

Description physique du réseau public

Identification : ERDF-NOI-RES_07E

Version : 2

Nombre de pages : 17

Version	Date d'application	Nature de la modification	Annule et remplace
1	01/12/2005	Création	
2	01/04/2008	Prise en compte de l'identité visuelle d'ERDF	NOP-RES_46E

Résumé / Avertissement

Ce document décrit le réseau public de distribution d'électricité.

SOMMAIRE

1	Rappel de la réglementation technique	3
1.1	Le contexte de la distribution	3
1.2	La conception et l'établissement des ouvrages	5
2	Les caractéristiques du réseau de distribution	6
2.1	Le poste source	6
2.2	Le réseau HTA	6
2.3	Le réseau BT	8
3	Les protections du réseau de distribution	8
3.1	Les protections et les automatismes	8
3.2	La protection des postes-sources	9
3.3	La protection du réseau HTA	9
3.4	La protection du réseau BT	9
4	Le développement du réseau de distribution	10
4.1	La politique qualité de fourniture	10
4.2	Les études et la planification des développements du réseau	11
4.2.1	Le principe du calcul de bilan actualisé	11
4.2.2	L'usage de l'Energie Non Distribuée	12
4.2.3	Le calcul du bilan actualisé	13
4.3	Les seuils de contrainte de tension sur les réseaux pour les études	13
4.4	Les seuils de contrainte d'intensité sur les réseaux pour les études	14
4.4.1	Les normes et spécifications	14
4.4.2	Contraintes d'intensité prises en compte dans les études de planification	15
5	Le Schéma Directeur de développement des postes-sources et du réseau HTA	15
5.1	Les principes du schéma directeur	15
5.2	Les étapes de réalisation des schémas directeurs.	16
5.2.1	L'élaboration du diagnostic :	16
5.2.2	La prévision des consommations et des puissances	16
5.2.3	La cible à long terme	16
5.2.4	La définition des stratégies de développement des réseaux	16
5.2.5	L'échéancier des travaux et des investissements	17
5.2.6	L'estimation du niveau de qualité de fourniture	17

1 Rappel de la réglementation technique

1.1 Le contexte de la distribution

Les principaux textes en vigueur sont rappelés ci-dessous.

La loi sur les distributions d'énergie du 15 juin 1906 a instauré le régime de la concession pour les lignes électriques. Elle a souvent été modifiée par des lois et décrets, notamment avant la nationalisation.

La loi de nationalisation n° 46-628 du 8 avril 1946 reste en vigueur dans son ensemble. Parmi les six articles qui ont été modifiés par la loi du 10 février 2000, on retiendra :

- L'article 1 - Sont nationalisés la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation d'électricité. Toutefois, à compter de la date d'entrée en vigueur de la loi 2000-108 du 10 février 2000, les activités de production, d'importation et d'exportation d'électricité, ainsi que les activités de fourniture aux clients éligibles sont exercées dans les conditions déterminées par cette même loi.
- L'article 46 – Après modification, la loi du 10 février 2000 exclut les services de distribution d'électricité des restrictions exprimées dans l'article initial.

La directive européenne 96/92/CE du 19 décembre 1996 concerne le marché intérieur de l'électricité. Par la signature de ce document, les pays membres décident la création d'un marché unique de l'électricité soumis aux règles de la concurrence. La directive établit les règles suivantes :

- ouverture à la concurrence de la production d'électricité (modalités d'implantation des nouvelles unités de production laissées au choix des Etats membres),
- création d'un Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT), indépendant, au moins sur le plan de la gestion, des autres activités non liées au réseau de Transport,
- attribution au GRT de la responsabilité de l'appel des installations de production,
- désignation d'un Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD),
- obligation de dissociation comptable pour les entreprises verticalement intégrées,
- définition des notions nouvelles de clients éligibles et de fournisseurs,
- choix laissé aux Etats entre l'accès au réseau négocié et l'accès réglementé,
- ouverture progressive du marché de l'électricité à la concurrence,
- désignation d'une autorité compétente, indépendante des parties, pour régler les litiges relatifs aux contrats,
- création de mécanismes de régulation, de contrôle et de transparence.

La loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité (transposition de la directive européenne de 96) n'a pas aboli les lois antérieures. La France a fait plusieurs choix, parmi lesquels :

- programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée et rendue publique par le ministre chargé de l'énergie avec rapport présenté au parlement,
- désignation d'EDF comme Gestionnaire du Réseau de Transport, d'EDF et des Distributeurs Non Nationalisés (DNN) comme Gestionnaires des Réseaux de Distribution,
- choix d'un accès réglementé pour la rémunération de l'utilisation des réseaux de transport et de distribution, avec tarification fixée et publiée par l'Etat sur proposition de la Commission de Régulation,
- obligation d'achat, pour EDF et les DNN, de certaines productions : cogénération, valorisation des déchets ménagers, utilisation d'énergies renouvelables,
- élaboration d'un schéma de développement du réseau de transport par RTE avec présentation annuelle d'un programme d'investissements sous le contrôle de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) et du ministre chargé de l'énergie,

Description physique du réseau public

- responsabilisation des GRD pour le développement des réseaux de distribution, sous réserve des dispositions de la loi de nationalisation de 1946, articles 13 et 36, concernant l'intervention des collectivités locales en tant qu'autorités concédantes.

La loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie

- Le premier projet de loi de transposition de la directive gaz s'est transformé en projet de loi « relatif aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie », permettant la modification de plusieurs dispositions de la loi électricité de février 2000. Le texte (titre VII), comporte 28 articles. Les principales modifications portent sur :

- le financement de la compensation des charges de service public par les consommateurs finaux d'électricité avec recouvrement par le gestionnaire du réseau pour les clients éligibles (instauration d'un prélèvement additionnel aux tarifs d'utilisation des réseaux),
- l'exercice, sans les limitations antérieures, du métier de fournisseur,
- l'éligibilité des distributeurs non nationalisés,
- la suppression de la durée minimale de 3 ans imposée aux contrats de fourniture,
- la faculté pour un fournisseur de conclure un contrat d'accès au réseau pour le compte des clients dont il est le fournisseur exclusif.
- Les compétences de la Commission de Régulation de l'Electricité, devenue Commission de Régulation de l'Energie, sont étendues au secteur du gaz. Concernant l'électricité, la CRE a pour principale mission d'assurer un accès équitable et transparent aux réseaux de transport et de distribution. Plus généralement, elle est chargée de veiller au fonctionnement régulier du marché et à l'absence de toute discrimination, subvention croisée ou entrave à la concurrence, en liaison avec le Conseil de la Concurrence. Les attributions de la CRE sont définies précisément dans la *loi du 10 février 2000*, titre VI « La Régulation ».

