



FEDERATION NATIONALE DES COLLECTIVITES CONCEDEANTES ET REGIES

**ETUDE TECHNIQUE SUR LA FRAGILITE DU RESEAU PUBLIC
DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE FACE AUX EVENEMENTS
CLIMATIQUES MAJEURS**

**C09-002-01-A4-fr-A
10 septembre 2009**

KB Intelligence – SARL au capital de 60 000 € - RCS Nanterre
401 687 678 00037 - APE 721 Z

Siège social: 10, rue Lionel Terray - 92508 Rueil-Malmaison cedex



SOMMAIRE

1. INTRODUCTION	5
2. RESUME	7
3. LE DIAGNOSTIC - ETAT ACTUEL DES RESEAUX HTA ET BT ET DE LEUR ENTRETIEN	11
3.1. Introduction.....	11
3.2. Chiffres généraux	11
3.3. Les facteurs influençant la robustesse du réseau	12
3.3.1. L'âge du réseau	12
3.3.2. L'architecture des réseaux	15
3.3.3. Les règles et habitudes techniques.....	16
3.3.4. Le degré d'automatisation du réseau.....	17
3.3.5. Exploitation et conditions d'intervention en cas d'incident	17
3.3.6. La maintenance.....	17
3.3.7. L'enfouissement des lignes.....	18
3.4. L'enfouissement des lignes	18
3.4.1 L'enfouissement des lignes : facteur de qualité	18
3.4.2 Le réseau HTA.....	20
3.4.3 Le réseau BT	25
3.5. Les performances techniques du réseau.....	28
3.5.1 Le choix des indicateurs.....	28
3.5.2 Le réseau français comparé aux réseaux voisins.....	30
3.5.3 Une tendance à la dégradation des performances	32
3.5.4 Des situations toujours géographiquement déséquilibrées.....	34
3.6. Conclusions sur l'état actuel des réseaux HTA et BT.....	35
4. LES RETOURS D'EXPERIENCE DES MESURES PRISES A LA SUITE DES TEMPETES DE LA DERNIERE DECENNIE.....	37
4.1 Les tempêtes de 1999 et les engagements qui ont immédiatement suivi.....	37
4.1.1 Rappel des faits	37
4.1.2 Le 1er rapport Piketty.....	38

4.1.3	Le 2ème rapport Piketty	39
4.1.4	L'accord « Réseaux électriques et environnement » 2001-2003	39
4.2	Textes ultérieurs	40
4.2.1	Contrat de service public entre l'Etat et EDF.....	40
4.2.2	Le plan aléas climatiques	42
4.3	Adaptation des dispositions réglementaires de l'arrêté technique.....	44
4.4	L'évolution effective des investissements et des réalisations sur le réseau de distribution suite aux tempêtes de 1999	44
4.4.1	L'évolution des investissements sur le réseau de distribution.....	44
4.4.2	L'évolution des réalisations	48
4.5	Le cas du réseau de transport	48
4.6	La tempête Klaus.....	49
4.6.1	Rappel des faits	49
4.6.2	Impact sur la desserte en électricité.....	50
4.6.3	La réalimentation des clients et la réaction des populations	51
4.6.4	Nature et origine des dégâts	52
4.6.5	Mission confiée aux Conseil Général de l'Environnement et du Développement Durable et au Conseil général de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies.....	55
4.7	Conclusions sur les tempêtes de la dernière décennie et les mesures qui s'en sont suivies.....	55
5.	QUELLE POLITIQUE POUR L'AVENIR ?.....	57
5.1.	La stratégie actuelle	57
5.2.	Une stratégie de cohérence.....	59
5.3.	Une stratégie de doublement des efforts.....	60
5.4.	Conclusions sur les scénarios proposés.....	60

1. INTRODUCTION

La présente étude a été réalisée à la demande de la FNCCR à la suite de la tempête Klaus du 24 janvier 2009 qui a privé d'électricité 1 700 000 foyers dans la région du grand Sud-ouest. Cet événement climatique majeur a remis sur le devant de la scène la préoccupation de sécurisation des réseaux électriques, à une époque où la mitigation du changement climatique et l'adaptation aux risques qu'il comporte sont considérées comme des impératifs de premier plan.

Cette étude a été réalisée dans des délais brefs. Elle peut donc comporter des lacunes, des imprécisions, voire des erreurs, que le lecteur voudra bien excuser. Elle n'aurait pas été possible sans la coopération d'ERDF, dont les responsables ont accepté de rencontrer à plusieurs reprises le chargé d'études et de lui communiquer les informations nécessaires.

La Commission de Régulation de l'Energie, la Direction Energie et Climat au Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de la Mer ainsi que la Direction du RTE, doivent également être remerciés pour leur concours, de même que les membres du Conseil Général de l'Environnement et du Développement Durable et du Conseil général de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies chargés d'une mission d'inspection par le Ministre et qu'il a été possible de rencontrer.

L'étude s'appuie sur une étude précédente, réalisée en 2003, dont la finalité principale était de comparer le réseau de distribution français à son homologue allemand.

Le FNCCR a souhaité que soit suivie une approche en trois étapes :

1. Une phase de diagnostic visant à caractériser l'état actuel du réseau électrique ; en actualisant notamment la comparaison précédemment faite par rapport au réseau allemand.
2. Un bilan des enseignements tirés des tempêtes de 1999 et de mise en œuvre des recommandations ou décisions qui s'en étaient suivies. Ce bilan a été apprécié à la lueur du comportement du réseau électrique lors de la tempête Klaus.
3. Une phase propositionnelle consistant à suggérer et, dans la mesure du possible, à chiffrer trois scénarios plausibles de réponse aux événements de janvier 2009.

Le réseau électrique français est un très grand réseau, dont l'histoire est complexe et dont l'organisation et la gestion font intervenir de nombreux acteurs. La présente étude ne méconnaît pas la nécessité de prendre en considération dans tout processus de décision les facteurs politiques, sociaux, financiers, à différents niveaux de responsabilité. Le réseau de distribution électrique est en effet un trait d'union entre les foyers français, les élus locaux qui les représentent et les défendent, et les cercles proches du pouvoir central, chargés des grandes orientations de la politique énergétique et responsables des grands équilibres financiers.

La présente étude n'intègre pas tous ces aspects, même si souvent elle les évoque. Il s'agit avant tout d'une étude technique visant à établir un constat et à proposer des voies a priori raisonnables pour remédier aux insuffisances relevées. Elle constitue ce que les anglais appellent « food for thought ». Elle aura atteint son objectif si les décideurs en viennent à considérer la sécurisation du réseau électrique de distribution comme un problème majeur et si des décisions fondées, non pas sur des impératifs financiers à court terme mais sur une gestion patrimoniale du réseau à moyen et long terme, lui font suite dans un délai raisonnable.

2. RESUME

[1] La présente étude comporte trois parties, selon le cheminement rappelé en introduction. A la fin de chacune des parties, numérotées chapitres 3 à 5, des conclusions et des recommandations sont formulées.

Le présent résumé ne les reproduit pas intégralement et vise essentiellement à donner une impression d'ensemble à l'issue de l'étude réalisée. Il est donc suggéré au lecteur n'ayant pas le loisir de procéder à une lecture intégrale du rapport, de compléter la lecture du présent résumé par celle des conclusions de chacun des chapitres.

[2] Les réseaux de distribution électrique français ne sont pas de mauvais réseaux. Leurs performances, selon les indicateurs usuellement retenues au niveau international, se situent en bonne position par rapport à celles des réseaux voisins, même si, de tout temps, le réseau allemand a affiché des performances de 2 à 3 fois supérieures.

Toutefois ces réseaux souffrent de plusieurs handicaps qui ne sont pas indépendants entre eux :

- d'une part les réseaux vieillissent, par suite d'une insuffisance notoire d'investissements de renouvellement et d'entretien, les investissements « délibérés », ayant été en valeur réelle, divisés par un facteur supérieur à trois entre le pic de l'année 1992 et le point bas de l'année 2004. L'insuffisance des efforts d'investissements de « qualité » entraîne une détérioration sensible des performances, la durée cumulée moyenne des coupures dues au réseau HTA ayant notamment augmenté de 10 minutes (soit 25%) depuis l'an 2000.
- d'autre part, ces réseaux continuent à être vulnérables aux événements climatiques tels que ceux que l'on avait connus en 1999 et qui se sont reproduits avec une force quasi-équivalente lors de la tempête Klaus de janvier 2009.
Cette vulnérabilité tient à des causes multiples mais la cause essentielle réside sans aucun doute dans le caractère aérien d'une majorité des lignes du réseau et tout particulièrement du réseau HTA. Le réseau BT présente également ses faiblesses, avec encore plus de 100 000 km de lignes en fils nus qui, au rythme actuel, ne seront pas résorbés avant 25 ans.
- Enfin, les réseaux présentent de très fortes disparités de performances entre les zones pour l'heure les plus favorisées (Paris notamment) et les zones rurales où les durées cumulées de coupures excèdent couramment plusieurs heures par an.

[3] Très vivement ressentie lors des tempêtes de 1999, la vulnérabilité face aux événements climatiques majeures est progressivement passée au stade de préoccupation de second rang au profit de la recherche d'une meilleure qualité courante dont les indicateurs excluent les événements que l'on qualifie d'exceptionnels et dont le temps de retour semble pourtant s'accélérer. Faut-il voir dans ce dernier point un effet du réchauffement climatique ? Certains le pensent mais rien n'est prouvé. En tout cas le risque en est reconnu. S'en prémunir constitue, dans le cadre du principe de précaution, un devoir des autorités publiques.

Or après avoir connu une fébrilité intense, marquée au début des années 2000 par une succession de rapports du Conseil Général des Mines (les rapports « Piketty ») dont les conclusions avaient été actées dans un accord « Réseaux électriques et Environnement » du 30 janvier 2002, la préoccupation sécuritaire s'est progressivement trouvée diluée dans un ensemble de préoccupations multiples, le Plan Aléas Climatiques de 2006 ne faisant pas beaucoup plus que d'officialiser les usages du moment, très éloignés des objectifs qu'avaient formulés les rapports Piketty. Plus récemment les décrets et arrêtés de décembre 2007 sur la qualité des services offerts par les réseaux électriques ainsi que les mécanismes d'incitation à une amélioration des performances conçues par la CRE dans le cadre du TURPE 3, ont écarté les événements climatiques exceptionnels de l'appréciation des performances alors que, dès l'an 2000, le premier rapport Piketty avait mis en doute le caractère extraordinaire de ces événements tels qu'ils sont définis aujourd'hui encore.

[4] Dans ce contexte où les Pouvoirs Publics renonçaient eux-mêmes à faire de la sécurisation un objectif primordial, il ne faut pas s'étonner que le réseau électrique ait consacré l'essentiel de ses investissements, du reste en forte diminution, à d'autres objectifs. Le sursaut d'investissements constaté en 2001 n'a été qu'un feu de paille et la tendance à la décroissance des investissements a repris de plus belle à partir de 2002.

La France n'est pas la seule à avoir connu pareille évolution. L'Allemagne a vu ses investissements dans les réseaux fondre dans des proportions comparables, dès que la libéralisation est devenue une réalité. Mais la référence au modèle allemand trouve ici ses limites.

Rétrécis en termes financiers, les investissements n'ont pas été à la hauteur escomptée en termes de réalisations :

- prévue en 2002 au rythme de 6 000 km/an, la dépose de fils aériens HTA à risques a rapidement trouvé un étiage aux environs de 3 000 km/an,
- de la même façon, censée atteindre 8 000 km/an, la dépose de fils aériens BT s'est stabilisée au environs de 4 250 km/an, renvoyant à 25 ans l'objectif de disparition de cette partie du réseau particulièrement vulnérable.

[5] La tempête Klaus a donc servi de révélateur à une situation que l'on a laissé se détériorer sans qu'on y prenne garde. L'ampleur des dégâts, en grande partie localisée sur le réseau HTA, a surpris, de même que la réaction des populations de moins en moins enclines à admettre les arguments de circonstances climatiques exceptionnelles, pour les défaillances du réseau électrique comme pour les accidents aériens.

Des points positifs ressortent cependant de cette tempête Klaus :

- le réseau de transport, qui avait davantage conservé dans ses priorités l'objectif de sécurisation, a mieux résisté qu'en 1999,
- le gestionnaire du réseau de distribution a su mobiliser très rapidement, au travers de sa force d'intervention rapide et de moyens additionnels venus de toute part, plus de 6 000 agents qui ont permis de rétablir l'alimentation sensiblement plus rapidement qu'en 1999, étant noté que l'efficacité de ces moyens peut encore être améliorée, sur le plan des conditions d'accès au réseau notamment.

[6] Mais des enseignements doivent être tirés de cette tempête et un nouveau plan d'action doit être élaboré. Une telle tâche n'est pas aisée car si les faiblesses du réseau sont bien connus, les travaux à réaliser ne sont pas recensés et chiffrés dans le détail. Il y a donc un inventaire des « points noirs » à établir et des priorités à définir, en donnant à l'ensemble la cohérence nécessaire, car il ne sert à rien de sécuriser des tronçons d'artère si des risques avérés subsistent en amont ou en aval. Il ne s'agit pas de faire du point par point mais de construire une politique qui concilie vision générale et préoccupations locales. Il y a là un problème organisationnel qui sort des limites du présent rapport mais qui est bien réel.

[7] Après avoir fait reconnaître, dans certaines limites, par les Pouvoirs Publics et par la CRE, la nécessité d'une relance du montant de ses investissements, il faut que des objectifs à long terme soient définis bien au delà de l'expiration à horizon de 4 ans des nouveaux tarifs du TURPE 3. Il faut savoir à quel horizon le réseau électrique français pourra atteindre le niveau de qualité et de sécurisation qui lui fait aujourd'hui défaut.

[8] Mais il convient de rappeler que l'on ne mènera pas de politique de sécurisation cohérente des réseaux sans définir clairement la notion d'investissements de sécurisation et sans en assurer un suivi technique et financier. Une telle politique ne doit pas venir « à côté » d'une politique de « qualité » mais en constituer une composante essentielle dont les contours doivent être parfaitement définis. Il serait hautement souhaitable, que ces dépenses de sécurisation des réseaux de distribution, à l'instar de ce qui a été fait pour le réseau de transport, soient à l'avenir considérées par la CRE dans les mécanismes d'incitation à la réduction des dépenses qu'elle entend promouvoir, comme des dépenses « intouchables » non intégrées au calcul des dépenses dites « maîtrisables ». Il faudrait que ces dépenses et plus généralement les dépenses de qualité, résultent d'un processus décisionnel dans lequel les autorités organisatrices jouent un rôle de premier plan et aient in fine le sentiment d'avoir été écoutées.

[9] Sous ces différents « caveat », trois scénarios sont envisagés :

- le premier, dit de « référence », correspond à la trajectoire d'investissements sous-jacente au TURPE 3 et est basé sur les projections du plan Aléas Climatiques de 2006 (230 M€ d'investissements par an, en €2006). Un tel scénario ne comporte qu'une faible accélération par rapport au rythme d'investissements constaté au cours des toutes dernières années. Il

conduit à une remise en ordre du réseau à un horizon de l'ordre de 25 ans ce qui paraît lointain et risqué.

- Le deuxième est le scénario dit « de cohérence », consistant à mettre en harmonie le rythme des investissements sur le réseau de distribution avec celui engagé sur le réseau de transport afin de parvenir à une remise à niveau des deux réseaux, avec parité de qualité et de robustesse, à fin 2017. L'effort d'investissement correspondant (HTA et BT) est de l'ordre de 1 Md € par an pendant 8 ans (en €2009). Cet effort, à première vue considérable, l'est beaucoup moins si on le compare à quelques ratios tirés du passé ou au montant des investissements nécessaires pour parvenir, en régime, à un renouvellement régulier des ouvrages sur un cycle de 40 ans.
- Le troisième scénario est un scénario intermédiaire qui correspondrait au doublement des efforts prévus par le Plan Aléas Climatiques

[10] Dans chacun des deux scénarios alternatifs au scénario de référence, la priorité devrait être donnée au renforcement du réseau HTA et à sa mise en souterrain dans une proportion significativement plus importante qu'aujourd'hui, afin de prévenir le retour d'incidents majeurs comme ceux ayant résulté de la tempête Klaus. Après que les rapports Piketty ont mis l'accent sur le renforcement du réseau HTB et que ce renforcement est en passe d'être réalisé à fin 2017, il est impératif de mettre l'accent sur la deuxième composante qui avait été identifiée à l'époque, le renforcement du réseau HTA, et d'en faire une véritable priorité nationale.

Dans le scénario « de cohérence », le taux d'enfouissement du réseau HTA atteindrait 57.2 % en 2017 contre 46.4% dans le scénario « de référence » (actuellement 36.3% en France, 69.5% en Allemagne et 46.2% en Grande-Bretagne).

[11] Le réseau BT ne doit pas être négligé et doit lui aussi être sécurisé. En particulier le traitement des 108 000 km de fils nus qui, au rythme actuel, ne disparaîtront qu'à l'horizon 2033, pourrait être achevé à la mi-2018 si le scénario de cohérence était adopté.

[12] Sur la plan de la collectivité nationale, un tel programme serait générateur d'emplois, très peu délocalisables, et s'inscrirait parfaitement dans l'optique d'une relance par les investissements, dans un domaine où l'industrie française est parfaitement à même de répondre aux besoins.

[13] Entre la stratégie « de référence » et la stratégie « de cohérence », tous les intermédiaires sont envisageables. Si les ressources mobilisables, ou si les contraintes sur le prix de l'électricité conduisaient à étaler le scénario « de cohérence », il nous semble que le minimum à viser serait le doublement de l'effort de sécurisation (230 M€/an en €2006) tel qu'il a été retenu par le plan Aléas Climatiques. Cela veut dire, un accroissement d'environ 10% des investissements totaux d'ERDF afin de parvenir à un horizon de l'ordre de 2025 à une situation assainie.

La priorité au réseau HTA devrait être préservée et au point de passage de fin 2017, la simulation effectuée donne un taux moyen d'enfouissement du réseau HTA de 51.2% et un kilométrage de fils nus subsistant de 33 000 km.

3. LE DIAGNOSTIC - ETAT ACTUEL DES RESEAUX HTA ET BT ET DE LEUR ENTRETIEN

3.1. Introduction

Dans la présente analyse de la situation actuelle du réseau de distribution électrique français, il sera fait fréquemment référence au réseau allemand. D'une part parce que ce réseau voisin du nôtre est d'une ampleur relativement similaire, d'autre part parce qu'il a fait l'objet d'une analyse comparative approfondie dans une étude réalisée en 2003. Il est donc intéressant d'examiner comment l'un et l'autre des deux réseaux ont évolué depuis lors. Des comparaisons seront également effectuées avec les réseaux anglais sur lesquels de nombreuses informations sont disponibles grâce aux publications de l'organe de régulation *Ofgem*¹, ainsi qu'avec d'autres réseaux européens.

3.2. Chiffres généraux

En termes de dimensionnement général, le réseau français n'est pas en apparence très différent du réseau allemand (Tableau 1). La longueur totale de chacun des réseaux est similaire : 1 275 000 km en France (réseaux exploités par ERDF) et 1 560 100 km en Allemagne (2006). Le nombre de clients finaux (basse tension) : 33 millions en France (réseaux exploités par ERDF) et 44.5 millions en Allemagne sont du même ordre de grandeur. Il s'ensuit que les nombres de clients raccordés par km de ligne sont très voisins.

2008	Energie consommée (TWh)	Longueur totale des réseaux (HTA+BT)	Nombre de clients finaux	Nombre de clients par km de lignes	Longueur de lignes par km ² (en km)
France (ERDF)	494.5	1 274 600	33 000 000	25.9	2.31
Allemagne	518.0	1 655 000	44 500 000	26.9	4.64
Grande-Bretagne	342.5	756 577	28 700 000	37.9	3.30

Tableau 1 : Chiffres généraux sur les réseaux français, allemands et britanniques - Sources : ERDF, Ofgem, BDEW

Mais une différence majeure apparaît dans la densité du réseau. L'Allemagne, plus petit pays que la France (357 000 km² contre 551 000 km²) dispose d'un réseau plus étendu, avec un maillage surfacique égal au double de celui du réseau français. Ce maillage est le reflet d'une architecture en boucles de dimensions réduites, systématique en moyenne tension mais très fréquente également en basse tension. Une telle architecture entraîne des surcoûts, d'investissement et de maintenance, mais contribue de façon primordiale à la fiabilité du réseau.

La Grande-Bretagne, pays encore plus petit que l'Allemagne (229 000 km²), apparaît comme relevant d'une situation intermédiaire, avec une densité des réseaux par une unité de surface supérieure à celle de la France mais qui n'atteint toutefois pas celle de l'Allemagne. En fait, la Grande-Bretagne, dotée de 14 organismes de distribution (appartenant à 7 sociétés différentes dont EDF), comporte des situations très différentes et il y a peu de point commun entre la Scottish and Southern Energy (SSE) desservant l'Ecosse et l'EDF Energy Networks (LPN) desservant Londres. A cet égard, la Grande-Bretagne constitue un benchmark intéressant auquel il est souvent utile de se référer. Les 14 DNO (Distribution Network Operators) ont des profils différenciés et offrent des performances s'étalant sur un spectre assez large.

La densité du réseau allemand, comparée à celle des autres réseaux, n'a pas tendance à s'estomper. Le tableau 2 récapitule l'évolution de la longueur des réseaux MT+BT entre 2002 et 2008 (2007 pour

¹ Ofgem : Office of the Gas and Electricity Markets - www.ofgem.gov.uk

la Grande-Bretagne). Alors que réseau britannique est resté pratiquement stable en longueur totale, le réseau allemand s'est étendu en 10 ans de 15.5 % à comparer à 6.4 % pour le réseau ERDF.

	Longueur totale des réseaux (HTA+BT) en 1998	Longueur totale des réseaux (HTA+BT) en 2008	Variation 2008/1998
France (ERDF)	1 197 627	1 274 600	+ 6.4 %
Allemagne	1 447 176	1 655 000	+ 14.5 %
Grande-Bretagne	760 489	756 577	- 0.6 %

Tableau 2 : Evolution de la longueur totale des réseaux MT+BT entre 1998 et 2008 -
Sources : ERDF, BDEW, Ofgem

La croissance du réseau allemand a été particulièrement marquée sur la partie basse tension, puisqu'elle a atteint, sur 10 ans, 18.7 %, contre 7.3 % en France (Sources : BDEW 2009 et ERDF).

3.3. Les facteurs influençant la robustesse du réseau

De nombreux facteurs interviennent dans la qualité d'un réseau de distribution et dans son niveau de performances. Sans prétendre être exhaustif, on peut citer :

- l'âge du réseau
- l'architecture des réseaux qui dépend, en autres choses, des configurations topologiques
- les règles techniques : techniques de construction des ouvrages, distances de protection à respecter, modalités de raccordement, etc.
- les matériaux utilisés, pour les pylônes et pour les câbles, etc.
- les conditions de protection et de mise à la terre
- le degré d'automatisation
- l'adaptation aux conditions climatiques locales
- les modalités d'exploitation et les conditions d'intervention en cas d'incident
- la maintenance, dans les zones boisées ou soumises à forte incidence climatique,
- et bien entendu, le taux d'enfouissement.

Nous analysons ci-après quelques-uns de ces éléments.

3.3.1. L'âge du réseau

L'âge du réseau est un élément ayant un effet déterminant sur ses performances : les matériaux se corrodent avec le temps et les intempéries, les ouvrages de dégradent au niveau de leurs fondations, la qualité des mises à la terre se détériore, etc.

Il est difficile de trouver des indicateurs précis sur cette influence de l'âge car un réseau est constitué d'éléments divers, ne vieillissant pas nécessairement au même rythme. Le graphique de la figure 1 publié en 2008 par l'organisme professionnel allemand VDE (Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.v.)² est cependant très illustratif.

On y voit :

- que le nombre d'incidents est environ 3 fois moins fréquent sur les câbles que sur les lignes aériennes

² VDE : www.vde.com/de

- que les câbles isolés au polyéthylène sont beaucoup plus robustes que les câbles au papier huilé qui n'ont pas progressé,
- que l'introduction du polyéthylène a permis de faire chuter de moitié le taux de défaillance sur les câbles entre la période 1994-1999 et la période 2004-2007.

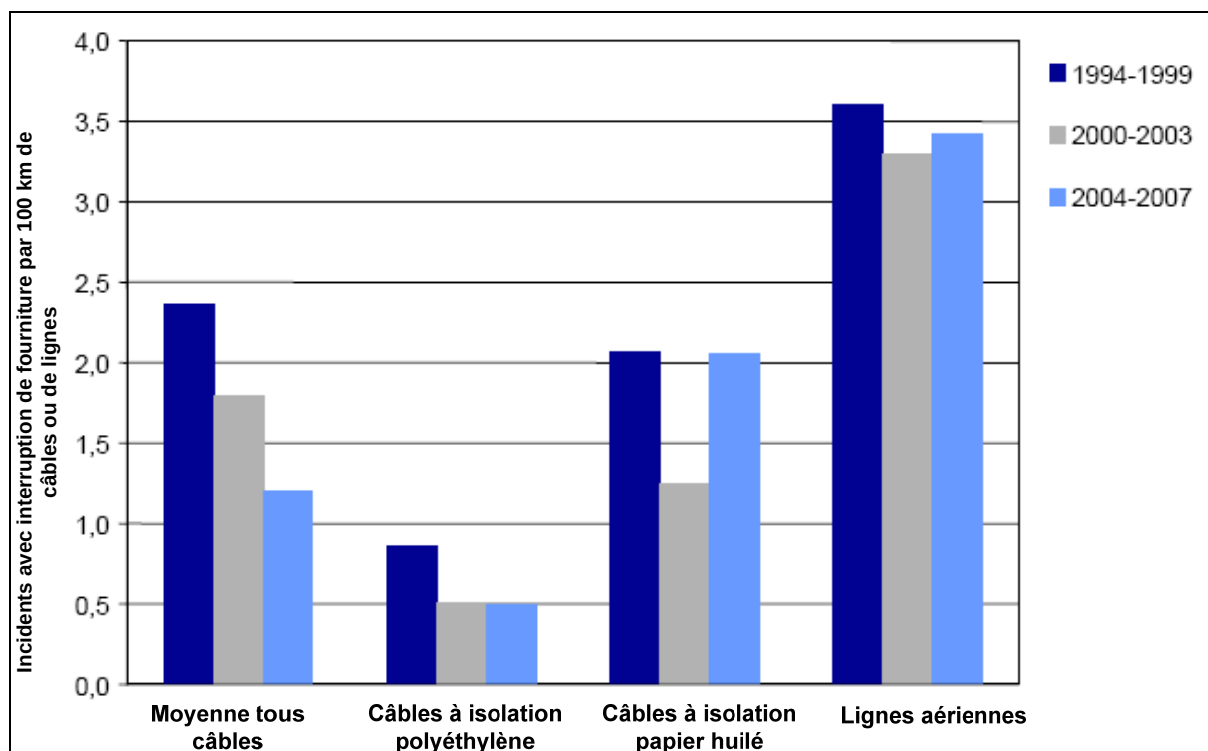


Figure 1 : Incidents avec interruption de fourniture selon le type de lignes ou de câbles en HTA – Source : VDE

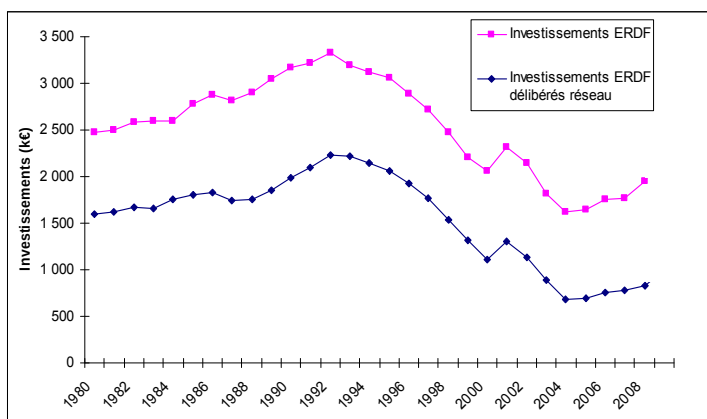
Or, les réseaux de distribution français vieillissent.

Le principe qui prévalait en Allemagne jusqu'à la libéralisation de 1998 était que les réseaux devaient durer au maximum 40 ans. Un effort d'investissement de 2.5% de la valeur de remplacement était donc chaque année affecté à leur seul renouvellement. Un âge moyen de 20 ans était par conséquent considéré comme la règle.

