

# La prévision de la demande chez Gaz Métro



Présenté le 2 mai 2017  
Séance de travail



## Gaz Métro dessert plus de 200 000 clients au Québec



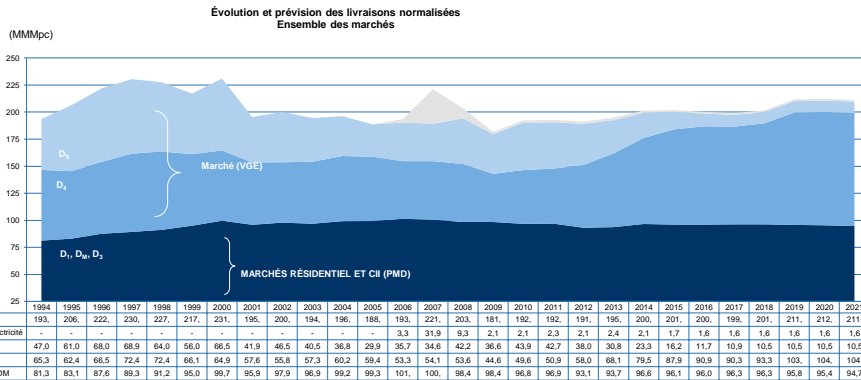
RÉSIDENTIEL		
Clients	140 245	70,0 %
Volumes	19,72 Bcf	9,8 %
Revenus de distribution	101,4 M\$	19,0 %
COMMERCIAL		
Clients	46 230	23,1 %
Volumes	41,52 Bcf	20,8 %
Revenus de distribution	168,9 M\$	31,6 %
INSTITUTIONNEL		
Clients	5 911	3,0 %
Volumes	18,85 Bcf	9,4 %
Revenus de distribution	63,3 M\$	11,8 %
INDUSTRIEL		
Clients	7 871	3,9 %
Volumes	120,06 Bcf	60,0 %
Revenus de distribution	200,1 M\$	37,6 %



Données en date du 30 septembre 2016



# Historique des livraisons



3

# Prévision de la demande : raison d'être

- La prévision de la demande est une composante du plan d'approvisionnement dans le cadre de la Cause tarifaire
- Intradant pour déterminer notamment
  - la demande de pointe et les outils d'approvisionnement
  - les prévisions de revenus et l'établissement des tarifs
  - les suivis budgétaires, volumétriques et explications des écarts

4

## Prévision de la demande : caractéristiques



### → Prévisions volumétriques présentées dans la Cause 2018

- Révision de 2017 / Cause 2017
- Sur une base annuelle sur 4 ans
- Pour deux catégories de clientèle
  - Grandes entreprises (VGE)
  - Petit et moyen débits (PMD)
- 3 scénarios
  - Base, favorable et défavorable

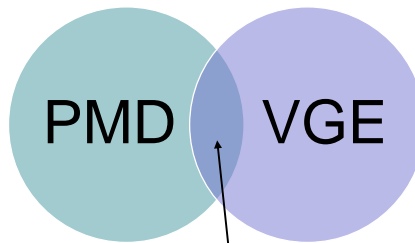
### → Prévisions volumétriques calculées

- Sur une base mensuelle sur 4 ans
- Par tarifs : D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>

## Prévision de la demande : caractéristiques et résultats



PMD < 3,65 Mm<sup>3</sup>  
 ≈ 200 000 clients  
 ≈ 48 % volume  
 D<sub>1</sub> : Régulier  
 D<sub>3</sub> : VS<10 Km<sup>3</sup>



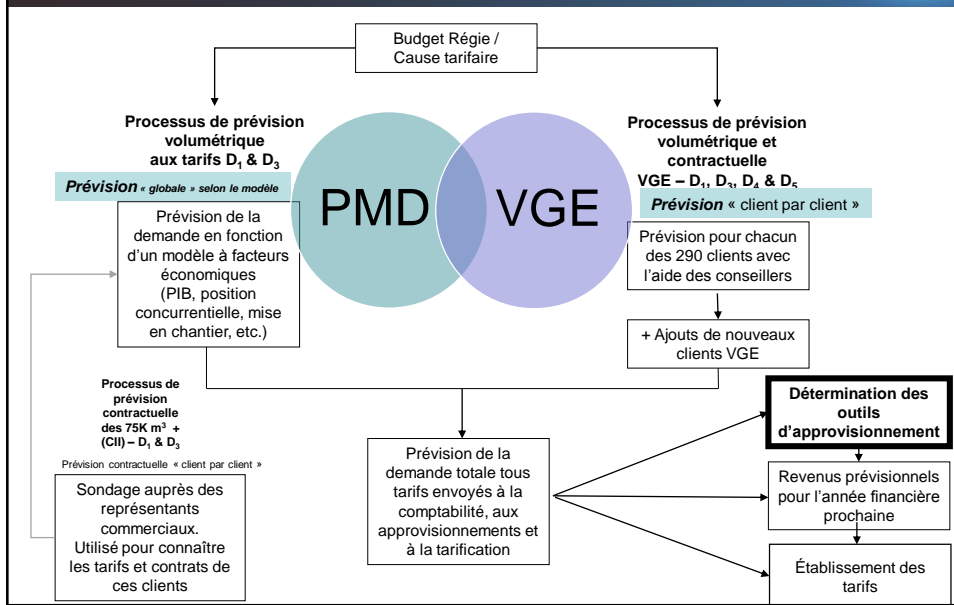
VGE ≥ 3,65 Mm<sup>3</sup>  
 ≈ 290 clients  
 ≈ 52 % volume  
 D<sub>4</sub> : VS>10 Km<sup>3</sup>  
 D<sub>5</sub> : Interruptible  
 Combinaison D<sub>4</sub>-D<sub>5</sub>  
 GAC

