

CAPER - 008M  
C.P. - PL 2  
Plafonnement tarifs  
Hydro-Québec  
VERSION RÉVISÉE

**Assemblée nationale du Québec**  
**Commission parlementaire de l'agriculture, des pêcheries,**  
**de l'énergie et des ressources naturelles**  
**(CAPER)**

**Consultations particulières sur le projet de loi n° 2**

*Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques d'électricité d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité*

**Mémoire de M. Jean-François Blain**  
Analyste sénior en réglementation, secteur de l'énergie

## TABLE DES MATIÈRES

Présentation .....	3
Sommaire .....	4
Les surplus d'approvisionnement (2008-2020) .....	6
Historique récent (2019-2022) .....	8
Une transition énergétique socialement acceptable .....	11
Les options à privilégier .....	15
L'encadrement de la transition énergétique .....	19
La question du gaz naturel .....	20
<b>ANNEXE</b> .....	<b>23</b>
Unités de mesure du secteur électrique et formules de conversion de la puissance en énergie	

## Présentation

À titre d'analyste et consultant dans le secteur de l'énergie depuis 1996, M. Jean-François Blain a représenté plusieurs intervenants lors des différentes étapes de la mise en place et de l'évolution de la réglementation du secteur de l'électricité au Québec.

Il a aussi participé à plusieurs dossiers relatifs à la réglementation des Distributeurs de gaz naturel et effectué des interventions relatives aux prix des produits pétroliers, aux approvisionnements d'électricité et à l'examen de divers projets de production d'électricité.

Au cours de ces années, M. Blain a conseillé et représenté devant la Régie de l'énergie, devant le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), devant des Commissions parlementaires (CET, CAPERN), devant des commissions d'examen (COMEX) et des organismes de réglementation d'autres provinces canadiennes (N-B, N-É) notamment, des groupes et organismes représentant les intérêts de différentes catégories de consommateurs d'électricité (UC, ACEF de l'Outaouais, FCEI, AQCIE, ACEF de Québec) des Syndicats de travailleurs (SNEEA, SPSI, FTQ) et des organismes à vocation environnementale (Fondation Rivières, ROÉÉ, Nature Québec).

M. Blain a également effectué de très nombreuses interventions dans les médias en lien avec différents enjeux du secteur de l'énergie et a collaboré avec différents journalistes spécialisés en économie, droit des consommateurs dans différents dossiers liés à l'énergie.

## Sommaire

Le présent document a été conçu et structuré pour offrir aux députés membres de la Commission de l'Agriculture, pêcheries, énergie et ressources naturelles (CAPERN) une mise en contexte élaborée des différents enjeux (énergétiques, économiques, sociaux et environnementaux) qui doivent être pris en considération dans le contexte où le Québec se prépare à amorcer une transition énergétique appelée à poser des défis colossaux.

La première section, intitulée *Les surplus d'approvisionnement (2008-2020)*, décrit le contexte ayant mené à des engagements d'achat qui ont excédé les besoins réels des clients québécois pendant plusieurs années et qui se sont traduits par un surcoût tarifaire de plusieurs centaines millions \$ par an (jusqu'à 850 M\$) récupéré dans les tarifs des clients d'Hydro-Québec. Cette section illustre également la grande prudence dont il faut faire preuve lorsque l'on planifie des approvisionnements additionnels sur la base de prévisions des besoins susceptibles d'être contredites par la réalité.

La deuxième section, intitulée *Historique récent (2019-2020)*, retrace l'évolution des tarifs d'électricité depuis l'adoption de la Loi sur la simplification (PL n° 34), présente l'incidence d'une éventuelle indexation de 3 % sur le prix des différentes composantes du tarif résidentiel (tarif D) et fournit un aperçu de l'évolution récente de la rentabilité des ventes d'électricité au Québec. Elle présente également une analyse de l'éventualité de voir les tarifs domestiques être indexés de 3 %, les tarifs généraux (commercial, institutionnel et réseaux municipaux) être indexés de 6,4 % et le tarif L (industriel) être indexé de 4,2 % à compter du 1<sup>er</sup> avril 2023.

En ce qui concerne le 1<sup>er</sup> volet du projet de loi no 2, cette section conclut que **la solution la plus conséquente et raisonnable serait d'indexer tous les tarifs d'Hydro-Québec de 3 % à compter du 1<sup>er</sup> avril 2023, incluant le tarif L. Pour des motifs d'équité, les taux unitaires des contrats spéciaux devraient également être indexés de 3%.**

La troisième section, intitulée *Une transition énergétique socialement acceptable*, fournit un ensemble d'informations de nature socio-économiques, démographiques et relatives à l'utilisation de l'électricité qui permettent de disposer d'un portrait nuancé de la société québécoise de 2023 et de son rapport à l'usage de l'énergie. Cette section présente également le coût associé à la consommation d'électricité résidentielle en proportion des revenus des ménages, le niveau de la facture d'électricité (tarif D) en 2023 pour différents volumes de consommation annuelle ainsi que certaines informations sur la composition du parc immobilier résidentiel.

La quatrième section, intitulée *Les options à privilégier*, propose une analyse comparée des coûts associés à deux options, soit le développement de 1 400 MW de puissance éolienne additionnelle (4 000 MW @ 0,35) vs une réduction de 1 500 MW des besoins en puissance liés au chauffage résidentiel. Cette analyse s'inscrit dans un contexte où la priorité de développement du secteur électrique québécois des prochaines années consistera d'abord à

---

assurer une meilleure disponibilité de puissance à la pointe hivernale au meilleur coût et en fonction des options offrant les plus grands bénéfices.

La cinquième section, intitulée *L'encadrement de la transition énergétique*, aborde les défis de nature politique que posera la transition énergétique, notamment en matière de planification, d'arbitrage et d'acceptabilité sociale.

Concernant le 2<sup>e</sup> volet du projet de loi n° 2, la conclusion présentée dans cette section est à l'effet que **réduire l'obligation de fournir l'électricité et l'encadrement réglementaire indépendant de cette obligation revient à augmenter l'encadrement et la discrétion exercée au niveau politique quant à l'attribution des futurs blocs de puissance dédiés à des usages industriels.**

**[et que] Une telle éventualité n'est pas souhaitable. Au contraire, il est plus important que jamais de s'assurer que l'attribution de blocs de puissance additionnelle relève de critères précis, optimaux et transparents [et soit] confiée à des institutions indépendantes et qualifiées.**

La sixième et dernière section du document, intitulée *La question du gaz naturel*, aborde le caractère « transitoire » de l'utilisation de cette forme d'énergie dans la perspective d'une prochaine diminution du nombre de clients des distributeurs gaziers, des volumes vendus, des revenus de distribution et de la nécessité de planifier l'amortissement des actifs existants des distributeurs gaziers sur un horizon comptable raccourci, à savoir 15 à 20 ans au maximum.

Enfin, l'ANNEXE du document présente les unités de mesure courantes communément utilisées dans le secteur électrique ainsi que les équations de base permettant de convertir une quantité de puissance en énergie et vice-versa.

