

LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

VICE-PRÉSIDENTE – RÉSEAU

Table des matières

1	DESCRIPTION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION	5
1.1	DÉFINITION.....	5
1.2	FONCTION.....	5
1.3	LES TERRITOIRES DESSERVIS	6
1.3.1	<i>Réseau relié.....</i>	6
1.3.2	<i>Réseaux autonomes.....</i>	6
1.3.3	<i>Distributeurs municipaux et coopératives</i>	7
1.4	LES FRONTIÈRES DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION.....	9
1.5	PORTRAIT GÉNÉRAL DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION	10
1.5.1	<i>Poteaux - usage en commun</i>	11
1.5.2	<i>Ouvrages civils - Commission des services électriques de Montréal (CSEM)</i>	13
1.6	LES AUTRES ACTIFS DE DISTRIBUTION	14
2	ACTIVITÉS RÉSEAUX : DE LA PLANIFICATION À L'EXPLOITATION	14
2.1	LES ORIENTATIONS	15
2.2	LA PLANIFICATION DU RÉSEAU	15
2.3	UNE GESTION INTÉGRÉE DES PROJETS	16
2.4	LA MAINTENANCE DU RÉSEAU	16
2.5	ACTIVITÉS "SERVICE"	17
2.6	L'EXPLOITATION DU RÉSEAU	18
2.7	DES OUTILS ADÉQUATS.....	20
3	LA PERFORMANCE DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION.....	21
3.1	UN RÉSEAU RÉPONDANT À LA DEMANDE	22
3.1.1	<i>Un réseau capable de faire face à la demande de pointe</i>	24
3.1.2	<i>Un réseau flexible pour faciliter les opérations.....</i>	25
3.2	CRITÈRES DE CONCEPTION DES LIGNES : FIABILITÉ ET SÉCURITÉ.....	27
3.3	INDICE DE CONTINUITÉ	27
3.3.1	<i>L'indice de continuité redressé</i>	28
3.3.2	<i>L'indice de continuité brut</i>	30
3.4	QUALITÉ DE L'ALIMENTATION.....	31
3.5	ACCEPTABILITÉ ENVIRONNEMENTALE ET ADAPTATION AU MILIEU.....	31
3.6	LA SÉCURITÉ DU PUBLIC	33
3.7	RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT	34

1 DESCRIPTION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

1.1 Définition

Le réseau de distribution couvre, tel que défini à l'article 2 de la loi sur la Régie :
« L'ensemble des installations destinées à la distribution à partir de la sortie des postes de transformation, y compris les lignes de distribution à des tensions de moins de 44 kV ainsi que tout l'appareillage situé entre ces lignes et les points de raccordement aux installations des consommateurs, et, dans le cas des réseaux autonomes de distribution d'électricité du Distributeur d'électricité, l'ensemble des ouvrages, des machines, de l'appareillage et des installations servant à produire, transporter et distribuer l'électricité ».

1.2 Fonction

Le réseau de distribution de l'électricité a pour fonction d'assurer l'acheminement et la livraison de l'énergie électrique à moyenne et basse tension aux points de raccordement de la clientèle québécoise d'Hydro-Québec Distribution. Le réseau de distribution dessert plus de 2,8 millions de clients, soit environ 3,56 millions d'abonnements, pour un transit d'énergie électrique de l'ordre de 98 TWh, en 2001.

En 2001, la clientèle du Québec a consommé près de 152,2 TWh. Le tiers de cette énergie, 54,2 TWh, n'a pas transité par le réseau de distribution, car elle est directement livrée par le réseau de TransÉnergie aux points de raccordement haute tension d'une centaine d'entreprises

1.3 Les territoires desservis

Le réseau de distribution d'Hydro-Québec dessert directement la presque totalité de la clientèle québécoise requérant un service en moyenne ou basse tension. Une petite partie de la population est desservie par des réseaux de distribution appartenant à des distributeurs indépendants.

Selon sa localisation géographique, la clientèle québécoise est alimentée par le réseau relié ou par les réseaux autonomes. Le réseau relié de distribution couvre toutes les installations d'Hydro-Québec Distribution dont l'approvisionnement électrique est assuré par les postes de TransÉnergie. La figure 1 montre les subdivisions administratives du réseau et des territoires desservis.

1.3.1 Réseau relié

La très grande majorité de la clientèle d'Hydro-Québec Distribution, environ 2,8 millions de clients, est alimentée par le réseau relié de distribution. Ce réseau représente près de 106 300 kilomètres de lignes à moyenne tension et dessert une étendue de près de 1 million de kilomètres carrés. Il est subdivisé en cinq territoires administratifs : Laurentides, Montréal, Richelieu, Montmorency et Nord-Est.

1.3.2 Réseaux autonomes

Une petite partie de la clientèle d'Hydro-Québec Distribution, environ 14 000 clients, située dans des zones éloignées, est alimentée par des installations de production, de transport et de distribution distinctes du réseau relié. Ces installations alimentent quatre (4) territoires, soit les Îles-de-la-Madeleine, le nord

du 53^e parallèle (territoire du Nunavik), la Basse-Côte-Nord et la Haute-Mauricie, tel que décrit à la pièce HQD-2, Document 2.1.

1.3.3 Distributeurs municipaux et coopératives

Quelques 135 000 clients sont desservis par neuf (9) distributeurs municipaux¹ et une (1) coopérative régionale. Ces Distributeurs comblent leur besoin en tout ou en partie auprès d'Hydro-Québec Distribution. Quatre (4) d'entre eux sont raccordés uniquement au réseau de distribution (moyenne tension), quatre (4) autres uniquement au réseau de TransÉnergie (haute tension) et les deux (2) derniers ont des points de raccordement à moyenne et à haute tension.

¹ La liste des distributeurs municipaux et les tensions de raccordement au réseau de distribution est fournie à l'annexe 1.

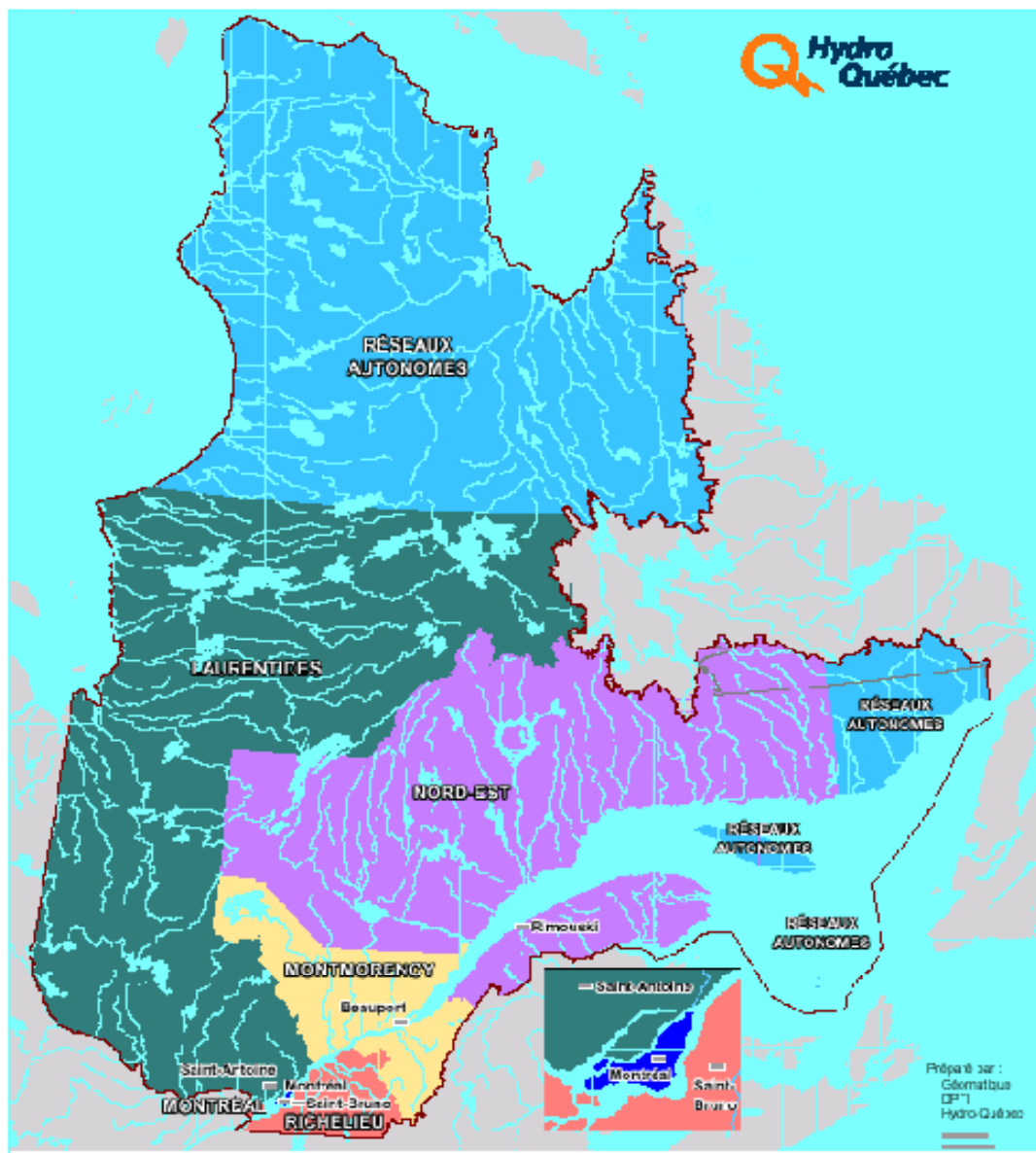


Figure 1 : Territoires desservis par Hydro-Québec Distribution : Réseau relié (*Laurentides, Montréal, Richelieu, Montmorency, Nord-Est*) et Réseaux autonomes

1.4 Les frontières du réseau de distribution

Réseau relié : Le réseau de distribution englobe toutes les installations aériennes et souterraines requises pour assurer le transit et la transformation de l'énergie électrique des postes de TransÉnergie aux points de raccordement des clients.

- Pour TransÉnergie, la frontière se situe dans les postes au niveau des départs de lignes de distribution, en aval des disjoncteurs moyenne tension (environ 3 145 départs de ligne).
- Au niveau du client, la frontière se situe aux points de raccordement en moyenne ou basse tension.

Les frontières du réseau de distribution sont illustrées à la figure 2.

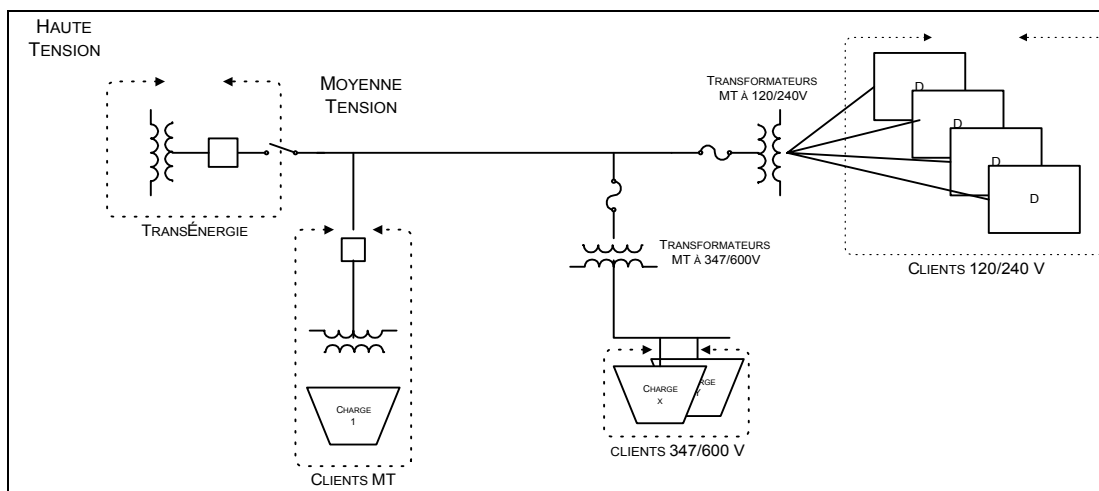


Figure 2 : Les frontières du réseau de distribution

Ces limites du réseau de distribution sont marquées par deux particularités, l'une touchant les producteurs privés et l'autre les Réseaux autonomes.

Production privée : 51 installations de petite production appartenant à des producteurs privés sont raccordées au réseau de distribution. Dans ces cas, la frontière se situe au point de raccordement du producteur au réseau moyenne tension d'Hydro-Québec, en aval de l'interrupteur moyenne tension appartenant à Hydro-Québec Distribution.

Réseaux autonomes : Pour la partie du territoire relevant de Réseaux autonomes, les installations de production, de transport et de distribution relèvent du Distributeur. Il n'y a donc pas de frontière du côté source, car ces installations sont considérées comme un tout pour alimenter la clientèle. Par contre, la frontière séparant le réseau des clients est la même que pour la clientèle du réseau relié, soit les points de raccordement.

1.5 Portrait général du réseau de distribution

En 2001, le réseau de distribution disposait de plus de 500 000 transformateurs distribués sur près de 106 300 km de ligne à moyenne tension, à raison de 97 000 km de lignes aériennes et 9 300 km de lignes souterraines. Le réseau souterrain se retrouve principalement aux sorties de postes, en milieu urbain de très haute densité et dans certains types de développement résidentiel. Ce type de réseau est réalisé pour des raisons techniques relevant d'Hydro-Québec Distribution ou pour des raisons d'embellissement du milieu relevant des choix de la clientèle, typiquement les municipalités et les promoteurs immobiliers. Dans le premier cas, les coûts reliés au souterrain sont défrayés par le Distributeur; dans le second cas, les coûts sont partagés entre les demandeurs et l'entreprise selon des modalités propres aux enfouissements ou aux prolongements de réseau².

² Les programmes d'enfouissement disponibles sont présentés à l'annexe 2.

Pour l'ensemble de ses activités, le Distributeur se conforme aux conditions de fourniture de l'électricité incluses dans le règlement 634. C'est le cas, entre autre, des conditions de partage des coûts des travaux de prolongements ou de modification du réseau entre le Distributeur et le client.

La tension d'exploitation est de 25 kV dans 94% du réseau de distribution, de 12 kV dans 5% du réseau et à divers autres niveaux de tension pour le 1% restant. C'est surtout sur l'île de Montréal qu'on trouve la distribution à 12 kV, qui représente près de la moitié du réseau de ce territoire. Le tableau 1 présente les principaux éléments caractérisant le réseau de distribution.

Sur une base générale, Hydro-Québec Distribution est propriétaire de toutes les installations de réseau, civiles et électriques, permettant d'acheminer l'énergie entre les postes et les points de raccordement de la clientèle. Toutefois, deux situations font exception :

- l'usage en commun des poteaux pour le réseau aérien;
- les ouvrages civils sur le territoire de la ville de Montréal pour le réseau souterrain.

