

**Annexe de l'arrêté du 30 décembre 1999
relatif aux conditions techniques de raccordement au réseau public de
transport (réseau à 400 kV exclu) des installations de production d'énergie
électrique de puissance installée inférieure ou égale à 120 MW**

Sommaire

A. <u>Généralités</u>	5
A.1 Définition	5
A.2 Domaines techniques concernés	5
A.3 Champ d' application	5
A.4 Tableau des seuils des paramètres à partir desquels certaines performances sont exigées des installations de production	6
<u>B. Étude générale des possibilités d'accueil du réseau vis-à-vis d'une nouvelle installation de production et détermination des investissements éventuels nécessaires</u>	8
B.0 Préambule	8
B.1 Les critères d' analyse de l' impact de l' arrivée d' une nouvelle production	8
B.1.1 Respect des limites techniques des matériels et de la sécurité des personnes et des biens	8
B.1.2 Respect de la sûreté de fonctionnement du système électrique	9
B.1.3 Respect de la qualité de fourniture	9
B.1.4 Respect des règles d' exploitation des ouvrages	9
B.1.5 Respect de la capacité d' évolution du système électrique	9
B.2 Méthode d' étude	9
B.2.1 Hypothèses prises en compte pour les critères § B.1.1.a et § B.1.1.b	10
B.3 Résolution des contraintes résultantes	10
<u>C. Méthode et hypothèses de calcul des courants de court-circuit maximaux</u>	12
C.0 Préambule	12
C.1 Modélisation	12
C.2 Hypothèses de calcul	13
C.3 Complément Technique	14
<u>D. Plages de tension et dispositions constructives des installations pour les réglages de tension et de puissance réactive</u>	15
D.0 Préambule	15
D.1 Plages de variation de la tension des réseaux	15
D.2 Besoins du système électrique en variation de puissance réactive : dispositions constructives des alternateurs	16

D.3 Services de réglage	17
D.3.1 Réglage primaire	17
D.3.2 Réglage secondaire	18
D.3.3 Fonctionnement en compensateur synchrone	18
<u>E. Plages de fréquence et dispositions constructives des installations pour les réglages de fréquence et de puissance active</u>	19
E.1. Plages de fréquence	19
E.2 Nécessité d' un réglage primaire de fréquence pour le système électrique	19
E.2.1 Dispositions constructives	19
E.2.2 Mode de participation au réglage primaire de fréquence	20
E.3 Nécessité du Réglage Secondaire Fréquence Puissance (RSFP)	20
E.3.1 Dispositions constructives	20
E.3.2 Mode de participation au réglage secondaire fréquence puissance	21
<u>F. Les schémas de raccordement des installations de production au RPT</u>	22
F.0 Préambule	22
F.1 Schémas de principe	22
F. 2 Schémas dérogatoires particuliers	23
F.2.1 Raccordement en piquage sur une liaison	23
F.2.2. Liaison de raccordement à un seul disjoncteur	23
F.2.3 Raccordement sur un poste non intégré au RPT	23
Schémas de principe :	25
Schémas dérogatoires particuliers :	26
<u>G. Stabilité</u>	27
G.0 Préambule	27
G.1. Stabilité en petits mouvements	27
G.2 Stabilité sur report de charge	28
G.3 Stabilité sur court-circuit	28
G.4 Comportement des auxiliaires sur court-circuit	29
<u>H. Système de protection et performances d'élimination des défauts réseau affectant le RPT</u>	31
H.0 Préambule	31
H.1 Principes	31
H.1.1 Aspects techniques	31
H.1.2 Aspects organisationnels - Responsabilités : expression des besoins et moyens à mettre en oeuvre	32
<u>Cadre-type du volet "expression des besoins (performances" du cahier des charges du concessionnaire du RPT</u>	33
1. Principe	33

2. Nature des besoins	33
2.1 Rapidité d' élimination	33
2.2 Sélectivité (émission par le système de protection d' un (des) ordre(s) de déclenchement des seuls disjoncteurs délimitant l' ouvrage en défaut)	33
2.3 Sécurité des personnes et des biens (au sens de la norme ISO 8402 Management de la qualité - Vocabulaire, " risque de dommages corporels et matériels limité à un niveau acceptable ")	34
2.4 Sûreté de fonctionnement	34
2.5 Reprise de service	34
<u>I. Comportement de l'installation en situation exceptionnelle</u>	35
I.0 Préambule	35
I.1 Transmission d' ordres	35
I.2 Comportement de l' installation en situation perturbée	35
I.2.1 Comportement de l' installation en régime perturbé de fréquence	35
I.2.2 Comportement de l' installation en régime perturbé de tension	36
I.3 Fonction de reprise de service rapide après découplage	37
I.4 Critères de séparation du réseau	37
I.5 Tenue en réseau séparé	37
I.6 Préparation à la reconstitution du réseau	38
<u>Performances des installations pour un fonctionnement en réseau séparé ou une reconstitution du réseau</u>	39
1. Séparation du réseau et fonction d' îlotage	39
2. Tenue en réseau séparé	39
3. Préparation à la reconstitution du réseau	40
<u>J. Qualité de l'onde de tension et du courant électrique en situation normale d'exploitation</u>	41
J.1. Tenue aux perturbations induites par le RPT	41
J.2. Caractéristiques techniques des installations	41
J.2.1. Immunité des installations	41
J.2.2. Surtensions transitoires	41
J.3. Perturbations maximales induites par l'installation sur le réseau	41
<u>K. Couplage des installations au RPT</u>	43
K.0 Préambule	43
K.1 Couplage synchrone	43
K.2 Couplage asynchrone	43
<u>L. Dispositifs de mesure et de comptage</u>	44
L.0 Préambule	44

L.1 Le Point de Comptage (PDC) et le Point de Livraison (PDL)	44
L.2 Les appareils de mesures et de comptage	44
L.3 La gestion des mesures issues du comptage	45
<u>M. Relation entre le producteur et le gestionnaire du réseau de transport (GRT)</u>	46
M.0 Préambule	46
M.1 Informations prévisionnelles	46
M.1.1 Entretiens programmés du RPT et des installations de production raccordées	46
M.1.2 Informations prévisionnelles à échanger pour l' exploitation	46
M.2 Informations temps réel - Besoins	47
M.2.1 Echanges par le réseau de téléconduite	47
M.2.2 Autres échanges	48
M.3 Architecture informatique de téléconduite	48
M.3.1 Responsabilité du GRT	48
M.3.2 Responsabilité du producteur	48
M.3.3 Responsabilités conjointes	48
<u>N. Données techniques à fournir par un producteur pour l'insertion de son installation dans le RPT</u>	49
N.0 Préambule	49
N.1 Statut et précision des données	49
N.2 Contrôle et révision	49
N.3 Les différentes étapes du projet de réalisation de l' installation et les données correspondantes	49
N.3.1 Données à la demande de raccordement : DDR	50
N.3.2 Données avant projet détaillé : APD	51
N.3.3 Données avant la première mise en service industrielle : MSI	54
<u>O. Contrôle des performances des installations de production</u>	55
O.0 Préambule	55
O.1 Principes	55
O.2 Type des contrôles de performances	56
O.2.1 Vérification initiale de conformité avant la première mise en service	56
O.2.2 Contrôles en exploitation à caractère permanent	56
O.2.3 Contrôles en exploitation à caractère non permanent	56
O.3 Appareils de mesure ou de contrôle	57
O.4 Traitement des non-conformités	57
<u>Annexe informative relative au chapitre B</u>	58
<u>Annexe informative relative au chapitre D</u>	59
<u>Annexe informative relative au chapitre E</u>	62
<u>Annexe informative relative au chapitre G</u>	67
<u>Annexe informative relative au chapitre H</u>	70
<u>Annexe informative relative au chapitre I</u>	85

A. Généralités

A.1 Définition

On entend par Réseau Public de Transport (RPT) l'ensemble des réseaux de niveau de tension supérieur ou égal à 45kV et qui sont placés sous la responsabilité du Gestionnaire de Réseau Public de Transport (GRT).

