

COÛTS ÉVITÉS

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE DE LA DEMANDE DE LA RÉGIE	5
2. DÉMARCHE PROPOSÉE ET STRUCTURE DU PRÉSENT DOCUMENT	6
3. DÉFINITION GÉNÉRALE DES COÛTS ÉVITÉS.....	6
3.1. Bilan en énergie et signal de coût évité	7
3.2. Bilan en puissance et coût évité de fourniture-transport charge locale	10
3.2.1. <i>Coûts évités en transport et distribution.....</i>	<i>10</i>
3.3. Répartition du coût évité par usages et catégories de clients	11
4. UTILISATION DES COÛTS ÉVITÉS DANS LA PRISE DE DÉCISION	12
4.1. Programmes d'efficacité énergétique	14
4.2. Programmes de développement de marchés	14
4.3. Programmes de gestion de la demande en puissance	15
4.4. Options tarifaires	15
5. ROBUSTESSE DE LA PRISE DE DÉCISION ET GESTION DE RISQUE	16
6. IMPACT À LA MARGE SUR LES REVENUS REQUIS ET DISTINCTION ENTRE COÛT ÉVITÉ ET COÛT MOYEN.....	17
7. COÛTS ÉVITÉS DES RÉSEAUX AUTONOMES DU PRÉSENT DOSSIER TARIFAIRE	18
7.1. Objectif des coûts évités et suivi de la décision D-2015-018	18
7.2. Coûts évités de l'énergie	18
7.3. Coûts évités de la puissance	19
7.4. Coûts évités des réseaux autonomes.....	20
ANNEXE A : COÛTS ÉVITÉS PAR USAGES ET PAR CATÉGORIES DE CLIENTS.....	21

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Bilan en énergie.....	8
Tableau 2 : Comparaison des prix DAM, New York – Zone M (IMPORT) – Heures de pointe et heures hors pointe (annuel).....	9
Tableau 3 : Bilan en puissance.....	10
Tableau 4 : Coûts évités par réseaux autonomes – Annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2018.....	20
Tableau A-1 : Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif D en ¢/kWh de 2019.....	23
Tableau A-2 : Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif G en ¢/kWh de 2019.....	23
Tableau A-3 : Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif M en ¢/kWh de 2019.....	24
Tableau A-4 : Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif LG en ¢/kWh de 2019.....	24
Tableau A-5 : Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif L en ¢/kWh de 2019.....	25

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Fourniture en réseau intégré – Utilisation des coûts évités en énergie 13
Figure 2 : Fourniture en réseau intégré – Utilisation des coûts évités en puissance 13

1. CONTEXTE DE LA DEMANDE DE LA RÉGIE

1 Dans sa décision D-2018-025¹, la Régie mentionne qu'au-delà de la méthodologie
2 d'établissement des coûts évités, un débat doit être entrepris afin de définir les besoins d'un
3 signal de coûts en fonction des différents projets ou programmes à évaluer d'un point de vue
4 économique. Ce débat serait rendu nécessaire compte tenu de l'évolution du contexte
5 économique et réglementaire, lequel a fait en sorte que l'utilisation des coûts évités s'est
6 modifiée depuis leur création.

7 À cet effet, la Régie note que les coûts évités n'ont plus comme principale finalité d'évaluer
8 uniquement la rentabilité des programmes en efficacité énergétique, mais que des signaux
9 de prix sont utilisés entre autres :

- 10 • pour la réforme tarifaire avec, notamment, les coûts de la puissance ou de la
11 2^e tranche du tarif D calibrés en fonction des coûts évités ;
- 12 • pour des propositions de tarifs temporaires ou de programmes commerciaux visant
13 l'augmentation des ventes d'électricité, à la suite de l'arrivée de surplus d'énergie ;
- 14 • pour des programmes d'efficacité énergétique, qui peuvent être perçus comme visant
15 des objectifs contraires, si les uns comme les autres ne sont pas conçus en fonction
16 du fait que les surplus sont à très bas coûts en dehors des périodes de pointe et que
17 les économies d'énergie ont plus de valeur lorsqu'elles ont un impact en période de
18 pointe ;
- 19 • pour des programmes de gestion de la demande en puissance (GDP) ou lors de
20 l'annonce de projets de tarification dynamique, en fonction des besoins de puissance
21 en croissance malgré les surplus d'énergie, exigeant une compréhension et une
22 analyse plus fine des coûts marginaux pendant les périodes de pointe et une remise
23 en question de l'allocation des coûts de puissance par unité d'énergie².

24 La Régie constate que l'établissement des besoins et la stratégie d'approvisionnement sont
25 en lien direct avec la détermination des coûts évités³ et que « L'utilisation des coûts évités à
26 de nouvelles fins peut éventuellement requérir d'autres signaux de prix que ceux qui avaient
27 été adoptés pour le Plan global en efficacité énergétique⁴ ». Elle relève également que le
28 contexte énergétique et le bilan offre-demande qui en découle évoluent dans le temps,
29 faisant en sorte :

- 30 • qu'il existe des bonds importants entre le coût évité de court terme et celui de long
31 terme ;
- 32 • que les coûts évités de puissance et d'énergie varient indépendamment l'un de
33 l'autre ;

¹ Décision D-2018-025, paragraphe 209.

² *Idem*, paragraphe 205.

³ *Idem*, paragraphe 203.

⁴ *Idem*, paragraphe 205.

- 1 • que les aléas de la prévision de la demande peuvent devancer ou reculer de
2 plusieurs années le brusque changement des coûts évités⁵.

3 De plus, dans cette même décision, la Régie indique que cette discussion, à l'égard des
4 coûts évités, est une étape préalable à celle sur la tarification dynamique⁶.

5 L'objectif de la présente pièce est, d'une part, de faire approuver, comme à chaque année,
6 les coûts évités du réseau intégré et des réseaux autonomes, et, d'autre part, de dissiper les
7 inquiétudes de la Régie quant aux « incohérences apparentes⁷ » qu'elle note dans certains
8 éléments de preuve présentés dans le dossier tarifaire 2018-2019.

9 Le Distributeur démontrera que, bien qu'il soit difficile d'appliquer de façon uniforme un signal
10 de coût universel⁸ pour l'ensemble des différentes utilisations, les coûts évités ont toujours
11 été conçus en fonction de l'évolution du contexte énergétique et utilisés de la même manière.
12 Ils sont un outil indispensable d'aide à la prise de décision et un intrant majeur dans les
13 analyses économiques.

