



Petite histoire des grands incidents

et autres événements
qui ont impacté la gestion des réseaux
et le secteur électrique



Au cœur d'un monde qui avance

1978 France Cascade de déclenchements et écroulement de la majeure partie du réseau français	2
1979 USA Accident nucléaire de Three Mile Island	5
1982 Belgique Incident du 4 août	9
1986 URSS 26 avril, catastrophe nucléaire de Tchernobyl	15
1990 Belgique Tempête du 25 janvier 1990	19
1998/99 Belgique Préparation au Bug de l'an 2000	22
2000 Europe Libéralisation du marché de l'électricité	23
2001 Belgique Création d'Elia	25
2003 Italie Incident Suisse-Italie du 28 septembre conduisant au black-out en Italie	27
2004 Luxembourg Black-out du 2 septembre	30
2005 Europe Développement massif du renouvelable en Europe	32
2005 Belgique Importantes chutes de neige et galloping	35
2006 Europe Canicule	39
2006 Allemagne Incident du 4 novembre	41
2007/08 Belgique Mise en service des PST sur notre frontière nord	45
2009 Belgique Développement du concept GFlex (Génération flexible)	47
Phénomènes météorologiques exceptionnels	49
2011 Japon 11 mars, accident nucléaire de Fukushima	55
2011 Belgique Poste de Bruegel (périphérie bruxelloise) 28 juin Incendie du pôle 4 du transformateur 380/150 kV	57
2012 Belgique Hainaut, le Tournaisis et la région de Ruien, 5 mars, chutes de neige et galloping	58
2012 Europe Problématique du seuil 50.2Hz pour le PV	62
2014 Belgique Implémentation du Dynamic Line Rating	64
2015 Europe Mise en application de la méthodologie Flow Based	65
2016 Belgique Hiver 2016/2017	66
1945-2017 — Evolution du parc de production	67



La maintenance du réseau est essentielle pour assurer un niveau de fiabilité maximal. Elia déploie tous les moyens nécessaires à cet égard.

1978

FRANCE

—
Cascade de déclenchements et écoulement de la majeure partie du réseau français

1979

USA

—
Accident nucléaire de Three Mile Island

2009

BELGIQUE

—
Développement du concept GFlex (Génération flexible)

2007/08

BELGIQUE

—
Mise en service des PST sur notre frontière nord

2011

JAPON

—
Accident nucléaire de Fukushima

2011

BELGIQUE

—
Incendie du pôle 4 du transformateur 380/150 kV

1982

BELGIQUE

—
Incident du 4 août

1986

URSS

—
Catastrophe nucléaire
de Tchernobyl

1990

BELGIQUE

—
Tempête du 25 janvier
1990

1998/9

BELGIQUE

—
Préparation au
Bug de l'an 2000

2006

ALLEMAGNE

—
Incident
du 4 novembre

2006

EUROPE

—
Canicule

2005

BELGIQUE

—
Importantes chutes de
neige et galloping

2005

EUROPE

—
Développement
massif du renouvelable
en Europe

2012

BELGIQUE

—
Chutes de neige
et galloping

2012

EUROPE

—
Problématique du seuil
50.2Hz pour le PV

2014

BELGIQUE

—
Hiver 2014-2015
Implémentation du
Dynamic Line Rating

2015

EUROPE

—
Mise en application
de la méthodologie
Flow Based

9

2000

EUROPE

—
Libéralisation du
marché de l'électricité

2001

BELGIQUE

—
Création d'Elia

2004

LUXEMBOURG

—
Black-out
du 2 septembre

2003

ITALIE

—
Incident Suisse-Italie du
28 septembre conduisant
au black-out en Italie

2016

BELGIQUE

—
Hiver 2016-2017

1945-2017

BELGIQUE

—
Evolution du parc
de production



1977 - 2017

Petite histoire des **grands incidents** et **autres événements** qui ont impacté la gestion des réseaux et le secteur électrique

Introduction

Ce rapport inventorie les principaux événements techniques que j'ai connus durant ma carrière dans le secteur électrique et qui ont eu un impact sur la gestion des réseaux ou le secteur électrique en général.

Pour les incidents, en fonction des archives et selon ma perception, j'en donne **la cause principale, les conséquences et les mesures** qui ont été prises pour les prévenir.

Comme mes archives personnelles étaient incomplètes, j'ai pu bénéficier des archives de l'équipe analyse d'incidents, de collègues en interne et de GRT's voisins; Lise Mulpas, Hubert Vingerhoed (retraité), Fabrice Legoff (RTE), Carlo Bartocci & Eric Godard (Creos), et du Professeur Th Van Cutsem de l'ULg. Je les remercie.

Jean-Jacques Lambin

↳ **1978**

France, 19 décembre

Cascade de déclenchements et écoulement de la majeure partie du réseau français

Le 19/12/1978, le temps est froid et couvert en France, la montée de charge est plus rapide et plus importante que prévu (38 500 MW). Le parc de production disponible est utilisé au maximum de ses possibilités (active et réactive) et 3 500 MW sont importés, principalement d'Allemagne.

L'accroissement de la charge augmente les transits, de l'Est de la France vers la région parisienne. Les tensions sont très basses dans une grande partie du réseau (région parisienne, Ouest).

À partir de 8 heures, des surcharges sont constatées sur le réseau et, à 8h06, une alarme «surcharge 20 minutes» apparaît sur la ligne 400 kV Bézaumont-Crenay dans l'Est de la France. Malgré diverses manœuvres topologiques, cette surcharge ne peut être **éliminée** et la ligne déclenche par protection de surcharge **à 8h26**.

Suite au report de charge, trois lignes 225 kV déclenchent par surcharge.

Puis les quatre groupes de Revin déclenchent aussi (protection de surintensité).

Ensuite, les 2 lignes d'interconnexion en 400 kV avec la Belgique déclenchent (Avelin-Avelgem et Achène-Mazures), ce qui crée une chute de tension supplémentaire qui provoque un effondrement de tension.

D'autres lignes et d'autres groupes déclenchent. 75% de la consommation



Partie du réseau français
restée sous tension
le 19 décembre 1978 à 8h26
(en orange sur la carte)

française sont perdus, seules les régions proches des frontières nord et est restent sous tension. De nombreux groupes n'ont pas réussi leur îlotage.

Une première reprise trop rapide conduit à un nouvel écroulement du réseau à 9h08. Une reprise plus

prudente, s'appuyant sur les groupes hydrauliques et sur l'étranger, permet une reconstitution quasi totale du réseau vers 12 heures. Pour la clientèle, les coupures auront duré entre 30 minutes et 10 heures.

Causes

Cet incident, résultant d'une situation très tendue sur le **réseau** (importations et transits élevés, tensions basses dans certaines zones) a clairement montré que le plan de défense de l'époque n'était pas suffisant : **les délestages ont été insuffisants, les groupes ont déclenché trop tôt.**

Le déclenchement par relais de surcharge de la première ligne Bézaumont-Creney 400 kV montre la rigidité de ce type de protection. Elle a provoqué les déclenchements en cascade de plusieurs lignes.

Les importations étaient importantes car le parc français de l'époque était à ses limites. Cet incident a conforté les autorités françaises dans leur choix du programme électronucléaire, qui a permis à la France de devenir quelques années plus tard, excédentaire pour de longues années.

Mesures prises

Améliorer le plan de défense, prévoir des volumes de délestage suffisants, améliorer la stabilité des machines en tension et en fréquence.

Malgré les nombreuses manifestations des mouvements antinucléaires, **cet incident fut un électro-choc pour le gouvernement français** qui a maintenu le développement du programme électronucléaire.

L'incident a clairement démontré que le plan de défense de l'époque était insuffisant. Des mesures ont été prises dans la foulée, notamment avec l'augmentation des volumes de délestage

↳ 1979

USA, 28 mars

Accident nucléaire de Three Mile Island

Le 28 mars 1979, le réacteur 2 de la centrale nucléaire de Three Mile Island (TMI), en Pennsylvanie, connaît un grave accident, de niveau 5 sur l'**échelle INES**. Un enchaînement de défaillances techniques et d'erreurs de conduite provoque une fusion partielle du cœur du réacteur.

Malgré l'absence de victimes directes, cet accident a connu un retentissement médiatique sans précédent. La diffusion d'informations contradictoires a accentué l'inquiétude de la population et **l'événement a ravivé le débat sur la sûreté nucléaire**. Il a remis en question les procédures existantes

et entraîné une prise en compte plus importante du facteur humain, tant en matière de moyens de conduite mis à la disposition des opérateurs qu'en matière d'entraînement aux situations accidentelles.

Les informations contradictoires ont accentué l'inquiétude de la population et l'incident a ravivé le débat sur la sûreté nucléaire.

→ Panne de la pompe alimentaire du circuit secondaire

L'accident nucléaire de TMI commence le 28 mars 1979 à 4 heures du matin par une panne technique de la pompe alimentaire du circuit secondaire. Cet incident fait augmenter la température dans le circuit primaire puisque la chaleur dégagée n'est plus évacuée. Le dispositif de sécurité automatique fait chuter des barres de contrôle dans le cœur du réacteur et arrête le processus de fission. La réaction en chaîne est arrêtée.

→ Défaillance de la soupape du pressuriseur

Les pompes de secours alimentent en eau le générateur de vapeur mais la pression augmente dans le pressuriseur. La situation reste « normale » car une soupape de sécurité surplombant le pressuriseur doit permettre d'évacuer cette pression.

C'est la **défaillance de cette soupape** qui provoque l'accident en tant que tel : alors qu'elle doit se refermer suite à la baisse de pression, elle reste ouverte.

En salle de commande, les opérateurs pensent qu'elle est fermée, comme le signalent les indicateurs. De l'eau du circuit primaire s'échappe alors par la soupape et **le cœur du réacteur commence à manquer d'eau de refroidissement.**

Or, même si la réaction en chaîne est arrêtée, il reste dans le cœur une puissance dite résiduelle (quelques %) de la puissance thermique initiale qu'il faut absolument évacuer, faute de quoi les éléments combustibles s'échauffent et finissent par fondre.

→ Arrivée d'eau stoppée et fusion partielle du cœur

Déclenchement automatique des deux pompes qui apportent l'eau compensant les fuites. Les opérateurs, qui manquent d'informations, arrêtent aussi les pompes du circuit primaire, qui commençaient à vibrer à cause du mélange d'eau et de vapeur, ce qui aggrave la situation.

Les barres de matière fissile, qui ne sont plus complètement immergées, commencent à fondre et la température atteint près de 5 000°C. Les opérateurs remarquent alors l'état de la soupape et la ferment. **Des substances radioactives se sont répandues dans l'enceinte de confinement** dans cet intervalle de temps.

La fusion d'un tiers du combustible du cœur du réacteur n'est pas détectée. Elle ne le sera que trois ans plus tard, lors des opérations de décontamination.

Dans l'après-midi du 28 mars, une poche d'hydrogène gazeux provoque une explosion dans l'enceinte de confinement, mais ne cause pas de dégât majeur.

La situation se stabilise, une fois le cœur refroidi. Lors des jours suivants, les autorités craignent cependant des rejets de gaz radioactifs ainsi qu'une explosion au cœur du réacteur.

Le 9 avril, le directeur de la NRC annonce que la situation est rétablie.

L'accident découle d'une succession de défaillances techniques et d'erreurs humaines.

L'arrêt d'une pompe du circuit secondaire constitue le premier problème technique mais l'accident lui-même provient d'un **défaut de conception du pressuriseur** (la soupape de sécurité ne se referme pas lors de la baisse de pression).

La formation des opérateurs pour gérer de tels accidents est inadaptée. Ceux-ci n'ont jamais été entraînés à gérer de pareilles situations.

Le facteur humain a joué un rôle très important dans l'accident, ce qui a conduit à **repenser toutes les procédures de conduite**.

→ **Inquiétude de la population**

Le 30 mars, le gouverneur de l'Etat de Pennsylvanie et la NRC (Nuclear Regulatory Commission) font évacuer les femmes enceintes et les très jeunes enfants dans un rayon de 5 miles (près de 8 km) autour de la centrale. Cet ordre d'évacuation intervient après plusieurs messages contradictoires, renforçant l'angoisse de la population.

C'est la visite du site nucléaire par le président américain Jimmy Carter et sa femme qui rassurera la population sur la dangerosité du lieu.

La contestation gagne de nombreux autres pays comme en témoignent les grandes manifestations antinucléaires en Europe.

Si l'accident de TMI a été très médiatisé et classé à un niveau 5 sur l'échelle INES, il n'a causé aucune victime directe. Les taux de matières radioactives rejetées en dehors du site ont été considérés comme minimes.

→ **Hasard du calendrier**

Deux semaines avant l'accident sortait le film « **Le Syndrome chinois** ». L'histoire d'un accident nucléaire avec risque de fusion du cœur du réacteur qui pouvait le propulser jusqu'en Chine... Le film connut un énorme succès.

Si l'accident de Three Mile Island a été très médiatisé, il n'a fort heureusement causé aucune victime directe.



L'incident du 4 août 1982 s'est produit
alors que des tests étaient réalisés à la centrale
de Doel 3 avant sa mise en service industrielle.

→ 1982

Belgique, 4 août

L'incident du 4 août

L'incident du 4 août 1982 reste certainement un des plus gros incidents qu'ait connu le réseau électrique belge. La date est gravée dans les mémoires des anciens du secteur. C'est une journée de vacances, avec une faible charge. La ligne Mercator-Avelin est hors service pour entretien. La nouvelle centrale Doel 3 est en test avant sa mise en service industriel.

