



COÛTS ÉVITÉS POUR LA PRISE DE DÉCISION DANS LE CADRE DES PROJETS, PROGRAMMES OU OPTIONS TARIFAIRES

SÉANCE DE TRAVAIL | 26 SEPTEMBRE 2018

R-4057-2018

HQD-4, document 3.1



Objectif de la rencontre

Répondre aux préoccupations de la Régie et des intervenants sur l'établissement des coûts évités et leur utilisation :

1. Rappeler les concepts et la méthodologie d'établissement des coûts évités ;
2. Expliquer le lien entre les coûts évités et le contexte énergétique ;
3. Démontrer la juste application des coûts évités dans les analyses économiques.

[Retour](#)

Concept des coûts évités

Concept des coûts évités

- Le **coût évité / marginal** correspond au coût économisé (supplémentaire) d'une réduction (accroissement) à la marge d'une unité de demande à partir d'un bilan offre-demande.
 - Quel est le coût d'1 kW ou d'1 kWh économisé (supplémentaire) à approvisionner ?
- Cette définition s'applique à la fourniture, au transport et à la distribution.
- Le coût marginal est une notion économique qui reflète uniquement les coûts **futurs**.

Le coût évité est indissociable du contexte énergétique et du bilan offre-demande. Sa valeur est donc déterminée par celles des moyens à acquérir pour répondre à la demande additionnelle.

Bilans et coûts évités de fourniture

Planification des approvisionnements

- Dans ses activités de planification des approvisionnements, le Distributeur établit des bilans en énergie et en puissance sur une période de 10 ans.
- Ces bilans présentent l'adéquation entre les besoins et les approvisionnements.
- Les approvisionnements incluent ceux déjà sous contrat, dont la contribution de l'électricité patrimoniale, ainsi que les moyens déjà prévus.
- Au-delà de l'ensemble de ces approvisionnements, des approvisionnements additionnels sont requis pour assurer l'équilibre offre-demande, autant en énergie qu'en puissance.
- Pour combler ces besoins résiduels, le Distributeur peut alors recourir aux marchés de court terme, selon leur profondeur et, le cas échéant, prévoir l'acquisition d'un moyen d'approvisionnement requérant un engagement à plus long terme.

Dans sa planification, le Distributeur doit s'assurer de respecter les critères de fiabilité en énergie et en puissance.

Moyens d'approvisionnement

Les **marchés de court terme** en énergie et en puissance constituent une marge de sécurité pour assurer l'équilibre offre-demande et pallier à d'éventuels aléas. Ils couvrent l'ensemble des transactions réalisées dans un délai limité et sans engagement sur une longue période :

- En puissance, des approvisionnements de court terme de type UCAP sont généralement acquis l'automne pour l'hiver qui suit, au moyen d'appels d'offres.
 - Le Distributeur n'a pas accès directement aux encans sur les marchés de UCAP.
- En énergie, des approvisionnements peuvent être acquis sur les bourses d'énergie, par transactions bilatérales, ou encore peuvent provenir des livraisons d'énergie associées aux produits de puissance.

Lorsque les besoins sont trop importants pour être couverts par les marchés de court terme, l'acquisition de **moyens d'approvisionnement de long terme** est prévue, lesquels se caractérisent par :

- Un engagement sur une longue période pour des volumes plus importants ;
- Des contrats impliquant le déploiement de moyens physiques localisés à l'intérieur de la zone de contrôle du Québec ;
- Un processus d'acquisition demandant un délai minimum de 4 ans avant sa mise en service.

Les délais d'acquisition et de développement des moyens de gestion de long terme doivent être pris en compte dans la gestion et la planification des approvisionnements.

Bilan en énergie (TWh)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Besoins	186,2	188,4	187,8	189,2	190,0	191,6	191,7	192,5
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Approvisionnements postpatrimoniaux	17,1	17,9	18,3	18,8	19,2	19,6	19,8	20,2
Dont Achats d'énergie	0,1	0,2	0,2	0,4	0,5	0,7	0,8	1,1
Surplus	(9,8)	(8,4)	(9,4)	(8,5)	(8,0)	(6,9)	(7,0)	(6,5)

Référence : dossier R-4057-2018

- Le bilan en énergie montre des surplus, mais aussi des achats d'énergie sur les marchés.
- Lorsque les approvisionnements sous contrat ne suffisent pas à répondre aux besoins, des achats sont prévus, lesquels sont concentrés en hiver.
- Pour le reste de l'année, l'électricité patrimoniale n'est pas pleinement utilisée (surplus).
- Lorsque les achats d'énergie sur les marchés de court terme atteignent un volume d'environ 3 TWh, cela signifie que des achats importants sont requis pendant la majeure partie des heures de l'hiver. Le besoin est alors récurrent et l'acquisition d'un moyen de long terme est nécessaire.