2. DÉMARCHE PROPOSÉE ET STRUCTURE DU PRÉSENT DOCUMENT

14 De façon à répondre aux interrogations soulevées par la Régie, le Distributeur reprend en
15 détail dans la présente pièce les éléments suivants :

- 16 • la définition générale des coûts évités (section 3) ;
- 17 • le bilan en énergie et signal de coût évité (section 3.1) ;
- 18 • les coûts évités de transport et de distribution (section 3.2.1)
- 19 • l'utilisation des coûts évités dans la prise de décision (section 4) ;
- 20 • les analyses de sensibilité et la recherche de point mort (section 5) ;
- 21 • l'impact à la marge sur les revenus requis et la distinction entre coût évité et coût
22 moyen (section 6).

3. DÉFINITION GÉNÉRALE DES COÛTS ÉVITÉS

23 Le coût évité (coût marginal) est un concept économique. Il mesure le coût associé à une
24 variation à la marge de la demande, à partir d'un bilan offre-demande. Cette définition
25 s'applique à la fourniture d'électricité mais également au transport et à la distribution.

26 Les coûts évités dépendent des moyens d'offre disponibles et de la nature de la demande :

- 27 • La demande de la clientèle québécoise est caractérisée par un niveau
28 significativement plus élevé en hiver et par des catégories de consommateurs ayant

⁵ *Idem*, paragraphe 206.

⁶ *Idem*, paragraphe 210.

⁷ *Idem*, paragraphe 205.

⁸ *Idem*, paragraphe 206.

1 des profils de consommation très différents. Afin d'anticiper le niveau de la demande,
2 tant en énergie qu'en puissance, le Distributeur réalise annuellement une prévision
3 des besoins de sa clientèle sur un horizon de 10 ans ;

- 4 • Du côté de l'offre, le Distributeur évalue les moyens disponibles et futurs pour
5 répondre à la demande. La planification des approvisionnements vise à combler les
6 besoins en énergie et en puissance tout en respectant le critère de fiabilité, et ce, à
7 moindre coût.

8 Dès lors que le bilan présente des déséquilibres, par exemple si l'offre n'est plus suffisante
9 pour répondre à la demande, le Distributeur doit recourir à différents moyens de gestion pour
10 équilibrer son bilan. Ceux-ci peuvent être des moyens de court terme ou de long terme selon
11 l'ampleur et la persistance des besoins. Selon le moyen d'approvisionnement requis, le
12 Distributeur évalue le coût induit par ce nouvel approvisionnement :

- 13 • Lorsque le Distributeur peut combler ses besoins en s'approvisionnant sur les
14 marchés de court terme, le coût qui y est associé durant cette période (et ce, quelle
15 qu'en soit la durée), se définit comme un coût évité de court terme.
- 16 • En revanche, si un nouvel approvisionnement de long terme est requis, car le
17 déséquilibre est durable et plus important, le coût de cet approvisionnement est
18 qualifié de coût évité de long terme.

19 La notion de court terme/long terme du signal de coût évité fait donc référence au service
20 rendu par un approvisionnement et non à une notion temporelle. Autrement dit, les achats
21 sur le marché de court terme constituent un approvisionnement permettant d'équilibrer le
22 bilan avec des quantités généralement moindres qu'un approvisionnement de long terme. Un
23 moyen de long terme constitue quant à lui un moyen de gestion plus structurant.

24 Cette démarche s'applique aux coûts évités en énergie et en puissance. Le signal de coût
25 évité reflète donc le bilan en puissance et les caractéristiques des approvisionnements
26 requis. Toutefois, compte tenu du contexte énergétique, de la nature de la demande et des
27 ressources disponibles, les besoins en énergie peuvent différer de ceux en puissance,
28 impliquant des bilans distincts et donc, des enjeux différents. En effet, depuis une dizaine
29 d'années, une hausse des besoins en puissance est apparue alors qu'une situation de
30 surplus en énergie s'installait en parallèle.

3.1. Bilan en énergie et signal de coût évité

31 Le tableau 1 présente le bilan en énergie du présent dossier tarifaire :

**TABLEAU 1 :
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
- 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)

1 Le bilan en énergie présente encore des surplus sur l'ensemble de la période 2019-2026.
 2 Ces surplus se traduisent par de l'électricité patrimoniale non utilisée par le Distributeur⁹.

Coût évité de court terme

3 Malgré des surplus persistants, le Distributeur doit effectuer des achats en hiver sur les
 4 marchés de court terme pour combler les besoins de la clientèle québécoise, laquelle se
 5 caractérise par un niveau de consommation significativement plus élevé en hiver que le reste
 6 de l'année.

7 Ainsi, conformément au bilan en énergie présenté (tableau 1) :

- 8 • Le signal de coût évité pour la période d'hiver (décembre à mars) est de **4,1 ¢/kWh**
 9 (\$ 2018), indexé à l'inflation. Il s'agit d'une annuité en dollars actualisés de 2018,
 10 basée sur les prix à terme des marchés de court terme de New York.
- 11 • Le signal de coût évité pour la période hors hiver (avril à novembre) est de **2,9 ¢/kWh**
 12 (\$ 2018), indexé à l'inflation, correspondant au coût de l'électricité patrimoniale.

Coût évité de long terme

13 À compter de 2028, le volume d'achat disponible auprès des marchés limitrophes atteint sa
 14 limite. Autrement dit, la profondeur des marchés de court terme n'est plus suffisante pour
 15 combler les besoins du Distributeur. Un approvisionnement de long terme est donc requis
 16 pour combler les besoins additionnels.

17 Comme dans les précédents dossiers tarifaires, le Distributeur retient comme signal de coût
 18 évité de long terme en énergie le prix moyen de l'électricité des contrats issus du quatrième
 19 appel d'offres d'énergie éolienne (A/O 2013-01). Ce signal a toutefois fait l'objet d'une
 20 révision, notamment concernant son indexation, et ce, afin de refléter la baisse constatée et
 21 anticipée du coût des projets éoliens, tant en Amérique du Nord qu'ailleurs dans le monde.
 22 En effet, l'*International Renewable Energy Agency* (IRENA) fait état dans un rapport publié
 23 en 2018¹⁰ d'une décroissance réelle de 27 % des coûts (\$US) de l'électricité provenant des
 24 nouveaux parcs éoliens mis en service au Canada entre 2010 et 2016. Dans un autre

⁹ Conformément à l'article 71.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le Distributeur ajuste son bilan en énergie en réduisant ses livraisons d'électricité patrimoniale.

¹⁰ [Renewable Power Generation Costs in 2017](#), International Renewable Energy Agency (IRENA), 2018.

1 rapport publié en 2017¹¹, l'IRENA prévoit également une baisse de 26 % (\$US) des coûts de
2 l'énergie éolienne à l'échelle mondiale de 2015 à 2020, soit une décroissance de l'ordre de
3 3 % annuellement. Cette vision d'une tendance à la baisse du prix de l'énergie éolienne est
4 également partagée par l'U.S. Energy Information Administration (EIA) qui prévoit dans un
5 rapport de 2018¹² une baisse de 13 % du coût réel de l'énergie éolienne aux États-Unis
6 produite à partir de nouveaux projets qui entreront en service de 2020 à 2040. Cette baisse
7 équivaut à une décroissance des coûts réels de l'ordre de 1 % annuellement sur 20 ans.