VGE aux tarifs PMD, ≈ 150 clients,  
 ≈ 7 % volume, D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>3</sub>-D<sub>5</sub>

Tableau 1 de CT 2018

Catégorie de clientèle	Demande avant interruptions (scénario de base)			
	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )			
	2018	2019	2020	2021
Grandes entreprises	2 985,0	3 284,9	3 311,9	3 300,8
Petit et moyen débits	2 727,5	2 713,1	2 702,4	2 683,9
<b>TOTAL</b>	<b>5 712,5</b>	<b>5 998,0</b>	<b>6 014,4</b>	<b>5 984,8</b>

# Processus de la prévision de la demande



## Prévision PMD



# Prévision PMD / Tableau 17 de la Cause

DESCRIPTION	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	
<b>1 Livraisons anticipées au 30 septembre 2017</b>	<b>2 728,0</b>	<b>Solde de départ</b>
2 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(15,4)	▲ Variations
3 Économie d'énergie hors programmes	(28,4)	
4 Énergies nouvelles	(3,0)	
5 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(25,2)	
6 Normale climatique	(5,5)	
7 Impact du 29 février	-	
8 Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	(0,2)	
9 Maturation des nouvelles ventes	77,3	
<b>10 Livraisons anticipées au 30 septembre 2018</b>	<b>2 727,5</b>	
11 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(15,9)	▲ Variations
12 Économie d'énergie hors programmes	(28,4)	
13 Énergies nouvelles	(3,0)	
14 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(27,3)	
15 Normale climatique	(3,2)	
16 Impact du 29 février	-	
17 Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	(9,9)	
18 Maturation des nouvelles ventes	73,4	
<b>19 Livraisons anticipées au 30 septembre 2019</b>	<b>2 713,1</b>	
20 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(15,9)	▲ Variations
21 Économie d'énergie hors programmes	(28,3)	
22 Énergies nouvelles	(3,0)	
23 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(35,0)	
24 Normale climatique	(3,2)	
25 Impact du 29 février	2,6	
26 Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	-	
27 Maturation des nouvelles ventes	72,1	
<b>28 Livraisons anticipées au 30 septembre 2020</b>	<b>2 702,4</b>	
29 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(15,9)	▲ Variations
30 Économie d'énergie hors programmes	(28,2)	
31 Énergies nouvelles	(3,0)	
32 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(37,0)	
33 Normale climatique	(3,2)	
34 Impact du 29 février	(2,6)	
35 Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	-	
36 Maturation des nouvelles ventes	71,4	
<b>37 Livraisons anticipées au 30 septembre 2021</b>	<b>2 683,9</b>	



# Structure du modèle PMD / calcul

$$\text{Volumés prévisionnels } D_1 = \text{Solde de départ}^N D_1 + \text{Variations de volumés } D_1$$