La loi du 10 février 2000 a annoncé la parution de décrets d'application. Plus de vingt décrets sont sortis concernant principalement :

- l'organisation et le fonctionnement de la CRE (*décret 2000-381 du 2 mai 2000*),
- l'éligibilité des consommateurs (*décret 2000-456 du 29 mai 2000* seuil de 16 GWh à partir du 19 février 2000 abaissé par le *décret n° 2003-100 du 5 février 2003* au seuil de 7 GWh),
- l'obligation d'achat pour les installations de production jusqu'à 12 MW (*décret 2000-1196 du 6 décembre 2000*),
- le renvoi des conditions de l'obligation d'achat de la production d'électricité (*décret 2001-410 du 10 mai 2001*) à des arrêtés ultérieurs (les tarifs, la durée des contrats, etc..),
- les principes de tarification de l'utilisation des réseaux transport et distribution établis à partir du coût des réseaux et incluant les coûts des pertes d'énergie et ceux liés aux comptages et la rémunération du capital investi, l'obligation faite aux gestionnaires de réseaux d'identifier sur les factures, pour les clients non-éligibles, le coût d'utilisation des réseaux, le reversement par les GRD au GRT de la part des recettes correspondant à l'utilisation du réseau de transport (*décret 2001-365 du 26 avril 2001*),
- la fixation des tarifs sur proposition de la CRE (*décret 2002-1014 du 19 juillet 2002, et décision ministériels du 23 septembre 2005, approuvant le TURPE, parue au JO du 6 octobre 2005*),
- la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux (*décret 2001-630 du 16 juillet 2001*),
- les principes régissant les tarifs de vente aux clients non éligibles (*décret 2001-678 du 26 juillet 2001*) établis en fonction des coûts de production, d'utilisation des réseaux, et de commercialisation et intégrant les dépenses de développement du service public (absence de subventions en faveur des clients éligibles).

Les cahiers des charges de concession des réseaux publics - La loi de nationalisation de 1946 a choisi de conserver le régime juridique de la concession des réseaux. La loi de février 2000 confirme ce régime pour la gestion du réseau public de transport d'électricité. Pour la distribution, la loi prévoit que les collectivités

Description physique du réseau public

territoriales en tant qu'autorités concédantes concluent les contrats de concession avec les gestionnaires du réseau. Des décrets à venir doivent apporter des précisions (indicateurs de performance du réseau concédé, redevances et pénalités dues par les GRD).

1.2 La conception et l'établissement des ouvrages

Le décret du 29 juillet 1927 pris en application de la loi du 15 juin 1906 est toujours en vigueur. Il a été modifié par le décret du 17 janvier 2003. Il traite de la procédure d'instruction des demandes de concession et d'autorisation de lignes. Il y est question des Distributions publiques concédées par une commune, un syndicat de communes ou par l'Etat :

L'article 36 traite des transports d'énergie concédés par l'Etat. Il est précisé que les concessions de transport peuvent comprendre, éventuellement, la transformation de l'énergie, mais ne comportent pas la vente de cette énergie.

Les articles 49 et 50 réglementent les approbations des projets d'exécution de construction de lignes.

L'arrêté interministériel « fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique » (arrêté technique) – L'arrêté du 2 avril 1991 a été remplacé par celui du 17 mai 2001 à partir du 12 décembre 2002. Une modification a été publiée entre temps par arrêté du 26 avril 2002.

En sus des travaux d'organismes de normalisation indépendants, nationaux ou internationaux, l'arrêté technique vise à protéger la population contre les risques électriques. Pour cela il définit les règles constructives essentielles relatives aux ouvrages électriques de transport et de distribution. L'arrêté technique traite notamment :

- de la protection contre les contacts directs et indirects et des mises à la terre,
- de la robustesse mécanique des ouvrages,
- des distances à respecter entre les ouvrages électriques et leur environnement,
- des régimes du neutre BT, HTA et HTB.

On retiendra les deux articles suivants de l'arrêté de 2001.

L'article 26 est relatif à la distance aux arbres et obstacles divers (des visites périodiques des lignes aériennes en conducteurs nus doivent être effectuées afin d'en déceler les déficiences et de déterminer les élagages et abattages nécessaires. Les dates et les résultats de ces visites doivent être mentionnées sur un registre ou regroupés dans un dossier tenu à la disposition du service du contrôle).

L'article 59 bis est relatif à la traversée des zones boisées. Pour prévenir l'impact des chutes d'arbres, l'établissement de lignes HTA est interdit dans les bois et forêts et à leur proximité immédiate (sauf canalisations électriques enterrées ou lignes aériennes utilisant exclusivement des câbles et des supports adaptés).

Les principales normes relatives à la conception et la réalisation des ouvrages sont :

- NF C 11-201 d'octobre 1996 (et son Amendement A1 de décembre 2004) réseaux de distribution d'énergie électrique (règles de construction),
- NF C 13-000 d'avril 2003 installations électriques de tensions nominales > à 1 kV en courant alternatif,
- NF C 13-100 d'avril 2003 postes de livraison établis à l'intérieur d'un bâtiment et alimenté par un réseau de distribution publique de deuxième catégorie,
- NF C 13-200 d'avril 1987 installations électriques à haute tension (et rectificatif de mai 1987),
- NF C 14-100 branchements, pour leur partie située entre le réseau et l'origine de l'installation intérieure.

L'arrêté technique du 17 mai 2001 est repris et illustré dans l'UTE C11-001 d'août 2001.

2 Les caractéristiques du réseau de distribution

On distingue le réseau de transport pour les tensions supérieures ou égales à 50 kV et le réseau de distribution pour les tensions inférieures à 50 kV.

L'énergie électrique est acheminée depuis les sites de production par le réseau de transport et le réseau de distribution (poste source, réseau HTA, réseau BT). Des unités de production sont également raccordées sur le réseau HTA et BT, ce qui nécessite des études spécifiques de réseau.

ERDF décide de la structure du réseau et des raccordements associés en fonction des zones et des paramètres décrits ci-après.

2.1 Le poste source

Les postes-sources sont à l'interface du réseau de transport et du réseau de distribution. Ils sont raccordés au réseau de transport 90, 63 kV ou 225 kV dans les zones de forte densité de consommation.

Le poste-source bénéficie d'équipements de surveillance, de protection et de télécommande. L'exigence de disponibilité justifie souvent l'équipement d'installations permettant au poste source de fonctionner avec la perte d'une ligne d'alimentation côté transport ou d'un transformateur HTB/HTA côté distribution.

Le poste-source contribue :

- à la mesure des flux d'énergie (équipements de comptage d'énergie, frontière avec le réseau de transport),
- au changement tarifaire par la télécommande centralisée d'émission à 175 Hz,
- à la sûreté du réseau de transport par le système de délestage fréquence-métrique,
- à la qualité et à la continuité de l'alimentation électrique par les systèmes de réenclenchement automatique, de réglage de la tension et de compensation du réactif.

ERDF exploite plus de 2100 postes-sources, dont 9 % en 225 kV/HTA.

2.2 Le réseau HTA

Le réseau HTA est constitué par l'ensemble des départs issus des postes-sources. Le nombre de départs par poste-source varie de moins d'une dizaine à une cinquantaine. Les départs HTA alimentent les postes des clients raccordés en HTA et les postes HTA/BT dits « de distribution publique » servant à l'alimentation des clients basse tension.