A.2 Domaines techniques concernés

Le présent arrêté traite de l'ensemble des conditions techniques de raccordement d'une installation de production au RPT. Celles-ci concernent les grands domaines suivants :

- possibilité d'accueil du réseau : contraintes à examiner, schéma de raccordement de l'installation, système de protection contre les courts-circuits, ... (chapitres B, C, F, H) ;
- caractéristiques techniques de l'installation : comportement en situations normales et exceptionnelles de réseau, stabilité, qualité de l'onde, couplage, participation aux différents services auxiliaires, ... (chapitres D, E, G, I, J, K) ;
- relations avec le GRT : informations à échanger et architecture des systèmes de téléinformation, dispositifs de mesure, vérification des performances,... (chapitres L, M, N, O).

A.3 Champ d' application

En fonction de sa puissance et de sa tension de raccordement, le raccordement d'une installation de production au RPT a des impacts très contrastés sur la gestion du système électrique, notamment dans les trois domaines suivants :

- relations avec les centres de conduite ;
- participation à la sûreté du système électrique ;
- fonctionnement et développement du réseau de grand transport à 400kV.

Il est donc nécessaire de distinguer, selon un seuil de puissance, deux types d'installations de production pour lesquelles les conditions techniques de raccordement sont différentes sur les points précédents.

Le présent arrêté s'applique à toute nouvelle installation de production de puissance installée inférieure ou égale à 120 MW et raccordée au RPT, de niveau de tension 400 kV non compris.

Il n'a pas d'effet rétroactif sur les installations existantes.

Tous les autres aspects non techniques, en particulier les mécanismes financiers mis en oeuvre par le GRT afin de tenir compte des différences de performances entre les installations de production, notamment en matière de fournitures des services auxiliaires ne font pas partie du présent arrêté.

Enfin, le présent arrêté ne traite pas :

- des conditions de raccordement d'installations de production à des installations ou à des réseaux privés ou à des réseaux publics de distribution,
- des conditions d'interopérabilité de ces installations et réseaux avec le RPT ou les réseaux publics de distribution.

En dehors des cas déjà prévus par les arrêtés du 21 juillet 1997 et du 3 juin 1998, et dans l'attente de la parution des règles complétant le cadre réglementaire existant, on pourra s'appuyer, dans la mesure du possible :

- sur le présent arrêté, pour traiter les cas de raccordement des installations de production à un niveau de tension supérieur ou égal à 45kV, sur des installations privées ou sur des réseaux privés ou sur des réseaux publics de distribution,
- sur les arrêtés du 21 juillet 1997 et du 3 juin 1998, pour traiter les cas de raccordement des installations de production à un niveau de tension inférieur à 45 kV, sur des installations privées ou sur des réseaux privés.

Pour le raccordement des installations de puissance supérieure à 20 MW, l'avis du GRT sera demandé.

Le présent arrêté ne traite pas non plus des conditions de raccordement des installations de production :

- de taille supérieure à 120 MW,
- raccordées au niveau de tension 400 kV.

Dans l'attente de la parution des textes réglementaires correspondants, on pourra s'appuyer, dans la mesure du possible, sur les règles du présent arrêté.

A.4 Tableau des seuils des paramètres à partir desquels certaines performances sont exigées des installations de production

Afin d'assurer :

- la sécurité et la qualité d'alimentation des consommateurs, lorsque le RPT est en situation de fonctionnement,
- la réalimentation des consommateurs dans de meilleures conditions, suite à des interruptions partielles ou totales de fonctionnement du RPT,

le Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) doit disposer de marges dans la conduite des installations de production, notamment dans la gestion de leurs fonctions de réglages des puissances active et réactive d'une part, de soutien au réseau en situation perturbée d'autre part. Ces fonctions sont ci-dessous appelées " services auxiliaires ".

Compte tenu des caractéristiques du Système Electrique, la désignation des installations de production qui doivent disposer des capacités constructives pour assurer des services auxiliaires nécessaires dépend de plusieurs paramètres, notamment de leur technologie, de leur niveau de puissance installée, du niveau de tension auquel elles sont raccordées et de leur emplacement dans le RPT.

L'évolution permanente de la structure et des caractéristiques du RPT nécessite que les seuils qualifiant ces paramètres soient gérés avec souplesse ; en particulier, qu'ils puissent être mis à jour en temps utile par les autorités compétentes. C'est dans cet esprit que, se rapportant aux principes spécifiés dans différents chapitres et § du présent arrêté, le tableau ci-dessous précise les valeurs en vigueur de ces paramètres à partir de la date d'entrée en vigueur du présent arrêté.

SEUIL¹ A PARTIR DUQUEL DES DISPOSITIONS CONSTRUCTIVES NECESSAIRES A LA PARTICIPATION DE CERTAINS SERVICES AUXILIAIRES SONT EXIGÉES	SEUIL PAR	ENERGIE FATALE²	HYDRAULIQUE (AUTRE QUE FIL DE L'EAU)	COGENERATION	AUTRES
T ₁ (chapitre D ; § D.3.2) : seuil relatif au réglage secondaire de tension (applicable dans les situations où les besoins du réseau le justifient).	point de livraison	150 kV	150 kV	150 kV	150 kV
P ₁ (chapitre E ; § E.2.1) : seuil relatif au réglage primaire de fréquence. Mutualisation possible par producteur et groupement de producteurs.	groupe	NA	40 MW	40 MW	40 MW
P ₂ (chapitre E ; § E.3.1) : seuil relatif au réglage secondaire de fréquence-puissance. Mutualisation possible par producteur et groupement de producteurs	site	NA	>120 MW NA	>120 MW NA	>120 MW NA
DBRSFP (chapitre E; § E.3.1) demi-bande de réserve secondaire rapportée à la puissance totale des groupes du producteur ou du groupement de producteurs.		NA	4 % NA	4% NA	4% NA
P ₃ (chapitre I ; § I.1) : seuil relatif à un équipement de transmission d'ordres.	site	NA	>120 MW NA	>120 MW NA	>120 MW NA
P ₄ (chapitre I ; § I.3) : seuil relatif à la fonction de recouplage rapide .	groupe	NA	20 MW	20 MW	20 MW
P ₅ (chapitre I ; § I.5) : seuil relatif au fonctionnement en réseau séparé.	groupe	NA	20 MW	20 MW	20 MW
P ₆ (chapitre I ; § I.6) : seuil relatif à la fonction de renvoi de tension négociée au cas par cas.	groupe	NA	40 MW	40 MW	40 MW

NA = non-applicable

Note : Les seuils fixés >120 MW, ne sont pas applicables dans le cadre de cet arrêté, ils sont donnés uniquement pour mémoire.

¹ Voir les chapitres correspondants car les exigences demandées aux installations au-delà de ces seuils ne sont pas toujours systématiques.

² Par exemple les fermes éoliennes, les petites centrales hydrauliques “ fil de l'eau ”, les usines de valorisation des déchets,...

B. Étude générale des possibilités d'accueil du réseau vis-à-vis d'une nouvelle installation de production et détermination des investissements éventuels nécessaires

B.0 Préambule

L'analyse des conséquences de l'insertion d'une installation de production dans le système électrique s'appuie sur les principes mis en œuvre pour la planification des réseaux³ ; elle consiste à examiner l'impact de l'installation sur le système électrique selon différents critères techniques et à déterminer les évolutions de réseau éventuellement nécessaires pour satisfaire ces critères.

On explicite, dans ce chapitre, les critères d'analyse utilisés. En effet, c'est sur la base de ces derniers que le GRT propose le mode de raccordement de l'installation et les renforcements éventuels des réseaux amont.

B.1 Les critères d'analyse de l'impact de l'arrivée d'une nouvelle production

Le GRT doit vérifier que l'insertion d'une nouvelle installation de production sur le réseau se fait dans le respect des règles fondamentales suivantes :

B.1.1 Respect des limites techniques des matériels et de la sécurité des personnes et des biens

- a. Quelle que soit la configuration du réseau, les intensités maximales admissibles dans les ouvrages, en régime permanent et éventuellement lors de certains régimes transitoires (en particulier, surcharge 20 minutes en 400 kV et 225 kV), doivent être respectées.