Tarif D1 - 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Octobre	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre
<b>Livraisons réelles 2015-2016 (t-1)</b>												
Livraison Réelle D1 - 2015-2016		191 704	235 920	357 333	352 130	274 025	195 661	94 699	58 672	50 226	52 672	61 320
Normalisation - 2015-2016		20 935	80 914	28 382	100	10 708	(35 900)	(7 624)	-	-	-	-
<b>Solde de départ normalisé D1 - 2015-2016</b>		<b>212 639</b>	<b>316 834</b>	<b>385 716</b>	<b>352 230</b>	<b>284 733</b>	<b>159 761</b>	<b>87 075</b>	<b>58 672</b>	<b>50 226</b>	<b>52 672</b>	<b>61 320</b>
<b>Révision volumétrique 1/11 - 2016-2017 (t)</b>												
Variations de volumés		37 157	34 604	48 395	22 125	49 443	36 525	21 742	18 857	17 256	15 039	12 617
Livraison Réelle D1 - 2016-2017		137 969	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Normalisation - 2016-2017		4 129	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Solde de départ normalisé D1 - 2016-2017</b>		<b>142 028</b>	<b>249 796</b>	<b>351 438</b>	<b>434 111</b>	<b>374 355</b>	<b>334 177</b>	<b>196 286</b>	<b>108 817</b>	<b>77 529</b>	<b>67 482</b>	<b>73 937</b>
<b>Cause 2018 - 2021</b>												
Année 2018 (t+1)												
Variations de volumés	21 043	1 060	(3 029)	(664)	(645)	(1 414)	(211)	480	502	652	1 737	992
Livraison Réelle D1 - 2017-2018	169 071	250 856	348 399	433 447	373 710	332 762	196 075	109 296	78 031	68 134	69 448	74 938
<b>Solde de départ normalisé D1 - 2017-2018</b>		<b>187 114</b>	<b>251 826</b>	<b>348 372</b>	<b>433 461</b>	<b>371 342</b>	<b>194 664</b>	<b>109 776</b>	<b>78 533</b>	<b>68 786</b>	<b>71 225</b>	<b>75 930</b>
Année 2019 (t+2)												
Variations de volumés	(323)	(2 772)	1 259	(636)	(1 283)	(136)	(1 805)	(1 278)	(994)	(1 372)	(1 758)	(2 002)
Prévision D1 - 2018-2019	162 748	248 084	349 658	432 610	372 427	332 626	194 270	108 018	77 037	66 762	67 690	72 927
<b>Solde de départ normalisé D1 - 2018-2019</b>		<b>183 425</b>	<b>246 054</b>	<b>350 131</b>	<b>431 974</b>	<b>371 491</b>	<b>192 865</b>	<b>106 740</b>	<b>76 043</b>	<b>65 790</b>	<b>65 932</b>	<b>70 925</b>
Année 2020 (t+3)												
Variations de volumés	(926)	(746)	(1 850)	(2 571)	9 173	(6 052)	(3 813)	(1 911)	(231)	(11)	73	186
Prévision D1 - 2019-2020	161 822	247 338	347 808	430 040	381 599	326 575	190 457	106 107	76 807	66 751	67 763	73 114
<b>Solde de départ normalisé D1 - 2019-2020</b>		<b>182 896</b>	<b>246 308</b>	<b>348 281</b>	<b>428 878</b>	<b>375 440</b>	<b>186 644</b>	<b>104 836</b>	<b>76 616</b>	<b>66 739</b>	<b>67 836</b>	<b>73 300</b>
Année 2021 (t+4)												
Variations de volumés	(725)	(980)	(1 518)	(1 362)	(24 265)	6 500	5 709	1 874	(439)	(538)	(383)	(527)
Prévision D1 - 2020-2021	161 097	246 358	346 290	428 078	357 274	332 894	196 155	107 981	76 377	66 394	67 380	72 787



## Calcul des variations : 8 Variables du modèle prévisionnel du PMD

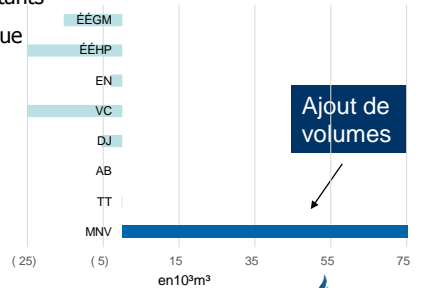
$$L_t = L_{t-1}^N \text{ (réelles) } + 8 \text{ variations}_t \text{ (1 mois réel et 11 mois de prévisions)}$$

R 1/11

$$L_{t+1} = L_t^N + \text{ÉÉGM}_{t+1} + \text{ÉÉHP}_{t+1} + \text{EN}_{t+1} + \text{VC}_{t+1} + \text{Dj}_{t+1} + \text{AB}_{t+1} + \text{TT}_{t+1} + \text{MNV}(nv_{t-1} + nv_t + nv_{t+1})$$

CT 2018

- L= Livraisons
- ÉÉGM = Économies d'énergie attribuables au PGEÉ de Gaz Métro
- ÉÉHP = Efficacité d'énergie hors programmes
- EN = Énergies nouvelles (biomasse, solaire, géothermie)
- VC = Variations de consommation des clients existants
- Dj = Impact de la variation de la normale climatique
- AB = Impact année bissextile
- TT = Migration des clients entre PMD et VGE
- MNV = Maturation des nouvelles ventes



11

GazMétro  
la vie en bleu

## Efficacité énergétique

$$L_{t+1} = L_t + \text{ÉÉGM}_{t+1} + \text{ÉÉHP}_{t+1} + \text{EN}_{t+1} + \text{VC}_{t+1} + \text{Dj}_{t+1} + \text{AB}_{t+1} + \text{TT}_{t+1} + \text{MNV}(nv_{t-1} + nv_t + nv_{t+1})$$

1. Volumes économisés par les clients actuels qui sont passés par les programmes d'efficacité énergétique de Gaz Métro

2. Volumes économisés par les clients qui ne sont pas passés par les programmes d'efficacité énergétique de Gaz Métro (hors programmes)

Source : Équipe PGEÉ effectue une prévision annuelle d'économie d'énergie desquels sont exclus les programmes liés aux nouvelles ventes car les mesures sont déjà prises en compte dans l'évaluation des volumes de nouvelles ventes

- Mesuré à partir du Potentiel Technico-Économique calculé par un consultant spécialisé en mesure d'efficacité énergétique pour la clientèle Gaz Métro

12

GazMétro  
la vie en bleu

## Énergies nouvelles



$$L_{t+1} = L_t + \text{ÉÉGM}_{t+1} + \text{ÉÉHP}_{t+1} + \text{EN}_{t+1} + \text{VC}_{t+1} + \text{Dj}_{t+1} + \text{AB}_{t+1} + \text{TT}_{t+1} + \text{MNV}(nv_{t-1} + nv_t + nv_{t+1})$$