8 Afin de refléter ces tendances, à savoir une baisse accentuée à court terme et plus faible à
9 moyen et long termes, le Distributeur propose de réviser à la baisse le taux d'indexation du
10 coût évité à long terme, tout en gardant comme prix de référence le prix moyen des contrats
11 du dernier appel d'offres d'énergie éolienne. Ainsi :

- 12 • le signal de coût évité de long terme est de **8,0 ¢/kWh** (\$ 2018), indexé à l'inflation,
13 soit 6,0 ¢/kWh (\$ 2018) pour la fourniture à laquelle s'ajoute les coûts de transport et
14 d'équilibrage de 2 ¢/kWh (\$ 2018).

Différenciation pointe et hors pointe des marchés

15 Afin de refléter, dans l'utilisation des coûts évités d'énergie de court terme, les conditions du
16 marché de référence dans lequel le Distributeur s'approvisionne, une différenciation entre les
17 heures en pointe (de 6 h à 22 h tous les jours ouvrables) et les heures hors pointe (les autres
18 heures) est considérée. En utilisant une moyenne mobile sur 5 ans¹³, cet écart des prix
19 DAM, New York – Zone M (IMPORT) entre les heures de pointe et celles hors pointe est de
20 13,29 \$/MWh (ou 1,3 ¢/kWh), comme présenté au tableau 2. Cet écart est alors appliqué au
21 coût évité d'énergie.

TABLEAU 2 :
COMPARAISON DES PRIX DAM, NEW YORK – ZONE M (IMPORT)
HEURES DE POINTE ET HEURES HORS POINTE (ANNUEL)

	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%

¹¹ [The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025](#), IRENA, 2017

¹² [Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2018](#), U.S. Energy Information Administration (EIA), 2018

¹³ Décision D-2011-028, paragraphe 69.

3.2. Bilan en puissance et coût évité de fourniture-transport charge locale

**TABLEAU 3 :
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
Approvisionnements additionnels requis	4 647	5 154	5 423	5 923	6 270	6 580	6 883	7 186
HQP - Base et cyclable + A/O 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
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

1 Le bilan en puissance présente des déficits sur l'ensemble de l'horizon. Pour équilibrer son
 2 bilan en puissance, le Distributeur peut compter sur une contribution maximale de 1 100 MW
 3 sur les marchés de court terme. Au-delà, il doit se doter d'un approvisionnement de long
 4 terme afin de respecter le critère de fiabilité en puissance.

5 Afin de refléter cette situation, les coûts évités en puissance sont déclinés ainsi :

- 6 • le signal de coût évité de court terme est de **20 \$/kW-hiver** (\$ 2018), indexé à
 7 l'inflation, reflétant un approvisionnement en puissance de type UCAP ;
- 8 • le signal de coût évité de long terme est de **112 \$/kW-an** (\$ 2018), indexé à l'inflation,
 9 basé sur le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de
 10 l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.

3.2.1. Coûts évités en transport et distribution

11 Le Distributeur propose de maintenir les indicateurs de coûts évités pour le transport et la
 12 distribution tels qu'ils ont été présentés dans le dossier R-4011-2017. Exprimés en \$ 2018, le
 13 coût évité de transport est de 50,07 \$/kW-an et celui de la distribution, de 18,12 \$/kW-an.

Rappel de la méthodologie d'établissement

14 Tout comme pour l'évaluation du coût évité de fourniture, l'évaluation des coûts évités de
 15 transport et de distribution se fait à partir d'une situation d'équilibre offre-demande.

16 Pour ce faire, le Distributeur considère la croissance des besoins (en MW) de l'ensemble de
 17 sa clientèle et prévue sur un horizon de 10 ans, de même que les travaux qui seront
 18 nécessaires afin de répondre à cette croissance. Ne sont dès lors pris en compte que les
 19 investissements qui visent à éliminer ou à éviter la surcharge des équipements des réseaux
 20 de transport et distribution.

21 Plus spécifiquement, les coûts évités sont obtenus par le rapport entre les investissements,
 22 exprimés en M\$, et la croissance des besoins des clients, exprimés en MW. En additionnant

1 les frais annuels d'exploitation et les taxes sur les services publics, un coût unitaire total (en
2 \$/kW) est calculé. Par la suite, les coûts évités sont calculés en faisant une annuité
3 croissante (sur 30 ans pour la distribution et sur 40 ans pour le transport).

4 Ces coûts évités ainsi calculés permettent d'estimer l'impact à la marge d'un MW additionnel
5 (ou réduit) en terme de devancement (ou de report) d'investissements sur les réseaux.

Travaux en cours

6 La dernière mise à jour du niveau des coûts évités de transport et distribution a eu lieu en
7 2008 et depuis, ces coûts ont été indexés à l'inflation afin d'éviter les chocs conjoncturels. Le
8 niveau de ce signal est toutefois validé à chaque année en comparant les coûts indexés
9 avec les coûts qui intègrent les nouveaux paramètres économiques et énergétiques. Le
10 Distributeur s'assure ainsi que la croissance à l'inflation demeure raisonnable.

11 Afin de bien capter l'évolution du contexte et son impact potentiel sur les coûts évités de
12 transport et de distribution, le Distributeur a débuté des travaux en 2018, qui sont toujours en
13 cours. L'objectif de ces travaux est de réévaluer la méthodologie d'établissement des coûts
14 évités de transport et de distribution utilisée jusqu'à présent en validant, entre autres,
15 certaines des hypothèses, ainsi que d'analyser l'impact potentiel de l'intégration de nouvelles
16 technologies de production distribuée dans le futur. Le Distributeur prévoit présenter l'état
17 d'avancement de ces travaux lors du dossier tarifaire 2020-2021.

3.3. Répartition du coût évité par usages et catégories de clients

18 La répartition du coût évité par usages et catégories de clients est présentée, sur une base
19 annuelle, à l'annexe A.

20 Tel qu'il a été précisé aux sections précédentes, le coût évité de la fourniture en énergie est
21 différent selon le type d'approvisionnement requis (moyen de court terme ou de long terme),
22 la saison (hiver, autres mois de l'année) et la période de la journée (pointe et hors pointe du
23 marché de New York). Ce coût évité est calculé par usages et catégories de clients, en
24 tenant compte de la répartition de ceux-ci selon quatre périodes (pointe d'hiver, hors pointe
25 d'hiver, pointe des autres mois de l'année, hors pointe des autres mois de l'année), ainsi
26 qu'en appliquant les pertes en énergie associées aux catégories de clients. Aux coûts évités
27 en énergie sont ajoutés les coûts évités en puissance, ainsi que ceux en transport et
28 distribution. Exprimés en \$/kW-an, ces coûts ne sont attribués qu'aux périodes d'hiver. Ils
29 sont convertis en ¢/kWh, en prenant en compte le facteur d'utilisation de l'usage et ou de la
30 catégorie de clients concernée.