1.5.1 Poteaux - usage en commun

Le réseau aérien d'Hydro-Québec est supporté par 2,4 millions de poteaux, dont 70% appartiennent à Hydro-Québec, le second propriétaire en importance étant la société Bell Canada(24%); les autres entreprises de télécommunications dont Télébec, Telus Québec et autres petites compagnies de téléphone se partagent

Tableau 1 : Portrait du réseau de distribution en 2001

Réseau relié

Nombre de clients / abonnements	2,8 / 3,56 millions
Superficie desservie par rapport à la superficie du Québec	1,0 / 1,6 million km ²
Énergie livrée	98 TWh
Demande à la pointe du réseau (Pointe coïncidente)	25 000 MVA
Nombre moyen d'heures d'interruption de service par client (IC redressé)	2,11 h
Nombre moyen d'heures d'interruption de service par client (IC brut)	3,82 h
Longueur totale du réseau	106 300 km
Longueur du réseau aérien / souterrain	97000 / 9 300 km
Tensions principales d'exploitation	25 kV (94 %) 12 kV (5%)
Nombre de lignes à moyenne tension	3 145
Nombre de poteaux (incluant poteaux à usage en commun)	2,4 millions
Nombre de chambres souterraines de transformation et de raccordement enfouies (incluant les chambres de la CSEM)	31 100
Nombre de transformateurs aériens / souterrains	493 000 / 18 000
Réseaux municipaux reliés au réseau de Distribution	5 sur 9
Coopérative reliée au réseau de Distribution	1
Producteurs privés raccordés au réseau de Distribution	51

les 6% restants. Près de 75% du parc des poteaux est à usage conjoint, c'est-à-dire que deux entreprises de service ou plus utilisent le même poteau. Sur une base générale, les compagnies peuvent installer des équipements, à leurs frais, sur les poteaux à usage conjoint. Si un poteau doit être remplacé ou déplacé, pour satisfaire une demande, les travaux sont effectués par la compagnie propriétaire du poteau et les coûts des travaux sont assumés par le demandeur.

1.5.2 Ouvrages civils - Commission des services électriques de Montréal (CSEM)

Sur l'ensemble du territoire, Hydro-Québec Distribution est propriétaire des ouvrages civils requis pour la distribution de l'électricité par réseau souterrain. Toutefois, contrairement à la plupart des autres villes régies par la Loi sur les cités et villes, la ville de Montréal est régie par une loi spécifique soit la Charte de la ville de Montréal. C'est en vertu de cette charte que la ville, depuis 1909, peut construire et administrer un système de conduits souterrains servant à recevoir les câbles de distribution de l'électricité et ceux de télécommunications. La charte prévoit également que la ville de Montréal peut, depuis 1909, créer une commission chargée de la planification, de la construction, de l'entretien et de l'administration de ses conduits souterrains. Cette commission, qui est un service de la ville, est connue sous le nom de Commission des services électriques de Montréal (CSEM), et elle fut créée par la ville en 1910. Le financement de l'ensemble des conduits souterrains de la ville est assuré par cette dernière, qui voit son investissement remboursé par le biais de redevances annuelles fixées par la CSEM aux usagers des conduits de la ville.

1.6 Les autres actifs de distribution

En plus des installations civiles et électriques composant le réseau, d'autres actifs viennent supporter les opérations de planification, d'ingénierie, de construction, de maintenance et de service liés à la distribution de l'électricité.

Les principales catégories sont :

- centres d'exploitation du réseau;
- bâtiments et mobiliers;
- équipement de soutien;
- matériel roulant.

2 ACTIVITÉS RÉSEAUX : DE LA PLANIFICATION À L'EXPLOITATION

Le réseau de distribution est conçu et planifié pour que le transit de l'électricité requise par la clientèle québécoise soit réalisé selon les meilleurs choix technico-économiques et en fonction des attentes de la clientèle, notamment celles touchant la fiabilité, la qualité de l'alimentation électrique et des travaux exécutés pour les clients, le respect de l'environnement et la sécurité des installations.

Du côté du réseau, la distribution de l'électricité couvre toutes les grandes activités reliées à la planification, à la croissance du réseau, à la maintenance et à la pérennité des installations et à l'exploitation. Du côté des clients, le Distributeur doit répondre aux demandes d'alimentation électrique des clients en moyenne et basse tension, réaliser les interventions de raccordements et de prolongements de réseau et mettre à la disposition de la clientèle toute l'information disponible lors d'interruption et de perturbation de service.

2.1 Les orientations

Les orientations face à l'évolution du réseau sont définies en intégrant entre autres, les objectifs d'Hydro-Québec Distribution, la performance actuelle et souhaitée du réseau, les attentes de la clientèle, la croissance de la demande, la sécurité, l'environnement, les progrès technologiques et les balisages sur l'évolution du domaine. Ces orientations permettent de dégager une vision à court, moyen et long termes des activités réseau du distributeur, de la planification à l'exploitation.

2.2 La planification du réseau

La planification du réseau de distribution est animée par le souci de satisfaire la demande à un coût optimal aux clients et de fournir un produit électrique fiable, de bonne qualité, en respect de l'environnement et de la sécurité du public et ce, dans une perspective de court, moyen et long termes. La planification du réseau touche aussi bien les activités découlant de la croissance de la charge que celles destinées à assurer la pérennité des composantes du réseau de distribution

Afin de planifier l'évolution de son réseau, le Distributeur réalise les étapes suivantes :

- l'établissement des besoins du Distributeur en puissance;
- la détermination des niveaux d'investissements et des installations requises en distribution pour répondre à la croissance de la demande;
- l'établissement des actions de maintenance préventive et corrective nécessaires pour assurer la pérennité des installations;
- l'identification des moyens à déployer pour maintenir ou améliorer la qualité de l'alimentation.

2.3 Une gestion intégrée des projets

Les projets touchent la majorité des interventions sur le réseau, que ce soit au niveau du programme d'équipements, des prolongements du réseau, des modifications de réseau à la demande de tiers, des demandes des clients en souterrain ainsi qu'une partie des activités de maintenance. La caractéristique commune de ces projets est de requérir de l'ingénierie et une gestion de projet détaillée. Tous les projets sont conçus et réalisés dans le respect de l'environnement et ce, en conformité avec la norme ISO 14001. De plus, depuis 1999, la qualité des projets est soutenue par l'application rigoureuse de la norme ISO 9001.

Afin d'assurer à ses clients un service de meilleure qualité, un processus de gestion des projets, inspirés des meilleures pratiques reconnues dans les grandes entreprises, a été mis en place. La gestion simultanée d'un aussi grand nombre de projets, plus de 6 500 en 2001, est effectuée à l'aide du module PS (*Project System*) de la compagnie SAP, implanté en mars 2000.

2.4 La maintenance du réseau

Depuis quelques années, le Distributeur oriente progressivement la maintenance de son réseau vers de la maintenance préventive. Cette orientation vise à assurer la pérennité des installations et le maintien des performances du réseau de distribution au meilleur coût global.

Un programme de maintenance annuel, à la fois de nature préventive, systématique ou conditionnelle, est réalisé sur les réseaux aériens et souterrains

de distribution. Ce programme vise tout aussi bien les ouvrages civils et les composants électriques du réseau que la maîtrise de la végétation. Ce programme établit, selon une certaine hiérarchie, les priorités d'interventions par segments du réseau de distribution. En 2001, plus de 120 000 interventions de maintenance ont été effectuées.

L'application du concept de maintenance préventive du réseau est consolidée par des encadrements et par l'implantation du module PM (*Plant Maintenance*) de SAP. Les données cumulées par ce système faciliteront la mise en place dans le futur d'une maintenance préventive prédictive en maîtrisant bien les éléments constitutifs des réseaux de distribution.

2.5 Activités "service"

Environ 70 000 demandes des clients, directement liées à des interventions touchant le réseau, ont été traitées en 2001, telles que des demandes d'information, d'estimation, de déplacement de poteaux, de sécurisation chantier, de nouveaux raccordements ou de modifications d'entrée électrique. Afin de répondre adéquatement à ces demandes, le Distributeur favorise une culture de "service" répondant aux besoins du client en termes de qualité, de coût et de délai. Parmi les actions allant dans ce sens, citons les efforts soutenus pour respecter les engagements face au raccordement de la clientèle dans les délais convenus. Ces efforts ont d'ailleurs porté fruit puisque entre 2000 et 2001, le taux de raccordement dans les délais est passé de 88,3 % à 92,8 %. En avril 2002, le taux de raccordement dans les délais est passé à 93,3 %. La cible que le Distributeur s'est fixé pour l'année 2002 en terme de raccordement dans les délais est de 92 %.

2.6 L'exploitation du réseau

Le réseau de distribution électrique basse et moyenne tension du Québec est exploité par cinq **C**entres d'**E**xploitation de **D**istribution (CED) desservant chacun un territoire administratif. Un sixième centre d'exploitation a récemment été implanté aux Îles-de-la-Madeleine ; celui-ci gère la centrale insulaire ainsi que l'exploitation des installations des réseaux autonomes. Les CED ont pour mission principale :

- d'assurer la surveillance du réseau « jour et nuit, sept jours sur sept »;
- de gérer le rétablissement du service suite aux pannes;
- de gérer les retraits d'exploitation et la délivrance de régimes de travail afin de permettre la réalisation des travaux ;
- de produire les données (interruptions, manœuvres, régimes de travail, avis aux clients) nécessaires à l'analyse et au suivi du réseau d'Hydro-Québec en temps réel ou différé.

Le réseau de distribution est exploité à l'aide du logiciel CED développé par Hydro-Québec. Afin d'assurer la gestion optimale des activités et des informations associées à la gestion en temps réel du réseau, ce logiciel est relié, entre autres, aux systèmes de maintenance et de service à la clientèle.

- **Interventions planifiées / avis aux clients**

Afin que la réalisation des travaux sur le réseau soit effectuée en toute sécurité et que le résultat des interventions soit optimal, les CED planifient la coordination des retraits et les manœuvres requises pour permettre l'exécution des travaux. Lorsque ces travaux impliquent la mise hors-tension des installations, les clients identifiés sont avisés à l'avance de l'interruption de service. Un nouvel indicateur déployé au cours de 2001, montre que de juillet à décembre, 77 % des clients interrompus ont été avisés.

- **Pannes et rétablissement de service**

Le rétablissement de la disponibilité du réseau se fait grâce au lien entre le logiciel CED et le système du Service à la clientèle. En effet, les appels concernant une panne ou un appel de service reçus par le centre d'appel *Hydrodirect* sont transférés au logiciel CED qui en fait l'analyse et localise la zone affectée. L'exploitant organise alors l'activité de rétablissement et, selon l'importance de la situation, dépêche les équipes de maintenance sur les lieux ou déclenche l'ouverture de centres d'urgence. Dès qu'une panne est enregistrée dans le logiciel CED, une durée moyenne de rétablissement est rendue disponible permettant d'informer les clients sur la durée probable de l'interruption. Cette durée prévue est réévaluée dès lors où les causes et les activités de rétablissement ont été clairement établies sur le terrain. Les informations à jour sur la panne (heure de rétablissement, cause, état) sont transmises au système du Service à la clientèle afin d'informer les clients qui communiqueront avec Hydro-Québec.

En cas de pannes, le Distributeur cherche à rétablir l'alimentation au plus grand nombre de clients possible, tout en tenant compte des priorités de rétablissement.

2.7 Des outils adéquats

Plusieurs applications informatiques en opération ou en cours de développement viennent en support aux activités «réseau» et «clients» du Distributeur. Ces outils, permettent de rationaliser, d'uniformiser et d'harmoniser l'ensemble des activités de distribution et d'exercer un contrôle serré sur les coûts. Ils contribuent ainsi à l'amélioration de la rentabilité du Distributeur. En 2000, les modules PS (*Project System*) et PM (*Plant Maintenance*) de la compagnie SAP (*Systèmes, Applications et Produits de traitement de données*) ont été implantés. Ce système de gestion, reconnu mondialement, permet de traiter de façon intégrée tous les éléments requis pour mener à terme les projets, de l'expression du besoin par les clients jusqu'à la mise en service.

De plus, le logiciel CED (*centre d'exploitation de distribution*), en amélioration continue depuis 1984, assure la gestion optimale des activités et des informations associées à l'exploitation du réseau.

En combinaison à ces systèmes, il est prévu de déployer de nouveaux outils facilitant la maîtrise des coûts liés aux activités de projets, de maintenance et d'interventions chez les clients, particulièrement dans les phases d'ingénierie, d'estimation et de préparation des travaux.

Parmi ceux-ci figure l'implantation progressive, à compter de 2003, d'un *système d'information géographique* (SIG-Dcartes). Ce système de données géoréférencées, de cartes et d'outils d'interrogation et d'analyse, permettra à l'utilisateur d'y extraire des informations pertinentes pour la prise de décision et améliorera la planification de ses diverses activités par la connaissance géographique précise des sites à maintenir. Il pourra même contribuer à la réduction des déplacements requis.

À compter de 2003, l'ajout d'un système de *répartition des équipes assistée par ordinateur* (REAO) aura pour effet d'améliorer la rapidité d'interventions sur le réseau en minimisant les déplacements requis et d'accélérer le rétablissement des interruptions de service. En matière d'exploitation du réseau, ce système viendra optimiser les interventions sur le terrain, particulièrement dans les cas d'événements majeurs demandant la coordination d'un grand nombre d'équipes et nécessitant le déclenchement d'un plan d'urgence de rétablissement de service (PURS). Il aura aussi pour effet d'optimiser la prise de rendez-vous auprès des clients lors d'interventions à réaliser chez ces derniers.

3 LA PERFORMANCE DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Le réseau de distribution est conçu pour être en mesure d'assurer une alimentation continue à la clientèle tout au long de l'année. Pour cela, le réseau, ses architectures, ses composantes et ses modes d'exploitation, doivent être en mesure de répondre aux fluctuations d'appel de puissance qui couvrent des cycles allant du quotidien à l'annuel. L'optimisation du réseau et des

investissements est réalisée en tenant compte des prévisions de croissance de la charge sur un horizon de plus de 10 ans.

La surveillance et la conduite du réseau sont assurées en gérant les risques inhérents à un réseau aussi étendu. Ces risques sont minimisés par l'utilisation d'équipements et de normes de montage basés sur des normes reconnues, ainsi que par des activités optimales de maintenance préventive. Au quotidien, les interventions de maintenance corrective et d'exploitation du réseau sont conjuguées pour rétablir rapidement le service et informer la clientèle sur la nature et la durée des interruptions.

3.1 Un réseau répondant à la demande

Le réseau doit satisfaire à la demande de pointe hivernale maximale en condition normale d'opération, en condition de relève suite à la perte d'une ligne et en condition de reprise en charge suite à une interruption de longue durée. L'intégration de ces différents facteurs sert à déterminer la capacité de transit annuelle requise pour passer la pointe hivernale prévue et, par conséquent, à définir les investissements requis sur le réseau.

Pour l'année 2001, la demande en puissance mensuelle maximale (pointe coïncidente) du réseau de distribution est illustrée sur la figure 3.