→ *Énergies nouvelles* : Estimation des volumes à risque en raison de clients ayant l'intention d'utiliser des nouvelles sources d'énergie par rapport à l'année précédente

- Géothermie
- Solaire
- Biomasse

Source : Estimation selon les ventes et Datech

13

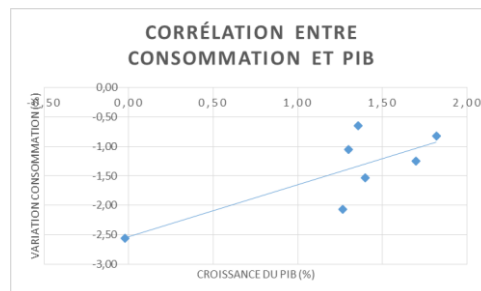
## Variations de consommation



$$L_{t+1} = L_t + \text{ÉÉGM}_{t+1} + \text{ÉÉHP}_{t+1} + \text{EN}_{t+1} + \text{VC}_{t+1} + \text{Dj}_{t+1} + \text{AB}_{t+1} + \text{TT}_{t+1} + \text{MNV}(nv_{t-1} + nv_t + nv_{t+1})$$

→ *Variations de consommation (-25 Mm<sup>3</sup>)*

- *Composante 1 : (-28 Mm<sup>3</sup>) : Prévission à partir d'une régression pour le PMD en excluant les VGE au PMD (-1,12 % \* volume net PMD)*
- *Composante 2 : (+ 3 Mm<sup>3</sup>) : Prévission par client pour les clients VGE aux tarifs D<sub>1</sub> & D<sub>3</sub>*
- *Composante 3 : (+ 0 Mm<sup>3</sup>) : Calibration*



Variation de consommation (Y) est fonction de la croissance du PIB (X)

- Constante : -2,5 %
- Beta (pente) : 0,88 %
- Δ PIB (2018) : 1,6 %
- Δ Consom. = -1,12 %

14

## Normale Climatique

$$L_{t+1} = L_t + \acute{E}E\acute{G}M_{t+1} + \acute{E}E\acute{H}P_{t+1} + EN_{t+1} + VC_{t+1} + Dj_{t+1} + AB_{t+1} + TT_{t+1} + MNV(nv_{t-1} + nv_t + nv_{t+1})$$

- Historique de température pour les 6 régions Gaz Métro réchauffée selon les coefficients de réchauffement climatique d'Ouranos : degrés jours normaux / région
- Estime les variations de volumes liées à l'établissement d'une nouvelle normale climatique (+ 1 an de réel)
  - Généralement plus chaude à cause d'une tendance de réchauffement climatique
- Une régression linéaire sur un an d'historique de consommation quotidienne par région est utilisée pour capter l'effet des conditions climatiques sur la consommation

15

## Impact année bissextile

$$L_{t+1} = L_t + \acute{E}E\acute{G}M_{t+1} + \acute{E}E\acute{H}P_{t+1} + EN_{t+1} + VC_{t+1} + Dj_{t+1} + AB_{t+1} + TT_{t+1} + MNV(nv_{t-1} + nv_t + nv_{t+1})$$

- *Impact 29 février* : Le modèle corrige l'effet d'un jour supplémentaire au mois de février lors d'une année bissextile. L'effet est renversé l'année suivante
  - + 2,6 Mm<sup>3</sup> en 2020
  - - 2,6 Mm<sup>3</sup> en 2021

16



## Migration des clients entre les tarifs

$$L_{t+1} = L_t + \text{ÉÉGM}_{t+1} + \text{ÉÉHP}_{t+1} + \text{EN}_{t+1} + \text{VC}_{t+1} + \text{Dj}_{t+1} + \text{AB}_{t+1} + \text{TT}_{t+1} + \text{MNV}(nv_{t-1} + nv_t + nv_{t+1})$$

### → Chaque année, des clients changent de tarif

- Les clients qui migrent du D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> vers le D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub> sont des gains de volumes au PMD
- Les clients qui migrent du D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub> vers le D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> sont des pertes de volumes au PMD
- Migration entre les tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub>

### → Migration prévisionnelle

- Majoritairement des clients VGE, estimation des volumes en transfert par client

## Maturation des nouvelles ventes

$$L_{t+1} = L_t + \text{ÉÉGM}_{t+1} + \text{ÉÉHP}_{t+1} + \text{EN}_{t+1} + \text{VC}_{t+1} + \text{Dj}_{t+1} + \text{AB}_{t+1} + \text{TT}_{t+1} + \text{MNV}(nv_{t-1} + nv_t + nv_{t+1})$$

### → 1<sup>re</sup> Composante (réelles) $nv_{t-1}$

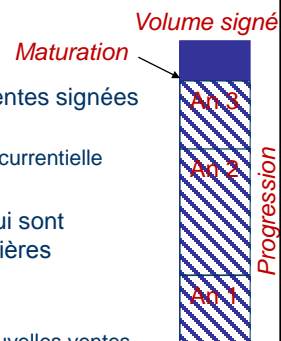
- Considère les volumes associés aux nouvelles ventes réalisées de la dernière année financière