En 2002, lors de la précédente étude déjà citée, EDF estimait à 25 ans l'âge moyen du réseau dont il avait la charge, ce qui était déjà au-delà des 20 ans précités. Aujourd'hui, ERDF situe plus près de 30 ans l'âge moyen des réseaux qu'il exploite. Ces réseaux ont donc vieilli et rapidement. Cela ne peut pas ne pas avoir d'incidence sur la qualité de fourniture et sur la résistance aux agressions climatiques.

Ce vieillissement est la conséquence d'une politique d'investissements qui, après avoir connu un pic en 1992, s'est effondrée, notamment en ce qui concerne les investissements délibérés qui, en euros constants, ont été divisés par un facteur 3 entre le point haut de 1992 et l'étiage de 2004 (Figure 2 et tableau 3). On verra plus loin qu'ERDF s'est engagé dans une politique de reprise de ses investissements mais le retard cumulé est à l'évidence important. Nous l'estimons aux environs de 6 Mds d'euros le déficit cumulé d'investissement qui a pu être engrangé à la fin 2008 (en euros 2009) par rapport à une base d'investissements délibérés qui aurait vraisemblablement dû se maintenir aux environs de 1.5 Mds d'euros par an au minimum.

Si l'on admet que les valeurs de remplacement des actifs d'ERDF est aujourd'hui de 70 à 80 Mds d'euros, on prend la mesure du vieillissement que l'insuffisance du niveau d'investissement a pu induire en l'espace d'une douzaine d'années.



en M€ 2009	Investissements ERDF	Investissements ERDF délibérés réseau
2003	1 812,1	890,6
2004	1 619,3	680,7
2005	1 645,9	692,5
2006	1 752,1	757,0
2007	1 770,8	781,1
2008	1 949,7	831,6

Tableau 3 : Evolution des investissements d'ERDF au cours des dernières années – En €2009.
Source : ERDF

Figure 2 : Trajectoire d'investissements d'ERDF – En €2009.
Source : ERDF

Une telle évolution n'est pas propre au réseau français. Les réseaux allemands ont connu un pic d'investissements (y compris transport) de 4.1 Mds d'euros (euros 2000) en 1993 avant de tomber à un point bas de 1.6 Md d'euros en 2003 (Figure 3). Ceci a suscité une vive inquiétude en Allemagne et depuis lors, une remontée est amorcée mais reste incertaine car les réalisations 2007 et 2008 se sont trouvées sensiblement inférieures aux prévisions.

Le tableau 4 donne la chronique des investissements allemands sur les réseaux de distribution depuis 1999 (auxquels il faudrait ajouter environ 400 M€/an d'investissements divers : bâtiments, comptage et autres immobilisations).

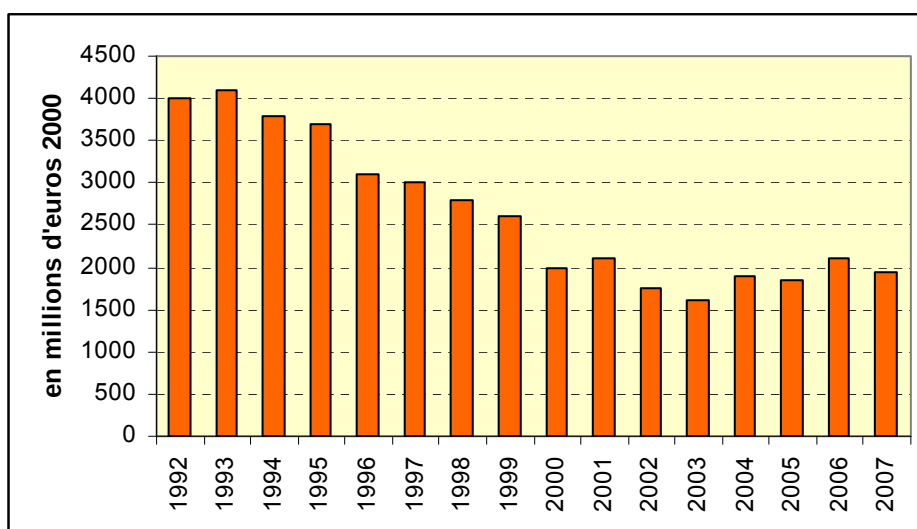


Figure 3 : Trajectoire des investissements sur les réseaux allemands depuis 1992 (y compris ex Allemagne de l'Est et réseau de transport)
Source : d'après BDEW Dec 2008

en M€ courants	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
HTA	658	529	556	483	517	549	563	723	772
BT	937	821	827	729	577	751	686	781	734
Total	1595	1350	1383	1212	1094	1300	1249	1504	1506

Tableau 4 : Investissements sur les réseaux de distribution allemands depuis 1999, hors investissements divers.
Source : BDEW

Ces chiffres ne font pas apparaître le réseau français ait été « négligé » par rapport au réseau allemand au cours de la dernière décennie. Au contraire, la structure très décentralisée des réseaux allemands n'a sans doute pas été propice, dans un contexte de libéralisation et de concurrence accrue, au maintien de l'effort d'investissement nécessaire.

Il reste que l'effort d'investissement en France sur le réseau de distribution a diminué, s'agissant surtout des investissements de renouvellement, et donc que le réseau a sensiblement vieilli. La vulnérabilité qui s'ensuit est probablement répartie de façon non homogène au travers du pays et le réseau BT parisien, par exemple, peut être victime de défaillances allant en croissant du fait de son ancienneté.

3.3.2. L'architecture des réseaux

L'architecture des réseaux a fait l'objet d'une analyse comparative entre les réseaux français et allemands dans le rapport de 2003. On y rappelait que l'architecture des réseaux HTA français, tant pour des raisons historiques que topographiques, restait fondamentalement différente de celle des réseaux allemands, aux artères courtes, aux postes sources nombreux et conçu en boucles resserrées, ouvertes en régime normal, supportant une quinzaine de postes MT/BT répartis sur une douzaine de km.

En France et dans les zones rurales en particulier, l'architecture est de conception radiale et fondée sur une arborescence desservie par des postes sources HTB/HTA. La longueur moyenne d'un départ HTA à compter d'un poste source est typiquement en France de 30 km (sauf pour les sections entièrement souterraines où elle est beaucoup plus courte), mais elle peut dépasser encore dans certains cas 50 km, ce qui constitue un facteur fragilisant en cas d'avarie sur le réseau HTA. Il existe également des grappes qui ne peuvent être alimentées que par une seule extrémité.

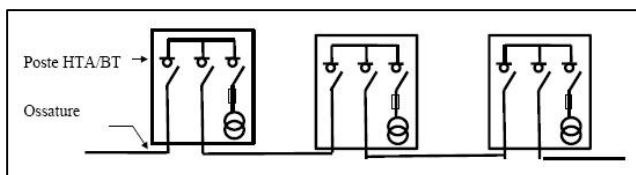
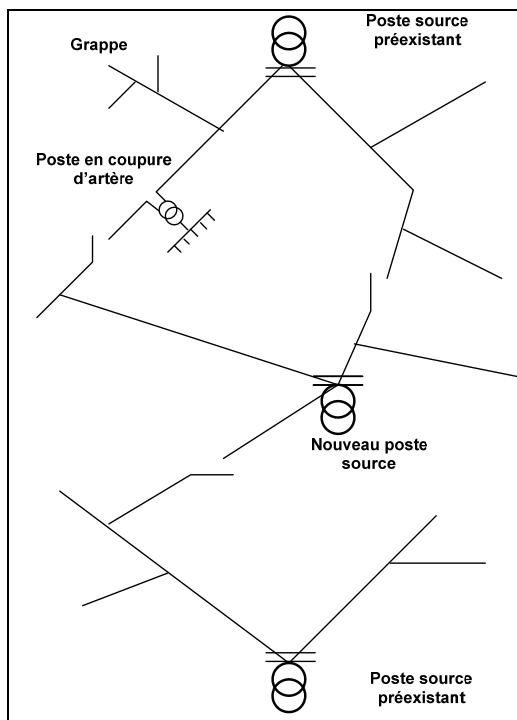


Figure 4 : Schéma d'un poste en coupure d'artère – Document ERDF

Les poste HTA/BT en coupure d'artère comportent deux arrivées issues de deux tronçons de l'ossature, équipées chacune d'un appareil de coupure et, normalement mises en série sur le réseau par l'intermédiaire du jeu de barres.

Dans un tel schéma les postes contribuent au transit de l'énergie sur l'ossature. La ré-alimentation d'un poste considéré, suite à un incident ou à une intervention pour travaux sur l'élément de réseau origine de l'énergie, peut s'effectuer à partir de la seconde arrivée par simple manœuvre d'appareils de coupure.

Figure 5 : Structure radiale du réseau français en zone rurale

En zones denses, on trouve des postes en double dérivation comportant deux arrivées issues de deux ossatures différentes ou des architectures proches des architectures allemandes.

Le principe d'une architecture radiale fondée sur un réseau d'ossature, principe sur lequel il serait au demeurant impossible de revenir, ne constitue pas une faiblesse « génétique » des réseaux français, à la condition que le réseau d'ossature soit suffisamment robuste et en particulier résistant aux intempéries.

Un gros effort a été consenti dans le passé pour accroître le nombre de postes sources et donner ainsi au réseau d'ossature la redondance d'alimentation nécessaire (Figure 6)

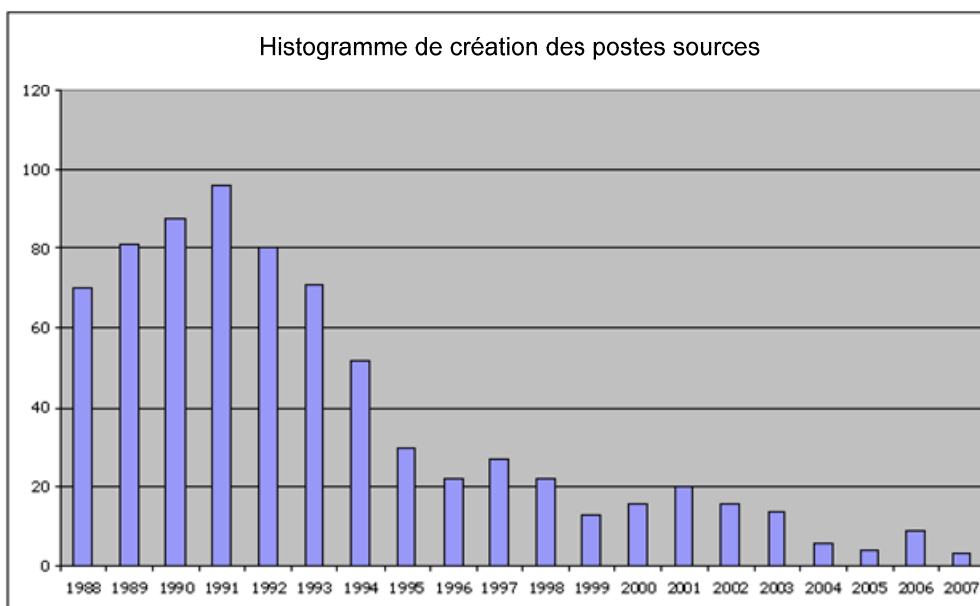


Figure 6 : Histogramme de création des postes sources.

Source : ERDF

ERDF exploite actuellement 2200 postes sources. Les nouveaux postes sources créés ou les extensions de postes existants (ajout d'un transformateur et des rames HTA associées) sont réalisés pour des besoins de renforcement, de raccordement ou de qualité. Cinq mises en service de nouveaux postes sont intervenues en 2007 et huit en 2008. Entre cinq et quinze postes sont prévus par an entre 2009 et 2011. Les besoins sont actuellement réévalués à la hausse, justifiés par le renforcement lié à l'augmentation des charges.

Toutefois, ni l'architecture radiale des réseaux français, ni le déficit de quelques postes sources ne peuvent plus désormais être considérés comme des éléments de faiblesse majeurs des réseaux de distribution français.

3.3.3. Les règles et habitudes techniques

Les conditions techniques de distribution de l'énergie électrique ont été revues en profondeur avec la parution de l'arrêté du 17 mai 2001, modifié le 26 avril 2002 et 10 mai 2006. L'opinion qui prévaut au sein de la sous-direction du système électrique de la DGEC au MEEDDM³ est qu'il n'y a pas lieu d'apporter à ce texte des modifications majeures, sauf à revoir les distances minimales d'élagage.

Toutefois un benchmark complet de ce texte par rapport à d'autres règlements (Italie, Espagne, Suède...) resterait à faire.

Les matériaux utilisés, pour les câbles notamment, sont en voie d'harmonisation européenne, du fait des impératifs industriels. Les conditions de mise à la terre restent un sujet sur lequel chacun a sa doctrine et ses habitudes ainsi qu'il avait été exposé dans l'étude de 2003. Mais il n'en ressort pas d'avantages ou de faiblesses particulières de la part des réseaux français, sauf à rappeler la relativement médiocre qualité des prises de terre sur ces réseaux (HTA et BT), héritage des anciennes conditions techniques de distribution sur lequel il n'est possible de revenir que très progressivement. Le niveau élevé des résistances de prise de terre (30 Ω en HTA) rend intolérables des courants de défaut qui peuvent typiquement atteindre 40 A en Allemagne⁴, sauf à générer des risques de surtension excessivement dangereux.

³ Direction Energie Climat au sein du ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de la Mer

⁴ Permettant d'éviter les microcoupures ou les coupures brèves résultant des tentatives de réenclenchement après incident.

Il faut également mentionner dans le secteur HTA l'existence de canalisations de faibles sections (moins de 22 mm²) ou dotées de conducteurs anciens en cuivre et réputées peu robustes aux événements climatiques.

Enfin dans le domaine de la BT subsiste le problème du stock de lignes en fil nu évoqué plus loin.

3.3.4. Le degré d'automatisation du réseau

Les réseaux français ne souffrent pas d'un défaut d'automatisation avéré par rapport aux réseaux voisins. Cela ne signifie pas pour autant qu'il ne reste rien à faire. ERDF évoque de façon globale un nombre de systèmes d'automatisme additionnels de l'ordre de 10 000 pouvant être installés au prix unitaire de 10 000 € environ. Il s'agirait essentiellement d'organes de coupure réseau (OCR) actionnables manuellement après localisation du défaut ou automatiquement grâce à des logiciels embarqués dans les postes.

L'automatisation du réseau demeure donc un thème important mais qui doit faire l'objet, au cas par cas, d'analyse d'opportunité au regard d'autres investissements de qualité.

3.3.5. Exploitation et conditions d'intervention en cas d'incident

Une appréciation sur les conditions d'exploitation et les modalités d'intervention en cas d'événements exceptionnels ne peut être que qualitative et nous la formulons avec beaucoup de prudence. D'une façon générale, ERDF continue à jouir d'une réputation de bon professionnel, héritée d'EDF, avec une note de satisfaction globale des collectivités locales de 7.6/10 (*Source : Rapport d'activités ERDF 2008*). Toutefois les échanges qui ont accompagné l'élaboration de ce rapport permettent d'identifier un certain nombre de points méritant approfondissement. Ces points concernent essentiellement la réactivité et l'efficacité du système de dépannage en cas d'événements climatiques exceptionnels :

- La première question est celle des interlocuteurs. En cas d'événements exceptionnels, les populations et leurs élus locaux doivent pouvoir accéder à des interlocuteurs accessibles et ayant un niveau de responsabilités suffisants afin d'obtenir les informations nécessaires et de convenir des mesures les plus appropriées. Il semble que ce soit aujourd'hui difficile et qu'ERDF apparaisse progressivement comme une organisation trop distante, ce qui serait moins le cas des Entreprises Locales de Distribution.
- Une autre question est celle de l'aptitude à mobiliser des moyens importants en cas d'événements graves. On verra plus loin que lors de la tempête Klaus, ERDF a pu mobiliser dès le 24 janvier 3 000 personnes qui ont été portées à 6 000 en l'espace de 3 jours. Ceci est remarquable et est à porter au crédit de l'organisation générale et de la FIRE (Force d'Intervention Rapide) en particulier. Il semblerait toutefois que beaucoup de ces personnels n'étaient pas dotés des droits d'accès nécessaires (notamment pour les 3 000 venus de l'extérieur). Le problème de la localisation des centres de décision sur ces droits d'accès se trouve donc posé. Une organisation efficace en régime normal peut être mise en défaut en situation exceptionnelle.
- Le système d'approvisionnement en flux tendu en est une illustration et peut à ce titre être questionné. En fonctionnement normal, il correspond à un optimum économique. En cas d'événement climatique majeur, surtout lorsque plusieurs dérèglements surviennent de façon rapprochée, l'absence de stock et les délais de réponse des fournisseurs peuvent poser problème.
- La nature des stocks à constituer mérite également réflexion. Les populations locales réclament des groupes électrogènes de secours. Mais les 2 275 groupes électrogènes acheminés lors de la tempête Klaus n'auraient in fine secouru que 25 000 abonnés.

Ces remarques restent sans doute superficielles. Mais au travers des avis recueillis, on ressent un besoin fort de davantage de proximité et d'écoute, dans le cadre d'un climat de confiance entre l'opérateur, les autorités organisatrices et les autres responsables locaux.

3.3.6. La maintenance

Les investissements jouent un rôle essentiel dans le renouvellement des réseaux. Mais les travaux de maintenance sont tout aussi importants, bien qu'ils ressortent de façon moins évidente des statistiques.

Il est assez souvent affirmé que l'opérateur, confronté à des impératifs financiers d'ordre divers, a tendance à négliger la maintenance préventive, ce qui entraîne des dépenses de maintenance curative accrue. L'insuffisance de l'élagage est souvent évoquée comme de nature à accroître la vulnérabilité climatique.

Il est vraisemblable que l'effort de maintenance ait aujourd'hui à être renforcé mais nous n'avons pas pu en mettre en évidence une démonstration tangible. Si l'on considère par exemple les dépenses d'élagage, la série suivante a été communiquée par ERDF (Tableau 5)

en M€ courants	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Dépenses d'élagage et d'abattage HTA	20.6	23.8	24.3	26.4	29.8	34.6	35.6
Dépenses d'élagage BT	12.4	13.7	12.0	13.9	12.6	13.9	15.9
Total HTA + BT	33.0	37.5	36.3	40.3	42.4	48.5	51.5

Tableau 5 : Evolution des dépenses d'élagage depuis 2002 -

Source : ERDF 2009

Les dépenses d'élagage ont augmenté sensiblement au cours des dernières années et continueront probablement à le faire. Mais ceci appelle deux remarques :

- L'élagage des arbres est rendu de plus en plus difficile par les mouvements de protection de la nature et par les réticences des propriétaires à laisser le libre accès. Il coûte de plus en plus cher du fait des mesures de protection accrues lors du travail sous tension qui nécessitent de plus en plus fréquemment des coupures d'alimentation et constituent un facteur de dégradation de la qualité.
- Les dégâts aux lignes aériennes sont davantage occasionnés par les chutes d'arbres que par l'insuffisance d'élagage.

Ces considérations militent en faveur d'un enfouissement des lignes ou à tout le moins d'une sécurisation par des parcours hors des zones boisées (réseau HTA) ou par la disparition définitive des réseaux à fils nus (Réseau BT)

3.3.7. L'enfouissement des lignes

L'enfouissement des lignes est évidemment au cœur du débat. Celui-ci revêt parfois un caractère passionnel car il relève du directement visible et associe aux objectifs de sécurisation des considérations d'esthétique qui, dans l'esprit des populations, peuvent revêtir une importance primordiale, surtout dans un contexte de sensibilisation croissante à la préservation de l'environnement et des paysages. Nous consacrons en conséquence au problème de l'enfouissement des lignes un chapitre particulier.

3.4. L'enfouissement des lignes

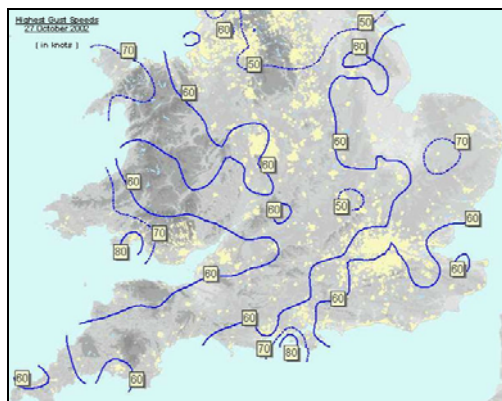
3.4.1 L'enfouissement des lignes : facteur de qualité

Il serait difficile de ne pas voir dans l'enfouissement des lignes un facteur de robustesse des réseaux et d'amélioration de la qualité de service. De tout temps, le réseau allemand a présenté des performances meilleures que le réseau français et la raison principale toujours évoquée et rarement contestée a été un taux d'enfouissement très supérieur en Allemagne (80% pour l'ensemble HTA+BT en Allemagne contre 38% en France).

La résilience des réseaux souterrains face aux chocs climatiques forts a été démontrée par l'expérience.

Le 27 octobre 2002, une violente tempête affecte l'Europe du Nord, avec des vents de 150 km/h en Angleterre et Pays de Galles (Figure 7). 2 000 000 d'utilisateurs se trouvent privés de courant. Les désordres affectent essentiellement les parties aériennes des réseaux de distribution (réseau de

transport peu touché). Un rapport officiel du BPI (British Power International) confirme la prééminence des lignes aériennes, en MT comme en BT, comme facteur explicatif des défaillances (Figure 8).



Ainsi les inondations survenues fin juin 2007 dans le Yorkshire (CE Electric) en Grande-Bretagne ont-elles eu un effet dévastateur sur les réseaux souterrains et laissé près de 100 000 usagers sans électricité pendant plusieurs jours. Fin juillet, à Gloucestershire, sur le réseau de Central Networks (E.on), 173 000 clients se sont également trouvés privés d'électricité du fait de nouvelles inondations affectant les réseaux souterrains.

Par ailleurs le débat se focalise souvent sur le réseau BT, de façon bien naturelle car il est le plus visible des populations. Mais :

- d'une part il faut considérer, en France comme dans les autres pays que les incidents sur les réseaux BT ne sont à l'origine que d'une faible part des durées cumulées de coupure constatés sur les réseaux de distribution⁵,
- d'autre part, en BT trois solutions coexistent sur le réseau français :
 - o les fils aériens nus
 - o les fils aériens isolés torsadés
 - o les réseaux souterrains

La discussion sur les avantages de l'enfouissement des lignes ne peut donc être menée qu'en distinguant réseaux HTA et réseaux BT

3.4.2 Les réseaux HTA

Les réseaux HTA ont été sur la période 2000-2008 à l'origine de 95% des coupures exprimées en fréquence vues par les clients et trouvant leur origine dans le réseau de distribution (HTA+BT). Cette proportion n'évolue pas sensiblement.

Exprimée, en temps moyen de coupure sur incident (critère B), la répartition est un peu différente mais confirme le rôle primordial du réseau HTA (Figure 11).

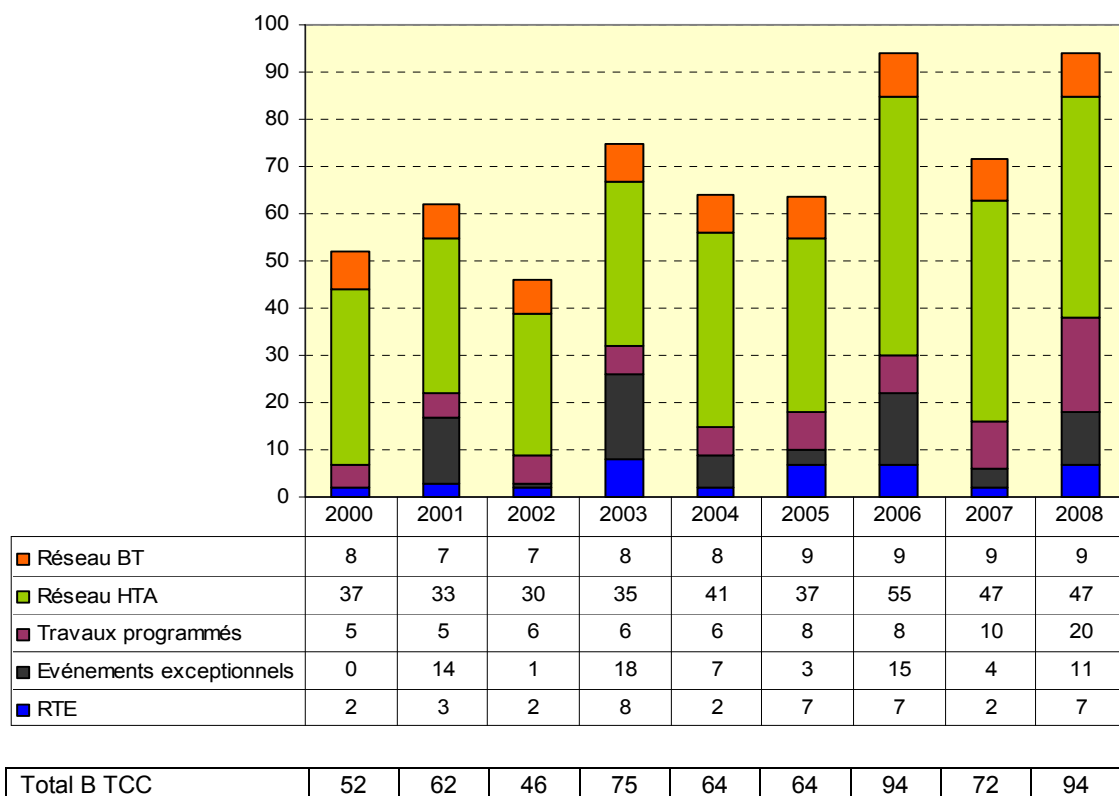


Figure 11 : Evolution de la durée cumulée moyenne de coupure sur incident sur les réseaux exploités par ERDF – *Source : ERDF*

⁵ On doit cependant noter que, dans l'attente de systèmes de remontée d'informations plus perfectionnés, la situation exacte des abonnés BT (nombre d'abonnés coupés et heures de début et de fin de coupure) est rarement connue de façon précise en cas d'incident.

Le réseau HTA apparaît, sur la période 2000-2008, comme responsable de 83% du temps de coupure moyen lié aux incidents sur le réseau de distribution et de 58% du temps de coupure moyen toutes causes confondues.

L'analyse de l'origine des incidents sur le réseau HTA fait apparaître (Figure 12) une responsabilité relative sensiblement plus grande des réseaux aériens dans le temps de coupure.

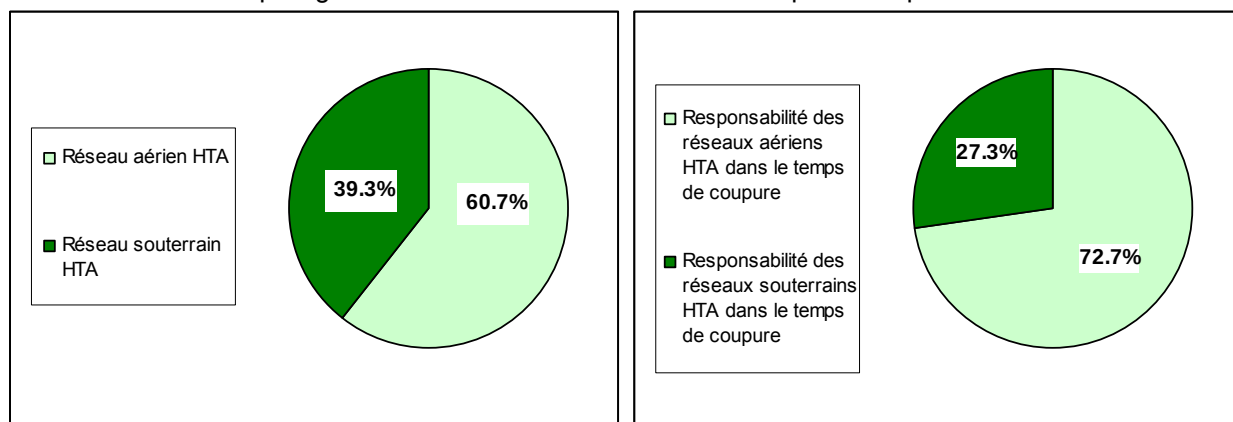
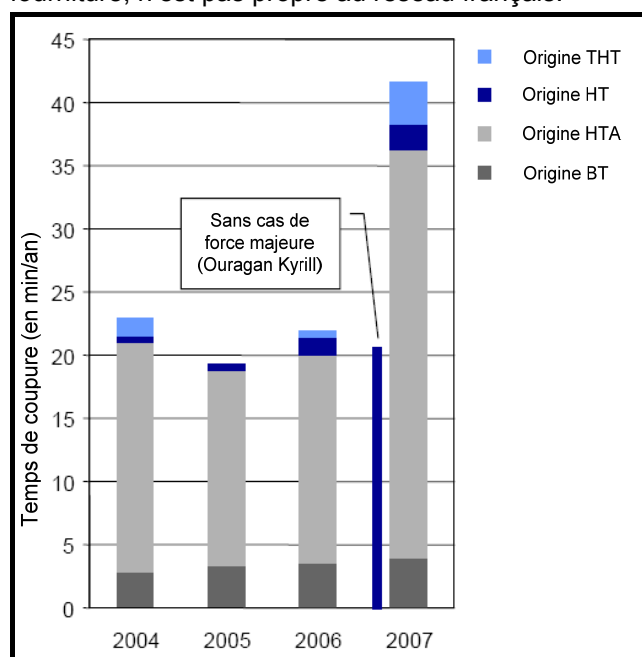


Figure 12: Taux d'enfouissement des réseaux HTA comparé aux responsabilités respectives des réseaux aériens et souterrains dans les temps de coupure moyen. *Source : Données ERDF 2008*

Le rôle crucial joué par le réseau HTA dans la sécurisation des réseaux et dans la qualité de fourniture, n'est pas propre au réseau français.