Établissement du coût évité en énergie

- Le signal de **coût évité de marché**, pour la période d'hiver (décembre à mars), est établi sur la base des prix attendus sur le marché de l'énergie de court terme de New York.
- Il s'agit d'une annuité croissante, ce qui permet d'intégrer les variations annuelles des flux.
- L'annuité est calculée à partir de la moyenne des prix à terme sur le marché de New York pour les mois d'hiver, en tenant compte des heures de pointe et hors pointe, auxquels sont ajoutés :
 - des frais de sortie du marché de New York ;
 - des frais de courtage ;
 - des frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre.

→ Ce signal s'établit à 4,1 ¢/kWh (\$2018), indexé à l'inflation
- Pour refléter la valeur de l'énergie en période hors hiver (avril à novembre), soit la période marquée par les surplus, le coût de l'électricité patrimoniale est utilisé.

→ Ce signal s'établit à 2,9 ¢/kWh (\$2018), indexé à l'inflation.

Établissement du coût évité en énergie (suite)

- Comme signal de **coût évité pour un contrat d’approvisionnement**, le Distributeur utilise le prix des derniers contrats en énergie octroyés par appel de propositions, soit les contrats du 4^e appel d’offres d’énergie éolienne (A/O 2013-01) :
 - Cette donnée correspond à l’information la plus pertinente disponible et appliquée au contexte énergétique du Distributeur.
 - De plus, la filière éolienne comporte peu de contraintes de disponibilité et est compétitive.

Établissement du coût évité en énergie (suite)

- Le signal du coût de l'éolien a été réévalué pour refléter les baisses de coût prévues et observées dans l'industrie.
 - Les prix de départ utilisés demeurent les prix soumis lors de l'A/O 2013-01, mais leur indexation est ajustée pour refléter une diminution anticipée des prix réels de 1 % sur la période 2018-2040 (sur la base d'un rapport de l'U.S. Energy Information Administration [EIA]) :
 - Pour la période 2015 à 2025 : une décroissance plus soutenue est appliquée afin de refléter les évaluations de l'International Renewable Energy Agency (IRENA) pour la même période.
 - Pour la période 2026 à 2040 : une stagnation en terme réel est appliquée.
- Ramené en annuité croissante, le signal de coût évité d'un contrat d'approvisionnement est ainsi de 8,0 ¢/kWh (\$2018) indexé à l'inflation, soit :
- 6,0 ¢/kWh (\$2018) pour la fourniture ;
 - 2,0 ¢/kWh (\$2018) pour le transport et l'équilibrage.

Bilan en puissance (MW)

	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Besoins à la pointe - incluant la réserve	42 089	42 596	42 865	43 365	43 712	44 022	44 325	44 628
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnement additionnels requis	4 647	5 154	5 423	5 923	6 270	6 580	6 883	7 186
HQP - Base et cyclable + AO 2015-01	1 100	1 100	1 100	1 350	1 500	1 500	1 500	1 500
Autres contrats de long terme	1 827	1 874	1 974	1 974	1 974	1 966	1 966	1 966
Gestion de la demande en puissance	1 320	1 390	1 420	1 470	1 500	1 510	1 530	1 540
▪ Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Autres interventions en gestion de la demande en puissance	320	390	420	470	500	510	530	540
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise	150	550	700	900	1 050	1 350	1 650	1 950

Référence : dossier R-4057-2018

- Au-delà des contrats de long terme, le Distributeur compte sur les moyens de **gestion de la demande en puissance**, pour un potentiel d'environ 1 500 MW. Ces quantités sont stables et procurent un service équivalent à un contrat de long terme.
- Pour assurer l'équilibre du bilan en puissance, des **approvisionnements sont requis** sur l'horizon de planification.
- Lorsque les approvisionnements en puissance requis atteignent environ 1 100 MW, un contrat d'approvisionnement de long terme doit être prévu.
 - La contribution de 1 100 MW des marchés de court terme est un **volume théorique** qui prend en considération la marge de manœuvre dans la zone d'équilibrage du Québec et les marchés voisins. Cette marge de manœuvre est établie en tenant compte :
 - De la présence d'un marché de puissance ;
 - De la capacité des interconnexions ;
 - De la présence de contreparties ayant des capacités de puissance à commercialiser.