Ces intensités maximales admissibles font l'objet de textes réglementaires (arrêtés techniques) ;

- b. En chaque nœud du réseau, la tension doit être tenue en permanence dans sa plage contractuelle en particulier lors du couplage, du déclenchement de l'installation de production et lors de ses variations de charge. En régime normal, les tensions doivent rester comprises dans les plages contractuelles définies dans la déclinaison locale du contrat de qualité en vigueur. En régime exceptionnel, vers les valeurs hautes, la tension ne doit pas dépasser la valeur maximale admissible par les matériels et, vers les valeurs basses, elle ne doit pas franchir les valeurs risquant de provoquer des phénomènes d'écroulement de tension.

- c. Les puissances de court-circuit maximales admissibles doivent être respectées de façon à garantir la sécurité des personnes et du matériel. Il faut s'assurer, qu'en toutes circonstances, les niveaux atteints ne dépassent pas le pouvoir de coupure des disjoncteurs, ni la valeur limite de tenue aux efforts électrodynamiques auxquels sont soumis les matériels de connexion, les jeux de barres et les structures soutenant les extrémités des lignes dans les postes. Cet examen doit être effectué pour les ouvrages du RPT, mais aussi pour les réseaux et installations privés.

Par ailleurs, certains utilisateurs du réseau ont besoin de disposer d'une puissance de court-circuit minimale, en particulier, pour le démarrage de moteurs ou d'auxiliaires d'une centrale de production.

- d. L'élimination des défauts sur le réseau doit être à la fois sûre et sélective. Tout défaut doit pouvoir être éliminé de façon sélective, permettant de n'isoler que la partie en défaut, et sûre, grâce à des protections redondantes et des dispositifs agissant en secours avec des performances éventuellement dégradées.

³ décrits par ailleurs dans des textes approuvés par les pouvoirs publics.

B.1.2 Respect de la sûreté de fonctionnement du système électrique

a. Les incidents dus à différents phénomènes doivent être maîtrisables : déclenchements en cascade, écroulement de tension, rupture de synchronisme,.. :

- les systèmes de protection et de contrôle-commande doivent être conçus et réglés pour limiter le plus possible la gêne subie par la clientèle lors des incidents courants ;
- les incidents exceptionnels ne doivent pas mettre le système électrique dans un état non maîtrisable et entraîner un incident généralisé; ce dernier aspect concerne le réseau de grand transport c'est à dire le réseau à 400kV et une partie du réseau à 225kV.

b. La participation de l'installation de production à la tenue d'un réseau séparé et à la reprise de service doit être étudiée en fonction des conditions locales. Il s'agit de déterminer les conditions d'apparition et la viabilité du réseau séparé par l'analyse de la conséquence des incidents, compte tenu des groupes en présence, des charges et des protections et automates en réseau.

B.1.3 Respect de la qualité de fourniture

La qualité d'alimentation de la clientèle doit rester conforme au contrat qualité en vigueur et aux règles de compatibilité électromagnétique. Il s'agit notamment :

- des coupures brèves et longues ainsi que des creux de tension,
- de la qualité de l'onde (fluctuations lentes et rapides de tension, déséquilibres, harmoniques),

B.1.4 Respect des règles d'exploitation des ouvrages

L'exploitation des ouvrages doit permettre de :

- gérer les indisponibilités de réseau (suite à des programmes de maintenance ou à des réparations après incident) vis-à-vis de l'évacuation de la production,
- d'effectuer les manœuvres sans difficulté ni danger et avec un partage clair des responsabilités.

B.1.5 Respect de la capacité d'évolution du système électrique

La capacité d'évolution du système électrique doit être entretenue au bénéfice des différents utilisateurs, et en accord avec les schémas directeurs du réseau publiés à l'avance, et validés par les Pouvoirs Publics.

Nota : L'étude de l'adéquation du parc de production à la demande grâce à une marge de production suffisante mobilisable de façon automatique et manuelle est effectuée par ailleurs et globalement. Cette problématique se traduit en planification du réseau et lors de l'étude de la capacité d'accueil par la prise en compte de différents plans de production représentatifs à la fois des situations économiques et techniques (aléas) probables.

B.2 Méthode d'étude

Les réseaux servent d'interface entre les moyens de production et les consommateurs ; ils permettent, non seulement de transporter et de distribuer l'électricité, mais aussi de diminuer les dépenses d'investissement de production en mutualisant la confrontation de l'offre et de la demande en économie et en sécurité aux différentes périodes de l'année sur l'ensemble du système dont le GRT est responsable. Ceci explique que l'étude du respect des éléments dimensionnants du réseau exposés précédemment doit prendre en compte une zone géographique étendue et plusieurs situations de production et de consommation ainsi que différents aléas pouvant affecter tant la production que le réseau lui-même.

B.2.1 Hypothèses prises en compte pour les critères § B.1.1.a et § B.1.1.b

On décrit en détail le réseau du niveau de tension du raccordement et le réseau du niveau de tension immédiatement supérieur dans une zone centrée autour de la nouvelle installation de production. Le reste du réseau est habituellement représenté uniquement par les réseaux de transport à 400 kV et 225 kV. Les ouvrages de réseau (lignes, câbles, transformateurs, postes, moyens de compensation de la puissance réactive) et de production considérés sont les ouvrages existants ou décidés en service l'année étudiée. Il en est de même des charges.

On considère les points horaires les plus contraignants pour l'exploitation (dont la pointe d'hiver) et, pour chaque point horaire, la consommation à température normalisée. A réseau complet, on examine également un aléa de consommation (vague de froid).

Dans la zone d'étude, on examine la situation N (tous les ouvrages de transport et de production présents) et un certain nombre de situations d'indisponibilités dites N-k. Celles-ci résultent de la combinatoire, pour l'ensemble des ouvrages, des indisponibilités suivantes de moyens de production et de transport avec leur probabilité associée :

- perte d'un ouvrage de transport ;
- pertes de un ou plusieurs groupes de production;

Dans le cas particulier des agglomérations, on considère également les incidents plus sévères suivants :

- perte simultanée de deux ouvrages de transport ;
- perte d'un tronçon de jeu de barres ;
- perte d'un poste source.

En complément des situations précédentes retenues pour les groupes de la zone d'étude, on effectue un démarrage économique moyen des autres groupes du réseau pour assurer l'équilibre production demande.

Nota : Compte tenu de leur taille (inférieure ou égale à 120 MW), les installations considérées dans cet arrêté ont une influence faible sur le réseau 400kV. Elles ne donnent généralement pas lieu à des études particulières impliquant le réseau 400kV.

B.3 Résolution des contraintes résultantes

Si tous les critères décrits en B.1. sont respectés, l'installation peut être raccordée au RPT sans réalisation d'ouvrage nouveau (autre que la liaison de raccordement proprement dite).

Lorsque, dans certaines situations de réseau, un ou plusieurs de ces critères techniques ne sont pas respectés, une évolution du réseau doit être envisagée.

Les évolutions de réseau peuvent être de différentes natures :

- modification d'un ou plusieurs ouvrages de réseau (liaison, transformateur, moyen de compensation de la puissance réactive, moyen de régulation des transits),
- adjonction d'un ou plusieurs ouvrages de réseau (liaison, transformateur, moyen de compensation, bobine de réduction des courants de court-circuit),
- modification d'un poste (ajout d'un couplage, d'un jeu de barres,...),
- création d'un poste.

Elles doivent tenir compte des possibilités matérielles de réalisation comme, par exemple, la place disponible dans les postes existants.

Elles doivent s'inscrire dans la stratégie globale du développement du réseau à moindre coût qui minimise une fonction économique (cf. annexe informative B) comprenant à la fois les dépenses d'investissement et les dépenses d'exploitation globales (production et réseau).

En tout état de cause, le GRT informe le producteur des résultats de l'étude de raccordement et des motifs qui justifient les évolutions de réseaux nécessaires à son raccordement. Il analyse avec lui, éventuellement, les possibilités de modification de l'installation ou du point de raccordement qui pourraient conduire à des solutions plus économiques.

C. Méthode et hypothèses de calcul des courants de court-circuit maximaux

C.0 Préambule

Le raccordement du producteur ne doit pas entraîner de dépassement des courants de court-circuit au-delà des limites assignées pour les matériels de poste et de réseau. Il s'agit en effet d'assurer la sécurité des biens et des personnes en toutes circonstances.