## Les surplus d'approvisionnement (2008-2020)

Depuis la mise en place du cadre réglementaire et législatif applicable aux approvisionnements en électricité d'Hydro-Québec au début des années 2000<sup>1</sup>, la division Production d'Hydro-Québec est tenue de fournir un maximum de 178,9 TWh / an aux fins des besoins en électricité des clients québécois - le volume d'électricité patrimoniale – à un prix déterminé par le gouvernement du Québec.

Pour les besoins des clients québécois excédant le volume d'électricité patrimoniale, la division Distribution d'Hydro-Québec se procure des approvisionnements additionnels (« les approvisionnements post patrimoniaux ») au moyen d'appels d'offres ouverts à la concurrence.

À compter de 2003-2004, Hydro-Québec Distribution a donc commencé à planifier l'évolution de ses besoins en électricité sur un horizon prévisionnel de 10 ans et à engager des achats d'électricité à long terme (généralement des contrats de 20 ans) auprès de tiers producteurs afin de combler les besoins prévus des clients québécois excédant le volume d'électricité patrimoniale.

Les plans d'approvisionnement d'Hydro-Québec, couvrant un horizon prévisionnel de 10 ans, sont déposés aux trois ans et révisés annuellement (états d'avancement).

Les tableaux suivants présentent une comparaison entre les prévisions des ventes effectuées par Hydro-Québec en 2004 (Plan d'approvisionnement 2005-2014) ainsi qu'en 2010 (Plan d'approvisionnement 2011-2020) et les ventes réelles des mêmes années.

### Plan d'approvisionnement vs ventes réelles 2005-2014 (en TWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Prévision des ventes	169,3	173,1	175,3	177,7	178,8	180,1	181,2	182,9	183,6	184,8
dont industriel	63,3	66,0	67,3	68,7	69,5	69,9	70,3	70,8	71,0	71,4
Ventes réelles	169,2	167,3	173,0	170,3	165,1	166,9	169,2	167,5	172,5	174,2
dont industriel	70,6	71,0	70,6	68,1	62,2	67,4	66,0	64,7	65,0	64,2

Voir :

[http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3550-04/Requete/HQD-2Doc1\\_3550\\_01nov04.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3550-04/Requete/HQD-2Doc1_3550_01nov04.pdf)

[http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RappHQD2009/HQD-08-02\\_Historique\\_des\\_ventes.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RappHQD2009/HQD-08-02_Historique_des_ventes.pdf)

<http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RappHQD2014/HQD-10-02>

<sup>1</sup> Loi sur la Régie de l'énergie, PL116 adopté en juin 2000, séparation fonctionnelle des activités d'Hydro-Québec et introduction du volume (et du tarif) d'électricité patrimoniale plafonnant l'obligation d'Hydro-Québec Production en matière de desserte des besoins en électricité des clients québécois.

## Plan d'approvisionnement vs ventes réelles 2015-2020 (en TWh)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Prévision des ventes	179,5	182,8	183,3	183,7	184,1	184,4
dont industriel	64,5	66,5	66,8	66,8	66,5	66,1
Ventes réelles	171,3	169,2	170,7	172,8	174,6	171,4
dont industriel	62,7	62,1	62,2	59,6	60,1	61,5

Voir :

[http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/12/DocPrj/R-3748-2010-B-0004-DEMANDE-PIECE-2010\\_11\\_09.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/12/DocPrj/R-3748-2010-B-0004-DEMANDE-PIECE-2010_11_09.pdf)

<http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RappHQD2016/HQD-10-02.pdf>

[http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/623/DocPrj/R-9001-2021-B-0004-RapAnnuel-Piece-2022\\_05\\_24.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/623/DocPrj/R-9001-2021-B-0004-RapAnnuel-Piece-2022_05_24.pdf)

Sommairement, l'examen comparatif des prévisions de ventes et des ventes réelles (ventes régulières au Québec) pour les années 2005 à 2020 démontre que Hydro-Québec Distribution a surestimé la croissance de la demande par une marge significative (jusqu'à 15,4 TWh, ou 9,2 % en 2012) à compter de 2008 jusqu'en 2020.

Notamment, la croissance des ventes réelles a été nulle pendant une période de 12 ans entre le sommet historique de 173 TWh atteint en 2007 et la consommation de l'année 2009 (174,6 TWh). Cette absence de croissance de la consommation d'électricité a été principalement occasionnée par la décroissance d'environ 16 % de la consommation des grands clients industriels entre le maximum de 71 TWh atteint en 2006 et le minimum de 59,6 TWh de l'année 2018.

Notons que cette situation n'est pas particulière au Québec mais plutôt typique de l'évolution de la consommation d'électricité dans tous les territoires voisins du Québec, qu'il s'agisse des provinces de l'Atlantique ou de l'Ontario de même que tous les états du nord-est américain qui sont les marchés d'exportation d'Hydro-Québec. Dans tous ces territoires comme au Québec, la consommation d'électricité du secteur industriel a diminué de 15 à 20 % entre 2005 (ou 2007) et 2017-2018 à la fois pour des raisons conjoncturelles (la crise financière de 2008-2009, la mise en marché d'un volume croissant de gaz naturel à compter de 2010-2011) que structurelles (tertiarisation de l'économie, délocalisations de certaines industries, déclin de vieux secteurs industriels).

En se basant depuis 2005 sur des prévisions de croissance de la demande qui ne se sont pas concrétisées, Hydro-Québec a planifié et acquis des approvisionnements « post patrimoniaux » en vertu de contrats à long terme (20 ans) qui excédaient les besoins réels. En ont résulté des approvisionnements inutiles, en surplus par rapport aux besoins réels par une marge de 10, 12 et jusqu'à 15 TWh / an, qui ont occasionné un surcoût tarifaire de l'ordre de 800 à 850 M\$ par an pendant plusieurs années récupéré dans les tarifs des clients d'Hydro-Québec.

## Historique récent (2019-2022)

### Rappel des augmentations tarifaires

Depuis l'année 2014, le tarif L est exempté de l'indexation du prix de la fourniture patrimoniale qui s'applique à tous les autres tarifs. Cela s'est traduit par des augmentations tarifaires moindres pour les clients au tarif L.

Depuis l'adoption de la Loi sur la simplification en 2019, la Régie a été appelée à fixer les tarifs selon les dispositions de l'article 20.0.1.1 de la Loi sur Hydro-Québec à deux occasions, soit pour les tarifs entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2021 et ceux entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2022. Dans le premier cas, la Régie a confirmé une indexation de 1,3 % pour l'ensemble des tarifs, sauf pour le tarif L pour lequel elle a déterminé un taux multiplicateur de 0,65, se traduisant par une augmentation de 0,845 %<sup>2</sup>. Dans le second cas, la Régie a confirmé une indexation de 2,6 % pour l'ensemble des tarifs, sauf pour le tarif L pour lequel elle a déterminé un taux multiplicateur de 0,65, se traduisant par une augmentation de 1,7 %<sup>3</sup>.