Établissement du coût évité en puissance

- Le signal de coût évité de marché correspond au coût attendu d'un approvisionnement en puissance de type UCAP.
 - Ce signal est établi à 20 \$/kW-hiver (\$2018), indexé à l'inflation.
- Le signal de coût évité pour un contrat d'approvisionnement correspond à une annuité établie à partir du coût moyen des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01 :
 - Ce coût reflète celui de construction d'une centrale de puissance sur le réseau Québec.
 - Un balisage indépendant déposé au moment de l'approbation des contrats a confirmé le caractère concurrentiel des contrats.
 - Ce signal est de 112 \$/kW-an (\$2018), indexé à l'inflation.

Coûts évités de transport et de distribution

Réseaux de transport et de distribution

- La planification des réseaux de transport et de distribution (T&D) doit permettre de répondre à la demande au moment de la pointe, tout en respectant le critère de fiabilité, et ce, au moindre coût.
- Il n'y **pas d'appariement sur une base annuelle** entre la croissance de la demande et les investissements requis pour y faire face :
 - La réalité physique des réseaux fait en sorte qu'un MW de croissance de la demande au moment de la pointe, à une année donnée, ne déclenche pas nécessairement un investissement immédiat.

Coût évité de transport et de distribution

- Le calcul du coût évité de T&D est basé sur la croissance prévue des besoins et des investissements requis pour y répondre sur un horizon de 10 ans.
- Cette période de dix années est suffisamment longue pour capter les réalités techniques, mais assez courte pour assurer la fiabilité des prévisions de la demande et des investissements requis.
- Le coût évité de T&D est obtenu par le rapport entre la somme des coûts actualisés associés à la croissance de la demande sur une période de dix ans et la quantité de MW de croissance sur la même période.

Exprimé en annuité croissante, le coût évité permet d'intégrer les variations annuelles et les disparités régionales de la croissance de la demande et des dépenses associées.

Coût évité de transport et de distribution

Intrants

Deux intrants principaux :

1. Croissance prévue de la demande pour les dix prochaines années en MW :
 - Prévisions de la **pointe** normalisée sur les réseaux de transport et de distribution ;
 - Calcul de la croissance annuelle de la demande.
2. Investissements prévus pour les dix prochaines années **déclenchés par cette croissance de la demande** :
 - Ces investissements concernent essentiellement des renforcements du réseau ou des augmentations des capacités des transformateurs de puissance.

Coût évité de transport

Intrants

	VAN (\$2009)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Prévision de la demande (MW)		36 177	36 654	36 905	37 097	37 335	37 565	37 795	37 978	38 255	38 534
Croissance annuelle (MW)	2 216	429	450	228	172	216	209	205	161	256	259
Investissements pour répondre à la croissance (M\$ courants)	1 512	129	195	163	233	304	200	195	189	185	184


$$\text{Coût unitaire} = \frac{1\,512 \text{ M\$}}{2\,216 \text{ MW}} = 682,30 \frac{\text{\$2009}}{\text{kW installé}}$$

Coût évité de transport

Méthode de calcul

Coût unitaire (\$/kW)	682,30
+ Taxe sur le capital (\$/kW)	4,62
+ Taxe sur les services publics (\$/kW)	42,88
+ Frais annuels d'exploitation et d'entretien (\$/kW)	102,35
Coût unitaire total (\$/kW)	832,14

Annuité croissante à l'inflation sur
40 ans (durée de vie moyenne des
équipements du Transporteur)

$$\text{Coût évité de transport} = 41,90 \frac{\$ 2009}{\text{kW-an}} = 50,07 \frac{\$ 2018}{\text{kW-an}}$$

Coût évité de distribution

Intrants

	VAN (\$2009)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Prévision de la demande (MW)		28181	28379	28572	28705	28873	29042	29210	29379	29547	29787
Croissance (MW)	1618	318	198	193	133	168	168	168	168	168	240
Investissements pour répondre à la croissance (M\$ courants)	308	54	48	44	41	37	34	32	33	34	35


$$\text{Coût unitaire} = \frac{308 \text{ M\$}}{1\,618 \text{ MW}} = 190,63 \frac{\text{\$2009}}{\text{kW installé}}$$