Le niveau de la tension en HTA est 20 kV entre phases. Il a été retenu dans les années 60 en considérant :

- la faiblesse relative des densités de charge consommatrice en zone rurale nécessitant des départs HTA longs. Le palier 20 kV a permis d'alimenter sans chute de tension excessive des points éloignés des postes sources existants et de limiter ainsi le nombre d'injections HTB/HTA à créer.
- la possibilité de réutiliser une part importante des ouvrages construits suivant l'ancien palier 15 kV, en particulier les câbles HTA souterrains des zones urbaines ou péri-urbaines.
- les développements technologiques limités, par rapport au palier 15kV, permettant de maîtriser rapidement les coûts d'approvisionnement des nouveaux matériels 20 kV.

Fin 2004, il reste environ 11% du réseau HTA exploité en 15 kV ou sous une tension historique inférieure.

En règle générale et par construction l'ossature d'un départ HTA est bouclée pour permettre de réalimenter rapidement la clientèle suite à coupure due à un incident. Ce bouclage est également utilisé pour assurer le secours du poste source.

Le régime de protection des réseaux HTA est celui de la mise à la terre du neutre en un seul point, au transformateur HTB/HTA du poste-source, par l'intermédiaire d'une résistance. Cette disposition doit être progressivement remplacée par la technique du neutre compensé (impédance variable en continu en fonction des caractéristiques du réseau). Le neutre n'est donc pas distribué sur le réseau HTA.

Description physique du réseau public

Les zones urbaines sont desservies en souterrain et les zones rurales (faible densité de consommation électrique) sont alimentées par des lignes aériennes ou mixtes - en partie souterraines, en partie aériennes.

L'alimentation en HTA des zones rurales - Les liaisons de poste-source à poste-source peuvent être remplacées par des liaisons ayant leurs extrémités sur le même poste-source mais sur deux demi-jeux de barres différents. Des portions de départs peuvent ne pas être « bouclables » : ce sont les antennes HTA.

Sur les départs aériens, le raccordement direct de transformateurs HTA/BT (sur poteau ou sur socle en « bas de poteau »), sans protection, a longtemps été la règle. Désormais, l'introduction de fusibles dans les transformateurs évite en cas d'avarie transformateur, l'interruption du courant sur la ligne entière et la pollution de l'environnement.

Aujourd'hui, la structure cible d'un départ HTA rural est le réseau mixte : ossature souterraine et dérivations aériennes. En cas de défaut sur un câble souterrain, la durée de réparation est d'environ douze heures ; les antennes HTA peuvent être réalisées en souterrain lorsqu'on dispose d'un moyen de réalimentation rapide des charges sur incident (groupes électrogènes...).

La longueur du réseau aérien décroît mais représente encore à fin 2004 près de 65% de réseau HTA.

Les lignes aériennes d'ossature sont formées de portées courtes, et de conducteurs de forte section sur isolateurs suspendus. Les lignes aériennes de dérivation sont réalisées sur isolateurs rigides avec des conducteurs de section plus faible. Les lignes aériennes sont calculées pour résister à une surcharge de givre minimale de 1 kg/m, pouvant aller jusqu'à 8 kg/m si nécessaire.

L'alimentation en HTA des zones urbaines denses et des zones péri-urbaines - Plusieurs schémas de réseau sont possibles. Sont à examiner les paramètres suivants :

- la faculté de secourir les postes-sources, ce qui représente un objectif important en urbain où la perte d'un poste-source est considérée comme ne devant pas entraîner de gêne prolongée pour les clients,
- le coefficient d'utilisation de la capacité des ouvrages en marche normale,
- le niveau des pertes électriques par effet Joule.

Les structures HTA en urbain se caractérisent en premier lieu par le mode de raccordement des points de charge - les postes « client HTA » et les postes HTA/BT de distribution publique. On distingue deux modes de raccordement :

- Le raccordement en « coupure d'artère » - Les postes sont insérés en série sur une canalisation principale appelée « ossature » par l'intermédiaire de deux câbles. L'ossature est exploitée en permanence ouverte à l'un des postes pour éviter un bouclage entre deux sources. La continuité de l'ossature est assurée par les jeux de barres des postes qu'elle alimente. A partir de ce raccordement, on distingue trois « structures types » de départ HTA urbain ou péri-urbain :
 - La structure en « coupure d'artère » proprement dite. Les départs HTA sont, en régime normal d'exploitation, chargés à la moitié de leur capacité et « bouclables » sur un autre poste-source. Cette structure simple est la plus courante,
 - la structure en maille. Les départs HTA forment une boucle coupée en plusieurs tronçons, chaque tronçon étant relié à d'autres postes sources ou à d'autres boucles. Ce schéma est appliqué dans les zones les plus denses. Il offre un bon coefficient d'utilisation du réseau mais présente une plus grande complexité d'exploitation que la structure évoquée ci-dessus,
 - la structure en « fuseau » ou en « épi » - Les départs HTA sont chargés à leur capacité maximale et sont secourus par un câble spécialisé maintenu sous tension à vide à raison d'un câble de secours pour 4 à 6 câbles d'alimentation. Le coefficient d'utilisation associé à cette structure peut dépasser 80 %. En pratique, pour réduire les pertes Joule, on limite la charge à 70 % sur chaque départ. Cette structure a deux points faibles : le risque de pannes simultanées sur plusieurs départs l'absence de possibilité de secours du poste source.
- Le raccordement en « double dérivation » - Les points de charge sont desservis par deux câbles posés en parallèle, l'un de travail et l'autre de secours. Les points de charge sont équipés de deux interrupteurs et d'un permutateur à manque de tension autorisant le basculement automatique de l'alimentation « travail » sur l'alimentation « secours » en cas de défaut sur l'alimentation de travail. Cette structure est réservée aux zones urbaines denses en raison de son coût important en investissement et en entretien (installation de permutateurs, d'appareillage de sectionnement intermédiaire sur les départs HTA permettant une exploitation rationnelle de la structure d'ensemble).

2.3 Le réseau BT

Le réseau BT est composé des départs issus des postes de transformation HTA/BT. Sauf cas particulier, la meilleure structure est la plus simple : moins de connectique possible, moins de longueur possible. Quelques points de tronçonnement sont néanmoins réalisés et servent, entre autres, au raccordement d'un groupe électrogène. Aucun bouclage n'est en principe réalisé sur le réseau BT, toute longueur supplémentaire entraînant des dépenses d'investissement et une augmentation du risque d'incidents.

Un poste rural, sur poteau ou en cabine simplifiée, peut alimenter un ou deux départs BT. Un poste urbain en cabine, enterré ou en immeuble, peut alimenter de un à huit départs. La longueur des départs BT est limitée par l'intensité et les chutes de tension admissibles : 100 à 200 mètres en souterrain, quelques centaines de mètres en aérien.

Dans les zones alimentées en souterrain, un poste de transformation HTA/ BT peut desservir :

- 120 à 150 maisons individuelles (50 à 60 avec chauffage électrique),
- 250 à 300 logements en immeuble collectif groupé (100 à 130 avec chauffage électrique).