### → 2<sup>e</sup> Composante (prévisions) $nv_t + nv_{t+1}$

- Estimation du nombre et des volumes de nouvelles ventes signées prévues pour la période du budget par marché
  - Fonction du PIB, mises en chantier et de la position concurrentielle

### → Des volumes signés, estimation de la part des volumes qui sont effectivement consommés basée sur l'historique des dernières cohortes

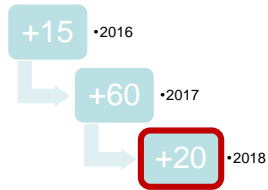
- *Maturation* : Ratio Volumes maturés/Volumes signés
- *Progression* : Part des volumes maturés attribuables aux nouvelles ventes qui se réaliseront dans la première, deuxième et troisième années.



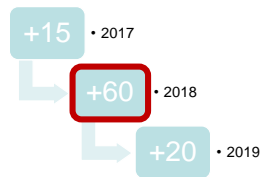
## Maturation des nouvelles ventes : progression

Supposons des ventes signées par marché annuelles de 100 millions de m<sup>3</sup> avec un taux de maturation après 3 ans de 95 % pour des volumes consommés prévus de 95 millions de m<sup>3</sup>

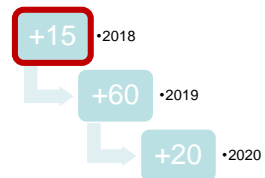
### Cohorte 2016 Signées réelles



### Cohorte 2017 Signées prévisions



### Cohorte 2018 Signées prévisions

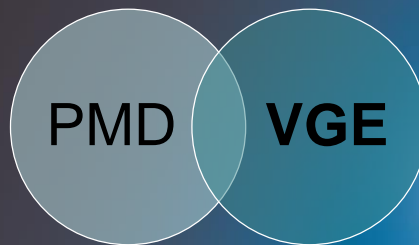


En 2018 : prévision de consommation = 95

19



## Prévision VGE

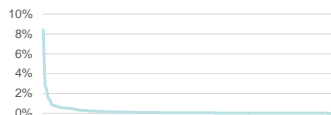


## Client par client VGE



### → Environ 300 clients qui consomment un peu plus de 50 % des volumes

- Volume moyen des clients GE 10 804 000 m<sup>3</sup>
- Plus grand client consomme 8 % des volumes de la franchise.
- 3 plus grands clients : 16 %
- 10 plus grands clients : 27 %
- 20 plus grands clients : 33 %



### → Relation étroite entre les clients et les 9 conseillers VGE

- À partir d'historique de consommation, le conseiller discute des profils de consommation future avec son client et le questionne afin d'en justifier les écarts.
- Tient compte des facteurs économiques et contextuels qui pourraient influencer la consommation

### → Plusieurs clients sont liés par des ententes contractuelles avec Gaz Métro

- Les clients qui consomment aux tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> s'engagent à respecter un certain volume journalier - le volume souscrit
- Obligation minimale annuelle
- Règlement de déséquilibre volumétrique des clients en achat direct

21



## Prévision VGE : fiche budgétaire



### → Application interne « fiche budgétaire »

- Permet aux conseillers d'avoir accès à l'historique des budgets et des consommations de leurs clients
- Présentation des données contractuelles actuelles du client
- Plateforme pour la saisie des volumes mensuels prévisionnels du client par tarif ainsi que des changements contractuels projetés
- Extraction dans un fichier d'Excel pour traitement et analyse d'écarts

22



# Regroupement des écarts des clients grandes entreprises

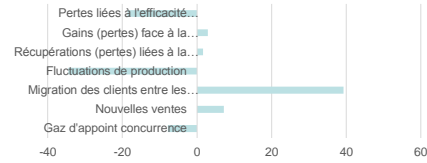


Tableau 16

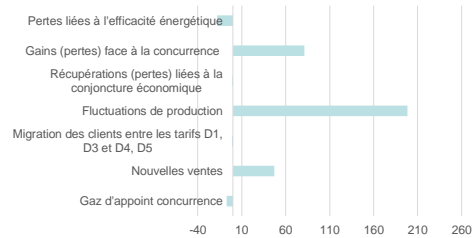
LIVRAISONS GAZ NATUREL 2018-2021  
MARCHÉ GRANDES ENTREPRISES

