat type de la FERC. En cas de congestion, les  
18 transits de point à point effectués à des points de livraison et de  
19 réception secondaires sont d'abord éliminés. Cette mesure s'applique  
20 ensuite aux services de court terme non fermes. Les transits fermes  
21 sont interrompus en dernier lieu. Cependant, mes échanges avec  
22 Hydro-Québec confirment qu'il n'y a pas eu de problème significatif de  
23 congestion jusqu'à maintenant sur le réseau de transport.

24  
25

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21

**Q28. Si la Régie de l'énergie entérine le tarif de type timbre-poste, cela signifie-t-il qu'elle renonce à tout gain potentiel d'efficacité associé à une tarification plus complexe ?**

R28. Non. Un tarif de type timbre-poste, avec possibilité de rabais sur le service de transport de court terme et de réaffectation des points de livraison et de réception, permet d'utiliser efficacement la capacité du réseau. Par ailleurs, la congestion, bien qu'exceptionnelle sur le réseau d'Hydro-Québec, peut être résolue grâce à une répartition centralisée par l'utilisateur principal, en l'occurrence Hydro-Québec, de par sa connaissance importante de l'exploitation du réseau et des coûts.

**Q29. En quoi votre conclusion différerait-elle si le marché au Québec était décentralisé ?**

R29. La réponse à cette question est fonction de ce que j'ai appelé *les conditions du réseau*. À la lumière de ma connaissance du réseau d'Hydro-Québec, je crois que les gains en efficacité découlant de la mise en place d'une tarification selon la situation géographique, la congestion et les pertes seraient relativement faibles par rapport aux coûts d'implantation, et ce, même dans un marché régi par un processus de décision *décentralisé*.

1 **6. Conclusion**

2

3 **Q30. En vous fondant sur votre témoignage, quelle est votre**  
4 **recommandation générale ?**

5 R30. La Régie devrait entériner la proposition tarifaire d'Hydro-Québec  
6 relative au transport. Cette proposition respecte en effet la norme de  
7 l'industrie et offre une méthode efficace, comparable, équitable et  
8 simple pour la récupération des revenus requis de transport de  
9 l'entreprise. Elle convient à la structure actuelle du marché québécois  
10 de l'électricité. Elle permet de récupérer les coûts moyens pour  
11 l'ensemble des clients en fonction de leur part du ratio de charge des  
12 coûts moyens du réseau. Des structures plus complexes de tarification  
13 de la congestion, comme la tarification nodale ou zonale,  
14 n'engendreraient que des retombées faibles, voire nulles, sur le  
15 marché de l'électricité au Québec et seraient beaucoup plus coûteuses  
16 et difficiles à mettre en œuvre.

17

18 **Q31. Cela conclut-il votre témoignage ?**

19 R31. Oui.

1 Pièce jointe : Curriculum vitæ du D<sup>r</sup> Ren Orans

## Ren Orans

---

**Expérience  
professionnelle**

**ENERGY AND ENVIRONMENTAL ECONOMICS, INC. (E3)  
Président**

**SAN FRANCISCO, CA  
1993 – 2000**

D'Orans fonde son cabinet de services-conseils en 1993. Le cabinet offre une expertise dans trois principaux domaines d'activité : le soutien au règlement de litiges, la planification d'entreprise et la restructuration. Ses experts sont reconnus à l'échelle nationale dans les secteurs de la planification du transport et de la distribution de l'électricité, de l'économie, de la réglementation et de la finance. D'Orans est responsable du soutien au règlement de litiges et des pratiques de planification d'entreprise pour le groupe E3.

Le travail du D'Orans en planification des services publics est essentiellement axé sur la conception et l'utilisation de coûts spécifiques établis selon la situation géographique et la période d'utilisation pour les entreprises d'électricité. La première application menée avec succès a été entreprise pour le compte de la Pacific Gas and Electric Company dans le cadre de la cause relative à la révision de son tarif général, en 1993. En utilisant le mode de calcul des coûts établi par D'Orans, la PG&E est devenue la première entreprise d'électricité à utiliser la méthode d'établissement des coûts selon la situation géographique et la période dans son processus de tarification. Ce travail de pionnier déboucha sur des applications similaires d'établissement de prix de revient dans les domaines de la tarification, du marketing et de la planification pour les entreprises suivantes : la Wisconsin Electric Company, la Niagara Mohawk Power Company, Public Service of Indiana, Kansas City Power and Light, Central and Southwest Utilities, Central Power and Light, la Philadelphia Electric Company, la Tennessee Valley Authority et Ontario Hydro.