Le graphique de la figure 13 montre la part prédominante prise par le réseau aérien HTA dans la formation du temps de coupure en Allemagne (lequel a été fortement affecté par l'ouragan Kyrill de 2007, malgré la bonne résistance du réseau précédemment évoquée).

Figure 13 : Origine du temps moyen de coupure sur le réseau allemand. *Source : BDEW*

La figure 14 montre que les réseaux aériens, bien qu'étant très minoritaires en longueur en Allemagne (30% environ), contribuent davantage que les réseaux souterrains aux interruptions de fourniture.

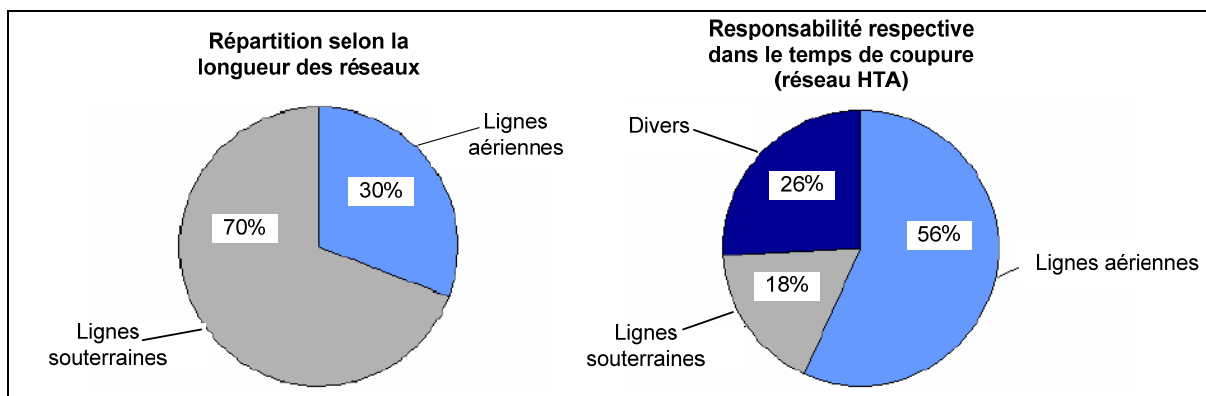
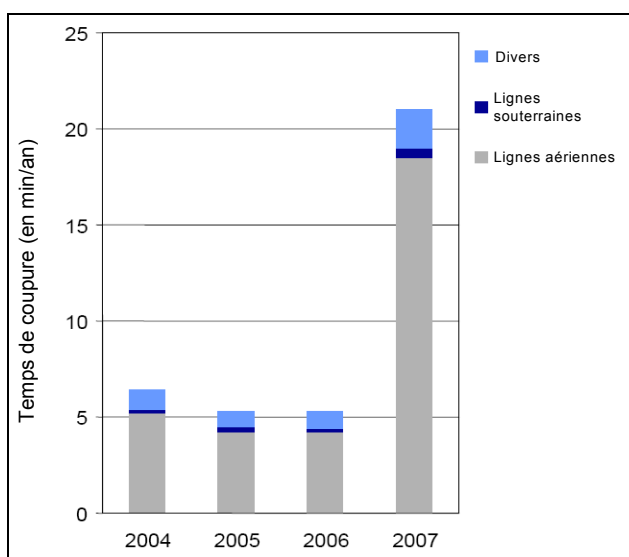


Figure 14: Responsabilités respectives des réseaux HTA aériens et souterrains dans la formation du temps de coupure en Allemagne.
Source : BDEW Données 2007



Quant à la figure 15, elle isole, lorsque cela a été possible, l'effet des phénomènes atmosphériques, sur le temps de coupure et sur les composants du réseau.

On y voit que les phénomènes atmosphériques expliquent, en 2007, la moitié du temps de coupure (TCC) et que cet impact s'est concentré, à près de 90% sur les réseaux aériens.

Figure 15 : Incidence des phénomènes atmosphériques sur le temps de coupure en Allemagne.
Source : BDEW

Le rôle primordial des réseaux HTA et plus particulièrement des réseaux aériens dans la qualité de la fourniture et dans la robustesse des réseaux étant ainsi clairement rappelé, il convient d'examiner comment se situe et comment évolue le réseau français.

Nous avons précédemment indiqué que l'architecture radiale du réseau n'était pas en soi un obstacle rédhibitoire pour autant que le réseau soit convenablement sécurisé.

Le problème est qu'il ne l'est pas.

Un taux d'enfouissement insuffisant et qui ne progresse que lentement

Les réseaux HTA français, en termes d'enfouissement, ne se situent pas très bien par rapport à leurs grands voisins.

	Longueur de réseau HTA (km)	Taux d'enfouissement	
France	599 265	39.3%	Chiffres 2008
Allemagne	505 000	69.5%	Longueur de réseau 2008 et taux d'enfouissement 2007
Grande-Bretagne	368 965	46.2%	Chiffres 2007/2008

Tableau 6 : Taux d'enfouissement des réseaux HTA en France et dans les grands pays voisins

Les réseaux français sont certes ceux des trois réseaux, ou ensemble de réseaux qui, en points d'enfouissement, ont le plus progressé depuis l'étude de 2003. Sur la période 2002-2007, on relève en effet les progressions suivantes sur les taux d'enfouissement :

France : + 4.2 %

Allemagne : + 3.5 %

Grande-Bretagne : + 2.4 %

La progression est significative (il est cependant plus facile de progresser quand on part d'un niveau faible) et mais elle demeure lente (Figure 16) et a tendance à s'infléchir.

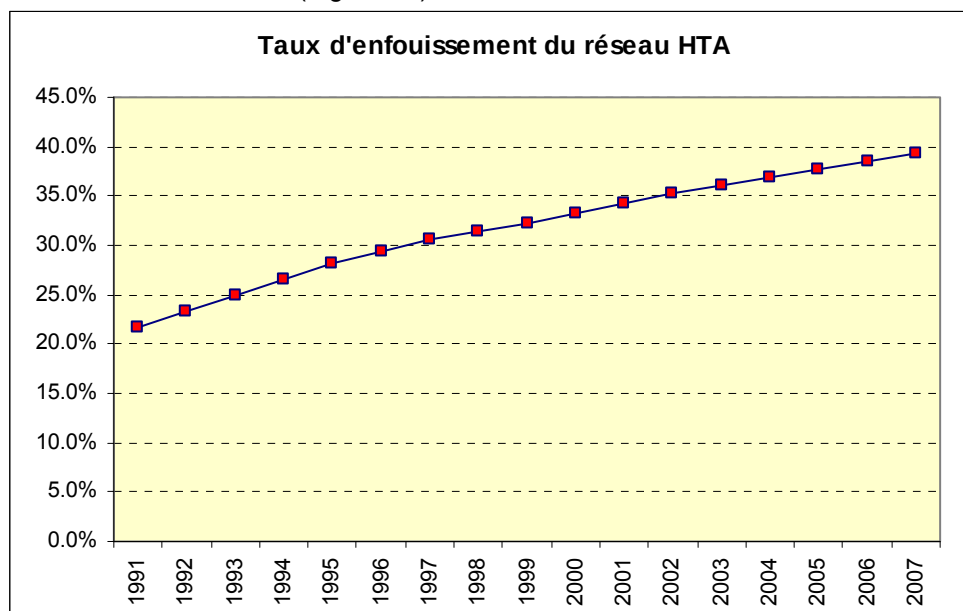


Figure 16 : Evolution du taux d'enfouissement des réseaux HTA français – Source : Données ERDF

Le taux d'enfouissement du réseau HTA augmente de 0.8 % par an contre 1.2 à 1.5 % dans les années 1990. A ce rythme il faudrait 38 ans pour rattraper le niveau allemand (en admettant que cela pût constituer un objectif réaliste et justifié).

Il n'y a rien à redire sur l'enfouissement des lignes nouvelles, avec un taux d'enfouissement de 96 % des lignes HTA nouvelles en 2008, supérieur aux engagements pris depuis plusieurs années. Mais la base historique de réseau aérien héritée du passé ne résorbe pas à la vitesse qui serait souhaitable (Figure 17). L'enfouissement intégral des 363 000 km de lignes HTA aériennes nécessiterait un investissement très important (de l'ordre de 35 Mds €) qui ne serait sans doute pas justifié sur le plan économique. La situation n'en reste pas moins insatisfaisante du fait d'une vulnérabilité trop forte d'un kilométrage important de ces lignes.

Un réseau qui reste trop exposé aux risques climatiques

ERDF a dans le cadre de l'élaboration du Plan Aléas Climatiques de 2006, procédé à un recensement et à une cartographie assez précise des lignes aériennes HTA présentant des risques climatiques. Ces risques sont de trois natures différentes :

- le risque « chute d'arbres » pour les lignes situées en zone boisée
- le risque « vent »
- le risque « neige/givre »

auxquels s'ajoute le risque lié à la trop faible section (moins de 22 mm²) de conducteurs aériens anciens en cuivre.

Le risque est évalué à partir de l'aptitude du réseau à faire face, compte tenu de ses paramètres de conception d'origine, à des événements de probabilité d'occurrence annuelle de 1/20 (événements vicennaux).

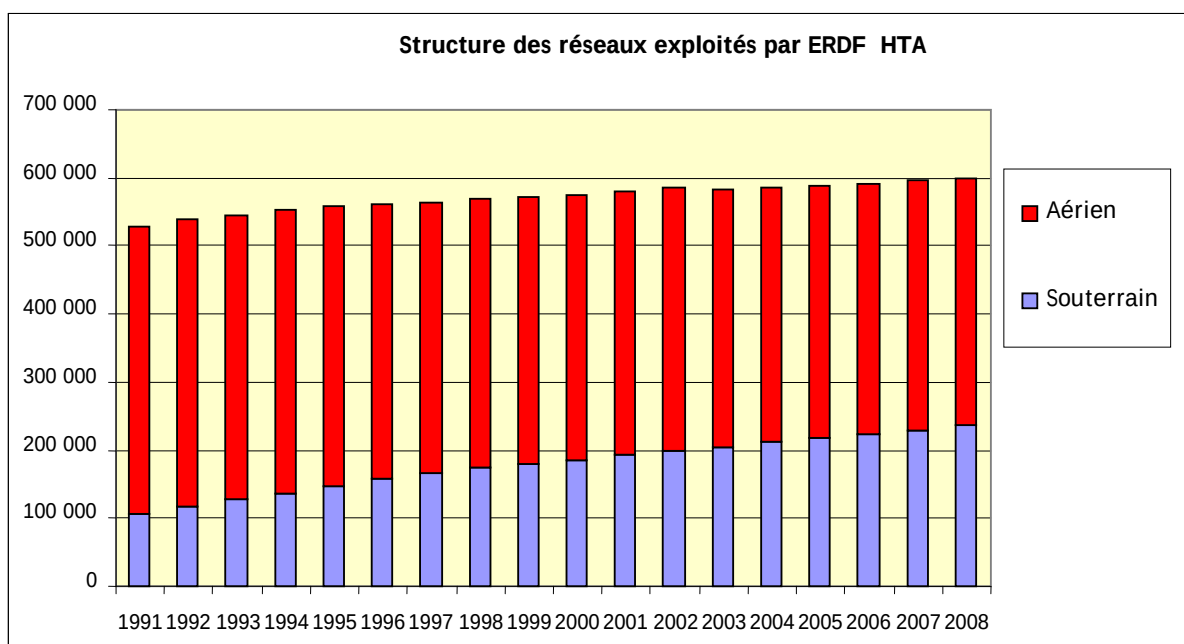
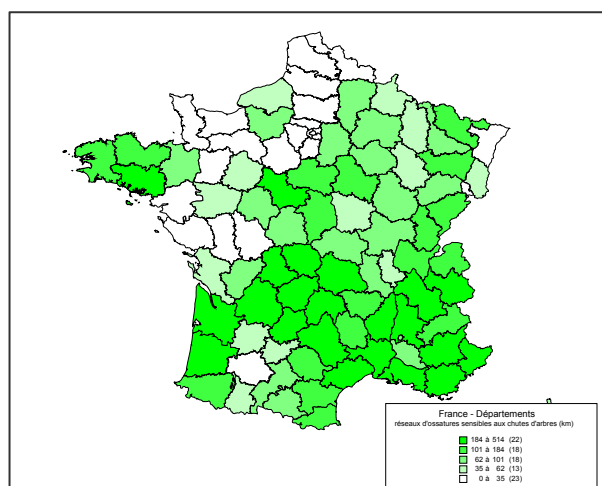


Figure 17 : Evolution de la structure des réseaux HTA exploités par ERDF. Source : Données ERDF

Selon les calculs effectués par ERDF, 43.5% du réseau aérien (soit 161 055 km) présenteraient un risque non nul, et au sein de ce total, 17.1% (soit 63 117 km) présenteraient un risque avéré dont 39 425 km de lignes HTA en zones boisées⁶, 22 284 km en zones sensibles neige/givre et 14 287 km en zones sensibles au vent.

Au sein des 369 869 km de réseau aérien HTA (chiffre du PAC 2006), on dénombre 100 717 km de lignes d'ossature, dont 33.6% présentent un risque non nul (soit 33 869 km), 16.7% un risque avéré (soit 16 812 km), se répartissant en 11 395 km en zones boisées, 3 578 km en zones sensibles neige/givre et 2 173 km en zones sensibles au vent.

On prend ici la mesure du risque attaché au réseau d'ossature et en particulier à la vulnérabilité de plus de 11 000 km en zones boisées, chiffre revu à 17 561 km en 2007 (voir nota ⁶).



Ces risques sont inégalement répartis mais intéressent une grande part du territoire national

La carte de la figure 18 donne la répartition par département du kilométrage de lignes d'ossature classées en 2006 en risque « zones boisées ». Des cartes analogues existent pour l'ensemble du réseau HTA et pour chacun des risques identifiés.

Figure 18 : Longueurs de lignes HTA sensibles au risque « chute d'arbres » - Réseau d'ossature. Source : PAC 2006

⁶ Ces données sont celles du PAC 2006. En 2007, ERDF fait état de 74 000 km de réseau HTA en risque avéré dont 44 000 km en zone boisée, parmi lesquels 17 561 km de lignes d'ossatures. Il y aurait donc, soit une détérioration de la situation (développement des zones boisées ?), soit une appréciation plus fine des risques.

3.4.3 Le réseau BT

Le réseau Basse Tension est en France un sujet politiquement sensible. Il est, comme le réseau HTA assez faiblement enterré (36.8% en 2008) et est donc directement visible des populations, de plus en plus sensibilisées aux problèmes esthétiques et confondant souvent réseau électrique et réseau téléphonique.

Pourtant, du point de vue de la qualité de service et ainsi qu'il ressort de la figure 11, le réseau BT n'est pas, selon ERDF, en première ligne dans l'explication du temps de coupure moyen. On peut lui imputer environ 9 minutes de coupures en moyenne annuelle par abonné, soit 12% du temps moyen de coupure, toutes causes confondues (moyenne sur 2000-2008)⁷.

La figure 19 décompose par nature d'incidents sur le réseau BT, le facteur B qui lui est imputable (environ 9 minutes). Bien que d'une longueur totale (108 769 km en 2008) de plus de deux fois inférieur au réseau BT souterrain (248 359 km), le fil nu ressort à égalité dans la formation du temps de coupure, mais avec des ordres de grandeur de l'ordre de 2 à 3 minutes pour chacun d'eux. En contrepartie, la solution des fils aériens isolés torsadés apparaît comme beaucoup fiable.

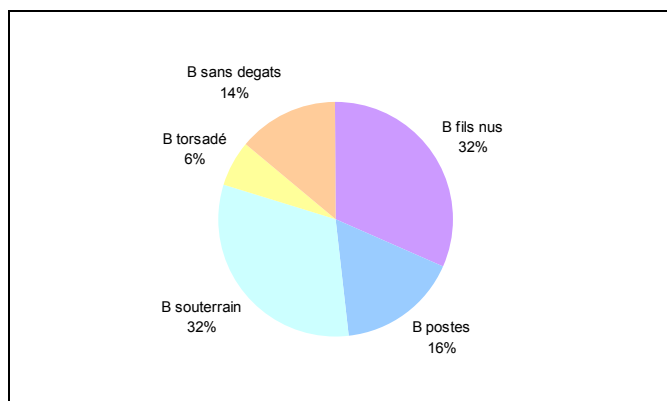


Figure 19 : Décomposition par origine du temps de coupure moyen imputable au réseau BT - Moyenne 2000-2008.
Source : ERDF

En termes de fréquence d'incidents ; la BT se serait responsable que d'environ 5% des incidents sur réseau de distribution et la BT fil nu de moins de 1%.

De façon schématique, ERDF estime que le taux d'incident est :

- pour le fil nu, de 10 incidents par an aux 100 km
- pour la torsade, de 1 incident par an aux 10km
- pour le souterrain, de 3 incidents par an aux 100 km.

Cette analyse doit être tempérée plusieurs facteurs souvent mis en avant par les représentants des autorités organisatrices.

D'une part, il n'est pas démontré que les événements locaux soient correctement répertoriés et décrits dans les statistiques établies au niveau national. D'autre part, la longueur de lignes en fils nus est un critère moins pertinent pour apprécier leur incidence sur la sécurité des réseaux que le pourcentage des abonnés alimentés à partir de départs comportant au moins un tronçon de lignes en fils nus. Dans un département moyennement rural, un pourcentage de 15% de lignes en fils nus a été cité, cependant que 30% des abonnés se trouvaient dépendre d'une desserte BT comportant, pour partie, des fils nus.

Enfin, il faut souligner que, outre la visibilité du problème et le questionnement esthétique qu'il entraîne, la sensibilité au réseau BT est également due au fait que les situations sont très diversifiées d'un département à l'autre et dans chaque département d'une commune à l'autre.

Le tableau 7 donne le « top 10 » des départements qui restent les « mieux dotés » en longueur de réseaux BT fils nus.

⁷ Avec la réserve déjà faite d'une connaissance peut-être insuffisante des situations réelles en bout de ligne.

Département	Code département	Longueur réseau en km	Part du stock national
Côtes d'Armor	22	6611	6.2%
Finistère	29	5694	5.3%
Ille-et-Vilaine	35	3823	3.6%
Maine-et-Loire	49	3543	3.3%
Sarthe	72	3387	3.2%
Nord	59	3200	3.0%
Morbihan	56	3003	2.8%
Mayenne	53	2929	2.7%
Gers	32	2757	2.6%
Dordogne	24	2755	2.6%

Tableau 7 : Longueurs de fils nus BT dans certains départements *Source : ERDF*

Vingt départements accumulent à eux seuls 60% du stock total de fils nus BT. Une telle situation ne peut à l'évidence que contribuer à amplifier les revendications, même si la situation est loin d'être aussi dégradée que certains le soutiennent. La réalité nous semble être que les réseaux BT français sont des réseaux « moyens » (tableau 8) se positionnant assez bien vis-à-vis des réseaux voisins, compte tenu des surfaces à desservir, mais sur lesquels un rattrapage est également nécessaire.

	Longueur BT (km)	% Souterrain BT	Nombre de clients par km BT	Clients / km2
France (2008)	675 317	37%	48.87	59,9
UK (2007-2008)	387 612	83%	74.04	118,1
Allemagne (2008)	1 150 000	84%	38.69	106,2
Italie (fin 2007)	795 073	35%	34,71	91,6
Espagne (fin 2005)	352 410	26%	63,85	44,4
Portugal (fin 2007)	132 607	19%	45,04	67,1

Tableau 8 : Chiffres-clés de quelques réseaux BT européens *Sources : ERDF, BDEW, Ofgem*

Ces réseaux ont sensiblement progressé au fil des années, notamment depuis l'étude de 2003, grâce à l'effort conjoint d'investissement d'ERDF et des autorités organisatrices locales (communes, départements, syndicats de collectivités).

Le taux moyen d'enfouissement a augmenté entre 2002 et 2007 de 5.4 points contre 4.2 en Allemagne et 1.2 en Grande-Bretagne. Le pourcentage de pose de réseau souterrain BT nouveau est passé de 65% à 74%, le complément se faisant exclusivement en torsadé. Cette prédominance du réseau souterrain apparaît nettement à partir de l'an 2000 sur la pyramide des âges de la figure 20.

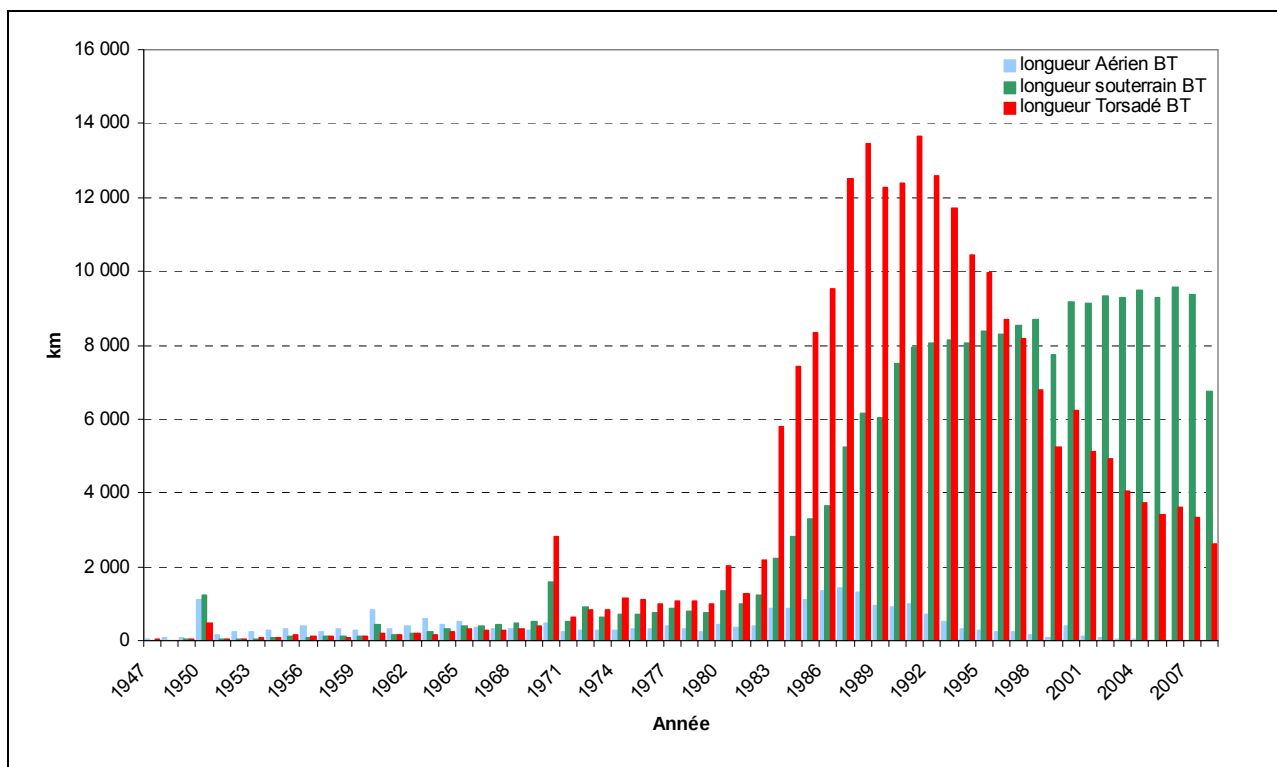


Figure 20 : Pyramide des âges du réseau BT

Source : ERDF

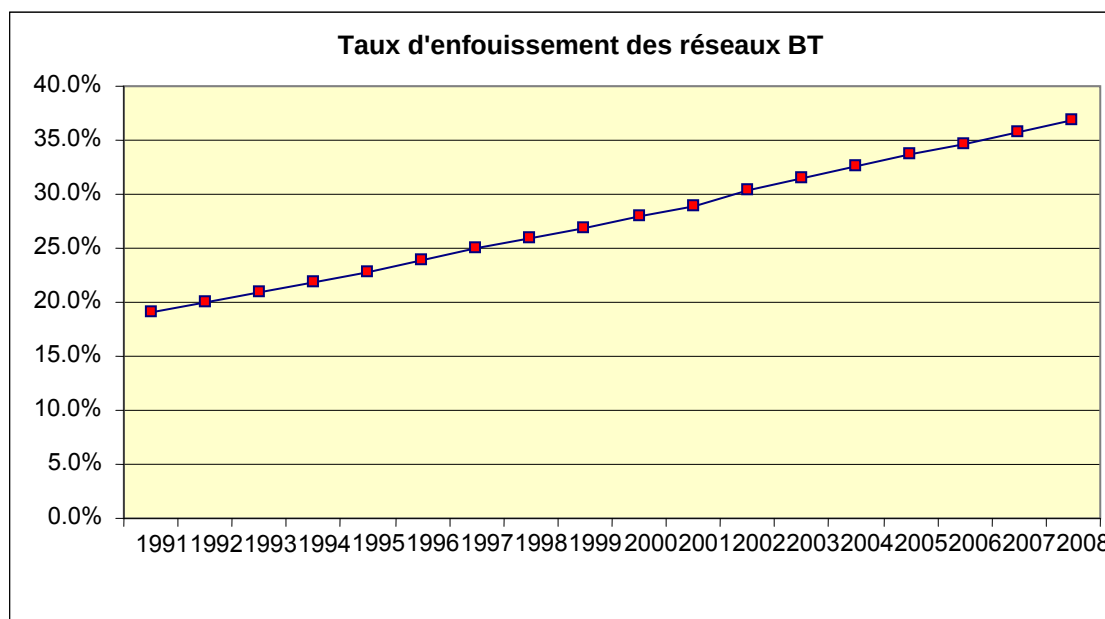


Figure 21 : Evolution du taux d'enfouissement des réseaux BT exploités par ERDF.

Source : Données ERDF

On doit cependant estimer, comme pour le réseau HTA, que cette évolution, au rythme de +1% en moyenne par an (Figure 21), n'est pas assez rapide et surtout que le stock historique de fils nus ne résorbe pas suffisamment rapidement, puisqu'il faudrait, au rythme actuel de résorption (4 000 à 4 500km de dépose annuelle) environ 25 ans pour le résorber complètement (Figure 22).