31 Avec les signaux de coûts actuels en énergie et en puissance, le coût évité d'un usage tel
32 que la climatisation, qui n'est présent qu'en période d'été, est significativement plus bas que
33 celui d'un usage présent toute l'année ou encore en grande partie en hiver. Ainsi, en 2019,
34 pour un client résidentiel, le coût évité total (incluant fourniture-charge locale, transport et
35 distribution) pour l'usage de climatisation est de 3,35 ¢/kWh, tandis qu'il est de 6,92 ¢/kWh
36 pour le chauffage des locaux.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver pour l'année témoin 2019, les coûts évités en énergie et en puissance du réseau intégré comme proposés par le Distributeur.

4. UTILISATION DES COÛTS ÉVITÉS DANS LA PRISE DE DÉCISION

1 Le Distributeur vise toujours à maintenir les tarifs d'électricité les plus bas possible, et ce, au
2 bénéfice de l'ensemble de sa clientèle. Cet objectif guide dès lors sa prise de décision dans
3 tous ses domaines d'activité : le choix des projets d'investissements, l'élaboration de ses
4 tarifs et des options tarifaires, de même que le déploiement des programmes commerciaux.

5 Plus précisément, l'évaluation des projets se fait toujours en comparant les solutions
6 techniquement envisageables et en optant pour la solution à moindre coût :

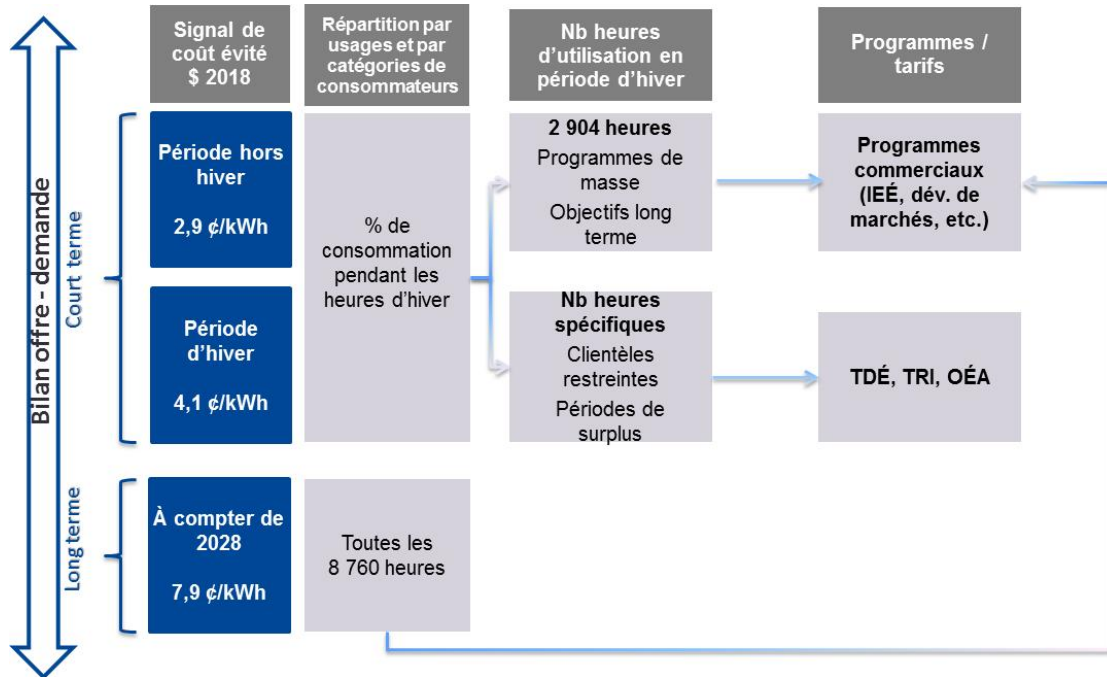
- 7 • Les programmes commerciaux sont un moyen de faire participer les clients à
8 l'amélioration de l'équilibre offre-demande. Offrant aux clients participants un incitatif
9 financier, le Distributeur doit s'assurer que cet avantage ne se fait pas au détriment
10 de l'ensemble de la clientèle, et plus particulièrement des non participants.
- 11 • Les structures tarifaires et les stratégies qui en découlent permettent de donner aux
12 clients un signal de prix qui les incite à faire une utilisation judicieuse de l'électricité.
- 13 • Les options tarifaires permettent de répondre à des besoins spécifiques, sans
14 modifier les tarifs de base. Elles sont utilisées notamment afin de couvrir des besoins
15 conjoncturels (par exemple, l'écoulement de surplus grâce au TRI, au TDÉ et à
16 l'OÉA) et des besoins de gestion de pointe (par exemple, au moyen de l'Option
17 d'électricité interruptible).

18 Les coûts évités sont donc au cœur de ces évaluations, puisqu'ils reflètent, par leur niveau
19 comme par leur structure, l'état de l'équilibre énergétique. Ils sont ainsi l'intrant déterminant
20 dans les analyses qui conduisent à la prise de décision du Distributeur.

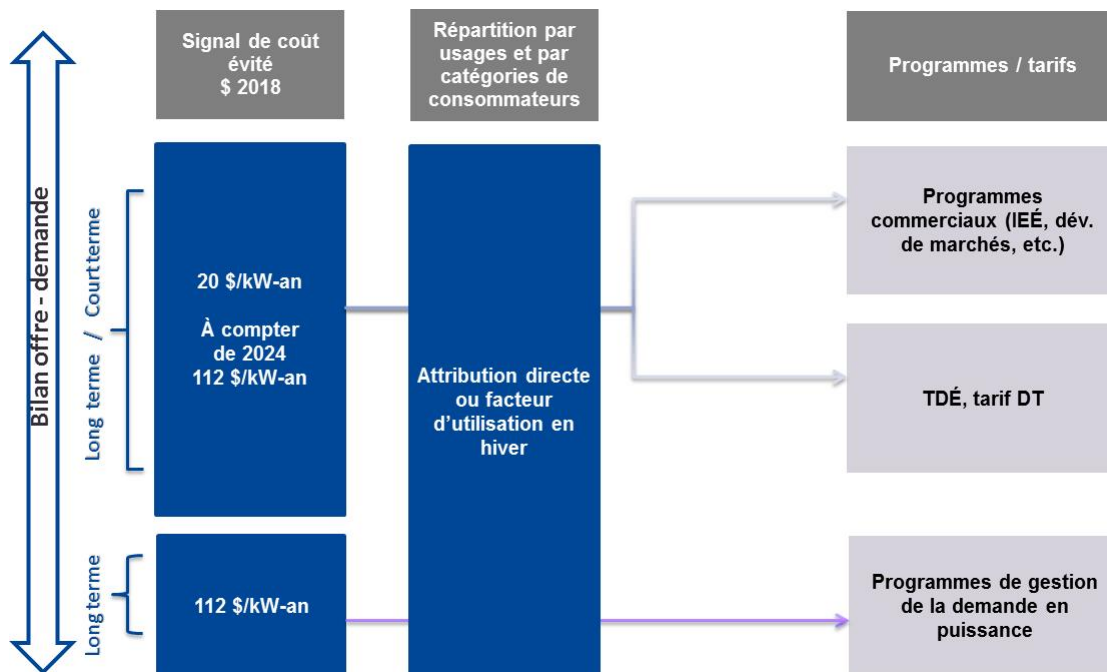
21 Leur utilisation est décrite plus en détail ci-après, avec l'éclairage du contexte dans lequel les
22 décisions sont prises.