DESCRIPTION	Compte		Total
	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	
1 Livraisons anticipées au 30 septembre 2017 (après interruptions)	2 705,2	274,8	2 979,9
2 Interruptions nettes	-	14,9	14,9
3 Livraisons anticipées au 30 septembre 2017 (avant interruptions)	2 705,2	289,6	2 994,8
4 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(16,2)	(1,9)	(18,0)
5 Gains (pertes) face à la concurrence	1,6	1,3	2,9
6 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(0,2)	1,9	1,7
7 Fluctuations de production	(38,6)	4,1	(34,5)
8 Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>2</sub> et D <sub>3</sub> , D <sub>4</sub>	34,1	5,3	39,3
9 Nouvelles ventes	3,2	4,0	7,2
10 Gaz d'appoint concurrence	-	(7,8)	(7,8)
11 Livraisons anticipées au 30 septembre 2018 (avant interruptions)	2 688,2	296,5	2 984,6
12 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(16,2)	(1,8)	(18,0)
13 Gains (pertes) face à la concurrence	81,1	-	81,1
14 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(0,5)	-	(0,5)
15 Fluctuations de production	193,4	5,0	198,4
16 Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>2</sub> et D <sub>3</sub> , D <sub>4</sub>	-	(1,1)	(1,1)
17 Nouvelles ventes	41,1	6,1	47,2
18 Gaz d'appoint concurrence	-	(7,2)	(7,2)
19 Livraisons anticipées au 30 septembre 2019 (avant interruptions)	2 897,2	297,6	3 194,8
20 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(16,2)	(1,8)	(18,0)
21 Gains (pertes) face à la concurrence	1,6	-	1,6
22 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(0,7)	-	(0,7)
23 Fluctuations de production	13,7	0,8	14,5
24 Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>2</sub> et D <sub>3</sub> , D <sub>4</sub>	-	-	-
25 Nouvelles ventes	19,8	-	19,8
26 Gaz d'appoint concurrence	-	-	-
28 Impact du 23 février 2020	8,8	1,1	9,9
29 Livraisons anticipées au 30 septembre 2020 (avant interruptions)	3 014,2	297,7	3 311,9
30 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(16,2)	(1,8)	(18,0)
31 Gains (pertes) face à la concurrence	-	-	-
32 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(0,6)	-	(0,6)
33 Fluctuations de production	15,9	1,5	17,4
34 Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>2</sub> et D <sub>3</sub> , D <sub>4</sub>	-	-	-
35 Nouvelles ventes	-	-	-
36 Gaz d'appoint concurrence	-	-	-
37 Impact du 23 février 2020	(8,8)	(1,1)	(9,9)
38 Livraisons anticipées au 30 septembre 2021 (avant interruptions)	3 004,5	296,3	3 300,8

2017-2018



2018-2019



23

# Traitement des nouvelles ventes



→ Définition de probabilité de réalisation de nouvelles ventes VGE

→ Critères d'évaluation

1. Avancement du projet
2. Investisseurs/financement du projet (solidité financière)
3. Marché et contexte économique (marché/offre/prix)
4. Degré d'innovation (risque)

→ Estimation du profil de consommation (DATECH)

→ Pourcentage requis

- Scénario de base + 50 %
- Scénario favorable + 25 %
- Scénario défavorable + 75 %



24

## Préparation de la demande pour les approvisionnements gaziers



- Demande mensuelle par tarifs/années/scénarios
- Demande mensuelle par sous-tarif pour les tarifs D<sub>4</sub> & D<sub>5</sub>
- Volume mensuel des clients en combinaison tarifaire et la somme des volumes souscrits
- Demande des nouvelles ventes grandes entreprises
- Demande des clients ayant leur propre service de transport