Les lignes aériennes sont construites en faisceaux de conducteurs isolés sur poteaux ou sur façade. La structure du réseau BT est radiale, comme le réseau HTA. Les liaisons de secours entre lignes BT sont réservées aux cas exceptionnels. Le mode de protection est du type « TT », avec neutre distribué en réseau, neutre et masses métalliques étant mis à la terre par des prises distinctes.

La normalisation de la tension BT a donné lieu à d'importants programmes de changement de tension entrepris dans les années 50. Ils ont conduit à la disparition quasi complète de la tension B1 127/220V (moins de 1 pour mille des postes HTA/BT délivre du B1). Après avoir été longtemps fixée à 220/380V, la tension à la norme B2 est passée à 230/400V par arrêté du 29 mai 1986.

Le branchement BT est l'ouvrage compris entre le réseau BT et l'origine de l'installation intérieure de l'utilisateur. Il ne dessert qu'un utilisateur. Les nouveaux branchements sont dimensionnés à 18 kVA et sont réalisés en monophasé (2 fils - 90 A), sauf si les besoins de l'utilisateur l'exigent (machine triphasée) ou si le réseau n'est pas de capacité suffisante pour desservir dans de bonnes conditions la puissance en monophasé. Pour les puissances supérieures, les branchements sont triphasés, jusqu'à la limite de 250 kVA.

Au point de raccordement des branchements au réseau BT, il n'y a pas d'appareillage de coupure. L'alimentation d'un utilisateur devant, toutefois, pouvoir être interrompue depuis le domaine public, le point de coupure est situé à la limite de sa propriété. Il est en général constitué par un jeu de fusibles placé en amont du comptage.

Le disjoncteur de branchement est un appareil à fonctions multiples qui assure :

- la protection contre les courts-circuits,
- la protection différentielle,
- la fonction de coupure au point frontière entre réseau et installation intérieure,
- la fonction de limitation de la puissance appelée à la valeur de la puissance souscrite.

L'UTE distingue le domaine du branchement, qu'elle traite dans la norme UTE C14-100, et celui de l'installation intérieure, dans la norme UTE C15-100.

3 Les protections du réseau de distribution

3.1 Les protections et les automatismes

Les grands principes de protection sur le réseau de distribution sont la détection des courts-circuits entre phases et la détection des défauts d'isolement à la terre. Les transformateurs HTB/HTA des postes-sources sont équipés de protections en cas d'échauffement. Il existe aussi des télémessures des départs HTA en particulier utilisées en urbain lors de la reprise temporaire de charge en secours. Sur le réseau BT, les fusibles placés en tête des départs protègent contre le court-circuit le plus éloigné.

3.2 La protection des postes-sources

Les systèmes de protection, de commande et de contrôle des postes-sources ont évolué par paliers techniques. A celui des protections indirectes (électromécaniques puis électroniques) a succédé le palier analogique dit des « protections sans alimentation auxiliaire » dont le déploiement a débuté en 1986. Simultanément, la technologie numérique faisait son entrée dans l'environnement très perturbateur (au plan électromagnétique) du poste-source ; dans un premier temps, elle fut cantonnée aux équipements modulaires de commande et de contrôle : consignateur d'état, synoptique de conduite locale et équipement de téléconduite, automate de gestion des émissions à 175 Hz.

Le palier des « Protections et Contrôle Commande Numérique » (PCCN) a été défini et doit équiper à terme les ouvrages neufs et remplacer les matériels anciens nécessitant un maintien en conditions opérationnelles trop coûteux. Ce choix de la technologie numérique pour les protections, les automates, les télésérialisations, la télécommande et les télémessures vise à faciliter les évolutions du plan de protection (téléparamétrage, modifications logicielles) et à gagner en fiabilité du système (autotest des matériels). Les interventions seront facilitées par l'utilisation d'outils informatiques de maintenance et de configuration.

3.3 La protection du réseau HTA

Le réseau HTA comporte des automatismes de remise sous tension après une défaillance temporaire. La majorité des défauts sur les ouvrages aériens sont monophasés (un conducteur venant accidentellement en contact avec la terre). Les contacts provoquant un court-circuit entre deux phases ne représentant guère que 20% des cas. Face à ce constat, différentes parades ont été mises en œuvre :

Dans les années 1960, la politique de mise à la terre du neutre HTA consistait à installer une impédance de limitation du courant de défaut franc à la terre (limitation à 1 000 A sur les réseaux souterrains urbains, à 300 A sur les autres). Les conséquences de ces dispositions techniques étaient la détection et la mise hors tension du départ HTA siège d'un défaut d'isolement et la limitation, au moment du défaut, des surtensions à une valeur compatible avec les niveaux d'isolement des matériels HTA et BT. De type ampèremétrique, le système de protection était de conception simple et de bonne sensibilité. Le plan de protection et d'automatisme a consisté à programmer une série d'ouvertures et fermetures du disjoncteur du départ HTA sur détection de défaut (cycles de réenclenchements rapides et lents).

Dans les années 80, les utilisateurs devenant de plus en plus sensibles aux défaillances du réseau, des disjoncteurs shunts ont été installés pour éliminer les défauts fugitifs sans provoquer d'interruption (mise à la terre volontaire pendant une très courte durée de la phase en défaut pour annuler temporairement la différence de potentiel entre le conducteur défaillant et la terre et provoquer l'extinction de l'arc électrique).

A partir de 2001, le développement des réseaux souterrains en rural sur de longues distances conduit à installer des protections plus complexes et à l'adoption du régime de neutre compensé. Seuls les départs aériens et mixtes sont concernés, leurs caractéristiques évoluant fortement. En effet la proportion de souterrain s'accroît, la technologie des nouveaux câbles HTA affiche des caractéristiques capacitatives supérieures, la réglementation européenne relative à la sécurité du public évolue vers un abaissement des valeurs de montées en potentiel admissibles sur le réseau. Le régime du neutre compensé limite la valeur du courant de défaut monophasé à 40 A, les valeurs des prises de terre étant conservées sur les réseaux. Les protections des clients HTA et celles des installations de production indépendante sont complétées.

3.4 La protection du réseau BT

Le régime de neutre des réseaux de distribution BT est fixé en France par le texte réglementaire dit « arrêté technique » qui stipule : « *Les distributions triphasées doivent comporter un conducteur neutre relié à un point neutre et mis directement à la terre* ». Cette disposition exclut le recours à d'autre régime du neutre sur les réseaux de distribution BT. L'arrêté technique stipule également pour les lignes aériennes un nombre minimal de prises de terre du conducteur neutre en réseau. Le schéma des liaisons à la terre des installations BT alimentées par un réseau de distribution publique est du type « TT », à savoir neutre du réseau mis à la terre, et masses métalliques mises également à la terre, cette deuxième terre étant distincte de la terre du neutre. Chaque circuit BT est protégé par un jeu de fusibles placé en sortie de transformateur et dont le calibre est fonction de l'intensité nominale admissible dans le câble. Il n'y a pas d'autre protection jusqu'aux fusibles avant compteur de chaque utilisateur. La protection du branchement est assurée par des fusibles et un disjoncteur. De l'aval vers l'amont, on rencontre les fusibles de l'installation intérieure du client (norme UTE C15-100), le

Description physique du réseau public

disjoncteur différentiel du distributeur assurant une double protection, contre les défauts à la terre et contre les courts-circuits, et les fusibles en amont du compteur.