Le calcul du courant de court-circuit, qui s'appuie sur la norme de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI - 909), est caractérisé par deux aspects :

- la modélisation (code de calcul et représentation des éléments du système électrique),
- les hypothèses de calcul : plan de production et schéma de réseau.

C.1 Modélisation

Les courants de court-circuit triphasés maximaux sur les réseaux RPT sont déterminés à l'aide d'un logiciel de calcul de réseau utilisant les modélisations suivantes, conformes à la norme CEI - 909 (sauf la prise en compte des capacités latérales des lignes et câbles, cf. complément technique en C.3) :

- Représentation des charges : les charges ne sont pas explicitement représentées mais leur influence est indirectement prise en compte grâce au coefficient de majoration de la tension c défini ci-dessous, sauf lorsqu'on calcule un courant de court-circuit sur le réseau 400kV où l'ensemble des charges est explicitement représenté sous forme d'impédances.
- Les valeurs de tension retenues pour le calcul sont données dans le tableau suivant :

Tension nominale U_n	Tension de calcul	c
63 kV	69.3 kV	1,1
90 kV	99 kV	1,1
150 kV	165 kV	1,1
225 kV	245 kV	1,09
400 kV	420 kV	1,05

Nota : Le coefficient c représente le coefficient de majoration de la tension préconisé par la norme CEI – 909

En général, les réseaux sont exploités à un niveau de tension dépassant la valeur nominale d'environ 5%. Le coefficient c permet de prendre en compte, d'une part cette réalité et d'autre part (sauf pour le réseau 400kV) l'influence des charges.

- représentation de tous les éléments du réseau RPT : lignes, câbles, transformateurs de réseau et de groupes⁴,

⁴ Pour les groupes de production raccordés à un réseau de niveau de tension inférieure à 45kV, on ajoute à leur réactance transitoire celles des transformateurs et des lignes jusqu' à leur poste de rattachement RPT.

- rapports de transformation pris à la valeur moyenne de leurs prises, sauf pour les auto-transformateurs 400kV / 225kV pour lesquels il faut prendre la prise correspondant à la situation considérée,
- prise en compte des impédances (réactances et résistances) des ouvrages de réseau : lignes, câbles et transformateurs,
- prise en compte des capacités latérales des lignes et câbles,
- groupes modélisés par leurs réactances transitoires directes. En effet, le dimensionnement des matériels (disjoncteurs et structures des postes) est fait à partir de la connaissance du courant de court-circuit transitoire. Le courant obtenu correspond, en fait, au courant “coupé” défini dans la norme CEI-909.

C.2 Hypothèses de calcul

La contribution d'une source de production au courant de court-circuit en un point donné du réseau électrique dépend principalement de l'impédance équivalente qui sépare cette source du point considéré. Elle est d'autant plus forte que cette impédance est faible. Cette impédance est directement liée à la proximité électrique de la source et du point considéré.

Les sources raccordées à un réseau électrique contribuent donc toutes d'une façon plus ou moins importante au courant de court-circuit en un point quelconque de ce réseau.

Compte tenu de l'étendue du système français, lui-même interconnecté aux systèmes électriques voisins, cette propriété pose le problème du réseau et des sources de production à prendre en compte pour que le résultat obtenu soit le plus réaliste possible.

Le principe retenu pour les calculs de courants de court-circuit est le suivant :

- le périmètre de la zone décrite en détail est centré autour du point de défaut et représente 15% du réseau national (ceci correspond à la taille d'un Centre Régional d'Exploitation du Système : CRES). Dans cette zone, toutes les sources de production d'une puissance électrique nominale supérieure à 1 MW sont supposées démarrées.
- le reste du réseau est représenté uniquement par les réseaux 400kV et 225kV. Dans celui-ci, on considère un démarrage moyen qui tient compte du taux de disponibilité des groupes de production. Les apports de courants de court-circuit des pays voisins sont représentés par des équivalents de Thévenin.
- On tient compte également de tous les ouvrages de transport et de production, décidés ou en construction.

Il est possible que le réseau considéré soit exploité selon plusieurs schémas (cf. principe de construction de schémas ci-dessous), en fonction des différentes périodes de l'année. Le schéma retenu et l'hypothèse de consommation associée pour le calcul sont ceux qui correspondent au maximum des valeurs de courants de court-circuit pendant la période de fonctionnement du producteur.

Tous les schémas d'exploitation mis en œuvre répondent aux critères suivants :

- respect de la sécurité des biens et des personnes en ne dépassant pas les caractéristiques techniques pour lesquelles sont spécifiés les matériels constituant les postes et les liaisons électriques du réseau;

- maintien de la sûreté de fonctionnement du système électrique en respectant l'obligation de service public;
- respect des obligations en matière de qualité de fourniture (contrat de qualité en vigueur et contrats de fourniture spécifiques ou particuliers approuvés par l'administration), en matière de contrats commerciaux internationaux, et en matière de continuité d'alimentation de la clientèle en situation normale et d'incidents;
- adaptation de l'exploitation aux contraintes externes de longue durée, connues à l'avance, qui peuvent imposer des schémas d'exploitation ou des plans de production particuliers.

Nota : Dans certains cas, il peut s'avérer utile de vérifier la valeur du courant de court-circuit atteinte au niveau d'éléments de réseaux très proches de tension inférieure à 45kV.

C.3 Complément Technique

Les modélisations retenues suivent le principe de la norme CEI-909. On relève cependant les légères différences suivantes :

- Les capacités latérales des lignes et câbles sont représentées alors que la norme CEI- 909 les néglige. Des comparaisons ont montré, effectivement, que leur influence est limitée en RPT (tension inférieure à 230kV domaine d'application de la norme CEI-909); par contre leur effet est significatif en 400kV. Dans un souci d'homogénéité, on propose de les prendre en compte à tous les niveaux de tension.

- Plan de tension et représentation des charges :

La norme CEI - 909 préconise de faire un calcul sur un réseau à vide avec un plan de tension égal à $1.1U_n$ ou à la tension d'exploitation maximale autorisée U_{max} si $1.1U_n$ est supérieur à U_{max} . Le coefficient $c=1.1$ prend en compte le fait que, d'une part les réseaux sont exploités à des tensions supérieures à U_n (+5% environ), d'autre part que les charges tendent à augmenter les courants de court-circuit (+5 % environ).

On adopte cette pratique pour les réseaux 63, 90, 150, 225 kV (domaine d'application de la norme CEI-909).

Pour les réseaux 400kV, la tension maximale correspond à 420kV, soit $1.05U_n$. Le calcul à ce niveau de tension ne prend donc pas en compte l'effet des charges. C'est pourquoi on a pris l'option de représenter les charges (par des impédances à la terre) pour le calcul des courants de court-circuit sur le réseau 400kV.

D. Plages de tension et dispositions constructives des installations pour les réglages de tension et de puissance réactive

D.0 Préambule

On expose dans ce chapitre les obligations auxquelles doit satisfaire un producteur. Ces obligations doivent être respectées tant dans le cas d'un producteur pur que celui d'un producteur client. Elles concernent les performances que doivent satisfaire les installations : du point de vue des plages admissibles de variation de la tension et du point de vue des fonctions de réglage de tension/réactif. Dans ce chapitre, le mot **point de livraison** désigne le point de livraison contractuel habituel, sauf si un autre point physique est précisé dans une convention particulière entre le Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) et le producteur.

D.1 Plages de variation de la tension des réseaux⁵

Au niveau du point de livraison, les installations de production doivent pouvoir supporter, sans limitation de durée ni de performance, les plages normales de variation de tension décrites ci-dessous. Par ailleurs, les régimes de fonctionnement exceptionnels du réseau, à durée limitée, peuvent également se produire. Dans ce dernier cas, le comportement de l'installation et les principes de protection des groupes sont spécifiés dans le chapitre relatif aux régimes exceptionnels (chapitre I).

Pour les réseaux 225kV :

- de 200 à 245kV sans limitation de durée (plage normale),
- de 245 à 247.5kV pendant 20 minutes, quelques fois par an,
- de 247.5 à 250kV pendant 5 minutes, exceptionnellement,
- de 180 à 190 kV pendant une heure, exceptionnellement une fois par an,
- de 190 à 200 kV pendant une 1h 30 minutes, exceptionnellement quelques fois par an.