Coût évité de distribution

Méthode de calcul

Coût unitaire (\$/kW)	190,63
+ Taxe sur le capital (\$/kW)	0,65
+ Taxe sur les services publics (\$/kW)	10,26
+ Frais annuels d'exploitation et d'entretien (\$/kW)	60,24
Coût unitaire total (\$/kW)	261,78

Annuité croissante à l'inflation sur
30 ans (durée de vie moyenne des
équipements du Distributeur)

$$\text{Coût évité de distribution} = 15,16 \frac{\$ 2009}{\text{kW-an}} = 18,12 \frac{\$ 2018}{\text{kW-an}}$$

Mise à jour du signal de coût évité

- La méthodologie d'établissement et les signaux des coûts évités de T&D ont été approuvés en 2008.
- Les signaux n'ont pas été révisés depuis, car les coûts évités de T&D sont **relativement stables dans le temps** :
 - La planification et la construction de ces réseaux étant davantage **sous le contrôle** direct du Transporteur et du Distributeur;
 - **Pas de rupture technologique** majeure jusqu'à ce jour.
- Afin de s'assurer que les signaux demeurent **raisonnables**, le Distributeur valide annuellement l'évolution de ces coûts évités de T&D.
- Des travaux sont en cours actuellement pour une mise à jour complète de la détermination des signaux de coûts évités T&D (impact éventuel des nouvelles technologies, etc...).

Attribution des coûts évités

Sept coûts évités à attribuer

Fourniture énergie – marché CT	Fourniture énergie – contrat LT	Fourniture puissance – marché CT	Fourniture puissance-contrat LT	Transport	Distribution
<u>4,1 ¢/kWh – hiver</u> 2,9 ¢/kWh – hors hiver	8,0 ¢/kWh	20 \$/kW-hiver	<u>112 \$/kW-an</u>	50 \$/kW-an	18 \$/kW-an

- Les coûts associés au marché de court terme sont significativement différents de ceux des approvisionnements de long terme :
 - Les uns reflètent une conjoncture de marché, les autres sont plus structurants.
- Ces écarts, bien que **hors du contrôle** du Distributeur, donnent **une information essentielle dans la prise de décision**.

Le Distributeur a toujours utilisé les coûts évités de la même façon dans ses analyses économiques. Le contexte énergétique étant toutefois en évolution, ce sont les valeurs des coûts évités qui ont varié.

Attribution des coûts évités

- Afin de bien mesurer l'impact économique d'un programme, projet ou tarif, il importe de bien connaître la nature de la charge additionnelle ou évitée :
 - Quel service rend le projet ?
 - Quel usage est visé (chauffage des locaux, de l'eau, climatisation, autre) ?
 - À quelle catégorie de consommateurs cela s'adresse (domestique, commercial, institutionnel, industriel) ?

Nature de la consommation additionnelle ou évitée...	Application du coût évité	Caractéristiques de consommation
<ul style="list-style-type: none">• Est-ce que cette consommation survient en hiver?• En été?• À quel moment de la journée?	<ul style="list-style-type: none">• Fourniture de court terme en énergie (4,1 ¢/kWh ou 2,9 ¢/kWh)• Écart pointe/hors pointe	<ul style="list-style-type: none">• % de la consommation en hiver• % de la consommation en pointe
<ul style="list-style-type: none">• Est-ce que cette consommation est coïncidente à la pointe du réseau?	<ul style="list-style-type: none">• Fourniture en puissance• Transport et distribution	<ul style="list-style-type: none">• % de la consommation en hiver• Facteur d'utilisation annuel
<ul style="list-style-type: none">• Quelle est la durée d'analyse?	<ul style="list-style-type: none">• Court et/ou long terme	

Exemple – Usage chauffage de l’eau au tarif D

Coût évité à répartir - \$2018			Caractéristique de consommation		(¢/kWh)			
					2019	2024	2028	
Fourniture énergie – Marché	Hiver	4,1 ¢/kWh	Consommation en hiver	38 %	}	3,76	4,12	10,09
	Hors hiver	2,9 ¢/kWh	Consommation en été	62 %				
Fourniture énergie – Contrat appro	Toute l’année	8,0 ¢/kWh						
Écart pointe/hors pointe	Pointe	+0,66 ¢/kWh	Consommation pointe	46 %				
	Hors pointe	-0,66 ¢/kWh	Consommation hors pointe	62 %				
Fourniture puissance – Marché	Hiver	20 \$/kW ou 0,70 ¢/kWh	Consommation en hiver	38 %		}	0,28	1,72
Fourniture puissance – Contrat appro	Hiver	112 \$/kW ou 4,36 ¢/kWh	Consommation en hiver	38 %				
Transport et distribution puissance	Pointe	68 \$/kW-an (50 \$ + 18 \$)	Facteur d’utilisation annuel	69 %	→	1,19	1,31	1,42
Total						5,22	7,15	13,37