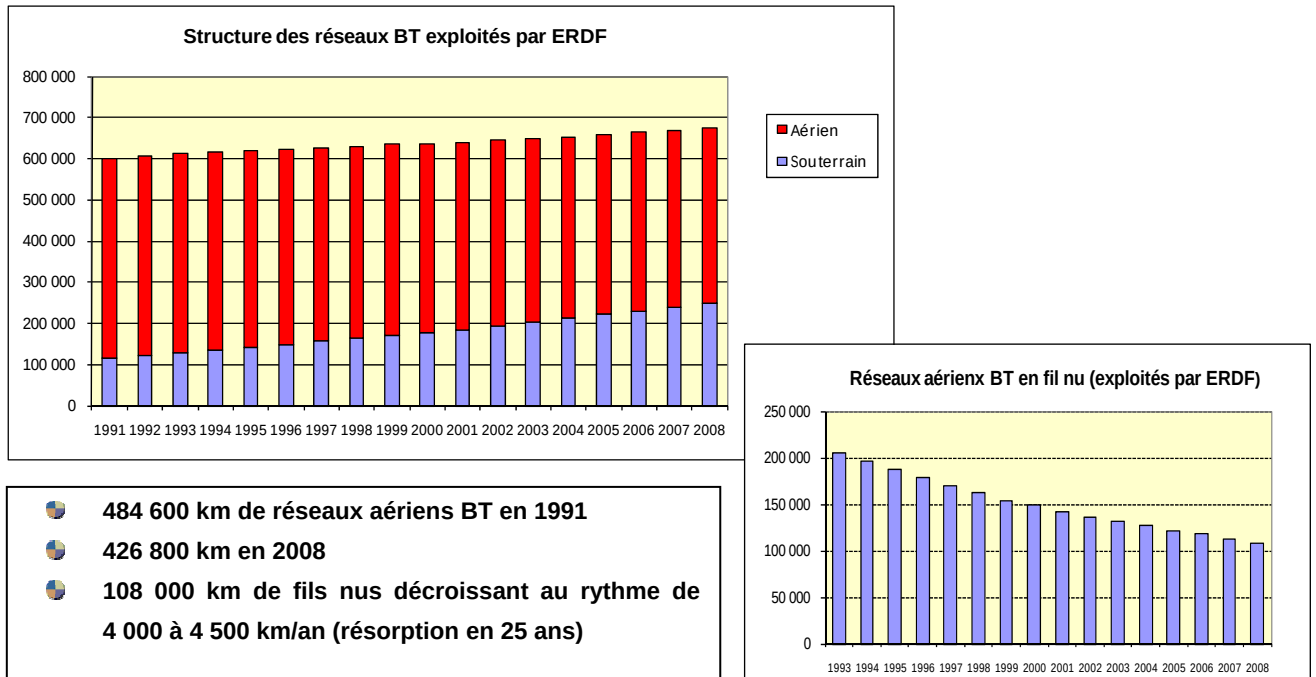


Figure 22 : Évolution de la structure du réseau BT français

Source : ERDF

Ce stock résiduel de fils nus, même s'il n'a pas sur les indicateurs de continuité de fourniture une incidence forte, constitue l'une des faiblesses les plus criantes des réseaux français, dont il serait heureux de pouvoir se débarrasser une fois pour toutes, bien avant 25 ans.

3.5. Les performances techniques du réseau

3.5.1 Le choix des indicateurs

Ce rapport se limite à l'analyse de la continuité de fourniture, à l'exclusion de celle de la qualité du courant (en fréquence, en tension, en harmoniques, etc.) et, a fortiori, de celle de la qualité commerciale des services offerts par le distributeur.

Plus précisément, seules sont prises en compte les interruptions longues au sens de la norme EN 50160, c'est-à-dire durant plus de 3 minutes. Sont donc exclues de la présente analyse les coupures brèves (typiquement de 1 minute) et les microcoupures (typiquement de 1 seconde). Il est à noter que les dispositifs permettant de limiter les coupures longues (détection des défauts et reconfiguration, automatique ou non, des réseaux) peuvent avoir pour effet d'accroître les coupures brèves. Mais celles-ci sont dans l'ensemble mieux supportées par les usagers.

Deux indicateurs principaux sont définis par la norme IEEE 1366 :

SAIDI : System Average Interruption Duration Index (Temps moyen de coupure) calculé pour un système donné par la formule :

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum_i N_i \times r_i}{N_T}$$

dans laquelle la sommation se fait sur tous les incidents recensés (N_i), r_i étant le temps de restauration attaché à chaque incident et N_T le nombre total de clients dans le système pour lequel l'indicateur est calculé.

SAIFI : System Average Interruption Frequency Index (Fréquence moyenne d'interruption dans le système), donné par la formule :

$$SAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_T}$$

Le SAIDI s'exprime en nombre de minutes par an et correspond à la notion de disponibilité, tandis que le SAIFI s'exprime en nombre d'incidents par an et correspond à la notion de taux de défaillance.

Est également parfois utilisée, la notion de durée moyenne de chaque interruption :

CAIDI : Customer Average Interruption Index

$$CAIDI = \frac{\sum_i N_i \times r_i}{\sum_i N_i}$$

exprimé en minutes, mais qui n'est pas réellement représentatif de la continuité de service.

Les réseaux de distribution utilisent un indicateur, dit Critère B, qui est très voisin du SAIDI. Le réseau de transport utilise une variante, fondée sur l'énergie non distribuée (END) mais dont la philosophie reste proche de celle du SAIDI.

Le CEER (Council of European Energy Regulators)⁸ s'efforce d'harmoniser au niveau européen la définition précise de ces divers indicateurs afin notamment d'améliorer la qualité du « Benchmarking Report » qu'il publie régulièrement⁹. Mais cet objectif est très loin d'être atteint. En particulier, se pose la question de savoir si « les événements exceptionnels » doivent être pris en compte dans le calcul des services, quel sens il faut donner à cette notion et quelle autorité doit valider le classement de tels événements.

La notion d'événements exceptionnels est liée à l'idée que les réseaux ne peuvent pas, matériellement et économiquement, être conçus pour faire face à n'importe quelle situation, qu'il s'agisse de cas de force majeure : actes de guerre, émeutes, sabotages, ou d'événements climatiques d'ampleur exceptionnelle. Sur les 20 pays benchmarkés par le CEER, 18 retiennent cette notion ; seules la Finlande et la République Tchèque se refusent à la prendre en compte dans ses statistiques.

La France est l'un des pays où la définition des événements exceptionnels est la plus ouverte et où la responsabilité de la qualification d'événements comme exceptionnels est laissée à la discrétion des opérateurs¹⁰. L'article 19 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité approuvé par le décret 2006-1731 du 23 décembre 2006 : définit comme suit les circonstances exceptionnelles d'exploitation :

Article 19
<i>Situation d'exploitation perturbée</i>
La situation d'exploitation perturbée résulte de circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté ou de l'action du concessionnaire, non maîtrisables en l'état des techniques et revêtant le caractère d'un cas de force majeure, telles que :
1° Les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
2 Les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
3° Les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
4° L'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 prévoit ;
5° Les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du concessionnaire ;
6° Les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux.

Figure 23 : Circonstances exceptionnelles d'exploitation selon le cahier des charges type de concession
Source : Journal Officiel

⁸ www.ceer-eu.org

⁹ Le 4^{ème} Benchmarking report date du 10 décembre 2008.

¹⁰ En Grande-Bretagne et dans de nombreux pays, c'est l'autorité de régulation qui a le pouvoir de décréter une telle classification.

L'Autorité de régulation française, la CRE, a dans sa proposition du 26 février 2009 sur les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux, dits TURPE 3, encadré le 6° en officialisant les pratiques utilisées par EDF puis ERDF. Elle a précisé que *« les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux (étaient) caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité »*¹¹.

Les événements exceptionnels ainsi définis sont ôtés du calcul de l'indicateur de durée moyenne de coupure de l'année N (DMC_N) qui constitue l'un des paramètres clés du schéma incitatif à l'amélioration de la continuité d'alimentation mis en place par le TURPE 3. **Ceci veut dire que l'incitation portera sur la qualité courante des fournitures et non pas sur une notion plus globale incluant les événements climatiques majeurs objet de la présente étude.** Or la robustesse des réseaux face à de tels événements constituent un impératif d'autant plus prégnant que la fréquence et la violence de ces phénomènes semblent aller en s'accroissant à la faveur du changement climatique¹². Certes, aucune corrélation fiable n'a été établie pour étayer cette hypothèse mais la possibilité en est admise à défaut d'être vérifiée. Or la sécurisation des réseaux est de plus en plus vitale pour le bon fonctionnement de l'économie et met en cause la sécurité des biens et des personnes. Elle est exigée par les populations qui ne comprendraient pas, par exemple, que l'on ôte du calcul des taux d'accident des compagnies aériennes certains événements climatiques sous prétexte qu'ils sont majeurs. Se prémunir contre les conséquences possibles des dérives climatiques par la sécurisation des réseaux est une mesure d'adaptation qui nous semble relever du principe de précaution telle qu'il figure désormais en préambule à la Constitution française¹³.

Ces développements sur les indicateurs de continuité des fournitures n'ont donc pas un caractère académique. Ils débouchent sur une question de fond qui est celle des priorités : veut-on faire de la qualité, de la sécurisation ou les deux ? De la réponse à cette question dépend le choix des investissements, question abordée plus loin. Dans l'immédiat, nous préconisons de porter davantage d'attention au temps moyen de coupure et à la fréquence moyenne d'interruption, toutes causes confondues, comme le font d'ailleurs désormais les allemands dans le cadre du Forum FNN (Forum Netztechnik Netzbetrieb)¹⁴ créé le 1^{er} juin 2008 au sein du VDE et qui rassemble et exploite les données relatives à la qualité des réseaux allemands.

Il convient de comparer ces indicateurs à ceux des réseaux voisins, d'analyser leur évolution et leur dispersion afin de détecter des situations locales éventuellement dégradées.

3.5.2 Le réseau français comparé aux réseaux voisins

Comparé au réseau allemand le réseau français a de tout temps présenté une robustesse moindre (Figure 24) et les résultats de 2006 et 2007, bien qu'affectés pour l'Allemagne par l'ouragan Kyrill, confirment cette situation¹⁵.

¹¹ Cette définition aurait fait l'objet d'un décret datant de 1995 qu'il n'a malheureusement pas été possible d'identifier.

¹² On relève ainsi en Europe occidentale depuis 10 ans, les tempêtes Anatol (1999 - 2 Mds € de dégâts) ; Lothar (1999 - 10.0 Mds €) ; Martin (1999 - 5.0 Mds €) ; Erwin (2005) ; Gudrun (2005) ; Kyrill (2007 - 4.0 Mds €) ; Per (2007) ; Emma (2008 - 1.5 Mds €) ; Klaus (2009 -1.5 Mds €) ; Quenten (2009).

¹³ « Lorsque la réalisation d'un dommage, bien qu'incertaine en l'état des connaissances scientifiques, pourrait affecter de manière grave et irréversible l'environnement, les autorités publiques veilleront, par application du principe de précaution, et dans leurs domaines d'attribution, à la mise en œuvre de procédures d'évaluation des risques et à l'adoption de mesures provisoires et proportionnées afin de parer à la réalisation du dommage. »

¹⁴ <http://www.vde.com/de/Verband/Pressecenter/Pressemeldungen/Fach-und-Wirtschaftspresse/Seiten/2008-50.aspx>

¹⁵ Les chiffres 2008 ne sont pas publiés pour l'Allemagne. Pour la France, on relève un temps cumulé de coupures longues de 94 min toutes causes confondues, 87 min hors RTE, 56 min hors RTE et hors travaux programmés).

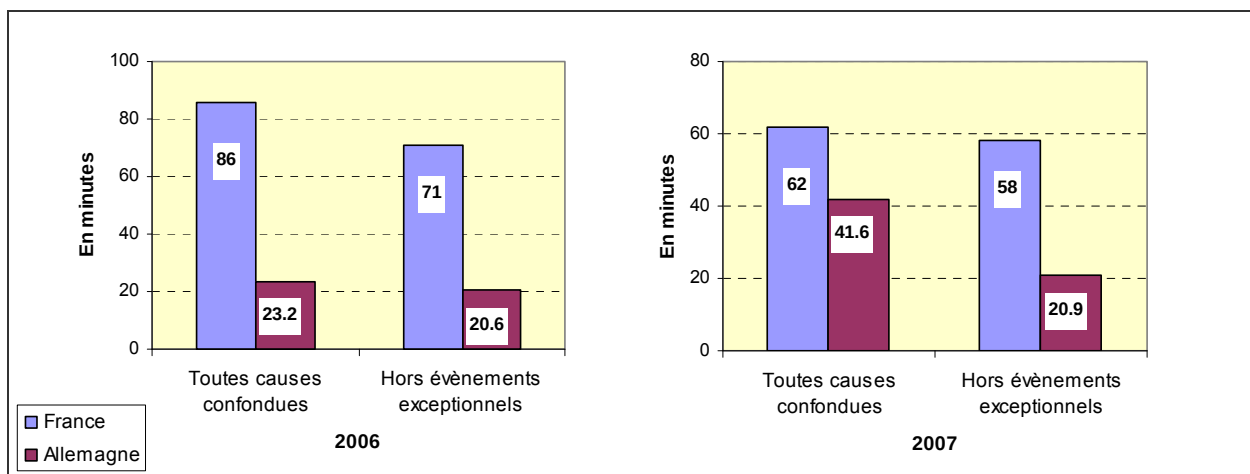


Figure 24 : Temps moyen cumulé de coupure en France et en Allemagne en 2006 et 2007 (hors interruptions programmées, y compris incidence des réseaux de transport) .
Sources : ERDF et BDEW

Toutefois, l'Allemagne, depuis la mise en place, sous l'égide du VDN puis de la Bundesnetzagentur, d'un système de collecte statistique plus fiable, n'est plus en mesure de justifier les 15 minutes de coupure annuelles qu'elle affichait jadis (L'étude de 2003 émettait déjà des réserves sur ce chiffre). Par ailleurs, il faudrait bien entendu considérer les coûts respectifs de distribution sur chacun des réseaux. Mais ceci sort des objectifs de la présente étude.

Si l'écart par rapport au réseau allemand reste significatif, le réseau français, sans présenter de caractéristiques exceptionnelles, soutient très honorablement la comparaison avec la plupart des réseaux des pays voisins au regard du critère de temps moyen cumulé de coupure (Figure 25).

Il en va de même de la position du réseau français au regard du critère SAIFI. Avec une coupure moyenne par client et par an, le réseau français fait moins bien que les réseaux allemands, autrichiens, danois, néerlandais mais sensiblement mieux que les réseaux italiens, espagnols et portugais.

Tout n'est cependant pas parfait et deux points appellent l'attention :

- d'une part, les performances ont tendance à se dégrader,
- d'autre part, des disparités importantes subsistent entre zones géographiques.

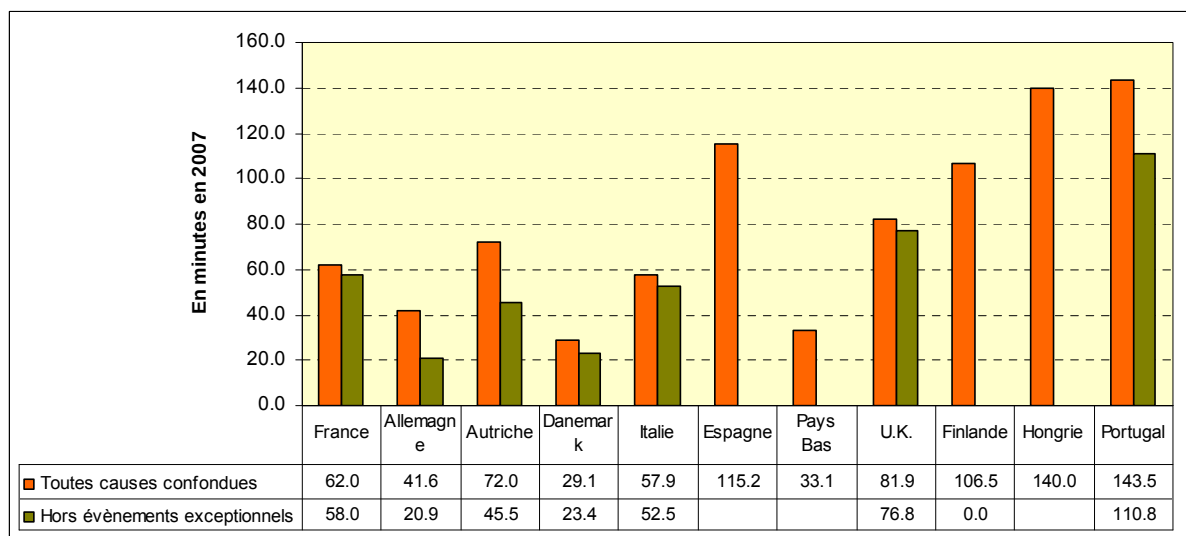


Figure 25 : Durée moyenne annuelle des interruptions dans différents pays d'Europe en 2007.
Sources : CEER, Ofgem, ERDF, BDEW

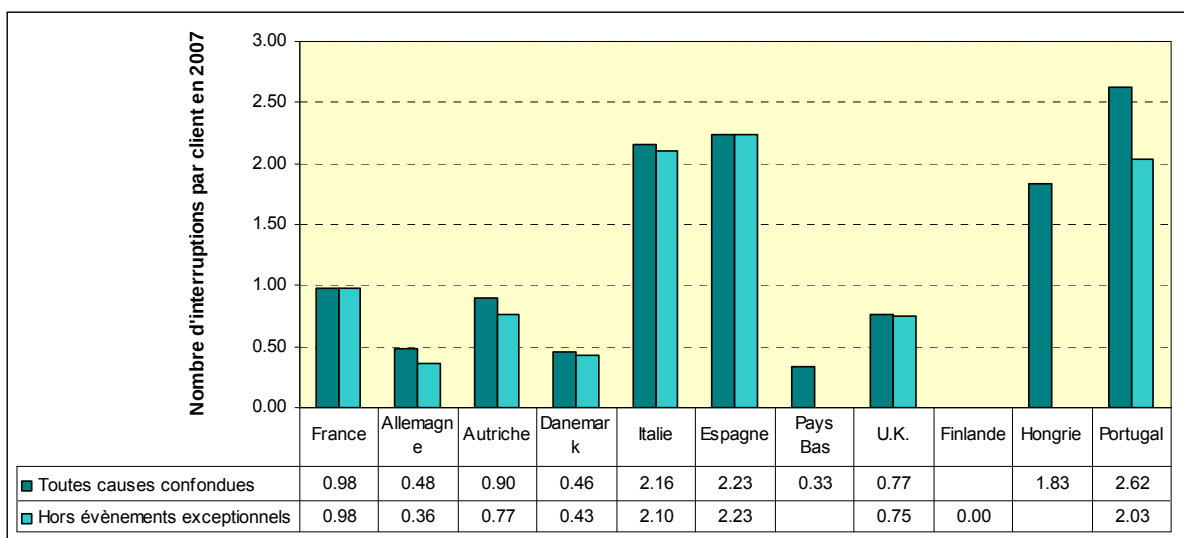


Figure 26 : Nombre de coupures vues par les clients en 2007. Sources : CEER, Ofgem, ERDF, BDEW

3.5.3 Une tendance à la dégradation des performances

Vu du client BT, le temps de coupure moyen qui avait considérablement diminué dans les années 1980/1990, a repris un trend croissant à partir de l'an 2000 (Figure 27). Les travaux de remplacement des transformateurs au PCB (Polychlorobiphényles) expliquent une partie de cette évolution mais le phénomène est plus profond et traduit un vieillissement progressif du réseau.

Si l'on se concentre sur les incidents liés au réseau de distribution, hors RTE, hors travaux programmés et hors événements exceptionnel (Figure 28), on voit que depuis l'an 2000, malgré les travaux effectués la part d'origine BT du coefficient B n'a pas évolué et reste aux environs de 8 à 9 minutes, cependant que la part liée au réseau HTA a augmenté de 10 minutes, passant de 37 à 47 minutes.

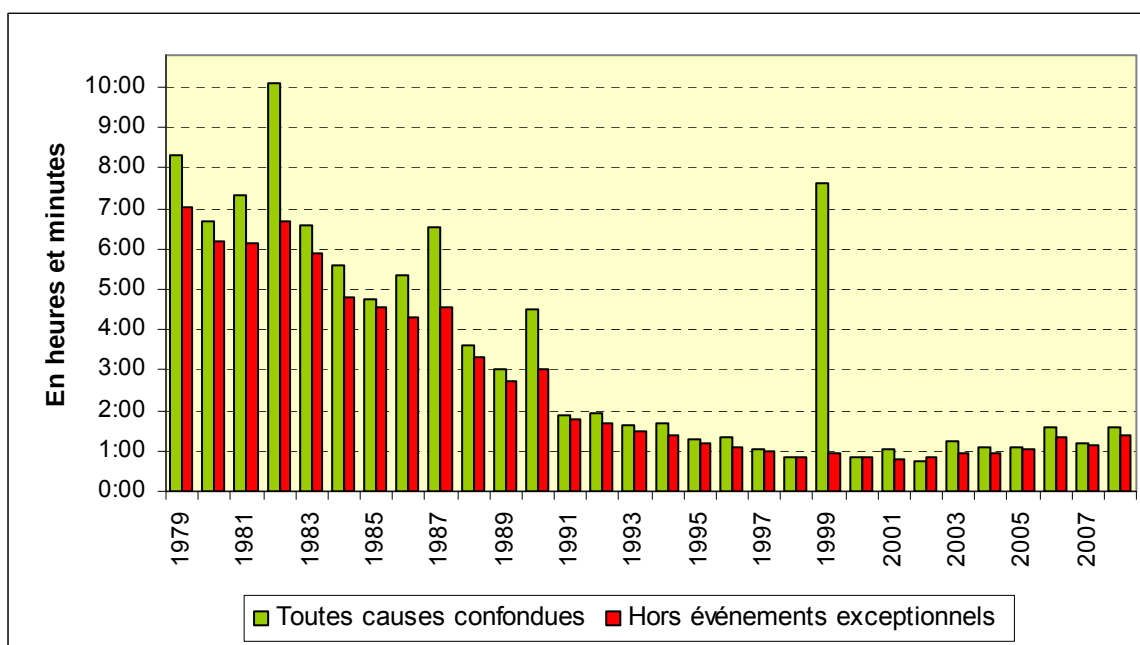


Figure 27 : Evolution du temps moyen de coupure – (Incluant les travaux programmés et les coupures sur le RTE)
Source : Données ERTF

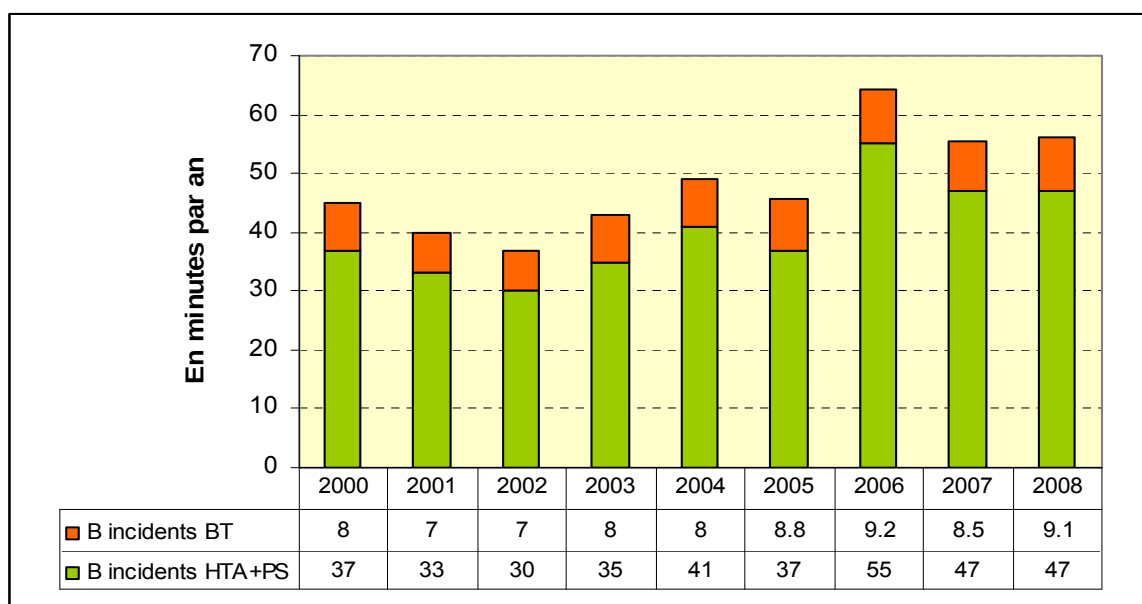


Figure 28 : Evolution de la part des incidents HTA (réseau + postes) et BT dans le temps moyen de coupure.
Source : Données ERTF

La détérioration des performances observée sur les réseaux français se compare à :

- une stagnation des performances sur les réseaux allemands (Figure 13), autour d'une durée cumulée moyenne d'interruptions de 20 minutes (hors effet de l'ouragan Kyrill en 2007),
- une tendance à une légère amélioration des performances sur les réseaux britanniques (Figures 29 et 30).

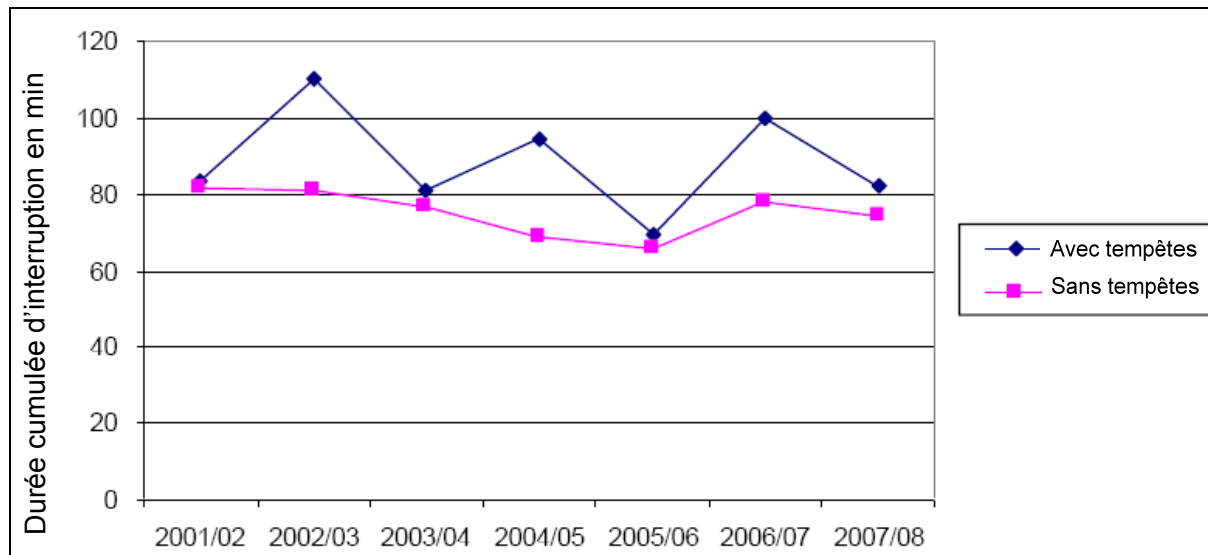


Figure 29 : Evolution récente de la durée cumulée de coupures sur les réseaux britanniques. *Source : Ofgem*



Figure 30 : Evolution récente du nombre annuel de coupures sur les réseaux britanniques. *Source : Ofgem*

La dégradation des performances des réseaux de distribution - et spécifiquement des réseaux HTA dont on a vu le rôle central dans la formation de la qualité - est un facteur qui semble propre aux réseaux français et auquel il est nécessaire de remédier.

3.5.4 Des situations toujours géographiquement déséquilibrées

Dans l'étude de 2003, il avait été relevé que 27 centres affichaient des durées moyennes de coupure supérieures à 1 heure et 5 d'entre eux supérieures à 2 heures.

En 2008, les statistiques sont présentées par département. Mais les écarts sont toujours aussi grands et se sont sans doute plutôt creusés : 38 départements ont des temps de coupure totale (toutes causes confondues) supérieurs à 100 min et 5 d'entre eux supérieurs à 250 minutes (Figure 31). Les disparités sont probablement encore beaucoup plus grandes à l'intérieur de certains départements.

L'écart entre zones urbaines, périurbaines et rurales (Figure 32) reste considérable et ne va pas en s'atténuant.

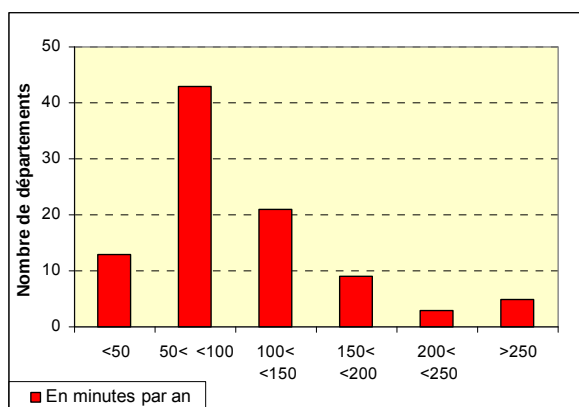


Figure 31 : Histogramme des temps de coupure 2008 par département. *Source : Données ERDF*

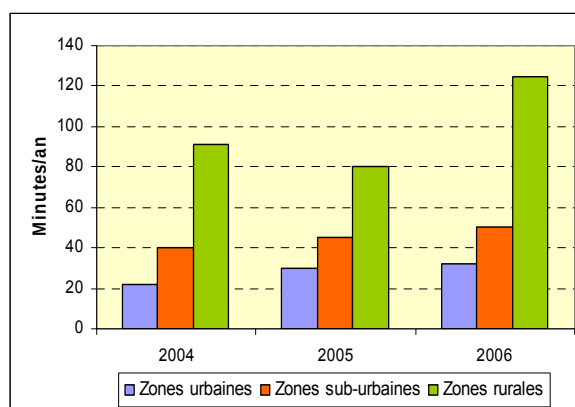


Figure 32 : Interruptions non programmées selon les zones. *Source : Données CEER*

En 2006, 25% de la population était coupée en France plus d'une heure (21% en 2005). La même année 2000, le pourcentage n'excédait pas 12% en Allemagne (courbe de répartition de la figure 33).