23 Lors de l'audience du dossier R-4011-2017, le Distributeur a illustré à l'aide de deux
24 schémas l'utilisation des coûts évités dans ses analyses économiques. Ces schémas sont
25 présentés à nouveau, en les adaptant afin de prendre en compte les coûts évités du présent
26 dossier et en précisant certaines étapes :

**FIGURE 1 :
FOURNITURE EN RÉSEAU INTÉGRÉ
UTILISATION DES COÛTS ÉVITÉS EN ÉNERGIE**



**FIGURE 2 :
FOURNITURE EN RÉSEAU INTÉGRÉ
UTILISATION DES COÛTS ÉVITÉS EN PUISSANCE**



4.1. Programmes d'efficacité énergétique

1 Afin de s'assurer de la rentabilité des programmes mis en place et de bien refléter à la marge
2 l'impact de chaque mesure, le Distributeur a toujours appliqué les coûts évités, par usages et
3 par catégories de clients, tels que présentés à l'annexe A.

4 Ces derniers ont toutefois évolué avec le contexte énergétique.

5 Dès l'année 2002, le Distributeur prévoyait que le volume d'énergie du bloc patrimonial ne
6 serait plus suffisant pour répondre à l'ensemble de la demande à l'horizon de 2005.
7 Parallèlement à l'acquisition de nouveaux moyens d'approvisionnement de long terme en
8 énergie, le Distributeur mettait en place un plan d'ensemble en efficacité énergétique afin de
9 réduire les besoins en énergie. Ces initiatives en efficacité énergétique s'adressaient à
10 toutes les catégories de consommateurs et couvraient tous les usages. L'utilisation des coûts
11 évités par usages et catégories de clients est donc tout à fait appropriée.

12 Au début des années 2000, seuls les coûts évités en énergie étaient considérés. Un coût
13 évité de puissance a été ajouté à celui de l'énergie dès que des besoins de puissance sont
14 apparus. Cet ajout étant réparti uniquement sur la période d'hiver, le coût évité d'un usage
15 d'hiver devenait significativement plus élevé qu'un usage hors de cette période.

16 Par ailleurs, à partir de l'année 2009, le bilan en énergie du Distributeur indiquait la présence
17 de surplus en énergie, conjointement à des besoins additionnels en hiver. Les coûts évités
18 en énergie étaient donc différenciés entre la période d'hiver, soit 2 904 heures (achats sur
19 les marchés de court terme) et les périodes hors hiver (électricité patrimoniale).

20 Toutefois, depuis quelques années, les surplus sont persistants et les heures d'achats sur
21 les marchés de court terme en hiver se sont sensiblement réduites. Cette situation pourrait
22 se maintenir pour les prochaines années. Le Distributeur n'a cependant pas modifié la façon
23 d'attribuer les coûts évités d'hiver, afin de conserver une façon simple et stable d'évaluer la
24 rentabilité de ces programmes, tout en s'assurant que cette approche n'influencerait pas la
25 prise de décision sur les initiatives. D'ailleurs, celles-ci font toujours l'objet d'analyses de
26 sensibilité qui démontrent la robustesse des résultats.

27 Par conséquent, les programmes en efficacité énergétique permettent au Distributeur, d'une
28 part, de limiter ses approvisionnements dont le coût est supérieur à celui des mesures mises
29 en place et, d'autre part, d'inciter ses clients à réduire leur facture d'électricité.

4.2. Programmes de développement de marchés

30 Le contexte énergétique actuel étant marqué par d'importants surplus en énergie, qui
31 devraient persister pour les dix prochaines années, le Distributeur a envisagé, par son
32 programme Conversion à l'électricité, à augmenter ses ventes et ses revenus tout en
33 réduisant ses surplus. Il s'est assuré de démontrer la rentabilité de ce programme, en
34 utilisant les mêmes signaux de coûts évités que pour l'analyse des initiatives en efficacité
35 énergétique. Disposant de profils de consommation de quelques clients types, il a procédé
36 au calcul des coûts évités appropriés en utilisant les caractéristiques des consommations

1 additionnelles de ces clients types, tout en appliquant la même méthodologie que celle
2 soutenant les coûts évités par catégories de consommateurs et d'usages présentés à
3 l'annexe A. Il a attribué de la même manière les coûts évités en énergie de court terme à
4 toutes les heures d'hiver, rendant sa décision plus robuste, puisqu'en attribuant les coûts
5 évités d'énergie de court terme uniquement pendant les heures d'achat, la rentabilité du
6 programme s'améliorait¹⁴.

7 Ainsi, en parallèle des interventions en efficacité énergétique, l'objectif du Distributeur est
8 également de développer ses ventes et ses revenus, et ce, en s'assurant que ces revenus
9 additionnels réduisent la pression sur les tarifs. C'est en ce sens que le Distributeur déploie
10 simultanément des programmes en efficacité énergétique et des programmes de
11 développements de marchés.

4.3. Programmes de gestion de la demande en puissance

12 Dès que les besoins d'approvisionnement de long terme en puissance sont apparus dans un
13 horizon temporel de quelques années, le Distributeur a annoncé qu'il souhaitait mettre, dans
14 ses initiatives en efficacité énergétique, l'accent sur les programmes de la gestion de la
15 demande en puissance. La Régie a d'ailleurs signifié son soutien à cette approche¹⁵. Au
16 cours des dernières années, le Distributeur a déployé des programmes commerciaux ou des
17 projets pilotes afin de réduire la demande en puissance à la pointe du réseau et de
18 repousser les besoins de long terme en puissance.