### Hausses tarifaires 2014-2022

	Hausses tarifaires		Écart	2013 =100	
	Tarif L	Autres tarifs		Tarif L	Autres tarifs
2013				100	100
2014	3,5 %	4,3 %	0,8 %	103,5	104,3
2015	2,5 %	2,9 %	0,4 %	106,1	107,3
2016	0,0 %	0,7 %	0,7 %	106,1	108,1
2017	0,2 %	0,7 %	0,5 %	106,3	108,8
2018	0,0 %	0,3 %	0,3 %	106,3	109,2
2019	0,3 %	0,9 %	0,6 %	106,6	110,1
2020	0,0 %	0,0 %	-	106,6	110,1
2021	0,8 %	1,3 %	0,5 %	107,5	111,5
2022	1,7 %	2,6 %	0,9 %	109,3	114,4
cumulatif	9,3 %	14,4 %			

Le dossier R-4211-2022 de la Régie de l'énergie visant la détermination du taux d'indexation applicable au tarif L à compter du 1<sup>er</sup> avril 2023 est actuellement en délibéré.

Si la Régie décidait d'appliquer en 2023 la même hausse tarifaire au tarif L qu'aux autres tarifs de HQD, soit 6,4 %, le tarif L aura augmenté de 16,3 % de 2013 à 2023 alors que l'augmentation des autres tarifs aura été de 21,7 % sur la même période.

<sup>2</sup> R-4134-2020, D-2021-023, par 16 à 18.

<sup>3</sup> R-4174-2021, D-2022-016, par 17 à 19.

Si la Régie décidait plutôt d'appliquer au tarif L un facteur de correction de 0,65 par rapport au taux d'indexation générale de 6,4 % des autres tarifs d'Hydro-Québec en 2023, soit une hausse de 4,2 % spécifique au tarif L, le tarif L d'Hydro-Québec aura plutôt augmenté de 13,9 % de 2013 à 2023 alors que l'augmentation des autres tarifs aura été de 21,7 % sur la même période.

Si la Régie décidait d'augmenter le tarif L de 4,2 % **et** que le gouvernement plafonnait à 3 % le taux d'indexation des tarifs domestiques, seuls les clients commerciaux, institutionnels et petits industriels (tarifs G et M) ainsi que les réseaux municipaux (tarif LG) subiraient une augmentation tarifaire de 6,4 %. Dans une telle éventualité, ni le principe d'équité dans l'établissement des tarifs, ni le respect de l'interfinancement, ni le principe de causalité des coûts, ni l'objectif de fixer des tarifs justes et raisonnables ne seraient atteints.

Concernant le taux applicable au tarif L, les dispositions de la Loi sur Hydro-Québec sont claires et non équivoques. La présence des mots « *le cas échéant* » dans l'article 22.0.1.1 est déterminante. C'est uniquement lorsque le maintien de la compétitivité du tarif L le requiert que la Régie a le devoir de multiplier le taux d'indexation d'application générale par un facteur servant à établir un ajustement spécifique pour le tarif L.

L'examen de l'évolution des prix de l'électricité pour les clients de grande puissance de 2014 à 2022 démontre que le maintien de la compétitivité du tarif L d'Hydro-Québec n'est aucunement menacé et que sa compétitivité s'est même significativement améliorée au cours des 9 dernières années par rapport aux prix offerts dans toutes les villes nord-américaines faisant partie du groupe de comparaison et ce, tant dans les catégories de 5 000 que de 50 000 kW.

L'exemption de l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale dont a bénéficié le tarif L depuis 2014 s'est traduite non pas par le maintien de la compétitivité du tarif L mais par une amélioration importante de sa compétitivité. L'objectif poursuivi par la Loi a donc été dépassé.

Pour ce qui est du tarif D (résidentiel), si le projet de loi no 2 devait être adopté et que son taux d'indexation était plafonné à 3 %, le prix de ses 3 composantes évoluerait ainsi :

	1 <sup>er</sup> avril 2022	1 <sup>er</sup> avril 2023
redevance d'abonnement	42,238 ¢/jour	43,505 ¢ /jour
40 premiers kWh / jour	6,319 ¢ / kWh	6,509 ¢ / kWh
reste de la consommation (41 <sup>e</sup> kWh / jour et suivants)	9,749 ¢ / kWh	10,041 ¢ / kWh

Dans les présentes circonstances, il est impossible de savoir précisément dans quelles proportions les coûts d'Hydro-Québec ont évolué (sauf pour les coûts de transport) depuis 2019. D'autre part, le maintien de la compétitivité du tarif L n'est aucunement menacé – tout au contraire. Il n'y a donc aucune raison d'accorder un escompte au tarif L par rapport au taux d'indexation d'application générale.

**La solution la plus conséquente et raisonnable serait d'indexer tous les tarifs d'Hydro-Québec de 3 % à compter du 1<sup>er</sup> avril 2023, incluant le tarif L. Pour des motifs d'équité, les taux unitaires des contrats spéciaux devraient également être indexés de 3%.**

### La rentabilité des ventes au Québec en forte hausse

Le rapport annuel d'Hydro-Québec intégrée (année civile) pour l'année 2022, de même que le rapport annuel réglementaire 2022 de la division Distribution (année tarifaire) ne seront pas rendus publics avant le mois de mars 2023.

Néanmoins, les rapports trimestriels (T1, T2 et T3) des neufs premiers mois de 2022 permettent de constater une croissance importante des volumes et des revenus des ventes au Québec par rapport à l'année 2021.

	9 premiers mois 2021	9 premiers mois 2022	variation
Ventes au Québec	128,3 TWh	134,4 TWh	+ 4,8 %
Produits des ventes	8 985 M\$	9 833 M\$	+ 9,4 %
Revenu unitaire moyen	7,00 ¢ / kWh	7,32 ¢ / kWh	+ 4,6 %

Voir : <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/bulletin-trimestriel.pdf?v=20221109>  
<https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/bulletin-trimestriel-2021-3.pdf>

Pour l'ensemble de l'année 2022, les résultats des ventes au Québec d'Hydro-Québec devraient atteindre de nouveaux sommets historiques.

	2021 (réel)	2022 (9/3)	variation
Ventes au Québec	175,2 TWh	179,0 TWh	+ 2,2 %
Produits des ventes	12 319 M\$	13 088 M\$	+ 6,2 %
Revenu unitaire moyen	7,03 ¢ / kWh	7,31 ¢ / kWh	+ 4,0 %

2021 : <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel-2021-hydro-quebec.pdf?v=20220322>

L'augmentation des ventes au Québec en 2022 est principalement due à la consommation très élevée liée au chauffage résidentiel au cours du premier trimestre. L'augmentation de 4,0 % du revenu unitaire moyen est principalement due à la plus grande proportion de kWh facturés au 2<sup>e</sup> pallier du tarif D (9,75 ¢/kWh) au premier trimestre 2022 et, en partie, à l'augmentation de 2,6 % des tarifs à compter du 1<sup>er</sup> avril 2022.