Prise de décision

Programmes et options tarifaires

Contribution à l'équilibre énergétique

- Le Distributeur recherche constamment à équilibrer son bilan offre-demande, et ce, au moindre coût:
 - Les approvisionnements de long terme sont des moyens garantis et nécessaires pour assurer cet équilibre.
 - Les programmes commerciaux et les options tarifaires sont des moyens flexibles qui s'ajoutent et qui contribuent au maintien de l'équilibre (moyens pour augmenter ou réduire la contribution des clients en énergie ou en puissance, selon l'évolution du contexte).
- La conjugaison des deux permet d'optimiser la gestion du risque d'approvisionnement du Distributeur.

Retour sur l'analyse économique

- Objectif: **Évaluer l'intérêt économique de réaliser ou non un projet/programme sur toute sa durée de vie :**
 - Nécessite une bonne compréhension des implications du projet sur le réseau, sur la clientèle et sur l'équilibre énergétique ;
 - Nécessite l'identification des variables clés du projet.
- Utilisation des coûts évités : nature et finalité des projets analysés :
 - Quel est le **contexte ?**
 - Quel est l'**objectif** de la mesure ?
 - Quel est le **service rendu ?**
- Analyses de sensibilité et recherche du point mort pour évaluer la robustesse des résultats de l'analyse économique.

Retour sur le contexte

Dès 2002 : Le Distributeur anticipait l'utilisation complète du volume d'électricité patrimoniale :

- Lancement du premier appel d'offres de long terme ;
- Mise en place du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ).

À partir de 2008 : La baisse de la demande de grands clients industriels et le maintien des appels d'offres de long terme conduisent à des surplus énergétiques conjointement avec des besoins en puissance :

- Lancement du premier appel d'offres de long terme en puissance ;
- Poursuite des interventions en efficacité énergétique (IEÉ) et virage vers la gestion de la demande en puissance :
 - Projet pilote de chauffe-eau interruptibles ;
 - Programme GDP Affaires ;
- Offre d'un Tarif de développement économique (TDÉ) et du Tarif de relance industrielle (TRI).
- Introduction de la Tarification dynamique : Tarification pointe critique (TPC) et Crédit pointe critique (CPC).

Le service rendu par le projet/programme guide l'utilisation des coûts évités dans les analyses économiques.

Utilisation des coûts évités

Interventions en efficacité énergétique

- **Contexte**
 - Atteinte du volume de l'électricité patrimoniale.
- **Objectif de la mesure**
 - Contribuer à la réduction des besoins en approvisionnements en incitant l'ensemble de la clientèle à réduire sa consommation.
- **Service rendu**
 - Réduction des achats en énergie et en puissance et report des investissements, et ce, durant toute la durée de vie des équipements et/ou du comportement.
- **Utilisation des coûts évités**
 - Analyse économique réalisée par mesure (à l'intérieur d'un même programme), en tenant compte de l'usage ciblé et de la clientèle concernée.
 - Attribution du coût évité pertinent : par usage et par catégorie de client (fourniture, transport et distribution).

Utilisation des coûts évités

Interventions en efficacité énergétique (suite)

- **Tests économiques et prise de décision**
 - Test Décisionnel : [TCTR](#) (selon décision de la Régie).
 - Analyse de rentabilité déposée annuellement, avec prise en compte chaque année de la mise à jour des coûts évités comme déposé au dossier tarifaire de la même année.
 - Analyses de sensibilité pour démontrer la robustesse des programmes, en faisant varier les variables clés (coûts évités et coût des mesures).
 - Appui financier calibré pour être suffisamment incitatif, sans jamais atteindre la valeur du coût évité (permet de contrôler le TNT).
 - L'évolution des coûts évités et des coûts des mesures dans le temps a fait en sorte que le TCTR est toujours demeuré positif, mais le TNT est négatif pour quelques catégories de clients.
 - La Régie a accepté un impact sur les revenus requis, s'il était raisonnable

Utilisation des coûts évités

Gestion de la demande en puissance

- **Contexte**

- Apparition et persistance de besoins en puissance.
- Intégration aux initiatives en efficacité énergétique.