Systeme électrique belge en 1982

- Puissance installée 12.000 MW
- Pointe de consommation 8.000 MW.
- Unités nucléaires Doel 1 & 2, Doel 3, Tihange 1 & 2 et unités de Coo raccordées en 380 kV
- Autres unités pour la plupart raccordées en 150 kV
- 3 liaisons internationales : Mercator-Avelin, Gramme-Maasbracht et Achêne-Mazures
- 1 liaison Nord-Sud : Mercator-Bruegel-Courcelles-Gramme

Le 4/08/1982, la liaison Mercator-Avelin est hors service pour entretien.

Réseau belge 380 kV 4 août 1982



Situation avant l'incident

- Charge belge 5.489 MW, 2.538 Mvar.
- Puissance produite en Belgique 5.314 MW, 2.538 Mvar,
- Importation de 175 MW et exportation 95 Mvar
- Réserve tournante en actif 1280 MW
- Réserve tournante en réactif 835 Mvar
- Production à Doel :
 - Doel 1 & 2 respectivement 388 MW - 222 Mvar, et 382 MW - 236 Mvar
 - Doel 3 puissance nominale 900 MW, en test avant mise en service industrielle

A 11h, déclenchement intempestif de Doel 3 par protection turbine. La perte de 449 Mvar provoque une chute de tension importante en 380 kV.

Les régulations de tension de Doel 1 et 2 veulent compenser et le courant d'excitation des deux alternateurs atteint la valeur limite supérieure autorisée.

Les dispositifs de protection réduisent automatiquement ce courant d'excitation.

Après un temps limité, le courant d'excitation est libéré et remonte à la limite supérieure puis est de nouveau limité.

Après plusieurs répétitions de cette séquence, la chute de tension n'étant pas comblée, **Doel 1 & 2 passent en pré ilotage et annulent leur production de réactif.**

La tension 380 kV continue à baisser et la chute de tension est amplifiée par le réglage en charge des transformateurs de distribution qui veulent maintenir les tensions MT.

Cinq autres machines électriquement proches de Doel déclenchent aussi par protection interne :

- après 3'40 Schelle 32 et 31
- après 4'26 Pont-Brûlé 3
- après 4'30 Doel I et 2.

Le déclenchement de ces unités représente une perte de 1 809 MW et 1 077 Mvar dans la région Nord, ce qui provoque une surcharge du tronçon Bruegel – Courcelles (un seul terme à cette époque).

Le courant ligne atteint 1,85 Inom et la tension à Bruegel chute à 75% de Unom.

La ligne déclenche à Bruegel et, comme la ligne Mercator-Avelin est hors service, **Bruegel-Courcelles est la seule liaison entre Doel et les réseaux français et néerlandais.**

On assiste alors à une série de déclenchements en cascade en 150 et 70 kV qui conduisent finalement à une perte de production de 2 400 MW, soit 44% de la puissance active appelée avant l'incident.

La moitié Nord du pays se divise en trois zones :

- la zone Nord - Bruxelles dont la mise hors tension sera totale après le déclenchement de Pont-Brûlé 2, ce qui se produit environ 7 sec après le déclenchement de la ligne Bruegel-Courcelles-Gramme,
- la zone Ouest qui est presque totalement hors tension,
- la zone Limbourg qui reste reliée à la zone de Liège par une ligne 150 kV mais avec des tensions relativement basses.

La reconstruction se fait en 6h, avec une reprise de charge de 550 MW par heure pendant les deux premières heures et de 300 MW par heure pendant les quatre dernières heures.

NB Lors du déclenchement de Pont-Brûlé 3, le groupe turbine-alternateur de 125 MW a été complètement détruit.

Protection des générateurs

La protection des courants d'excitation a été revue. Le concept du relais 10.2 a été implémenté, avec alarme vers le Dispatching National.

Lorsque le courant d'excitation dépasse la valeur maximale, après une temporisation de 20 sec, le courant d'excitation est limité automatiquement à 80% du courant d'excitation max.

L'ancienne limitation était trop importante.

Des formations sur la puissance réactive ont été organisées par Jef Van Hecke et Luc Engels pour les dispatchings et les centrales.

Compensation réactive

La détérioration de la situation est due essentiellement à un manque de puissance réactive.

Avant l'incident, la production réactive est surtout concentrée à Doel. Après la perte de Doel 3 puis la trop forte limitation en réactif de Doel 1 & 2, les autres unités en service ne peuvent compenser le manque de production réactive.

Dès lors deux séries d'actions sont prises :

- une **meilleure distribution géographique de la production réactive** et en période de faible charge, le maintien en service de certaines unités, uniquement pour maintenir une bonne répartition des productions réactives,
- l'**amélioration du cos phi** de la charge en installant des batteries de condensateurs.

Renforcements réseau

Lors de l'incident, les parties Nord et Centre du pays n'étaient reliées au reste du réseau belge et à l'étranger que par une seule liaison 380 kV (Bruegel-Gramme).

Trois mesures sont prises à cet égard :

- décision de terminer le 2^e terne entre Bruegel et Courcelles,
- décision de construire la ligne Massenhove – Maasbracht,
- négociation de la réalisation d'une liaison Doel – Pays-Bas via Zandvliet.

Conduite du réseau

Les mesures prises incluent :

- la généralisation de la télécommande des batteries de condensateurs,
- les télécommandes du délestage de charges + de télécommandes multiples,
- le blocage du réglage en charge des transformateurs par télécommande,
- **l'instauration des calculs de sécurité réseau au dispatching national.**



Suite à l'incident, la réalisation d'une ligne d'interconnexion, entre Doel et la Hollande via Zandvliet, a été négociée avec les Pays-Bas.

De nombreuses mesures ont été prises suite à l'incident, notamment une meilleure distribution géographique de la production réactive. Des renforcements de lignes ont également été accélérés.



↳ **1986**

URSS, 26 avril

Catastrophe nucléaire de Tchernobyl

La catastrophe nucléaire de Tchernobyl est un accident nucléaire majeur qui se produit le 26 avril 1986 dans la centrale Lénine, située dans ce qui est à l'époque la République socialiste soviétique d'Ukraine en URSS. Il s'agit de la plus grave catastrophe nucléaire du XX^e siècle, classée au niveau 7, le plus élevé sur l'échelle internationale des événements nucléaires (INES).

La centrale composée de 4 réacteurs ne disposait pas des équipements de sécurité qui équipaient la plupart des centrales occidentales, notamment la double coque de protection.

Un essai d'ilotage était prévu sur le réacteur n° 4, pour tester l'alimentation électrique de secours qui permet au réacteur de fonctionner en toute sécurité en cas de perte de la connexion avec le réseau haute tension. La puissance thermique du réacteur avait été réduite de 1 000 MW à 200 MW dans le cadre de ce test dans la nuit du 25 au 26 avril. L'expérience était initialement prévue dans la journée du 25 avril, mais une

autre centrale électrique était tombée en panne et le centre de régulation de Kiev avait demandé de retarder l'expérience car la production du réacteur 4 était nécessaire pour l'équilibre électrique de la soirée.

À 23h04, le centre de régulation de Kiev donne l'autorisation de reprendre l'essai.

Le système d'alarme du système de refroidissement du réacteur est débranché en prévision du test, **au mépris des principes élémentaires de sécurité.**

La puissance du réacteur 4 est réduite comme prévu de 1 000 à 700 MW, puissance atteinte le 26 avril à 0h05. La puissance continue alors à baisser, contrairement aux conditions prévues par le test. Le 26 avril à 0h28, une erreur d'un opérateur fait chuter la puissance du réacteur à 30 MW. Cela provoque un **empoisonnement du réacteur au xénon** qui perturbe le processus de fission nucléaire. Le test se poursuit alors que le cœur est très difficile à maîtriser. Une série d'erreurs provoque une hausse de la température du réacteur. Le mélange d'hydrogène et d'oxygène, créé par la radiolyse de l'eau, provoque de petites explosions qui éjectent les barres de contrôle du réacteur. L'explosion de Tchernobyl se produit le 26 avril 1986 à 1h23m44s. La partie supérieure du cœur du réacteur se retrouve à l'air libre et le graphite prend feu. L'incendie est entretenu par l'intense chaleur dégagée dans le cœur et qui n'est plus évacuée. Il n'est définitivement arrêté que le 9 mai. **Des poussières et des gaz radioactifs sont rejetés pendant 10 jours.**

Un nuage qui s'étend à toute l'Europe

Le 28 avril 1986, la Suède mesure dans l'air des niveaux de radioactivité anormalement élevés, découvrant ainsi l'accident qui avait été caché par le gouvernement de Gorbatchev.

L'URSS doit alors rendre l'accident public.

Le **nuage radioactif se déplace sur l'Europe**, touchant d'abord la Biélorussie voisine et la Scandinavie. Il traverse la France puis remonte vers le Luxembourg et la Belgique. Une partie du nuage se déplace ensuite vers les Pays-Bas et l'Ecosse tandis qu'une autre partie

s'étend vers la Corse, la Tunisie, la Grèce et la Turquie. En quelques semaines, le nuage radioactif recouvre une superficie évaluée à 3,9 millions de km², soit environ 40% de la superficie de l'Europe.

L'intervention des «liquidateurs»

Les membres du personnel militaire et civil intervenant sur le site sont appelés les «liquidateurs».

Près de 600 000 travailleurs participent aux opérations d'assainissement de Tchernobyl entre 1986 et 1991. Dans un premier temps, une sorte de pâte collante est déversée par hélicoptère sur la centrale pour coller au sol toutes les poussières radioactives.

Deux mois après l'accident, les liquidateurs construisent **un immense sarcophage d'acier et de béton** pour protéger la centrale. Par précaution, des robots sont envoyés en première ligne. Mais ils ne résistent pas aux radiations et tombent en panne, les émissions de radioactivité détruisant leurs composants électroniques. Des hommes sont donc envoyés sur le site sur lequel ils ne peuvent rester que 2 ou 3 minutes au risque d'être irradiés à mort. En novembre 1986, la mise en place du sarcophage est terminée.

Bilan humain

On estime le nombre total de décès en raison des irradiations de Tchernobyl à environ 4 000. Ce chiffre est contesté par des organismes comme Greenpeace.

Malgré cet accident, les autres réacteurs de la centrale de Tchernobyl vont rester en service.

Les autorités attendront 1991 pour arrêter le réacteur 2 et l'an 2000, soit plus de 14 ans plus tard, avant d'arrêter le réacteur 3.

Mesures prises

Révision de la sécurité des centrales

En Europe occidentale, Tchernobyl amène tous les Etats équipés de centrales nucléaires à **relever le degré de sécurité de leurs installations et à revoir dans le détail l'organisation de la sécurité nucléaire**, notamment les plans d'urgence locaux.

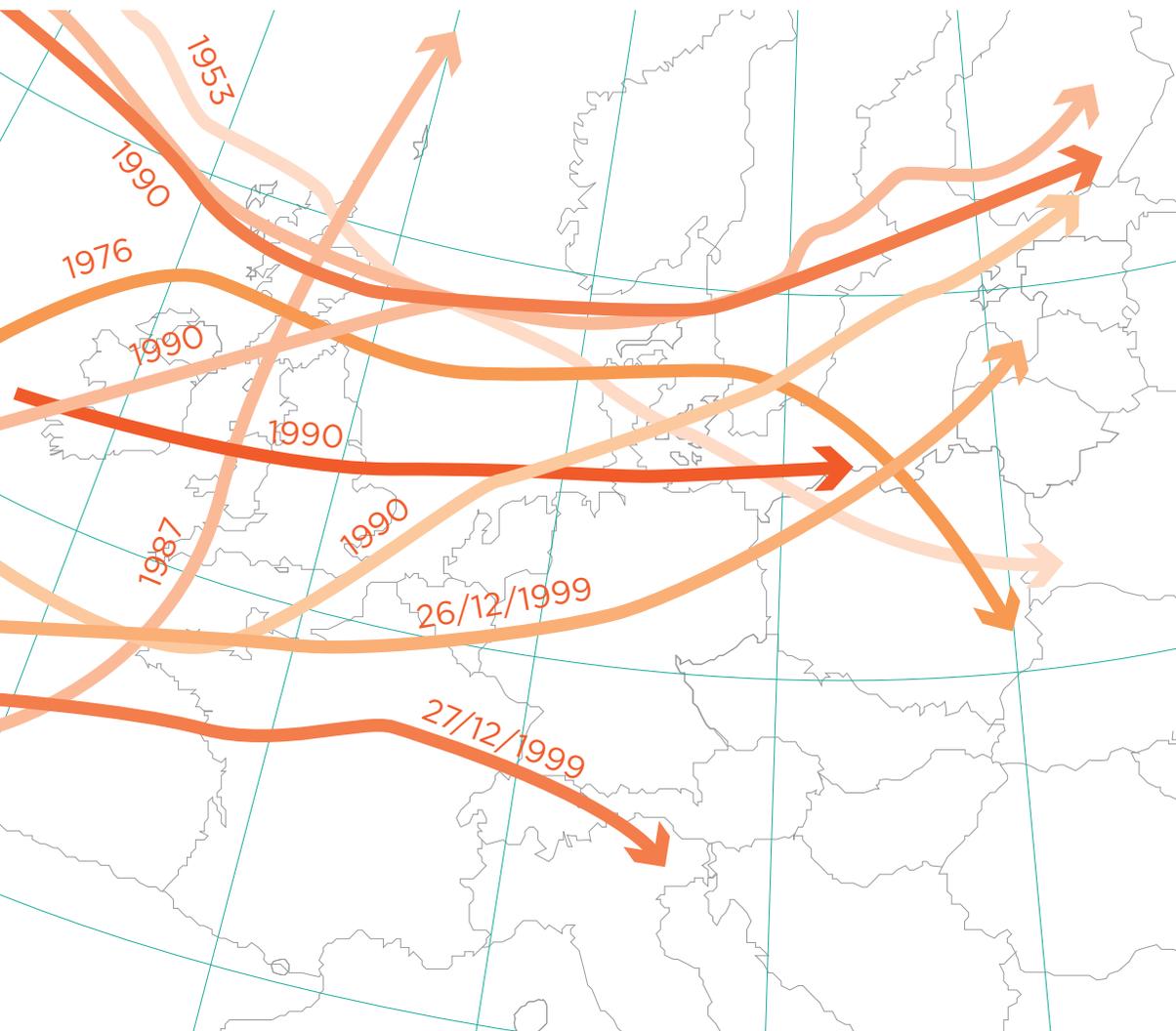
Différentes mesures, en particulier concernant l'alimentation électrique, sont prises.

