

# **SUIVI ANNUEL DU PROJET LECTURE À DISTANCE 2016**



**TABLE DES MATIÈRES**

<b>1. ZONES DE DÉPLOIEMENT PRÉVUES ET RÉELLES PAR PHASES .....</b>	<b>6</b>
<b>2. COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SCÉNARIOS .....</b>	<b>9</b>
<b>3. GAINS D'EFFICIENCE PRÉVUS ET RÉELS DU PROJET LAD .....</b>	<b>9</b>
<b>4. SUIVI DÉTAILLÉ DU NOMBRE DE POSTES ABOLIS RELATIFS AU PROJET LAD .....</b>	<b>9</b>
<b>5. ANALYSE FINANCIÈRE ET IMPACT TARIFAIRE DU PROJET LAD SUR LES REVENUS REQUIS ....</b>	<b>9</b>
<b>6. AMORTISSEMENT, RADIATION ET NOMBRE D'APPAREILS RETIRÉS .....</b>	<b>10</b>
<b>7. ÉTAT D'AVANCEMENT DE L'IMPLANTATION DES FONCTIONNALITÉS.....</b>	<b>11</b>
7.1. Fonctionnalités incluses dans le périmètre du projet LAD.....	11
7.2. Fonctionnalités hors du périmètre du projet LAD .....	12

**LISTE DES FIGURES**

Figure 1 : Zones de déploiement d'une infrastructure de mesurage avancée .....	7
Figure 2 : Sites de non-déploiement d'une infrastructure de mesurage avancée .....	8

**LISTE DES TABLEAUX**

Tableau 1 : État d'avancement par bureaux d'affaires de la phase 1 .....	6
Tableau 2 : État d'avancement par bureaux d'affaires des phases 2 et 3 .....	6
Tableau 3 : Statut des postes relatifs au projet LAD au 31 décembre 2016.....	9
Tableau 4 : Amortissement, radiation et nombre d'appareils retirés du projet LAD .....	10
Tableau 5 : Statut d'avancement des fonctionnalités .....	11

## **Lexique**

A	ampère
IMA	infrastructure de mesurage avancée
k	mille / millier(s)
M	million(s)
n.d.	non déterminé
paragr.	paragraphe
projet LAD	projet Lecture à distance
s.o.	sans objet
\$	dollars

**Note : Les totaux des tableaux du document  
sont calculés à partir de données non arrondies.**

1 Dans sa décision D-2014-101<sup>1</sup> (paragr. 187) concernant la demande d'autorisation pour  
2 réaliser les phases 2 et 3 du projet LAD, la Régie de l'énergie (la « Régie ») demande à  
3 Hydro-Québec Distribution (le « Distributeur ») de déposer les informations suivantes.

4 « [187] La Régie reprend donc ici la liste des informations indiquées à sa décision  
5 D-2012-127 que doit lui transmettre le Distributeur, selon la périodicité prévue  
6 ci-après, en distinguant, à moins d'avis contraire, les informations relatives à la  
7 phase 1 de celles propres aux phases 2 et 3 réunies. Le Distributeur notera que la  
8 Régie bonifie cette liste de la manière suivante :  
9 [...]

- 10 • Sur une base annuelle, au 31 mars de chaque année :
  - 11 ○ zones de déploiement prévues et réelles par phases, selon les bureaux  
12 d'affaires du Distributeur ;
  - 13 ○ comparaison économique des scénarios (M\$ actualisés 2011), mais  
14 uniquement les données relatives au scénario IMA ;
  - 15 ○ gains d'efficience prévus et réels du [p]rojet LAD ;
  - 16 ○ suivi détaillé du nombre de postes abolis relatifs au [p]rojet LAD (voir le  
17 tableau 8 de la présente décision) ;
  - 18 ○ analyse financière et impact tarifaire du [p]rojet LAD sur les revenus requis ;
  - 19 ○ amortissement, radiation et nombre d'appareils retirés ;
  - 20 ○ état d'avancement de l'implantation de fonctionnalités additionnelles [notes  
21 de bas de page omises] ».