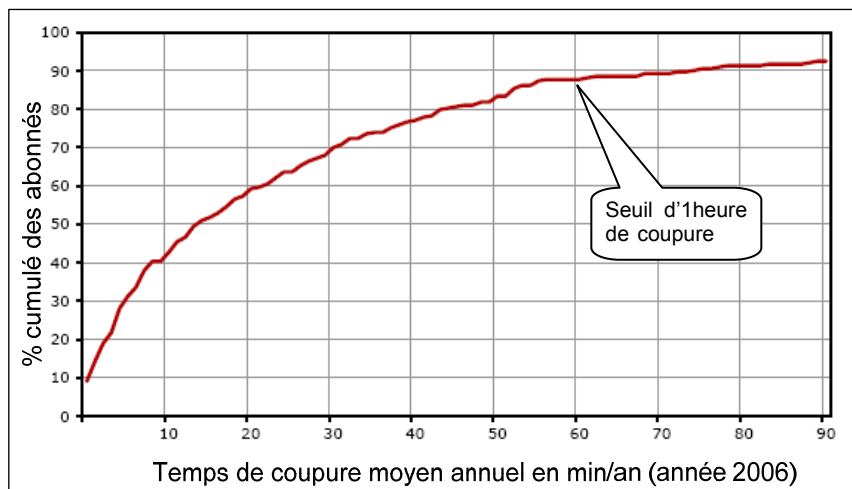


Figure 33 : Répartition stochastique des abonnés allemands selon la durée de coupure. Source : VDN 2006

On doit se poser la question de savoir quelle est la durée maximale admissible de coupure car il sera évidemment impossible d'amener l'ensemble du pays au niveau de qualité constaté à Paris (10 min en 2007, 22 min en 2008, toutes causes confondues). C'est la démarche sous-jacente au décret et à l'arrêté du 24 décembre 2007 relatifs aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

Mais,

- d'une part, la durée cumulée maximale annuelle des coupures longues zone par zone reste à déterminer¹⁶,
- d'autre part, ces durées maximales n'intégreront pas les événements exceptionnels au sens de l'article 19 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité approuvé par le décret 2006-1731 du 23 décembre 2006.

De cette brève analyse, il ressort

- d'une part que la proportion d'usagers subissant chaque année des coupures longues de plus d'une heure (TCC) est en moyenne de l'ordre de 20 à 25% (soit deux fois le niveau allemand)
- d'autre part que les dispositions législatives et réglementaires, comme les dispositions incitatives du TURPE 3, sont orientées « amélioration de la qualité » mais ne prennent pas en compte la vulnérabilité du réseau aux phénomènes climatiques majeurs.

3.6. Conclusions sur l'état actuel des réseaux HTA et BT

[1] Les abonnés des réseaux de distribution BT français connaissent, en moyenne nationale, des coupures longues (> 3 min) d'une durée de l'ordre de 56 minutes (chiffre 2008) du fait des incidents survenant sur le réseau de distribution (HTA et BT). La probabilité de subir une coupure est de l'ordre d'une interruption par client et par an.

[2] Les réseaux français de distribution électrique restent au regard de ces deux indicateurs d'une qualité très honorable comparée à celle des principaux réseaux européens voisins mais leurs performances demeurent plus de deux fois inférieures à celles du réseau allemand.

[3] Les deux problèmes majeurs aujourd'hui constatés sont:

- d'une part la disparité géographique encore beaucoup trop forte des performances, avec 38 départements ayant subi en 2008 des coupures longues cumulées (TCC) de plus de 100 min
- d'autre part, la tendance à la dégradation des performances, principalement sur le réseau HTA, dont la responsabilité dans la durée des coupures dues au réseau de distribution a cru de 10 minutes (hors événements exceptionnels et hors travaux), soit 25%, entre 2000 et 2008.

¹⁶ Normalement avant le 28 décembre 2009

[4] Cette dégradation ne se retrouve pas dans les réseaux britanniques et allemands. Cette tendance est due à un vieillissement régulier du réseau dont l'âge moyen, de l'ordre de 25 ans en 2002, est aujourd'hui plus près, en moyenne, de 30 ans.

[5] Ce vieillissement trouve lui-même son origine dans le ralentissement du rythme des investissements observé sur le réseau de distribution, à compter de l'année 1993. Ce ralentissement a affecté principalement les investissements « délibérés » et nous chiffrons à 6 Mds € environ, le retard cumulé sur 15 ans dans les investissements de sécurisation et d'amélioration de la qualité en général, qu'il eût été souhaitable, au minimum, de réaliser.

[6] La faiblesse principale du réseau de distribution réside dans le réseau HTA dont les performances se sont dégradées de 25% depuis l'an 2000. Il n'y a rien à redire sur les lignes nouvelles qui sont enfouies à plus de 95%. Mais dans l'ensemble, le réseau reste insuffisamment sécurisé. En 2007, 74 000 km de lignes HTA étaient classées en risque avéré. Le risque « zone boisée » en concernait 44 000 km dont 17 651 km de lignes d'ossature.

Cette fragilité du réseau HTA est pour une large part dû à son taux d'enfouissement encore trop faible. Bien que celui-ci ait progressé de 34.2% en 2002 à 39.3% en 2008, cette progression se fait à un rythme insuffisant et qui a de plus tendance à s'infléchir. A cette cadence, il faudra environ 25 à 30 ans avant d'atteindre une situation satisfaisante (Pour mémoire, les taux d'enfouissement HTA sont de 69.5% en Allemagne et 46.2% en Grande-Bretagne). Le renforcement de l'effort d'élagage, qui au demeurant ne s'est pas relâché, n'est pas une solution dans le contexte actuel de plantation accrue de nouveaux arbres et de protection de la végétation existante.

L'enfouissement est l'action primordiale à poursuivre sur le réseau HTA. Mais tout un ensemble de paramètres relatifs aux équipements (postes sources, automatismes) ou à l'organisation (chaînes d'approvisionnement et de stockage, maillage organisationnel) sont probablement encore loin de l'optimum et sont à revisiter dans le souci de mieux sécuriser le réseau.

[7] Le réseau BT est comme le réseau HTA trop faiblement enfoui (36.8% en 2008 contre 84% en Allemagne et 83% en Grande-Bretagne). Seule une part minoritaire des coupures (de l'ordre de 8 à 9 minutes par an, stable depuis l'an 2000) peut lui être imputée selon ERDF. Mais cette conclusion de vaut que dans l'hypothèse d'une bonne remontée des informations depuis les parties terminales des réseaux. Il faut par ailleurs prendre en compte, non seulement les longueurs de ligne mais aussi le pourcentage de foyers dont la continuité d'alimentation dépend de sections résiduelles en fils nus. Enfin des situations très diverses subsistent selon les départements.

Un gros effort de modernisation est donc nécessaire également sur la BT, visant notamment à supprimer les 108 000 km de fils nus subsistant aujourd'hui et dont la résorption demandera, au rythme actuel, quelques 25 ans.

Le choix de la solution à adopter : enfouissement ou remplacement par du fil isolé torsadé (très efficace contre les intempéries) ne peut être que discuté et décidé localement en fonction de l'ensemble des paramètres à rendre en compte : financements mobilisables et degré de priorité accordé à l'aspect esthétique.

[8] Toutefois, c'est bien le réseau HTA qui reste le maillon le plus faible (on verra plus loin que le nécessaire est en passe d'être fait au niveau HTB). Face à des risques d'événements climatiques majeurs qui sont susceptibles de se révéler de plus en plus fréquents, le renforcement de ce réseau est une priorité nationale relevant typiquement du principe de précaution.

Or en analysant le contenu des indicateurs retenus tant dans les textes réglementaires du 24 décembre 2007 sur la qualité des réseaux publics de distribution que par la CRE dans sa politique d'incitation à la continuité d'alimentation sous-jacente au TURPE 3, il apparaît que la priorité est aujourd'hui donnée à la qualité de fourniture en régime normal et que l'effet des événements climatiques exceptionnels se trouve sorti des critères d'incitation à l'amélioration des performances et des indicateurs d'évaluation des progrès réalisés.

Il s'agit là d'un débat de fond tout à fait essentiel, qui dépasse le cadre du diagnostic technique des réseaux objets du présent chapitre, mais sur lequel nous reviendrons dans chapitres qui suivent.

4. LES RETOURS D'EXPERIENCE DES MESURES PRISES A LA SUITE DES TEMPETES DE LA DERNIERE DECENNIE

A un intervalle de 10 ans, le réseau électrique français s'est trouvé confronté à deux événements climatiques majeurs : les tempêtes Lothar et Martin, les 26 et 27 décembre 2009, la tempête Klaus, le 24 janvier 2009.

Le présent chapitre a pour objet

- de rappeler les faits relatifs à chacun de ces événements, en particulier d'examiner dans quelle mesure le réseau a pu faire face aux très fortes sollicitations auxquelles il était soumis,
- de rappeler les mesures successives décidées à la suite des tempêtes de 1999,
- de comparer ces décisions ou ces engagements aux réalisations effectives,
- de résumer les premières conclusions tirées des événements de 2009.

4.1 Les tempêtes de 1999 et les engagements qui ont immédiatement suivi

4.1.1 Rappel des faits

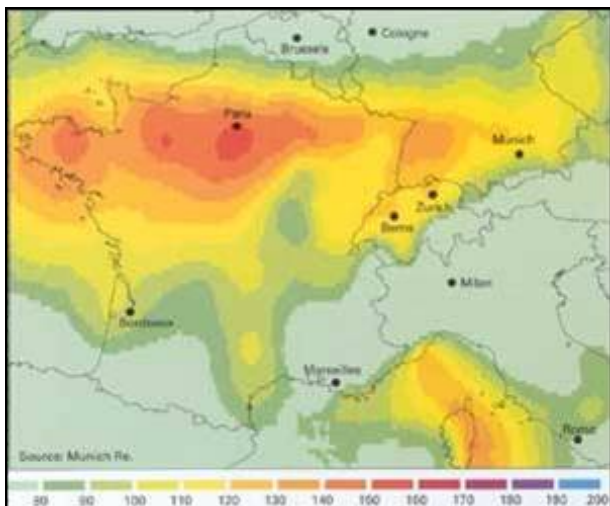


Figure 34 : Carte des vents lors de la tempête Lothar.
Source : Munich Ré

Dans la journée du 26 décembre 1999, une tempête dénommée Lothar ravageait les forêts de France, de Suisse, d'Allemagne et du Danemark, causant des dommages sans précédent avec des vents jusqu'à 259 km/h (Wendelstein en Allemagne près de la frontière suisse). Lothar s'est déplacé à 100 km/h sur un axe Bretagne (vers 4h) – Lorraine et Alsace (11h) avec un front mesurant 150 km de large.

Ce système explosif n'était pas un ouragan (cyclone tropical) bien que ce nom lui ait été donné par certains, mais une dépression des latitudes moyennes, exceptionnellement intense pour l'Europe. Son creusement s'est accentué sur terre pour atteindre 960 hPa en raison probablement d'une interaction forte avec les courants jets d'altitude qui étaient proches de 400 km/h à 9 000 m d'altitude.

En France des vents de 173 km/h étaient mesurés à Orly. Au total la tempête faisait 38 victimes dont 24 françaises. Les dégâts directs ont été évalués aux environs de 10 Mds € (valeur 2009).

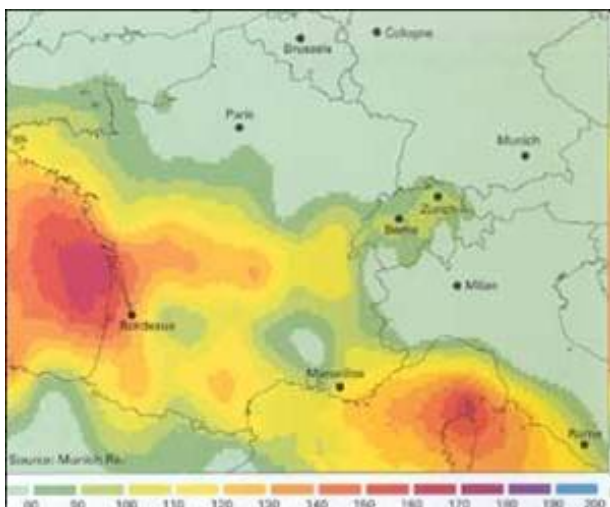


Figure 35 : Carte des vents lors de la tempête Martin.
Source : Munich Ré

Lothar était suivie le lendemain 27 décembre par une deuxième tempête, dénommée Martin, affectant l'Espagne, le Sud de la France, la Corse et l'Italie.

La dépression également très profonde (965 hPa en Bretagne), se déplaçant à 100 km/h, affectait toute la façade atlantique, avec des rafales de 198 km/h sur l'île d'Oléron, et pénétrait assez profondément dans les terres au niveau des Charentes.

Martin provoquait la mort de 30 personnes et occasionnait des dégâts de 5 Mds €.

Les dégâts occasionnés au réseau électrique français par les deux tempêtes successives et le préjudice subi par les usagers étaient considérables. Lothar privait d'électricité environ 3 millions d'usagers et Martin 1 million. Le 31 décembre 1999, 640 000 usagers demeuraient privés de courant.

EDF estimait son préjudice direct à 8 793 MF soit 1.6 Md € (en €2009). Mais le 1^{er} rapport Piketty (voir plus loin) évaluait le coût économique de l'énergie non distribuée (415 GWh) à 25 Mds de F de l'époque soit 5 Mds € actuels.

Survenant au moment des fêtes, à une époque où les problèmes de changement climatique montaient en puissance, ces tempêtes génèrent une forte secousse dans l'opinion et le Secrétaire d'Etat à l'Industrie décidait, dès le 17 janvier 2000, de confier une mission d'inspection à trois Ingénieurs Généraux des Mines : Gérard Piketty, Claude Trink et Renaud Abord de Chatillon, dont il est ressorti un ensemble de dispositions successives qui sont résumées ci-après.

4.1.2 Le 1er rapport Piketty

Commandité le 17 janvier 2000, le 1^{er} rapport Piketty du Conseil général des Mines était remis au Ministre le 10 mai et rendu public¹⁷. L'objectif de ce rapport était d'analyser les circonstances de l'événement et de proposer des mesures, économiquement justifiées, de nature à assurer la sécurisation du système électrique français.

Sur les événements Lothar et Martin, le Conseil Général des Mines, avec beaucoup de précaution compte tenu de l'insuffisance des bases statistiques, soulignait leur caractère tout à fait exceptionnel et estimait leur durée de retour probable aux environs de 50 à 100 ans. En conséquence, il évaluait à 1/4 la probabilité de reproduction d'événements similaires d'ici 15 à 30 ans. Au vu de la liste des tempêtes répertoriées au cours des 10 dernières années, y compris la tempête Klaus du 24 janvier 2009, il ne nous semble pas certain qu'aujourd'hui ces conclusions seraient reconduites.

Le rapport imputait, par niveau de tension, la responsabilité des non fournitures d'électricité de la façon suivante :

- Haute tension : 111 GWh soit 26.7%
- Moyenne tension : 298 GWh soit 71.8%
- Basse tension : 6 TWh soit 1.5%

Le rapport en déduisait que « *l'effort de sécurisation devait porter simultanément sur tous les niveaux de tension mais avec un accent plus fort sur le réseau de transport HT et THT et surtout sur la composante MT des réseaux de distribution* ».

Cet effort de sécurisation était jugé indispensable et le rapport soulignait que « *Si tout avait été en ordre avant la tempête au niveau de sécurisation visé alors, les dégâts auraient été moindres* ».

Dans le domaine du transport, 35.5% des avaries ont été dues au vent et 54.1% aux chutes d'arbres. Le rapport met en évidence l'influence de l'ancienneté des ouvrages avec un pic de défaillance significatif entre 1958 et 1978, période pendant laquelle l'arrêté technique fixant les modalités de réalisation des ouvrages avait été assoupli.

Le rapport préconise un ensemble de mesures :

- dispositifs anti-cascade
- renforcement des fondations et des éléments à marge de sécurité faible
- mise en place de moyens de réalimentation rapide
- dimensionnement à un niveau de pression élevé d'au moins une ligne de chaque poste d'alimentation du réseau interconnecté.

Dans le domaine de la moyenne tension, le rapport rappelle l'existence d'un programme de sécurisation engagé depuis EDF depuis 1996 à hauteur de 800 MF/an (soit 150 M€2009 par an) mais souligne que les événements exceptionnels ne sont pas pris en compte dans ce programme. Il estime

¹⁷ Ce rapport est toujours accessible à l'adresse <http://www.cgm.org/rapports/edf/reseau.PDF>

qu'il n'est pas justifié de considérer comme des événements exceptionnels non pris en compte dans les programmes de sécurisation, les coupures affectant plus de 100 000 abonnés.

Il note que la majorité des incidents survenus sur le réseau MT ont été occasionnés par les chutes d'arbres. Il considère comme essentielle la question de l'élagage, mentionne l'impact négatif du relâchement des normes techniques de construction intervenu dans le passé et souligne la nécessité de repenser la mise en souterrain des réseaux, compte tenu de la vulnérabilité qu'occasionne le retard pris par la France dans ce domaine.

Dans le domaine de la basse tension, le rapport mentionne que 91% des ruines ont été occasionnées par des chutes d'arbres. Il souligne la nécessité de traiter au niveau local le problème de la sécurisation des lignes, en rappelant que *l'efficacité économique par F investi conduit à localiser en MT le gros des mises en souterrain*.

Au total, le 1^{er} rapport Piketty chiffre entre 15 et 20 Mds F (soit entre 2.8 et 3.6 Mds €2009) le programme d'investissements de sécurisation économiquement acceptable auquel doit s'ajouter un effort de remise à niveau des fondations des ouvrages THT et HT construits entre 1958 et 1978, de consolidation des lignes de transport et d'entretien des couloirs de lignes MT et BT, toutes dépenses que la mission Piketty n'avait pu à ce stade chiffrer.

Le rapport propose aussi une révision des modalités de gestion du FACE et jette les bases d'un dispositif d'indemnisation forfaitaire des usagers, sujets qui sortent du domaine visé par la présente étude.

4.1.3 Le 2ème rapport Piketty

Dans un deuxième rapport daté de janvier 2001, les Ingénieurs généraux Piketty et Trink ont apporté des précisions et des compléments à leur premier rapport, considéré comme un rapport d'étape.

Ce rapport estime que le premier rapport a, tous éléments confondus apporté la justification, pour la collectivité nationale, d'un programme de sécurisation **complémentaire** voisin de 3 Mds de F/an pendant 15 ans (soit 525 M€/an et 8 Mds € sur 15 ans, en €2009) sur le réseau existant, n'incluant pas les coûts de remise à niveau pour remédier à des insuffisances constatées par rapport au niveau de protection recherché antérieurement.

Le rapport retient comme répartition souhaitable des investissements supplémentaires de sécurisation de :

- 25% sur le réseau de transport (soit en €2009, environ 130 M€/an)
- 50% sur le réseau MT (soit environ 265 M€/an)
- 25% sur le réseau BT (soit environ 130 M€/an)

Transposé en €2009, le rapport préconisait donc des investissements de sécurisation additionnels de 130 €/an par an pendant 15 ans sur le réseau de transport et de 395 M€ par an sur 15 ans également sur le réseau de distribution.

Sur un plan non technique, le rapport développe également l'idée d'un versement forfaitaire « qualité » en cas d'interruption de longue durée de l'alimentation (VFQ). Ce dispositif, d'ordre public, était présenté, non pas comme une indemnité, mais comme un instrument de gestion incitant notamment les maître d'ouvrages à hiérarchiser correctement les investissements de sécurisation.

4.1.4 L'accord « Réseaux électriques et environnement » 2001-2003

Cet accord¹⁸, signé le 30 janvier 2002 entre EDF et RTE d'une part, le Ministre de l'Aménagement du Territoire et le Secrétaire d'Etat à l'Industrie d'autre part, fixe pour la période 2001-2003 des engagements pour une meilleure insertion des réseaux électriques dans l'environnement.

Son objet va donc au-delà des problèmes de sécurisation du système électrique couverts par les rapports du Conseil général des Mines. Toutefois, il se réfère explicitement aux conclusions de ces

¹⁸ Texte disponible à l'adresse <http://www.developpement-durable.gouv.fr/energie/electric/pdf/accord-reseaux.pdf>

rapports, les précisent et les quantifient. A ce titre, il constitue la formulation la plus précise dont on dispose des conclusions effectivement retenues à la suite des tempêtes de fin 1999.

Le rapport rappelle notamment que :

« En ce qui concerne la sécurisation, les réflexions menées par le Conseil général des mines ont conduit à dégager les contours techniques et financiers d'un programme de renforcement des réseaux électriques qui pourrait s'étaler sur quinze ans. Compte tenu du coût des tempêtes pour la collectivité nationale du fait des atteintes aux réseaux électriques (5 à 6 Milliards d'euros) et du taux de retour probable de tels événements (50 à 100 ans), le Conseil général des mines considère légitime de consacrer environ 450 millions d'euros par an à ce programme de sécurisation. En ce qui concerne les réseaux de distribution, la priorité dégagée consiste à traiter les réseaux d'ossature à moyenne tension situés en zone boisée. En basse tension, la règle de base proposée consiste à réduire le plus possible, dans le cadre de l'enveloppe financière de sécurisation définie ci-dessus, le linéaire aérien en fils nus au bénéfice de circuits isolés torsadés.

Au-delà des questions de sécurisation, pour tenir compte des attentes en matière d'insertion des réseaux dans l'environnement, le Conseil général des mines envisage que, dans le cadre d'une concertation avec les collectivités concédantes, un effort significatif puisse être entrepris sur les 25 prochaines années pour accélérer l'enfouissement des réseaux à basse tension »

Si les 450 M€ rappelés dans l'accord équivalent bien aux 525 Mds €2009 cités au § 4.1.3, on notera que la précision d'investissements de sécurisation « supplémentaires » a disparu dans l'accord 2001-2003. L'écart n'est pas du second ordre puisque 150 M €2009 étaient, pour le seul réseau de distribution, consacrés à la sécurisation avant les tempêtes de 1999.

Par ailleurs apparaît un horizon de 25 ans pour la mise à niveau du réseau BT, alors que les rapports Piketty nous semblent avoir retenu, pour tous les réseaux, un horizon de 15 ans.

De façon plus précise, pour le réseau de distribution, l'accord rappelle que :

« Au-delà des préoccupations environnementales, les tempêtes de décembre 1999 ont mis en évidence la fragilité de certains types de réseaux aériens existants face à des événements climatiques de grande ampleur. Ceci est particulièrement vrai pour les 30 000 km de réseaux d'ossature à moyenne tension situés en zone boisée ainsi que pour les 150 000 km de réseaux à basse tension en technique dite « fils nus ». ... /...

« En moyenne et par an pendant la durée de l'accord seront déposés :

- 6000 km de réseaux aériens à moyenne tension dont 2000 km de réseaux d'ossature en zone boisée ;
- 8000 km de réseaux aériens à basse tension en fils nus. »

Ces engagements de réalisation, bien que ne portant que sur une période limitée, donnent une référence chiffrée permettant d'apprécier les réalisations effectives au cours des dernières années au regard de ce qu'il était jugé souhaitable au début de la présente décennie.

4.2 Textes ultérieurs

4.2.1 Contrat de service public entre l'Etat et EDF

Le contrat de service public¹⁹, signé du 24 octobre 2005, pris en application de l'article 1er de la loi du 9 août 2004 et répondant aux objectifs de l'article 29-I de la loi du 4 février 1995 modifiée, a pour objet de constituer dans la durée la référence des engagements d'EDF SA., du gestionnaire du réseau public de distribution EDF Réseau Distribution et du gestionnaire du réseau public de transport RTE EDF Transport SA., en vue d'assurer la pérennité des missions de service public que le législateur leur a confiées.

¹⁹ Texte disponible à l'adresse <http://www.developpement-durable.gouv.fr/energie/electric/csp-contrat.pdf>

Il décline le niveau d'engagement sur la période 2005-2007 et précise les modalités de compensation financière. Au-delà de cette période, les adaptations apportées au contrat prendront en compte le bilan triennal de sa mise en œuvre, et les évolutions éventuelles du contexte législatif et réglementaire.

Ce contrat de service public reste en vigueur tant qu'un nouveau document, adopté selon les mêmes procédures, ne le modifie pas, ce qui ne semble pas avoir été le cas à ce jour.

Dans le domaine de la sécurisation du réseau de transport

Le contrat rappelle les objectifs issus des rapports du Conseil Général des Mines et stipule que :
« Tirant les enseignements des tempêtes qui ont traversé la France en décembre 1999, le ministre chargé de l'énergie a demandé le 15 janvier 2002 au gestionnaire du réseau public de transport de mener sur quinze ans un programme de sécurisation visant à rétablir l'alimentation sous 5 jours en cas de nouvel événement climatique, et reposant sur :

- le contrôle et la remise à niveau des points faibles révélés par les tempêtes et des programmes d'élague
- l'aménagement, pour chaque poste électrique, d'au moins une ligne à haute ou très haute tension sécurisée.
- la sécurisation des ouvrages situés à proximité des zones d'habitation et des voies de communication importantes.

Début 2004, RTE EDF-Transport SA a mené à bien près de la moitié des actions de remise à niveau, et près de 20 % des actions nécessaires pour éviter la ruine en cascade des ouvrages de transport.

• RTE EDF-Transport SA s'engage à :

- réaliser, d'ici 2007, 85% du programme de remise à niveau.
- sécuriser, d'ici 2007, 70% des postes de priorité 1 contre les ruines en cascade.
- sécuriser d'ici 2007 25% des postes de priorité 2 et 3 contre les ruines en cascade.
- préparer la sécurisation complète des postes pour 2015.

• Jusqu'en 2007, l'Etat estime que RTE EDF-Transport SA consacrera ainsi à la politique de sécurisation de l'ordre de 100 M€ par an. »

On notera que si l'objectif d'une mise à niveau sur 15 ans se trouve formellement confirmé, l'Etat prend acte d'un niveau d'investissement de sécurisation de 20% inférieur à celui retenu dans les documents antérieurs.

Dans le domaine de la sécurisation des réseaux de distribution

Le contrat positionne la sécurisation du réseau face aux aléas climatiques au sein d'un ensemble de quatre priorités :

- Le renforcement des réseaux
- La qualité
- La sécurisation face aux aléas climatiques
- L'environnement et la sécurité des tiers

Traitant la question du niveau de qualité de l'électricité en tête de chapitre et rappelant qu'un décret (sorti le 24 décembre 2007) doit venir fixer les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité, le contrat de service public donne une primauté certaine à l'objectif de qualité par rapport aux autres et notamment à celui de sécurisation dont on a vu précédemment qu'il était assez mal pris en compte par les textes réglementaires applicables à la qualité, du fait de la défalcation des événements exceptionnels du calcul de la durée cumulée de coupure.

En matière de sécurisation des réseaux, les conclusions des rapports du Conseil Général des Mines ne sont pas oubliées mais en quelque sorte diluées dans des formulations peu contraignantes :

« En moyenne et basse tension, la suppression progressive des réseaux aériens fragiles et leur enfouissement contribuent, à des degrés divers, à l'amélioration globale de la qualité de desserte. Elle

constitue un facteur important mais non exclusif ni exhaustif, notamment en zone urbaine, de sécurisation des réseaux. »

L'effort d'investissement à consacrer à la sécurisation n'est pas chiffré et le contrat se limite à stipuler que :

« Afin de mettre en œuvre ces programmes de sécurisation et les actions en faveur de la sécurité et de l'environnement, EDF Réseau Distribution s'engage à accroître ses investissements bruts d'au moins 6% en 2006 et 6% en 2007 ».