- **Objectif de la mesure**

- Contribuer à la réduction des besoins en puissance en misant sur la gestion de la demande en puissance de la clientèle, et ce, pendant toute la durée de vie des équipements et/ou du comportement.

- **Service rendu**

- Service équivalent à un approvisionnement de long terme, si le bassin de clients qui participent permet de prévoir et maintenir une quantité de MW significative et stable.

Utilisation des coûts évités

Gestion de la demande en puissance (suite)

- Utilisation des coûts évités
 - Attribution directe du coût évité en puissance (fourniture, transport et distribution) afin de refléter la valeur de ce moyen sur tous les niveaux du réseau.
 - Analyse de rentabilité déposée annuellement, avec prise en compte à chaque année de la mise à jour des coûts évités comme déposé au dossier tarifaire de la même année.
- **Résultats des tests économiques et prise de décision**
 - Tests effectués: TCTR, TNT et TP.
 - Appui financier calibré pour être suffisamment incitatif, sans jamais atteindre la valeur du coût évité (permet de contrôler le TNT).

Utilisation des coûts évités

Options tarifaires (TDÉ, TRI et OÉA)

- **Contexte**
 - Surplus en énergie.
- **Objectif de la mesure**
 - Implanter des mesures temporaires pour augmenter les ventes et favoriser le développement et la relance économique.
- **Service rendu**
 - Écoulement des surplus énergétiques.

Utilisation des coûts évités

Options tarifaires (TDÉ, TRI et OÉA) (suite)

- Utilisation des coûts évités
 - Application du coût évité en énergie d'hiver aux nombre d'heures d'achats prévues sur le marché de court terme afin de refléter le plus précisément possible la situation de surplus.
 - Application des coûts évités de puissance de court et long terme.
 - Justification du maintien du tarif sur une base annuelle.
- **Résultats des tests économiques et prise de décision (TDÉ)**
 - Test décisionnel : TNT
 - Calibration du tarif afin de minimiser les coûts pour l'ensemble des clients, tout en étant suffisamment incitative pour obtenir leur adhésion.
 - Réévaluation sur une base annuelle pour s'assurer que le contexte et la réaction des clients permettent de conserver les avantages (optique de minimisation de coûts pour l'ensemble de la clientèle).
- **TRI et OÉA : Pas de tests économiques (coûts évités servent de balise)**

Utilisation des coûts évités

Options de tarification dynamique (CPC et TPC)

- **Contexte**
 - Persistance de besoins en puissance.
- **Objectif de la mesure**
 - Contribuer à la réduction des besoins en puissance en misant sur la gestion de demande en puissance de la clientèle.
- **Service rendu**
 - Service équivalent à un approvisionnement de long terme, si le bassin de clients qui participent permet de prévoir et maintenir une quantité de MW significative et stable.

Utilisation des coûts évités

Options de tarification dynamique (CPC et TPC) (suite)

- Utilisation des coûts évités
 - Calibrage de la structure tarifaire en fonction du coût évité de fourniture en puissance.
- **Prise de décision**
 - Appui financier calibré pour être suffisamment incitatif, sans jamais atteindre la valeur du coût évité.

Conclusions

Conclusions

- La méthodologie d'établissement des coûts évités est toujours demeurée la même.
- Les coûts évités sont mis à jour sur une base annuelle et leur niveau est fonction du contexte énergétique.
- Les projets/programmes/options tarifaires sont déployés selon la situation de l'équilibre énergétique.
- L'utilisation des 7 coûts évités dépend toujours du projet/programme/option tarifaire déployé.
- Les projets/programmes/options tarifaires font l'objet d'une analyse économique rigoureuse s'appuyant sur les coûts évités appropriés.
- La prise de décision repose sur la robustesse des résultats de cette analyse.

Annexes

Coût évité : une annuité croissante

- Une annuité est une série de versements annuels sur une durée de n années, pour créer ou rembourser un capital; l'annuité est constante ou variable.
- Deux types d'annuités :
 - Annuité constante : les versements annuels sont du même montant.
 - Annuité variable : les versements annuels sont en progression croissante (annuité croissante) ou décroissante (annuité décroissante).
- Recours à **l'annuité croissante** pour exprimer, en une métrique simple et en valeur d'aujourd'hui, l'ensemble des coûts futurs.
- **Avantage principal** : Refléter la même valeur avec une annuité croissante (à l'inflation) et éviter ainsi les fluctuations.

