

329

DB33

Projet de stockage de gaz naturel liquéfié
et de regazéification à Bécancour

6211-19-025

**DEMANDE RELATIVE À L'UTILISATION DE LA CENTRALE DE
TRANSCANADA ENERGY LTD. DE BÉCANCOUR
EN PÉRIODES DE POINTE**

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE.....	5
2. CARACTÉRISTIQUES DE L'ENTENTE AVEC TCE.....	7
3. CARACTÉRISTIQUES DE L'ENTENTE AVEC GAZ MÉTRO	8
4. JUSTIFICATION ÉCONOMIQUE.....	10
5. RISQUES	10
6. CONCLUSION	11
 ANNEXE 1 : COÛTS DES ENTENTES	 13

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Bilan en puissance (selon l'État d'avancement 2014).....	5
Tableau 2 : Puissance additionnelle requise, avec et sans ententes.....	12
Tableau A-1 : Frais fixes annuels prévus aux ententes	13

1. CONTEXTE

Des besoins en puissance se sont manifestés sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2008-2017, besoins qui se sont accrus dans les plans d'approvisionnement subséquents. Le bilan en puissance présenté dans l'État d'avancement 2014 du Plan d'approvisionnement 2014-2023 en témoigne, tel qu'illustré au tableau 1.

Le bilan de puissance se caractérise par des besoins croissants, notamment en raison du besoin de chauffage en période d'hiver. Le recours aux interconnexions étant planifié pour une utilisation maximale de leur disponibilité, le Distributeur cherche des moyens au-delà des appels aux réseaux voisins pour équilibrer son bilan. En conséquence, le Distributeur a lancé un appel d'offres pour l'acquisition de moyens de puissance à long terme pour une quantité totale de 500 MW (A/O 2015-01) dont les livraisons débuteront à partir de l'hiver 2018-2019.

L'utilisation de la centrale de Bécancour (« la Centrale ») en périodes de pointe, déjà évoquée dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2014-2023, s'inscrit en lien avec ces préoccupations d'accroissement de la fiabilité à long terme de la zone de contrôle.

**Tableau 1 :
Bilan en puissance
(selon l'État d'avancement 2014)**

En MW	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Besoins à la pointe (État d'avancement 2014)	38 280	38 575	38 855	39 192	39 591	40 052	40 396	40 713
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 775	4 104	4 323	4 360	4 405	4 546	4 584	4 620
– Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
– Approvisionnements post-patrimoniaux	4 014	4 168	4 257	4 457	4 507	4 752	4 752	4 752
▪ HQP - Base et cyclable	700	700	800	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Autres contrats de long terme	1 489	1 643	1 832	1 832	1 832	1 902	1 902	1 902
▪ Gestion de la demande en puissance	1 075	1 275	1 325	1 375	1 425	1 600	1 600	1 600
▪ Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
▪ Transactions CT signées	500	300	50					
= Puissance additionnelle requise	600	1 050	1 500	1 650	2 050	2 400	2 800	3 150
– TransCanada Energy		325	570	570	570	570	570	570
– Appel d'offres de long terme (en cours)				500	500	500	500	500
= Puissance additionnelle requise ajustée	600	1 050	1 500	650	1 050	1 400	1 800	2 150

C'est dans ce contexte que le 30 avril 2015, le Distributeur concluait avec TransCanada Energy (« TCE ») un protocole d'entente¹ assurant l'utilisation de la Centrale en périodes de pointe hivernales, pour une durée de 20 ans à compter du 1^{er} décembre 2016 (« l'Entente avec TCE »). L'entente avec TCE prévoit que le Distributeur est responsable de l'approvisionnement en gaz naturel de la Centrale. À cet effet, il a conclu le 29 avril 2015 une entente de principe avec Gaz Métro (« l'Entente avec Gaz Métro ») afin d'assurer un approvisionnement fiable et économique en gaz naturel, à travers une unité d'entreposage de gaz naturel liquéfié (« GNL »), pour une durée de 18 ans à compter du 1^{er} décembre 2018.

¹ Voir la pièce HQD-1, document 2.