## Une transition énergétique socialement équitable

### Facture annuelle d'électricité<sup>4</sup>, client résidentiel 2023-2024

Consommation annuelle (KWh)		9 000	13 000	17 000	21 000	25 000
dont KWh @ 6,51 ¢		8 924	11 060	11 983	12 170	12 695
KWh @ 10,04 ¢		76	1 940	5 017	8 830	12 305
<b>Coût annuel (taxes incluses)</b>		<b>859 \$</b>	<b>1 234 \$</b>	<b>1 659 \$</b>	<b>2 113 \$</b>	<b>2 553 \$</b>

### Proportion des revenus d'un ménage dédiée à la facture d'électricité 2023-2024

Revenu annuel net du ménage	Consommation annuelle d'électricité en kWh				
	9 000	13 000	17 000	21 000	25 000
15 000 \$	5,7 %	8,2 %	11,1 %	14,1 %	17,0 %
20 000 \$	4,3 %	6,2 %	8,3 %	10,6 %	12,8 %
25 000 \$	3,4 %	4,9 %	6,6 %	8,4 %	10,2 %
30 000 \$	2,9 %	4,1 %	5,5 %	7,0 %	8,5 %
40 000 \$	2,1 %	3,1 %	4,1 %	5,3 %	6,4 %
50 000 \$	1,7 %	2,5 %	3,3 %	4,2 %	5,1 %
60 000 \$	1,4 %	2,1 %	2,8 %	3,5 %	4,3 %

En 2016, 33 % des ménages étaient formés d'une seule personne au Québec.

<https://statistique.quebec.ca/fr/document/menages-au-quebec/tableau/menages-privés-selon-la-taille-canada-et-provinces-2016>

En 2020, cette proportion atteignait 35 %.

### Consommation annuelle des ménages à faible revenu (MFR)

- 37 % moins de 10 000 kWh/an
- 40 % entre 10 000 kWh et 20 000 kWh/an
- 23 % plus de 20 000 kWh/an

Moyenne : 17 000 kWh/an

<sup>4</sup> En fonction du tarif D qui serait en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> avril 2023 advenant une hausse uniforme de 3 % de chacune de ses composantes, soit : redevance fixe d'abonnement @ 43,505 ¢ / jour, les 40 premiers kWh / jour @ 6,509 ¢ / kWh et le reste de la consommation (41<sup>e</sup> kWh/jour et suivants) @ 10,041 ¢ / kWh. Ratios utilisés : 50 % chauffage pour les consommations de 9 000 et de 13 000 kWh/an, 55 % chauffage pour la consommation de 17 000 kWh /an et 60 % chauffage pour les consommations de 21 000 et de 25 000 kWh/an.

### Segmentation de la clientèle MFR

	Clients totaux	MFR
Propriétaires de maisons, duplex et triplex – TAE*	40 %	22 %
Propriétaires multi logements – TAE	6 %	2 %
Propriétaires – autres que TAE	18 %	14 %
Locataires	35 %	62 %

SOURCE : Hydro-Québec, Suivis des décisions D-2014-037 et D-2015-018 – stratégie tarifaire, Document de présentation, rencontre du 30 avril 2015, p. 5 à 9.

En 2019, au Québec, le **revenu médian des femmes** après impôt était de **29 300 \$**, comparativement à 36 600 \$ pour les hommes.

En 2019, le **revenu médian après impôt** des **personnes vivant seules** était de **30 800 \$**, alors que celui des ménages de deux personnes ou plus était de 79 000 \$.

Au Québec, **35 % des ménages** étaient **formés d'une personne seule** en 2020.

[https://statistique.quebec.ca/fr/document/revenu-menages-et-particuliers/tableau/effectif-groupes-observation-menages-particuliers#tri\\_type\\_menage=5](https://statistique.quebec.ca/fr/document/revenu-menages-et-particuliers/tableau/effectif-groupes-observation-menages-particuliers#tri_type_menage=5)

En 2019, 32 % des ménages composés de personnes seules étaient en situation de faible revenu selon la MFR, contre 26 % en 1996.

En 2019, les **personnes âgées de 65 ans ou plus** disposaient d'un **revenu médian après impôt de 25 500 \$**, soit l'un des plus faibles selon les catégories d'âge. Le taux de faible revenu selon la MFR des personnes âgées de 65 ans et plus est en augmentation constante : il est passé de 4 % en 1996 à 16 % en 2019.

En 2022, les personnes de 65 ans et plus représentaient **20,8 % de la population** du Québec.

<https://statistique.quebec.ca/fr/produit/tableau/population-par-groupe-dage-canada-et-regions>

En 2019, le **revenu médian** du marché **des ménages** était de 53 500 \$, il était de 67 400 \$ pour le revenu total et de **59 800 \$** pour le revenu **après impôt**.

<https://statistique.quebec.ca/fr/fichier/revenu-faible-revenu-quebec-2019-donnees-tendances-depuis-25-ans.pdf>

## Portrait socio-économique (suite)

Au Québec, plus de 80 % des résidences utilisent l'électricité comme source principale de chauffage. La 2<sup>e</sup> forme d'énergie la plus utilisée comme source principale de chauffage est le bois : entre 9 et 11 % selon les études du marché résidentiel menées par Hydro-Québec aux 4 ans.

Ce pourcentage est probablement sous-estimé et n'inclut pas les résidences qui utilisent le bois comme source de chauffage d'appoint. Il cache aussi une réalité très différenciée, à savoir que, dans les grandes villes où vit la moitié de la population du Québec, des interdictions (ou des restrictions réglementaires) visent le chauffage au bois de sorte que tout au plus 1 à 2 % des résidences utilisent le chauffage au bois. Il en découle que, hors des grands centres urbains où vit l'autre moitié de la population, environ 20 % des résidences utilisent le bois comme source principale de chauffage.

Si 62 % des MFR sont locataires, cela signifie que 38 % des MFR sont propriétaires. Mais, propriétaires de quels types de résidences, âgées de combien d'années et situées où ?

Au cours des dernières décennies, il s'est construit environ 40 000 unités d'habitation par an (entre 35 000 et 45 000 généralement). Puisque Hydro-Québec compte un peu plus de 4 000 000 d'abonnés résidentiels, cela signifie qu'environ 25 % (1 000 000) des unités d'habitation sont âgées de 25 ans et moins. Cela signifie également qu'environ la moitié (2 000 000) des unités d'habitation sont âgées de 50 ans et plus et qu'environ le quart (1 000 000) des unités d'habitation sont âgées de 75 ans et plus.

Les ménages locataires (35 % de la population), les ménages dont les revenus après impôt sont de 30 000 \$/an et moins ( plus de 20 % des ménages) et la plupart des ménages dont les revenus après impôt sont inférieurs au revenu médian (59 800 \$) sont des hyper contributeurs aux revenus (et aux bénéfices) d'Hydro-Québec : la quantité d'énergie qu'ils consomment par mètre carré de surface habitée (principalement pour le chauffage de l'espace) est plus élevée parce qu'ils occupent des résidences plus âgées et moins efficaces énergétiquement. Une grande partie de la chaleur produite dans leur résidence est perdue au fur et à mesure.

Ces ménages n'ont pas de contrôle sur la consommation excessive d'énergie de leur résidence, soit parce qu'ils sont locataires, soit parce qu'ils n'ont pas la capacité budgétaire requise pour effectuer des rénovations nécessaires. Ce sont des hyper contributeurs au financement des programmes d'efficacité énergétique dont ils ne peuvent pas bénéficier par ailleurs parce qu'ils sont locataires ou que leurs revenus disponibles sont insuffisants.

Les programmes de gestion de puissance mis de l'avant par Hydro-Québec (Hilo, GDP Affaires, crédit hivernal) auront pour effet de **récompenser les vrais gaspilleurs**, c'est-à-dire les ménages et les entreprises qui consommaient inutilement trop antérieurement bien qu'ils avaient la capacité de limiter davantage leur consommation mais ont négligé de le faire. Ils seront maintenant rétribués pour leur gaspillage passé aux frais de l'ensemble des clients.