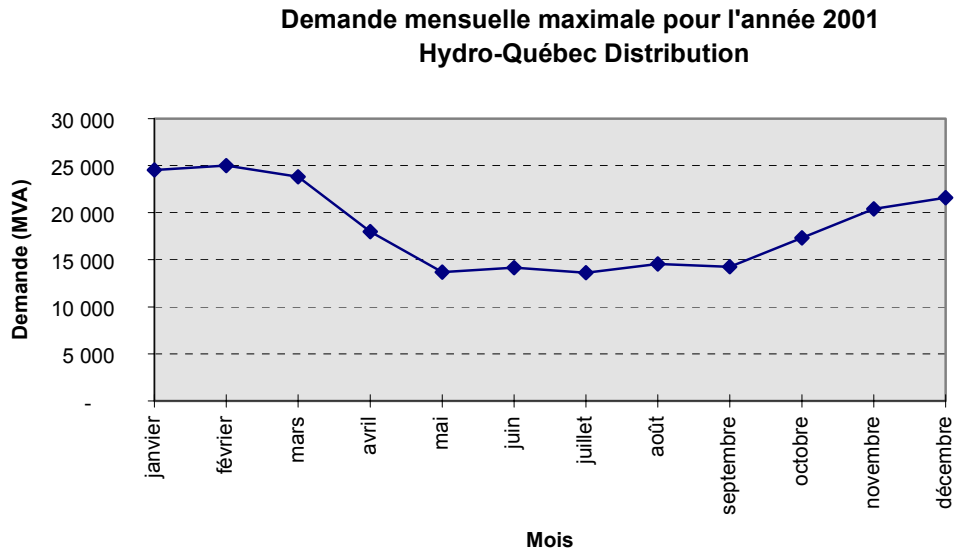


Figure 3 : Demande mensuelle maximale pour le réseau de distribution relié pour l'année 2001

Cette distribution est typique de la répartition de la demande de pointe du réseau de distribution tout au long d'une année. La hausse importante de la demande en hiver est liée à l'importance du chauffage électrique, particulièrement en milieu résidentiel.

La relation entre la demande de puissance à la pointe et la capacité de transit du réseau est déterminée par le facteur de charge³ du réseau de distribution. Le tableau ci-joint illustre l'évolution de ce facteur de 1999 à 2001:

³ C'est le rapport entre la somme des demandes de puissance maximale colligées aux départs de lignes (pointe non-coïncidente) sur la somme des capacités théoriques des lignes de distribution pour l'année en cours

	1999 <i>(Pte 99-00)</i>	2000 <i>(Pte 00-01)</i>	2001* <i>(Pte 01-02)</i>
Facteur de charge	0,532	0,534	0,544*

*Pour 2001, la puissance colligée est une valeur disponible en mai/juin 2002. Pour les besoins du calcul, on utilise la puissance prévue dans l'exercice de planification 2001.

La hausse du facteur de charge indique que la croissance de la demande en pointe est plus importante que l'augmentation de la capacité de transit du réseau. La valeur du facteur s'explique par l'importance marquée du chauffage électrique qui nécessite de pouvoir disposer de capacité de relèvement et de reprise de charge suffisante en hiver. De plus, parce qu'il est conçu et planifié en fonction des prévisions de croissance de la charge (0-10 ans), le réseau de distribution dispose dans certaines zones de capacité de transit supérieure au besoin du moment, particulièrement quand les croissances de charges anticipées ne se concrétisent pas. Cette marge est cependant inégale selon la zone et selon la répartition de la croissance de la demande sur le territoire du Québec.

3.1.1 Un réseau capable de faire face à la demande de pointe

C'est par son cycle annuel de planification qu'Hydro-Québec Distribution veille à maintenir l'adéquation entre la capacité du réseau et la demande de pointe du réseau et ce, à court, moyen, et long termes. Cette planification passe par la réalisation d'activités distinctes :

- **Validation de la pointe.** Les lignes d'Hydro-Québec Distribution connaissent leur demande de pointe maximale en hiver. Des mesures dans les postes de distribution, pour chaque départ de ligne, permettent d'établir le moment où survient cette pointe et sa valeur. Le territoire desservi étant très étendu, la demande de pointe maximale ne se produit pas au même moment pour chaque ligne.

- **Prévision de la demande et identification des problématiques :**
L'analyse des prévisions de la demande permet d'identifier les problématiques liées à la capacité de chacune des lignes du réseau d'assurer le transit de l'énergie et de la puissance prévue, en termes de quantité et de continuité, sur des horizons à court, moyen, et long termes.
- **Identification des solutions :** À cette étape, des éléments de solution sont développés pour régler les problématiques d'alimentation identifiées dans la phase d'analyse. Ces solutions intègrent les préoccupations des divisions Hydro-Québec Distribution et TransÉnergie, afin que les actions retenues soient à moindre coût pour la clientèle.

3.1.2 Un réseau flexible pour faciliter les opérations

L'étendue du territoire couvert, la mixité des lignes aériennes et souterraines, les 3 145 départs de lignes requièrent une architecture de réseau suffisamment flexible pour faciliter les opérations. L'architecture du réseau doit permettre d'intégrer la croissance de la charge à court, moyen, et long termes, tout en réduisant au minimum la durée et l'étendue des interruptions de service qu'elles soient fortuites ou planifiées.

Deux (2) grands principes d'architecture de réseaux sont utilisés en distribution avec différentes variantes, soit la relève intégrée et la relève spécialisée. Quelle que soit l'architecture, le type de relève définit comment sera alimenté un bloc de charge ou un ensemble de charge lorsque son mode d'alimentation normale est interrompu, suite à une panne ou pour des besoins d'entretien ou d'exploitation.

La figure 4 illustre schématiquement une ligne de distribution type et ses possibilités de relève par des liens avec d'autres lignes.

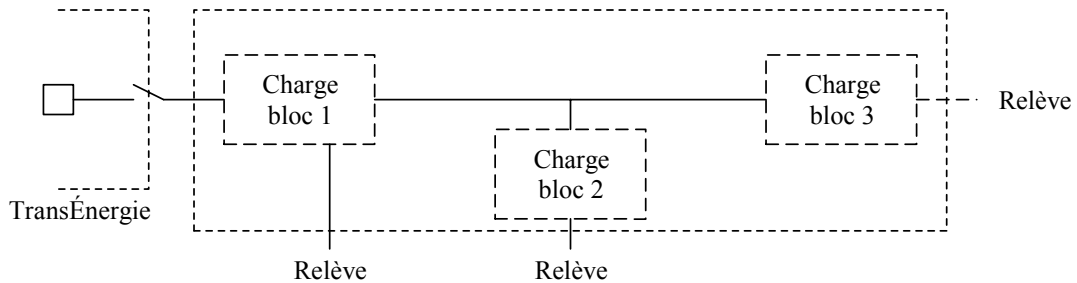


Figure 4: Ligne de distribution type et relève

- L'architecture de réseau basée sur la relève intégrée consiste à subdiviser la charge d'une ligne en plusieurs blocs de charge, typiquement 3. Chacun de ces blocs de charge peut être relevé par une ligne adjacente. Dans ce type de relève toutes les lignes impliquées sont sous tension et sous charge en mode normal d'opération. Ces lignes sont exploitées à environ 75% de leur capacité maximale afin d'être en mesure de reprendre, en tout temps, l'équivalent d'un bloc de charge provenant d'une autre ligne.
- L'architecture de réseau basée sur la relève spécialisée consiste à pouvoir relever la charge complète d'une ligne par une autre ligne spécialement dédiée à cet effet. En mode normal d'opération, la ligne de relève est maintenue sous tension et hors charge. En milieu urbain, on retrouve généralement une ligne de relève pour 3 à 5 lignes actives qui sont exploitées à 100 % de leur capacité maximale. Ce type d'architecture permet aussi la relève partielle d'une ou plusieurs lignes, selon la subdivision des blocs de charge.

En zone de faible densité de charge et lorsque le réseau est très étendu, certains blocs de charge d'une ligne, particulièrement en extrémité de réseau, n'ont pas toujours d'attaches avec d'autres lignes à cause de l'absence de lignes adjacentes de relève.

3.2 Critères de conception des lignes : fiabilité et sécurité

Les critères de conception des lignes aériennes et souterraines composant le réseau de distribution s'appuient sur un ensemble de normes nationales et internationales reconnues, couvrant les aspects électriques, mécaniques et civils du réseau. Ces normes tiennent compte des exigences de la distribution d'électricité et des conditions spécifiques qui prévalent dans diverses parties du territoire québécois. Elles uniformisent la construction et l'exploitation des réseaux de distribution, ainsi que le matériel utilisé. Leur application assure une saine gestion du réseau en portant une attention particulière aux points suivants : la sécurité du public, du personnel et des équipements, la fiabilité du réseau, les considérations financières, un traitement équitable pour la clientèle, le respect des conventions avec les tiers et le respect des conditions de fourniture de l'électricité.

3.3 Indice de continuité

Le réseau de distribution est conçu pour fournir une alimentation électrique fiable et continue à l'ensemble de la clientèle. L'indicateur de base pour mesurer cette performance est l'indice de continuité - Distribution, défini comme étant le nombre moyen d'heures d'interruption de service par client alimenté moyenne tension, incluant les pannes et les interruptions planifiées.

3.3.1 L'indice de continuité redressé

L'indice de continuité redressé (IC redressé) mesure la performance du réseau corrigée des événements particuliers hors contrôle, en corrigeant les données brutes afin d'exclure les effets des événements particuliers hors contrôle.

L'exclusion d'événements particuliers est le résultat d'une décision corporative qui s'appuie sur les critères suivants :

- événements découlant du dépassement des critères de conception du réseau (verglas, tornades, pluies abondantes, ...);
- événements dépendant d'une tierce partie pour les fins de la sécurité du public (ex.: fuites de gaz, incendies, inondations).

L'amélioration progressive de l'indice de continuité (IC) du réseau de distribution requiert l'optimisation de la fiabilité du réseau et des méthodes d'interventions en cas d'interruptions de service fortuites ou planifiées.

Pour 2002, le Distributeur s'est fixé comme objectif d'atteindre un indice de continuité de service de 2,00 .

Indice de continuité redressé (heures)

	Distribution
Résultats atteints	
1999	2,16
2000	1,97
2001	2,11
Objectif visé	
2002	2,00

Une intervention rapide et efficace des équipes sur le terrain et des architectures de réseau souples permettent de minimiser l'ampleur et la durée des interruptions de service. Les ingénieries de lignes, le choix d'appareillage (s'appuyant sur des normes reconnues), ainsi que les programmes de maintenance ciblée visent à réduire le nombre d'interruptions.

Parmi les actions en cours pour améliorer l'indice de continuité de service, citons à titre d'exemple : un meilleur contrôle de la végétation, une utilisation accrue des techniques de travail sous tension, l'élaboration de procédures d'alimentation temporaire, l'amélioration des méthodes de rétablissement de service, l'amélioration des procédures de rappel au travail et l'automatisation partielle du réseau.

3.3.2 L'indice de continuité brut

L'indice de continuité brut (IC brut) mesure le nombre d'heures d'interruptions de service sans égard aux événements ayant causé les interruptions de service, que ces événements aient dépassé les critères de conception du réseau ou qu'ils soient liés à des interruptions urgentes pour des raisons de sécurité.

Indice de continuité brut (heures)

	Distribution
Résultats atteints	
1999	5,27
2000	2,84
2001	3,82

Hydro-Québec Distribution n'a pas de cible annuelle pour cet indice, car son évolution est difficilement prévisible. Sa valeur est très dépendante de l'importance, du nombre et de la localisation des événements climatiques. Par contre, cet indice est pris en compte dans l'identification des actions et des investissements visant à l'amélioration de l'indice de continuité du réseau, à moyen et long termes.

À titre d'exemple, on peut citer « le programme de renforcement du réseau aérien dans les zones à risques de verglas élevé ». Ce programme a fait suite au verglas de 1998; il a débuté à la fin de 1998 et sera complété en 2004. Bien entendu, les actions visant l'amélioration de l'indice de continuité redressé contribuent tout autant à l'amélioration de l'indice de continuité brut.

3.4 Qualité de l'alimentation

Hydro-Québec Distribution est tenu par le *Règlement 634, section 18*, de livrer une tension en régime permanent conforme à la norme *CAN3-C235-83* et elle s'y conforme.

Pour ce qui est des autres paramètres déterminant la qualité de la tension électrique, Hydro-Québec Distribution n'a pas d'obligation formelle. Toutefois, elle s'est donnée des règles et des encadrements basés sur les normes internationales, afin d'être en mesure d'offrir un produit de classe comparable. Ces informations ont été regroupées dans un document informatif destiné à la clientèle d'Hydro-Québec intitulé « *Caractéristiques et cibles de qualité de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec* »⁴.

3.5 Acceptabilité environnementale et adaptation au milieu

L'ensemble des activités du Distributeur est réalisé dans le respect des préoccupations environnementales et dans le souci de la sécurité du personnel et du public. Certaines études environnementales sont réalisées par le Distributeur. Ces études sont liées d'une part aux activités de distribution d'électricité, et d'autre part, aux activités de production d'énergie (Réseaux autonomes). Les impacts principalement observés concernent :

- l'intégration visuelle des équipements dans le milieu;
- l'intégration fonctionnelle reliée à la nuisance aux autres activités telles que déneigement, aménagement paysager, stationnement;

⁴ Fournis à l'annexe 3

- les contaminants : soit le lessivage et l'odeur des produits de préservation du bois, le déversement accidentel de combustibles, d'huile isolante ou hydraulique, les infiltrations dans les structures souterraines, les émissions liées à l'utilisation des véhicules;
- les conflits avec le milieu naturel dont la maîtrise de la végétation près des lignes aériennes, le déboisement ou la difficulté à préserver les arbres jugés intéressants lors de la construction des lignes aériennes et souterraines et l'interaction avec la faune (écureuils, oiseaux);
- la protection des ressources, c'est-à-dire la récupération et le recyclage des équipements, la préservation du patrimoine bâti et des ressources archéologiques, de même que les dommages à la propriété;
- la gestion des carburants, la pollution de l'air et le bruit dans le cas de centrales diesel.

En vue d'assumer pleinement ses responsabilités et minimiser les impacts, le Distributeur met l'accent sur la prévention de la pollution et sur le développement durable, ce qui lui a valu l'accréditation en 2000 à la norme ISO 14 001 pour les activités directement liées à l'exploitation du réseau de distribution. Le maintien de cette certification constitue un objectif pour 2002. L'ensemble des activités fait l'objet d'évaluations environnementales et des mesures d'atténuation sont appliquées afin de minimiser les impacts. Pour renforcer ces efforts, le Distributeur s'engage avec les municipalités et les promoteurs dans un exercice de concertation afin d'intégrer dans le paysage urbain les installations aériennes et souterraines de distribution.

À cela s'ajoutent l'implantation d'un processus d'évaluation environnementale des projets et programmes, le plan d'action de réduction des substances appauvrissant la couche d'ozone et les programmes de restauration de sites contaminés. Des audits internes et externes permettent de s'assurer de l'application des différentes procédures mises en place. Un programme de vérification de la conformité légale permet d'assurer le respect de la réglementation.

Finalement, le Distributeur réalise de la recherche en vue de diminuer les impacts négatifs des activités d'implantation et d'exploitation des équipements et de favoriser l'intégration de ces derniers dans le milieu.

3.6 La sécurité du public

La sécurité du public demeure une préoccupation constante pour Hydro-Québec Distribution. Que les installations de distribution soient sûres, est l'attente la plus fréquemment exprimée dans les sondages auprès de la clientèle. C'est l'une des raisons pour lesquelles divers programmes de sensibilisation ont été mis en œuvre par le Distributeur. Ces programmes portent sur les dangers liés à l'électricité, touchant aussi bien les installations du Distributeur que les installations électriques des particuliers.