1 Les ententes ont pour objectif de permettre le fonctionnement de la Centrale durant
2 l'équivalent d'une centaine d'heures par année pendant les périodes de grand froid au cours
3 desquelles la capacité des moyens actuels dont dispose le Distributeur est insuffisante. Le
4 GNL fourni par Gaz Métro sera acheminé par camion-citerne jusqu'à un réservoir qui sera
5 construit à proximité de la Centrale. L'approvisionnement en GNL permettra d'éviter de payer
6 des montants importants pour des réservations de transport ferme de gaz et limitera
7 l'exposition du Distributeur à la volatilité des prix de la molécule de gaz sur les marchés
8 durant les périodes hivernales.

9 Ces ententes procureront un approvisionnement fiable et flexible. Fiable en ce que TCE et
10 Gaz Métro sont tenues d'assurer, pour l'un, la production de la Centrale en période de
11 pointe, pour l'autre, la quantité de gaz naturel nécessaire pour assurer une production de la
12 Centrale équivalente à une centaine d'heures par hiver. Flexible car elles permettront de
13 faire face à diverses situations de production de la Centrale en période de pointe, allant d'un
14 scénario de production en pointe hivernale de trois heures par jour, deux fois par jour,
15 jusqu'à un scénario de production journalière de douze heures consécutives. Les ententes
16 permettront au Distributeur de répondre au moment opportun aux besoins de pointe et
17 d'assurer un meilleur équilibre du bilan de puissance.

18 Les ententes finales permettront au Distributeur de compter sur une contribution en
19 puissance de la Centrale au cours des périodes d'hiver pour les 20 prochaines années, dans
20 un contexte de suspension prolongée des livraisons en base, et ce, à un coût avantageux
21 par rapport à d'autres approvisionnements de long terme en puissance. Ils limiteront
22 également les risques du Distributeur, notamment par l'établissement de composantes fixes
23 pour une part significative des coûts des ententes.

24 L'utilisation de la Centrale lors des périodes de pointe hivernales répond aux préoccupations
25 exprimées par la Régie dans plusieurs décisions, laquelle invitait le Distributeur à trouver des
26 alternatives à la suspension annuelle des livraisons :

27 « [42] La Régie réitère néanmoins qu'elle s'attend à ce que le Distributeur
28 réévalue annuellement, avant de demander à la Régie de suspendre la
29 production d'électricité de la centrale de Bécancour, les avantages et les
30 coûts d'autres avenues, telle la cession de tout ou partie du contrat à des
31 tiers de gré à gré ou par appel d'offres ou l'opération sporadique en hiver
32 de la centrale de TCE. » (Décision D-2010-109)

33 « [196] La Régie constate que le Distributeur n'a pas inclus de contribution de la
34 centrale de TCE à son bilan en puissance. Elle juge que cette
35 contribution pourrait avoir un impact significatif sur ce bilan. Elle demande
36 donc au Distributeur de l'informer de l'évolution des discussions en cours
37 avec TCE dans l'état d'avancement 2015, ou avant si une entente était
38 conclue. » (Décision D-2014-205)

39 Les ententes finales avec TCE et Gaz Métro seront conclues au cours des prochaines
40 semaines et déposées au présent dossier.

41 Malgré ces ententes, le Distributeur devra procéder à d'autres appels d'offres de long terme
42 afin de compléter une partie des besoins en puissance au cours des prochaines années. Les

1 ententes convenues avec TCE et Gaz Métro permettront de diminuer le niveau des besoins
2 additionnels à combler et d'éviter le lancement d'un appel d'offres additionnel de puissance
3 de long terme.

2. CARACTÉRISTIQUES DE L'ENTENTE AVEC TCE

4 L'Entente avec TCE constitue un amendement au contrat d'approvisionnement intervenu le
5 10 juin 2003 avec TCE (« le Contrat ») et est complémentaire à l'Entente de suspension de
6 2009, telle qu'amendée en 2013 (« l'Entente de suspension »), en vertu de laquelle les
7 livraisons annuelles de la Centrale prévues au Contrat sont suspendues jusqu'en 2018
8 (décision D-2014-86).