Un nouveau sarcophage pour Tchernobyl

Depuis le 27/11/2016, un nouveau sarcophage recouvre le réacteur n° 4 de Tchernobyl.



La centrale de Tchernobyl ne disposait pas des équipements de sécurité dont bénéficiaient la plupart des centrales occidentales.



De nombreuses tempêtes ont frappé l'Europe au cours des années 1990. Leur tracé est représenté ici.

↳ **1990**

Belgique, 25 janvier

Tempête du 25 janvier 1990

Le 25 janvier à 13h30, une tempête d'une violence exceptionnelle provoque des pertes de lignes dans le Nord de la France et des dégâts au poste de Warande, qui entraînent le déclenchement des 5 groupes nucléaires de Gravelines en service et de 2 groupes à Dunkerque (au total, 4630 MW). La fréquence dans le réseau européen chute de 190 mHz.

La tempête arrive en Belgique aux environs de 14h00.

Le début des années '90 a été marqué par d'importantes tempêtes, tant en Belgique qu'en France.

14h14

Déclenchement de la ligne 380.17 Gramme-Tihange 2
Tihange 2 s'ilote correctement sur ses auxiliaires et, après réparation de la ligne, peut être recouplé au réseau à 20h46.

14h44

Déclenchement des 2 ternes 380 et 150kV de Doel-Zandvliet. 4 pylônes détruits.

14h54

Déclenchement des 2 ternes de la ligne 380kV Breugel-Courcelles-Gramme et déclenchement intempestif de la ligne 380kV Breugel-Mercator qui peut être remise en service 4 minutes plus tard.

Pendant 4 minutes, la zone de Bruxelles n'est plus alimentée que par des lignes 150kV dont certaines sont fortement surchargées (150%).

15h03

Déclenchement des 2 ternes de la ligne 150kV Gouy-Oisquercq. La zone de Bruxelles perd ainsi une double interconnexion 150kV avec le Sud.

15h26

Déclenchement de la ligne 150kV Monceau-Jamiolle qui est le prolongement de Chooz-Jamiolle 220kV. Le Hainaut perd une autre de ses injections.

Le déclenchement de la ligne 380kV Gramme-Tihange 2 a un effet secondaire positif, car pour compenser la perte de Tihange 2, le DN (CPTE) demande le démarrage de la TG de Drogenbos, qui peut ainsi soutenir la région de Bruxelles lors de la perte des lignes 380kV.

En moins d'une heure, le réseau belge perd plusieurs lignes 380 et 150kV de grande importance.

Si un effondrement de tension ne s'est pas produit, c'est vraisemblablement dû à une baisse importante de la charge résultant de coupures BT ou MT suite aux déclenchements dans les réseaux MT.

Durant cette tempête qui a duré une heure, 51 pylônes ont été détruits.

Le 28 février 1990, une **nouvelle tempête** détruit de nouveau 8 pylônes en 150kV, 9 pylônes en 220kV et cause des dégâts sur plusieurs lignes 70kV ainsi que dans les réseaux aériens MT. Durant l'année 1990, la Belgique connaît **5 tempêtes majeures**.

Les pylônes détruits de Doel-Zandvliet sont remplacés par 2 lignes de secours, une disponible en Belgique et l'autre aux Pays-Bas.

Pour renforcer l'alimentation de la zone de Bruxelles, la seconde ligne Bruegel-Mercator encore en construction est mise en service d'urgence avec des protections provisoires.

Pendant les incidents, plusieurs réenclenchements manuels ont lieu sur les lignes Bruegel-Courcelles, des réenclenchements sur défauts, puisque des pylônes sont détruits. Il n'y a heureusement pas de blessés, mais ceci conduit à **la révision des règles concernant les réenclenchements manuels**, autorisant un seul réenclenchement, dans les 3 minutes.

Application d'une nouvelle norme pour la construction des pylônes

L'ancienne norme prévoyait que les pylônes répondent à la norme 1Qb, c'est-à-dire résistent à des vents de +/-140 km/h. La nouvelle norme prévoit que les **nouveaux pylônes répondent à 2Qb**, c'est à dire des vents de 160 km/h. Certains pylônes existants sont qualifiés de « critiques » et sont renforcés à la norme 2Qb.

Les tempêtes qui ont marqué les années '90 et causé d'importants dégâts au réseau ont conduit au renforcement significatif des normes de tenue au vent pour les pylônes.

↳ **1998/99**

Belgique

Préparation au **Bug de l'an 2000**

Le passage à l'an 2000 rappelle à tous les utilisateurs d'outils informatiques que les développements des années 80 se faisaient souvent dans l'urgence et sans penser au long terme. Beaucoup d'applications informatiques qui utilisent la date comme identifiant et comme index pour les classements codifient l'année sur les 2 derniers chiffres seulement, ex: 91 pour 1991.

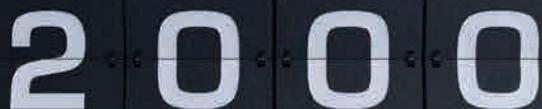
Le passage à l'an 2000 s'annonce donc problématique.

Il faut organiser des audits de toutes les applications. Rien que pour la Belgique, des centaines de sociétés sont créées pour réaliser ces contrôles.

Pour le réveillon 1999-2000, **toutes les équipes de garde sont mobilisées,**

avec une présence physique importante dans les dispatchings transport et les centres de contrôle des unités de production.

En ce qui concerne le secteur électrique belge, le passage à l'an 2000 se déroule sans problème.

A digital display showing the year 2000. The digits are white on a dark background, with small 'G' characters on either side of the display.



2000

Europe

Libéralisation du marché de l'électricité

Suite aux premiers pas de la libéralisation du marché de l'électricité, les échanges internationaux augmentent très fort, la France, grâce à sa production nucléaire excédentaire, propose les prix les plus bas.

La Hollande importe en permanence +/- 2 000 MW de France, dont 1 000 MW passent par le réseau belge. C'est le début des loop flows importants pour le réseau belge.

Certains jours, notre réseau est saturé par ces loop flows, nous observons des loop flows (ancienne définition) de 3500 MW. Nous assistons également à des déviations de fréquences, dues aux changements de programmes de production. Pour pouvoir **anticiper et mieux se préparer, il faut développer**

un calcul prévisionnel, le DACF Day Ahead Congestion Forecast.

La Belgique, représentée par **Dirk Aelbrecht**, est le véritable «trekker» du «Day Ahead Congestion Forecast» qui est toujours utilisé actuellement.

C'est à cette époque que débutent les discussions conflictuelles entre le Marché et la Sécurité du réseau. Le marché conteste nos règles de sécurité, notamment le principe du N-1 qu'il trouve beaucoup trop conservateur.

La libéralisation du marché de l'électricité a créé des situations totalement inédites au niveau des réseaux de transport.





2001

Belgique

Création d'**Elia**

La libéralisation du marché de l'électricité trouve son fondement dans une directive de 1996 transposée en droit belge par la loi Electricité du 29 avril 1999.

En prônant la concurrence entre producteurs et le libre choix du fournisseur pour le consommateur, elle reposait sur trois principes de base :

- la **séparation juridique** entre, d'une part, la production et la vente d'électricité et, de l'autre, la gestion du réseau,
- l'**instauration d'un monopole légal** couplé à des règles strictes de gouvernance pour la gestion du réseau de transport d'électricité,
- l'**accès libre, transparent, non discriminatoire au réseau**, sur base de tarifs approuvés par le régulateur.

Deux entreprises intégrées se partageaient alors le marché, Electrabel, pour 85%, et SPE pour 15%, associées par un accord de coopération au sein de

CPTÉ (Coordination de la Production et du Transport d'Electricité).

Ils donnent naissance à Elia le 28 juin 2001. Publi-T, holding rassemblant des communes de Belgique, en acquiert 30%, Electrabel et SPE se partageant les 70% restants, ce qui constitue une première étape vers le désinvestissement des producteurs dans l'activité de transport.

L'année suivante, en septembre 2002, **Elia est officiellement désignée** par le gouvernement belge en tant que gestionnaire de réseau de transport d'électricité en Belgique. Les premiers tarifs régulés entrent en vigueur en janvier 2003.

En 2005, une nouvelle étape est franchie avec l'entrée en bourse d'Elia, Electrabel cédant 40% de l'entreprise. C'est notamment la publication de l'Arrêté Royal introduisant les tarifs pluriannuels qui rend l'opération possible pour les investisseurs.

Dans les années qui suivent, Publi-T augmente progressivement sa participation par le rachat de parts d'Electrabel.

La dernière étape est franchie en mai **2010**, juste avant l'acquisition de 50Hertz, lorsqu'Electrabel **cède ses parts restantes, sortant ainsi totalement du capital du gestionnaire de réseau.**

Le 19 juin 2010, Elia acquiert 50Hertz, un des 4 gestionnaires de réseau de transport allemands, en collaboration avec le gestionnaire de fonds d'infrastructure australien IFM (60% pour Elia, 40% pour IFM).

Le Groupe Elia est né.

La création d'Elia en 2001 était le fruit de la libéralisation du marché de l'électricité qui nécessitait la mise en place d'un acteur neutre en charge de la gestion des réseaux.



2003

Italie, 28 septembre

Incident Suisse-Italie du 28 septembre conduisant au black-out en Italie

Chronologie des événements

Le 28 septembre 2003, vers 3h du matin, l'Italie importe 6000 MW. Ses capacités d'échange avec la Suisse et le reste de l'Europe sont saturées. La ligne suisse 380 kV Mettlen - Lavorgo est chargée à 86%. Selon les études de sûreté effectuées par l'opérateur ETRANS, la perte de cette ligne nécessiterait des actions curatives à réaliser dans les 15 minutes, dont certaines doivent être menées par le gestionnaire de réseau italien.

A 3h01, **amorçage** d'un arc entre la ligne et la végétation avec déclenchement de la ligne.

Le réenclenchement s'avère impossible, car l'angle est trop important (42°).

Par report de charge, une autre ligne du réseau suisse passe en surcharge et, au bout de 24 minutes, entre en contact avec un arbre et déclenche.

Après quelques secondes, une nouvelle ligne du réseau suisse déclenche par surcharge suivie par le déclenchement

de la ligne Lienz - Soverzene reliant la Suisse et l'Autriche.

L'Italie perd le synchronisme et se sépare du reste du réseau européen par action des protections de distance qui équipent les lignes transfrontalières. Avec les tensions basses et des courants élevés, les impédances mesurées correspondent aux critères de déclenchement.

En Italie, la fréquence chute instantanément à 49,1 Hz et la tension s'effondre.

Les productions raccordées aux réseaux de distribution, puis 21 des 50 groupes principaux raccordés au réseau de transport déclenchent.

Le délestage par relais de fréquence ne sauve pas la situation ; 2mn30s après l'ilotage, l'Italie est totalement hors tension.

La fréquence du réseau UCTE augmente, mais se stabilise à 50,2 Hz. Quelques groupes déclenchent

mais la situation est stabilisée grâce aux Réserves Prim et Sec qui sont suffisantes.

La reconexion progressive de l'Italie avec ses voisins se déroule de 4h05 à 12h45. Elle permet **la reprise progressive des importations et la reconstitution du réseau**, de 6h à 16h.

La réalimentation de certaines zones du Sud prendra une vingtaine d'heures.

L'effondrement de réseau a touché 57 millions de personnes, avec une perte de 28 000 MW pendant plusieurs heures.

Italian Electric grid



A cette époque, l'application des règles de sécurité comme le N-1 peut varier très fortement d'un GRT à l'autre.

- **Standardisation** : une standardisation s'avère nécessaire, ce qui est réalisé avec la rédaction de l'ENTSOE-E Policy 3-Contingency analysis.
- **Obligation de donner des informations real time aux GRT voisins** : les GRT doivent être de plus en plus transparents. Les informations pertinentes doivent être communiquées en real time aux GRT voisins.
- **Nécessité d'affirmer le rôle de chef d'orchestre du GRT vis à vis des GRD** : en particulier dans les situations les plus extrêmes où ses ordres doivent être exécutés sans discussion ni retard.
- **Caractère indispensable de l'indépendance des GRT** : par rapport aux autres acteurs du marché. Le GRT ne peut transgresser les règles de sécurité pour des raisons économiques invoquées par les acteurs de marché.
- **Importance des relations contractuelles** : entre le GRT et les producteurs, distributeurs et consommateurs. C'est la base de la révision des contrats de raccordement.

Suite à la perte des interconnexions avec l'étranger, l'équilibre production/consommation est rompu et l'Italie plonge dans le noir.