Les statistiques démontrent que ses programmes ont porté fruit, et que la population est plus au fait des dangers liés à l'électricité. Ainsi, au sein de la population québécoise, le nombre de décès causés, par les accidents d'origine électrique de tout type, est passé de 24 à un (1) entre 1990 et 2001, tel

qu'illustré à la figure 5. L'objectif que se fixe le Distributeur est bien sûr de réduire à zéro le nombre de décès par électrocution.

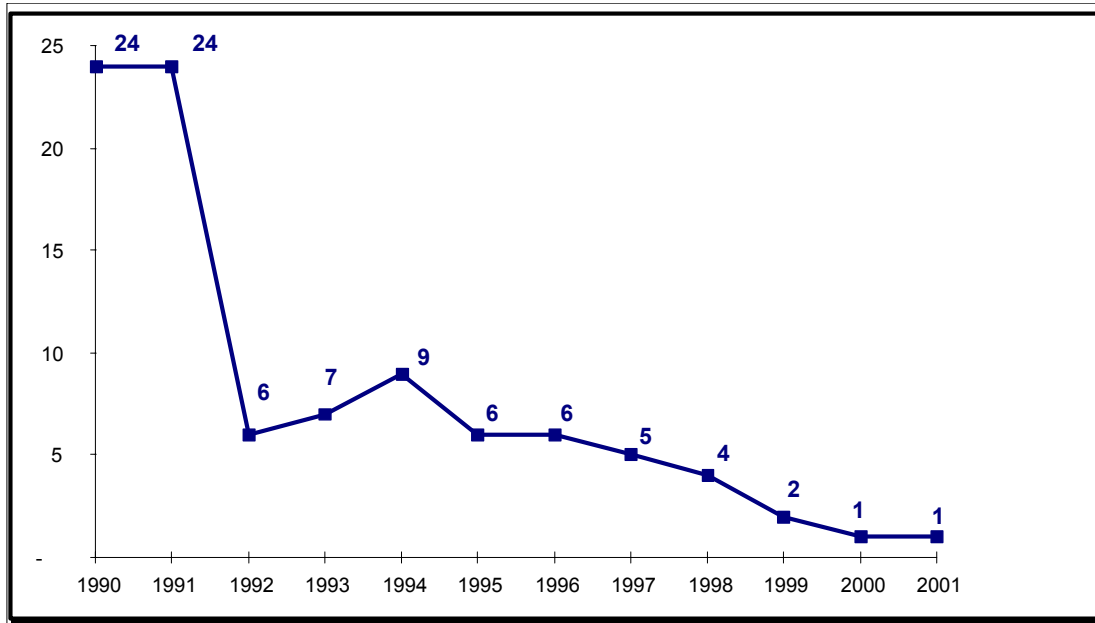


Figure 5: Nombre de décès par électrocution dans la population

Toutes les activités de sensibilisation déjà amorcées en matière de sécurité auprès du public seront poursuivies, ainsi que les programmes destinés à promouvoir la sécurité auprès des personnes oeuvrant à proximité du réseau de distribution et les programmes de sensibilisation du public jeunesse en milieu scolaire destinés à le préparer à une utilisation sûre de l'électricité.

3.7 Recherche et développement

Des programmes de R&D (recherche et développement) ciblés sur des applications réseaux sont en continuité avec les objectifs d'amélioration de la

rentabilité et de la qualité du service sur son réseau. Le Distributeur veut saisir les opportunités, tant celles issues de ses propres capacités d'innovation ou provenant de nouvelles technologies développées à l'extérieur d'Hydro-Québec.

Une vigie technologique est exercée dans le domaine de la distribution. Elle est principalement axée sur les technologies améliorant la sécurité des réseaux, la production décentralisée, la qualité de l'onde et l'amélioration des performances générales du réseau.

Dans cette perspective, les actions de R&D rattachées au réseau sont regroupées à l'intérieur des thèmes suivants :

- Améliorer la qualité du service électrique : Les efforts visent une amélioration de l'efficacité du réseau par une plus grande automatisation et un meilleur contrôle de l'énergie électrique lors de défaillances.
- Réduire les coûts du réseau souterrain : Si le réseau souterrain présente un avantage marqué au niveau de sa capacité à résister aux événements climatiques extrêmes, ses coûts élevés en font encore une option de réseau peu demandée par la clientèle qui doit en défrayer les coûts additionnels. Une partie importante des efforts de R&D portera sur l'étude de nouveaux concepts de réseau souterrain plus économiques afin de favoriser l'utilisation de cette option.
- Réduire les coûts du réseau aérien tout en augmentant sa robustesse : Le réseau aérien constitue 90% du réseau actuel d'Hydro-Québec Distribution et il demeure l'option la moins coûteuse d'alimentation. Les

efforts prévus de R&D visent à prolonger la durée de vie des installations existantes et à élaborer de nouveaux concepts de réseau aérien présentant une meilleure résistance aux événements climatiques extrêmes ainsi qu'une réduction des coûts. Ces nouveaux concepts intégreront les résultats des projets de recherche démarrés suite au verglas de 1998.

L'ensemble des activités de recherche et développement d'Hydro-Québec Distribution s'inscrit dans le cadre d'une gestion rigoureuse et intégrée du portefeuille de projets. Le Distributeur s'assure que les objectifs initiaux sont toujours d'actualité et que les gains escomptés se confirment. Cela peut, dans certains cas, se traduire par la conclusion d'ententes de partenariat appropriées.

Annexe 1

Liste des distributeurs municipaux et leurs tensions d'alimentation

ANNEXE 1 LISTE DES RÉSEAUX MUNICIPAUX ET LEURS TENSIONS D'ALIMENTATION		
	Tension d'alimentation (kvA)	
	Sections à	Sections à
1 Cite de Westmount	12,5	-
2 Coopérative régionale d'électricité	48,0	24,0
3 La Ville de Jonquière	24,9	161,0
4 Ville d'Alma	24,9	-
5 Ville d'Amos	26,0	-
6 Ville de Baie-Comeau	69,0	-
7 Ville de Coaticook	24,9	-
8 Ville de Joliette	120,0	-
9 Ville de Magog	120,0	-
10 Ville de Sherbrooke	120,0	-

Annexe 2 :
Programme d'enfouissement des réseaux
de distribution d'électricité

ANNEXE 2 : PROGRAMMES D'ENFOUISSEMENT DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Responsabilités et Investissements		Demandeur : Promoteurs Investissements modulés selon la prévision de la demande
<ul style="list-style-type: none"> Volet 1 – Embellir les nouveaux quartiers NOTE : Ce volet respecte les conditions du Règlement 634, prolongement du réseau (Au choix du demandeur : coût différentiel ou coût unitaire). 		
<ul style="list-style-type: none"> Volet 2 – Embellir les voies publiques Contribution d'Hydro-Québec : 30 % Contribution de la municipalité : 70 % Note : La municipalité paie 70 % du coût différentiel entre l'aérien et le souterrain, plus 100 % des frais de retrait. 		Demandeur : Municipalités Maximum 50 M\$/an pour HQ
<ul style="list-style-type: none"> Programme gouvernemental – Sites d'intérêt patrimonial, culturel et touristique Hydro-Québec Télécommunications Resurfaçage Éclairage et modification des entrées électriques 	<ul style="list-style-type: none"> 100 % de ses travaux 50 % compagnies 50 % gouvernement & municipalité 50 % HQ pour ses travaux 50 % gouvernement et municipalité 100 % gouvernement & municipalité 	Demandeur : Municipalités Maximum 50 M\$/an pour HQ

Annexe 3 :
Caractéristiques et cibles de qualité
de la tension fournie par les
réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec

A

**Vice-présidence Distribution
Direction Plans et Stratégies d'affaires
Orientations du réseau**

**Caractéristiques et cibles
de qualité de la tension
fournie par les réseaux moyenne
et basse tension d'Hydro-Québec**

Rapport no. : 30012-01-02
Dossier : 1003-02/0077
Date : Février 2001

Sommaire

L'objectif de ce document est de faire connaître aux clients les différents phénomènes affectant la qualité de l'onde électrique, de définir leurs caractéristiques, et d'inciter les clients à tenir compte de ces informations pour protéger adéquatement leurs équipements et minimiser les impacts possibles des différentes perturbations.

Les caractéristiques et cibles de qualité de tension présentées dans ce document sont de nature générale et ne sont fournies qu'à titre indicatif. Elles fournissent les meilleures indications possibles de ce qui peut être prévu, sans que rien ne garantisse que les valeurs ou le nombre d'événements indiqués ne puissent être dépassés pour un client donné ou dans une zone particulière. Ce document ne constitue pas une obligation ni une garantie de quelque nature que ce soit de la part d'Hydro-Québec .

Le document décrit, au point de livraison des clients moyenne et basse tension, les caractéristiques principales de la qualité de tension fournie par le réseau de distribution d'Hydro-Québec dans les conditions habituelles d'exploitation. **Les caractéristiques présentées dans ce document s'appliquent autant au réseau moyenne tension qu'au réseau basse tension à moins d'indication contraire.** Il ne s'applique pas aux cas de force majeure ni à d'autres situations particulières énumérées dans le domaine d'application.

Le présent document est en partie fondé sur les pratiques que proposent les normes nationales et internationales en matière d'alimentation électrique et tient compte également des caractéristiques propres au réseau d'Hydro-Québec

De façon plus spécifique, le document traite de caractéristiques telles que la tension en régime permanent, la tension de neutre, les interruptions, les tensions harmoniques, les déséquilibres, le papillotement, les coupures brèves, les creux de tension, les surtensions temporaires, les variations de fréquence et de tension, et les surtensions transitoires. Pour certaines caractéristiques, des valeurs cibles sont définies en référence à des normes et en termes de probabilité, c'est-à-dire, qu'elles sont applicables pendant un pourcentage et une période de temps définis. Pour d'autres caractéristiques, l'état actuel des connaissances ou de la normalisation, ou la nature aléatoire ou externe des perturbations, permettent seulement de définir des valeurs indicatives qui font alors état des informations existantes sur le sujet.

Par ailleurs, pour qu'il y ait compatibilité entre les équipements des clients et leur alimentation électrique, il est essentiel aussi que les appareils des clients aient des niveaux d'immunité adéquats et que les perturbations émanant des appareils ou installations se situent au-dessous des niveaux d'émission autorisés de façon à ce que leur effet cumulé sur le réseau n'entraîne pas un risque inadmissible de dépassement des niveaux de compatibilité.

Concernant ce dernier aspect relatif au contrôle des perturbations produites par les installations des clients raccordées au réseau de distribution, il est encadré par les limites d'émission autorisées par Hydro-Québec , et il est essentiel que les clients s'y conforment pour que les valeurs cibles présentées ici puissent être atteintes.

TABLE DES MATIÈRES

1. PRÉAMBULE.....	II
2. OBJET	1
3. DOMAINE D'APPLICATION.....	1
4. DÉFINITIONS :	3
5. CLASSIFICATION DES PERTURBATIONS DE L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE.....	8
5.1 TENSION EN RÉGIME PERMANENT - BASSE TENSION.....	9
5.2 TENSION EN RÉGIME PERMANENT - MOYENNE TENSION.....	11
5.3 TENSION DE NEUTRE (TENSION NEUTRE-TERRE).....	12
5.4 INTERRUPTIONS (<i>DURÉE^g 1 MINUTE</i>).....	13
5.5 TENSIONS HARMONIQUES.....	15
5.6 DÉSÉQUILIBRES DE TENSION.....	17
5.7 PAPILLOTEMENT.....	18
5.8 COUPURES BRÈVES (<i>DUREE < 1 MIN</i>).....	19
5.9 CREUX DE TENSION.....	20
5.10 SURTENSIONS TEMPORAIRES	21
5.11 VARIATIONS DE FRÉQUENCE.....	22
5.12 VARIATIONS RAPIDES DE TENSION.....	23
5.13 SURTENSIONS TRANSITOIRES - BASSE TENSION	24
5.14 SURTENSIONS TRANSITOIRES - MOYENNE TENSION.....	25
6. RÉFÉRENCES :	26

Annexe A : Statistiques : creux de tension et coupures brèves sur les réseaux basse tension et moyenne tension

Annexe B : Statistiques de variations de fréquence

Annexe C : Extraits du règlement numéro 634 sur les conditions de fourniture de l'électricité

1. Préambule

L'objectif du présent document est de :

- faire connaître aux clients les balises généralement acceptées par la communauté internationale ou définies par Hydro-Québec pour les différents phénomènes affectant la qualité de l'onde électrique ;
- rappeler aux clients qu'il est normal que l'électricité livrée puisse faire l'objet d'interruptions ou de perturbations ;
- inciter les clients à tenir compte des informations fournies afin de protéger adéquatement leurs équipements et d'organiser leur utilisation de l'électricité de manière à minimiser les impacts possibles des différents phénomènes si cela est nécessaire ;
- inciter les fournisseurs d'équipements à offrir les options requises pour assurer la compatibilité de leurs équipements avec l'alimentation électrique normale.

Les caractéristiques de la tension définies dans ce document sont de nature générale ; elles ne doivent donc pas être interprétées comme étant complètes ou suffisantes pour assurer le bon fonctionnement d'une installation ou d'un équipement donné.

Il faudra par conséquent que le client prenne en considération l'ensemble des phénomènes ou caractéristiques pour assurer l'intégration adéquate d'une installation ou d'un équipement dans son environnement particulier, le tout selon les normes applicables et les règles de l'art en la matière.

Il importe également de noter que les caractéristiques et cibles présentées ici constituent les meilleures indications possibles de ce qui peut être prévu, sans que rien ne garantisse que les valeurs ou le nombre d'événements indiqués ne puissent être dépassés pour un client donné ou dans une zone particulière.

À cet égard, **Hydro-Québec ne garantit pas le maintien à un niveau stable de la tension et de la fréquence, ni la continuité de la fourniture et de la livraison de l'électricité. Elle ne peut en aucun cas, tant du point de vue contractuel qu'extra contractuel, être tenu responsable des préjudices causés aux biens résultant de la fourniture ou de la livraison de l'électricité ou du défaut de fournir ou de livrer l'électricité, ou résultant d'une mise à la terre accidentelle, d'une défaillance mécanique sur son réseau, de toute interruption de service, de variations de fréquence ou de variations de la tension de fourniture.** (Règlement 634, a.102)

En outre, même lorsque le réseau est exploité dans les limites définies dans ce document, il demeure essentiel que les équipements ou procédés soient adéquatement conçus ou immunisés de façon qu'ils ne soient ni perturbés ni endommagés par leur environnement électrique.

C'est pourquoi le client a l'obligation d'assurer la protection des biens et la sécurité des personnes qui se trouvent aux endroits où l'électricité est fournie ou livrée et il est responsable de se prémunir contre les conséquences de toute interruption de la fourniture et de la livraison de l'électricité et il doit protéger son installation électrique et ses appareils contre les variations ou pertes de tension, les variations de fréquence et les mises à la terre accidentelles. (Règlement 634, a.66)

Les méthodes de mesure auxquelles on réfère dans ces pages sont relativement nouvelles. Il est donc possible que les appareils de mesure conformes à ces méthodes ne soient pas largement accessibles avant plusieurs années. Entre-temps, on pourra utiliser les appareils de mesure disponibles en traitant ou en interprétant les résultats de manière à respecter le plus possible les méthodes décrites.