9 En vertu de l'Entente avec TCE, le Distributeur pourra compter sur des livraisons d'électricité
10 garantie durant un maximum de 300 heures par hiver². L'énergie produite au cours des 100
11 premières heures est rémunérée à travers la prime fixe, alors que pour celle produite au
12 cours des 200 heures suivantes s'ajoutent des frais de [REDACTED]. Les modalités de ces
13 livraisons sont les suivantes :

- 14 • maximum de deux appels par jour ;
- 15 • minimum de trois heures consécutives par appel (excluant les périodes de
16 démarrage et d'arrêt de la Centrale durant lesquelles le Distributeur devra prendre
17 livraison de la production de la Centrale) ;
- 18 • délai de programmation de 12 heures ;
- 19 • programme de livraison pouvant être inférieur à la contribution maximale de la
20 Centrale, sous réserve de soumettre à TCE un plan de livraisons horaires.

21 À la demande du Distributeur, et sujet à certaines conditions, la Centrale pourra produire de
22 l'électricité durant plus de 300 heures, dans la mesure où le Distributeur assure un
23 approvisionnement suffisant en gaz naturel. Le cas échéant, TCE doit indiquer au
24 Distributeur, 24 heures à l'avance, la capacité additionnelle disponible sur une base horaire.
25 La livraison de cette énergie n'est pas garantie.

26 La contribution de la Centrale, établie à 570 MW, est conditionnelle à des tests de puissance
27 à être réalisés. À la suite de ces tests, cette contribution pourrait être réduite, sans
28 descendre en-deçà de 547 MW, ou augmentée jusqu'à atteindre 620 MW, à la discrétion de
29 TCE. Dans l'éventualité d'une augmentation, un coût additionnel de [REDACTED] s'appliquera
30 pour la contribution entre 570 MW et 620 MW.

31 Compte tenu des délais et des investissements requis par TCE afin de garantir les livraisons
32 d'électricité en période de pointe, la contribution en puissance de la Centrale est limitée à
33 325 MW au cours de l'hiver 2016-2017. En outre, pour les hivers 2016-2017 et 2017-2018, la

² Du 1^{er} décembre au 31 mars.

1 Centrale pourra produire de l'électricité en période de pointe mais uniquement dans la
2 mesure où le Distributeur assure son approvisionnement en gaz naturel.

3 Compte tenu de l'équilibre énergétique et de la nature de l'Entente avec TCE, les livraisons
4 d'électricité en base de la Centrale ne devraient plus être requises avant l'échéance du
5 Contrat, soit jusqu'en 2026. Toutefois, si le contexte devait changer de façon inattendue,
6 l'Entente prévoit que la Centrale peut à nouveau alimenter le Distributeur selon les modalités
7 prévues au Contrat. À cet effet, le Distributeur propose que le traitement réglementaire
8 reflète l'Entente avec TCE et demande à la Régie de le dispenser de faire approuver
9 annuellement la suspension de la Centrale. Il va de soi cependant que le Distributeur verra à
10 faire approuver par la Régie le redémarrage en base de la Centrale, le cas échéant.

Coûts fixes annuels

11 Les montants mensuels fixes qui seront versés à TCE jusqu'en 2036 comprennent les coûts
12 de mise à niveau de la Centrale de manière à pouvoir l'opérer à pleine capacité en période
13 de pointe incluant 100 heures de production en périodes de pointe hivernales.

14 Les coûts fixes sont de [REDACTED] par année pour les deux premières années et de [REDACTED]
15 [REDACTED] par année, pour les années suivantes. Ces coûts correspondent à une annuité
16 croissante de [REDACTED].

Coûts variables

17 L'objectif des ententes étant d'assurer des livraisons d'électricité pour l'équivalent de 100
18 heures par hiver, l'Entente avec TCE prévoit un coût additionnel de [REDACTED], pour toute
19 livraison d'électricité effectuée au-delà de ces 100 premières heures. Des frais d'entretien et
20 d'opération s'ajouteront à ce coût pour les livraisons effectuées au-delà des 300 premières
21 heures (énergie additionnelle).

22 Enfin, le Distributeur devra notamment s'acquitter des droits d'émissions relatifs à la
23 production de la Centrale.

3. CARACTÉRISTIQUES DE L'ENTENTE AVEC GAZ MÉTRO

24 De manière à assurer la disponibilité du gaz naturel sans engagement additionnel en
25 transport ferme auprès de TransCanada Pipelines et afin de limiter l'exposition du
26 Distributeur à la volatilité des prix de la molécule de gaz sur les marchés, les discussions
27 avec Gaz Métro³ ont permis d'en arriver à une entente portant sur un approvisionnement en
28 gaz naturel liquéfié (« GNL ») de la Centrale.