2004

Luxembourg,
2 septembre

Black-out

Le 2 septembre 2004, toute la clientèle domestique du Luxembourg ainsi que les banques et tout le secteur tertiaire sont victimes d'une panne générale d'électricité. Seule l'industrie sidérurgique alimentée depuis la Belgique via le réseau de Sotel reste en service.

La charge résidentielle et le secteur tertiaire sont principalement alimentés par le réseau allemand, le Luxembourg ne produit qu'une petite partie de ses besoins. Il n'y a pas de connexion avec la France à cette époque.

Incident

Le transformateur 380/220kV de Niedersteden en Allemagne est en maintenance et la centrale de pompage de Vianden est sensée produire pour éviter des congestions dans le réseau allemand.

Suite à un manque d'eau, la centrale de Vianden doit arrêter la production, ce qui génère des **risques importants de surcharges** dans le réseau allemand en N-1.

Un incident sur la ligne Saar-Nord provoque le déclenchement de la ligne et démarre le déclenchement en cascade des lignes allemandes alimentant le Luxembourg, provoquant le black-out du réseau luxembourgeois, **à l'exception de la charge industrielle** qui est alimentée par la Belgique. La ville de Luxembourg est réalimentée par la Belgique, via le réseau Sotel.



2005

Europe

Développement massif du **renouvelable** en Europe

Les productions décentralisées d'origine renouvelable qui étaient jusqu'alors considérées par le secteur électrique comme marginales voient leur développement s'accélérer. Les volumes de puissances installées deviennent conséquents et il faut à présent les prendre en compte au niveau des analyses de sécurité réseau.

Compte tenu de la puissance éolienne installée en Allemagne, le pays peut, les journées de grands vents, **exporter massivement vers la France**, ce qui génère des « loop flows » très importants à travers le réseau belge.

En 2005, on estime que c'est surtout l'éolien qui va se développer et que le photovoltaïque devrait rester confidentiel.

C'est sans compter avec la vision stratégique allemande sur le photovoltaïque (PV) . Même si le photovoltaïque n'a pas de réelle justification sous nos latitudes, l'Allemagne considère qu'un **soutien financier massif au photovoltaïque** encouragera les installations que l'industrie allemande pourra produire. La stratégie est payante au début, d'autres pays européens apportent

aussi un soutien financier massif au PV et l'industrie allemande peut produire la majorité des équipements. L'industrie chinoise absorbera ensuite le marché grâce à ses prix de revient très faibles.

En Belgique, le soutien au renouvelable coûte cher, en particulier le soutien au PV. Les engagements pris par les différents gouvernements sont encore à assumer pour plusieurs années. Certaines adaptations pour essayer de corriger la situation sont en cours, car pendant de longues années, le coût des

certificats verts et les frais de réseau ont été supportés principalement par les seuls consommateurs qui ne disposent pas d'installation PV.

Les productions renouvelables intermittentes ont aussi eu **un impact important sur le parc de production belge**, ce point sera abordé dans le chapitre «Evolution du parc de production».

Le développement des parcs éoliens en mer a connu son essor dans les années 2000.





L'effort de traction sur les pylônes produit par le «galloping» des conducteurs peut conduire à la rupture.



2005

Belgique,
25 & 26 novembre

Importantes chutes de neige et galloping

Suite à la combinaison exceptionnelle de divers facteurs météorologiques dans le Nord de la Belgique, vents importants, chutes de neige mouillée, taux élevé d'humidité et chute brutale de la température en dessous de 0°C, il y a eu formation de manchons de givre autour des conducteurs et des pylônes.

Le vent peut donner au manchon de givre qui entoure les lignes la forme d'une aile d'avion, ce qui tire le conducteur vers le haut et démarre le **phénomène de «galloping»**. Sans neige ou sans glace collée sur un conducteur, le galloping ne démarre que dans de très rares exceptions.

Le «galloping» est observé sur plusieurs lignes, entraînant des courts-circuits entre phases.

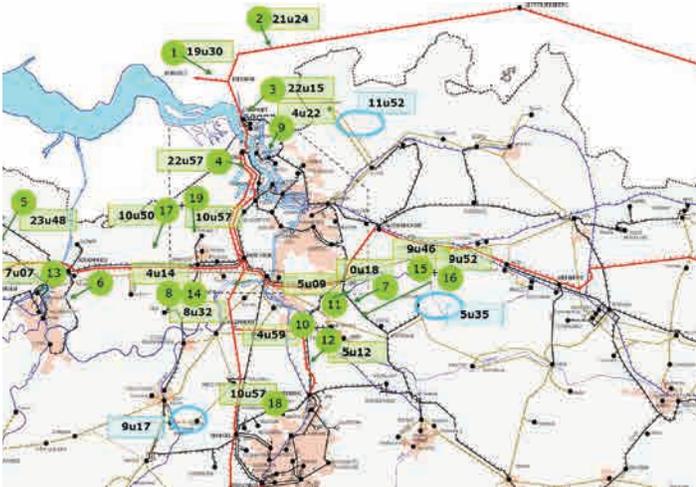
De plus, la formation de manchons de givre et le vent augmentent les sollicitations mécaniques et provoquent la rupture d'un pylône.

Les 25 et 26 novembre 2005, le réseau Elia connaît 40 incidents dont la chronologie est donnée dans le tableau ci-après.

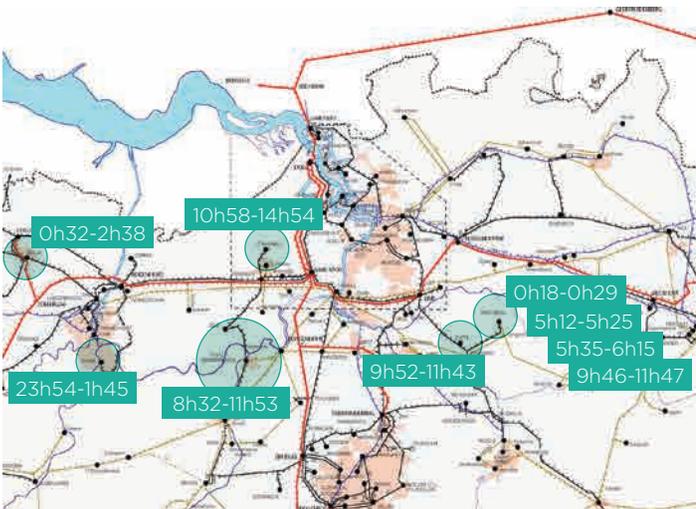
Chronologie des déclenchements

- 1 → 25/11/2005 19u 30m 28s Lijn 380.29 Borssele (NL) - Zandvliet
- 2 → 25/11/2005 19u 30m 34s Lijn 380.29 Borssele (NL) - Zandvliet
- 3 → 25/11/2005 19u 46m 34s Lijn 380.29 Borssele (NL) - Zandvliet
- 4 → 25/11/2005 19u 48m 04s Lijn 380.29 Borssele (NL) - Zandvliet
- 5 → 25/11/2005 19u 48m 05s Lijn 380.29 Borssele (NL) - Zandvliet
- 6 → 25/11/2005 21u 24m 25s Lijn 380.30 Geertruidenberg (NL) - Zandvliet
- 7 → 25/11/2005 22u 15m 00s Lijn 150.112 Basf - Zandvliet
- 8 → 25/11/2005 22u 57m 42s Lijn 380.73 Avelgem - Doel - Eeklo-noord
- 9 → 25/11/2005 23u 48m 11s Lijn 150.5 Brugge - Eeklo - Langerbrugge
- 10 → 25/11/2005 23u 52m 28s Lijn 150.11 Flora - Rodenhuize
- 11 → 25/11/2005 23u 52m 33s Lijn 150.11 Flora - Rodenhuize
- 12 → 25/11/2005 23u 54m 34s Lijn 150.12 Flora - Rodenhuize
- 13 → 25/11/2005 23u 54m 37s Lijn 150.12 Flora - Rodenhuize
- 14 → 26/11/2005 00u 18m 32s Lijn 150.52 Heist o/d Berg - Lint - Putte
- 15 → 26/11/2005 00u 32m 07s Lijn 150.6 Brugge - Eeklo - Langerbrugge
- 16 → 26/11/2005 00u 32m 10s Lijn 150.6 Brugge - Eeklo - Langerbrugge
- 17 → 26/11/2005 01u 21m 00s Lijn 70.257 Herfelingen - Oisquercq
- 18 → 26/11/2005 04u 14m 38s Lijn 150.137 Aalst-Noord - Mercator -
St. Gillis Dendermonde - Zele
- 19 → 26/11/2005 04u 14m 41s Lijn 150.137 Aalst-Noord - Mercator -
St. Gillis Dendermonde - Zele
- 20 → 26/11/2005 04u 22m 05s Lillo T1 150/36 kV
- 21 → 26/11/2005 04u 59m 47s Lijn 380.36 Bruegel - Mercator - Verbrande Brug
- 22 → 26/11/2005 04u 59m 50s Lijn 380.36 Bruegel - Mercator - Verbrande Brug
- 23 → 26/11/2005 05u 09m 20s Lijn 150.51 Heist o/d Berg - Lint - Putte
- 24 → 26/11/2005 05u 12m 20s Lijn 150.65-66 Mechelen - Sidal - Verbrande Brug
- 25 → 26/11/2005 05u 35m 05s Lijn 70.225 Aarschot - Heist o/d Berg - Mechelen
- 26 → 26/11/2005 07u 07m 04s Lijn 150.267 Ham - Langerbrugge
- 27 → 26/11/2005 08u 32m 28s Lijn 150.136 Aalst-Noord - Heimolen -
St-Gillis Dendermonde - Zele
- 28 → 26/11/2005 09u 17m 39s Lijn 70.601 Aalst - Denderleeuw (NMBS) - Essene
- 29 → 26/11/2005 09u 46m 45s Lijn 150.52 Heist o/d Berg - Lint - Putte
- 30 → 26/11/2005 09u 52m 16s Lijn 150.52 Heist o/d Berg - Lint - Putte
- 31 → 26/11/2005 09u 52m 25s Lijn 150.52 Heist o/d Berg - Lint - Putte
- 32 → 26/11/2005 10u 07m 10s Lijn 150.18 Lint - Schelle
- 33 → 26/11/2005 10u 50m 39s Lijn 150.9 Mercator - Rodenhuize - St.-Pauwels
- 34 → 26/11/2005 10u 57m 43s Lijn 150.160 Bruegel - Grimbergen - Relegem -
Verbrande Brug
- 35 → 26/11/2005 10u 57m 47s Lijn 150.179 Heimolen - Mercator - St. Niklaas -
St. Pauwels
- 36 → 26/11/2005 11u 52m 39s Lijn 70.774 Kalmthout - Sint-Job
- 37 → 26/11/2005 11u 52m 45s Lijn 70.774 Kalmthout - Sint-Job
- 38 → 26/11/2005 12u 12m 24s Lijn 70.194 Beerst - Koksijde
- 39 → 26/11/2005 12u 44m 39s Lijn 150.357 Harmignies - Ville/Haine
- 40 → 26/11/2005 13u 03m 06s Lijn 70.608 Aalst - Zottegem

Au total, il y a le déclenchement de 4 lignes 380 kV,
18 lignes 150 kV et 6 lignes 70 kV



Ordre des déclenchements



Durée des tensions nulles locales

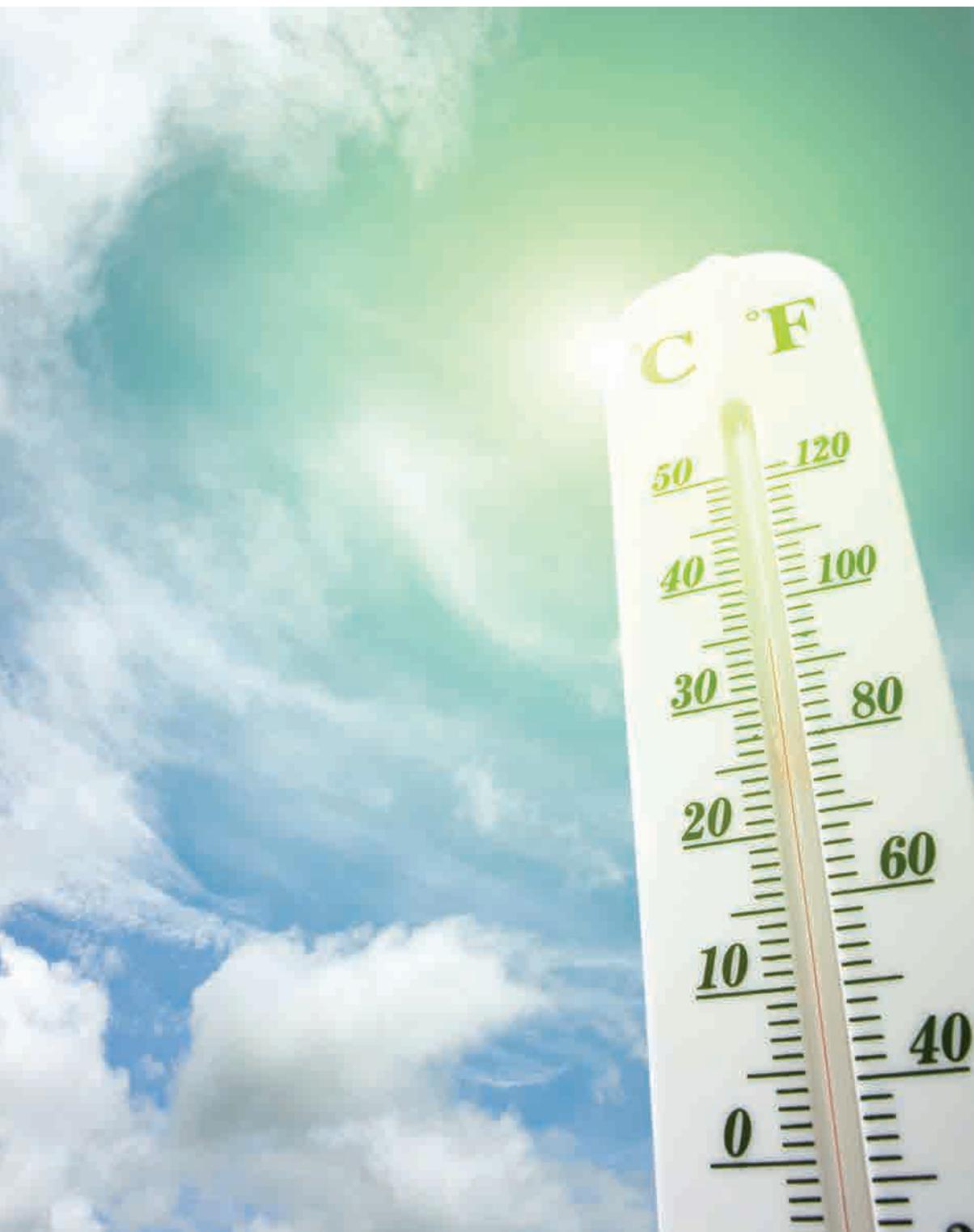
○ Interruptions > 3 min

Les Pays-Bas ne sont pas épargnés et les plus longues interruptions d'alimentation chez eux ont eu une durée de 23 heures.