L'expertise du D'Orans dans la planification des entreprises de service public couronne l'expérience pratique qu'il a acquise à la Pacific Gas and Electric Company, alors qu'il était responsable de la conception et de la justification des tarifs d'électricité pratiqués par l'entreprise de 1981 à 1985. Il s'est appuyé sur cette expérience ainsi que sur les articles qu'il a publiés pour étayer son témoignage dans les causes relatives à la tarification du transport de BC Hydro (en 1996 et en 1997) et de l'Ontario Power Generation (2000). De même, D'Orans a aussi témoigné au sujet des actifs non récupérables, devant la Commission des services publics de la Colombie-Britannique (British Columbia Utilities Commission) et de Texas PUC au nom de BC Hydro et de la Central Power and Light, respectivement.

**DEPARTMENT OF ENERGY, NATIONAL ENERGY RENEWABLE LABORATORY, ELECTRIC POWER  
RESEARCH INSTITUTE** **WASHINGTON, DC**  
**Consultant en chef** **1992 – 1993**

Conception de nouveaux modèles d'évaluation de la petite production et de l'efficacité énergétique, intégrées de manière optimale aux réseaux de transport et de distribution de services publics.

**PACIFIC GAS AND ELECTRIC CO. – RESEARCH AND DEVELOPMENT DEPT.** **SAN FRANCISCO, CA**  
**1989 – 1991**

Conception d'une méthode d'évaluation économique des alternatives dans la production décentralisée. Cette nouvelle approche démontre que des installations de production décentralisée, avec des trajets spécifiques de transport ciblés, ou des programmes ciblés d'efficacité énergétique peuvent s'avérer beaucoup moins coûteux que la construction de grandes centrales de production. Conception d'une méthodologie d'évaluation qui a mené à l'installation d'une centrale de production photovoltaïque de 500 kW au poste Kerman de la Pacific Gas and Electric Company. C'est le premier et le seul système de ce type conçu pour différer les investissements en distribution.

**ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE** **PALO ALTO, CA**  
**1988 – 1992**

Conception du premier modèle économique formel, intégrant l'efficacité énergétique dans un plan de transport et de distribution. Ce modèle a été utilisé par la PG&E dans le cadre d'un projet pilote de 16 M\$, dont on a fait la promotion à la télévision nationale.

**DEPARTMENT OF ENERGY****WASHINGTON, DC****1989 – 1990**

Consultant en chef dans le cadre d'un projet de recherche et développement d'une coopérative pour la République Populaire de Chine. Ce projet a mené à la publication d'un manuel regroupant les expériences des entreprises américaines en planification et en méthodes d'établissement de coûts.

**PACIFIC GAS AND ELECTRIC COMPANY – CORPORATE PLANNING DEPT.****SAN FRANCISCO, CA****1987 – 1992**

Consultant en chef dans le cadre d'un projet de recherche conjoint entre l'EPRI et la PG&E, visant à établir des différences géographiques dans les coûts de service de l'entreprise aux fins de l'évaluation de projets d'investissement. Conception de mécanismes d'incitation de l'efficacité énergétique à revenus partagés pour la California Collaborative.

**PACIFIC GAS AND ELECTRIC COMPANY****SAN FRANCISCO, CA****Économiste – Tarification****1981 – 1985**

Responsable du contrôle de la qualité dans le cadre de la justification des requêtes tarifaires de l'entreprise. Élaboration de la politique tarifaire et des tarifs assurant à l'entreprise des revenus de plus 5,5 M\$ par année pour un total de 3,5 millions de clients. Responsable de la recherche sur l'intérêt des consommateurs à l'égard des programmes d'économie d'énergie et de gestion de la charge. L'étude mena à la conception et à l'implantation du plus vaste programme de tarification en temps réel dans le secteur résidentiel en Californie et d'une large gamme de programmes d'efficacité énergétique.

**Formation****UNIVERSITÉ DE STANFORD****PALO ALTO, CA**

**Doctorat en ingénierie civile, Spécialisation en établissement des prix de revient et en tarification des services publics**

**1989**

**Maîtrise en ingénierie, Spécialisation en gestion de l'eau et de l'énergie.**

**1987****UNIVERSITY DE CALIFORNIE, BERKELEY****BERKELEY, CA**

**Baccalauréat en économie, Concentration en micro-économie appliquée.**

**1981**

**Publications et  
rapports**

Articles spécialisés

*Chow, R.F., Horii, B., Orans, R. et al. (1995), Local Integrated Resource Planning of a Large Load Supply System, Association canadienne de l'électricité (ACÉ).*

*Feinstein, C., Orans, R. (1995) "The Distributed Utility Concept," The Annual Energy Review, 1988.*

*Woo, C.K., R. Orans, B. Horii and P. Chow (1995), "Pareto-Superior Time-of-Use Rate Options for Industrial Firms," Economics Letters, à paraître.*

*Woo, C.K., B. Hobbs, Orans, R. Pupp and B. Horii (1994), "Emission Costs, Customer Bypass and Efficient Pricing of Electricity," Energy Journal, 15:3, 43-54.*

*Orans, R., C.K. Woo, R. Pupp and I. Horowitz (1994), "Demand Side Management and Electric Power Exchange," Resource and Energy Economics, 16, 243-254.*