Parmi les dispositions les plus concrètes relatives à la sécurisation des réseaux, on relève cependant l'engagement d'EDF Réseau Distribution à :

- Identifier les zones fragiles du réseau, respectivement en HTA et en BT, au regard de quatre classes de risques climatiques : tempête, inondation, neige collante et canicule.
- Elaborer un programme de traitement adapté de ces zones de fragilité combinant dépose, enfouissement, substitution d'ouvrages et élagage. Ce programme sera élaboré et transmis au Ministre chargé de l'Énergie avant le 1er juin 2006.
- Enfouir chaque année 90% des nouvelles lignes MT
- Réaliser en souterrain ou en technique discrète (isolé-torsadé en façade) 65% des nouvelles lignes BT²⁰.
- Maintenir un parc de groupes électrogènes (à postes fixes et en secours)
- Assurer la réalimentation d'au moins 90% des clients dans un délai de 5 jours en cas d'événement climatique exceptionnel d'une ampleur similaire à celui subi en décembre 1999.

Dans le cadre des dispositions prévues pour le suivi du contrat, un ensemble d'indicateurs sont définis parmi lesquels figure la durée moyenne des coupures cumulée sur l'année rapportée au nombre de clients, hors incidents transport ou liés à la rupture d'équilibre offre-demande. Cet indicateur retiendrait donc les événements exceptionnels à la différence de ceux retenus par la suite et comme on l'a vu, par les textes du 24 décembre 2007 et par l'avis de la CRE sous-jacent au TURPE 3.

4.2.2 Le plan aléas climatiques

En application du contrat de service public, ERDF a, au 1er juin 2006, présenté un « Plan aléas climatiques » qui devrait s'étaler sur une période de dix ans et mobiliser un financement de 230 millions d'euros par an.

Ce plan, qui représente un travail considérable jamais réalisé jusqu'alors, analyse sous ses différents aspects (chutes d'arbres, vent, neige/givre) les risques climatiques du réseau de distribution HTA, les quantifie et les cartographie (voir figure 18).

Un inventaire des lignes HTA potentiellement vulnérables est dressé dont on tire, par exemple, les tableaux 9 et 10, représentatifs de la situation au 1^{er} janvier 2006²¹ :

	Sensible au vent		Sensible neige/givre		Zones boisées		Toutes causes	
	Longueur sensible (km)	% total aérien	Longueur sensible (km)	% total aérien	Longueur sensible (km)	% total aérien	Longueur sensible (km)	% total aérien
Risque faible ou avéré	59 395	16%	96 014	26%	39 425	11%	161 055	43,5%
Risque avéré	14 287	4%	22 284	6%	39 425	11%	63 117	17,1%

Tableau 9 : Vulnérabilité de l'ensemble des lignes aériennes HTA (longueur totale du réseau aérien : 369 869 km)

²⁰ Ces deux derniers engagements sont en fait pris au titre des actions spécifiques en faveur de l'environnement.

²¹ Comme déjà mentionné, ces données sont celles du PAC 2006. En 2007, ERDF fait état de 74 000 km de réseau HTA en risque avéré dont 44 000 km en zone boisée, parmi lesquels 17 561 km de lignes d'ossatures. Il y aurait donc, soit une détérioration de la situation (développement des zones boisées ?), soit une appréciation plus fine des risques.

	Sensible au vent		Sensible neige/givre		Zones boisées		Toutes causes	
	Longueur sensible (km)	% total ossature	Longueur sensible (km)	% total ossature	Longueur sensible (km)	% total ossature	Longueur sensible (km)	% total ossature
Risque faible ou avéré	13 358	13%	21 804	22%	11 395	11%	33 869	33,6%
Risque avéré	2 173	2%	3 578	4%	11 395	11%	16 812	16,7%

Tableau 10 : Vulnérabilité de l'ensemble des lignes d'ossatures aériennes HTA (longueur totale des réseaux : 100 717 km)
Source : PAC 2006 ERDF

A partir d'une évaluation combinée des différents risques, ERDF a pris comme objectif que le coefficient de risque moyen du réseau HTA devait être divisé par un facteur 5 en 10 ans²². Une telle stratégie (Tableau 11) consiste à traiter systématiquement et prioritairement les ossatures HTA présentant un risque avéré (ligne en environnement boisé et/ou dont les dispositions constructives impliquent une fragilité incontestable vis-à-vis des risques tempêtes, givre ou neige collante. Cette priorité correspond au traitement d'environ 20 000 km de réseau (priorité +++).

En complément, et en tenant compte des puissances transitées, des niveaux de risque et de particularités du contexte technique local (par exemple accumulation de réseaux particulièrement fragiles), traitement d'environ 13 000 km d'autres réseaux, dans un objectif de sécurisation globale et de cohérence technique (priorité ++).

Au 1 ^{er} janvier 2006	Risque 0 (426 000 km)	Risque faible (98 000 km)	Risque avéré (63 000 km)
Dérivations à faible impact (P < 250 kVA)		(78 000 km)	+ (37 700 km)
Dérivations à fort impact (P > 250 kVA)		+ (6 000 km)	++ (5 300 km)
Ossatures principales		++ (14 000 km)	+++ (20 000 km)

Tableau 11 : Classement des lignes HTA par niveau de risque et définition de la stratégie PAC.
Source : ERDF PAC 2006

Dans le domaine de la BT, le PAC 2006 prend acte du rythme de dépose de 5 000 km/an du réseau en conducteur cuivre nus sans évoquer une accélération de cette résorption²³.

En tenant compte des actions prévues pour parer les risques « fores chaleurs » et « inondations », le Plan Aléas Climatiques conduit à un montant d'investissement de sécurisation de 230 M€/an (soit 242 M€/an en €2009) sur 10 ans, qui est l'objectif d'investissement retenu actuellement par ERDF.

Un tel objectif est, comme on le verra ultérieurement, en progression mesurée par rapport aux réalisations de ces dernières années. Il reste toutefois très en deçà, en termes financiers comme en termes de réalisations physiques, aux préconisations puis orientations qui avaient résulté des rapports Piketty.

Le rythme de 230 M€ (valeur 2006 soit 242 M€ valeur 2009) peut en effet être comparé au chiffre de 395 M€ (en €2009) résultant du 2^{ème} rapport Piketty, auquel il conviendrait d'ajouter le montant des

²² ERDF estime qu'un tel objectif signifie, approximativement, que le nombre moyen de clients restant coupés plus de quelques heures lors d'incidents climatiques de grande ampleur, sera également divisé par 5.

²³ En fait ce rythme a été en moyenne de 4 490 km par an au cours des cinq dernières années de 2003 à 2008.

investissements de sécurisation qui préexistaient à la tempête de 1999 qui avaient été évalués à l'époque (voir § 4.1.4) à 150 M€2009. Ainsi le PAC ne correspondrait-il qu'à un accroissement de 150 à 242 M€ de l'effort de sécurisation en prenant comme référence la situation pré-1999.

Sur le plan des objectifs de réalisation physiques, on retrouve l'objectif de résorption de 2 000 km/an d'ossatures vulnérables cité dans l'accord « Réseaux électriques et environnement » 2001-2003 ». Par contre on est très loin des objectifs annuels de dépose de 6 000 km de lignes HTA aériennes et de 8 000 km de lignes BT à fils nus.

4.3 Adaptation des dispositions réglementaires de l'arrêté technique

Les événements de 1999 ont certainement eu pour effet d'accélérer la sortie du nouvel arrêté fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique (Figure 36).

Cet arrêté, signé le 17 mai 2001, abrogeant 18 mois après sa publication l'arrêté du 2 avril 1991, remédiait aux insuffisances des pratiques antérieures dont certaines d'entre elles ont eu un effet amplificateur sur les dommages occasionnés par les tempêtes Lothar et Martin.

Il a depuis lors été modifié, de façon relativement marginale, par les arrêtés des 26 avril 2002 et 10 mai 2006.

Ainsi qu'il a été exposé précédemment, les retours d'expérience sur cet arrêté, y compris ceux tirés à ce jour de la tempête Klaus évoqués plus loin, ne conduisent pas à préconiser une nouvelle refonte de ce texte qui semble constituer une référence technique solide.

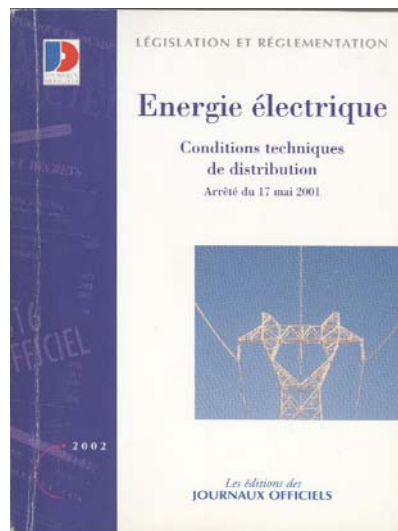


Figure 36 : Arrêté technique de 2001

4.4 L'évolution effective des investissements et des réalisations sur le réseau de distribution suite aux tempêtes de 1999

Cette question a déjà été partiellement traitée dans le chapitre consacré au diagnostic du réseau, plus précisément dans le § 3.3.1. consacré au vieillissement du réseau. Nous y revenons ici plus en détail, après avoir rappelé quels ont été les préconisations et les engagements successifs ayant fait suite aux tempêtes de 1999. L'analyse des chiffres est complétée par celle de quelques indicateur-clés de réalisation.

4.4.1 L'évolution des investissements sur le réseau de distribution

Remarques liminaires

L'analyse de l'évolution des investissements d'ERDF suppose que soient bien comprises les définitions retenues. ERDF distingue en effet :

- **Les investissements totaux**, effectués sous sa maîtrise d'ouvrage et financés par lui : 1950 Mds en 2008 (en €2009) auxquels il convient, dans la mesure du possible, d'ajouter les investissements réalisés et remis à ERDF par les autorités concédantes (800 M€ environ en 2008) et par les promoteurs (200 M€ en 2008).
- **Les investissements « délibérés »** inclus dans les précédents mais présentant un caractère facultatif au regard des obligations du concessionnaire : 832 M€ en 2008 (en €2009),
- **Les investissements « qualité »**, inclus dans les précédents, à l'exclusion des investissements pour l'adaptation aux charges des réseaux et des investissements pour la sécurité, l'environnement et les obligations réglementaires (programme PCB notamment) : 499 M€ en 2008 (en €2009)
- **Les investissements de sécurisation** inclus dans les investissements « qualité », à l'exclusion, selon notre compréhension, des investissements liés à la « qualité courante » (remplacement des équipements pour cause d'obsolescence notamment). Ces

investissements sont ceux du Plan Aléas Climatiques. Ils se sont élevés en 2008 à 162 M€ (en €2009).

La confusion entre investissements de qualité et investissements de sécurisation est fréquente. Elle nous semble avoir été accentuée par le fait que le contrat de service public du 24 octobre 2005 a placé l'objectif de sécurisation en axe prioritaire parallèle à celui de la qualité et non pas en tant que partie intégrante de ce dernier.

Or sécurisation et qualité sont indissociables comme le souligne ci-après (Figures 37 et 38) le cas d'école d'un départ HTA rural comportant une partie classée à risque avéré en zone boisée mais aussi des zones de défauts auxquels il doit être remédié.

Le traitement de l'ensemble ne peut pas se limiter à celui de la partie à risque avéré (surlignée en vert) et le traitement des extrémités sans celui de la partie centrale n'a évidemment aucun sens, sauf à se limiter à un programme de qualité courante qui n'assure pas la résilience du réseau face aux chocs climatiques.

Il nous paraît à cet égard regrettable que, dans les textes officiels les plus récents, la primauté ait été donnée, sur le réseau de distribution, à la qualité courante, au détriment du renforcement de la robustesse du réseau face aux aléas climatiques majeurs. L'avatar de la tempête Klaus est venu rappeler les limites de cette politique

Il serait par ailleurs utile de pouvoir tracer sur une période suffisamment longue, en s'assurant de la cohérence des séries, les investissements de qualité et parmi ceux-ci, ceux de sécurisation. Faute de temps, ceci n'a pu être fait et les données produites ne sont que partielles.

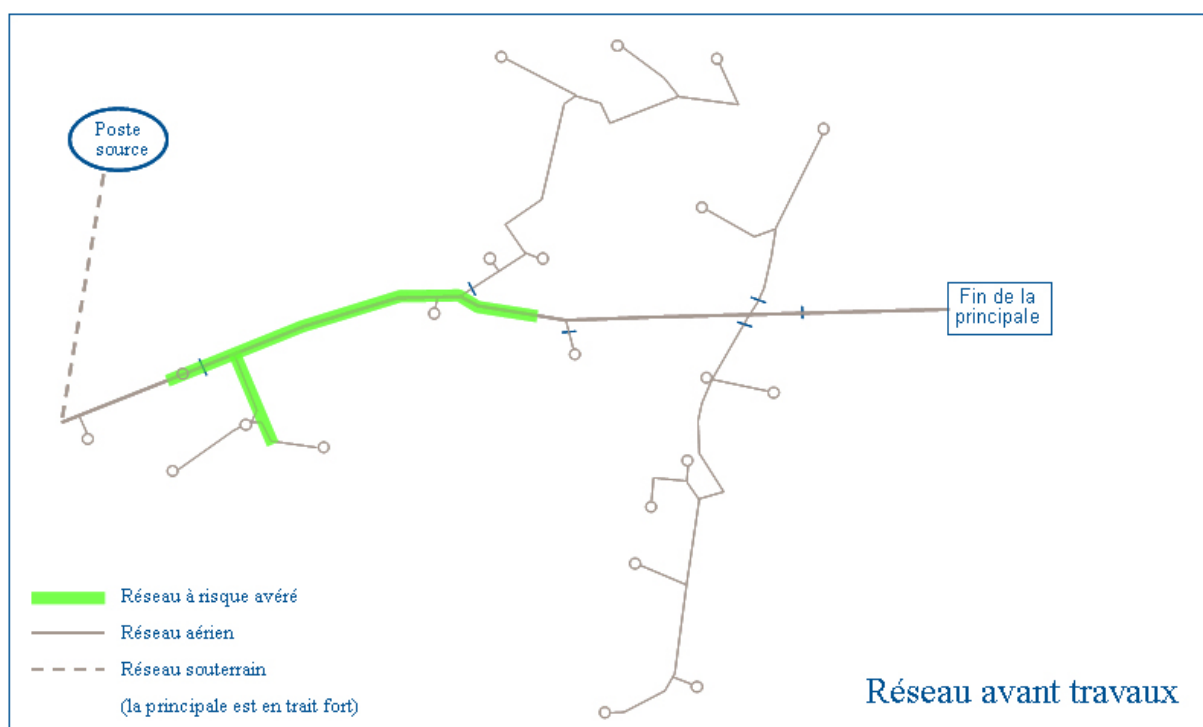


Figure 37 : Traitement d'un départ HTA rural – La principale comporte certains tronçons en risque avéré dont le traitement relève du programme Aléas climatiques. Cependant elle est aussi le siège en fin de départ de nombreux défauts.

Source : Document ERDF 2009

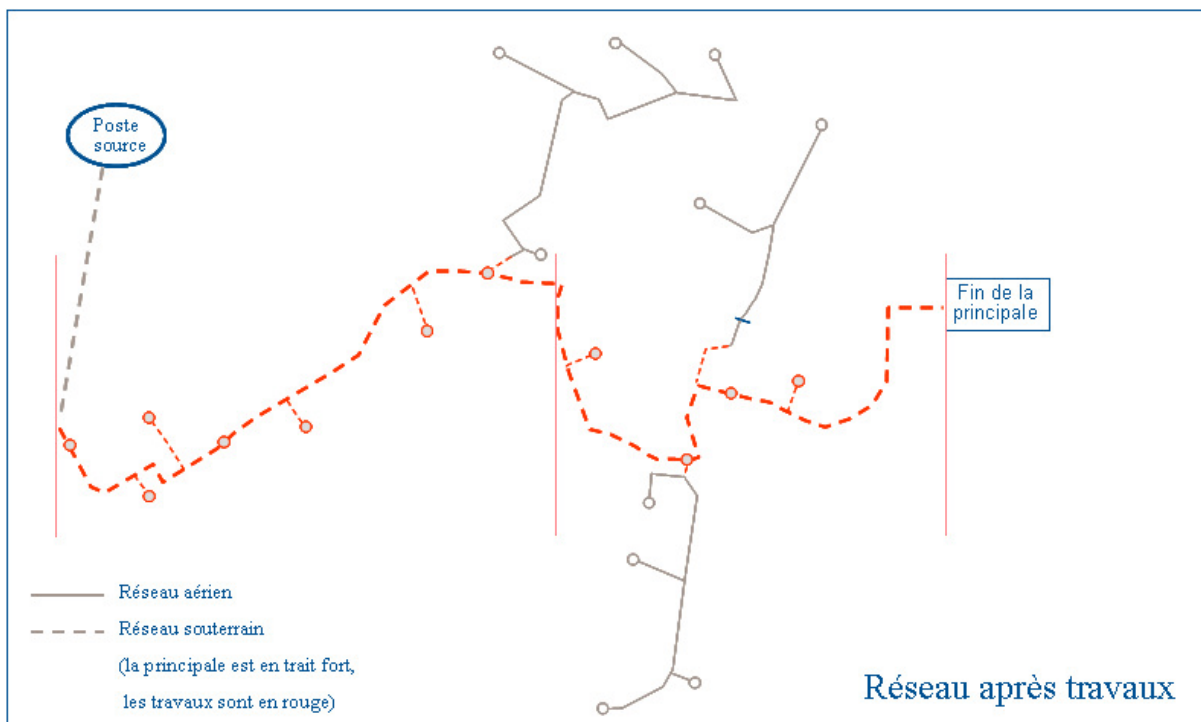


Figure 38 : Départ HTA après traitement. La première partie relève du risque climatique (suppression des tronçons à risque avéré). La deuxième partie relève de la qualité au quotidien (amélioration du critère B).
Source : Document ERDF 2009

Evolution des investissements totaux et des investissements délibérés

Nous reproduisons en figure 39 la trajectoire d'investissements de la figure 2 en y ajoutant les investissements « obligatoires », différence entre les investissements totaux et les investissements délibérés.

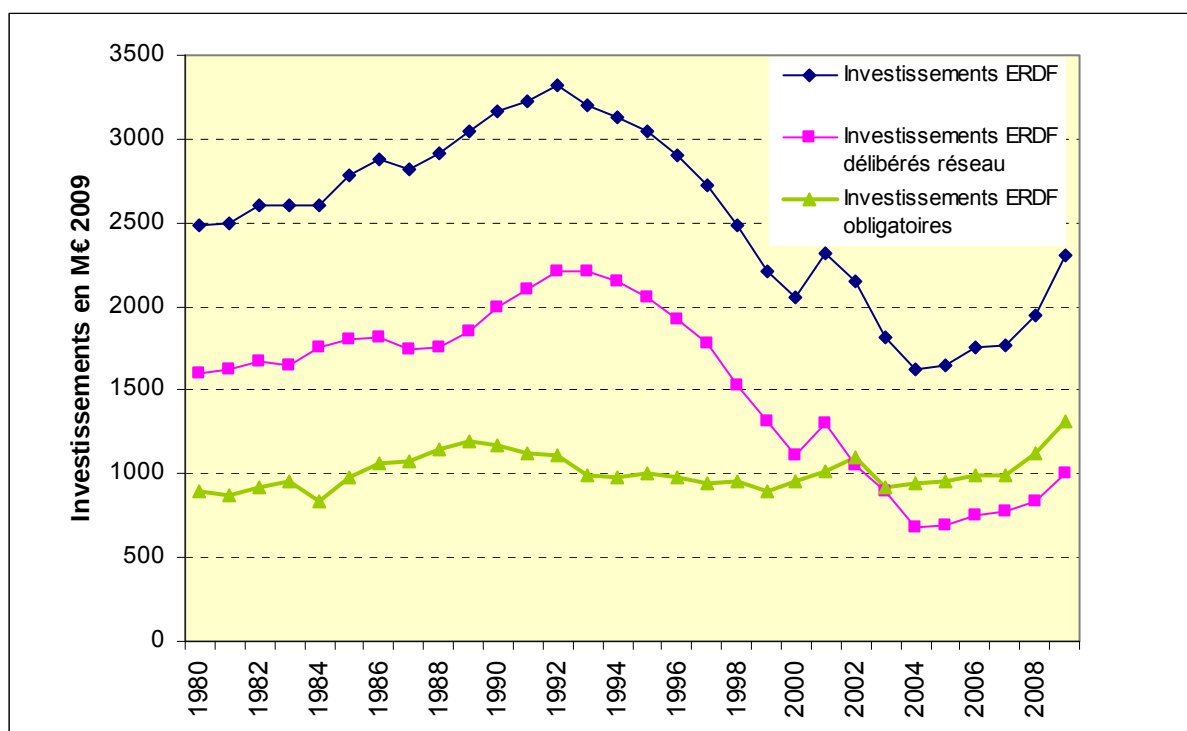


Figure 39 : Trajectoire d'investissements d'ERDF depuis 1980

Source: Données ERDF retraitées

Alors que les investissements obligatoires ont connu une très grande stabilité pendant 20 ans, la décroissance des investissements « délibérés » n'a connu qu'un fugace répit d'un an, en 2001, avec un pic relatif d'investissement se situant 400 M€ au dessus de la décroissance tendancielle qui a repris à son rythme antérieur dès 2002 et jusqu'à 2005, année qui a marqué le début d'une inversion de tendance encore fragile.

Malgré cette petite relance de l'année 2001, la moyenne des investissements délibérés s'est située en moyenne sur la période 2001-2008 très en dessous du niveau de l'année 2000 précédant la prise en compte de la tempête 1999 (en M€2009 : 873 M€ contre 1 105 M€).

Une relance est amorcée et est prise en compte dans le TURPE 3 ainsi qu'on le développera au chapitre 3. Elle ne peut être considérée à ce stade comme acquise car les conditions économiques ou de rentabilité financière ne la facilite pas. Pourtant il est essentiel qu'elle se concrétise et le BDEW en Allemagne lance le même cri d'alarme²⁴. Le syndicat professionnel estime que 40 Mds € doivent être investis dans les réseaux allemands d'ici 2020. Il se félicite des reprises annoncées sur 2009 mais s'inquiète du contexte peu propice aux décisions, à la fois sur la plan économique et sur le plan de lourdeur des procédures, contexte qui explique sur 2007 et 2008 des réalisations de plus de 20% inférieures aux prévisions.

Un autre point essentiel à souligner porte sur la répartition des investissements.

ERDF estime en effet (sur l'année 2006) que, toutes sources de financement confondues, 37% des investissements ont été consacrés à la HTA et 63% à la BT. Pour les investissements propres d'ERDF, la répartition serait de 50-50.

ERDF estime que l'efficacité au regard du critère B (coupures clients) d'un euro investi en HTA est de l'ordre de 10 fois supérieure à l'euro investi en BT²⁵

Les investissements de qualité et de sécurisation

Comme expliqué précédemment, il faut suivre ces deux séries d'indicateurs pour juger de l'effort fait en faveur d'une robustesse plus grande du réseau face aux attaques climatiques dont il peut être l'objet.

Nous ne disposons malheureusement pas de séries longues sur l'évolution de ces investissements. Le tableau résume la chronique dont nous disposons (en €2009).

En M€2009	Investissements ERDF	Investissements ERDF délibérés réseau	Investissements Qualité de la desserte	Investissements de sécurisation réseau
2003	1 812.1	890.6	540.9	
2004	1 619.3	680.7	382.4	
2005	1 645.9	692.5	373.5	113.0
2006	1 752.1	757.0	427.5	147.0
2007	1 770.8	781.1	461.4	160.0
2008	1 949.7	831.6	465.6	156.0
2009 (prev)	2 310.0	1 000.0	> 500	~ 230.0

Tableau 12 : Trajectoire au cours des dernières années des investissements qualité et sécurisation.

Source : Données ERDF retraitées

L'absence de séries longues ne nous permet pas d'être très précis sur l'appréciation à porter sur ces chiffres.

²⁴ Voir le communiqué du BDEW « Netzinvestitionen sind gefährdet » du 24 mars 2009 – Accessible à l'adresse http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_20090309_PM_Netzinvestitionen_sind_gefaehrdet?open&l=DE&ccm=250010010010

²⁵ Cette proposition doit cependant être tempérée par le fait qu'il existe des situations locales quasi-intolérables même si elles sont d'un effet marginal sur les statistiques et que la remontée des incidents BT n'est probablement pas exhaustive, tant en fréquence qu'en durée.

ERDF admet cependant que les investissements « qualité » ont été en 10 ans divisés par un facteur 3, avant la reprise amorcée en 2005.

Quant aux investissements de sécurisation, prévus par le PAC 2009 au niveau moyen de 230 M€/an pour les 10 ans à venir, on peut les comparer aux recommandations qui ressortaient des rapports Piketty (actualisées en €2009) : 395 M€/an sur 15 ans, s'ajoutant aux 130 M€/an recensés avant 1999. On voit que, malgré l'effort additionnel prévu par le Plan Aléas Climatiques, nous sommes très loin des recommandations de l'après tempête 1999 et des chiffres pris comme référence dans l'accord « Réseaux électriques et environnement » 2001-2003.

4.4.2 L'évolution des réalisations

Dans ce paragraphe, nous essayons d'apprécier dans quelle mesure certains objectifs-clés exprimés en termes de réalisation physique dans les rapports du Conseil Général des Mines et dans l'accord « réseaux électriques et environnement » 2001-2003 qui leur a fait suite, ont été respectés. Le tableau 13 permet d'en juger.

Indicateurs	Objectifs post "Piketty"	Moyenne 2002-2008	2006	2007	2008	Objectifs Plan aléas climatiques
Dépose de fils nus aériens HTA	6 000 km/an	3250 km/an (est)	2 926 km	2 994 km	3450 km	3 300 km/an
Dépose d'ossatures aériennes HTA en zones boisées	2 000 km/an	1 500 km/an (est.)	1 159 km	1 103 km		2 000 km/an
Dépose de fils nus BT	8 000 km/an	4 171 km/an	4 236 km	4 567 km	4 283 km	4 500 km/an (indicatif)

Tableau 13 : Evolution de quelques indicateurs clés

Source : Données ERDF retraitées

Ce tableau montre clairement que les réalisations se sont situées à un niveau très inférieur à celui qui avait résulté des travaux du Conseil général des Mines et que les objectifs du Plan Aléas Climatiques 2006 ne marquent pas une véritable rupture par rapport aux réalisations constatées ces dernières années et sont très sensiblement en retrait des objectifs « post Piketty ».

4.5 Le cas du réseau de transport

L'évolution des investissements et des réalisations sur le réseau de transport est intéressante à examiner :

- d'une part parce qu'elle constitue en soi une référence,
- d'autre part, parce qu'il apparaît a priori logique de développer une stratégie cohérente d'amélioration de la qualité et de la sécurisation sur l'ensemble du réseau électrique français.

On rappelle que les rapports Piketty préconisait sur ce réseau un effort d'investissements de sécurisation de l'ordre de 130 M€/an (en €2009) sur 15 ans. Confirmant une instruction ministérielle en date du 15 janvier 2002, le contrat de service public a défini des directions prioritaires quant aux actions à mener pour assurer cette sécurisation.

Comme dans le cas du réseau de distribution, les investissements de sécurisation sur le réseau de transport ont pris du retard et ne dépassaient pas 92 M€ en 2007 (en €2009). RTE explique ce retard par les délais nécessaires pour élaborer les dossiers techniques, assurer la concertation avec les populations concernées et boucler les montages financiers.

Cependant le retard pris par les investissements de sécurisation sur le réseau de transport ont été moindres que sur le réseau de distribution et ce retard est en passe d'être comblé dans le cadre d'une accélération très sensible des programmes d'investissement du RTE (Figure 40).

Le réseau de transport prévoit à partir de 2009 des investissements de sécurisation de 160 M€/an ce qui le ramènerait à fin 2017 en ligne avec les objectifs « post Piketty » et lui permettrait de respecter à

cette date les engagements correspondants, notamment le rétablissement de l'alimentation sous 5 jours, en cas d'événement climatique majeur.

Il est intéressant de noter que les dépenses de sécurisation ont été, dans le cas du réseau de transport, écartée par la CRE du calcul des charges « maîtrisables » dans le cadre du mécanisme d'incitation à une meilleure productivité.

Une telle disposition n'a pas été introduite dans le cas du réseau de distribution mais devrait à notre avis l'être.