25

GazMétro  
la vie en bleu

Prévision de la demande =  
prévision PMD + prévision VGE  
3 scénarios

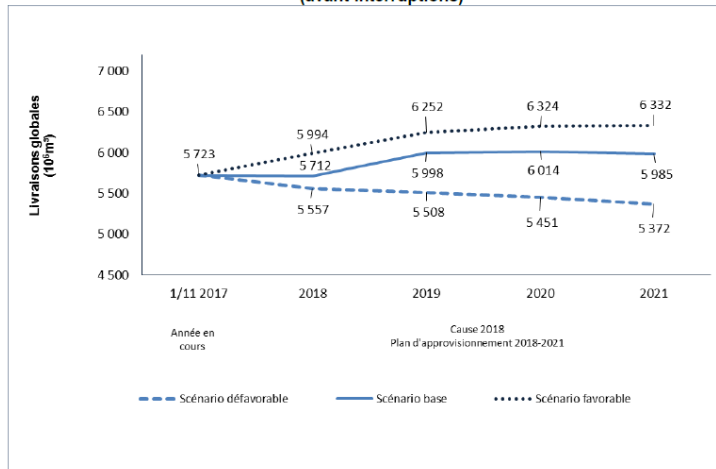


GazMétro  
la vie en bleu

## Trois scénarios : graphique 22 de la CT 2018



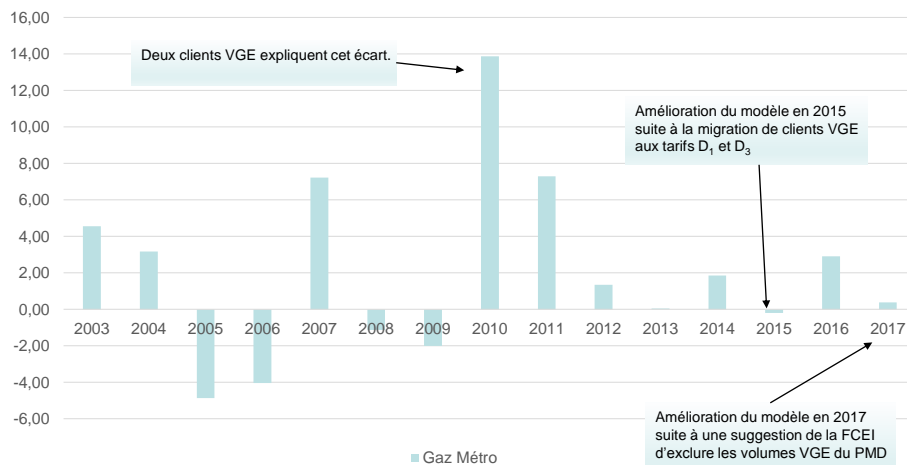
**SCENARIOS DE BASE, FAVORABLE ET DEFAVORABLE**  
Livraisons globales 2018-2021  
(avant interruptions)



27

## Conclusion : performance des prévisions

Écarts Réel - Prédiction



28



Merci de votre attention








# Séance de travail

## Établissement de la demande continue en journée de pointe

2 mai 2017



### Décision de la Régie (D-2016-156)

[101] La Régie partage les préoccupations soulevées par les intervenants quant à la volatilité des résultats de la méthode d'établissement de la demande à la journée de pointe.

[102] **En conséquence, la Régie demande à Gaz Métro de poursuivre ses efforts en vue d'améliorer la robustesse de sa méthode d'établissement de la demande à la journée de pointe.**

[103] **La Régie demande également à Gaz Métro, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, de tenir une séance de travail afin de présenter à la Régie et aux intervenants sa méthode de prévision de la demande par catégorie de clientèle, sa méthode d'établissement de la demande à la journée de pointe et, le cas échéant, les améliorations apportées.**

2



Méthode

1

## Méthode d'établissement de la demande à la journée de pointe

Méthode décrite à la pièce B-0079, Gaz Métro-6, Document 1, annexe 6

Demande de pointe : consommation maximale coïncidente

→ Estimation du besoin pour fixer les outils

**A - Clients visés par la régression :**

- Tous les clients aux services continus  $D_1$ ,  $D_3$ , et  $D_4$  (clients continus purs) à l'exception des clients au point B

**B - Clients avec traitement distinct, exclus de la régression :**

- en combinaison tarifaire  $D_3$ - $D_5$  et  $D_4$ - $D_5$
- aux paliers tarifaires 4.9 et 4.10 (pas en combinaison tarifaire)
- Biogaz (réseau dédié)
- Client GM GNL

4

## A – Pointe des clients continus purs

### A1 – Établissement de la formule de régression

- La formule de régression est définie selon :
  - Facteur de base ( $A_1$ )
  - Conditions climatiques :
    - $DJ_t$  ( $\beta_1$ )
    - $DJ_{t-1}$  ( $\beta_2$ )
    - $DJ_t \times V_t$  ( $\beta_3$ )
  - Les mois de l'hiver ( $A_{i2}$ )
  - Les journées de la semaine ( $A_{i3}$ )
  - Les journées fériées ( $A_{i4}$ )
- $C_t = (A_1 + A_{i2} + A_{i3} + A_{i4}) + \beta_1 DJ_t + \beta_2 DJ_{t-1} + \beta_3 (DJ_t \times V_t)$
- Pour la CT-2018, utilisation des données **quotidiennes les plus récentes**, soit de novembre 2015 à mars 2016

5

### A2 – Évaluation des conditions climatiques de la journée de pointe (clients continus purs)

- Historique de 30 ans des conditions climatiques (réchauffées)
- Appliquées dans la formule de régression
- Les conditions climatiques de la journée de pointe sont celles qui génèrent le plus grand volume

6

### A3 – Évaluation de la demande en journée de pointe (clients continus purs) – cohorte 2015-2016

- Combinaison des étapes A1 et A2
- Estimation par la formule de régression considérant les conditions climatiques de la journée de pointe

7

### A4 – Facteur d'ajustement

- Pour le passage de la consommation de pointe de la cohorte 2015-2016 à la cohorte 2017-2018 (2 ans d'écart)
- **A** : Estimation des volumes d'hiver de l'année 2017-2018 (conditions de températures normales) selon la formule de régression
- **B** : Volumes d'hiver projetés au scénario de base pour l'année 2017-2018
- Facteur d'ajustement :  $B / A$

### A5 – Évaluation de la demande en journée de pointe (clients continus purs) – cohorte 2017-2018

- Combinaison des étapes A3 et A4
- Application du facteur d'ajustement pour refléter la projection de la demande 2017-2018

8

## B – Pointe des clients exclus de la régression

- Clients en combinaison tarifaire (D<sub>3</sub>-D<sub>5</sub> et D<sub>4</sub>-D<sub>5</sub>)
  - Volume souscrit
- Clients sous les paliers tarifaires 4.9 et 4.10
  - Volumes maximums observés, ajustés selon la projection à la cause
- Client biogaz en réseau dédié
  - Volume mensuel moyen des mois d'hiver
- Client GM GNL
  - Potentiel de liquéfaction quotidien projeté (demande gazeuse)

9

Amélioration de la  
robustesse / volatilité

2

## Amélioration de la robustesse de la méthode d'établissement de la demande de pointe

- Méthode de Gaz Métro
  - Similaire aux méthodes appliquées dans le marché
- Balisage chez 19 distributeurs<sup>(1)</sup>
  - DJ de la journée de pointe : 2 méthodes dans le marché
    - Considération de la journée historique la plus froide (12 distributeurs)
    - Méthode probabiliste (7 distributeurs) – Monte Carlo
  - Formule de régression sur l'historique le plus récent appliqué aux DJ de la journée de pointe (majorité)
  - Facteur d'ajustement (majorité)

<sup>(1)</sup> Cause tarifaire 2015 : R-3879-2014, B-0017, Gaz Métro-4, Document 2.