Contexte

Le présent document est en partie fondé sur les pratiques que proposent les normes nationales et internationales en matière d'alimentation électrique et tient compte également des caractéristiques propres au réseau d'Hydro-Québec. Parmi les normes existantes ou en cours d'élaboration sur la qualité de l'onde et la compatibilité entre les charges et leur alimentation électrique, la prépondérance a été accordée aux normes de la Commission Électrotechnique Internationale (CEI) ainsi qu'à la norme EN50160 [1] du Comité européen de normalisation électrotechnique (CENELEC), qui comptent parmi les plus avancées dans le domaine.

Par ailleurs, des mesures de la qualité de l'onde électrique se dérouleront au cours des prochaines années pour continuer de quantifier les différents indices de qualité de l'onde dans leur application au réseau de distribution d'Hydro-Québec. À la lumière des résultats de ces mesures, les niveaux de certaines perturbations de l'onde électrique présentés à titre indicatif dans ce document pourront être définis de façon plus précise éventuellement.

En conditions habituelles d'exploitation, les tensions d'alimentation sont sujettes à des variations qui sont dues à des modifications de charge du réseau, à des perturbations produites par certains équipements et à l'apparition de défauts principalement attribuables à des causes externes. Les caractéristiques peuvent varier de façon aléatoire, à la fois dans le temps, à un point de fourniture donné, et dans l'espace, à un instant donné.

Certains des phénomènes qui ont une incidence sur la tension sont particulièrement imprévisibles de sorte qu'il est impossible d'indiquer la valeur précise des caractéristiques qui en sont affectées. Il est donc nécessaire de définir l'effet de ces événements sur les caractéristiques en question en termes de statistiques et de probabilités au lieu de les décrire par des valeurs extrêmes.

Compatibilité des équipements avec l'alimentation

Une électricité parfaitement conforme, au point de livraison, aux caractéristiques énoncées dans ce document ne saurait garantir le fonctionnement satisfaisant des équipements ou des procédés. Cette garantie ne peut être obtenue que si ces équipements ou procédés sont compatibles avec l'alimentation fournie.

Au niveau international, on définit la Compatibilité électromagnétique (CÉM) comme « l'aptitude d'un appareil ou d'un système à fonctionner dans son environnement électromagnétique de façon satisfaisante et sans produire lui-même des perturbations électromagnétiques intolérables pour tout ce qui se trouve dans cet environnement » [norme CEI 50 (161-01-07)].

Il existe deux conditions nécessaires à la compatibilité électromagnétique :

- les appareils des clients doivent avoir des niveaux d'immunité supérieurs aux niveaux de compatibilité spécifiés pour un phénomène donné ;
- les perturbations émanant des installations ou d'appareils des clients doivent se situer au-dessous des niveaux d'émission autorisés sur le réseau de façon à ce que leur effet cumulé n'entraîne pas un risque inadmissible de dépassement des niveaux de compatibilité.

Les caractéristiques relatives au premier aspect sont encadrées par les normes d'immunité, telles que la norme CEI 1000-4-11, « Essais d'immunité aux creux de tension, coupures brèves et variations de tension ».

Le degré de compatibilité désiré entre l'équipement et l'alimentation dépend bien sûr de l'utilisation qu'on fait de l'équipement et des conséquences d'une incompatibilité. Par exemple, l'arrêt momentané d'un entraînement à vitesse variable et du moteur qu'il actionne peut être acceptable dans le cas d'un système de ventilation, mais problématique quand il s'agit d'une ligne de production.

Il est donc important, pour chaque application, de bien considérer le degré d'immunité que doit présenter l'équipement compte tenu de l'alimentation à laquelle il est raccordé. Cette immunité peut caractériser l'équipement même, mais elle peut aussi être améliorée par l'ajout de dispositifs d'atténuation tels que des filtres, une alimentation autonome sans coupures, etc.

En ce qui a trait au deuxième aspect de la compatibilité, relatif à la production de perturbations par les installations des clients raccordées au réseau, il est encadré par les limites d'émission autorisées par Hydro-Québec, et il est essentiel que les clients s'y conforment pour que les valeurs cibles présentées ici puissent être atteintes. À cet effet Hydro-Québec met à la disponibilité de sa clientèle des guides et méthodes pour calculer et valider les limites d'émissions avant l'installation des équipements.

Utilisation de l'électricité

Rappelons qu'en tout temps, l'électricité doit être utilisée selon la limite de puissance disponible, de façon à ne pas causer de perturbation au réseau d'Hydro-Québec, à ne pas nuire à la fourniture de l'électricité aux autres clients et à ne pas mettre en danger la sécurité des représentants d'Hydro-Québec (Règlement 634, a.74) et le client est responsable de tout préjudice causé à d'autres clients ou à Hydro-Québec suite à une utilisation non-conforme de l'électricité. (Règlement 634, a.104)

2. Objet

L'objet de ce document est de définir et de décrire les valeurs qui caractérisent la tension fournie par le réseau de distribution d'Hydro-Québec, telles que la fréquence, l'amplitude, la symétrie des tensions triphasées et la forme de l'onde, de façon à donner une meilleure information aux clients.

3. Domaine d'application

Le document décrit, au point de livraison au réseau moyenne ou basse tension, les caractéristiques principales de la qualité de tension fournie par le réseau de distribution d'Hydro-Québec dans les conditions habituelles d'exploitation.

Il ne s'applique pas aux situations suivantes :

- conditions exceptionnelles liées à des influences ou à des événements externes, telles que des conditions climatiques extrêmes, des catastrophes naturelles, des perturbations excessives provenant de tiers, des cas de force majeure, des explosions, bris ou accidents de machines ou de l'équipement, des coupures dues à des causes externes ou si la sécurité publique l'exige, etc. ;
- réseau îloté, exploitation faisant suite à une panne ou prenant place dans des conditions provisoires d'alimentation durant des travaux d'entretien ou de construction ou ayant comme objectif de limiter l'étendue et la durée d'une coupure d'alimentation ;
- non-conformité des installations ou des équipements de clients aux codes, normes ou règlements applicables ou aux exigences techniques de raccordement ;
- non-conformité des installations ou des équipements de clients aux limites d'émission de perturbations autorisées sur le réseau de distribution d'Hydro-Québec ;
- non-conformité des installations de production aux normes applicables ou aux exigences de raccordement des centrales au réseau d'Hydro-Québec ;
- aux réseaux autonomes (ex.: réseau des Îles-de-la-Madeleine, réseau de la Basse-Côte-Nord desservi par la centrale du Lac-Robertson, réseaux alimentés par des groupes électrogènes ou par d'autres types de centrales autonomes dans les communautés nordiques, etc.) ;
- aux réseaux voisins qui alimentent des clients ou des postes d'Hydro-Québec de même que les parties du réseau d'Hydro-Québec alimentées par ces postes (postes et clients d'Hydro-Québec desservis par le réseau de l'Alcan, partie du réseau du Témiscamingue non reliée au réseau principal mais interconnectée avec l'Ontario, réseau de la Cie. Hydro-Électrique Manicouagan, la centrale Bryson synchronisée avec l'Ontario, etc.).

Les caractéristiques et cibles de qualité de tension présentées dans ce document sont de nature générale et ne sont fournies qu'à titre indicatif. Elles fournissent les meilleures indications possibles de ce qui peut être prévu, sans que rien ne garantisse que les valeurs ou le nombre d'événements indiqués ne puissent être dépassés pour un client donné ou dans une zone particulière. Ce document ne constitue pas une obligation ni une garantie de quelque nature que ce soit de la part d'Hydro-Québec .

En aucun temps, les caractéristiques et cibles présentées dans ces pages ne peuvent avoir pour effet de rendre inapplicables les dispositions du règlement 634 sur les conditions de fourniture de l'électricité ni servir à interpréter le sens ou la portée du dit règlement dont les dispositions pertinentes sont reproduites en annexe. De même, elles ne doivent pas être interprétées comme des limites de perturbations que les clients raccordés au réseau d'Hydro-Québec seraient autorisés à produire (limites dites d'émission).

4. Définitions :

Dans le présent document, on entend par:

Compatibilité

Aptitude d'un appareil ou d'un système électrique à fonctionner de façon satisfaisante et sans produire lui-même des perturbations excessives pour les autres appareils raccordés au réseau électrique. (C'est l'équivalent de la « Compatibilité électromagnétique » définie par la CEI).

Conditions habituelles d'exploitation

Conditions permettant de répondre à la demande de la charge, aux manœuvres d'exploitation et à l'élimination normale des défauts par l'entremise des systèmes de protection automatique, en l'absence de cas de force majeure, de conditions exceptionnelles ou de conditions provisoires d'alimentation.

Coupure brève

Affaissement complet de la tension d'alimentation sur toutes les phases pour une durée n'excédant pas 1 minute.

Creux de tension

Brusque réduction de plus de 10 % de la tension nominale sur une ou plusieurs phases pour une courte durée variant de 8 millisecondes à 1 minute.

Cycle

Durée d'une période de l'onde fondamentale de la tension alternative du réseau. Pour une fréquence de 60 Hz, cette durée est de $1/60^e$ de seconde, soit 16,67 millisecondes.

Déséquilibre de tension

Situation où les trois tensions du système triphasé ne sont pas égales en amplitude ou ne sont pas déphasées de 120° les unes par rapport aux autres.

Force majeure

S'entend des cas fortuits, conflits de travail, actes de l'ennemi public, guerres, insurrections, émeutes, incendies, tempêtes ou inondations, explosions, bris ou accidents des machines ou de l'équipement, réductions, ordonnances, réglementations ou restrictions imposées par un gouvernement militaire ou des autorités civiles légalement établies, ou toute autre cause indépendante de la volonté d'Hydro-Québec.

Fréquence de la tension d'alimentation

Taux de répétition de l'onde fondamentale de la tension d'alimentation, mesuré pendant un intervalle de temps donné. La fréquence d'un réseau alternatif de distribution publique est directement liée à la vitesse de rotation des alternateurs.

Indice de continuité

Indice représentant pour chacun des clients alimentés dans une zone déterminée (province, municipalité, poste, ligne...) le nombre moyen d'heures d'interruptions de service subies pendant une période donnée.

Moyenne tension

Aux fins de ce document, il s'agit des parties du réseau dont la tension nominale entre phases se situe entre 750 V et 34,5 kV inclusivement.

Basse tension

Aux fins de ce document, il s'agit des parties du réseau dont la tension nominale entre phases se situe en deçà de 750 V.

Interruption

Coupure de l'alimentation électrique de plus de 1 minute.

Papillotement (Flicker)

Impression d'instabilité de la sensation visuelle due à un stimulus lumineux dont la luminance ou la répartition spectrale fluctuent dans le temps. [Vocabulaire Électrotechnique International (50-161-08-13)].

Période de mesure

Période de référence utilisée pour le relevé des mesures et l'établissement des classements statistiques; cette période est d'une semaine continue aux fins de ce document. Les mesures peuvent toutefois s'étendre sur plus d'une semaine, au besoin.

Point de livraison

Tout point situé immédiatement après l'appareillage de mesurage d'Hydro-Québec à partir duquel l'électricité est mise à la disposition du client; lorsque Hydro-Québec n'installe pas d'appareillage de mesurage ou lorsque celui-ci est situé avant le point de raccordement, le point de livraison est au point de raccordement. C'est à ce point que sont définies les caractéristiques et cibles de qualité de la tension fournie par le réseau de distribution et faisant l'objet de ce document. (Règlement 634,a.3)

Point de raccordement

Le point où est relié au réseau Hydro-Québec l'installation électrique du lieu ou l'électricité est fournie. (Règlement 634,a.3)

Réseau iloté

Réseau électrique comprenant à la fois un ou des centres de production et des charges temporairement détaché du réseau principal à la suite d'une perturbation ou d'une manœuvre.

Réseau autonome

Tout réseau de production et de distribution de l'électricité détaché du réseau principal. (Règlement 634, a.3)

Réseau principal

Le plus grand ensemble de réseaux électriques d'Hydro-Québec interconnectés entre eux.

Réseau voisin

Réseau n'appartenant pas à Hydro-Québec, mais pouvant être interconnecté avec son réseau principal.

Surtension temporaire

Augmentation soudaine de la valeur efficace de la tension sur une ou plusieurs phases (plus de 110 % de la tension nominale) pour une durée variant de 8 millisecondes à 1 minute.

Surtension transitoire

Augmentation très rapide de la tension à une fréquence élevée, indépendante de la fréquence de la tension d'alimentation. La surtension peut prendre la forme d'une impulsion unidirectionnelle de polarité négative ou positive ou d'une oscillation amortie. Elle peut être causée par des commutations de charges, par des manœuvres en réseau, ou par la foudre.

Tension d'alimentation

Tension mesurée au point de livraison d'un client.

Tension de neutre

Tension mesurée entre le conducteur de neutre du réseau et une électrode de référence située à au moins 10 mètres de toute autre mise à la terre ou d'une masse métallique. (Règlement 634, a.3)

Tensions harmoniques

Tensions sinusoïdales dont les fréquences sont des multiples entiers de la fréquence fondamentale du réseau (60 Hz).

Tension nominale du réseau moyenne tension

Tension efficace entre phases servant à désigner un réseau. Aux fins de ce document, les tensions nominales (V_{nom}) s'établissent comme suit : 4,16 kV, 12,47 kV, 13,2 kV, 13,8 kV, 24,94 kV et 34,5 kV. La tension nominale la plus courante en moyenne tension est de 24,94 kV.

Tension nominale du réseau basse tension

Tension efficace servant à désigner un réseau. Aux fins de ce document, les tensions nominales basse tension (V_{nom}) s'établissent comme suit :

- 120/240 V, dans le cas d'un système monophasé ;
- 347/600 V, dans le cas d'un système triphasé, étoile, neutre mis à la terre.

Tension en régime permanent

Valeur efficace de la tension évaluée sur 10 minutes.

Valeur définie à 95 %

S'applique à une période de mesure d'une semaine : une valeur définie à 95 % signifie que pendant 159,6 heures des 168 heures d'une semaine, les valeurs mesurées sont en deçà de la valeur cible ou indicative des caractéristiques. Pour chaque période d'une semaine, une caractéristique donnée pourrait donc excéder sa valeur cible ou indicative durant 8,4 heures.

Valeur cible

Limite visée pour certaines caractéristiques de la tension en référence à des objectifs d'entreprises ou à des normes nationales ou internationales. Elles sont souvent définies en termes de probabilité par un pourcentage et une période de temps définis. Il peut donc arriver que ces limites soient occasionnellement dépassées.

Valeur indicative

Dans le cas de certaines caractéristiques de la tension, l'état actuel des connaissances ou de la normalisation, ou encore la nature aléatoire ou externe des perturbations, ne permettent pas de définir de valeurs cibles. Les valeurs indicatives qui sont alors données font simplement état des informations existant sur le sujet.