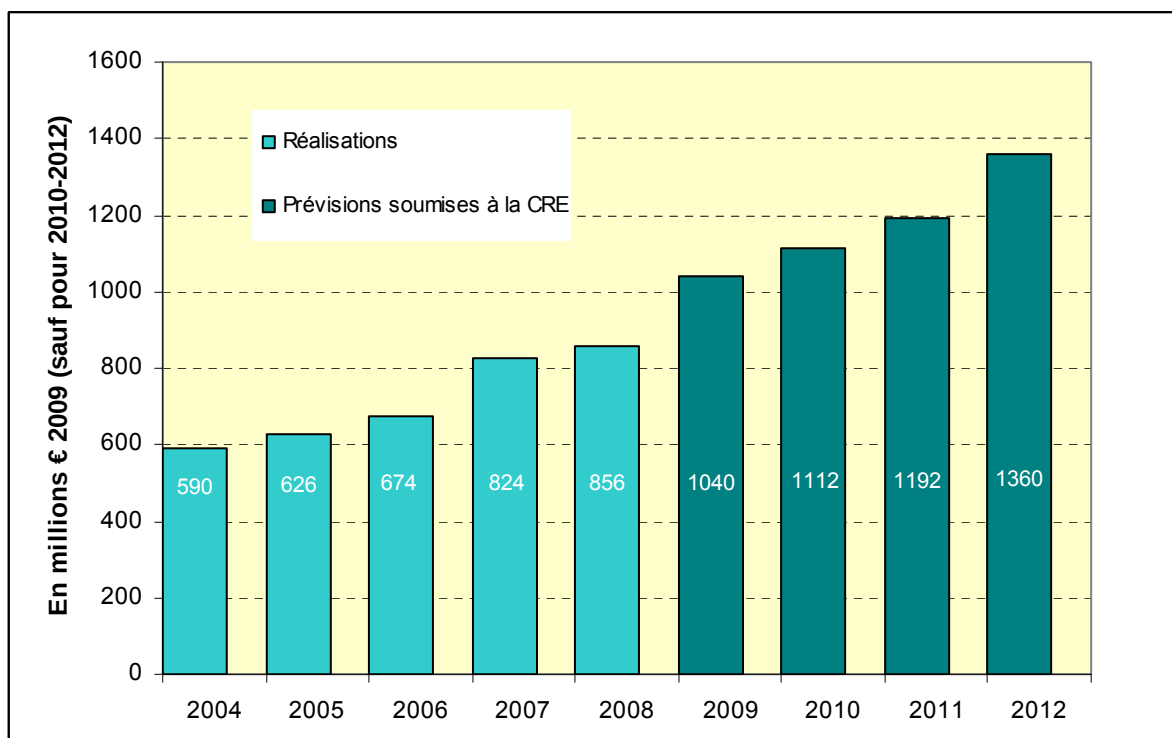


Figure 40 : Trajectoire des investissements sur le réseau de transport.

Sources : Données RTE et CRE retraitées.

4.6 La tempête Klaus

La tempête Klaus du 24 janvier 2009 a servi de révélateur à une situation qui s'était progressivement détériorée sur le réseau de distribution. Elle conduit à s'interroger sur l'évolution des priorités qui, depuis les tempêtes de 1999, avait, de façon relativement subreptice, conduit à donner la primauté aux objectifs de qualité sur ceux de sécurisation.

4.6.1 Rappel des faits

Un document intitulé « bilan de la tempête Klaus » a été publié par l'ERDF et le lecteur pourra s'y référer²⁶.

Après avoir causé de sérieux dommages en Espagne, la tempête Klaus a balayé l'ensemble des départements du grand Sud-ouest à partir de la deuxième moitié de la nuit du 23 au 24 janvier et pendant toute la journée du 24 janvier.

Selon Météo-France, l'intensité exceptionnelle de la tempête Klaus était comparable à celle des deux tempêtes de décembre 1999. Les vents ont en effet atteint des niveaux comparables à ceux de la

²⁶ Document accessible notamment à l'adresse

http://www.energie2007.fr/images/upload/bilan_erdf_tempete_klaus_mars_2009.pdf

deuxième tempête de décembre 1999 (Martin) qui avait frappé le sud du pays et au cours de laquelle des rafales de 175 à 198 km/h avaient été observées à Saint-Denis d'Oléron.

Le 24 janvier 2009, les rafales ont fréquemment et largement dépassé 130 km/h dans l'intérieur des terres : 161 km/h à Bordeaux, 150 km/h à Saint-Félix du Lauragais. D'après les informations de Météo France, ces rafales ont approché 170 km/h sur les côtes Atlantiques et dépassé 190 km/h sur le littoral Méditerranéen de l'Aude et des Pyrénées Orientales. Localement, de nombreux records ont été battus (Figure 21).

La tempête a fait 31 victimes dont 12 en France et occasionné des dégâts estimés à 1.5 Mds € notamment aux massifs forestiers et aux réseaux téléphoniques et électriques.

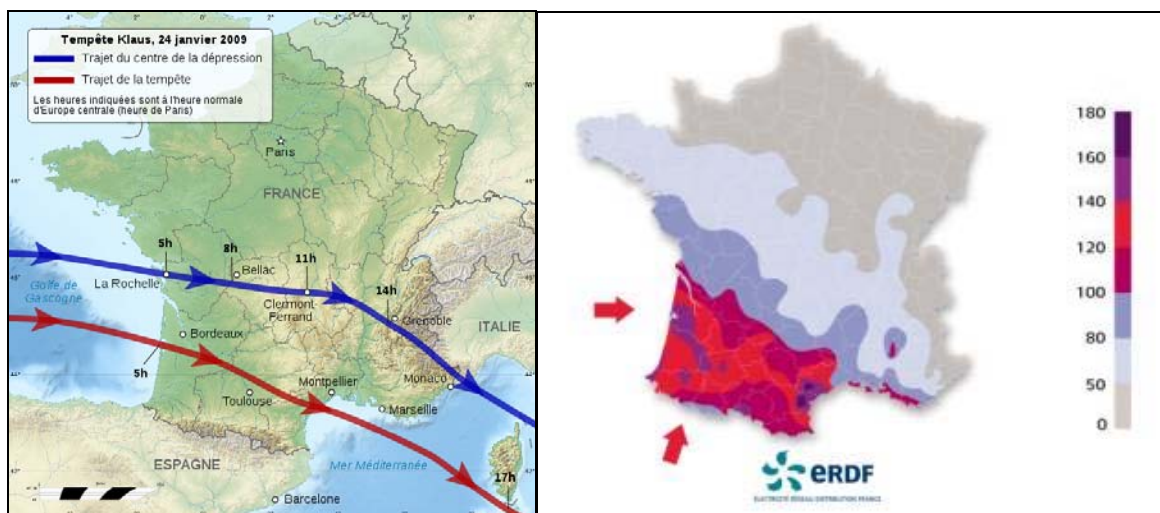


Figure 41 : Cartes montrant le trajet de la tempête Klaus ainsi que la vitesse des vents enregistrés dans la journée du 24 janvier.
 Source : Document ERDF

4.6.2 Impact sur la desserte en électricité

La tempête Klaus a occasionné de très nombreux dégâts au réseau électrique, principalement HTA, privant d'électricité dans la journée du 24 janvier, 1 700 000 foyers répartis sur 21 départements du grand Sud Ouest (Figure 42)

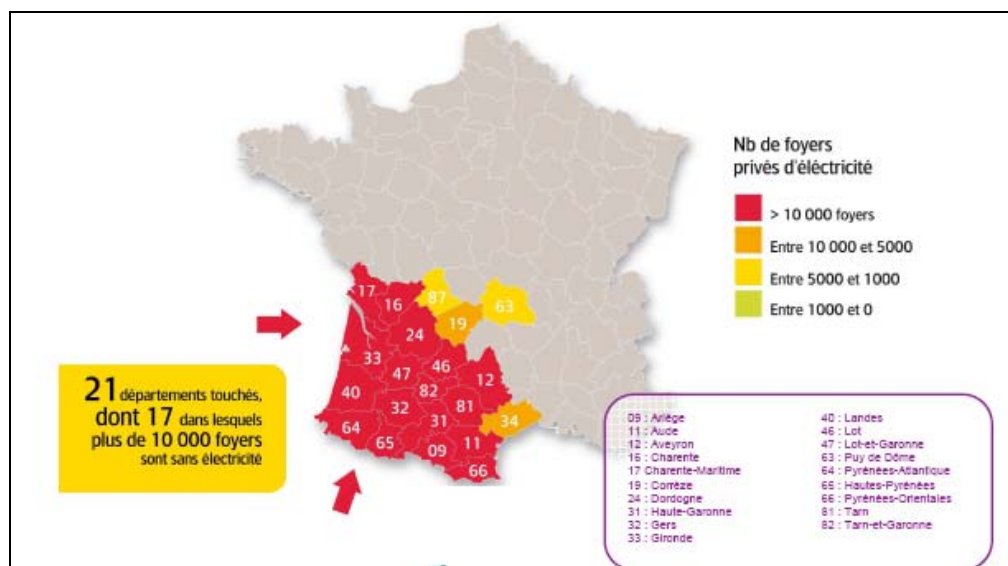


Figure 42 : Répartition des foyers privés d'électricité lors de la tempête Klaus – Source : Document ERDF

4.6.3 La réalimentation des clients et la réaction des populations

ERDF a mobilisé face à l'événement de très gros moyens et notamment sa force d'intervention rapide (FIRE) composée d'équipes issues de toutes les régions de France et de la Martinique pour venir en aide aux agents ERDF du Sud-Ouest. Ces effectifs au nombre de 3 900 ont été renforcés par l'appui de 2 400 salariés d'entreprises spécialisées et le soutien de 300 électriciens venus d'Angleterre, d'Allemagne et du Portugal (Figure 43).

Au total ce sont 6 600 personnes qui ont travaillé pour rétablir au plus vite le plus grand nombre de clients privés d'électricité depuis la nuit du 24 janvier 2009. Les moyens humains se sont particulièrement concentrés dans les Landes (Figure 43).

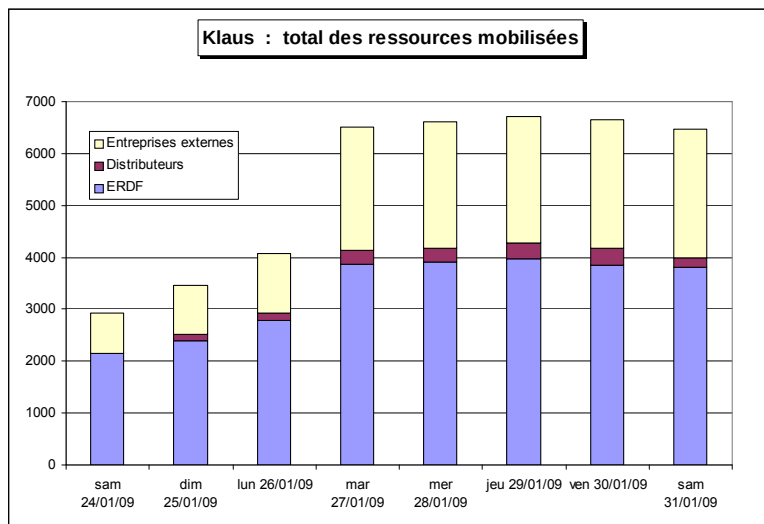


Figure 43 : Moyens humains mobilisés par ERDF face à la tempête Klaus.
Source : Document ERDF

Cette forte mobilisation de moyens, malgré les réserves formulées au § 3.3.5, a permis de rétablir la situation sensiblement plus rapidement qu'en 1999, lors de la tempête Martin (Figure 44).

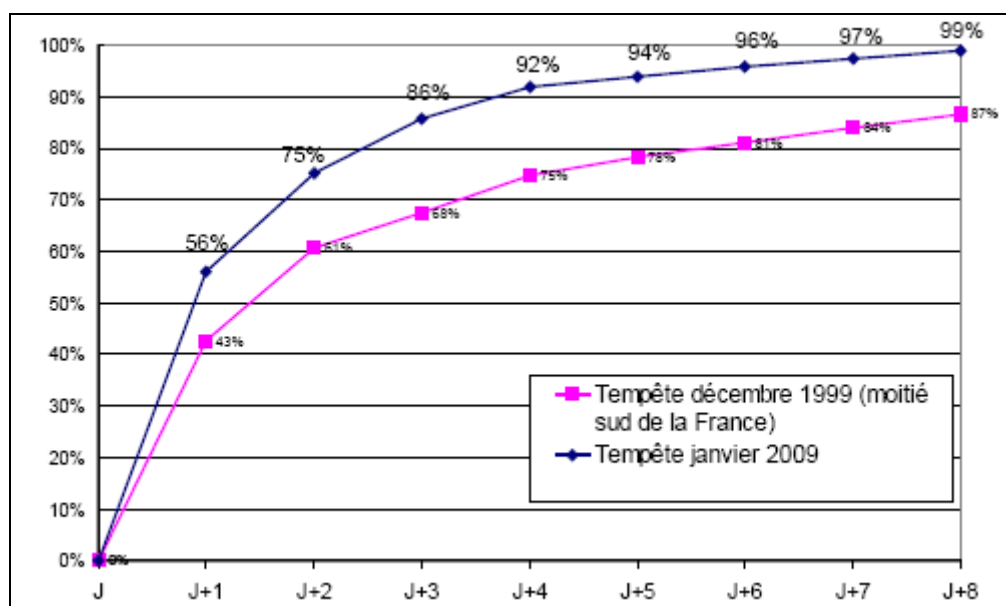


Figure 44 : Chronique de rétablissement de la clientèle à l'issue de la tempête Klaus.
Source : Document ERDF

Malgré l'importance des moyens et des efforts déployés et l'existence de résultats tangibles quant à leur efficacité, les populations locales ont assez mal vécu cette privation d'électricité pendant parfois plusieurs jours. Il faut y voir sans doute la combinaison de plusieurs facteurs :

- un signe des temps avec des populations habituées au confort et moins enclines à supporter des privations,
- une perception du caractère vital de l'électricité plus forte qu'en 1999
- une tendance des populations à être moins indulgentes vis-à-vis d'une organisation nouvelle dont le statut a fortement évolué.

Cet aspect des choses ne doit pas être négligé. Il doit conduire à porter plus d'attention qu'il y a 10 ans à la continuité de l'alimentation électrique quelles que soient les circonstances climatiques et donc à redonner davantage d'importance à la robustesse du réseau face aux événements exceptionnels.

Il faut aussi se poser la question, déjà évoquée au § 3.3.5 de savoir si, avec des moyens de l'ampleur de ceux qui ont été mobilisés, il aurait été possible de faire mieux, par une meilleure préparation et par une meilleure coordination des interventions. Ces aspects organisationnels, quasi-indépendants de l'effort d'investissement, figurent à coup sûr parmi les enseignements à tirer de la tempête de 2009.

4.6.4 Nature et origine des dégâts

Le tableau 14 compare les dégâts occasionnés par la tempête Klaus à ceux constatés lors des deux tempêtes de 1999.

Tableau 14 : Comparatif entre les dégâts constatés en 2009 et ceux subis en 1999.
Source : ERDF

	déc-99	janv-09
Nombre de territoires concernés	87	16
Nombre de clients coupés	4 000 000	1 700 000
km ruinés ou endommagés en HTA	6 038	981
km HTA ruinés	1 996	488
km HTA endommagés	4 042	493
Nombre de supports HTA cassés	21 646	3 671

Les dégâts subis ont été de natures très diverses : allant de quelques armements à remplacer à des ruptures de conducteur et à des lignes entièrement ruinées. La figure 45 illustre quelques uns des désordres constatés.

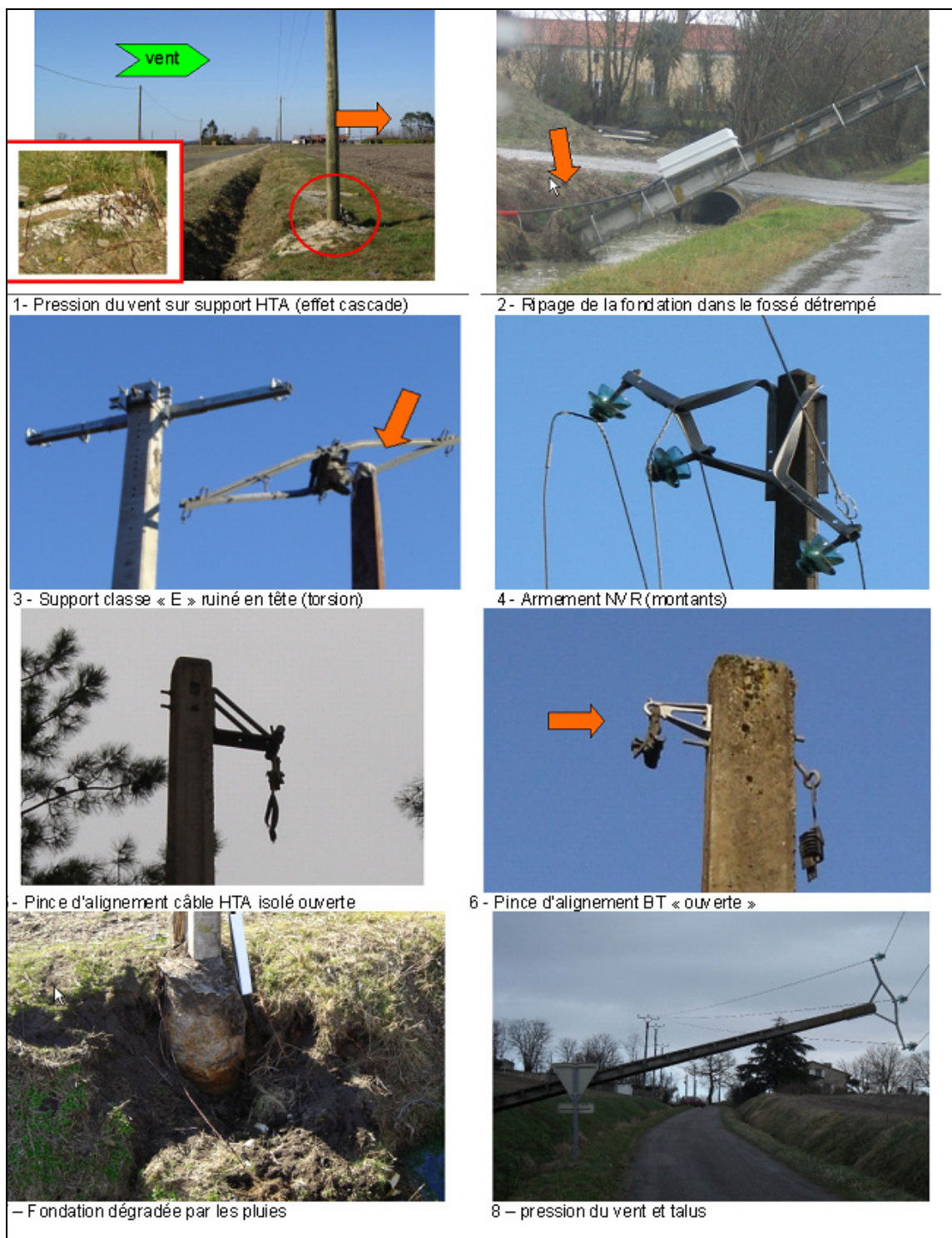


Figure 45 : Exemples de dégâts constatés après le passage de la tempête Klaus – Source : Documents ERDF

L'origine des dégâts est très majoritairement à rechercher du côté du réseau de distribution. Le réseau de transport a plutôt bien résisté et selon le RTE, sur les 80 GWh non distribués lors de la tempête Klaus, 9 seulement, soit 11%, peuvent être imputés à des défaillances du réseau de transport (contre 111 GWh sur un total de 415 lors des tempêtes de 1999). A périmètre égal, le RTE considère que la tempête Klaus a mis hors tension deux fois moins de lignes HT et THT et trois fois moins de postes qu'en 1999. Sans doute peut-on voir dans ces chiffres le résultat des actions de sécurisation menées par le réseau de transport depuis 1999 qui, sans atteindre le niveau préconisé, s'en sont davantage rapprochées que celles menées par les réseaux de distribution.

En se concentrant sur le réseau de distribution, il apparaît que les incidents survenus ont été à 65% la conséquence de chutes d'arbres, ce pourcentage montant à 75% dans les Landes (Figure 46).

Cette constatation souligne, s'il en était besoin, l'importance du facteur « enfouissement » dans une politique de sécurisation.

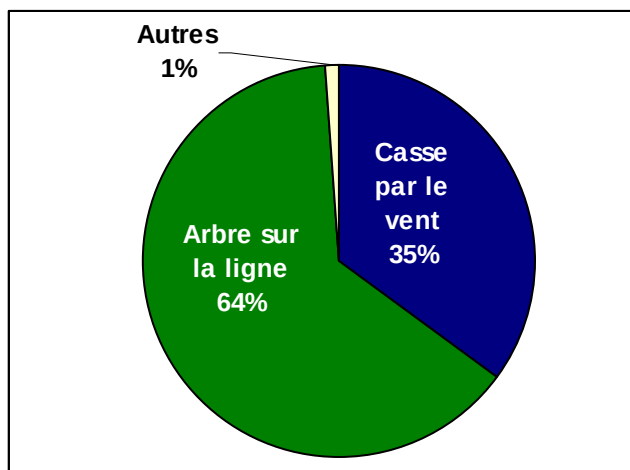


Figure 46 : Origine des incidents HTA lors de la tempête Klaus.
Données ERDF

Une enquête a été menée par ERDF dans les Landes et en Gironde afin d'examiner le comportement mécanique d'un échantillon d'ouvrages. On en résume ci-après quelques conclusions.

Les sols détrempés par les pluies diluviennes ont fragilisé l'assise des arbres et des supports. Les supports sont tombés ou se sont brisés sous l'impact des arbres mais rarement sous l'effet du vent seul. Les supports HTA en bois (prédominants en Gironde) ont bien résisté mais les supports HTA béton (prédominants dans les Landes), tout particulièrement les supports d'alignement, ont beaucoup souffert. Beaucoup de supports se sont renversés dans des fossés creusés, parfois profondément, à une proximité excessive.

Les armements ont globalement joué leur rôle de fusible, préservant le plus souvent ainsi les supports. Les armements ont amorti les effets des chutes des arbres sur les portées parfois longues. Pour les lignes de fortes sections l'armement joue bien ce rôle de fusible (ruine : 80% les armements, 20% les poteaux). En revanche, pour les faibles sections, notamment le cuivre, c'est le conducteur qui joue le rôle de fusible (ruine : 80% les conducteurs, 20% les armements).

L'efficacité des DAC (dispositifs à allongement contrôlé) n'a pas été démontrée sur la zone auditée dans le cas d'impact d'un arbre sur la ligne. Ils ne sont pas adaptés pour « réagir » à des efforts dynamiques : les armements intermédiaires des portées adjacentes sont pliés alors que le DAC n'a pas fonctionné.

Sur le réseau BT, aucune ruine n'a été constatée par effet direct du vent. Les supports ont dans l'ensemble bien résisté. Les lignes à fil nu de faible section ont joué le rôle de fusibles. Par contre, les fils torsadés isolés ont bien résisté et, en cas d'ouverture de la pince d'alignement les rattachant au support, l'isolation a en règle générale été préservée.

En ce qui concerne les dispositions techniques prescrites par l'arrêté technique du 17 mai 2001, ERDF estime, à ce stade des investigations, qu'il n'y a pas lieu de revoir l'article 13 relatif à la résistance mécanique des ouvrages mais appelle l'attention sur l'insuffisance de l'article 26 § 5 relatif aux visites des lignes aériennes en conducteurs nus.

Ces dispositions sont appliquées mais elles s'avèrent insuffisantes dans le cas d'une tempête de l'ampleur de Klaus et pour les pins des Landes. Les élagages ne sont jamais réalisés pour protéger les réseaux de l'éventualité d'une chute d'arbres pouvant mesurer 30 à 40 m de haut. La notion d'arbre susceptible de tomber sur les ouvrages, telle qu'elle est prévue dans l'arrêté technique de 2001, est relative aux arbres morts ou en voie de dépérissement mais n'englobe pas les arbres sains pouvant être déracinés en cas de forte tempête. L'élagage aux normes en vigueur (NFC11201) reste bien entendu à réaliser (les conséquences des chutes de branches sont en particulier ainsi limitées). Par ailleurs, ERDF souhaiterait que soient rappelés aux propriétaires des parcelles sur lesquelles le réseau aérien peut être installé :

- l'obligation d'autoriser ERDF à réaliser cet élagage,
- le risque que présente la plantation des arbres à pousse rapide dans le layon réglementaire.

Pour notre part, nous craignons, comme déjà indiqué, que l'élagage ne soit un combat sans fin et de plus en plus difficile. La solution à terme passe nécessairement par un enfouissement des lignes ou, à défaut, dans le cas de la BT, par un remplacement des fils nus par des fils isolés torsadés.

4.6.5 Mission confiée aux Conseil Général de l'Environnement et du Développement Durable et au Conseil général de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies

Les considérations qui précèdent résultent essentiellement des analyses, encore provisoires effectuées par ERDF. Par lettre 27 avril 2009, le Ministre d'Etat chargé de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire a demandé au Conseil Général de l'Environnement et du Développement Durable et au Conseil général de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies d'établir un rapport conjoint, tirant les enseignements de la tempête Klaus, afin de déterminer quelles mesures de nature technique, économiques ou financières étaient de nature à assurer une meilleure sécurisation des réseaux face aux événements climatiques majeurs.

A la date d'achèvement de la présente étude, les conclusions des Conseils Généraux ne sont pas encore connues. Cependant des contacts ont été noués avec les chargés de mission afin de procéder à un échange d'informations.

L'existence même de cette mission est un facteur important dans la mesure où elle redonne de l'actualité à la notion de sécurisation des réseaux dont l'importance semblait s'être progressivement estompée au fil des ans dans les sphères décisionnelles.

4.7 Conclusions sur les tempêtes de la dernière décennie et les mesures qui s'en sont suivies

[1] Les tempêtes Lothar et Martin avaient en fin d'année 1999 privé d'électricité quelques 4 millions de foyers, parfois pour de nombreux jours. L'impact sur l'opinion avait été très fort et avait entraîné une mobilisation immédiate des Pouvoirs Publics. Le Conseil Général des Mines avait été missionné dès le 17 janvier 2000 afin de déterminer les mesures à prendre pour assurer la sécurisation des réseaux électriques face aux événements climatiques majeurs.

[2] Il s'en est suivi deux rapports, dénommés « rapports Piketty » qui ont inspiré l'accord « Réseaux électriques et environnement » 2001-2003. De façon très résumée, ces documents :

- prenaient comme hypothèse que les tempêtes de 1999 avaient une probabilité de retour de 1/4 tous les 15 à 30 ans
- jetaient les bases d'un programme de sécurisation prioritairement axé sur le renforcement du réseau de transport et sur celui du réseau MT,
- estimaient qu'un tel programme pouvait être mené à bien moyennant un effort d'investissement de sécurisation supplémentaire de 525 M€ par an (actualisés en €2009), à répartir en 1/4 sur le réseau de transport ; 1/2 sur le réseau MT et 1/4 sur le réseau BT,
- les objectifs de réalisation suivants étaient posés :
 - o 6 000 km/an de dépose de fils aériens HTA et de remplacement par lignes enfouies,
 - o parmi lesquels 2 000 km d'ossatures aériennes MT en zones boisées
 - o 8000 km/an de dépose de fils nus BT, remplacés préférentiellement par des fils isolés torsadés.

[3] Il ne paraît pas sûr, au vu de tous les événements climatiques majeurs recensés en Europe occidentale depuis 10 ans que les tempêtes de 1999 seraient encore aujourd'hui qualifiées d'événement « centennal ».

[4] Le réseau de transport a dans l'ensemble suivi la trace ouverte par les rapports Piketty et, malgré un retard initial dans ses investissements, est aujourd'hui en passe de le rattraper et d'atteindre en 2017 le niveau de robustesse face aux événements climatiques qui lui a été demandé par instruction ministérielle du 15 janvier 2002. La bonne résistance du réseau de transport à la tempête Klaus de 2009 rend crédible cette affirmation. Les investissements de sécurisation, sortis par la CRE du calcul des dépenses maîtrisables sur lesquelles l'opérateur doit faire un effort d'économie, se trouvent en outre consolidées par le nouveau mécanisme du TURPE 3.

[5] Les réseaux de distribution se sont par contre fortement écartés de la trajectoire prévue.