Pour les réseaux 90 ou 63kV, les conditions de variation de la tension sont déterminées au cas par cas en distinguant la plage de variation sans limitation de durée et des plages à durée limitée.

Le GRT définit la tension contractuelle au moment du raccordement, selon le contrat de qualité en vigueur, dans une plage de $\pm 6\%$ autour de la tension nominale. Il peut être amené à la modifier pendant la durée de vie de l'installation, suivant l'évolution du réseau électrique.

Sauf cas particuliers dûment justifiés, pour les régimes sans limitation de durée, la tension peut varier dans une plage de $\pm 8\%$ autour de la tension contractuelle, sans dépasser 72.5kV pour le réseau 63kV et sans dépasser 100kV pour le réseau 90kV.

Pour les régimes de fonctionnement exceptionnels du réseau vers les valeurs basses pendant des durées limitées (quelques dizaines de minutes par an), en particulier lors du blocage des régleurs en charge des transformateurs THT/HT, on peut observer des tensions allant jusqu'à des valeurs d'environ 50kV (réseaux 63kV) et 72kV (réseaux 90kV). Vers les tensions hautes, le réseau peut fonctionner dans des plages de l'ordre de 2 % de la tension nominale au-delà du domaine normal pendant 5 minutes et 1 % pendant 20 minutes.

⁵ hors transitoires rapides.

D.2 Besoins du système électrique en variation de puissance réactive : dispositions constructives des alternateurs

La participation de tous les groupes au réglage de la tension et de la puissance réactive est indispensable pour que le GRT puisse, d'une part, maintenir le niveau de qualité de tension demandé par le contrat de qualité en vigueur et, d'autre part, assurer la sûreté du système (éviter les écroulements de tension).

Pour le système électrique, ce sont les possibilités de modulation de puissance réactive et de réglage de la tension au niveau du point de livraison qui comptent. C'est pourquoi, les obligations en performances des installations sont spécifiées à ce niveau.

Toute installation de production doit avoir une capacité constructive lui permettant de moduler la puissance réactive fournie au point de livraison conformément aux règles suivantes :

1. Pour toute valeur de la tension au point de livraison, comprise dans une plage $U_{\text{référence}} \pm 5\%$, l'installation doit être, a minima, capable de moduler la puissance réactive au point de livraison entre $Q_{r_{\min}} = -0.2 P_{\max}$ et $Q_{r_{\max}} = 0.45 P_{\max}$, P_{\max} désignant la puissance active maximale de l'installation.
2. Cette capacité constructive est imposée à P_{\max} . Le fonctionnement des groupes à puissance réduite conduit, pour des raisons de stabilité, à réduire leur seuil maximal d'absorption de puissance réactive. Cette réduction doit être limitée de telle sorte qu'à $P < 0.5 P_{\max}$, la capacité d'absorption minimale reste $|Q_{r_{\min}}| > 0.13 P_{\max}$.
3. Lorsque la puissance active de l'installation est dépendante de la température ambiante extérieure, il est admis que P_{\max} désigne la puissance active maximale possible à la température considérée. Le producteur doit alors fournir au GRT la courbe de variation de sa capacité de production de puissance réactive en fonction de la température ambiante.
4. Lorsque l'installation comporte plusieurs groupes et qu'ils ne sont pas tous démarrés, les valeurs de $Q_{r_{\min}}$ et $Q_{r_{\max}}$ sont réduites dans le rapport de la puissance maximale des groupes démarrés à la puissance P_{\max} .
5. En dehors du rectangle [U,Q], désigné en 1, l'installation doit continuer à pouvoir moduler sa puissance réactive dans les limites de ses possibilités constructives et de la loi de régulation convenue conformément à D.3.1.

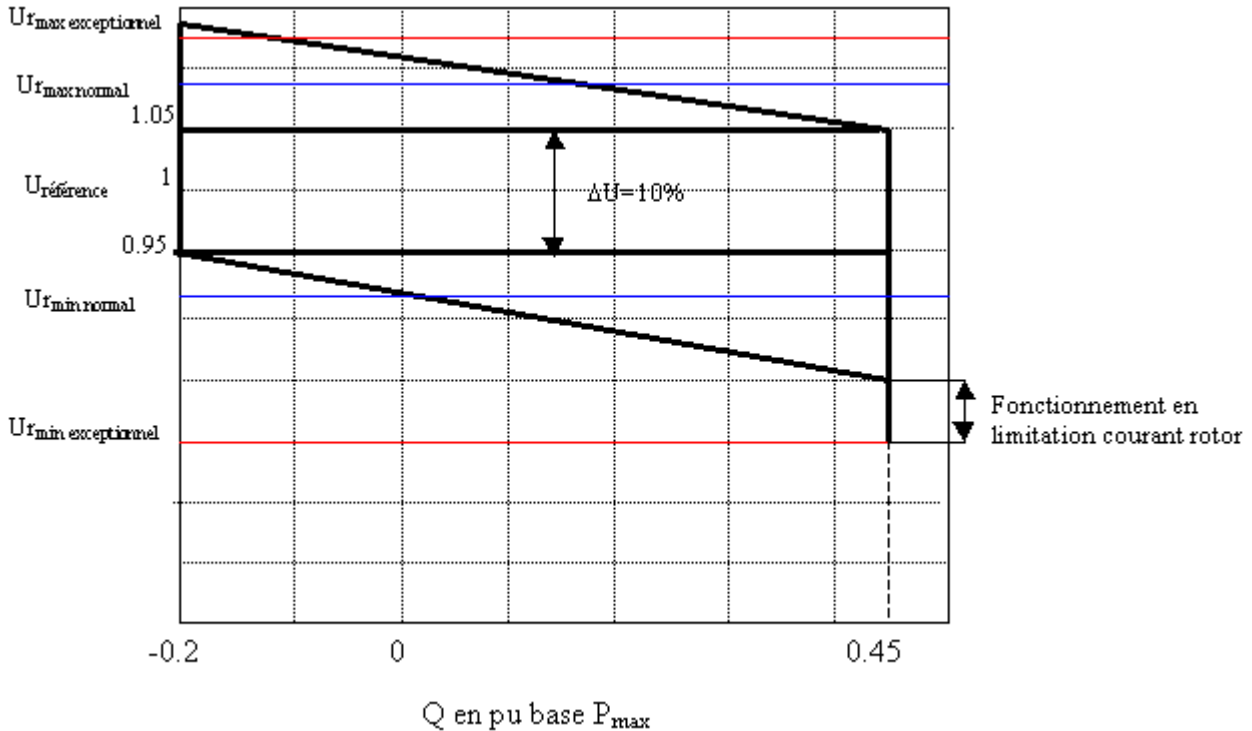
Ces performances minimales requises peuvent être illustrées, comme le montre la figure, par l'inscription du rectangle [$U_{\text{référence}} \pm 5\%$; $Q_{r_{\min}} = -0.2 P_{\max}$, $Q_{r_{\max}} = 0.45 P_{\max}$] dans le parallélogramme [U,Q] de l'installation vu du réseau. Ce parallélogramme, borné en tension haute et en tension basse par les tensions maximale et minimale réseau du domaine normal indiquées au § D.1⁶, constitue le domaine constructif normal de fonctionnement de l'installation que le producteur s'engage à respecter.

La tension de référence, $U_{\text{référence}}$, est définie par le GRT; elle peut différer de quelques pour cent de la tension contractuelle.

Pendant la durée de vie de l'installation, ses performances [U,Q] doivent pouvoir être tenues après des changements concomitants des tensions contractuelle et de référence précisées par le GRT au moment du raccordement de l'installation. Pour satisfaire ce besoin d'évolutivité, le GRT peut demander l'installation d'un transformateur de groupe comportant au maximum cinq prises à vide. Les valeurs de ces prises sont définies en fonction de la tension de référence initiale et de ses évolutions prévisibles.