19 Le Distributeur rappelle que, comme il est démontré au dossier R-4041-2018, puisque le
20 programme GDP affaires rend le même service qu'un approvisionnement de long terme, il ne
21 peut pas constituer un moyen de court terme. En outre, l'atteinte de son plein potentiel
22 prendra quelques années. Le signal de coûts évités de long terme constitue donc le meilleur
23 indicateur pour évaluer la rentabilité de ce programme, et ce, dès sa mise en place.

4.4. Options tarifaires

24 Les options tarifaires constituent des moyens flexibles à la disposition du Distributeur pour
25 atteindre différents objectifs. Leur durée ainsi que leurs modalités peuvent être revues en
26 fonction du contexte énergétique, des besoins du Distributeur et pour des considérations
27 commerciales.

28 C'est dans un contexte de surplus énergétiques que le Distributeur a proposé l'option de
29 Tarif de développement économique (TDÉ). Afin de s'assurer que celui-ci permet de concilier
30 les intérêts des clients participants et celui de l'ensemble de la clientèle, le Distributeur
31 procède à son évaluation en utilisant les coûts évités qui reflètent le plus précisément
32 possible la situation de surplus et la nature des demandes additionnelles au TDÉ. Ainsi, il
33 utilise le signal de coût évité d'énergie de court terme et applique celui d'hiver uniquement au
34 nombre d'heures d'achats prévues par le Distributeur sur les marchés de court terme. Cette

¹⁴ Dossier R-4000-2018, pièce HQD-1, document 3 (B-0050), page 11.

¹⁵ Voir notamment la décision D-2015-018, paragraphe 746 et la décision D-2016-033, paragraphe 180.

1 évaluation est réalisée chaque année dans le cadre du dossier tarifaire afin de s'assurer que
2 les conditions qui permettent d'offrir cette option sont encore respectées.

3 Pour ajouter un moyen additionnel permettant de repousser les besoins d'approvisionnement
4 de long terme en puissance, le Distributeur propose, dans le présent dossier, d'offrir aux
5 clientèles domestiques et affaires des options tarifaires de tarification dynamique, soit le
6 crédit en pointe critique et le tarif de pointe critique¹⁶. Compte tenu du contexte et du service
7 rendu par ces options tarifaires, le Distributeur a calibré leur structure sur la base du coût
8 évité de puissance de long terme.

5. ROBUSTESSE DE LA PRISE DE DÉCISION ET GESTION DE RISQUE

9 Les sections précédentes ont montré que la méthodologie adoptée pour estimer les coûts
10 évités est demeurée la même au fil du temps. Seul le contexte énergétique évolue.

11 Les signaux de coûts évités sont toujours exprimés en annuités croissantes afin d'obtenir
12 des métriques simples et faciles d'utilisation qui permettent de capter, par leur niveau et par
13 leur structure, les meilleures évaluations de la valeur future de la puissance comme de
14 l'énergie.

15 Toutefois, les différences entre les niveaux des coûts évités de court terme et de long terme
16 ne sont pas sous le contrôle du Distributeur, car ils reflètent la valeur d'un approvisionnement
17 de nature fondamentalement différente (voir la section 3.1). Ils donnent d'ailleurs une très
18 bonne indication de l'évolution future des coûts et de l'horizon de temps à partir duquel ils
19 surviendront.

20 La section 4 de la présente pièce a permis de mettre en lumière le lien entre l'évolution du
21 contexte énergétique, les moyens que propose le Distributeur (programmes commerciaux,
22 options tarifaires) pour y faire face, de même que l'utilisation des coûts évités et leur rôle
23 dans la prise de décision.

24 Lorsque le Distributeur doit se positionner pour un projet, un programme ou une option
25 tarifaire, il examine les variables clés ayant une influence sur ces derniers, et ce, dans
26 l'optique de contrôler son risque d'affaires et de se prémunir contre d'éventuels changements
27 conjoncturels. Ainsi, au moment de la prise de décision, des variables déterminantes sont
28 identifiées et le Distributeur réalise systématiquement des analyses de sensibilité sur ces
29 variables. Ces analyses permettent de mesurer l'impact des variations de ces variables sur
30 les résultats des tests économiques. De plus, une recherche de point mort, par exemple, sur
31 l'horizon d'application des coûts évités de long terme, est également effectuée afin de
32 déterminer le seuil ou l'horizon à partir duquel le résultat favorable des tests économiques
33 peut être compromis.

34 Ces mesures servent à tester la robustesse des résultats obtenus lors de l'analyse
35 économique et à s'assurer que les décisions prises tiennent compte des variations

¹⁶ Voir la pièce HQD-13, document 1.

1 éventuelles de certaines variables déterminantes, dont l'évolution des coûts évités. Si les
2 résultats des tests de rentabilité (TCTR et TNT) offrent une indication de la rentabilité d'une
3 mesure pour la société et le Distributeur, ce sont les analyses de sensibilité qui permettent
4 de porter un jugement sur la robustesse du résultat obtenu. En somme, c'est en tenant
5 compte de l'ensemble de ces risques et en s'assurant de détenir le maximum d'information
6 que le Distributeur prend des décisions d'affaires éclairées.

6. IMPACT À LA MARGE SUR LES REVENUS REQUIS ET DISTINCTION ENTRE COÛT ÉVITÉ ET COÛT MOYEN

7 Une fois que les analyses de sensibilité ont été effectuées et qu'un jugement a été porté sur
8 le niveau de risque, le Distributeur décide de procéder, ou non, au projet ou d'implanter la
9 mesure.

Impact sur les revenus requis

10 Bien que la décision de réaliser le projet soit prise sur la base de l'analyse économique, le
11 Distributeur effectue une estimation de l'impact du projet sur ses revenus requis. Cette
12 estimation a pour unique objectif de lui donner, ainsi qu'à la Régie, une indication quant à
13 l'année où pourrait subvenir l'impact maximal pour la clientèle, en supposant que tous les
14 autres paramètres demeurent constants.

15 Puisqu'il s'agit toujours de mesurer un impact à la marge de la situation actuelle, cette
16 estimation utilise les mêmes coûts évités de fourniture, transport et distribution que ceux de
17 l'analyse économique.

Notion de coût évité et de coût moyen

18 Il n'y a pas lieu, lors de l'étape de la prise de décision, et ce, tant pour l'analyse économique
19 que l'estimation de l'impact sur les revenus requis, de faire un exercice précis sur la base
20 des coûts moyens (par exemple, les coûts patrimoniaux et postpatrimoniaux ou encore la
21 facture de la charge locale). Ces éléments seront plutôt pris en compte dans les dossiers
22 tarifaires subséquents.