- dans les documents postérieurs à 2002 encadrant son fonctionnement : contrat de service public de 2005, plan aléas climatiques de 2006, décret et arrêté de 2007 relatifs aux niveaux de qualité des réseaux de transport et de distribution et plus récemment, délibération de la CRE sur le TURPE 3, la notion de « sécurisation face aux événements climatiques majeurs » a perdu progressivement de son importance au profit de celle de « qualité des fournitures » qui correspond en fait à la qualité courante, en faisant abstraction des événements exceptionnels. Pourtant, dès le mois de mai 2000, le rapport du Conseil Général des Mines soulignait qu'il n'y avait pas de justification à considérer comme des événements exceptionnels des coupures affectant 100 000 abonnés.
- Le niveau des investissements « délibérés » qui inclut les investissements de qualité et en particulier ceux de sécurisation, après avoir connu un pic « symbolique » en 2001, ont chuté de façon considérable jusqu'en 2004 inclus (réduction de 70% en 12 ans) et il est vraisemblable que les investissements « qualité » ont suivi la même évolution. Les investissements de sécurisation recensés en 2007 ou 2008, se situent aux environs de 160 M€/an, d'un rythme par conséquent à peine supérieur à celui antérieur aux tempêtes de 1999 et très inférieur à celui qui s'était dégagé des conclusions des rapports du Conseil général des Mines (525 M€/an sur 15 ans). Le plan Aléas Climatiques de 2006 vise à remonter ces investissements au niveau de 230 M€ par an (242 M€2009), ce qui demeure très en deçà des conclusions titrées des tempêtes de 1999.
- Faute d'investissements à la hauteur prévue, les réalisations n'ont pas suivies. Le rythme de dépose des sections jugées vulnérables est grosso modo égal à la moitié de celui préconisé au début des années 2000 mais proche, il est vrai, du plan aléas climatiques de 2006.
- Un point très positif réside cependant dans le respect strict des engagements pris pour les extensions de réseau en matière d'enfouissement et de sécurisation en général, aussi bien en HTA qu'en BT puisque 96% des lignes HTA créées se font à présent en souterrain et 78% des lignes BT, en technique souterraine ou discrète.

[6] La tempête Klaus du 24 janvier 2009 qui a affecté 1.7 millions de foyers dans le grand Sud-ouest de la France est apparue comme un révélateur de cette situation et doit ramener le curseur davantage en direction de la sécurisation des réseaux que de la qualité courante.

Cet événement exceptionnel, comparable à la tempête Martin de 1999, a essentiellement démontré la vulnérabilité des réseaux HTA aériens, principalement en zone boisée. A la différence des tempêtes de 1999, il ne semble pas justifier à ce jour de refonte significative des règlements techniques mais constitue un argument majeur pour que soit rouvert le dossier de la sécurisation des réseaux. Tel est le sens qui peut être donnée à la mission confiée le 27 avril 2009 par le Ministre d'Etat chargé de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire au Conseil Général de l'Environnement et du Développement Durable et au Conseil général de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies, mission dont les conclusions devraient être rendues disponibles d'ici la fin de l'année 2009.

[7] Un renversement de tendance dans les niveaux d'investissement a été amorcé à partir de 2005, en France comme en Allemagne. Ce renversement devrait s'accélérer à la faveur des dispositions adoptées en août 2009 pour le TURPE 3. Mais il est fragile et surtout insuffisant. Des politiques alternatives plus ambitieuses sont à explorer et tel est l'objet du chapitre qui suit.

[8] Les investissements ne régleront pas tout, pas plus que l'importance des moyens pouvant être mobilisés en cas de circonstances exceptionnelles. La tempête Klaus a montré que les organisations pouvaient être améliorées, par une meilleure coordination entre ERDF et les autorités organisatrices et par une anticipation des phénomènes impliquant un positionnement préalable de certains moyens, une préparation des équipes, une coordination de leurs rôles et une répartition des pouvoirs de décision ne délaissant pas le niveau local.

5. QUELLE POLITIQUE POUR L'AVENIR ?

La situation décrite dans les chapitres qui précèdent appelle des réponses politiques, financières et techniques. Le statu quo est inconcevable et serait contraire à la politique de développement durable et au principe de précaution, en faisant courir à une fraction importante de la population des risques qui vont bien au-delà du désagrément occasionnel que peut occasionner une coupure passagère.

Nous envisageons dans ce chapitre trois politiques, sachant qu'il faudrait davantage de temps et de moyens pour décrire et chiffrer avec précision les stratégies alternatives à la stratégie actuelle.

5.1. La stratégie actuelle

La stratégie actuelle correspond à la stratégie sous-jacente à la formation des nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité approuvés pour une durée de 4 ans à compter du 1^{er} août 2009. C'est une stratégie de poursuite et d'accélération de la relance des investissements amorcée à partir de 2005.

Selon les données soumises à la CRE, la trajectoire d'investissements jusqu'à 2012 serait celle du tableau 15.

Elle intègre, à partir de 2012, le début du développement du programme AMM de compteurs électroniques communicants, pour lequel une opération pilote, portant sur 300 000 compteurs, a été engagée dans les régions de Lyon et de Tours.

En M€2009	Investissements ERDF
2003	1 812.1
2004	1 619.3
2005	1 645.9
2006	1 752.1
2007	1 770.8
2008	1 949.7
Turpe 3 année 1	2 588.0
Turpe 3 année 2	2 732.0
Turpe 3 année 3	2 786.0
Turpe 3 année 4	3 770.0

Tableau 15 : Stratégie d'investissements ERDF sous-jacente au TURPE 3.

Sources : ERDF et CRE

Replacée dans un cadre pluriannuel plus large, et en tenant compte de la date d'entrée en vigueur du TURPE 3, la Direction d'ERDF pense que cette stratégie pourrait conduire jusqu'en 2020 à l'évolution décrite par la figure 47.

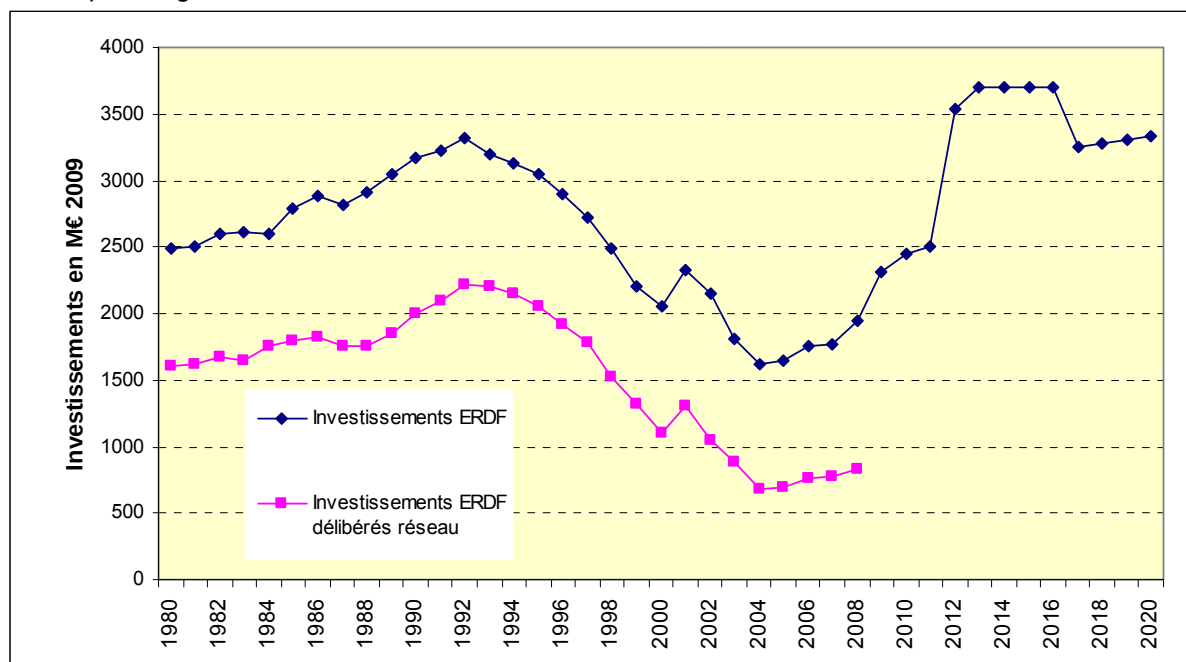


Figure 47 : Trajectoire d'investissements cohérente avec le TURPE 3 mais non financée au-delà.

Source : Données ERDF retraitées

Cette stratégie appelle plusieurs remarques :

- Elle n'est pas financée au-delà de l'expiration du TURPE 3 (fin juillet 2013) et suppose que la capacité de financement suffisante sera laissée à ERDF par son actionnaire (problème du dividende qui sort du champ de la présente étude),
- Elle ne s'inscrit pas dans une vision à long terme claire. ERDF est parvenu au travers du TURPE 3 à faire reconnaître le principe de la nécessité d'une reprise des investissements sur le réseau de distribution mais sans que des objectifs à long terme de remise à niveau du réseau aient été préalablement définis.
- Il est en conséquence impossible de dire ce que sera la trajectoire des investissements délibérés. Ceux-ci vont se trouver mis « en concurrence » avec de nouvelles formes d'investissements : celui des compteurs électroniques communicants et ceux des raccordements des sources d'énergie décentralisées, photovoltaïques notamment, dont ERDF doit financer, à partir du tarif, le taux de réfaction, soit 40%. Il nous semble dans ces conditions peu probable, toutes choses égales par ailleurs, que le niveau des investissements délibérés puisse remonter significativement au-delà de 1 000 M€ par an.
- Quant aux investissements de qualité et de sécurisation, on sait seulement que la trajectoire d'investissements intègre, pendant la durée du TURPE 3, les efforts de sécurisation prévus pendant 10 ans par le plan aléas climatiques de 2006 (230 M€/an en €2006 soit 242 M€/an en €2009). Mais il a été établi au chapitre précédent que ce plan ne correspondait qu'à une faible accélération du programme de sécurisation des toutes dernières années et s'écartait dans un rapport de plus 1 à 2 des préconisations résultant des études menées après la tempête de 1999. Cela veut dire, en ordre de grandeur et sous réserve d'une appréciation plus précise que pourrait donner ERDF, que le réseau ne serait pas remis en état pleinement satisfaisant avant 25 ans environ.
- Revenant sur le programme de compteurs électroniques communicants dont le montant total pourrait approcher 5 Mds €, il n'y a pas lieu de mettre en cause l'opportunité de ce programme, sur lequel la France est déjà en retard par rapport à d'autres pays. La sécurisation du réseau ne doit pas se faire à ses dépens. Indépendamment des services que les nouveaux compteurs apporteront aux usagers pour la maîtrise de leurs consommations et qui contribueront à une meilleure utilisation des réseaux et donc à une diminution des risques de défaillance, le système AMM apportera d'ailleurs une contribution directe à la sécurisation des réseaux grâce à son système de communication qui permettra de faire remonter des informations précises sur la situation exacte des réseaux et sur l'importance et la localisation des défauts²⁷.

Trois remarques peuvent cependant être faites :

- o Il ne faut pas que ce programme fasse, dans les fonctionnalités des compteurs, double emploi avec les « energy box » que les fournisseurs d'électricité proposeront à leurs clients, sous peine de générer un surinvestissement grevant d'autant les ressources disponibles pour la sécurisation,
- o Le système de communication mis en place pour la remontée des informations sur la situation des réseaux devra rester opérationnel, même en cas d'incident majeur, situations pendant lesquelles les réseaux grand public (GSM ou 3G) risquent d'être saturés. Le recours à la solution GPRS reposant sur le réseau GSM ne nous semble pas présenter cette garantie et des solutions sécurisées (type TETRA, utilisant des fréquences allouées) devraient envisagées, de même que devra être traité celui de la fiabilisation des transmissions sur grandes distances, les fibres supportées par le réseau de transport pouvant être mises hors d'état de fonctionnement
- o L'introduction massive de l'électronique ne doit pas générer de nouveaux risques et en particulier **il faut prendre avec le plus grand sérieux le risque de cyber-attaque** qui

²⁷ Il ne serait pas au demeurant surprenant que le système AMM révèle des taux de défaillances sur les réseaux BT supérieurs à ceux qui sont aujourd'hui enregistrés, par un phénomène de remise en ordre des statistiques comparable à celui qui a fait remonter dans les statistiques le taux cumulé de coupures annuelles de 15 à 20 minutes en Allemagne.

peut prendre différentes formes (dénier de service tout particulièrement). Il n'existe pas de parade absolue contre ce type de risque mais des méthodes, des outils et des solutions commencent à émerger sur le marché. ERDF a pris la mesure de risque et il ne faudra pas exister à brider les facultés de communication des compteurs si des dispositifs de cyber-sécurisation présentant les garanties nécessaires ne peuvent être mis en place.

- S'agissant des raccordements de sources d'énergies renouvelables et décentralisées, on doit s'interroger sur la croissance très rapide des demandes de raccordement d'installations photovoltaïques auxquelles ERDF ne parvient à faire face qu'avec peine. Doit-on pérenniser un système de rachat des kWh produits extrêmement incitatif, qui rend artificiellement compétitives des technologies existantes et maîtrisées (au silicium), dont les prix de revient du kWh sont de 10 fois supérieurs à celui du marché, alors que l'avenir appartiendra très certainement à d'autres technologies, telles que les couches minces, que le système actuel ne contribue pas à spécifiquement développer ? Au regard du problème climatique, sans mettre en cause les potentialités prometteuses de la filière photovoltaïque, il faut garder présent à l'esprit que la sécurisation du réseau est une mesure « d'adaptation » tout aussi respectable et nécessaire que la « mitigation » des émissions de CO₂ que permettent, à une échelle actuellement très modeste, les installations photovoltaïques.

5.2. Une stratégie de cohérence

La seule stratégie cohérente consisterait à aligner la stratégie de sécurisation du réseau de distribution sur celle suivie par le réseau de transport, de façon à parvenir à la même date à un ensemble présentant des niveaux de sécurisation homogènes. C'était d'ailleurs la philosophie des rapports Piketty des années 2000 et 2001 et qui préconisait un effort de sécurisation supplémentaire de 450 M€/an sur 15 ans, répartis à raison de 1/4 sur le réseau de transport et 3/4 sur le réseau de distribution.

Le réseau de transport a pris du retard mais se fait fort de le rattraper et d'atteindre l'objectif de sécurisation visé à fin 2017 au prix d'une enveloppe globale actualisée à 2.4 Mds €.

Le réseau de distribution a pris davantage de retard. Peut-il également le rattraper ? L'objectif est ambitieux mais n'est pas hors de portée.

Il faudrait approfondir le contenu à donner à un tel « crash programme » mais il devrait à l'évidence être axé sur la mise à niveau à fin 2017 du réseau HTA. Des travaux menés en 2000 et 2001 et des données du Plan Aléas Climatiques de 2006 (tableaux 9, 10 et 11), il nous semble que l'objectif pourrait être de déposer d'ici fin 2017, 60 000 km de plus de lignes HTA aériennes, s'ajoutant aux 33 000 km inclus dans le PAC 2006 et incluant, notamment, toutes les lignes d'ossatures à risque.

A cela s'ajouteraient la réalisation des postes sources jugés souhaitables, l'achèvement du programme d'automatisation et diverses améliorations techniques et notamment celles liées à l'accroissement du linéaire souterrain (problème des courants capacitifs et du régime de neutre).

Une simulation effectuée sur la période 2009-2017²⁸ montre qu'en 2017, le taux d'enfouissement du réseau HTA atteindrait 57.2 % contre 46.4% dans le scénario de référence.

Il conviendrait également de sécuriser le réseau BT et en particulier d'achever le traitement d'ici fin 2017 des 108 000 km de fils nus qui, au rythme actuel, repris dans le scénario de référence, ne disparaîtront qu'à l'horizon 2033.

Le coût supplémentaire nous semble se situer, compte tenu des progrès de productivité possibles grâce à un programme massif de traitement des lignes HTA, aux environs de 8 Mds € (valeur 2009) répartis sur 8 ans (2010-2017), soit 1 Md € par an.

Admettant que le financement soit assuré par ERDF dans son intégralité, cela voudrait dire que les investissements « délibérés » passeraient de 1 Md € à 2 Md €/an. Ils resteraient ainsi inférieurs au pic

²⁸ Simulation effectuée en extrapolant la croissance du linéaire totale du réseau sur la base de la tendance moyenne 2000-2008, et supposant que 96% des nouvelles lignes HTA sont réalisées en souterrain.

historique de 1992 (2 215 M€ environ en €2009). Rapportés à la valeur de remplacement actuelle des réseaux (prise pour 75 Mds €), ils représenteraient seulement 2.7% et au plus 3.2% si l'on tient compte des investissements réalisés par les autorités organisatrices. On ne situerait pas ainsi très au dessus du rythme de 2.5% par an correspondant à un renouvellement du réseau en 40 ans, l'écart correspondant au nécessaire rattrapage en matière de sécurisation.

Sur la plan de la collectivité nationale, un tel programme serait générateur d'emplois, très peu délocalisables, et s'inscrirait parfaitement dans l'optique d'une relance par les investissements, dans un domaine où l'industrie française est parfaitement à même de répondre aux besoins.

Un tel plan est donc possible et à bien des égards souhaitables. Il est clair qu'il exige une préparation, consistant en la définition précise des investissements à retenir, leur chiffrage, la définition de leur degré de priorité respectif en tenant compte des spécificités locales. Tout ceci ne s'improvise pas et les conditions ne sont pas réunies pour le lancement immédiat d'un tel programme. Mais les choses peuvent aller vite si la volonté politique existe et si les financements peuvent être mobilisés. Inversement, il serait sans doute peu souhaitable, sur le plan industriel, que plan s'arrête brutalement à fin 2017. Un lissage des courbes, aux deux extrémités, est donc nécessaire ou souhaitable. Il peut s'ensuivre un certain décalage dans les échéanciers mais l'essentiel devrait être préservé.

5.3. Une stratégie de doublement des efforts

Entre la stratégie « de référence » et la stratégie « de cohérence », tous les intermédiaires sont envisageables. Si les ressources mobilisables, ou si les contraintes sur le prix de l'électricité, conduisaient à étaler le scénario « de cohérence », il nous semble que le minimum à viser serait le doublement de l'effort de sécurisation (230 M€/an en €2006) tel qu'il a été retenu par le plan Aléas Climatiques. Cela veut dire un accroissement de l'effort d'investissements d'environ 10% des investissements totaux d'ERDF afin de parvenir à un horizon de l'ordre de 2025 à une situation assainie.

Au point de passage de fin 2017, la simulation effectuée donne un taux moyen d'enfouissement du réseau HTA de 51.2% et un kilométrage de fils nus subsistant de 33 000 km.

5.4. Conclusions sur les scénarios proposés

[1] Trois scénarios sont envisagés (Figures 48 et 49) :

- le premier, dit de « référence », correspond à la trajectoire d'investissements sous-jacente au TURPE 3 et est basé sur les projections du Plan Aléas Climatiques de 2006 (242 M€ d'investissements par an, en €2009). Un tel scénario ne comporte qu'une faible accélération par rapport au rythme d'investissements constaté au cours des toutes dernières années. Il conduit à une remise en ordre du réseau à un horizon de l'ordre de 25 ans ce qui paraît lointain et risqué.
- Le deuxième est le scénario dit « de cohérence » consistant à mettre en harmonie le rythme des investissements sur le réseau de distribution avec celui engagé sur le réseau de transport afin de parvenir à une remise à niveau des deux réseaux, avec parité de qualité et de robustesse, à fin 2017. L'effort d'investissement correspondant est de l'ordre de 1 Md € par an pendant 8 ans (en €2009). Cet effort, à première vue considérable, l'est beaucoup moins si on le compare à quelques ratios tirés du passé ou au montant des investissements nécessaires pour parvenir, en régime, à un renouvellement régulier des ouvrages sur un cycle de 40 ans.
- Le troisième scénario est un scénario intermédiaire qui correspondrait au doublement des efforts prévus par le Plan Aléas Climatiques 2009.

[2] Dans chacun des deux scénarios alternatifs au scénario de référence, la priorité devrait être donnée au renforcement du réseau HTA et à sa mise en souterrain dans une proportion significativement plus importante qu'aujourd'hui, bien que loin d'être intégrale, afin de prévenir le retour d'incidents majeurs comme ceux ayant résulté de la tempête Klaus. Après que les rapports Piketty ont mis l'accent sur le renforcement du réseau HTB et que ce renforcement est en passe d'être réalisé à fin 2017, il est impératif de mettre l'accent sur la deuxième composante qui avait été identifiée à l'époque, le renforcement du réseau HTA, et d'en faire une véritable priorité nationale.

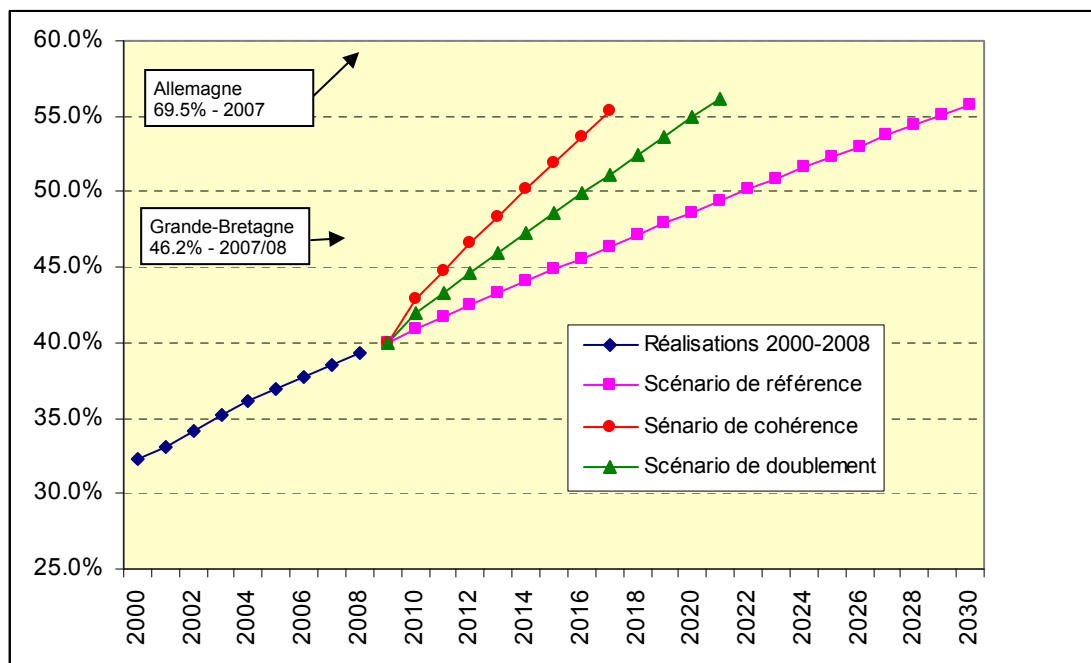


Figure 48 : Evolution du taux d'enfouissement du réseau HTA dans divers scénarios

[3] La priorité donnée au HTA ne doit pas conduire à faire du réseau BT un «parent pauvre». Pour les raisons précédemment explicitées, les moyennes nationales ne reflètent pas correctement l'importance que revêt le réseau BT. Il faut en particulier en finir avec le réseau à fils nus, héritage d'une autre époque. Les tronçons de fils nus qui persistent sur une ligne BT compromettent la fiabilité de l'ensemble du réseau concerné. Le scénario de cohérence permettrait (Figure 49) de le résorber complètement en 2018.

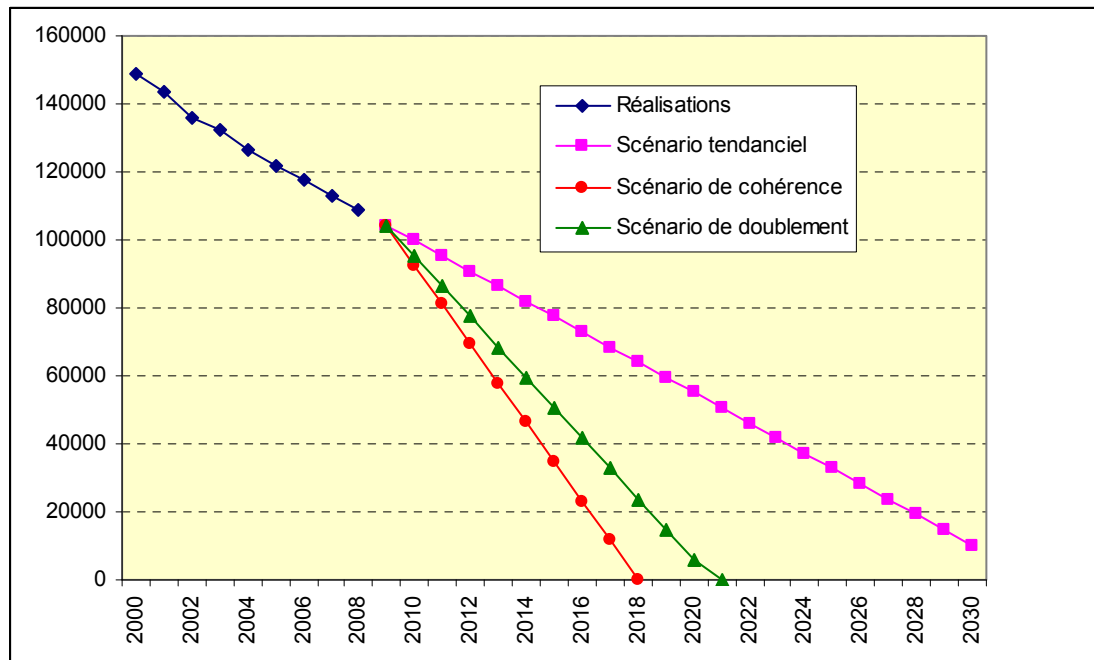


Figure 49 : Evolution du linéaire de fils nus BT dans différents scénarios

[4] Quel que soit le plan retenu, il doit être soigneusement préparé. Si les tronçons de lignes à risque semblent avoir été identifiés avec une assez grande précision, les travaux de mise à niveau correspondants n'ont pas été listés, étudiés et chiffrés, chacun étant doté d'un ordre de priorité pesé en tenant compte des objectifs généraux et des données locales. L'une des difficultés majeures réside dans la difficulté à donner de la cohérence à l'ensemble. Il ne s'agit pas de faire du point par point

mais de construire une politique qui concilie vision générale et préoccupations locales. Il y a là un problème organisationnel qui sort des limites du présent rapport mais qui est bien réel. Le parallèle peut être fait avec la sécurisation du réseau routier français qui a demandé que soient traités des milliers de points noirs mais avec une cohérence d'ensemble guidée par le souci de dépenser au mieux les deniers publics et de mettre en sécurité de grands itinéraires.

[5] Il convient également de rappeler que l'on ne mènera pas de politique de sécurisation cohérente des réseaux sans définir clairement la notion d'investissements de sécurisation et en en assurant le suivi technique et financier. Une telle politique ne doit pas venir « à côté » d'une politique de « qualité » mais en constituer une composante essentielle dont les contours doivent être parfaitement définis. Il serait hautement souhaitable que les dépenses de sécurisation du réseau de distribution, à l'instar de ce qui a été fait pour le réseau de transport, soient considérées par la CRE dans les mécanismes d'incitation à la réduction des dépenses qu'elle entend promouvoir, comme des dépenses « intouchables » non intégrées au calcul des dépenses dites « maîtrisables ».

[6] Tout programme de sécurisation viendra nécessairement en compétition avec d'autres priorités. S'agissant du programme de compteurs électroniques communicants, il faudra veiller à ce qu'il ne trouve pas affecté par l'effort de sécurisation à financer par ailleurs mais simultanément prendre les dispositions nécessaires pour que le programme puisse lui aussi contribuer à la sécurisation des réseaux, sans introduire de risques nouveaux. Ceci implique notamment :

- l'adoption d'un système sécurisé de remontée des informations, surtout en cas d'événements climatiques majeurs,
- une prévention très forte contre le risque cyber-sécuritaire dont on découvre par des exemples quotidiens, l'ampleur qu'il peut revêtir, y compris sur des systèmes qui s'en croyaient à l'abri.

[7] S'agissant de la charge des frais de raccordements des installations décentralisées de production d'électricité, on doit par contre, sans mettre en cause l'effort consenti au profit du développement du photovoltaïque, s'interroger sur l'opportunité qu'il y a à faire supporter par le réseau de distribution une part non négligeable des frais de raccordement de dizaine de milliers d'installations qui ne contribuent pas véritablement à la préparation de l'avenir et qui, du point de vue du risque climatique, constituent à coup sûr un investissement d'effet plus limité que la sécurisation des réseaux.

[8] Enfin, une réflexion d'ensemble doit être menée sur l'organisation des réseaux « en mode dégradé » face à des circonstances dites « exceptionnelles » mais qu'il faut en fait traiter, non pas comme des fatalités, mais comme des événements contre lesquels le principe de précaution veut que l'on se prémunisse. En complément des investissements à réaliser, c'est le rôle de chacun qu'il faut clairement définir, dans un « plan rouge » des réseaux dont la force d'intervention rapide restera l'une des composantes essentielles.