Variations rapides de tension

Suite de variations soudaines ou variations cycliques de la valeur efficace de la tension entre deux niveaux consécutifs, généralement attribuables à des variations de charges ou à des manœuvres en réseau.

5. CLASSIFICATION DES PERTURBATIONS DE L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE

Le classement général suivant, établi à titre indicatif, permet de distinguer le type et la durée des phénomènes faisant l'objet de ce document, ainsi que leurs effets sur les équipements et les différentes méthodes de mesure préconisées et la nature des valeurs présentées.

Phénomènes (Durée typique)	Type	Section du document	Effets possibles	Mesure	Valeurs Cibles ou indicatives
De longue durée ou permanents (> 1 min)	• Tension en régime permanent	5.1 et 5.2	Échauffement de l'électronique, des moteurs et des transformateurs	Valeurs efficaces sur 10 minutes	Cibles
	• Tension de neutre	5.3	Tensions parasites pouvant affecter la production agricole		Cibles
	• Interruption	5.4	Arrêt des équipements	Durée d'interruption	Cibles et indicatives
	• Tension harmonique	5.5	Échauffement de l'électronique, des moteurs et des transformateurs	Valeurs efficaces sur 10 minutes	Cibles
	• Déséquilibre de tension	5.6		Valeurs efficaces sur 2 heures	Indicatives
	• Papillotement	5.7	Inconvénients physiologiques	Moyenne cubique sur 2 heures	Cibles
Transitoires lents (> 0,008 s et ≤ 1 min)	• Coupure brève	5.8	Arrêt des équipements	Durée d'interruption	Indicatives
	• Creux de tension	5.9	Arrêt des procédés industriels ou mauvais fonctionnement des équipements	Valeurs efficaces sur 1 cycle à quelques secondes	Indicatives
	• Surtension temporaire	5.10			Indicatives
	• Variations de fréquence	5.11			Cibles
• Variations rapides de tension	5.12	Indicatives			
Transitoires rapides (≤ 0,008 s)	• Surtension transitoire	5.13 et 5.14	Arrêt des procédés industriels, claquage des isolants	Valeur crête et forme d'onde Voir référence [2]	Indicatives

5.1 TENSION EN RÉGIME PERMANENT - BASSE TENSION

5.1.1 Description

Conformément à l'article 19 du règlement 634 sur les conditions de fourniture de l'électricité, les tensions nominales des réseaux basse tension s'établissent comme suit :

- 120/240 V, dans le cas d'un système monophasé ;
- 347/600 V, dans le cas d'un système triphasé, étoile, neutre mis à la terre.

5.1.2 Causes de variations

Dans un réseau électrique, l'amplitude de la tension en régime permanent dépend des caractéristiques de conception du réseau, des variations de charge et des changements d'état auxquels il est soumis. En pratique, il est d'usage de corriger la tension en régime permanent à différents points du réseau, par exemple, au moyen des changeurs de prises automatiques dans les postes de transformation et sur certaines lignes de distribution.

5.1.3 Méthode d'évaluation

Les variations de tension en régime permanent s'évaluent en faisant la moyenne quadratique des écarts en valeur efficace par rapport à la tension nominale sur des intervalles de temps d'intégration de 10 minutes. Les valeurs cibles présentées à la section 5.1.4 doivent être comparées, selon le cas, à la valeur correspondant à 95 % ou à 99,9 % des résultats ainsi obtenus sur une période de mesure d'une semaine, à l'exclusion des interruptions. Les méthodes de mesure sont décrites à la référence [2].

5.1.4 Valeurs cibles de l'amplitude des tensions en régime permanent

Pour chaque période d'une semaine, dans les conditions habituelles d'exploitation et à l'exclusion des interruptions, 95 % des valeurs efficaces des écarts évaluées sur 10 minutes varient de - 11,7 % à + 5,8 % par rapport à la tension nominale. La tension fournie se situe dans les plages recommandées par l'Association canadienne de normalisation (ACNOR, norme CAN3-C235-83) incluant les conditions marginales, comme suit :

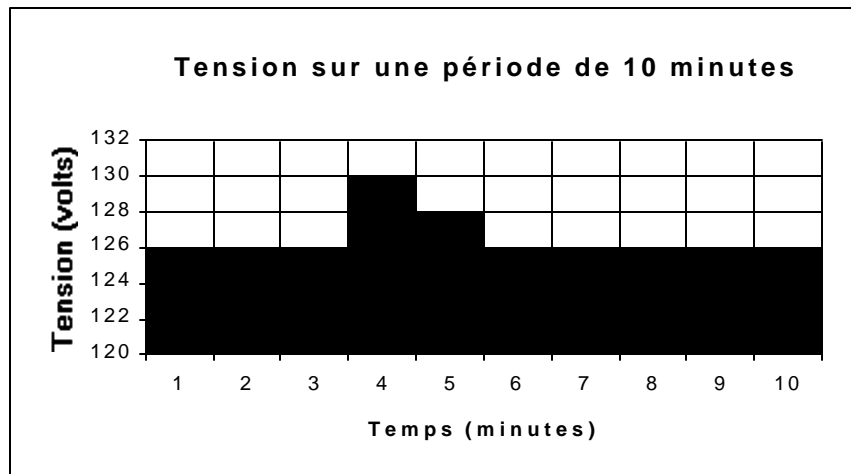
- pour la tension nominale 120/240 V, de 106/212 V à 127/254 V ;
- pour la tension nominale 347/600 V, de 306/530 V à 367/635 V.

Enfin, 99,9 % des valeurs efficaces des écarts évaluées sur 10 minutes se situent dans l'intervalle allant de -15 % à + 10 % de la tension nominale, pour s'établir comme suit :

- pour la tension nominale 120/240 V : 102/204 V et 132/264 V ;
- pour la tension nominale 347/600 V : 295/510 V et 382/660 V.

Exemple

Pour le profil de tension donné à la figure suivante, l'intégrale des valeurs efficaces calculée sur 10 minutes donne un écart de + 5,6 %, c'est-à-dire une valeur de tension efficace de 126,7 V, même si on constate des fluctuations allant jusqu'à 8,3 % pendant 1 minute (130 V).



5.2 TENSION EN RÉGIME PERMANENT - MOYENNE TENSION

5.2.1 Description

Conformément au règlement 634 d'Hydro-Québec, les tensions nominales des réseaux moyenne tension s'établissent comme suit :

- 2,4/4,16 kV ;
- 7,2/12,47 kV ;
- 7,6/13,2 kV ;
- 8,0/13,8 kV ;
- 14,4/24,94 kV ;
- 20,0/34,5 kV ;

5.2.2 Causes de variations

Dans un réseau électrique, l'amplitude de la tension en régime permanent dépend des caractéristiques de conception du réseau, des variations de charge et des changements d'état auxquels il est soumis. En pratique, il est d'usage de corriger la tension en régime permanent à différents points du réseau, par exemple, au moyen des changeurs de prises automatiques dans les postes de transformation et sur certaines lignes de distribution.

5.2.3 Méthode d'évaluation

Les variations de tension en régime permanent s'évaluent en faisant la moyenne quadratique des écarts en valeur efficace par rapport à la tension nominale sur des intervalles de temps d'intégration de 10 minutes. Les valeurs cibles présentées à la page suivante doivent être comparées, selon le cas, à la valeur correspondant à 95 % ou à 99,9 % des résultats ainsi obtenus sur une période de mesure d'une semaine, à l'exclusion des interruptions. Les méthodes de mesure sont décrites à la référence [2].

5.2.4 Valeurs cibles de l'amplitude des tensions en régime permanent

Pour chaque période d'une semaine, dans les conditions habituelles d'exploitation et à l'exclusion des interruptions, 95 % des valeurs efficaces des écarts évaluées sur 10 minutes se situent dans une plage de plus ou moins 6 % par rapport à la tension nominale. Enfin, 99,9% des valeurs efficaces des écarts évaluées sur 10 minutes se situent dans l'intervalle allant de - 10 % à + 10 % de la tension nominale.

Par exemple pour la tension nominale 14,4/24,94 kV, pour chaque période d'une semaine;

- 95 % des valeurs efficaces des écarts évaluées sur 10 minutes se situent entre 13,58/23,52 kV et 15,26/26,43 kV
- 99 % des valeurs efficaces des écarts évaluées sur 10 minutes se situent entre 13,09/22,67 kV et 15,84/27,43 kV

5.3 TENSION DE NEUTRE (TENSION NEUTRE-TERRE)

5.3.1 Description

Il s'agit de la tension qui existe entre une électrode de mise à la terre reliée au neutre et une électrode de référence distante de 10 mètres à la fois de l'électrode de mise à la terre et de toute autre masse métallique qui pourrait altérer le gradient de potentiel du sol. Dans le milieu agricole, cette tension entre le neutre et la terre est parfois appelée "tension parasite" car elle peut incommoder certains animaux et avoir des conséquences sur la production de la ferme.

5.3.2 Causes de variations

Dans un réseau électrique, l'amplitude de la tension neutre-terre dépend d'une part de l'amplitude du courant homopolaire qui provient de la répartition de la charge entre les trois phases du réseau et d'autre part de la diffusion de ce courant entre le fil de neutre et le sol. Cette diffusion est fonction des impédances de mises à la terre, de la nature du sol, de son taux d'humidité etc.

5.3.3 Méthode d'évaluation

On évalue la tension de neutre en faisant la moyenne quadratique des valeurs efficaces échantillonnées sur une période de 10 minutes tout comme la tension en régime permanent . Les méthodes de mesure sont décrites à la référence [2].

5.3.4 Valeur cible de la tension de neutre (tension neutre-terre)

Pour chaque période d'une semaine, dans les conditions habituelles d'exploitation, 95 % des valeurs efficaces évaluées sur 10 minutes n'excèdent pas 10 volts*.

* La tension neutre-terre peut atteindre momentanément des valeurs plus élevées (quelques kilovolts dans les pires conditions), dans un mode perturbé (Ex: court-circuit à la terre, manoeuvres monopolaires...)

5.4 INTERRUPTIONS (DURÉE³ 1 MINUTE)

5.4.1 Description

Hydro-Québec livre et fournit l'électricité sous réserve des interruptions pouvant résulter d'une situation d'urgence, d'un accident, d'un bris d'équipement ou du déclenchement de l'appareillage de protection du réseau. (Règlement 634, a.94)

Elle peut interrompre, en tout temps, la fourniture ou la livraison de l'électricité aux fins de l'entretien, de la réparation, de la modification ou de la gestion du réseau ou pour des fins d'utilité publique ou de sécurité publique. (Règlement 634, a.95)

5.4.2 Causes

Les interruptions accidentelles peuvent être dues à des causes internes ou externes. Dans un grand nombre de cas, elles ont pour origine des causes externes ou des événements qui ne peuvent être contrôlés par Hydro-Québec. Étant donné les différences considérables que présente l'architecture des réseaux et les effets imprévisibles des actions de tiers ou des intempéries, il est difficile d'établir des fréquences annuelles et des durées moyennes types pour ces interruptions.

5.4.3 Méthode d'évaluation

L'indice de continuité (I.C.), qui sert à quantifier les interruptions est une valeur cumulative pondérée sur une année; il peut résulter de plusieurs interruptions ou d'une seule interruption de plus longue durée. Il se calcule de la façon suivante;

$$\text{IC (heures)} = \frac{\text{Somme des clients-heures interrompus}}{\text{Somme des clients alimentés}}$$

On peut donc calculer l'indice de continuité pour l'ensemble de la clientèle de la province, pour un territoire, pour un poste en particulier ou par ligne de distribution. Cet indice est utilisé par la grande majorité des réseaux d'électricité en Amérique du Nord pour quantifier la qualité de la continuité de service de leurs réseaux. Il s'exprime en heure(s).

5.4.4 Valeurs cibles de l'I.C.

L'I.C. fait partie des objectifs de l'entreprise et les valeurs cibles provinciales font partie du plan stratégique d'Hydro-Québec publié aux deux ans. À titre d'exemple, pour 1999 et 2000, les valeurs cibles et réelles étaient:

Valeurs cibles et réelles de l'IC Distribution provincial (heures pondérées)		
IC provincial	1999	2000
Valeur cible	2,2	2,1
Valeur réelle	2,16	1,97

Toutefois, l'information du I.C. varie avec la localisation de chaque client. Un historique de continuité de service pour la zone de chaque client peut être obtenu d'Hydro-Québec au besoin.

Interruptions de durée exceptionnelle

Lorsque des circonstances échappant à la volonté d'Hydro-Québec conduisent à une interruption qui pourrait durer plus de 24 heures (ou de 12 heures en hiver), l'entreprise met en application un plan d'urgence pour rétablir le service électrique et minimiser les impacts de l'interruption.

5.5 TENSIONS HARMONIQUES

5.5.1 Description

Les harmoniques sont des tensions ou des courants sinusoïdaux dont les fréquences correspondent à des multiples entiers de la fréquence fondamentale (60 Hz). On considère dans la présente définition les harmoniques de longue durée, excluant les phénomènes transitoires isolés.

5.5.2 Causes

Les harmoniques sont créées par des appareils dont la caractéristique tension/courant n'est pas linéaire, comme c'est le cas avec les convertisseurs électroniques de puissance des entraînements de moteurs, les redresseurs utilisés pour l'électrolyse, les fours à arc, etc.

5.5.3 Méthode d'évaluation

Les tensions harmoniques se mesurent individuellement par leur amplitude (U_n), généralement exprimée en pourcentage de l'amplitude de la tension fondamentale (U_1)*. Le taux des harmoniques individuels (D_n) et le taux d'harmoniques total (D) se calculent suivant les relations suivantes:

$$\text{taux des harmoniques individuelles : } D_n = \frac{U_n}{U_1} \times 100\% \quad (n : \text{rang harmonique})$$

$$\text{taux d'harmoniques total : } D = \sqrt{\sum_{n=2}^N \left(\frac{U_n}{U_1}\right)^2} \times 100\%$$

À moins de conditions particulières, N est habituellement égal à 50.

Les taux des harmoniques individuels (D_n) et le taux d'harmoniques total (D) correspondent à la valeur efficace des tensions harmoniques mesurées sur des intervalles de temps d'intégration de 10 minutes. Les niveaux de tensions harmoniques doivent être évalués à l'exclusion des périodes où se produisent des transitoires rapides, des creux de tension, des surtensions temporaires, des coupures brèves et des interruptions ou encore des périodes où la tension des trois phases tombe en deçà de 50 % de la tension nominale. La méthode de mesure est décrite à la référence [2].

* Remarque : Les taux d'harmoniques peuvent également être exprimés par rapport à une tension fixe de référence, comme la tension nominale, plutôt que par rapport à la tension fondamentale. L'évaluation des taux d'harmoniques par rapport à une référence fixe permet de retrouver les niveaux absolus d'harmoniques même si la composante fondamentale fluctue.

5.5.4 Valeurs cibles

Dans le cas des tensions harmoniques, le taux d'harmoniques (D) égale 8% et les différents taux d'harmoniques individuelles devraient être inférieurs aux valeurs du tableau ci-dessous pendant 95 % du temps sur une période de mesure d'une semaine dans les conditions habituelles d'exploitation.