29 L'Entente avec Gaz Métro prévoit la construction d'un réservoir de GNL d'une capacité de
30 20 000 m³, soit la quantité de GNL nécessaire à la production de la Centrale durant une
31 centaine d'heures, incluant les quantités nécessaires au démarrage de la Centrale

³ L'entente est conclue avec Gaz Métro inc. (GMI) et avec sa filiale Gaz Métro GNL S.E.C. L'entente définitive prévoira qui de GMI ou de l'une de ses filiales construira et opérera les installations.

1 (« *startup* »). Elle prévoit également la construction d'une unité de vaporisation sur le site ou
2 à proximité de la Centrale⁴. Le Distributeur réservera une capacité de liquéfaction de 12 à 14
3 millions de mètres cubes de l'usine LSR⁵ de Gaz Métro, qui assurera, sur demande du
4 Distributeur, le remplissage du réservoir en GNL avant le 1^{er} décembre de chaque année.
5 Passé cette date, Gaz Métro devra, sur demande du Distributeur, procéder à des
6 remplissages partiels en hiver, au besoin, jusqu'à concurrence de 2 millions de m³ de gaz
7 naturel. Le GNL sera vaporisé dans le réseau de distribution en amont du point de mesurage
8 de la Centrale. L'approvisionnement en GNL supplémentaire est également possible, sous
9 réserve de la disponibilité de capacité de liquéfaction à l'Usine LSR. L'Entente prévoit en
10 outre que le Distributeur peut valoriser tout GNL ou toute capacité de liquéfaction non
11 utilisés.

12 Gaz Métro sera responsable de la construction des installations (incluant le financement), de
13 leur opération, de leur entretien, de leur réparation et éventuellement de leur démantèlement.
14 Elle demeurera propriétaire des installations sur la durée de l'Entente et devra obtenir les
15 autorisations environnementales et réglementaires requises. Afin que la Centrale produise
16 de l'électricité durant plus de 100 heures, de même que pour les tests requis par TCE lors
17 des périodes de remise en opération de la Centrale, l'Entente avec Gaz Métro n'empêche
18 évidemment pas la Centrale de compter en tout temps sur des livraisons de gaz naturel
19 directement du réseau de Gaz Métro.

20 Au-delà de l'année 2036, l'entente prévoit l'utilisation des installations à des conditions
21 bénéfiques pour les parties, considérant que ces installations auront été entièrement
22 amorties et payées par le Distributeur.

Coûts fixes

23 Compte tenu des délais requis pour l'obtention des autorisations réglementaires et
24 environnementales et pour la construction des équipements d'entreposage et de
25 vaporisation, les frais fixes prévus à l'Entente avec Gaz Métro sont établis sur une durée de
26 18 ans à compter du 1^{er} décembre 2018, soit jusqu'à l'échéance de l'Entente avec TCE.

27 Les montants mensuels fixes qui seront versés à Gaz Métro comprennent les frais
28 d'amortissement, sur 18 ans, des équipements de stockage et de vaporisation du GNL, frais
29 dont le niveau sera confirmé au cours des prochains mois. L'investissement en capital ne
30 peut dépasser [REDACTED] de l'investissement convenu dans l'entente finale. À ce montant s'ajoute
31 les frais de liquéfaction du gaz naturel de l'Usine LSR de Gaz Métro (« *take-or-pay* » de
32 21 ¢/m³), de même que les frais d'entretien (71 k\$/mois)⁶.

33 Tous ces coûts correspondent à une annuité croissante de [REDACTED].

⁴ Considérant des besoins en gaz naturel de l'ordre de 100 000 à 120 000 m³ par heure à pleine capacité.

⁵ L'Usine de liquéfaction, stockage et regazéification (LSR) de Gaz Métro est localisée dans l'est de Montréal.

⁶ Dans l'Entente avec Gaz Métro, ce coût est présenté comme une composante variable (article 11-a-iii). Or, il s'agit bien d'un coût fixe puisqu'il n'est pas directement tributaire du volume de gaz consommé. Cet élément sera corrigé dans l'entente finale.