Le réseau allemand subit pour sa part 400 déclenchements le 26/11 de 04h00 à 12h00.

Pylônes en Allemagne touchés par les intempéries







2006

Europe, juillet

Canicule en Europe

Après l'été hors normes de 2003, l'été 2006 part pour devenir encore plus caniculaire et battre tous les grands étés de l'histoire belge, comme ceux de 1911, 1947 et 1976.

Après un début d'année peu pluvieux, le débit de la Meuse et de l'Escaut est tombé si bas fin juillet que, pour des problèmes d'échauffement des cours d'eau, il faut réduire les productions des centrales classiques situées en bord de Meuse et d'Escaut. Il faut même envisager l'arrêt de ces centrales pour pouvoir maintenir en service les centrales nucléaires. Seules les centrales équipées de réfrigérants atmosphériques peuvent continuer à fonctionner.

La situation est critique dans plusieurs pays d'Europe : la Pologne doit imposer des **coupures tournantes à la clientèle**.

Les journaux font état de la situation : « L'Europe pourrait subir cet été des coupures de courant longues de plusieurs jours, faute d'une production électrique suffisante. En Allemagne, la crainte est bien réelle et si elle demeure,

pour l'heure, difficilement quantifiable, le patron du numéro deux allemand de l'énergie, le géant RWE, évoque des coupures pouvant s'étaler sur plusieurs jours. La Belgique ne semble pas épargnée par le phénomène et pourrait subir de pareilles coupures, même si, du côté d'Elia, on se veut optimiste et on rappelle que la Belgique est un importateur net d'électricité et jusqu'à présent, « le système électrique européen a toujours pu assumer la demande ».

Cette communication était optimiste : au centre de contrôle, nous envisagions sérieusement des délestages tournants.

Le 1^{er} août, la pluie et les orages arrivent, le débit des rivières et des fleuves augmente rapidement et tout rentre dans l'ordre au niveau de la production électrique.

Après cette période caniculaire, EDF réduit les périodes permettant la maintenance des réacteurs

Traditionnellement, c'est en été qu'on programmait prioritairement les maintenances des centrales nucléaires car la consommation était plus faible en cette période. Mais les canicules de 2003 et 2006 ont totalement remis en cause cette pratique : non seulement la consommation d'électricité augmente suite à l'essor des climatiseurs, mais il faut aussi faire fonctionner à bas régime ou même arrêter les réacteurs disponibles vu la difficulté, voire l'impossibilité de les refroidir correctement.

C'est désormais **uniquement au printemps et en automne** qu'EDF peut programmer la majorité des opérations de maintenance.

La Belgique applique les mêmes règles durant les premières années qui suivent 2006.

La canicule a désormais un impact non négligeable sur la consommation d'électricité, suite au développement du conditionnement d'air.

Elle peut aussi avoir un impact sur la production, si des centrales doivent être mises à l'arrêt à cause de la sécheresse!



2006

Allemagne,
4 novembre

Incident du 4 novembre

Le 4 novembre 2006, vers 22h10, une panne de grande importance touche le réseau UCTE, privant d'électricité environ 15 millions de consommateurs européens. Ce soir-là, nous avons réellement frôlé un black-out européen.

Chronologie des événements

L'origine de l'incident est la mise hors service programmée puis différée de deux lignes 400 kV allemandes reliant Conneforde à Diele, pour permettre le passage d'un gros navire sur le fleuve Ems qu'elles surplombent. Le passage du bateau est initialement prévu le 5/11 à 5h mais l'heure de passage est avancée et la coupure des lignes est demandée le 4/11 à 21h30.

Les coupures des deux lignes 380 kV sont mal analysées et sont acceptées.

La ligne voisine Landesbergen-Wehrendorf (reliant E.ON Netz et RWE TSO) reprend une part importante de la charge des lignes coupées et se retrouve en **surcharge**.

Malgré plusieurs échanges téléphoniques entre E.ON et RWE, ils n'arrivent pas à réduire la charge de la ligne.

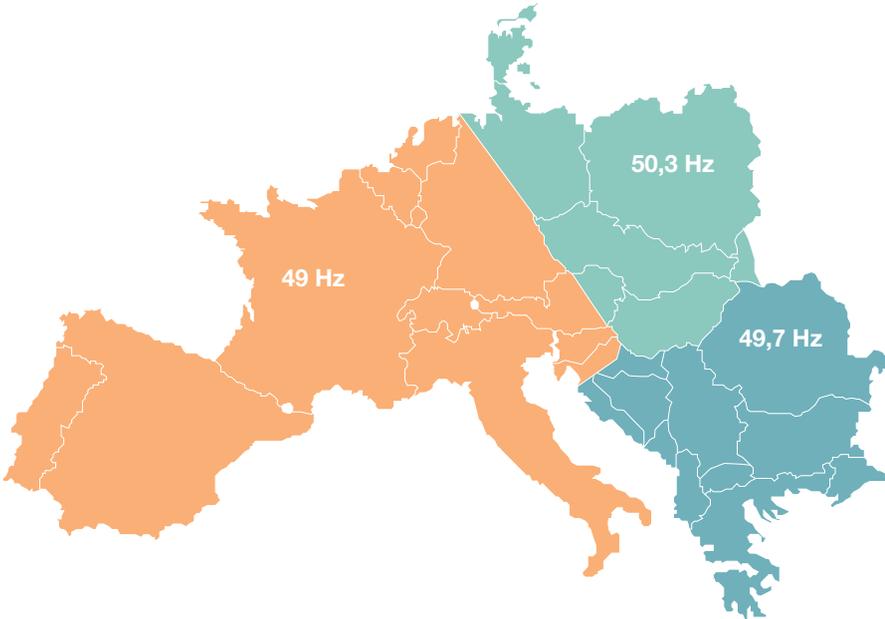
Ce soir-là, le vent souffle fort sur le Nord de l'Allemagne, la production éolienne est élevée et l'Allemagne exporte vers la France et la Belgique,

La production éolienne augmente encore et le courant dans la ligne Landesbergen-Wehrendorf atteint le seuil de déclenchement. La ligne déclenche à 22h10.

Le report de charge enclenche un **effet domino**, de nombreuses autres lignes déclenchent par surcharge, entraînant une scission du réseau UCTE en 3 zones.

Séquence des déclenchements

- 1 22:10:13
- 2 22:10:15
- 3 22:10:19
- 4 22:10:22
- 5 22:10:22
- 6 22:10:22
- 7 22:10:25
- 8 22:10:27
- 9 22:10:27
- 10 22:10:27
- 11 22:10:27
- 12 22:10:27
- 13 22:10:27
- 14 22:10:27



- Zone Ouest: sous-fréquence
- Zone Nord-Est: sur-fréquence
- Zone Sud-Est: sous-fréquence

Scission du réseau UCTE en 3 zones.
La séparation du réseau se produit à 22h10min28,7s

Durant la minute précédant la séparation, la production UCTE est d'environ 274 100 MW dont 15 000 MW éoliens (essentiellement en Europe du Nord et en Espagne). Après la séparation, les puissances se répartissent comme suit :

- Zone ouest
182 700 MW dont 6 500 MW éoliens
- Zone nord-est
62 300 MW dont 8 600 MW éoliens
- Zone sud-est
29 100 MW.

La séparation du réseau conduit au dépassement du seuil de 49 Hz à l'Ouest et de 51 Hz à l'Est. Dans les zones en sous-fréquence, **le rétablissement des fréquences normales est réalisé en 20 minutes**. Pour les zones en sur-fréquence, c'est plus long, en raison du

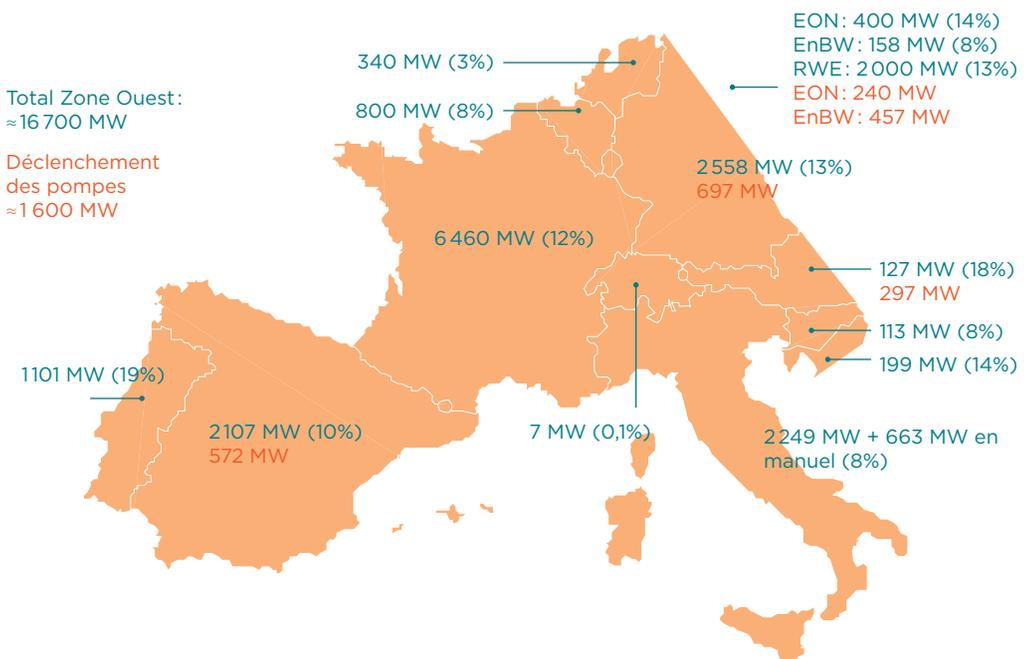
manque de contrôle de la production éolienne.

Globalement, les conséquences de cette panne d'électricité sont aggravées par le comportement d'ensemble de la production décentralisée, dû au caractère aléatoire des déconnexions et des reconnexions.

L'Europe de l'Ouest est en déficit de production et des délestages sont nécessaires pour éviter un effondrement total du réseau.

Pour l'ensemble de l'Europe de l'Ouest, 10% de la charge doivent être déconnectés, ce qui se traduit par 800 MW pour la Belgique et 6 400 MW pour la France.

Charges délestées



L'ensemble du réseau européen peut être resynchronisé en 38 minutes et l'ensemble des pays revient à une situation normale en deux heures.

Le plan de défense et en particulier le délestage ont bien fonctionné.

L'impact de la coupure des 2 lignes avait été mal analysé, il n'y a pas eu de vérification par calcul.

Les critères N-1 ont été violés.

Il a fallu figer dans les procédures opérationnelles l'analyse systématique avec vérifications par calcul de tout changement dans la situation du réseau.

Il a fallu imposer une grande rigueur quant au respect des critères d'exploitation et notamment du N-1.

Pour réaliser les nombreux calculs, il faut disposer d'outils performants.

L'incident a montré un **manque de coordination entre les GRT** ; il a fallu accroître les échanges de données entre les GRT.

Les coupures avaient été planifiées mais le timing n'a pas été respecté. Une analyse du nouveau timing était nécessaire mais n'a pas été réalisée.

Les unités de production décentralisées n'étaient ni surveillées ni contrôlées par les GRT.

Il est devenu indispensable de mieux connaître et maîtriser la production décentralisée. Les critères de raccordements des productions décentralisées ont été complétés avec notamment les possibilités de modulations.

Les **réglementations** des 24 pays concernés ont été **harmonisées** et les actions à réaliser en cas d'incident affectant les pays interconnectés coordonnées.

Le 4 novembre 2006,
l'Europe occidentale a échappé de
peu à un effondrement total de
son réseau de transport d'électricité
grâce au bon fonctionnement
des mécanismes de délestage.



2007 - 2008

Belgique

Mise en service des **PST** sur notre frontière nord

Dans le réseau maillé européen, la Belgique se trouve entre 2 acteurs importants, la France et l'Allemagne, qui ont des comportements symétriques au niveau de leurs importations/exportations d'électricité : quand l'un exporte, l'autre importe et vice versa.