23 L'impact d'un projet, estimé à l'aide des coûts évités et à la marge d'un bilan offre-demande,
24 ne donne pas le même résultat que l'impact du projet une fois intégré dans le nouveau bilan
25 et calculé sur la base des coûts moyens. Le coût évité et le coût moyen, bien que permettant
26 tous deux de mesurer l'impact d'un même projet, n'ont pas les mêmes finalités et sont
27 utilisés à des moments différents.

28 À cet effet, le retrait du programme de conversion à l'électricité, illustré dans le dernier
29 dossier tarifaire R-4011-2017, en est un bon exemple¹⁷.

¹⁷ Voir le tableau 6 de la décision D-2018-025, à la page 45. Celui-ci démontre clairement qu'une estimation basée sur les coûts évités (dossier R-4000-2017) peut donner des résultats différents d'une analyse effectuée en intégrant réellement (ou retirant, dans le cas présent) un programme (dossier R-4011-2017).

1 Il est important de rappeler que ce qu'il est pertinent de capter au moment de la prise de la
2 décision, c'est ce qu'une consommation additionnelle ou évitée pourrait impliquer par rapport
3 à la situation de référence, à savoir les modifications les plus importantes sur :

- 4 • les approvisionnements : achats additionnels ou évités (captés par les coûts évités de
5 fourniture) ;
- 6 • les réseaux de transport et de distribution : devancement ou report d'investissements
7 en croissance (captés par les coûts évités de transport et distribution).

8 Le fait de ne pas considérer les coûts moyens dans l'analyse économique n'est en aucune
9 façon un manque de précision ou de rigueur. Ils ne font tout simplement pas partie des
10 éléments pertinents pouvant aider à la prise de décision.

7. COÛTS ÉVITÉS DES RÉSEAUX AUTONOMES DU PRÉSENT DOSSIER TARIFAIRE

7.1. Objectif des coûts évités et suivi de la décision D-2015-018

11 Les coûts évités sont principalement utilisés pour évaluer la rentabilité des interventions en
12 efficacité énergétique (IEÉ) et du PUEÉ. Par ailleurs, pour les projets, qui sont de nature à
13 modifier le plan d'équipement spécifique à un réseau, le Distributeur réalise une analyse
14 économique détaillée. Dans ce cas, les coûts évités ne sont pas utilisés dans l'évaluation de
15 la rentabilité du projet potentiel.

7.2. Coûts évités de l'énergie

16 Dans sa décision D-2017-140¹⁸, la Régie conclut que les méthodes utilisées par le
17 Distributeur dans l'évaluation des coûts évités en énergie et en puissance sont appropriées.
18 Le Distributeur maintient donc sa méthode d'évaluation des coûts évités en énergie basée
19 essentiellement sur la prévision des prix du combustible par centrale.

20 Les coûts évités de l'énergie, exprimés en ¢/kWh, sont constitués plus spécifiquement des
21 variables suivantes, lesquelles sont mises à jour chaque année :

- 22 • coût de combustible (incluant le transport et la distribution) ;
- 23 • taux de rendement moyen de la centrale (exprimé en kWh/litre) ;
- 24 • coûts variables d'exploitation et d'entretien ;
- 25 • pertes sur le réseau ;
- 26 • coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre.

27 À partir de ces variables, une annuité croissante (exprimée en \$ 2018), indexée à l'inflation,
28 est calculée.

¹⁸ Décision D-2017-140 (dossier R-3986-2016), paragraphe 255.

1 Comparativement à ceux approuvés dans le dossier R-4011-2017, les coûts évités sont
2 légèrement plus élevés, principalement en raison de la révision à la hausse de la prévision
3 des prix des combustibles.

4 Pour le réseau de Schefferville, le coût évité de l'énergie est basé sur les paramètres du
5 contrat avec NALCOR.

7.3. Coûts évités de la puissance

6 Le Distributeur reconduit la méthode utilisée dans le dossier R-3980-2016 pour
7 l'établissement de ses coûts évités en puissance. Sa méthode repose sur le coût d'un
8 équipement générique de production. Celle-ci a l'avantage de déterminer un coût évité en
9 puissance stable, facilitant ainsi la planification des investissements à moyen et long termes.

10 Ainsi, pour l'ensemble des territoires, les coûts évités de la puissance exprimés en \$/kW-an
11 restent identiques à ceux du dossier tarifaire 2018-2019. Seuls les paramètres économiques
12 sont mis à jour. Pour l'ensemble des réseaux du Nunavik, le coût évité en puissance
13 demeure à 900 \$/kW-an. Il correspond à celui d'un équipement générique pour un groupe
14 alimenté au diesel. Il en est de même pour les réseaux de la Basse-Côte-Nord et de la
15 Haute-Mauricie, où le coût évité de la puissance est de 765 \$/kW-an, soit 15 % de moins que
16 celui du Nunavik compte tenu des coûts de transport plus faibles.

17 Aux Îles-de-la-Madeleine, le coût évité en puissance est de 200 \$/kW-an. Il correspond au
18 coût d'un équipement générique pour un groupe alimenté au mazout lourd.

19 Quant au réseau de Schefferville, le Distributeur maintient le coût évité en puissance à
20 145 \$/kW-an. Ce coût correspond à la mise en place d'un groupe électrogène.

7.4. Coûts évités des réseaux autonomes

**TABLEAU 4 :
COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES – ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/KWH DE 2018**

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	22,11	200	54%	4,26	26,37
Nunavik					
Akulivik	50,12	900	57%	17,98	68,11
Aupaluk	52,82	900	57%	17,91	70,73
Inukjuak	49,30	900	63%	16,36	65,67
Ivujivik	54,53	900	59%	17,55	72,07
Kangiqsualujuaq	56,96	900	58%	17,84	74,79
Kangiqsujuaq	54,12	900	61%	16,72	70,84
Kangirsuk	53,51	900	59%	17,35	70,86
Kuujjuaq	52,09	900	62%	16,64	68,73
Kuujjuarapik	50,30	900	65%	15,76	66,06
Puvimtituk	49,38	900	65%	15,81	65,19
Quaqtaq	57,46	900	61%	16,91	74,37
Salluit	49,98	900	63%	16,38	66,36
Tasiujaq	57,14	900	60%	17,16	74,30
Umiujaq	54,01	900	58%	17,67	71,68
Basse-Côte-Nord					
La Romaine	37,11	765	45%	19,34	56,44
Port Menier	36,24	765	45%	19,32	55,56
Haute Mauricie					
Clova	43,41	765	42%	20,55	63,96
Opitciwan	36,94	765	48%	18,21	55,15
Schefferville	2,49	145	51%	3,24	5,73

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les coûts évités en énergie et en puissance de chacun des réseaux autonomes proposés par le Distributeur pour l'année témoin 2019.