⁶ Plages normales : 200 kV à 245 kV en 225 kV, $U_{c \pm 8\%}$ limitée en valeur haute à 72,5 kV en 63 kV et 100 kV en 90 kV

Exemple illustratif



Il appartient au producteur de fournir au GRT les diagrammes [U;Q] précis de son installation au point de livraison pour différentes valeurs de puissance active fournie et, éventuellement, de température ambiante, lorsque l'installation est démarrée.

En cours d'exploitation, le choix de la prise du transformateur de groupe doit être effectué en concertation avec le GRT.

D.3 Services de réglage

On demande au producteur un " service auxiliaire " de réglage, direct ou indirect, de la tension ou de la puissance réactive au point de livraison. Tous les groupes démarrés doivent participer à ce réglage.

Le producteur doit donc munir son installation de régulateurs contrôlant la tension et/ou la puissance réactive au point de livraison, sauf si un autre point physique est précisé dans une convention particulière entre le GRT et le producteur.

D.3.1 Réglage primaire

En concertation avec le producteur, le GRT peut demander, au point de livraison, l'un des types de réglage suivants:

- réglage à puissance réactive constante,
- réglage de la tension suivant une consigne corrigée linéairement en fonction de la puissance réactive avec une pente ajustable. Cette pente pourra être ajustée pour obtenir une variation de la tension réglée entre 3 et 10 % de la tension nominale lorsque la puissance réactive varie de sa valeur minimale à sa valeur maximale,
- maintien de la tension dans un canal de $\pm 1.5\%$ autour d'une valeur de consigne. Ce réglage peut être demandé uniquement lorsque l'installation comporte un seul groupe de production.

L'option est choisie par le GRT en fonction des besoins et des contraintes locales et compte tenu de la capacité de l'installation à assurer le réglage demandé (rapport entre la puissance de l'installation et la puissance de court-circuit du réseau au point de raccordement).

Les options fonctionnelles ne préjugent pas du mode de réalisation effectif du réglage qui est laissé au choix du producteur⁷.

Les consignes de réactif⁸ ou de tension sont modifiables à la demande du GRT.

Il peut se faire que la consigne ne puisse pas être respectée en raison des conditions de réseau (ou de la consommation du client dans le cas d'un producteur-client). Le producteur doit alors suivre la consigne dans les limites des possibilités constructives de ses groupes. Il doit par conséquent équiper ses groupes de dispositifs appropriés (limiteurs de courant rotor, d'angle interne, etc...) pour qu'ils restent, en permanence, dans leurs domaines de fonctionnement autorisés.

D.3.2 Réglage secondaire

Les installations raccordées aux réseaux de niveau de tension supérieur ou égal à T_1 kV (cf. tableau des seuils § A.4) doivent participer au réglage secondaire de tension (RST) de leur zone, si les conditions du réseau le nécessitent.

Le principe du RST est le suivant: un système de surveillance et contrôle commande de la tension situé dans chaque dispatching envoie en permanence des consignes coordonnées à l'ensemble des groupes de la région. Ceci nécessite donc la mise en place par le producteur d'équipement de réception des télécommandes et d'asservissement des régulateurs primaires de tension.

D.3.3 Fonctionnement en compensateur synchrone

Le cas échéant, le producteur précisera si son installation peut fonctionner en compensateur synchrone. Les plages de réglage en réactif et tension sont alors a minima les mêmes qu'en § D.2.

⁷ En particulier un régulateur mesurant la tension aux bornes de la machine et comportant un compoundage en réactif peut répondre à la demande.

⁸ La consigne de réactif peut être constante ou dépendre de la puissance active ($\text{tg}\varphi$).

E. Plages de fréquence et dispositions constructives des installations pour les réglages de fréquence et de puissance active

E.1. Plages de fréquence

Les matériels doivent pouvoir fonctionner sans limitation de durée et de performance dans la plage [49,5 Hz - 50,5 Hz].

D'autre part, des régimes de fonctionnement exceptionnels du réseau pour des durées limitées et dans des plages de fréquence plus hautes ou plus basses peuvent se produire :

- [49 Hz - 49,5 Hz[pendant 5 heures en continu, 100 heures en durée cumulée pendant la durée de vie de l'installation,
-]50,5 Hz - 51 Hz] pendant 1 heure en continu, 15 heures en durée cumulée pendant la durée de vie de l'installation,
-]47 Hz - 49 Hz[pendant 3 minutes, exceptionnellement,
-]51 Hz - 52 Hz] pendant 15 minutes, une à cinq fois par an,
-]52 Hz - 55 Hz[pendant 1 minute, exceptionnellement (régime transitoire).

Les principes de protection des groupes sont précisés dans le chapitre relatif aux régimes exceptionnels (chapitre I).

E.2 Nécessité d'un réglage primaire de fréquence pour le système électrique

Le réglage primaire fréquence est le dispositif qui permet d'adapter automatiquement la production à la consommation. Il est indispensable au fonctionnement en sécurité du système électrique et permet de maintenir la fréquence à une valeur proche de la fréquence de référence (50Hz en régime normal de fonctionnement). Il nécessite de disposer d'une réserve de puissance (la réserve primaire) pour faire face aux aléas : fluctuations naturelles de la consommation, déclenchements de groupes de production.

E.2.1 Dispositions constructives

L'UCTE (Union pour la Coordination du transport d'Electricité) établit les règles relatives au réglage primaire de fréquence qui s'appliquent à tous ses membres ; ces règles définissent la réserve globale que chaque membre doit mobiliser à tout moment de l'exploitation.

Afin de permettre au Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) de respecter ces règles en toutes situations d'exploitation, tout en faisant face aux incapacités momentanées ou durables des groupes de production en matière de contribution aux réglages, tout producteur possédant un ou plusieurs groupes de puissance supérieure ou égale à P_1 MW (cf. tableau des seuils du § A.4) doit disposer d'une capacité constructive de réserve primaire supérieure ou égale à 2.5% de la totalité des puissances installées de ces groupes.

Toute dérogation à ces règles de capacité constructive doit :

- Être justifiée par des problèmes importants liés à la technologie des installations (comme l'énergie fatale par exemple) ou des obligations légales.
- Recevoir l'accord explicite du GRT qui étudiera de façon approfondie la sécurité du système en fonction des réserves de réglage disponibles. La décision du GRT devra être motivée et notifiée à l'intéressé.
- En cas de désaccord, l'autorité de régulation compétente en matière d'accès au réseau public de transport pourra être saisie.

Cette capacité constructive de participation à la réserve primaire peut être mutualisée et concentrée - sur une partie des groupes du producteur ou d'un groupement de producteurs.

La répartition géographique des groupes à capacité constructive de réglage fait l'objet d'un accord entre le producteur et le GRT.

Les groupes à capacité constructive de réglage doivent être équipés en base d'un régulateur de vitesse permettant d'assurer ce réglage.

Le statisme du régulateur de vitesse doit être réglable à partir de 3%. Les performances précises du régulateur seront définies, par accord entre le GRT et les producteurs, de façon à respecter les règles de l'UCTE en vigueur.

E.2.2 Mode de participation au réglage primaire de fréquence

La participation effective du producteur au réglage se fait à la demande du GRT selon une procédure qui ne fait pas partie du présent arrêté.

E.3 Nécessité du Réglage Secondaire Fréquence Puissance (RSFP)

L'action rapide (et nécessaire) du réglage primaire laisse subsister un écart de fréquence par rapport à la fréquence de référence et provoque des écarts sur les échanges internationaux. La mobilisation de la réserve secondaire du pays origine de la perturbation, sous l'action du Réglage Secondaire Fréquence Puissance (RSFP), permet de rétablir la fréquence et les échanges internationaux à leurs valeurs de consigne. Les règles relatives au RSFP sont définies par l'UCTE.

E.3.1 Dispositions constructives

Afin de permettre au Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) de respecter ces règles en toutes situations d'exploitation, tout en faisant face aux incapacités momentanées ou durables des groupes de production en matière de contribution aux réglages, tout producteur possédant un ou plusieurs sites de production de puissance supérieure ou égale à P_2 MW (cf. tableau des seuils du § A.4) doit disposer d'une capacité constructive en demi-bande de réserve secondaire supérieure ou égale à DBRSFP (cf. tableau des seuils du § A.4) de la totalité des puissances installées de ces sites .