22 Le Distributeur produit, dans les sections qui suivent, l'information relative au suivi annuel du  
23 projet LAD pour l'année 2016. Le Distributeur présente une mise à jour des informations  
24 demandées et réfère, le cas échéant, aux informations produites dans les suivis annuels  
25 précédents lorsqu'inchangées. Les précédents bilans annuels (au 31 mars) ont été déposés  
26 en suivi de décision le 1<sup>er</sup> avril 2015 (*Suivi annuel du projet LAD 2014*) et le 11 avril 2016  
27 (*Suivi annuel du projet LAD 2015*) respectivement. Le projet LAD s'est terminé le  
28 31 décembre 2016 avec l'installation des 3,8 millions de compteurs prévus du projet. Les  
29 compteurs existants résiduels à remplacer sont installés dans le cadre des activités de base.  
30 Le suivi annuel 2016 est le dernier bilan annuel du projet LAD en vertu de la décision  
31 D-2017-022<sup>2</sup>.

32 Dans sa décision D-2016-033 du 8 mars 2016, la Régie s'est déclarée « satisfaite de  
33 l'information fournie par le Distributeur à l'égard du suivi du [p]rojet LAD. »<sup>3</sup>

---

<sup>1</sup> Décision D-2014-101 concernant la *Demande relative à l'autorisation du projet Lecture à distance – Phases 2 et 3*, 13 juin 2014.

<sup>2</sup> Décision D-2017-022 concernant la *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2017-2018*, paragr. 516.

<sup>3</sup> Décision D-2016-033 concernant la *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2016-2017*, paragr. 663.

**1. ZONES DE DÉPLOIEMENT PRÉVUES ET RÉELLES PAR PHASES**

- 1 Le Distributeur présente, aux tableaux 1 et 2 respectivement, le statut final des zones de
- 2 déploiement du projet LAD au 31 décembre 2016 selon les bureaux d'affaires par phases. Le
- 3 projet LAD s'est réalisé en trois phases qui étaient uniquement des étapes de déploiement.
- 4 Les zones de déploiement des compteurs de nouvelle génération, ou compteurs
- 5 communicants, sont représentées géographiquement à la figure 1.

**TABLEAU 1 :  
ÉTAT D'AVANCEMENT PAR BUREAUX D'AFFAIRES DE LA PHASE 1**

État d'avancement	Bureaux d'affaires	
En parachèvement (installations complétées à plus de 97 %)	Montréal (tous les bureaux) Laval Saint-Bruno Blainville	Saint-Jérôme Saint-Jovite Joliette