4 Le développement du réseau de distribution

4.1 La politique qualité de fourniture

Au début des années 80, l'analyse des performances du système électrique a montré que le réseau HTA engendrait à lui seul 70 % de la défaillance totale sur le réseau de distribution, les ouvrages aériens étant majoritairement responsables de la situation. Des orientations ont été fixées visant à :

- construire des lignes aériennes plus robustes,
- réduire la longueur des départs HTA et les boucler systématiquement,
- développer le souterrain en rural et les appareils de manœuvre télécommandables en réseau,
- intégrer dans la conception des projets des réponses aux préoccupations et aux contraintes environnementales (intégration visuelle, préservation de la faune et de la flore).

En 2003, si les orientations prises 15 ans plus tôt restaient globalement valables, les effets de la tempête de 1999, ont conduit à :

- élaborer un programme de reconstruction sur 15 ans pour les zones sensibles aux aléas climatiques,
- établir des schémas directeurs en fonction des attentes de la clientèle pour le reste des territoires.

En 2005, l'évolution du contexte réglementaire doit conduire à une adaptation de la politique technique d'ERDF et des pratiques décentralisées.

Dans les lignes qui suivent, on trouvera un rappel historique de la politique qualité de 1985 à 2004.

De 1985 à 1995, la politique qualité s'est appuyée sur des objectifs ainsi libellés : à fin 1995, aucun client ne devait subir annuellement plus de...

- 6 coupures longues,
- 3 heures de coupure (durée cumulée),
- 70 coupures très brèves (réenclenchements rapides),
- 11 % de chute de tension BT,
- une heure de coupure pour travaux (durée cumulée).

Les structures du réseau HTA ont été modifiées par le développement des postes-sources, la réduction des longueurs des départs et le renouvellement des ouvrages les plus fragiles.

A partir de 1995 - Le critère B mesurant la durée annuelle moyenne de coupure d'un client BT est passé de 3h40 à 1h17 entre 1988 et 1995. Après cette amélioration globale, la recherche de la satisfaction ciblée de la clientèle a remplacé l'objectif de progression uniforme sur tous les territoires. Le critère B s'est amélioré pour tomber à 57 minutes en 2002. Dans la même période, la méthode d'aide à la prise de décision d'investissement – l'approche « technico-économique » des développements réseau – a été revue dans son paramétrage pour mettre en ligne plans d'action locaux et objectifs techniques nationaux.

La politique qualité « après 95 » s'est articulée autour de trois points :

- la réponse aux attentes de chaque catégorie de clients,
- la lutte contre les incidents climatiques et technologiques,
- la tenue de la tension et la qualité de l'onde.

La tempête de décembre 1999 a provoqué d'importants dommages sur le réseau aérien, un tiers du territoire métropolitain ayant été touché. En 2000 et 2001, les actions se sont concentrées sur les zones sinistrées (consolidation des réseaux). Les ouvrages aériens considérés comme « détruits » ont été rétablis en technique souterraine, particulièrement en zone boisée (les chutes d'arbres ont représenté la cause première des dégâts). Dès 2002, le relais a été pris par la reconstruction, programmée jusqu'en 2015. Les résultats attendus en sont :

Description physique du réseau public

- sur occurrence d'un événement d'ampleur équivalente, être en mesure de rétablir l'alimentation de 95 % des clients en moins de 5 jours.
- sécuriser au moins une alimentation BT dans chacune des 36 000 communes.

La loi du 10 février 2000 de transposition de la directive européenne électricité a fait apparaître de nouveaux acteurs et modifié les rôles. Toutefois, les investissements dans les réseaux de distribution restent sous la responsabilité des sociétés d'électricité intégrées, avec la possibilité, pour les autorités concédantes, de financer des travaux de renforcement ou d'extension. Par le biais du tarif d'acheminement, la CRE contrôle le cadrage des investissements. Des décrets pris en application de la loi fixeront les obligations des Distributeurs en matière de qualité de l'électricité, et orienteront les programmes d'investissements. Le rôle des autorités concédantes, investies du pouvoir « d'organiser le service public de l'électricité » au travers d'un cahier des charges, reste à redéfinir précisément dans ce nouveau contexte.

La directive électricité du 26 juin 2003 confirme les orientations de la directive de 1996. Elle ajoute des contraintes dans la planification des réseaux, comme l'obligation d'envisager des mesures d'efficacité énergétique ou d'étudier une production distribuée pour éviter la modernisation ou le remplacement de capacités de réseaux.

4.2 Les études et la planification des développements du réseau

Les études décisionnelles sont les études à caractère technique et économique menées pour éclairer les choix d'investissement sur les réseaux de distribution. Décider d'engager des dépenses sur le réseau est le résultat de l'une des démarches suivantes :

- l'utilisateur (client ou producteur) souhaite le raccordement de son installation au réseau,
- le tiers souhaite un déplacement de nos ouvrages,
- les ouvrages ne répondent plus au cadre réglementaire ou normatif - ou sont susceptibles de ne plus y répondre dans un délai prévisible,
- le taux de défaillance des installations est tel que les dépenses à engager pour améliorer les performances du réseau sont jugées moins contraignantes pour le gestionnaire que l'insatisfaction des clients.

La notion de « cadre réglementaire ou normatif » s'entend ici de plusieurs façons : il peut s'agir d'un règlement technique édicté par les pouvoirs publics, d'une norme ou d'un cadre de références prédéterminé par le gestionnaire de réseau (par exemple l'obligation de raccorder tout poste souterrain à deux alimentations HTA). Il peut également s'agir de seuils techniques au-delà ou en-deçà desquels le réseau ne répond plus aux valeurs nominales de fonctionnement des ouvrages et des appareils (seuils de tension, d'intensité). La décision d'engager des travaux dans ces cas-là échappe à une justification économique. Toutefois, si plusieurs solutions sont techniquement possibles, le choix sera fait au regard de l'optimum économique.

La défaillance du réseau se traduit par des coupures. Elle entraîne une gêne de la clientèle desservie, gêne différente selon qu'il s'agit de la perte de production d'un industriel ou d'inconvénients ressentis par la clientèle domestique. Pour pallier cette difficulté, EDF a créé, il y a plus de 30 ans, le concept d'Energie Non Distribuée (END). Les méthodes d'évaluation et de valorisation des volumes d'END ont permis de donner un poids économique aux interruptions de fourniture. Pour un problème posé au planificateur de réseau, il est ainsi possible de comparer plusieurs solutions du point de vue de la défaillance.

On verra ci-dessous le détail de ces études et les références ou seuils sur lesquels s'appuient les décisions d'investissement.

4.2.1 Le principe du calcul de bilan actualisé

L'activité de réseaux se caractérise par de lourds investissements pour la construction d'ouvrages dont la durée de vie s'étend sur plusieurs dizaines d'années. Le gestionnaire de réseaux est confronté à la question de l'évaluation économique d'un investissement sur une longue période.