11

## Alternatives considérées pour la régression mais non retenues

- Évaluation par catégorie de clients (PMD – VGE)
    - Entraîne une demande de pointe non coïncidente
  - Pondération du facteur d'ajustement par catégorie de clients
    - Pas d'impact significatif
  - Évaluation à la marge de l'impact des mouvements de la clientèle (ajout/perte)
    - Requiert de suivre « projection quotidienne vs réel » par client - données non disponibles
    - Entraîne une demande de pointe non coïncidente
- ➔ Tout traitement à la marge entraîne un pointe non coïncidente et non de la robustesse à la méthode de régression

12

## Amélioration de la volatilité de la demande de pointe

- Robustesse ou recherche de stabilité entre les années?
- Stabilité sera présente si la demande est stable entre les années
- Différentes options analysées
  - Évaluation annuelle (méthode actuelle)
  - Moyenne (2, 3, 4 ou 5 ans) des demandes en journée de pointe évaluées selon des années de référence historiques
  - Pondération (2, 3, 4 ou 5 ans) des demandes en journée de pointe évaluées selon des années de référence historiques

13

## Amélioration de la volatilité de la demande de pointe Méthode actuelle

Évaluation selon les dernières données disponibles au moment de préparer le dossier tarifaire, soit l'année de référence n-2

Méthode	Demande de pointe - clients visés par la régression 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>			
	CT2018	CT2017	CT2016	CT2015
Évaluation annuelle	28 367	27 821	29 123	28 580
	2,0%	-4,5%	1,9%	

14

## Amélioration de la volatilité de la demande de pointe A – Demande de pointe moyenne

	Pointe moyenne			
	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans
Pointe selon année de référence n-2	X	X	X	X
Pointe selon année de référence n-3	X	X	X	X
Pointe selon année de référence n-4		X	X	X
Pointe selon année de référence n-5			X	X
Pointe selon année de référence n-6				X

15

## Amélioration de la volatilité de la demande de pointe A – Demande de pointe moyenne

Méthode	Demande de pointe - clients visés par la régression 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>			
	CT2018	CT2017	CT2016	CT2015
Évaluation annuelle	28 367	27 821	29 123	28 580
	2,0%	-4,5%	1,9%	
Moyenne 2 ans	28 233	28 337	29 356	28 355
	-0,4%	-3,5%	3,5%	
Moyenne 3 ans	28 536	28 664	29 280	28 311
	-0,4%	-2,1%	3,4%	
Moyenne 4 ans	28 806	28 713	29 268	28 424
	0,3%	-1,9%	3,0%	
Moyenne 5 ans	28 877	28 762	29 372	28 364
	0,4%	-2,1%	3,6%	

16



## Amélioration de la volatilité de la demande de pointe B – Demande de pointe pondérée

	Pointe pondérée			
	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans
Pointe selon année de référence n-2	75%	50%	40%	30%
Pointe selon année de référence n-3	25%	30%	30%	25%
Pointe selon année de référence n-4		20%	20%	20%
Pointe selon année de référence n-5			10%	15%
Pointe selon année de référence n-6				10%

17

## Amélioration de la volatilité de la demande de pointe B – Demande de pointe pondérée

Méthode	Demande de pointe - clients visés par la régression 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>			
	CT2018	CT2017	CT2016	CT2015
	Année témoin			
Évaluation annuelle	28 367 2,0%	27 821 -4,5%	29 123 1,9%	28 580
Pondération 2 ans (75-25%)	28 300 0,8%	28 079 -4,0%	29 240 2,7%	28 467
Pondération 3 ans (50-30-20%)	28 442 0,0%	28 430 -2,8%	29 264 3,1%	28 373
Pondération 4 ans (40-30-20-10%)	28 567 0,1%	28 534 -2,5%	29 275 3,1%	28 392
Pondération 5 ans (30-25-20-15-10%)	28 722 0,3%	28 648 -2,3%	29 324 3,3%	28 378

18

## Amélioration de la volatilité de la demande de pointe

### Conclusions

- Volatilité de la demande de pointe également présente dans les cas analysés
- Complexification du calcul de la demande de pointe sans valeur ajoutée
- Volatilité de la demande d'hiver des années témoins

Demande d'hiver - clients visés par la régression 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>				
	Année témoin			
	CT2018	CT2017	CT2016	CT2015
Demande	2 409 280	2 392 959	2 423 543	2 322 532
	0,7%	-1,3%	4,3%	