### Éviter d'aggraver la fracture sociale

Le Québec fait déjà face à de nombreux défis sociaux et économiques qui s'amplifieront au cours des prochaines années :

- le vieillissement accéléré de la population avec des besoins croissants en santé
- le plafonnement et, possiblement, la régression des revenus per capita (\$ constants)
- une disponibilité de la main d'œuvre beaucoup plus limitée
- une difficulté accrue à assurer l'offre des biens et des services essentiels
- une augmentation rapide des prix dans le secteur immobilier se traduisant par des problèmes aggravés d'accès au logement

Toutes ces contraintes socio-économiques donnent une indication de l'ampleur des défis qui devront être relevés en matière de gouvernance publique. Une partie importante de la population disposera notamment de capacités financières plus limitées dans un contexte de forte inflation. Les décisions gouvernementales devront être guidées par la nécessité de satisfaire les besoins de la population au meilleur coût en évitant d'accentuer davantage la pression financière sur les ménages.

Ainsi en va-t-il des besoins additionnels en énergie, dont l'électricité additionnelle qui pourrait être requise pour amorcer la transition énergétique et la décarbonation graduelle de l'économie québécoise.

À un coût unitaire initial de 10 ¢ /kWh (100 M\$ / TWh) indexé de 2 % par an, les quelque 100 TWh additionnels d'approvisionnement en électricité qui pourraient être requis représenteraient un coût annuel de l'ordre de 12 800 M\$ par an (12 milliards 800 millions \$ / an), sans compter les dizaines de milliards \$ additionnels qui seraient requis pour renforcer les réseaux de transport et de distribution.

**Dans la mesure où les besoins les plus prioritaires en matière d'approvisionnements électriques sont ceux relatifs à la disponibilité de puissance à la pointe hivernale, le scénario de développement à prioriser ne consiste certainement pas à privilégier la mise en chantier de nouveaux parcs éoliens totalisant 4 000 MW .**

## Les options à privilégier

La façon la plus rentable - et de loin – d'assurer une meilleure disponibilité de puissance à la pointe hivernale consisterait à réduire l'utilisation de la puissance dont nous disposons déjà en réduisant l'utilisation qu'on en fait pour le chauffage de l'espace, en particulier dans le secteur résidentiel. Lorsqu'une pointe extrême de la demande de 40 000 MW survient en période hivernale, le chauffage des locaux résidentiels requiert à lui seul environ 14 600 MW (R-4210-2022, B-0009, HQD-2 doc 2, p. 48). [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/641/DocPri/R-4210-2022-B-0009-Demande-Piece-2022\\_11\\_01.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/641/DocPri/R-4210-2022-B-0009-Demande-Piece-2022_11_01.pdf)

Réduire de 10 % la puissance utilisée pour le chauffage résidentiel permettrait de libérer 1 500 MW de puissance à même la capacité de production dont nous disposons déjà. Cela pourrait se faire en ciblant 25 % du parc immobilier, soit 1 million de résidences sur un horizon de 10 ans. En accordant 10 000 \$ par résidence à 100 000 résidences par an pendant dix années consécutives, cet objectif serait atteint à un coût de 10 770 M\$ (10 milliards 770 millions \$).

Il y aurait lieu de privilégier les mesures les plus rentables, soit l'installation de thermopompes et des mesures de réduction des pertes thermiques adaptées au cas par cas. C'est l'option qui :

- est la plus économique (par une marge considérable)
- garantit la disponibilité de 1 500 MW de puissance ferme en période hivernale de façon récurrente
- la seule qui offre des bénéfices sociaux directs, soit une réduction des dépenses des ménages dédiées au chauffage, libérant leur capacité budgétaire pour soutenir toutes les autres activités économiques
- la seule qui offre également des bénéfices environnementaux, soit une contribution substantielle à la réduction des besoins sans ajout d'équipements de production

En comparaison, le développement de 4 000 MW de nouvelle puissance éolienne est déclassé. Il coûterait 3 fois plus cher sur un horizon de 20 ans que l'option précédente. Notons que 4 000 MW de nouvelle puissance éolienne n'offre que 1 400 MW de puissance disponible en moyenne (avec un facteur d'utilisation de 35 %) et aucune garantie de disponibilité à la pointe hivernale. La variabilité de leur production nécessite un équilibrage du réseau d'heure en heure et sur une base annuelle.

Ce service d'intégration éolienne (voir : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/552/DocPri/R-4129-2020-A-0006-Dec-Dec-2020\\_10\\_22.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/552/DocPri/R-4129-2020-A-0006-Dec-Dec-2020_10_22.pdf) ) fourni par Hydro-Québec Production implique que la disponibilité en puissance ferme du parc d'Hydro-Québec est amputée dans des proportions équivalentes (1 400 MW) pendant les mois d'hiver

pour assurer l'uniformité et garantir la disponibilité des livraisons des parcs éoliens. Le service d'intégration éolienne comporte notamment un coût de l'ordre de 90 à 95 M\$ / an (pour 4 000 MW @ 0,35).

### Comparaison des coûts

#### 1 400 MW éolien (4 000 MW @ 0,35) vs 1500 MW corvée habitation

année	1 400 MW éolien (4 000 MW @ 0,35)				1 500 MW Corvée habitation
	¢ / kWh	M\$ / an	M\$ / an SIÉ	M\$ / an total	M\$ / an total
1	10,00	1 225,0	90,0	1 315,0	1 000,0
2	10,20	1 249,5	91,8	1 341,3	1 020,0
3	10,40	1 274,5	93,6	1 368,1	1 040,4
4	10,61	1 300,0	95,5	1 395,5	1 061,2
5	10,82	1 326,0	97,4	1 423,4	1 082,4
6	11,04	1 352,5	99,4	1 451,9	1 104,1
7	11,26	1 379,5	101,4	1 480,9	1 082,4
8	11,49	1 407,1	103,4	1 510,5	1 104,1
9	11,72	1 435,3	105,4	1 540,7	1 126,2
10	11,95	1 464,0	107,6	1 571,6	1 148,7
11	12,19	1 493,3	109,7	1 603,0	
12	12,43	1 523,1	111,9	1 635,0	
13	12,68	1 553,6	114,1	1 667,7	
14	12,94	1 585,0	116,4	1 701,4	
15	13,19	1 616,4	118,8	1 735,2	
16	13,46	1 648,7	121,1	1 769,8	
17	13,73	1 681,7	123,6	1 805,3	
18	14,00	1 715,3	126,0	1 841,3	
19	14,28	1 749,6	128,5	1 878,1	
20	14,57	1 784,6	131,1	1 915,7	
<b>Total M\$</b>		29 764,7	2 186,7	<b>31 951,4</b>	<b>10 769,5</b>
<b>M\$ /an moy.</b>				<b>1 597,57</b>	<b>538,48</b>
<b>\$ / MW</b>				<b>114 112</b>	<b>46 320</b>
<b>\$ / kW</b>				<b>114,11</b>	<b>46,32</b>
<b>M\$ / TWh moy</b>				<b>130,4</b>	<b>160,4</b>
<b>¢ / kWh moy.</b>				<b>13,04</b>	<b>16,04</b>

La comparaison des options effectuée au tableau précédent est basée sur les paramètres suivants :

**Éolien**

4 000 MW éolien @ F.U. 35 % = 1 400 MW ou 12,25 TWh /an

Prix de départ de 10 ¢ / kWh indexé de 2% / an

vs

**corvée habitation**

1 000 000 résidences x 1,5 kW = 1 500 MW hiver ou 4,36 TWh / hiver

coûts : 10 000 \$ / résidence x 100 000 résidences / an = 1 000 000 000 \$ /an indexé de 2 % /an

La réduction de la puissance dédiée au chauffage résidentiel permet de remettre en disponibilité 1 500 MW de capacité existante sur 10 ans et de conserver un maximum de flexibilité quant à l'usage de la puissance installée d'Hydro-Québec Production (aucun service d'intégration requis).