Quand le vent est favorable et la production éolienne importante dans le Nord de l'Allemagne, l'excédent d'électricité bon marché est exporté, principalement vers la France.

En l'absence de vent, l'Allemagne peut importer en provenance de la France qui dispose de capacités de production nucléaire importantes.

Les lois de l'électricité font qu'une partie importante de ces échanges – quelque 30% – passe par le réseau belge. Avant la mise en service des PST (Phase Shift Transformers), des transformateurs à décalage de phase qui permettent

d'agir sur les flux d'électricité à la manière de robinets, le réseau belge se trouvait régulièrement saturé par ces échanges, ce qui avait un impact négatif sur les acteurs de marché belges qui n'étaient plus en mesure d'importer pour leur besoins propres.

Grâce aux PST, nous pouvons limiter les flux étrangers qui traversent notre réseau et permettre aux acteurs belges de rester actifs sur les marchés de l'électricité.



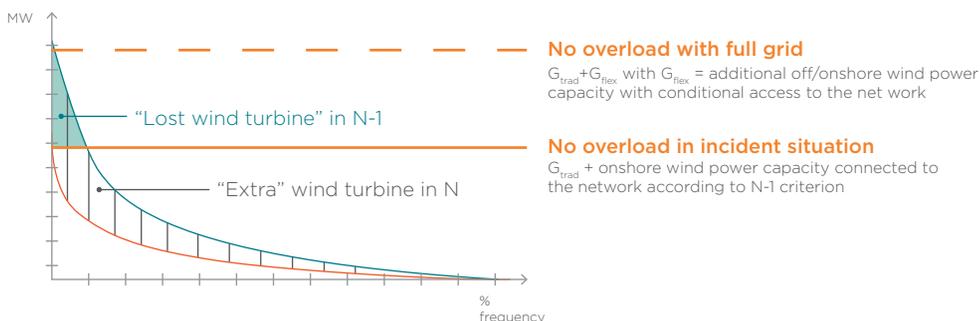
Développement du concept GFlex (Génération flexible)

Les critères de raccordement classiques pour les unités de production prévoient que même en « N-1 réseau », l'unité doit pouvoir continuer à produire sa puissance maximale.

Le « N-1 réseau » signifie la perte d'un élément du réseau.

En appliquant ces critères, de nombreux parcs éoliens situés en zone rurale n'auraient pas pu être raccordés au réseau. Or, la production d'un parc éolien est intermittente et rarement à puissance maximale. On peut donc **assouplir les critères** si le parc est techniquement capable de réduire rapidement sa production.

Les critères GFlex prévoient que le parc éolien ne peut pas créer de surcharges réseau à l'état « N », c'est-à-dire réseau complet et doit être capable en situation « N-1 » de réduire rapidement sa production en dessous du seuil de raccordement classique « GTrad / Génération traditionnelle ».





Mise en place d'une ligne temporaire de secours.

Phénomènes météorologiques exceptionnels

21 juillet 2009

Tornade dans la région de Lint

Le 21/07/2009 en fin d'après-midi, un violent orage s'abat sur la région de Lint-Boechout, détruisant 2 pylônes des lignes 380kV Mercator-Lint-Massenhove 380.60 & 61.

En tombant, les conducteurs 380kV ont endommagé les lignes 150kV Lint-Lier 150.138 & 139, les lignes 70kV Kontich-Lier 70.722 & 723 ainsi que la ligne SNCB Kontich-Lier.

Durant l'orage, les vents ont atteint des vitesses de 270 km/h. Selon l'IRM, on a connu ce jour-là un **phénomène météorologique très rare**, un « downburst-vents tombants » c'est-à-dire l'inverse d'une tornade.

Dans un « downburst », les vents dans le cœur descendent vers le sol au lieu de s'élever comme c'est le cas dans une tornade.



Les éléments de la ligne de secours sont assemblés et mis en place.

14 juillet 2010

Tornade dans la région d'Achêne-Ciney-Tihange

Un an après l'incident de Lint, le 14/07/2010 à 16h36, un violent orage s'abat sur la région d'Achêne-Ciney, détruisant 3 pylônes de la ligne 380 kV Achêne-Gramme 380.10 et 6 pylônes 70 kV des lignes Achêne-Warnant et Hastière 70.125 & 126.

A 16h57, l'orage se déplace dans la région de Tihange, détruisant 3 pylônes de la ligne 150 kV Gramme-Tihange-Clermont 150.293.

En tombant, les conducteurs endommagent la ligne 70 kV Ampsin-Abée 70.909.



Des pylônes ont été endommagés à proximité de la centrale de Tihange.

3 janvier 2014

Vents violents dans la région de Ruien

Le 03/01/2014 à 16h08, des vents violents détruisent 6 pylônes des lignes 150kV Ruien-Chièvres 150.43 et Ruien-Antoing 150.44.

Ces 2 lignes ont déjà connu plusieurs fois des chutes de pylônes :

→ **18/07/1964**

P109 à P116 (ligne Thieulain – Baudour)

→ **2/01/1988**

P19 à P25 (ligne 150.43-44 entre le repiquage de Thieulain et Ruien)

→ **26/02/1990**

P90 à P97 (ligne 150.43-44 entre Baudour et le repiquage de Thieulain)

→ **3/01/2014**

P26 à P32 (ligne 150.43-44 entre le repiquage de Thieulain et Ruien)

Indépendamment d'une possible faiblesse de ce type de pylône, selon l'IRM, les fréquentes chutes s'expliquent par des vents importants et des **phénomènes météorologiques locaux** manifestement plus présents là qu'ailleurs.

La région est très dégagée (champs avec peu d'arbres et d'habitations) et vallonnée. Ceci peut mener à des vents laminaires (sans perturbations) avec des phénomènes d'accélération locaux sur les vallons de l'ordre de 20% (effet Venturi)

Pour l'incident du 3 janvier 2014, l'IRM pense à un « downburst » comme celui de Lint en 2009.

23 juin 2016

Intempéries et vents violents dans les régions de Gouy et Jodoigne

Le 23/06/2016 à 20h46, suite à de violentes intempéries, 4 pylônes double terre des lignes Gouy-Drogenbos 150.32 et Gouy-Oisquerq 150.33 sont détruits près du poste de Gouy.

Un enclenchement manuel par télécommande de la ligne 150-33 Gouy-Oisquerq a lieu 6 minutes après le déclenchement de la liaison. Au moment de l'enclenchement manuel, la chute des pylônes n'est pas encore connue.

Cet enclenchement manuel n'était pas autorisé par les règles d'exploitation et une analyse conjointe (RCC, NCC) a été initiée pour éclaircir les circonstances et **définir les actions à prendre** pour éviter ce type d'erreur.

A 21h31, les intempéries atteignent la région de Jodoigne, 2 pylônes de la ligne 70 kV Landen-Jodoigne sont détruits.



Les vents violents provoquent des effets de torsion tels que la tête du pylône est rompue.

Ces incidents avec chutes de pylônes ont montré que le délai pour la reconstruction définitive d'une ligne est de l'ordre d'un an. Ceci s'explique par le temps nécessaire pour l'étude, la réalisation des fondations et le délai de fabrication du pylône, ce dernier étant dépendant du carnet de commande du fournisseur.

Lors des tempêtes de 1990, certaines lignes ont pu être reconstruites de manière définitive en 6 semaines, soit le délai actuel pour installer la ligne provisoire de secours. La situation industrielle n'est évidemment plus la même (il n'y a plus de possibilités de construire des pylônes en Belgique ou de les construire dans une société liée au groupe). La situation du secteur en 1990 a permis de faire face aux nombreux dégâts engendrés par les tempêtes de cette année-là (plus de 100 pylônes à remplacer), et l'exploitation du réseau n'a été affectée que pendant environ 2 mois.

Un autre point très important est le risque lié aux réenclenchements manuels. Il ne faut jamais déroger à la règle des 3 minutes et toujours connaître les raisons de **l'absence de réenclenchement automatique**.

La ligne de secours est stockée dans des containers.



La mise en place d'une ligne provisoire de secours – indispensable en cas de dégâts majeurs au réseau – est aujourd'hui beaucoup plus difficile que par le passé.



L'incident nucléaire de Fukushima était la conséquence du tsunami provoqué par le tremblement de terre au large des côtes japonaises.



2011

Japon, 11 mars

Accident nucléaire de Fukushima

Chronologie des événements

Le 11 mars 2011, un séisme de magnitude 9 survient au large des côtes nord-est du Japon et déclenche un tsunami. C'est ce tsunami qui amorce l'accident de la centrale de Fukushima Daiichi en détruisant son alimentation électrique, provoquant un **accident nucléaire classé au niveau 7 de l'échelle INES**. Contrairement aux précédents accidents nucléaires majeurs de Tchernobyl et de Three Mile Island, celui de Fukushima Daiichi n'est pas, à l'origine, dû à un dysfonctionnement « technique / nucléaire » mais à une protection insuffisante contre ce type de catastrophe naturelle.

La centrale de Fukushima Daiichi est composée de 6 réacteurs à eau bouillante (de puissance unitaire variant de 460 MW à 1 100 MW), dont la moitié est en activité lors du séisme. Les réacteurs 1, 2 et 3 fonctionnent tandis que les réacteurs 4, 5 et 6 sont en arrêt programmé pour maintenance.

Les réacteurs 1, 2 et 3 résistent aux secousses du séisme. Ils se mettent automatiquement à l'arrêt par l'insertion de grappes de contrôle dans le cœur qui stoppent la réaction en chaîne.

L'alimentation électrique du site étant interrompue, les groupes électrogènes diesel de secours prennent le relais afin d'assurer le fonctionnement des processus de refroidissement des différents réacteurs et des piscines d'entreposage des combustibles usagés.

C'est une série de vagues succédant au tremblement de terre (1 heure plus tard) qui amorce l'accident de la centrale de Fukushima : en franchissant les digues de sécurité, les vagues qui atteignent jusqu'à 14 à 15 m au-dessus du niveau de la mer submergent les installations de la centrale de Fukushima, y compris les groupes électrogènes de secours. Faute de courant, tous les réacteurs du site, à l'exception du réacteur 6 dont le groupe électrogène est refroidi à l'air, continuent de fonctionner et se trouvent en situation **de perte totale de source de refroidissement**.

En l'absence de refroidissement, l'eau dans la cuve des réacteurs 1, 2 et 3 s'évapore progressivement au contact des assemblages de combustibles chauds. La puissance résiduelle des éléments combustibles n'étant

plus évacuée, cela entraîne la fusion partielle des cœurs des réacteurs. Non immergées, les gaines de combustible nucléaire, constituées d'alliage de zirconium, réagissent avec la vapeur d'eau et forment de l'hydrogène.

La pression dans les cuves des réacteurs augmente et les soupapes de décharge s'ouvrent, libérant vapeur d'eau et hydrogène dans l'enceinte de confinement. Ces gaz s'accumulent en haut du bâtiment. Afin d'éviter une surpression et la rupture de l'enceinte de confinement, les experts procèdent au **relâchement volontaire** de ces gaz à l'extérieur de l'enceinte.

L'hydrogène explose au contact de l'air dans les réacteurs n°1 le 12 mars, n°3 le 14 mars et n°2 le 15 mars. Du 15 au 21 mars, d'importantes quantités de produits radioactifs sous forme d'aérosols, comme le césium 137, sont rejetées dans l'atmosphère.

L'accident de Fukushima, comme ceux de Three Mile Island et Tchernobyl dans le passé, relance une **réflexion sur les critères de sûreté nucléaire** et sur l'organisation des organismes chargés de son contrôle. En Europe, les chefs d'Etat s'accordent fin mars 2011 sur

la mise en place de tests de résistance pour leurs 143 réacteurs en activité. L'intégration du risque de catastrophes naturelles fait l'objet d'une attention particulière. Au Japon, les techniques de construction antisismique ont fait preuve d'une résistance remarquable face au tremblement de terre et aucun des 18 réacteurs nucléaires de la côte est de l'île de Honshu n'a été gravement endommagé par le séisme lui-même.

Situation de l'alimentation électrique au Japon après la catastrophe

Les 50 réacteurs opérationnels du parc nucléaire japonais ont tous été mis à l'arrêt, dans l'attente d'une autorisation d'exploitation des autorités.

C'est l'efficacité et la sobriété énergétiques propre à la mentalité japonaise qui ont permis au Japon de surmonter la « pénurie » électrique auquel il a été confronté. Les Japonais ont notamment limité leur consommation domestique au strict minimum.

Bilan humain

L'accident de Fukushima Daiichi a entraîné des rejets de très fines particules radioactives dans l'atmosphère et dans la mer.

Aucune personne ne serait morte directement de l'accident nucléaire, les milliers de morts seraient dus au séisme et au tsunami.

↳ **2011**

Belgique, 28 juin

Incendie du pôle 4 du transformateur 380/150 kV



La foudre a touché un des pôles du transformateur, provoquant un incendie et la combustion de toute l'huile contenue dans la cuve.

Le 28 juin (exactement 10 ans après la création d'Elia!), en début de soirée, un fort orage sévit dans la périphérie bruxelloise où se trouve notre poste de Bruegel. A 19h48, la foudre touche nos installations provoquant le déclenchement de la moitié du poste 380kV. Le pôle 4 du transformateur 380/150kV est en feu, avec des dégagements importants de flammes et de fumées visibles depuis le ring de Bruxelles et une mobilisation impressionnante des services des pompiers.