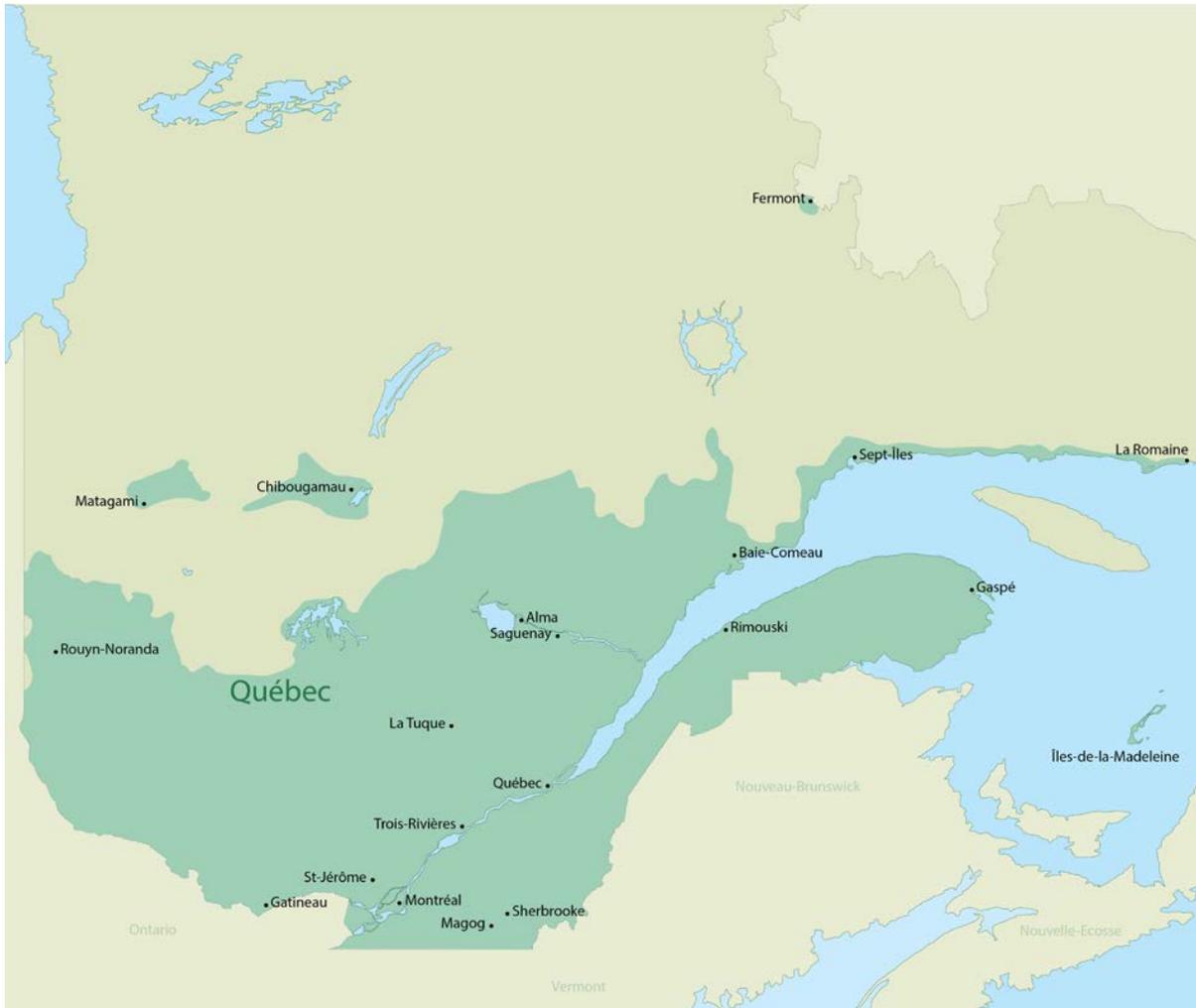
Note : Les bureaux d'affaires ne sont pas listés par ordre de déploiement.

**TABLEAU 2 :  
ÉTAT D'AVANCEMENT PAR BUREAUX D'AFFAIRES DES PHASES 2 ET 3**

État d'avancement	Bureaux d'affaires	
En parachèvement (installations complétées à plus de 97 %)	Alma Baie-Comeau Beauce Beauport Bonaventure Châteauguay Chibougameau Chicoutimi Drummondville Gaspé Granby Hull Îles-de-la-Madeleine La Tuque Lévis Maniwaki Mont-Laurier Papineauville	Québec Rimouski Rouyn-Noranda Saint-Jean-sur-Richelieu Saint-Hyacinthe Sept-Îles Shawinigan Shawville Sherbrooke Thetford Mines Trois-Rivières Val-d'Or Valleyfield Vaudreuil Victoriaville
Non débuté	Boréal Baie-James	

Note : Les bureaux d'affaires ne sont pas listés par ordre de déploiement.

**FIGURE 1 :  
ZONES DE DÉPLOIEMENT D'UNE INFRASTRUCTURE DE MESURAGE AVANCÉE**



- 1 Le déploiement des compteurs communicants étant terminé, le Distributeur est à parachever,
- 2 sauf exception, le remplacement des compteurs existants résiduels par des compteurs
- 3 communicants dans le cadre de ses activités de base, notamment les compteurs qui sont
- 4 difficiles d'accès.
  
- 5 Le Distributeur rappelle qu'il ne procédera pas, pour le moment, au déploiement d'environ
- 6 7 600 compteurs communicants dans le secteur Boréal et dans le secteur de la Basse-Côte-
- 7 Nord à l'est du village La Romaine, tel qu'illustré à la figure 2.
  
- 8 Lorsqu'il deviendra impératif de remplacer ces appareillages de mesure, le Distributeur
- 9 réévaluera alors l'opportunité d'installer l'infrastructure de télécommunication et les
- 10 compteurs communicants dans ces secteurs.