La méthode retenue par ERDF est celle de l'actualisation des dépenses et des recettes. Le calcul d'actualisation a pour but de ramener les valeurs à une année de référence. Le principe sous-jacent est celui de « la préférence pour le présent » ; un investissement aura un poids économique plus important s'il est réalisé à l'année N que s'il est réalisé à l'année N+1.

On applique un « taux d'actualisation », ici noté i . Au total, si des dépenses $C(n)$ sont effectuées chaque année n sur la durée de vie N de l'ouvrage, la valeur des dépenses ramenées à l'année 1 se calcule par la formule :

Description physique du réseau public

$$\text{Bilan total actualisé des dépenses} = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{C(n)}{(1+i)^n}$$

Le même calcul est fait pour les recettes.

Il découle la formule que, pour un même service rendu, il est toujours économiquement préférable de différer la dépense ; plus la valeur du taux d'actualisation est forte, plus elle décourage les investissements à long terme. La valeur actuellement en vigueur à ERDF est 8 %. Les calculs d'actualisation sont effectués à monnaie constante, les effets de l'inflation étant considérés comme compensés (le taux d'actualisation n'a pas de relation avec le taux d'inflation).

4.2.2 L'usage de l'Energie Non Distribuée

La notion d'END correspond aux kWh qui auraient été desservis si une coupure n'avait pas eu lieu. L'END est une valeur estimée à partir de l'observation des habitudes des utilisateurs consommateurs. Elle peut être calculée pour des coupures fortuites (incident) et pour des coupures programmées (travaux). Un utilisateur consommateur dont la fourniture est interrompue subit presque toujours un désagrément pouvant se traduire, pour lui, par un coût. ERDF a cherché à évaluer ce coût externe pour conduire ses études.

En se basant sur le nombre de kWh non distribués et en affectant un coût d'END à ces kWh, il est possible d'obtenir un coût global de l'incident ou de la coupure pour travaux, vu par ERDF, pour les utilisateurs consommateurs.

Le coût du « kWh non distribué » n'est pas une dépense et n'intervient donc pas dans le compte d'exploitation. C'est un outil d'aide à la décision qui permet de bâtir des programmes d'action (investissement ou entretien) et de garantir la cohérence globale des programmes d'investissement d'ERDF.

S'il est relativement aisé d'estimer des volumes d'END, l'attribution d'une valeur en € est plus difficile. Des études ont été menées en 1993 pour cerner au plus près les coûts attribués par les clients aux coupures qu'ils subissent. Il en est ressorti des résultats très variables, qu'on peut résumer ainsi :

- Les consommateurs industriels ont une idée assez précise du coût de perte de production en cas de coupure.
- Les consommateurs domestiques n'ont qu'une approche qualitative du dommage subi. La gêne peut être complètement inexistante (coupure de chauffage ou d'eau chaude de courte durée) ou très mal perçue si elle prive l'usager d'un service indispensable ou très attendu au moment où elle se produit (ascenseur, télévision)

Pour rendre compte du phénomène avec précision, il faudrait tenir compte de plusieurs paramètres : jour et heure de la coupure, durée de la coupure, typologie des clients coupés... Après test, les méthodes élaborées en ce sens sont apparues trop complexes pour être déployées. On a finalement retenu des paramètres simplifiés en attribuant un coût au :

- kW de puissance souscrite coupé (quelque soit la durée de la coupure)
- kWh d'énergie non distribuée dans le cas d'une coupure isolée (incident HTA n'affectant qu'un départ, par exemple)
- kWh d'énergie non distribuée sur incident de grande ampleur - plus de 30 000 clients coupés sur incident dans un poste HTB/HTA, par exemple. Une valeur importante a été retenue dans ce cas afin de montrer l'engagement du distributeur à limiter le risque associé à de telles situations
- Nombre de clients non réalimentés dans un délai de 5 jours sur événement climatique exceptionnel, c'est-à-dire caractérisé par plus de 100 000 clients coupés et une probabilité d'occurrence supérieure à 20 ans

Ces paramètres de valorisation de l'END ont été intégrés dans la fonction de valorisation de la défaillance du modèle technico-économique. Paramètres, fonction et modèle sont identiques en tous points des territoires desservis par ERDF et utilisés par les Unités décentralisées pour bâtir les programmes d'action et les portefeuilles d'investissement.

4.2.3 Le calcul du bilan actualisé

Le calcul de bilan actualisé des dépenses et des recettes sur la durée de vie d'un ouvrage permet de comparer plusieurs projets d'investissement au plan économique, ces projets étant destinés à résoudre par des voies différentes un même problème sur le réseau (une contrainte électrique, un état de vétusté ou une obligation liée à l'environnement). La solution retenue – dite « optimale » - est celle qui minimise le bilan actualisé à long terme.

L'étude des postes sources

Les solutions pour résoudre une contrainte de capacité dans un poste-source sont le renforcement de la transformation HTB/HTA, du réseau HTA qui en est issu ou la création d'un nouveau poste-source. Chaque étude tient compte du coût du réseau amont (HTB ou 225 kV). Pour ce type d'ouvrage, on dispose d'informations précises et abondantes ; la puissance délivrée est connue au fil de l'eau, ce qui permet d'en établir la monotone de charge (courbe des puissances horaires décroissantes sur une année), commodité de calcul pour les références de puissance et l'évaluation des volumes d'énergie non distribuée.

L'étude du réseau HTA

Les solutions à envisager en cas de contrainte sur un réseau HTA sont le renforcement, le dédoublement de départ HTA, le renouvellement partiel ou total d'ouvrage. Le calcul d'un bilan actualisé pour chaque stratégie technique envisagée permet la comparaison et le choix de la stratégie optimale. On tient compte pour le calcul :

- des dépenses d'investissement, affectées de leur date d'engagement
- du coût des pertes par effet Joule
- du coût de l'énergie non distribuée, en estimant statistiquement la probabilité de coupure
- du coût de l'entretien des ouvrages
- du coût du dépannage et des réparations estimé à partir des statistiques d'incidents et des coûts unitaires moyens constatés

Un taux d'accroissement des charges est pris en compte sur la période d'étude. Les stratégies envisagées, pour être comparables, doivent conduire à des situations finales identiques. Si ce n'est pas le cas, le calcul du bilan actualisé intègre la valeur résiduelle des ouvrages.

L'étude du réseau BT

Les solutions pour lever les contraintes sur le réseau BT sont de type :

- renforcement d'un départ BT
- dédoublement d'un départ BT
- augmentation de puissance du transformateur HTA/BT alimentant le réseau en contrainte
- création de poste HTA/BT

Une étude complète de bilan est en théorie possible pour chaque solution. Mais certains paramètres sont peu significatifs au regard de l'énergie véhiculée par le réseau BT ; l'énergie non distribuée et les pertes Joule ont des coûts généralement faibles en regard des montants d'investissement et n'influencent pas significativement le choix de la solution. Les coûts de maintenance sur le réseau BT sont faibles à l'exception du réseau nu qui peut demander un élagage périodique. Les coûts de réparation sont également relativement faibles. Aussi peut-on se contenter d'une méthode simplifiée. Les paramètres à prendre en compte se limitent alors :

- au taux de croissance prévisible des charges
- à la « durée de vie » de la solution
- au coût de l'investissement

La « durée de vie » correspond ici à la durée séparant l'année de réalisation de l'investissement de celle d'apparition d'une nouvelle contrainte.