ANNEXE A :

COÛTS ÉVITÉS PAR USAGES ET PAR CATÉGORIES DE CLIENTS

TABLEAU A-1 :
COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF D
EN ¢/KWH DE 2019

Coûts évités Clients au tarif D											
(En ¢ / kWh)											
	Annuité constante¹ (10 ans)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Chauffage de l'eau	6,72	5,22	5,32	5,42	5,53	5,63	7,15	7,29	7,43	7,57	13,37
<i>Fourniture - Transport</i>	5,44	4,04	4,11	4,19	4,27	4,35	5,84	5,95	6,07	6,18	11,95
<i>Transport - Charge locale</i>	0,94	0,87	0,89	0,91	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00	1,02	1,04
<i>Distribution</i>	0,34	0,31	0,32	0,33	0,33	0,34	0,35	0,35	0,36	0,37	0,38
Chauffage des locaux	9,10	6,92	7,06	7,20	7,34	7,49	10,26	10,47	10,68	10,89	16,33
<i>Fourniture - Transport</i>	6,43	4,47	4,55	4,64	4,74	4,83	7,55	7,70	7,85	8,01	13,39
<i>Transport - Charge locale</i>	1,96	1,81	1,84	1,88	1,92	1,95	1,99	2,03	2,07	2,12	2,16
<i>Distribution</i>	0,71	0,65	0,67	0,68	0,69	0,71	0,72	0,74	0,75	0,77	0,78
Tous les usages	7,66	5,90	6,02	6,13	6,25	6,37	8,37	8,53	8,70	8,87	14,52
<i>Fourniture - Transport</i>	5,79	4,18	4,26	4,34	4,42	4,51	6,47	6,59	6,72	6,85	12,46
<i>Transport - Charge locale</i>	1,37	1,26	1,29	1,32	1,34	1,37	1,40	1,42	1,45	1,48	1,51
<i>Distribution</i>	0,50	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55

¹ Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,445%.

TABLEAU A-2 :
COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF G
EN ¢/KWH DE 2019

(En ¢ / kWh)											
	Annuité constante¹ (10 ans)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Chauffage des locaux	8,91	6,70	6,84	6,97	7,11	7,25	10,13	10,34	10,54	10,75	16,15
<i>Fourniture - Transport</i>	6,53	4,51	4,60	4,69	4,78	4,88	7,71	7,86	8,02	8,18	13,53
<i>Transport - Charge locale</i>	1,75	1,61	1,64	1,68	1,71	1,74	1,78	1,81	1,85	1,89	1,93
<i>Distribution</i>	0,63	0,58	0,59	0,61	0,62	0,63	0,64	0,66	0,67	0,68	0,70
Tous les usages (sans chauffe)	7,07	5,47	5,58	5,69	5,79	5,91	7,60	7,75	7,90	8,05	13,79
<i>Fourniture - Transport</i>	5,58	4,10	4,18	4,25	4,33	4,42	6,08	6,20	6,32	6,44	12,15
<i>Transport - Charge locale</i>	1,10	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09	1,12	1,14	1,16	1,18	1,21
<i>Distribution</i>	0,40	0,37	0,37	0,38	0,39	0,40	0,40	0,41	0,42	0,43	0,44
Tous les usages	7,07	5,48	5,58	5,69	5,80	5,91	7,60	7,75	7,90	8,05	13,80
<i>Fourniture - Transport</i>	5,58	4,10	4,18	4,26	4,34	4,42	6,09	6,20	6,32	6,44	12,15
<i>Transport - Charge locale</i>	1,10	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09	1,12	1,14	1,16	1,18	1,21
<i>Distribution</i>	0,40	0,37	0,37	0,38	0,39	0,40	0,40	0,41	0,42	0,43	0,44

¹ Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,445%.

TABLEAU A-3 :
COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF M
EN ¢/KWH DE 2019

(En ¢ / kWh)											
	Annuité constante¹ (10 ans)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Chauffage des locaux	8,94	6,74	6,87	7,01	7,15	7,29	10,16	10,37	10,57	10,78	16,17
<i>Fourniture - Transport</i>	6,51	4,50	4,59	4,68	4,77	4,87	7,69	7,84	8,00	8,16	13,49
<i>Transport - Charge locale</i>	1,79	1,65	1,68	1,71	1,75	1,78	1,82	1,85	1,89	1,93	1,97
<i>Distribution</i>	0,65	0,60	0,61	0,62	0,63	0,64	0,66	0,67	0,68	0,70	0,71
Tous les usages (sans chauffe)	6,51	5,04	5,14	5,24	5,34	5,44	6,91	7,05	7,18	7,32	13,09
<i>Fourniture - Transport</i>	5,34	3,97	4,04	4,12	4,19	4,27	5,72	5,83	5,95	6,06	11,80
<i>Transport - Charge locale</i>	0,86	0,79	0,81	0,82	0,84	0,86	0,87	0,89	0,91	0,93	0,95
<i>Distribution</i>	0,31	0,29	0,29	0,30	0,30	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,34
Tous les usages	6,54	5,07	5,16	5,26	5,36	5,46	6,94	7,07	7,21	7,35	13,13
<i>Fourniture - Transport</i>	5,37	3,99	4,07	4,14	4,22	4,30	5,75	5,86	5,97	6,08	11,84
<i>Transport - Charge locale</i>	0,86	0,79	0,81	0,82	0,84	0,86	0,87	0,89	0,91	0,93	0,95
<i>Distribution</i>	0,31	0,29	0,29	0,30	0,30	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,34
Hors pointe	4,12	3,37	3,43	3,49	3,55	3,61	3,73	3,80	3,87	3,94	10,06
<i>Fourniture - Transport</i>	4,12	3,37	3,43	3,49	3,55	3,61	3,73	3,80	3,87	3,94	10,06
<i>Transport - Charge locale</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Distribution</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

¹ Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,445%.

TABLEAU A-4 :
COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF LG
EN ¢/KWH DE 2019

(En ¢ / kWh)											
	Annuité constante¹ (10 ans)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Tous les usages	5,53	4,12	4,20	4,28	4,36	4,44	5,94	6,06	6,17	6,29	11,96
<i>Fourniture - Transport</i>	5,34	3,95	4,03	4,10	4,18	4,26	5,76	5,87	5,98	6,09	11,76
<i>Transport - Charge locale</i>	0,18	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,20	0,20
<i>Distribution</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

¹ Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,445%.

**TABLEAU A-5 :
COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF L
EN ¢/KWH DE 2019**

(En ¢ / kWh)											
	Annuité constante¹ (10 ans)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Tous les usages	5,24	3,94	4,02	4,09	4,17	4,25	5,55	5,65	5,76	5,87	11,57
<i>Fourniture - Transport</i>	5,11	3,82	3,89	3,96	4,04	4,12	5,41	5,52	5,62	5,73	11,43
<i>Transport - Charge locale</i>	0,13	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,14	0,14	0,14	0,15
<i>Distribution</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

¹ Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,445%.