Coûts variables

1 Les coûts variables comprendront le transport du GNL, par camion-citerne, à partir de l'Usine
2 LSR jusqu'au réservoir, évalué à 6 ¢/m³, ainsi que le coût de la molécule de gaz naturel
3 liquéfié. Ce dernier inclut la fourniture, le transport, la compression et la distribution du gaz
4 naturel, ainsi que les coûts reliés au SPEDE⁷ et à l'équilibrage du GNL. En date de mars
5 2015, ces coûts sont estimés à 24 ¢/m³.

6 Les coûts variables totaux atteindraient donc 30 ¢/m³, soit 65 \$/MWh.

7 Pour l'énergie additionnelle au-delà des 100 premières heures prévues à l'Entente avec
8 TCE, le coût de la molécule de gaz naturel sera évalué sur la base de la disponibilité du gaz
9 naturel sur le réseau.

4. JUSTIFICATION ÉCONOMIQUE

10 Le coût total du projet pour la portion fixe est évalué à 51 \$/kW-an (annuité croissante), soit
11 [REDACTED] pour les coûts fixes de TCE et [REDACTED] pour ceux de Gaz Métro. Ce coût est
12 beaucoup plus faible que le coût d'un nouvel équipement de production d'électricité pour des
13 besoins de pointe, que le Distributeur évalue entre 90 \$/kW-an et 120 \$/kW-an⁸.

14 Le coût variable, estimé à près de 65 \$/MWh pour les coûts du gaz naturel, est nettement
15 inférieur aux prix payés en période de pointe au cours des deux derniers hivers, lesquels
16 dépassaient 100 \$/MWh.

5. RISQUES

17 Les ententes procurent au Distributeur ainsi qu'à sa clientèle des avantages indéniables.
18 D'une part, les coûts pour l'obtention d'un produit de puissance sont concurrentiels et,
19 d'autre part, cette puissance et ces coûts sont garantis sur une période de 20 ans.

20 Le risque de construction du réservoir de GNL est entièrement supporté par Gaz Métro.
21 Celle-ci est également responsable d'obtenir toutes les autorisations requises pour la
22 construction et l'exploitation de ce réservoir.

23 L'Entente avec TCE prévoit des incitatifs pour assurer le respect par TCE des livraisons
24 programmées par le Distributeur, notamment des pénalités en cas de défaut de livraison et
25 une obligation de maintenir un niveau de performance à l'intérieur d'une plage convenue,
26 conformément aux bonnes pratiques de l'industrie. L'entente contient également une clause
27 d'exclusivité au bénéfice du Distributeur.

⁷ Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec.

⁸ Le Distributeur précisera cette évaluation lorsque les résultats de l'appel d'offres en puissance A/O 2015-01 seront connus.

1 L'Entente avec TCE et l'Entente avec Gaz Métro comportent toutes deux une part importante
2 de frais fixes pour la durée de 20 ans, limitant ainsi les variations de prix et les risques du
3 Distributeur.

4 Chacune des ententes prévoit des clauses de résiliation si l'autre devait prendre fin. Par
5 exemple, si Gaz Métro ne peut obtenir les permis nécessaires à la construction et
6 l'exploitation du réservoir de GNL ou si le Distributeur n'est pas satisfait du résultat des
7 négociations avec les fournisseurs de Gaz Métro selon les modalités prévues, l'Entente avec
8 TCE prendra fin. Réciproquement, si TCE ne peut obtenir les permis requis, l'Entente avec
9 Gaz Métro prendra également fin.

10 Dans l'éventualité où la Régie jugeait ne pas pouvoir approuver la durée de 20 ans proposée
11 pour l'Entente mais déterminait une période se terminant à l'expiration du Contrat, soit en
12 2026, alors les droits et obligations du Distributeur en vertu de l'Entente avec TCE et de
13 l'Entente avec Gaz Métro pour la période débutant le 17 septembre 2026 et se terminant le
14 30 novembre 2036 seraient attribués à la division Hydro-Québec Production, sans en
15 affecter les avantages économiques.

16 Ces ententes permettront au Distributeur de ne pas procéder, à brève échéance, à un nouvel
17 appel d'offres de long terme de puissance.