4.3 Les seuils de contrainte de tension sur les réseaux pour les études

Réseau HTA – Les engagements contractuels vis-à-vis des utilisateurs du réseau HTA concernent la valeur de la tension HTA au point de livraison. A partir de 1995, les contrats ont fixé l'engagement du distributeur à délivrer une tension HTA ne variant pas de plus de 5 % autour d'une valeur dûment spécifiée U_c (tension contractuelle), cette valeur spécifiée étant elle-même fixée dans une plage de ± 5 % autour de U_n (tension nominale valant 20,0 kV ou 15,0 kV suivant les cas).

Description physique du réseau public

Les seuils retenus par le distributeur pour la détection et le traitement des contraintes de tension HTA

En alimentation normale, la tension HTA en tout point du départ doit rester à l'intérieur de la plage $[U_n + 5\% , U_n - 5\%]$. En alimentation secours, la plage est élargie à $[U_n + 5\% , U_n - 8\%]$

La méthode de planification HTA

Pour vérifier si les seuils sont dépassés, les calculs de chute de tension sont effectués à la pointe, selon des hypothèses de charge électrique sur le réseau correspondant à :

- la puissance estimée à la « Température minimale de base » (PTmb) pour le régime normal,
- la puissance mesurée le jour le plus chargé de l'année (P*max) pour le régime secours, aussi appelé « situation N-1 »

La puissance P*max correspond à la valeur la plus élevée entre la P*max Heures Pleines et la P*max Heures Creuses. Ces 2 valeurs sont calculées en moyennant les 3 plus fortes puissances corrigées de l'effet de température en heures pleines (P*max HP) et les 3 plus fortes puissances corrigées de l'effet de température en heures creuses (P*max HC). Cette température est fonction de la température normale de la zone considérée (température moyenne statistiquement observée par les services de la météo le 15 janvier, sur plusieurs décennies). La puissance P*max est révisée tous les ans grâce à la mesure des intensités transitant dans les départs HTA des postes-sources.

La puissance PTmb est le résultat d'un calcul de correction de la P*max qui est ramenée à la « Température minimale de base » (Tmb), température froide dont la probabilité d'occurrence est de 1 jour par an.

Ces valeurs correspondent à des valeurs de puissance relevées par périodes de 10 minutes.

Réseau BT – La tension réglementaire a été fixée à 230/400V en France par arrêté du 29 mai 1986, valeur adoptée au niveau européen en 1996 (norme EN 50160).

Les seuils de tension BT imposés par la réglementation aux bornes d'entrée de l'installation du client sont :

- 244 V en monophasé et 423 V en triphasé (+ 6% de la tension nominale),
- 207 V en monophasé et 358 V en triphasé (-10% de la tension nominale).

La méthode de mesure adoptée, dans l'attente de précisions réglementaires, est celle des valeurs efficaces moyennes par périodes de 10 minutes.

Les seuils retenus par le distributeur pour la planification BT

Depuis 1996, les modalités de calcul ont été entièrement revues. Elles sont basées sur un couplage de la planification BT avec la planification des ouvrages amont. Les seuils dépendent de facteurs intégrant l'incidence effective du réseau HTA et du transformateur HTA/BT sur la tenue de tension BT.

La méthode de planification BT

Bien que dans certains cas la pointe de consommation apparaisse en été, la condition retenue comme la plus représentative pour la pointe de consommation est la température minimale de base (Tmb). Les puissances prises en compte pour effectuer les calculs sont déduites des consommations enregistrées dans les applications facturières. Elles sont recalculées à la température minimale de base. Les études de planification BT tiennent compte du plan de tension HTA et des facultés de réglage des prises des transformateurs HTA/BT.

4.4 Les seuils de contrainte d'intensité sur les réseaux pour les études

Les contraintes d'intensité sont examinées par type d'installation : transformateur de poste-source, lignes aériennes HTA et BT, lignes souterraines HTA et BT, transformateurs HTA/BT. On distingue les données fournies par les normes et les seuils de contrainte utilisés pour les études de planification.

4.4.1 Les normes et spécifications

Transformateurs HTB/HTA des postes-sources - Les limites d'intensité sont imposées par la température atteinte par les composantes de l'appareil. Les transformateurs des postes-sources ont une inertie importante qui leur permet d'admettre des surcharges significatives. Leur conception permet une exploitation permanente à 110 % de leur puissance nominale pendant les périodes de pointe. Les surintensités de court-circuit (durée 1,5 s), outre l'échauffement ponctuel, provoquent des contraintes mécaniques dans les connexions et les enroulements, auxquelles les appareils résistent.

Description physique du réseau public

Conducteurs aériens HTA - L'échauffement produit un allongement des conducteurs et une diminution de la hauteur sous les lignes. La réglementation impose que la hauteur de sécurité soit respectée quel que soit le transit électrique jusqu'à une température extérieure de 40 °C.

Câbles HTA souterrains – L'échauffement provoque la détérioration des isolants et réduit la durée de vie du câble. La norme C 33-223 de mars 1998 concernant les câbles isolés au polyéthylène réticulé (type de câble actuellement le plus répandu) donne les indications suivantes :

- un câble à l'air libre admet une intensité plus grande qu'un câble enterré
- un câble admet une intensité plus grande en hiver qu'en été (plus de 20 % en régime permanent)
- un câble peut admettre une surcharge (régime limité à 3 heures) de l'ordre de 20 %. En exploitation, il est parfois utile d'utiliser de cette marge pour assurer un secours temporaire pendant un dépannage. Mais cette surcharge doit rester aussi brève que possible sous peine d'accélérer le vieillissement des isolants
- un coefficient de réduction doit être appliqué sur l'intensité admissible lorsque les câbles sont enterrés en nappe, à proximité les uns des autres (distance réglementaire 20 cm). Pour deux câbles, la réduction est de 15 %, pour trois de 22 %, pour quatre de 28 %.

La norme C 33-226 d'avril 2002 modifie sensiblement les hypothèses de fonctionnement : la surcharge n'est plus envisagée, seul subsiste le régime permanent à la température de 90°C pour l'âme conductrice des câbles (mais toujours 250°C en cas de court-circuit d'une durée inférieure à 5 secondes). L'évolution de la norme vers une moindre sollicitation des ouvrages résulte de l'observation du comportement des câbles en exploitation, qui a confirmé l'influence de l'échauffement sur la durée de vie de ces infrastructures prévues pour durer au moins 40 ans.

Appareillage HTA - Les jeux de barres, les liaisons, les sectionneurs, interrupteurs et disjoncteurs sont soumis à des limites d'intensité. L'échauffement et les efforts électromagnétiques, mais aussi la tenue des contacts électriques, sont des contraintes prises en compte pour éviter la dégradation des performances de l'appareillage.