**FIGURE 2 :  
ZONES DE NON-DÉPLOIEMENT D'UNE INFRASTRUCTURE DE MESURAGE AVANCÉE**



## 2. COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SCÉNARIOS

1 Le Distributeur réfère la Régie à ses suivis annuels 2015 et 2014.

## 3. GAINS D'EFFICIENCE PRÉVUS ET RÉELS DU PROJET LAD

2 Le Distributeur réfère la Régie à ses suivis annuels 2015 et 2014.

## 4. SUIVI DÉTAILLÉ DU NOMBRE DE POSTES ABOLIS RELATIFS AU PROJET LAD

3 L'impact du projet LAD sur les ressources humaines était estimé à 726 postes abolis pour  
 4 l'ensemble du déploiement. Le Distributeur présente, au tableau 3, le détail du nombre de  
 5 postes abolis au terme du projet. Au 31 décembre 2016, l'ensemble des gains d'efficacité  
 6 liés à l'abolition de ces postes était concrétisé. Le nombre de catégories présentées a été  
 7 réduit en 2015 en raison de la complexité du suivi des mouvements des ressources.

**TABLEAU 3 :**  
**STATUT DES POSTES RELATIFS AU PROJET LAD AU 31 DÉCEMBRE 2016**

	Postes totaux à abolir (mi 2018)	Processus Relever	Processus Recouvrement	Processus Clientèle	Postes totaux abolis au 31/12/16	Solde	
		603 <sup>(2)</sup>	102 <sup>(2)</sup>	21 <sup>(2)</sup>			
Départs de l'organisation	180 <sup>(1)</sup>	-165	-43	0	-208	-28	-16%
Autres <sup>(3)</sup>	546 <sup>(1)</sup>	-438	-59	-21	-518	28	16%
	<b>726 <sup>(1)</sup></b>	-603	-102	-21	-726	0	0%
Solde	0	0	0	0			
	0%	0%	0%	0%			

Sources : <sup>(1)</sup> Dossier R-3770-2011, décision D-2012-127, page 18.

<sup>(2)</sup> Dossier R-3770-2011, pièce HQD-1, document 1 (B-0006), page 21.

<sup>(3)</sup> Inclus les postes non renouvelés, roulement de personnel et relocalisation d'employés permanents.

## 5. ANALYSE FINANCIÈRE ET IMPACT TARIFAIRE DU PROJET LAD SUR LES REVENUS REQUIS

8 Le Distributeur réfère la Régie à ses suivis annuels 2015 et 2014.

**6. AMORTISSEMENT, RADIATION ET NOMBRE D'APPAREILS RETIRÉS**

- 1 Conformément au paragr. 187 de la décision D-2014-101, le Distributeur présente, au
- 2 tableau 4, les données réelles au 31 décembre 2016 des charges d'amortissement et de
- 3 radiation des appareils, de même que le nombre d'appareils retirés.

**TABLEAU 4 :**  
**AMORTISSEMENT, RADIATION ET NOMBRE D'APPAREILS RETIRÉS DU PROJET LAD**

	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016
Amortissement des appareils en service (M\$)	21,2	21,4	20,3	19,9	18,6
Amortissement accéléré (M\$)	2,6	11,1	5,8	3,3	(4,6)
Charges de radiation des appareils en service (M\$)	0,2	20,1	32,3	18,8	1,5
Total	24,0	52,6	58,4	42,0	15,5
Compte d'écarts - Projets majeurs			(21,0)	21,0	
Nombre d'appareils retirés (k)	2	1 021	1 497	1 158	130

## 7. ÉTAT D'AVANCEMENT DE L'IMPLANTATION DES FONCTIONNALITÉS

1 Le Distributeur a complété l'installation des compteurs communicants tout en assurant  
 2 l'implantation et l'intégration dans ses activités des fonctionnalités incluses dans le périmètre  
 3 du projet, soit la facturation sur la base d'une lecture réelle et une meilleure efficacité des  
 4 activités d'interruption et remise en service. Le tableau 5 récapitule le statut d'avancement  
 5 des principales fonctionnalités présentées dans le cadre du dossier R-3770-2011.

**TABLEAU 5 :  
 STATUT D'AVANCEMENT DES FONCTIONNALITÉS**

	Fonctionnalités présentées*	Date prévue*	Statut	Date de mise en œuvre
Dans le périmètre du projet	Facturation sur relevé réel	2012	Réalisé	2012
	Emménagements/déménagements facilités	2012	Réalisé	2013
	Efficacité des processus relève et recouvrement	2012	Réalisé	2014
Hors du périmètre du projet	Gestion des pannes et des interruptions	2012	Réalisé	2013
	Prévision de la demande	2012	Réalisé	2014
	Gestion de la consommation	2013	Réalisé	2016
	Détection de la subtilisation	2013	En cours	2018
	Efficacité énergétique - réduction des pertes	2013	Reporté	n.d

\*Source: Dossier R-3770-2011, pièce HQD-6, document 1 (B-0098).