Toute dérogation à ces règles de capacité constructive doit :

- Être justifiée par des problèmes importants liés à la technologie des installations (comme l'énergie fatale par exemple) ou des obligations légales.
- Recevoir l'accord explicite du GRT qui étudiera de façon approfondie la sécurité du système en fonction des réserves de réglage disponibles. La décision du GRT devra être motivée et notifiée à l'intéressé.
- En cas de désaccord, l'autorité de régulation compétente en matière d'accès au réseau public de transport pourra être saisie.

Cette capacité constructive de participation à la réserve secondaire peut être mutualisée et concentrée sur une partie des groupes du producteur ou d'un groupement de producteurs.

La répartition géographique des groupes à capacité constructive de réglage fait l'objet d'un accord entre le producteur et le GRT.

Les groupes à capacité constructive de réglage devront satisfaire aux conditions techniques suivantes :

- fonctionnement en RSFP possible pour des valeurs supérieures au minimum technique jusqu'à la pleine puissance,
- traversée de la bande de réglage en 800 secondes en situation normale et en 133 secondes en situation d'urgence.

E.3.2 Mode de participation au réglage secondaire fréquence puissance

La participation effective du producteur au RSFP se fait à la demande du GRT selon une procédure qui ne fait pas partie de cet arrêté.

F. Les schémas de raccordement des installations de production au RPT

F.0 Préambule

Les performances du RPT sont modifiées chaque fois qu'un nouveau consommateur ou une nouvelle installation de production est raccordé. Dans le cas d'une nouvelle installation de production, l'évolution des performances du RPT dépend fortement du schéma de raccordement de cette installation.

Les performances du RPT traduisent son aptitude à assurer le meilleur compromis sécurité-coût, à tout instant et face aux aléas prévisibles, pour l'alimentation des consommateurs avec une continuité et une qualité de fourniture satisfaisantes (voir chapitre B du présent arrêté).

Le schéma de raccordement d'une installation de production au RPT ne doit pas dégrader de manière inacceptable les performances du RPT, notamment au regard des critères suivants :

- la conduite du système électrique et l'exploitation des installations du RPT doivent pouvoir être assurées par le GRT dans le respect de ses engagements de sûreté du système et de sécurité des personnes et des biens (obligations réglementaires);
- le niveau de qualité de fourniture garanti aux autres utilisateurs du RPT doit rester dans les limites des engagements du GRT vis-à-vis de ces utilisateurs;
- la disponibilité du RPT pour évacuer la production de l'installation doit être compatible avec les engagements du GRT vis-à-vis du producteur.

Les situations à considérer dans l'analyse des conséquences d'un schéma de raccordement sur les performances du RPT, sont d'une part la situation du réseau à la date prévue du raccordement de l'installation de production, et d'autre part les situations du réseau prévues dans les schémas directeurs ayant fait l'objet d'une présentation validée par les Pouvoirs Publics.

F.1 Schémas de principe

Une installation de production est normalement reliée au RPT par une liaison directe comportant deux disjoncteurs, l'un situé au niveau de l'installation de production, et l'autre situé à un poste du RPT (schéma 1).

Le point de raccordement est un poste du RPT dont la tension est compatible avec la puissance de l'installation de production, et disposant de capacités d'accueil suffisantes (place, tenue aux courants de court-circuit, capacités de transit,...).

Il est également possible de raccorder une installation de production sur une liaison du RPT plutôt qu'à un des postes d'extrémité de cette liaison.

Le schéma de raccordement normal est alors la coupure de la liaison par un nouveau poste du RPT qui peut être situé au niveau du site de l'installation de production (schéma 2) ou au niveau de la liaison elle-même (schéma 3).

L'installation de production est raccordée à ce poste soit directement par un disjoncteur dans le premier cas, soit par une liaison à deux disjoncteurs dans le second cas.

Tout autre schéma de raccordement de l'installation au RPT devra faire l'objet d'une dérogation.

Lorsqu'une des conditions ayant justifié une dérogation disparaît, le schéma de raccordement d'une installation de production est remis en conformité avec les principes énoncés ci-dessus.

F. 2 Schémas dérogatoires particuliers

F.2.1 Raccordement en piquage sur une liaison

Le raccordement en piquage sur une liaison (schéma 4) n'est admissible que si l'ensemble des conditions ci-dessous est satisfait :

- les critères mentionnés dans le § F.0 sont examinés;
- la liaison n'est pas une liaison en 400 kV ou n'a pas un rôle dans la sûreté du système;
- la liaison ne comporte pas plus d'un piquage, une fois le raccordement réalisé;
- les performances des protections de la liaison (temps d'élimination des défauts, sélectivité, fiabilité) sont a minima conservées par rapport à la situation sans le raccordement (par exemple en ayant recours à des protections différentielles de liaison et aux moyens de télétransmission associés)
- des organes de séparation (sectionneurs) sont installés au niveau du point de piquage;
- le GRT peut joindre rapidement l'exploitant de l'installation de production, à tout moment lorsque l'installation est en période prévue pour le fonctionnement.

F.2.2. Liaison de raccordement à un seul disjoncteur

Une liaison de raccordement ne comportant qu'un seul disjoncteur (schéma 5) n'est admissible que si l'ensemble des conditions ci-dessous est satisfait :

- la liaison est dédiée exclusivement à l'usage privé du producteur qui en est propriétaire;
- le producteur assume la responsabilité de l'exploitation de cette liaison et des conséquences de toute défaillance de cette liaison, de son installation de production et des équipements associés;
- la longueur de la liaison ne dépasse pas L kilomètres (L=3 en zone urbaine, L=6 en zone rurale);
- le disjoncteur de la liaison est situé du côté du poste du RPT;
- les critères mentionnés dans le § F.0 sont examinés;
- les performances des protections de la liaison et de l'installation de production (temps d'élimination des défauts, sélectivité, fiabilité) sont a minima conservées par rapport à un schéma de raccordement à deux disjoncteurs (par exemple en ayant recours à des moyens de télétransmission sécurisés).

Si la liaison est par la suite intégrée au RPT, le GRT sera responsable de l'installation du second disjoncteur.

F.2.3 Raccordement sur un poste non intégré au RPT

Le raccordement d'une installation de production directement sur un poste non RPT (schéma 6), lui-même raccordé au RPT, n'est admissible que si l'ensemble des conditions ci-dessous est satisfait :

- le raccordement de l'installation de production est réalisé directement sur le jeu de barres où arrivent la ou les liaisons du RPT;
- les critères mentionnés dans le § F.0 sont examinés;
- des disjoncteurs et un système de protection aux performances suffisantes (cf. chapitre H) au niveau du poste non RPT sont installés;
- des automates de reprise de service rapide, lorsqu'ils existent, sont modifiés et adaptés;
- la mise à niveau du poste non RPT (formalisé dans une convention de raccordement) et l'exploitation des ouvrages situés à l'interface physique entre le RPT et le poste non RPT (formalisé

dans une convention d'exploitation) font l'objet d'un accord entre le GRT et le propriétaire du poste non RPT;