Le plan communal d'urgence est déclenché par le bourgmestre de Dilbeek. Heureusement, l'huile minérale du transformateur ne contient aucun polluant dangereux et l'incident n'a pas d'impact sur l'alimentation électrique.



2012

Belgique, 5 mars

Chutes de neige et galloping

Suite à la combinaison exceptionnelle de certaines conditions météorologiques, semblables à celles que nous avons connues en novembre 2005 - chutes de neige collante, taux élevé d'humidité, température proche de zéro et vent dans une direction et à une vitesse favorisant le maintien de la neige sur les conducteurs électriques, plusieurs conducteurs subissent à différents endroits des oscillations d'amplitudes très importantes (phénomène de «galloping»).

Le galloping cause de nombreux défauts lignes, **contacts entre phases** engendrant des coupures d'alimentation électrique dans les régions de Charleroi, Tournai et Ruien.

Quatre pylônes haute tension et des conducteurs aériens sont endommagés.

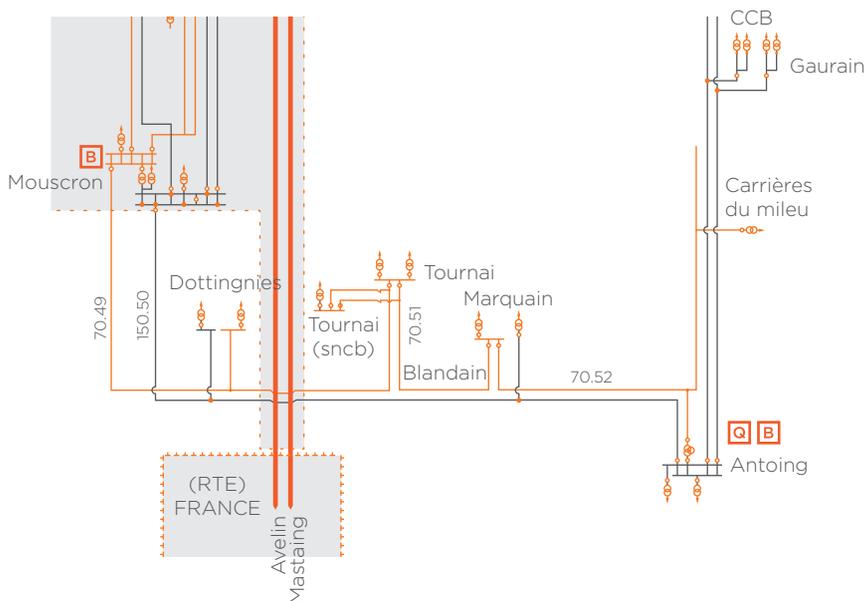
Des conducteurs sont également tombés sur l'autoroute A17 qui doit être fermée à la circulation.

Ces conditions météorologiques rares créent un chaos tel que la circulation dans la région de Tournai est presque impossible pendant plusieurs

heures, ce qui empêche nos visiteurs de lignes de patrouiller rapidement.

Le plan d'urgence est déclenché et les équipes d'intervention d'Elia et de ses contractants sont mobilisées, pour permettre une réalimentation aussi rapide que possible.

Réseau du Tournaisis



Chronologie des incidents

Réseau 380 kV

- La ligne 380.33 Bruegel-Courcelles est hors service pour travaux.

9h52

- Déclenchement de la 380.34 Bruegel-Courcelles (Galloping).
- Galloping des rails 380 kV de Courcelles, dégât à un sectionneur.

14h25

- La 380.33 est remise en service.

14h40

- La 380.34 est remise en service.

Réseau 150 kV

10h30

- Déclenchement de la 150.157 Ruien-Zwevegem-Mouscron.
- Câble de terre cassé, retour vers 17h15.

11h10

- Déclenchement de la ligne 150.268. Fleurus à 0 kV dans 1 des 2 cabines (17 MW).

11h20

- Réalimentation par télécommande du trunk MT entre les cabines.

11h26

- Déclenchement de la 150.25 Ruien- Nieuwe Vaart.

11h30

- Déclenchement de la 150.26 (Ruien-Nieuwe Vaart).
- Deinze à 0 kV (40 MW) réenclenchement manuel après 10 min déclenchement par galloping de nouveau en service entre 14h30 et 15h.

11h44

- Déclenchement de la 150.50. Mouscron-Marquain-Antoing.
- 3 pylônes endommagés et conducteurs tombés sur l'autoroute A17 (signalé à 13h19 par Touring).
- L'autoroute A17 restera fermée jusqu'au 6 mars.

12h21

- Déclenchement de la 150.57 Monceau-Thuillies-PlateTaille (rupture du câble de garde).
- Thuillies réalimenté par ORES MT à 13h20.

16h30

- 150.57 remise en service (après patrouillage)

Réseau 70 kV

9h04

- Déclenchement de la 70.49 Mouscron-Dottignies-Tournai.
- La 70.52 était coupée pour travaux, d'où perte de 22 MW à Tournai.
- Restitution de la 70.52 vers 9h14 + remise sous tension de Tournai jusqu'à 11h34.

11h34

- Déclenchement de la 70.52 Tournai-Antoing, Tournai à 0 kV.

16h25

- Retour 70.52 renvoi de tension d'Antoing vers Marquain MT et reprise de la charge.
- Les conducteurs de la 70.51 sont encore enroulés et collés par la neige.

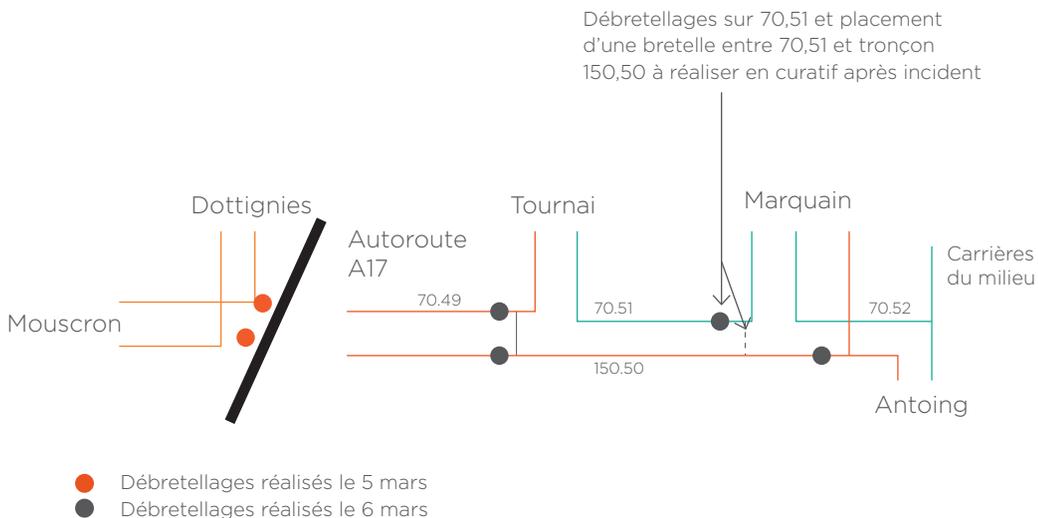
19h30

- Retour de la 70.51, Tournai retrouve 1 alimentation 70 kV venant de Marquain
- Tournai totalement réalimenté vers 20h.
- Dottignies réalimenté via 70 kV vers 22h15.

Pylônes endommagés le 05/03/2012



Situation du réseau dans le Tournaisis le 5 mars fin de journée



Enseignements

Les conditions météo ont créé un tel chaos que la circulation est presque entièrement bloquée dans toute la région et nos patrouilleurs de lignes ne peuvent plus circuler.

Nous sommes restés **aveugles pendant plus de 3 heures**. Par erreur, le n° de téléphone du dispatching est communiqué au public et nous recevons des dizaines d'appels téléphoniques des autorités locales, des PME nous pressant de réalimenter la région. Sans l'accord d'un visiteur de ligne,

nous ne pouvons pas réenclencher la 150.50. Pressés par les appels téléphoniques, nous avons pourtant hésité et envisagé de remettre la ligne sous tension. Heureusement, vers 13h19, un patrouilleur de Touring secours nous informe que la ligne est tombée sur l'autoroute A17 et nous n'effectuons pas de réenclenchement.

↳ **2012**

Europe

Problématique du **seuil 50.2Hz** pour le **PV**

L'Allemagne, précurseur dans le photovoltaïque, a établi la Norme VDE 0126 standard qui prévoit que si la fréquence atteint 50.2 Hz, les installations PV doivent déclencher instantanément, ce qui est logique car si la fréquence est à 50.2 Hz, c'est qu'il y a trop de production.

La France, la Belgique et l'Autriche adoptent la même norme.

Très soutenu financièrement, le PV se développe rapidement et, en 2012, les GRT prennent conscience que la puissance installée en PV respectant la norme allemande est proche de 20 000 MW.

Si la fréquence atteignait 50.2 Hz un jour de plein soleil, le réseau européen risquerait de perdre plus de 15 000 MW instantanément, ce qui conduirait à une **instabilité en fréquence et à un risque de black-out européen.**

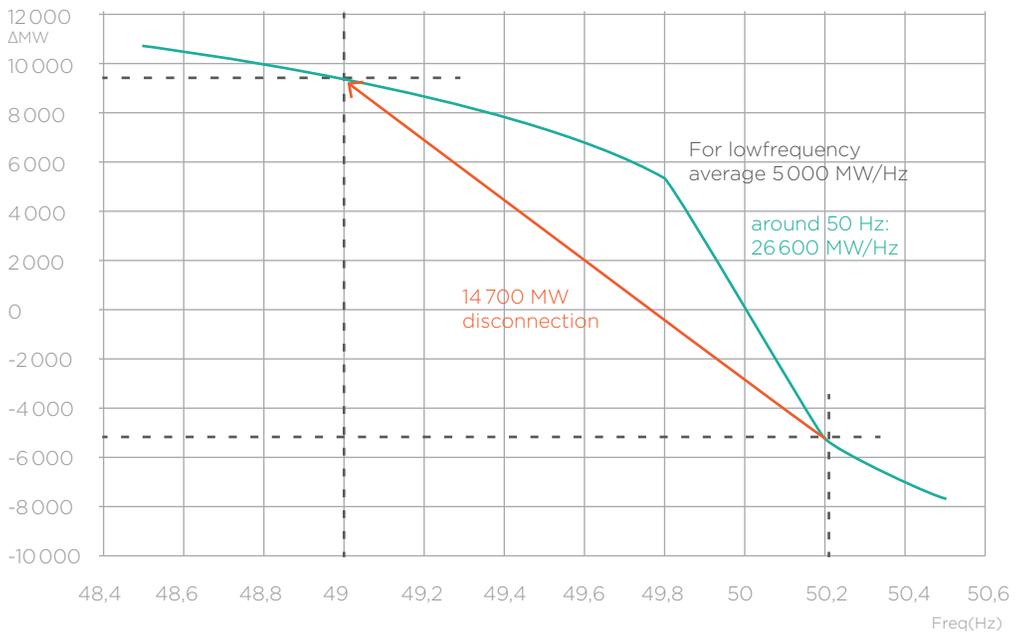
La norme qui prévoyait le déclenchement des installations photovoltaïques au cas où la fréquence atteignait 50.2 Hz a dû être adaptée.

Gestion de la fréquence en Europe.

- Autour de 50 Hz, la puissance réglante est de 26000 MW/Hz.
- Quand la fréquence chute fortement, les unités réglantes augmentent leur production et les machines qui arrivent à Pmax ne sont plus réglantes à la hausse et font que la puissance réglante globale tombe à 5000 MW/Hz.

En 2012, **la norme est adaptée** pour que les nouvelles installations PV réduisent progressivement leur production à partir de 50,2 Hz.

Mais la puissance installée en Allemagne est telle qu'il a fallu aussi réaliser un retrofit des installations existantes.



La nouvelle norme prévoit que les installations PV réduisent progressivement leur production à partir d'une fréquence de 50,2 Hz

↳ **2014**

**Belgique,
hiver 2014-2015**

Implémentation du **Dynamic Line Rating**

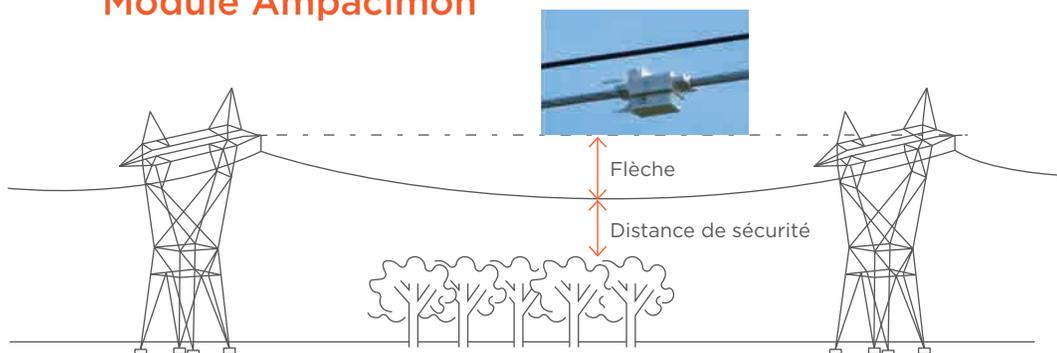
L'arrêt non planifié de plusieurs centrales en Belgique crée un risque de pénurie et une dépendance très forte aux importations.

Pour maximiser les capacités d'importation, Elia décide d'implémenter le Dynamic Line Rating en real time sur toutes ses lignes transfrontalières en installant des capteurs **Ampacimon**. Le capteur Ampacimon a été développé par l'Université de Liège en collaboration avec Elia.