**VALEURS CIBLES DES HARMONIQUES INDIVIDUELLES
POUR LES RÉSEAUX MOYENNE ET BASSE TENSION †**

Harmoniques impairs		Harmoniques pairs	
Rang harmonique	Tension harmonique	Rang harmonique	Tension harmonique
n	%	n	%
3	6	2	2,0
5	6	4	1,5
7	5	6	0,75
9	3,5	8	0,6
11	3,5	10	0,6
13	3	12 à 24	0,5
15	2		
17	2		
19 à 25‡	1,5		

† Des niveaux d'harmoniques supérieurs à ceux présentés au tableau peuvent être relevés à la suite d'événements échappant à la volonté d'Hydro-Québec, tels que des orages magnétiques.

‡ Les valeurs correspondant aux harmoniques de rangs supérieurs à 25 sont très imprévisibles en raison des effets de résonance. Les valeurs indicatives pourront être précisées d'ici quelques années à la lumière des résultats des campagnes de mesure sur le réseau de distribution.

5.6 DÉSÉQUILIBRES DE TENSION

5.6.1 Description

Cet indice sert à caractériser les asymétries d'amplitude et de déphasage des tensions triphasées en régime permanent. Le taux de déséquilibre de tension est défini, suivant la méthode des composantes symétriques, comme le rapport existant entre le module de la composante inverse de la tension et celui de la composante directe.

5.6.2 Causes

Les déséquilibres de tension qui s'appliquent aux tensions triphasées ont deux causes principales, soient les asymétries d'impédance des lignes du réseau et les déséquilibres de charge.

5.6.3 Méthode d'évaluation

Le taux de déséquilibre s'évalue au moyen de la valeur efficace des composantes directe et inverse de tension sur des intervalles de temps d'intégration de deux heures dans les conditions habituelles d'exploitation. Les périodes pendant lesquelles la tension des trois phases est inférieure à 50% de la tension nominale sont exclues de cette évaluation. La méthode de mesure est décrite à la référence [2].

5.6.4 Valeurs indicatives

Les taux de déséquilibre de tension en conditions habituelles d'exploitation pendant 95 % du temps sur une période de mesure d'une semaine sont généralement inférieurs à 2%. Cependant, là où les caractéristiques des lignes et des charges ne permettent pas de répartir la charge de façon optimale entre les phases (lignes triphasées comportant de longs embranchements biphasés ou monophasés), certains déséquilibres de tension peuvent atteindre 3 % aux points de livraison triphasés, dans les conditions habituelles d'exploitation.

Notes - Ces valeurs ne couvrent pas les déséquilibres dus aux événements incontrôlables tels que les orages géomagnétiques, etc.

Des valeurs plus importantes peuvent être relevées pendant des durées limitées (50 % de déséquilibre de tension lors de défauts, par exemple), mais ces déséquilibres élevés de courte durée n'ont pas d'effets thermiques significatifs sur les équipements.

5.7 PAPILOTEMENT

5.7.1 Description

Le papillotement traduit l'inconfort physiologique éprouvé au niveau de la vision à la suite de changements répétitifs de luminosité de l'éclairage. À certaines fréquences, l'œil peut percevoir l'effet sur l'éclairage de très faibles variations de tension. La plupart des appareils ne sont toutefois pas perturbés par ce phénomène.

5.7.2 Causes

Le papillotement est dû aux variations répétitives de tension causées par certaines charges industrielles comme les machines à souder, les laminoirs, les gros moteurs à charge variable, les fours à arc, etc.

5.7.3 Méthode d'évaluation

L'indice utilisé pour évaluer le papillotement de longue durée est l'indice de sévérité P_{ft} , évalué sur des intervalles de temps d'intégration de deux heures. Le papillotement se mesure avec un flickermètre selon la norme CEI 61000-4-15:1997 [4] dont la pondération doit être corrigée pour les lampes incandescentes à 120 V. La méthode de mesure est décrite à la référence [2].

5.7.4 Valeur cible

Dans les conditions habituelles d'exploitation, le niveau de papillotement lié aux variations rapides de la tension fournie est généralement inférieur à l'indice de papillotement de longue durée $P_{ft}=1,0$ pendant 95 % du temps sur une période de mesure d'une semaine.

5.8 COUPURES BRÈVES (DUREE < 1 MIN)

5.8.1 Description

Les coupures brèves correspondent à la perte momentanée de la tension d'alimentation sur toutes les phases pour des durées inférieures à 1 minute.

5.8.2 Causes

La plupart du temps, les coupures brèves sont dues à l'action des dispositifs de protection des réseaux en vue d'éliminer les défauts. Sur les lignes aériennes, en moyenne tension, il est de pratique courante d'effectuer de un à trois réenclenchements automatiques dans le but de réalimenter le plus rapidement possible une ligne perturbée par un défaut fugitif. Ainsi, au lieu d'une interruption, les clients alimentés par la ligne perturbée ne subissent qu'une à trois coupures brèves dont la durée respective peut varier de 2 à 60 secondes. Évidemment tout réenclenchement a des répercussions sur tout le réseau en aval. Ainsi un réenclenchement sur une ligne de distribution moyenne tension affectera tous les clients moyenne tension et basse tension alimentés par cette ligne.

Il importe de souligner que le réenclenchement automatique est utilisé pour assurer une meilleure continuité de service, puisqu'il permet d'éviter les interruptions lors de défauts fugitifs. En contrepartie, lorsque le défaut est permanent, le nombre de creux de tension (Voir chapitre CREUX DE TENSION) sur les autres lignes alimentées par la même barre de poste augmente quelque peu.

5.8.3 Méthode d'évaluation

En pratique, on considère à titre de coupures brèves les affaissements de tension au cours desquels la tension résiduelle est inférieure à environ 10 % de la tension nominale. Les méthodes de mesure sont décrites à la référence [2].

5.8.4 Valeurs indicatives

Dans les conditions habituelles d'exploitation, le nombre annuel de coupures brèves peut atteindre quelques dizaines voire une centaine, selon la longueur des réseaux §. La durée d'environ 50 % des coupures brèves est inférieure à 3 secondes et celle d'environ 90 % ne dépasse pas 20 secondes.

§ L'annexe A présente, à titre informatif, les occurrences maximales des coupures brèves et des creux de tension mesurés à 17 sites moyenne tension du réseau d'Hydro-Québec.

5.9 CREUX DE TENSION

5.9.1 Description

Les creux de tension sont des réductions soudaines de plus de 10% de la tension nominale, suivies de son rétablissement après une courte durée variant entre 8 millisecondes et une minute.

5.9.2 Causes

Les creux de tension sont généralement attribuables à de forts appels de courant dus à des défauts du réseau ou des installations des clients. Il s'agit d'événements aléatoires imprévisibles pour la plupart. La fréquence annuelle de ces événements dépend largement du type de réseau et du point d'observation, et leur répartition sur une année peut être très irrégulière**.

5.9.3 Méthode d'évaluation

On mesure l'amplitude des creux de tension par le pourcentage de réduction de tension, et leur durée, par le temps pendant lequel la tension efficace de l'une des phases — évaluée à chaque cycle consécutif de l'onde de 60 Hz — tombe en dessous du seuil de 90 %†† de la tension nominale. On poursuit la mesure jusqu'à ce que la tension excède à nouveau ce seuil. Pour un même événement, l'amplitude des creux de tension mesurés en phase-neutre et en phase-phase diffèrent. Les valeurs mesurées en phase-phase sont généralement plus représentatives de l'effet des creux de tension sur les charges industrielles. La méthode de mesure est décrite à la référence [2].

5.9.4 Valeurs indicatives

Le nombre annuel de creux de tension est imprévisible et varie énormément d'un endroit à l'autre. En zone urbaine, là où le réseau de distribution est majoritairement souterrain, on observe en moyenne de 1 à 4 creux de tension par mois. Dans les zones rurales, ce nombre est plus important. En général, les creux de tension durent moins d'une seconde et présentent une amplitude inférieure à 60%.

** L'annexe A présente, à titre informatif, les occurrences maximales des coupures brèves et des creux de tension mesurés à neuf sites basse tension du réseau d'Hydro-Québec

†† Si l'amplitude de la tension permanente est comprise entre 90% et 85 % de la tension nominale, le seuil de détection utilisé est de 85 % au lieu de 90% (par exemple, 102V pour une tension nominale de 120V).

5.10 SURTENSIONS TEMPORAIRES

5.10.1 Description

Les surtensions temporaires sont des hausses soudaines de la valeur efficace de la tension de plus de 110% de la tension nominale, laquelle se rétablit après une courte durée. Les surtensions temporaires comprennent des durées entre 8 millisecondes et une minute.

5.10.2 Causes

Les surtensions temporaires peuvent être attribuables à des défauts, à des délestages de charge ou à des phénomènes de résonance et de ferrorésonance. Le plus souvent, elles résultent des surtensions qui se produisent sur les phases saines lors de courts-circuits monophasés à la terre, par exemple.

5.10.3 Méthode d'évaluation

On mesure l'amplitude de la surtension temporaire et la durée pendant laquelle la tension efficace de l'une des phases — évaluée à chaque cycle consécutif de 60 Hz — passe au-dessus du seuil de 110% de la tension nominale. On poursuit la mesure jusqu'à ce que la tension des trois phases tombe à nouveau sous ce seuil. La méthode de mesure est décrite à la référence [2].

5.10.4 Valeurs indicatives

L'importance des surtensions qui se manifestent lors de courts-circuits monophasés à la terre varie en fonction de l'endroit du défaut, de l'impédance du réseau et du régime de mise à la terre du neutre, comme suit :

- dans le cas des réseaux dont le neutre est effectivement mis à la terre, les surtensions phase-terre survenant sur les phases saines sont généralement inférieures à 140 % et ont une durée typique de quelques cycles à quelques secondes, suivant la rapidité des dispositifs de protection utilisés pour éliminer le défaut ;
- dans le cas des réseaux dont le neutre est isolé ou flottant, les surtensions phase-terre survenant sur les phases saines peuvent atteindre 180 %*, et les réseaux de ce type sont conçus en fonction de ces contraintes.

Note: Des surtensions plus élevées peuvent se manifester en cas de défaut d'arc à la terre, quand la mise à la terre est de type capacitif, mais cette situation serait anormale.

5.11 VARIATIONS DE FRÉQUENCE

5.11.1 Description

La fréquence nominale de la tension alternative fournie par le réseau d'Hydro-Québec est de 60 Hz. Cette valeur est déterminée par la vitesse des alternateurs des centrales.

5.11.2 Causes de variations

Le maintien de la fréquence d'un réseau dépend de l'équilibre établi entre la charge et la puissance des centrales. Comme cet équilibre évolue dans le temps, il en résulte de petites variations de fréquence dont la valeur et la durée dépendent des caractéristiques de la charge et de la réponse de la production. Par ailleurs, le réseau peut être soumis à des variations plus importantes dues à des défauts ou des variations de charge ou de production qui causent des variations de fréquence temporaires dont l'amplitude et la durée dépendent de la sévérité de la perturbation^{‡‡}.

5.11.3 Méthode d'évaluation

L'évaluation est fondée sur la mesure de la valeur moyenne de la fréquence fondamentale de la tension en réseau évaluée sur des échantillons de 12 cycles consécutifs. La méthode de mesure est décrite à la référence [2].

5.11.4 Valeur cible

La valeur suivante est basée sur la norme CENELEC-EN50160 [1]. Dans les conditions normales d'exploitation, la fréquence du réseau principal est maintenue dans une plage inférieure à plus ou moins 1% ou 0,6 Hz (soit de 59,4 Hz à 60,6 Hz), pendant au moins 99 % du temps sur une période de mesure d'une semaine.

^{‡‡} L'annexe B présente, à titre informatif, des statistiques de variations maximales de fréquence en régime perturbé relevées sur le réseau de transport principal d'Hydro-Québec entre Février 1991 et décembre 1998. Aussi, on peut constater que les variations de fréquence en conditions normales, sont inférieures aux valeurs cibles.

Remarque : Des variations de fréquence plus élevées, par exemple, de plus ou moins 4 Hz par rapport à la fréquence fondamentale de 60 Hz (56 Hz à 64 Hz), peuvent se produire temporairement sur des parties de réseau qui se retrouveraient îlotées à la suite de perturbations majeures ou de pannes.

5.12 VARIATIONS RAPIDES DE TENSION

5.12.1 Description

Les variations rapides de tension sont des variations soudaines, mais relativement faibles, de la tension se produisant à l'intérieur des plages définies pour l'amplitude de la tension en régime permanent.

Les variations rapides de tension occasionnelles n'ont pas nécessairement beaucoup d'effet sur le papillotement, mais elles peuvent perturber certains équipements et doivent par conséquent être limitées en amplitude.

5.12.2 Causes

La plupart du temps, elles résultent de variations de la charge des clients ou de manœuvres sur le réseau. Elles peuvent être occasionnelles ou répétitives.

5.12.3 Méthode d'évaluation

Il s'agit d'établir la différence maximale des tensions efficaces entre deux intervalles, choisis parmi trois intervalles consécutifs de trois secondes. La valeur efficace de la tension est évaluée sur des intervalles de temps d'intégration de trois secondes. La méthode de mesure est décrite à la référence [2].

5.12.4 Valeurs indicatives

Dans les conditions habituelles d'exploitation l'amplitude des variations rapides de tension ne devrait pas, de façon générale, excéder 8 % de la tension nominale. Dans certains environnements particuliers (un parc industriel par exemple), elles peuvent atteindre 10 % de la tension nominale.

5.13 SURTENSIONS TRANSITOIRES - BASSE TENSION

5.13.1 Description

On classe généralement dans cette catégorie les perturbations de très courte durée, qui durent typiquement moins d'un demi-cycle, c'est-à-dire de quelques microsecondes (μs) à plusieurs millisecondes (ms). Les surtensions transitoires peuvent être unidirectionnelles ou oscillatoires et elles peuvent endommager les isolants de l'appareillage ou des composants électroniques.

5.13.2 Causes

Les surtensions peuvent être reliées à :

- des manœuvres sur les lignes et les équipements en réseau, notamment des commutations de batteries de condensateurs qui se traduisent par une onde oscillatoire amortie superposée à l'onde fondamentale et présentent une fréquence généralement comprise entre 100 Hz et 9 kHz, et d'une durée de crête inférieure à $\frac{1}{2}$ cycle ;
- des commutations de charges inductives qui se traduisent par des transitoires à front raide dont le temps de montée typique varie entre 0,5 μs à 5 μs ;
- la foudre qui se traduit à l'extérieur des bâtiments par une impulsion unidirectionnelle présentant, dans les cas les plus rapides, un temps de montée de l'ordre de la microseconde et une valeur crête pouvant atteindre 10 kV, voire 20 kV;
- la foudre qui se traduit à l'intérieur des bâtiments par une onde oscillatoire amortie caractérisée par une fréquence de 5 kHz à 500 kHz, un temps de montée inférieur à une microseconde et une valeur crête typiquement limitée à 6 kV,.

Les surtensions transitoires diminuent rapidement à mesure que la distance entre la source de perturbation et la charge réceptrice augmente. Pour certains équipements à éléments inductifs, le facteur dU/dt peut être important.

5.13.3 Méthode d'évaluation

L'évaluation consiste à mesurer la forme d'onde de tension et sa valeur crête instantanée avec une chaîne de mesure dont la bande passante est suffisante par rapport à la fréquence des phénomènes considérés. La méthode de mesure est décrite à la référence [2].