Afin d'améliorer rapidement et aux moindres coûts la disponibilité de puissance à la pointe hivernale, **la deuxième option la plus avantageuse** consisterait à effectuer l'optimisation des centrales hydroélectriques existantes d'Hydro-Québec dans les meilleurs délais. Dans son Plan stratégique 2022-2026 (p. 28), Hydro-Québec identifiait un potentiel d'optimisation de 2 000 MW pour ses centrales hydroélectriques existantes. Tout en évitant la construction de nouveaux barrages dans l'immédiat, l'optimisation des centrales existantes pour un ajout de 2 000 MW de capacité additionnelle se traduirait par une production additionnelle de 10 TWh / an (2 000 MW x 8760 h x 0,57).

En combinaison, la corvée habitation et l'optimisation des centrales hydroélectriques existantes permettraient d'augmenter de 3 500 MW la disponibilité de puissance offerte par le parc de production au cours des prochaines années et de générer 14,4 TWh d'électricité additionnelle par an, plus que ce qui est nécessaire pour électrifier l'ensemble du parc de véhicules automobiles. Tout cela, avec un coût nettement inférieur à celui du développement éolien et avec des bénéfices sociaux et environnementaux additionnels.

L'optimisation des centrales hydroélectriques existantes procurerait aussi à Hydro-Québec une plus grande flexibilité d'exploitation de ses capacités de production entre différentes destinations, à savoir la possibilité de contribuer aux besoins du Québec excédant le volume d'électricité patrimoniale, diriger plutôt sa production additionnelle vers les marchés extérieurs ou encore une combinaison des deux.

Notons en terminant que, au cours des prochaines années, le réchauffement climatique se traduira par une diminution graduelle des besoins de chauffage en période hivernale alors que, à l'opposé, certains usages (la climatisation notamment) feront augmenter la consommation en période estivale.

Cette transformation du profil de consommation annuel de l'électricité au Québec permettra de relever le facteur d'utilisation moyen du parc de production. Une augmentation de seulement 1 % du facteur d'utilisation des centrales de production hydroélectriques d'Hydro-Québec se traduit par une augmentation de 3 TWh de la production annuelle d'électricité.

$36\,694 \text{ MW (hydrauliques)} \times 8\,760 \text{ h} \times 0,57 = 183,2 \text{ TWh / an}$

$36\,694 \text{ MW (hydrauliques)} \times 8\,760 \text{ h} \times 0,58 = 186,4 \text{ TWh / an}$

Les capacités de production actuellement à la disposition d'Hydro-Québec sont les suivantes :

	Puissance	F.U.	TWh / an
Centrales hydroélectriques HQ	36 694 MW	0,57	183,220
Centrales thermiques HQ	544 MW	10 j. / an	0,131
Centrales photovoltaïques HQ	10 MW	0,25	0,022
Churchill Falls	5 428 MW	0,60	28,530
Achats éolien	3 906 MW	0,35	11,976
Achats hydraulique	705 MW	0,40	2,470
Achats cogénération	419 MW	0,40	1,468
Autres (hiver)	<u>554 MW</u>	2 904 h / an	<u>1,609</u>
<b>Totaux</b>	(réel) <b>48 260 MW</b>		(estimé) <b>229,4 TWh /an</b>

## L'encadrement de la transition énergétique

L'ampleur des investissements qui seront requis pour mettre en œuvre la transition énergétique, l'importance des défis environnementaux additionnels que cette transition impliquera, les enjeux énormes d'équité et d'acceptabilité sociales que cette transition exacerbera, **tout cela** indique que cette transformation de notre économie devra impérativement faire l'objet d'un encadrement rigoureux, conséquent, transparent et validé démocratiquement.

En absence d'un plan détaillé, en absence de dispositifs assurant que l'électrification des transports et la décarbonation des industries seront complétées, la transition énergétique du Québec pourrait non seulement s'avérer un échec sur les plans environnemental et social mais aussi, les investissements colossaux qui seront nécessaires – s'ils sont précipités ou mal avisés – pourraient miner la capacité financière du Québec de faire face aux défis des prochaines années à savoir : le vieillissement de la population, la croissance des besoins en santé, l'accès au logement, l'accélération des changements climatiques et l'augmentation en fréquence et en intensité des événements météorologiques extrêmes.

Le 2<sup>e</sup> volet du projet de Loi n° 2 qui consiste à réduire de 50 MW (actuellement) à 5 MW le seuil en deçà duquel Hydro-Québec a l'obligation de fournir l'électricité est une bonne chose en soi.

Cependant, **réduire l'obligation de fournir l'électricité et l'encadrement réglementaire indépendant de cette obligation revient à augmenter l'encadrement et la discrétion exercée au niveau politique quant à l'attribution des futurs blocs de puissance dédiés à des usages industriels.**

**Une telle éventualité** (l'exercice d'une plus grande discrétion ministérielle en cette matière) **n'est pas souhaitable. Au contraire**, compte tenu de l'ampleur et de la complexité des enjeux économiques soulevés par la transition énergétique, **il est plus important que jamais de s'assurer que l'attribution de blocs de puissance additionnelle relève de critères précis, optimaux et transparents.** Cette responsabilité doit impérativement relever non pas des humeurs ou des ambitions commerciales du pouvoir exécutif mais plutôt être **confiée à des institutions indépendantes et qualifiées** (telles que la Régie de l'énergie ou, pour les aspects environnementaux, le BABE) et encadrée par des processus publics et démocratiques.

La validation démocratique des moyens qui seront privilégiés pour mettre en œuvre la transition énergétique est par ailleurs essentielle à l'acceptabilité sociale des transformations à venir. Tout cela étant pris en compte, il apparaît indispensable de mener un processus de consultation formel et contraignant pour convenir des objectifs à poursuivre et des moyens à privilégier.

## La question du gaz naturel

### Acronymes

- GN : gaz naturel
- GNT : gaz naturel traditionnel
- GNR : gaz naturel renouvelable

Depuis quelques années déjà, le gouvernement du Québec qualifie le gaz naturel « d'énergie de transition » dans le contexte de la transition énergétique et de la décarbonation de l'économie annoncées. Compte tenu des défis majeurs et urgents posés par le réchauffement climatique et l'accélération (en fréquence et en intensité) des événements météorologiques qui y sont associés, la question suivante doit être considérée en 2023 tant d'un point de vue politique que législatif et réglementaire : le gaz naturel sera une « **énergie de transition** » jusqu'à quand ?