18 Les Ententes avec TCE et Gaz Métro sont assujetties aux conditions suivantes :

- 19 • approbation par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec ;
- 20 • approbation de la Régie de l'énergie ;
- 21 • approbations respectives par TCE et par Gaz Métro ;
- 22 • obtention par Gaz Métro des permis nécessaires à la construction et l'exploitation du
23 réservoir de GNL ;
- 24 • obtention par TCE des permis requis ;
- 25 • satisfaction du Distributeur quant au résultat des négociations avec les fournisseurs
26 de Gaz Métro, selon les modalités prévues.

27 Par ailleurs, si les ententes n'étaient pas conclues, le Distributeur n'encourra aucuns frais à
28 l'égard de TCE alors qu'une compensation monétaire, pouvant atteindre 1,2 M\$ en
29 décembre 2015, devra être versée à Gaz Métro pour couvrir les frais encourus.

6. CONCLUSION

30 Par la présente demande, le Distributeur valorise une centrale existante qui bénéficie d'une
31 localisation idéale au cœur de la charge du réseau d'Hydro-Québec. De plus, il diminue de
32 570 MW le niveau des besoins en puissance à approvisionner en période de pointe, évite la
33 construction d'une nouvelle centrale et repousse la nécessité de procéder à brève échéance
34 au lancement d'un nouvel appel d'offres de puissance de long terme.

- 1 Les approvisionnements que procurent ces ententes présentent un coût nettement inférieur à
 2 la seule alternative possible. Ils sont fiables grâce à la nature même du modèle d'affaires,
 3 présentent peu de risques et sont réalisés par des partenaires reconnus de l'industrie et
 4 établis de longue date.
- 5 Enfin, considérant les besoins à approvisionner au cours des prochaines années, le
 6 Distributeur devra procéder à un appel d'offres de puissance de long terme de 1 000 MW
 7 pour assurer l'équilibre du bilan en puissance à compter de la pointe hivernale 2020-2021.
 8 Comme le montre le tableau 2, sans ces ententes, le Distributeur devrait procéder à un appel
 9 d'offres de puissance de long terme additionnel de 500 MW un an plus tôt afin d'assurer
 10 l'équilibre du bilan à compter de l'hiver 2019-2020.

**Tableau 2 :
Puissance additionnelle requise, avec et sans ententes**

En MW	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
AVEC LES ENTENTES	600	1 050	1 500	650	1 050	1 400	1 800	2 150
Appel d'offres de 1000 MW						1 000	1 000	1 000
Puissance additionnelle requise ajustée	600	1 050	1 500	650	1 050	400	800	1 150
SANS LES ENTENTES	600	1 050	1 500	1 220	1 620	1 970	2 370	2 720
Appel d'offres de 1000 MW						1 000	1 000	1 000
Appel d'offres de 500 MW					500	500	500	500
Puissance additionnelle requise ajustée	600	1 050	1 500	1 220	1 120	470	870	1 220

ANNEXE 1
COÛTS DES ENTENTES

Tableau A-1 :
Frais fixes annuels prévus aux ententes

	MW	Entente TCE		Entente Gaz Métro		TOTAL	
		M\$	\$/kW-an	M\$	\$/kW-an	M\$	\$/kW-an
2015 / 2016							
2016 / 2017	325					15,0	46,15
2017 / 2018	570					15,0	26,32
2018 / 2019	570					33,3	58,36
2019 / 2020	570					33,9	59,53
2020 / 2021	570					34,6	60,72
2021 / 2022	570					35,3	61,94
2022 / 2023	570					36,0	63,18
2023 / 2024	570					36,7	64,44
2024 / 2025	570					37,5	65,73
2025 / 2026	570					38,2	67,04
2026 / 2027	570					39,0	68,38
2027 / 2028	570					39,8	69,75
2028 / 2029	570					40,6	71,15
2029 / 2030	570					41,4	72,57
2030 / 2031	570					42,2	74,02
2031 / 2032	570					43,0	75,50
2032 / 2033	570					43,9	77,01
2033 / 2034	570					44,8	78,55
2034 / 2035	570					45,7	80,12
2035 / 2036	570					46,6	81,72
VAN 2014/2015						389	
- Annuité croissante (\$/kW-an)							51,55