En mesurant la fréquence de vibration d'une ligne, le capteur en déduit la flèche et la longueur et donc son

échauffement car la dilatation du conducteur est proportionnelle à sa température. La capacité de la ligne dépend donc des conditions météo. S'il y a du vent, la ligne est mieux refroidie et peut transporter une puissance plus élevée.

Module Ampacimon



Mise en application de la **méthodologie** **Flow Based**

Le calcul des capacités prévisionnelles d'import/export est une des missions des Gestionnaires de Réseau de Transport (GRT). Il permet de déterminer, en tenant compte des éléments de réseau et des unités de production qui sont indisponibles, ce que chaque GRT peut importer et exporter.

C'est un **exercice très sensible** dont les résultats peuvent, dans certaines situations comme les périodes de risques de pénurie, avoir un impact très important sur les prix.

Pour rendre la méthode de calcul la plus précise possible, les GRT de la région CWE (Central West Europe) ont développé une procédure qui modélise au mieux la réalité physique de l'écoulement des flux, d'où son nom «Flow Based».

Le besoin d'une méthode robuste et précise est identifié très tôt après la libération du marché de l'électricité.

Le 6 juin 2007, un MOU (Mémorandum of Understanding) est signé entre les partenaires CWE. Le 20 mai 2015, la **méthodologie «Flow Based»** est opérationnelle.

Les GRT ont développé des mécanismes de marché qui permettent aux acteurs de tirer pleinement profit de la concurrence à l'échelle européenne.

↳ **2016**

**Belgique,
hiver 2016-2017**

Hiver 2016-2017

Les problèmes d'adequacy restent présents en Belgique et, pour mettre à la disposition des acteurs du marché des capacités d'importations maximum, on implémente le **DLR forecast**. En D-2 (jour -2), en fonction des prévisions météo et d'une analyse statistique des données historiques, on peut augmenter les capacités des lignes aériennes avec une fiabilité de 99,99% – c'est-à-dire avec un risque quasi nul d'avoir surestimé la capacité en D-2 par rapport à la capacité de la ligne que l'on connaîtra en real time.



La période hivernale est une période de pointe de consommation dans le réseau européen.

↳ 1945-2017

Évolution du parc de production

La production d'électricité, aussi bien par sa technologie et ses moyens que par sa structure organisationnelle, a toujours influencé significativement la gestion des réseaux électriques.

Après la Seconde Guerre Mondiale, le parc de production belge était constitué de petites unités (maximum 60 MW) appartenant à différentes sociétés de taille réduite.

La fin des années 1950 a vu l'accélération de deux tendances : l'augmentation de la puissance des unités et le regroupement des sociétés.

Avec le développement rapide de l'utilisation de l'électricité et la nécessité d'investissements importants, les nombreuses petites sociétés se sont regroupées progressivement pour arriver en 1976 à la constitution de quatre sociétés, trois privées (EBES, Intercom

et UNERG) et une publique (SPE), le dernier grand regroupement cette année-là étant celui entre Interbrabant et Intercom.

Dans le système intégré de l'époque, chaque société possède son parc de production, son réseau de transport et son réseau de distribution.

La réduction du nombre d'interlocuteurs ne peut qu'**optimiser le développement du réseau**, avec la recherche du meilleur investissement, qu'il s'agisse de construire une nouvelle unité de production ou de renforcer le réseau.

Dans ce système électrique intégré, la nouvelle situation permet de prendre

en compte tous les besoins globaux du réseau belge, les services systèmes ; must run, production d'énergie réactive, réglage primaire de la fréquence, etc. et d'éviter une gestion de la production purement économique.

Les unités de production sont réparties un peu partout en Belgique, ce qui limite les problèmes de gestion de la tension et vu leur nombre élevé, la perte d'une unité de production ou « N-1 » a un impact limité.

En 1990, en vue de préparer l'ouverture du marché de l'électricité, **les trois sociétés privées se regroupent** en une seule (Electrabel), qui possède 94% des moyens de production en Belgique.

L'ouverture progressive du marché de l'électricité (avec la création d'Elia en 2001) change alors complètement le paysage électrique belge.

C'est la **fin du système intégré** ; les sociétés de production d'électricité adoptent une gestion purement économique de leurs unités, ce qui oblige Elia à payer pour les services systèmes.

La concurrence provoque la perte de parts de marché d'Electrabel, l'apparition de nombreuses sociétés de vente d'électricité et l'arrivée de nouveaux producteurs.

L'augmentation des échanges d'énergie électrique transfrontaliers puis le développement massif des productions renouvelables, éolienne et solaire remettent en cause le développement du parc de production tel qu'on l'avait connu depuis les débuts de l'électrification.

Evolution de la technologie et de la taille des moyens de production.

La fin des années 1950 voit l'apparition des unités de production de 125 MW dites «monobloc» (une chaudière, une turbine, un alternateur) avec comme combustible principal le charbon. Certaines unités consomment

également du gaz de haut-fourneau et/ou du gaz de cokerie. Ces groupes sont alors appelés «obligés» car on ne peut les arrêter sauf pour révision ou incident, sinon, le combustible est perdu.

Ces nouveaux moyens de production sont construits (ou regroupés) si possible sur un même site pour en diminuer les frais d'exploitation. Les petites unités de 60 MW sont arrêtées.

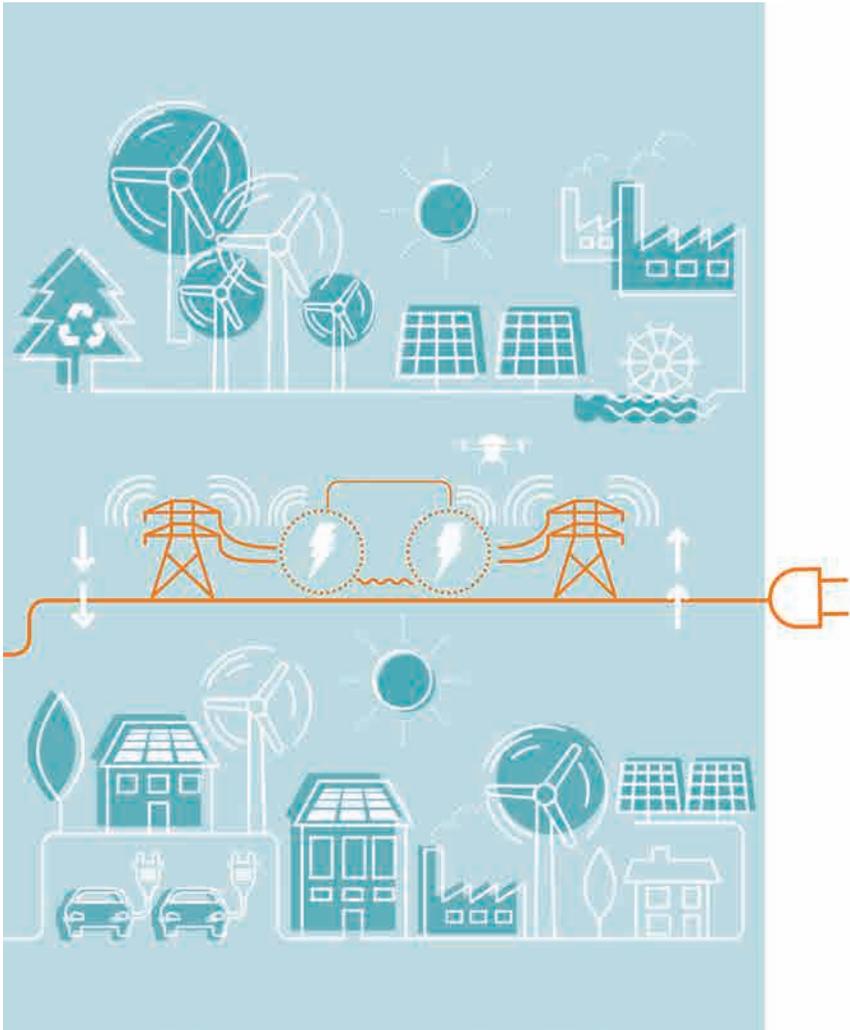
L'objectif des sociétés de production est d'augmenter la puissance des unités et de diminuer le nombre de sites.

En 1967, la **première centrale nucléaire franco-belge** Chooz 1 de 315 MW est opérationnelle.

Les années 1970 et le début des années 1980 voient l'apparition d'unités de production thermique classique de 300 MW, d'unités de production nucléaire : Doel 1-2 (1974), Tihange 1 (1975), Doel 3 (1982), Tihange 2 (1983) puis Doel 4 et Tihange 3 en 1985. C'est aussi durant ces années qu'on construit les centrales de pompage-turbinage de Coo et Plate Taille.

L'augmentation de puissance des unités et leur concentration sur certains sites impactent la gestion du réseau. Le déclenchement non planifié d'une unité peut entraîner le déclenchement des autres unités situées sur le même site. Sur certains sites, une partie de l'installation peut être commune à plusieurs unités (mode commun) et un défaut sur la partie commune peut entraîner la perte des unités. L'incident du 4 août 1982 est en partie la conséquence de cette évolution.

Les centrales de pompage (Coo 1164 MW et la Plate Taille 144 MW) ont été construites pour **absorber principalement le surplus de production** (surtout la nuit et les WE) des centrales nucléaires qui ne sont pas modulables. L'énergie stockée la nuit peut être restituée pour couvrir les pointes de consommation du matin, de la mi-journée et de la soirée.



La centrale de Coo a aussi une **fonction de sécurité**. Si les bassins supérieurs sont remplis au maximum, la centrale peut produire 1 164 MW pendant 5 heures. En cas de déclenchement non planifié d'une unité nucléaire de 1 000 MW, la perte de production en Belgique peut être compensée par Coo en moins d'une minute.

De plus, depuis la fin des années 1990, les groupes de Coo qui ont un statisme faible participent au réglage primaire de la fréquence lorsqu'ils sont en mode « turbinage ».

En cas de réseau mort (Black-out), une unité de Coo peut démarrer et alimenter en direct le site de Tihange et permettre ainsi le redémarrage d'une unité nucléaire.

Durant les années 90, le parc belge voit l'arrivée des centrales TGV (Turbine Gaz Vapeur). En 1992, la première TGV de puissance importante est mise en service. Dans la foulée, d'autres unités TGV sont construites.

Les TGV sont des **unités très souples** avec des temps de démarrage et de variation de puissance beaucoup plus



Le développement du photovoltaïque a profondément modifié le paysage énergétique.

courts que les centrales thermiques classiques. Elles peuvent démarrer sur réseau mort, c'est-à-dire faire du « black start ».

La mise en service des TGV provoque l'arrêt progressif des groupes thermiques classiques et la fermeture de sites. La disparition de sites réduit le nombre de points d'injection dans le réseau ce qui complique le réglage de la tension et réduit l'apport en puissance de court-circuit (Scc) qui est l'indicateur de la force d'un réseau.

Avec l'**arrivée massive du renouvelable** et comme les productions d'origine solaire et éolienne sont prioritaires,

les heures de fonctionnement des TGV sont réduites. De plus, grâce au soutien financier important, ces énergies renouvelables ont un coût marginal quasi nul et font baisser les prix de l'électricité, ce qui rend la rentabilité des productions classiques très problématique. Les producteurs historiques ferment progressivement leurs sites. Mais l'énergie renouvelable est par nature très variable et intermittente. Tant qu'une nouvelle technologie comme le stockage de masse ne sera pas disponible, il faudra garder opérationnelles des unités souples comme les TGV pour assurer l'équilibre.

Le développement du renouvelable ne pourra continuer sans des solutions techniques et économiques de stockage. Stockage court terme de quelques heures à quelques jours (batteries, voitures électriques) mais aussi du stockage moyen et long terme, de quelques jours à quelques semaines et quelques mois (power to gas) pour, par exemple, stocker l'été et consommer en hiver.

Les **défis** pour la production d'électricité dans les prochaines années sont **gigantesques** : comment, techniquement, économiquement et tout en respectant les contraintes environnementales, se passer du nucléaire ?

L'évolution des 60 dernières années, avec une augmentation constante

des puissances interconnectées qui conférerait sa stabilité au réseau européen s'inverse. Les réserves tournantes diminuent et des développements en cours cherchent à recréer une inertie synthétique.

Il faut apprendre à gérer la tension autrement, les unités centralisées n'étant plus là pour générer ou absorber le réactif.

La puissance de court-circuit S_{cc} qui donne une image de la force du réseau diminue.

Les smart grids apporteront certainement une partie des réponses. L'avenir nous le dira.

Des postes de raccordement sont construits en mer Baltique pour le raccordement des parcs éoliens.





Petite histoire des **grands incidents** et **autres événements** qui ont impacté la gestion des réseaux et le secteur électrique.

Ce rapport inventorie les principaux **événements techniques** que j'ai connus durant ma carrière dans le secteur électrique et qui ont eu un impact sur la gestion des réseaux ou le secteur électrique en général. Pour les incidents, en fonction des archives et selon ma perception, j'en donne la cause principale, **les conséquences** et **les mesures** qui ont été prises pour les prévenir. Comme mes archives personnelles étaient incomplètes, j'ai pu bénéficier des archives de l'équipe analyse d'incidents, de collègues en interne et de GRT's voisins ; Lise Mulpas, Hubert Vingerhoed (retraité), Fabrice Legoff (RTE), Carlo Bartocci & Eric Godard (Creos), et du Professeur Th. Van Cutsem de l'ULg. Je les remercie.