Transformateurs HTA/BT - Par construction les transformateurs ont une puissance assignée qui correspond à la puissance que peut débiter l'appareil en régime permanent. En matière de surcharge (fonctionnement limité à 3 heures), les transformateurs de type « classique » peuvent débiter jusqu'à 120 % de leur puissance sans courir de risque de détérioration. Les transformateurs avec protection-coupure intégrée, en service depuis 2001 sur les réseaux d'EDF, sont conçus pour fonctionner à 150 % de leur puissance assignée en régime de surcharge 3 heures.

Câbles BT souterrains - Les câbles BT sont soit enterrés soit posés dans l'air. La norme C 33-210 de 1995 concernant les câbles rigides isolés au polyéthylène réticulé fixe à 90 °C la température maximale dans les conducteurs. Il n'est pas envisagé de surcharge. Le fonctionnement ne diffère pas l'été et l'hiver. Un coefficient réducteur de proximité doit être appliqué comme pour les câbles HTA en cas de pose en nappe : 0,85 pour deux, 0,78 pour trois, 0,72 pour quatre.

Conducteurs BT lignes aériennes - Les risques pour les conducteurs isolés torsadés sont les mêmes que pour les câbles. Aucune surcharge n'est en principe admissible.

4.4.2 Contraintes d'intensité prises en compte dans les études de planification

La puissance de référence pour les calculs d'intensité est la puissance à température minimale de base (PTmb, cf. 4.3). Les calculs de contrainte d'intensité prennent en compte deux paramètres :

- la tension HTA réelle, après ajustement par les systèmes de régulation au poste source,
- l'énergie réactive. En pratique, la limite contractuelle $\text{tg}(\varphi) = 0,4$ sert de référence, ce qui revient à augmenter l'intensité du courant actif d'environ 7%.

5 Le Schéma Directeur de développement des postes-sources et du réseau HTA

5.1 Les principes du schéma directeur

La bonne gestion technique et financière du réseau de distribution s'appuie sur une vision cohérente et partagée de son évolution à moyen et long termes. C'est l'objet du schéma-directeur.

Les ouvrages ayant de longues durées de vie, les décisions d'investissement ont un impact durable sur le développement du système électrique. Elles sont de nature différente : renouvellement, renforcement,

Description physique du réseau public

extension, maintenance... Elles sont prises à divers niveaux de responsabilité et interagissent entre elles. Dans ce contexte, il ne suffit pas de s'assurer qu'un nouvel ouvrage est nécessaire à une année donnée ; il faut vérifier qu'il s'insère dans un projet de développement du système électrique cohérent garantissant un fonctionnement optimal à long terme.

Etabli en conformité avec les obligations réglementaires, les politiques nationales et les stratégies pluriannuelles régionales du distributeur, le schéma directeur est constitué d'une vision à long terme de la structure du réseau – la « cible » décrivant la consistance et le positionnement des postes-sources, la structure des ouvrages HTA - et de la stratégie pluriannuelle conduisant à cette cible. Les projets élémentaires permettant d'atteindre la cible constituent un portefeuille d'investissements réputés justifiés dans le cadre des hypothèses du schéma-directeur, cohérents à long terme et susceptibles d'être mis en œuvre. Pour constituer le programme d'investissements pluriannuels, le maître d'ouvrage puise dans ce portefeuille. Il optimise au plan technique et économique sa stratégie à court et moyen terme en fonction de la situation constatée des réseaux (contraintes électriques, qualité de fourniture, sécurité d'alimentation...) et des ressources financières disponibles.

Le schéma directeur oriente les études décisionnelles mais ne les structure pas. En revanche, tout choix important conçu dans le cadre d'une étude décisionnelle et non en cohérence avec le schéma directeur donne lieu à l'initialisation d'une mise à jour de ce dernier pour garantir la cohérence des outils et la pertinence du schéma. Plus généralement, une mise à jour est nécessaire lors de tout événement mettant en cause les hypothèses qui ont prévalu au moment de son établissement, et à minima tous les 5 ans.

5.2 Les étapes de réalisation des schémas directeurs.

La construction des schémas directeurs nécessite un travail important réalisé par les Bureaux d'Etudes Régionaux d'ERDF. La Maîtrise d'Ouvrage de Décision Régionale en pilote la réalisation. Il est constitué par les six étapes suivantes :

5.2.1 L'élaboration du diagnostic :

C'est l'analyse de l'ensemble des caractéristiques du système électrique permettant d'évaluer ses forces et ses faiblesses (qualité du produit, capacité électrique, sensibilité aux aléas climatiques, organisation structurelle du réseau) Cette phase comporte l'analyse de l'environnement externe et l'appréciation de la sensibilité de la clientèle raccordée au réseau.

5.2.2 La prévision des consommations et des puissances

Il s'agit de déterminer les taux d'accroissement des charges électriques à alimenter pour des zones englobant un ou plusieurs postes sources.

5.2.3 La cible à long terme

La construction de la cible à long terme est l'étape fondamentale de la réalisation du schéma directeur. La cible représente le schéma du réseau HTA nécessaire et suffisant, à terme, pour alimenter dans de bonnes conditions les utilisateurs du réseau. Le corps des principales hypothèses de travail nécessaires est constitué du choix des structures de réseau HTA visées, de la taille des postes sources et des caractéristiques physiques et électriques des ouvrages HTA - ces derniers paramètres ayant une influence forte sur la qualité de fourniture. L'élaboration de la cible à long terme s'effectue en restructurant les réseaux existants.

5.2.4 La définition des stratégies de développement des réseaux

L'étape consiste à déterminer différentes stratégies de développement des ouvrages permettant de passer de l'état initial à l'état final (la cible à long terme) Chaque stratégie est constituée d'une succession d'opérations élémentaires. L'ensemble des opérations doit rester cohérent avec les règles de fonctionnement des réseaux.

5.2.5 L'échéancier des travaux et des investissements

L'utilisation de l'approche technico-économique permet de déterminer la date optimale de chaque opération élémentaire et d'en déduire le bilan actualisé de chaque stratégie étudiée. A l'issue de cette phase, on obtient un échéancier théorique (coût de l'opération, date optimale de réalisation) de l'ensemble des opérations étudiées.

Le Maître d'Ouvrage en ressort un échéancier pratique des opérations à mener à moyen terme en y intégrant des opérations complémentaires telles que le traitement des contraintes électriques résiduelles ainsi que divers autres éléments tels que la qualité de fourniture constatées sur les départs HTA ou le respect des engagements ou des objectifs du distributeur et éventuellement du Maître d'Ouvrage.

5.2.6 L'estimation du niveau de qualité de fourniture

La conduite des étapes précédentes permet d'évaluer l'évolution probable de la qualité de fourniture en fonction des investissements envisagés. L'évaluation est réalisée par départ HTA en termes de nombres de coupures longues, brèves, très brèves, de temps moyen annuel de coupure. Elle permet l'estimation par zone (petites agglomérations, zones industrielles, zones Emeraude...) des performances attendues du réseau HTA.