Et, subsidiairement :

Pour combien d'années encore pouvons-nous nous permettre de brûler du gaz naturel ?

Est-il raisonnable et conséquent d'autoriser encore, en 2023, des extensions des réseaux de gaz naturel ?

Si nous devons cesser de consommer du gaz naturel à moyen terme – d'ici 10 ans, 15 ans, 20 ans ? – quel est le plan financier pour compléter l'amortissement des actifs des distributeurs gaziers dans un délai déterminé afin d'éviter la désertion de la clientèle, l'éventualité d'une spirale tarifaire et un déversement de coûts échoués ?

Devant ces échéances qui se rapprochent, Énergir a décidé de jouer sa survie financière et la pérennisation de ses activités (et de ses actifs) en misant sur la mutualisation des risques : par la mise à contribution de la collectivité via l'offre biénergie (un distributeur d'électricité monopolistique servant de courroie de transmission des coûts) et par l'introduction du GNR, le « verdissement » de son réseau étant présenté comme une panacée (dans ce cas, la mutualisation des risques concerne les producteurs et les consommateurs de GNR, l'existence-même du réseau étant rendue essentielle à la poursuite de leurs activités et à l'usage du GNR).

Mais pour combien de temps ce scénario de « verdissement » sera-t-il financièrement viable ?

D'abord, l'introduction d'un pourcentage de 10 % de GNR dans les volumes de GN livrés par Énergir d'ici 2030<sup>5</sup> se traduira par un surcoût de l'ordre de 550 M\$ / an à compter de 2030.

---

<sup>5</sup> Tel que le prévoit le *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur*, 22 juin 2012.

	<b>2021-2022</b>	<b>2022-2023</b>	<b>2023-2024</b>	<b>2024-2025</b>	<b>2025-2026</b>
Prix du GNR en ¢/m <sub>3</sub>	68,2	75,8	75,8	94,7	94,7
Volume autorisé Mm <sub>3</sub>	120	221	221	294	366
Coût total GNR en M\$	81,8	167,5	167,5	278,4	346,6
<b>Prix GNT en ¢/m<sub>3</sub></b>					
Prix GNT en ¢/m <sub>3</sub>	34,594	28,039	29,441	30,913	32,459
Coût SPEDE en ¢/m <sub>3</sub>	6,380	6,654	7,319	8,051	8,856
Coût total GNT en M\$	49,2	76,7	81,2	114,6	151,2
<b>Surcoût GNR en M\$</b>					
<b>Surcoût GNR en M\$</b>	<b>32,6</b>	<b>90,8</b>	<b>86,3</b>	<b>163,8</b>	<b>195,4</b>

	<b>2026-2027</b>	<b>2027-2028</b>	<b>2028-2029</b>	<b>2029-2030</b>	<b>2030-2031</b>
Prix du GNR en ¢/m <sub>3</sub>	102,3	106,1	113,7	125,0	132,6
Volume autorisé Mm <sub>3</sub>	432	504	576	648	720
Coût total GNR en M\$	441,9	534,7	654,9	810,0	954,7
<b>Prix GNT en ¢/m<sub>3</sub></b>					
Prix GNT en ¢/m <sub>3</sub>	34,082	35,786	37,575	39,454	41,427
Coût SPEDE en ¢/m <sub>3</sub>	9,742	10,716	11,787	12,966	14,263
Coût total GNT en M\$	189,3	234,4	284,3	339,7	401,0
<b>Surcoût GNR en M\$</b>					
<b>Surcoût GNR en M\$</b>	<b>252,6</b>	<b>300,3</b>	<b>370,6</b>	<b>470,3</b>	<b>553,7</b>

Prix du GNR : 18 \$/GJ (68,2 ¢/m<sub>3</sub>) estimé pour 2021-2022, coût moyen maximum (D-2022-156) de 20 \$/GJ (75,8 ¢/m<sub>3</sub>) en 2022-2023 et 2023-2024 et de 25 \$/GJ (94,7 ¢/m<sub>3</sub>) en 2024-2025 et 2025-2026. Hypothèses subséquentes de 27 \$/GJ (102,3 ¢/m<sub>3</sub>) en 2026-2027, 28 \$/GJ (106,1 ¢/m<sub>3</sub>) en 2027-2028, 30 \$/GJ (113,7 ¢/m<sub>3</sub>) en 2028-2029, 33 \$/GJ (125,0 ¢/m<sub>3</sub>) en 2029-2030 et 35 \$/GJ (132,6 ¢/m<sub>3</sub>) en 2030-2031. Livraisons totales de 6 000 10<sub>6</sub> m<sub>3</sub>.

Volume GNR autorisé : volumes maximaux selon D-2022-156, page 11, incluant la marge de 20 %, jusqu'en 2025-2026. Hypothèses subséquentes de 6 %, 7 %, 8 %, 9 % et 10 % de 2026-2027 à 2030-2031 + marge de 20 %.

Prix du GNT : prix au 1<sup>er</sup> sept. 2022 pour 2021-2022, prix au 1<sup>er</sup> janvier 2023 pour 2022-2023 (voir : <https://www.energir.com/fr/affaires/prix/prix-du-gaz/>), prix indexé de 5 % /an à partir de 2023-2024.

SPEDE : prix au 1<sup>er</sup> sept. 2022 et au 1<sup>er</sup> janvier 2023 pour 2021-2022 et 2022-2023 (voir : <https://www.energir.com/fr/affaires/prix/prix-du-gaz/>), indexé de 10 % /an à partir de 2023-2024.

Ce surcoût lié à l'introduction du GNR aura pour effet de réduire la compétitivité du gaz naturel face aux énergies concurrentes (l'électricité). Dans tous les segments de marché, l'introduction d'une proportion de plus de 20 à 25 % de GNR dans les volumes consommés par un utilisateur de gaz naturel aurait une incidence sur la facture suffisante pour rendre l'utilisation du GN non concurrentielle face à l'électricité.

Compte tenu de l'incidence des prix du GNR sur les coûts d'approvisionnement et de l'impossibilité technique d'introduire plus de 7 à 8 % d'hydrogène dans les réseaux de distribution de GN (limites de résistance des conduites à la pression et à la corrosion), le « verdissement » du réseau d'Énergir ne dépassera vraisemblablement jamais une proportion de plus de 15 à 20 %.

Il en découle que la quasi-totalité des clients, qu'ils soient acheteurs volontaires ou pas, continueront de consommer (et de se voir facturés pour) au moins 80 à 85 % de GNT dans tous les cas. L'incidence d'une éventuelle augmentation des droits d'émission sera donc à peu près la même pour l'ensemble des clients, qu'ils consomment volontairement du GNR dans des proportions légèrement supérieures au seuil réglementaire ou, pour tous les autres, qu'ils soient mis à contribution pour la socialisation des coûts du GNR invendu, vraisemblablement à un niveau très proche de 10 % de leurs volumes consommés.

Tout cela implique que le nombre de clients et les volumes de gaz naturel consommés diminueront au cours des prochaines années. Le risque d'une spirale tarifaire augmentera, accélérant lui-même l'abandon du gaz naturel au profit de l'électricité par un nombre croissant de clients. À un certain point, les revenus de distribution disponibles ne seront plus suffisants pour justifier la poursuite de l'exploitation des réseaux gaziers d'un point de vue financier.