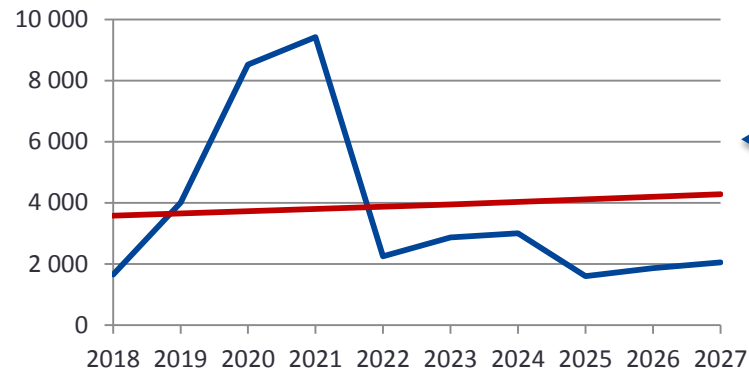
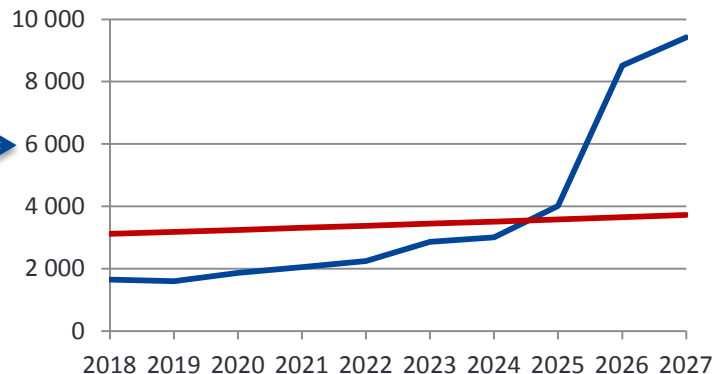
L'annuité croissante permet d'intégrer les variations annuelles des flux.

Illustration de l'annuité croissante

[Exemple de calcul](#) [lien vers le fichier montrant les calculs]

	VAN	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Flux annuels (k\$)	26 989	1 653	1 603	1 865	2 052	2 247	2 865	3 003	4 009	8 522	9 421
Annuité croissante (k\$)	26 989	3 120	3 182	3 246	3 311	3 377	3 445	3 513	3 584	3 655	3 728

	VAN	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Flux annuels (k\$)	30 954	1 653	4 009	8 522	9 421	2 247	2 865	3 003	1 603	1 865	2 052
Annuité croissante (k\$)	30 954	3 578	3 650	3 723	3 797	3 873	3 951	4 030	4 110	4 192	4 276



[Retour](#)

Écart pointe / hors pointe

- Afin de refléter les conditions du marché de référence dans l'utilisation des coûts évités, une différenciation pointe / hors pointe est considérée :
 - Heures de pointe : 6 h à 22 h tous les jours ouvrables
 - Heures hors pointe : les autres heures

	2013	2014	2015	2016	2017	Moyenne 2013-2017
\$ CAN / MWh						
Pointe	42,26	61,64	39,36	28,59	30,87	40,54
Hors-pointe	31,62	39,77	25,46	18,71	20,71	27,25
Écart	10,63	21,87	13,90	9,89	10,16	13,29
Écart %	34%	55%	55%	53%	49%	49%

- L'écart de prix pointe / hors pointe est calculé en utilisant une moyenne mobile sur 5 ans du marché DAM New York

Tests économiques

Tests	Objectif	Variables
Test du Coût Total en Ressources TCTR	Évaluer la valeur économique de la mesure du point de vue de la société	<ul style="list-style-type: none">• Coûts évités• Coûts du Distributeur• Coûts des clients
Test de Neutralité Tarifaire TNT	Évaluer l'impact tarifaire pour l'ensemble des clients	<ul style="list-style-type: none">• Coûts évités• Coûts du Distributeur• Perte (gain) de revenu
Test du Participant TP	Évaluer la rentabilité de la mesure pour le client	<ul style="list-style-type: none">• Facture évitée• Coût pour le client

[retour](#)