*Pupp, R., C.K. Woo, R. Orans, B. Horii, and G. Heffner (1995), "Load Research and Integrated Local T&D Planning," Energy - The International Journal, 20:2, 89-94.*

*Woo, C.K., R. Orans, B. Horii, R. Pupp and G. Heffner (1994), "Area- and Time-Specific Marginal Capacity Costs of Electricity Distribution," Energy - The International Journal, 19:12, 1213-1218.*

*Orans, R., C.K. Woo and B. Horii (1994), "Targeting Demand Side Management for Electricity Transmission and Distribution Benefits," Managerial and Decision Economics, 15, 169-175.*

*Orans, R., C.K. Woo and R.L. Pupp (1994), "Demand Side Management and Electric Power Exchange," Energy - The International Journal, 19:1, 63-66.*

*Orans, R., Seeto, D., and Fairchild, W., (1985), "The Evolution of TOU Rates," Pergamon Press*

Rapports de recherche

*Orans, R., C.K. Woo and B. Horii (1995), Impact of Market Structure and Pricing Options on Customers' Bills, Rapport déposé à B.C. Hydro.*

*Horii, B., Orans, R., Woo, C.K., (1994) Marginal Cost Disaggregation Study, Rapport déposé à PSI Energy.*

*Woo, C.K., L. Woo and R. Orans (1995), Rationing and Area-Specific Generation Costs, Rapport déposé à la Pacific Gas and Electric Company.*

*Orans, R., C.K. Woo and C. Greenwell (1994), Designing Profitable Rate Options Using Area- and Time-Specific Costs, Rapport N° TR-104375, Electric Power Research Institute.*

*Singer, J., Orans, R., Energy Efficiency Lending, A Business Opportunity for Fannie Mae, Rapport déposé à Fannie Mae.*

*Orans, R., Feinstein, C. et al., (1993), Distributed Utility Valuation Study, Document déposé à l'Electric Power Research Institute, au National Renewable Energy Laboratory et à la PG&E.*

Orans, R., Pupp, R., (1993), *Menomonee Falls Case Study*, Document déposé à la Wisconsin Electric Power Corporation.

Orans, R. and C.K. Woo (1992), *Marginal Cost Disaggregation Study*, Rapport déposé à la Wisconsin Electric Power Corporation.

Orans, R., C.K. Woo, J.N. Swisher, B. Wiersma and B. Horii (1992), *Targeting DSM for Transmission and Distribution Benefits: A Case Study of PG&E's Delta District*, Rapport N° TR-100487, Electric Power Research Institute.

Orans, R., Swisher, J., Duane, T., (1989), *Lessons Learned from U.S. Electric Utilities*, Élaboré pour le Department of Energy, People's Republic of China.

Orans, R., *Area-Specific Marginal Costing for Electric Utilities: A Case Study of Transmission and Distribution Costs* (1989), Thèse de doctorat, Université de Stanford.

Orans, R., (1987) *The Risk of Sales Forecasts: Controllable through Indexation and Careful Disaggregation*, Document déposé à l'Université de Standford et à la Pacific Gas and Electric Company.

Woo, C.K. and R. Orans (1983), *Transferability of Other Utilities' Time of Use Experiments to PG&E's Service Schedule D-7*, Pacific Gas and Electric Company, Rapport déposé à la California Public Utilities Commission.

#### Communications (de 1994 à 1997)

Martin, J., Orans, R., Knapp, K., «*DG Economics and Distribution Rate Design*»(2000), Western Electric Power Institute, *Distributed Generation and the Utility Distribution System Conference*, March 22-23, Reno, NV.

Orans, R. (1997), «*Getting the Transmission Prices Right*,»*Facilitating Cross Border Trade*, New Mexico.

Orans, R. (1997),«*Deregulation on the Mainland, What is Happening and What is Not*, PCEA Conference, Hawaï.

Swisher, J., Orans, R., (1995), "A New Utility DSM Strategy Using Intensive Campaigns Based on Area Specific Costs," *ECEEE 1995 Summer Study*.

Orans, R., Greenwell, C., (1995), "Designing Profitable Rate Options Using Area and Time-Specific Costs," Élaboré pour l'EPRI, *Annual DSM Review*, Dallas, Texas.

Orans, R, *Integrated Local Area Planning*, (1995), Élaboré pour la NELPA et présenté à Calgary.

Orans, R., *Local Area Planning for Profit*, "Annual Review of Distributed Resource Studies," Élaboré pour l'EPRI, Lake George, New York.

Orans, R., C.K. Woo, B. Horii and R. Pupp, (1994), "Estimation and Applications of Area- and Time-Specific Marginal Capacity Costs," *Proceedings: 1994 Innovative Electricity Pricing*, (February 9-11, Tampa, Florida) Electric Research Power Institute, Rapport TR-103629, 306-315.