L'amortissement des actifs des distributeurs gaziers (Énergir et Gazifère) est actuellement réparti sur un horizon comptable de 40 ans. **Il devient urgent d'exiger des distributeurs gaziers un plan financier permettant d'encadrer l'amortissement de leurs actifs de distribution existants sur un horizon comptable beaucoup plus court, soit 15 à 20 ans.**

Il ne faut pas confondre cependant la fin éventuelle des réseaux de distribution de gaz naturel avec la disparition du gaz naturel. **La livraison de gaz naturel par canalisations devra être encadrée et planifiée afin de pouvoir y mettre un terme à une échéance déterminée tout en évitant la désertion soudaine des clients et les coûts échoués qui pourraient en résulter** (aux frais de la Caisse de dépôt). Il n'est pas exclu pour autant que l'acheminement du gaz naturel sous d'autres formes (liquéfié ou comprimé) puisse se poursuivre pendant un certain nombre d'années additionnelles, par nécessité, pour certains usages ou certaines localisations géographiques (régions éloignées).

## ANNEXE

## CONSOMMATION

**Puissance x Temps = Énergie**

Puissance x	Consommation d'énergie =			
	1 heure	1 journée 24 heures	1 mois 720 heures	1 année 8 760 heures
<b>1 KW</b> ( 1 plinthe de 1000 W )	1 KWh	24 KWh	720 KWh	8 760 KWh
<b>1 MW</b> ( 1000 KW )	1 MWh	24 MWh	720 MWh	8 760 MWh
<b>1 GW</b> ( 1000 MW ou 1 000 000 KW )				
<b>1 TW</b> ( 1000 GW ou 1 000 000 000 KW )				

K : « kilo » = mille	1 000 watts	1 kilowatt (heure)
M : « méga » = 1 million	1 000 000 watts	1 000 kilowatt (heure) 1 mégawatt (heure)
G : « giga » = 1 milliard	1 000 000 000 watts	1 000 000 kilowatt (heure) 1 gigawatt (heure)
T : « téra » = mille milliard	1 000 000 000 000 watts	1 000 000 000 kilowatt (heure) 1 térawatt (heure)

## EXEMPLES

1. Combien d'énergie consommera une plinthe électrique de 1000 watts ( 1 KW ) qui fonctionne en moyenne 8 heures par jour pendant le mois de décembre, 10 heures par jour pendant les mois de janvier et février, et 6 heures par jour pendant le mois de mars ?

Elle consommera 1 KW x ( (248 h en décembre) + (310 heures en janvier) + (280 heures en février) + (186 heures en mars) ) ou, pour simplifier,

1 KW (puissance) x 1 024 heures (temps) = 1 024 KWh (énergie)

2. Combien d'énergie consommera, en un an, une industrie dont l'appel de puissance horaire moyen est de 248 MW ?

Elle consommera

$$248 \text{ MW (puissance)} \times 8\,760 \text{ heures (temps)} = 2\,172\,480 \text{ MWh (énergie) ou}$$

$$2\,172,48 \text{ GWh ou}$$

$$2,172 \text{ TWh}$$

## PRODUCTION

**Puissance x Temps = Énergie**

Puissance x	Production d'énergie =			
	1 heure	1 journée 24 heures	1 mois 720 heures	1 année 8 760 heures
<b>250 MW</b>	250 MWh	6 000 MWh 6 GWh	180 000 MWh 180 GWh	2 190 000 MWh 2,19 TWh
<b>500 MW</b>	500 MWh	12 000 MWh 12 GWh	360 000 MWh 360 GWh	4 380 000 MWh 4,38 TWh
<b>1 000 MW</b>	1 000 MWh 1 GWh	24 000 MWh 24 GWh	720 000 MWh 720 GWh	8 760 000 MWh 8,76 TWh
<b>2 000 MW</b>	2 000 MWh 2 GWh	48 000 MWh 48 GWh	1 440 000 MWh 1,44 TWh	17 520 000 MWh 17,52 TWh
<b>3 000 MW</b>	3 000 MWh 3 GWh	72 000 MWh 72 GWh	2 160 000 MWh 2,16 TWh	26 280 000 MWh 26,28 TWh

## EXEMPLES

1. Combien d'énergie produira en un mois (30 jours ou 720 heures), ou en un an (365 jours ou 8760 heures), une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 450 MW qui déploie une puissance horaire moyenne de 347 MW (disons) ?

Elle produira, en un mois

$$347 \text{ MW (puissance)} \times 720 \text{ heures (temps)} = 249\,840 \text{ MWh (énergie)}$$

$$249,84 \text{ GWh}$$

$$0,250 \text{ TWh}$$

Elle produira, en un an

$$347 \text{ MW (puissance)} \times 8\,760 \text{ heures (temps)} = 3\,039\,720 \text{ MWh (énergie)}$$

$$3\,039,7 \text{ GWh}$$

$$3,04 \text{ TWh}$$

On dira que son facteur d'utilisation ( F.U. ) est de :

Puissance horaire moyenne	347 MW	77,11 %
<hr/>	<hr/>	
Puissance installée	450 MW	

2. Si l'on ne connaît que la puissance installée et la production annuelle d'énergie, on peut quand même déterminer le facteur d'utilisation, comme ceci

<u>Production d'énergie annuelle réelle</u>	<u>3 039 720 MWh</u>	77,11 %
Production d'énergie annuelle maximum (450 MW x 8 760 heures)	3 942 000 MWh	

Si l'on ne connaît que la puissance installée et la production annuelle d'énergie, on peut également déterminer la puissance horaire moyenne, comme ceci

$$\text{Production annuelle réelle } 3\,039\,720 \text{ MWh} / 8\,760 \text{ heures} = 347 \text{ MW}$$

$$\text{( énergie ) / ( temps ) = ( puissance )}$$

en utilisant toujours la même équation ( inversée dans ce cas-ci )

La quantité d'énergie produite est toujours le produit de la puissance (déployée) et du temps (d'utilisation). Ainsi, une centrale de 500 MW, qui fonctionne à la moitié de sa capacité (250 MW en moyenne) pendant un an, produira

$$250 \text{ MW (puissance) } \times 8\,760 \text{ heures (temps) } = 2\,190\,000 \text{ MWh (énergie)}$$

La même centrale de 500 MW, qui fonctionne à pleine capacité pendant six mois puis tombe en arrêt complet (bris majeur) pendant six mois, produira en un an

$$500 \text{ MW (puissance) } \times 4\,380 \text{ heures (temps) } = 2\,190\,000 \text{ MWh (énergie)}$$

Dans le premier cas, la centrale a fonctionné à la moitié de sa capacité installée pendant toute l'année. Dans le deuxième cas, la centrale a fonctionné à pleine capacité (100 % de la capacité installée) pendant la moitié du temps. Dans les deux cas, le facteur d'utilisation (F.U.) est le même, soit 50%.

La centrale aura produit dans les deux cas 50 % de l'énergie qu'elle pourrait produire en un an (théoriquement) en fonctionnant à pleine capacité (500 MW) pendant toute l'année (8760 heures), soit 4 380 000 MWh (100 %).