Note: Le statut «Réalisé» indique que la fonctionnalité est implantée et fonctionnelle.

### 7.1. Fonctionnalités incluses dans le périmètre du projet LAD

#### ***Efficacité du processus relève et facturation sur la base d'une lecture réelle***

6 La lecture à distance permet d'obtenir un meilleur taux de lecture réelle pour la facturation  
 7 régulière des clients. Ainsi, le taux de facturation sur la base d'une lecture réelle pour les  
 8 clients pour lesquels un compteur communicant est installé atteint 99,5 %.

9 De plus, le Distributeur établit la facture initiale ou finale des clients, lors de l'emménagement  
 10 ou d'un déménagement à un lieu de consommation, sur la base d'une lecture réelle.

#### ***Efficacité du processus recouvrement***

11 Depuis 2014, le Distributeur utilise la fonctionnalité interruption / remise en service des  
 12 compteurs communicants pour le recouvrement. L'interruption et la remise en service à

1 distance pour les lieux de consommation sans abonnement, les demandes des clients et le  
2 recouvrement sont intégrées aux activités du Distributeur<sup>4</sup>.

## 7.2. Fonctionnalités hors du périmètre du projet LAD

3 Les fonctionnalités hors du périmètre du projet visent à améliorer l'efficacité du Distributeur,  
4 ainsi qu'à rehausser le niveau et la qualité des informations disponibles pour les clients.

### ***Gestion des pannes et des interruptions***

5 Les compteurs communicants jouent un rôle important dans la détection à distance des  
6 pannes et dans l'ordre de priorité des rétablissements. Dans la planification de ses activités  
7 de rétablissement à la suite d'une panne, le Distributeur intègre les informations transmises  
8 par les compteurs communicants, à savoir si le service des lieux de consommation est rétabli  
9 ou demeure hors tension.

10 En 2014, le Distributeur a déployé une plateforme de visualisation de l'état des pannes sur le  
11 site Web d'Hydro-Québec. L'Info-pannes permet à la fois de visualiser les interruptions  
12 planifiées et les pannes occasionnelles, de même que le délai prévu pour le rétablissement  
13 de service.

### ***Prévision de la demande***

14 Depuis 2014, le Distributeur intègre les données des ventes issues des profils de  
15 consommation dans le processus de la prévision de la demande. Ces données permettent  
16 d'améliorer la précision des modèles de prévision.

### ***Aide à la gestion de la consommation***

17 Depuis novembre 2016, le Distributeur offre aux clients résidentiels un outil de gestion de la  
18 consommation à partir de leur *espace client* sur le portail Web de l'entreprise. Cet outil  
19 permet à ces clients de visualiser leur consommation en dollars et en kilowattheures et  
20 d'obtenir des explications sur leur facture.

### ***Détection de la subtilisation et des non-conformités électriques***

21 Le Distributeur, en collaboration avec l'Institut de recherche en électricité du Québec (IREQ),  
22 a développé une solution technique visant à faciliter la détection des cas de non-conformité  
23 électrique. Les résultats des tests effectués sur quelques lignes en moyenne tension sont  
24 concluants. Une preuve de concept à plus grande échelle sera réalisée en 2017.

### ***Efficacité énergétique - Réduction des pertes***

25 Dans les précédents suivis annuels, le Distributeur mentionnait qu'il examinait la possibilité  
26 d'utiliser les données de l'IMA afin de déterminer les marges de manœuvre disponibles pour

---

<sup>4</sup> L'interruption et la remise en service à distance sont possibles lorsque l'installation électrique du client est monophasée 200 A et moins.

- 1 abaisser la tension dans le cadre de la gestion optimale du réseau de distribution. Toutefois,
- 2 à la suite de la réévaluation des économies d'énergie anticipées par le projet CATVAR, le
- 3 Distributeur reporte l'implantation de cette fonctionnalité associée au réseau IMA.