5.13.4 Valeurs indicatives

Les valeurs crêtes des surtensions transitoires en circuit ouvert (pire cas) se limitent généralement à 6kV à l'intérieur des bâtiments et à 10kV ou 20 kV à l'extérieur. Ces valeurs ont été établies en fonction des tensions d'isolement des installations basses tension. En pratique ces valeurs seront réduites considérablement par la présence des charges raccordées et de leurs dispositifs de protection.

Dans le cas de la mise sous tension de batteries de condensateurs shunt, manœuvre fréquente sur le réseau, l'amplitude de la surtension transitoire est typiquement inférieure à 2 fois la tension ligne-terre crête du réseau. Cette valeur peut être plus élevée en présence de réflexion d'onde ou de résonance entre les équipements du client et le réseau d'alimentation.

5.14 SURTENSIONS TRANSITOIRES - MOYENNE TENSION

5.14.1 Description

On classe généralement dans cette catégorie les perturbations de très courte durée, qui durent typiquement moins d'un demi-cycle, c'est-à-dire de quelques microsecondes (μs) à plusieurs millisecondes (ms). Les surtensions transitoires peuvent être unidirectionnelles ou oscillatoires et elles peuvent endommager les isolants de l'appareillage ou des composantes électroniques.

5.14.2 Causes

Les surtensions peuvent être reliées à :

- des manœuvres sur les lignes et les équipements en réseau, notamment des commutations de batteries de condensateurs qui se traduisent par une onde oscillatoire amortie superposée à l'onde fondamentale et présentent une fréquence généralement comprise entre 100 Hz et 9 kHz, et d'une durée de crête inférieure à $\frac{1}{2}$ cycle ;
- la foudre qui se traduit généralement par une impulsion unidirectionnelle présentant, dans les cas les plus rapides, un temps de montée de l'ordre de la microseconde. Ces surtensions transitoires font l'objet d'une attention particulière pour la coordination de l'isolement des équipements raccordés au réseau moyenne tension ; divers documents en traitent dont les normes ACNOR CAN3-C308 [4] et CEI 71 [6].

5.14.3 Méthode d'évaluation

L'évaluation consiste à mesurer la forme d'onde de tension et sa valeur crête instantanée avec une chaîne de mesure dont la bande passante est suffisante par rapport à la fréquence des phénomènes considérés. La méthode de mesure est décrite à la référence [2].

5.14.4 Valeurs indicatives

Dans le cas de la mise sous tension de batteries de condensateurs shunt, manœuvre fréquente sur le réseau, l'amplitude de la surtension transitoire est typiquement inférieure à 2 fois la tension ligne-terre crête du réseau. Cette valeur peut être plus élevée en présence de réflexion d'onde ou de résonance entre les équipements du client et le réseau d'alimentation.

6. Références :

Ce document est basé sur les travaux du Groupe de travail inter-unités sur les caractéristiques des tensions d'alimentation et sur les références suivantes :

- [1] Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution, Norme CENELEC EN50160 :1994.
- [2] Méthodes de mesures des caractéristiques et cibles de qualité de tension fournie par le réseau d'Hydro-Québec. IREQ, 1^{er} Décembre 2000
- [3] Tensions recommandées pour les réseaux à courant alternatifs de 0 à 50 000V , Norme ACNOR CAN3-C235-83.
- [4] Techniques d'essai et de mesure – Section 15 : Flickermètre – Spécifications fonctionnelles et de conception. Norme CEI 61000-4-15 :1997
- [5] The Principle and Practice of Insulation Coordination - Electric Power Systems and Equipment. Norme ACNOR CAN3-C308-M85.
- [6] Coordination de l'isolement, Parties I et 2. Normes CEI 71-1 et 71-2.

ANNEXE A (informative)

STATISTIQUES : CREUX DE TENSION ET COUPURES BRÈVES SUR LE RÉSEAU MOYENNE TENSION

Les données qui suivent proviennent d'une campagne de mesure menée en milieu industriel pendant la période 1995-1996.

Les deux tableaux suivants positionnent les phénomènes dans la grille des creux de tension qui sont normalement générés sur le réseau d'alimentation. Le premier identifie les événements qui génèrent les creux de tension typiquement attribuables aux clients.

Creux générés par le client

AMPL/DURÉE->	<0,1s	0,1s<t<0,5s	0,5s<t<1 s	1s<t<3s	3s<t<20s	20s<t<60 s	>60s
10% ... <15%	Variation de charge		Démarrage de charge motrice				
15% ... <30%							
30% ... <60%						Défaut au client	
60% ... <100%							
100%	Défaut intempestif au client						

Le second positionne les creux de tension générés typiquement par les événements attribuables au réseau Hydro-Québec. Ces événements sont principalement causés par le circuit de protection du réseau. Celui-ci est réglé de façon à donner la meilleure qualité de service à l'ensemble des clients. Par exemple, sur le réseau aérien, Hydro-Québec utilise du réenclenchement qui permet de rétablir le service sur des défauts temporaires (animaux, branche d'arbre, etc...) à l'intérieur de quelques secondes. Le nombre de défauts temporaires est trois fois plus élevé que les défauts permanents.

Creux provenant du réseau

AMPL/DURÉE->	<0,1s	0,1s<t<0,5s	0,5s<t<1s	1s<t<3s	3s<t<20s	20s<t<60s	>60s
10% ... <15%	Élément instantané de la protection		Court-circuit distant ou charge de d'autre client				Baisse de tension
15% ... <30%			Élément temporisé				
30% ... <60%							
60% ... <100%							
100%			Réenclenchement sur la même artère				Perte d'Alim.

Les mesures ont été prises en phase-neutre durant la campagne de mesure. Lorsque les équipements sont connectés phase à phase, l'amplitude vue des creux de tension est moindre. Selon les statistiques de l'étude, près de 60% des creux de tension sont monophasés.

À titre indicatif, le tableau suivant fournit les résultats des mesures de creux de tension recensés sur le réseau d'Hydro-Québec à 17 sites au Québec. Il représente la valeur moyenne du nombre de creux de tension par année basée sur les mesures effectuées.

Moyenne des occurrences des 17 sites (sur une base annuelle).

Creux provenant du réseau

AMPL/DURÉE->	<0,1s	0,1s<t<0,5s	0,5s<t<1s	1s<t<3s	3s<t<20s	20s<t<60s	>60s	Total
10% ... <15%	174.3	23.0	6.9	3.2	2.8	1.2	1.8	213.2
15% ... <30%	32.1	10.7	3.5	0.0	0.0	0.4	0.8	47.5
30% ... <60%	11.8	3.9	1.5	1.1	0.0	0.0	0.3	18.6
60% ... <100%	2.7	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.4	3.3
100%	0.6	0.0	0.0	2.7	4.2	0.2	4.6	12.3
total =								295.0

En ce qui concerne les résultats des creux de tension provenant des opérations normales des clients, ils dépendent beaucoup des installations de chaque client. Dans le cadre de cette campagne de mesure, les appareils ont été installés chez des clients fortement perturbateurs (fours à arc, démarrage de moteurs de fortes puissance...). Les résultats ne sont donc pas représentatifs des creux de tension typiques. C'est pourquoi ils ne sont pas inclus au présent document.

ANNEXE B (informative)

STATISTIQUES DE VARIATIONS DE FRÉQUENCE

Les statistiques suivantes sont fondées sur la mesure des valeurs maximales de variations de fréquence en régime perturbé relevées sur le réseau principal d'Hydro-Québec entre Février 1991 et décembre 1998. L'occurrence moyenne est évaluée sur une base annuelle d'après les statistiques compilées sur les événements survenus pendant cette période.

VARIATIONS DE FRÉQUENCE (DF)	CONDITIONS DU RÉSEAU	OCCURRENCE MOYENNE	DURÉE TYPIQUE
+ 0,5 Hz à + 1 Hz	Régimes perturbés rares	Une fois l'an	-
+ 0,20 Hz à + 0,5 Hz	Régimes perturbés fréquents	24 fois l'an	Typiquement moins de 10 s, mais peut exceptionnellement durer plusieurs minutes.
± 0,20 Hz	Conditions normales sans perturbations		Régime permanent
- 0,20 Hz à - 0,5 Hz	Régimes perturbés fréquents	49 fois l'an	Typiquement moins de 10 s, mais peut exceptionnellement durer plusieurs minutes.
- 0,5 Hz à - 1 Hz	Régimes perturbés fréquents	20 fois l'an	
- 1 Hz à - 1,5 Hz	Régimes perturbés rares	Moins d'une fois l'an	-
Remarque : Des variations de fréquence plus élevées, par exemple, de plus ou moins 4 Hz par rapport à la fréquence fondamentale de 60 Hz (56 Hz à 64 Hz), peuvent se produire temporairement sur des parties de réseau îlotées à la suite de perturbations majeures ou de pannes.			

ANNEXE C

EXTRAITS DU RÈGLEMENT NUMÉRO 634

SUR LES CONDITIONS DE FOURNITURE DE L'ÉLECTRICITÉ

Loi sur Hydro-Québec, (L.R.Q., c.H-5, a.22.0.1)

EXTRAITS DU RÈGLEMENT NUMÉRO 634

SUR LES CONDITIONS DE FOURNITURE DE L'ÉLECTRICITÉ

Loi sur Hydro-Québec, (L.R.Q., c.H-5, a.22.0.1)

La mention de certaines dispositions du règlement 634 sur les conditions de fourniture de l'électricité n'a pas pour effet de rendre inapplicables l'ensemble des dispositions dudit règlement.

64. L'installation électrique du client doit correspondre aux renseignements que celui-ci a fournis à Hydro-Québec en vertu de l'article 76 et elle doit permettre le raccordement à la tension fournie par Hydro-Québec.

Cette installation doit être approuvée ou autorisée par une autorité ayant juridiction en la matière en vertu de toute disposition législative ou réglementaire applicable et elle doit être construite, branchée, protégée, utilisée et entretenue de façon à ne pas causer de perturbation au réseau, à ne pas nuire à la qualité de la fourniture de l'électricité aux installations des autres clients et à ne pas mettre en danger la sécurité des représentants d'Hydro-Québec.

66. Le client doit assurer la protection des biens et la sécurité des personnes qui se trouvent aux endroits où l'électricité est fournie ou livrée et il est responsable de se prémunir contre les conséquences de toute interruption de la fourniture et de la livraison de l'électricité et il doit protéger son installation électrique et ses appareils contre les variations ou pertes de tension, les variations de fréquence et les mises à la terre accidentelles.

67. Le type, les caractéristiques et le réglage des appareils de protection du client doivent permettre la coordination entre la protection du client et celle d'Hydro-Québec.

68. Lorsque l'électricité est fournie en moyenne ou en haute tension par plusieurs lignes, le client doit l'utiliser par les lignes qu'Hydro-Québec lui désigne.

Si l'une des lignes désignées fait défaut ou requiert une mise hors tension, le client doit utiliser, à la suite d'une autorisation ou d'une demande d'Hydro-Québec, l'électricité par une autre ligne que lui désigne Hydro-Québec et ce, uniquement pour la durée des travaux, à moins qu'Hydro-Québec ne lui indique une période d'utilisation plus longue.

69. Le client ne peut utiliser un appareillage de production d'électricité en parallèle au réseau d'Hydro-Québec à moins d'obtenir une autorisation écrite d'Hydro-Québec.

70. Lorsque le client installe un groupe électrogène d'urgence, celui-ci doit être doté d'un appareil de communication à commande manuelle ou automatique autorisé par Hydro-Québec.

71. Le client doit informer immédiatement Hydro-Québec de toute défektivité électrique ou mécanique de son installation électrique susceptible de perturber le réseau d'Hydro-Québec, de nuire à l'alimentation des autres clients ou de mettre en danger la sécurité des biens ou des personnes.

72. Lorsque l'électricité est fournie en moyenne ou en haute tension, Hydro-Québec doit pouvoir, pour assurer la gestion de son réseau, communiquer en tout temps avec des personnes autorisées selon la Loi sur les maîtres électriciens (L.R.Q., c. M-3), que lui désigne le client.

Le client doit informer immédiatement Hydro-Québec du remplacement de ces personnes.

74. Le client doit utiliser l'électricité selon la limite de puissance disponible, de façon à ne pas causer de perturbation au réseau d'Hydro-Québec, à ne pas nuire à la fourniture de l'électricité aux autres clients et à ne pas mettre en danger la sécurité des représentants d'Hydro-Québec.

76. Le client fournit à Hydro-Québec les renseignements relatifs à son utilisation de l'électricité et aux caractéristiques de ses installations électriques, nécessaires à la gestion du réseau ou pour en assurer la sécurité. Il doit avertir immédiatement Hydro-Québec de tout changement dans les renseignements fournis.

94. Hydro-Québec livre et fournit l'électricité sous réserve des interruptions pouvant résulter d'une situation d'urgence, d'un accident, d'un bris d'équipement ou du déclenchement de l'appareillage de protection du réseau.

95. Hydro-Québec peut interrompre, en tout temps, la fourniture ou la livraison de l'électricité aux fins de l'entretien, de la réparation, de la modification ou de la gestion du réseau ou pour des fins d'utilité publique ou de sécurité publique.

102. Hydro-Québec ne garantit pas le maintien à un niveau stable de la tension et de la fréquence, ni la continuité de la fourniture et de la livraison de l'électricité. Elle ne peut en aucun cas, tant du point de vue contractuel qu'extra contractuel, être tenue responsable des préjudices causés aux biens résultant de la fourniture ou de la livraison de l'électricité ou du défaut de fournir ou de livrer l'électricité, ou résultant d'une mise à la terre accidentelle, d'une défaillance mécanique sur son réseau, de toute interruption de service visée à la section V du chapitre VI, de variations de fréquence ou de variations de la tension de fourniture.

Hydro-Québec ne peut être tenue responsable des préjudices résultant d'une tension de fourniture en régime permanent qui n'excède pas les limites suivantes:

1° si l'électricité est fournie en basse et moyenne tension, selon la norme prévue à l'article 18;

2° si l'électricité est fournie en haute tension, un écart jusqu'à plus ou moins 10% par rapport à la tension nominale de fourniture.

Hydro-Québec ne peut être tenue responsable des préjudices résultant de cas de force majeure, y compris lorsque ceux-ci causent des variations de la tension de fourniture qui excèdent les limites de variations de tension mentionnées au deuxième alinéa.

104. Tout abonnement et toute entente conclus en vertu du présent règlement, toute installation effectuée par Hydro-Québec et tout raccordement du réseau à l'installation électrique du client, toute autorisation donnée par Hydro-Québec, toute inspection ou vérification effectuée par elle et la fourniture ou la livraison de l'électricité par elle ne constituent pas et ne doivent pas être interprétés comme constituant une évaluation ni une garantie par Hydro-Québec de la valeur fonctionnelle, du rendement ou de la sécurité des installations du client, dont son installation électrique et ses appareils de protection, ni de leur conformité à toute disposition législative ou réglementaire applicable.

Lorsque le client n'utilise pas l'électricité conformément à l'article 74, il est responsable de tout préjudice causé à d'autres clients ou à Hydro-Québec