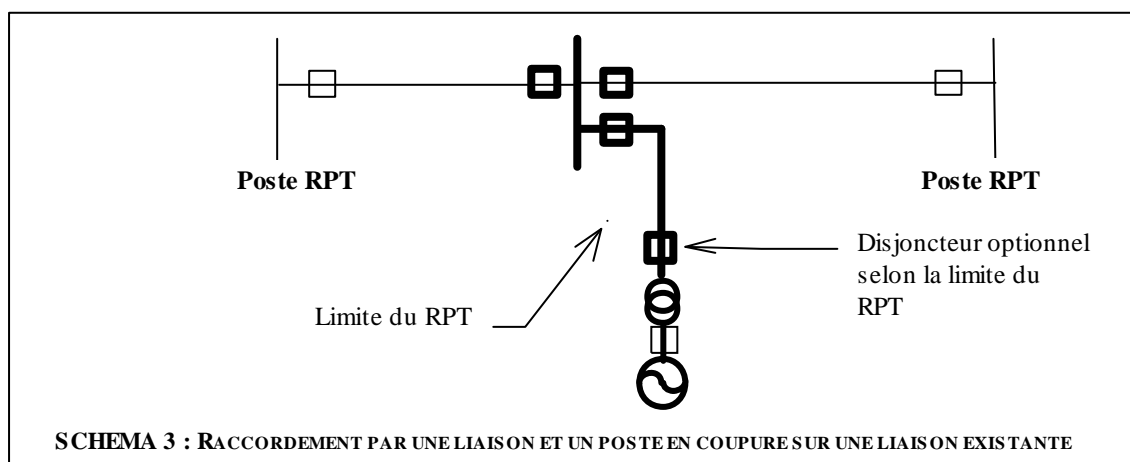
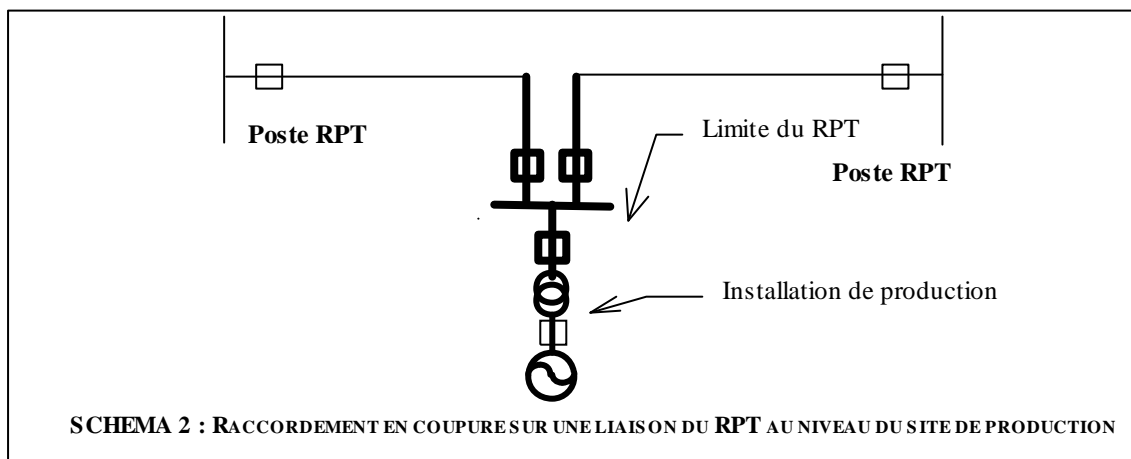
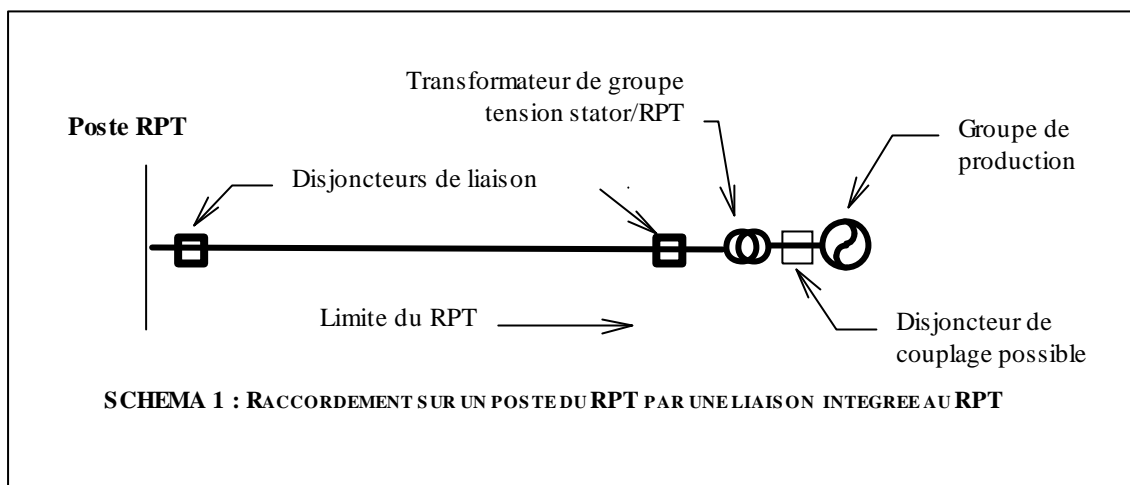
- les conditions techniques que doit respecter l'installation de production (formalisé dans une convention de raccordement) et l'exploitation de cette installation dans le système électrique (formalisé dans une convention d'exploitation) font l'objet d'un accord entre le GRT et le producteur.

Ce schéma de raccordement peut conduire à la constitution d'un réseau séparé du RPT en cas d'ouverture des disjoncteurs en limite du RPT. Les conditions de découplage et de recouplage de ce réseau séparé au RPT ne doivent pas dégrader la qualité de fourniture des autres utilisateurs du RPT.

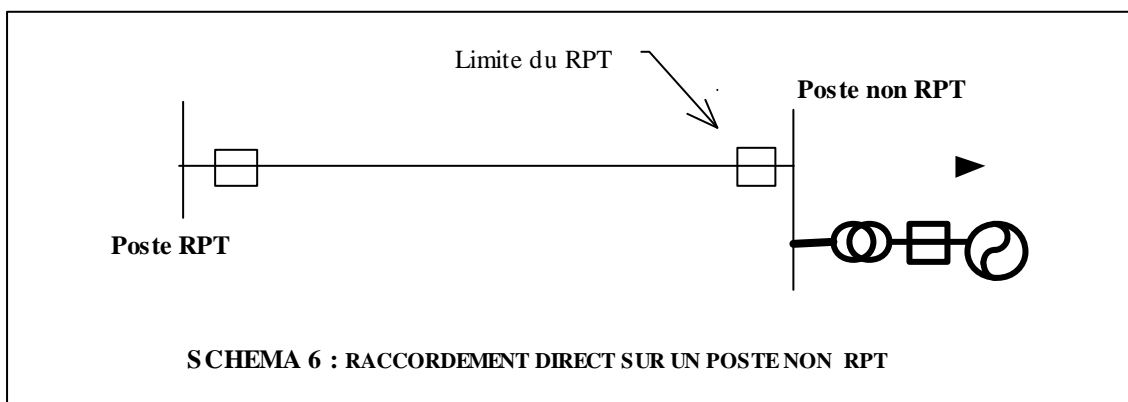
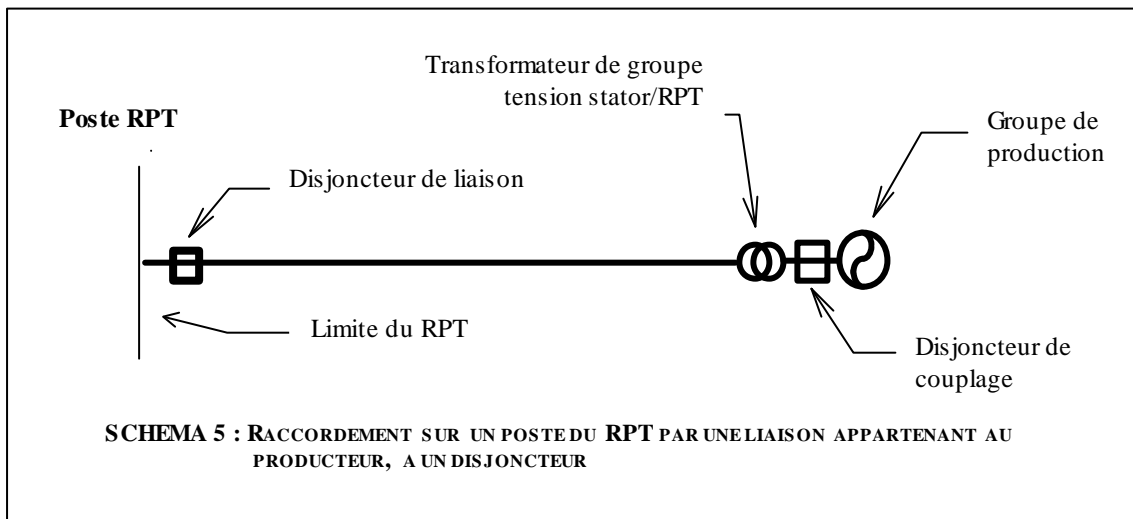
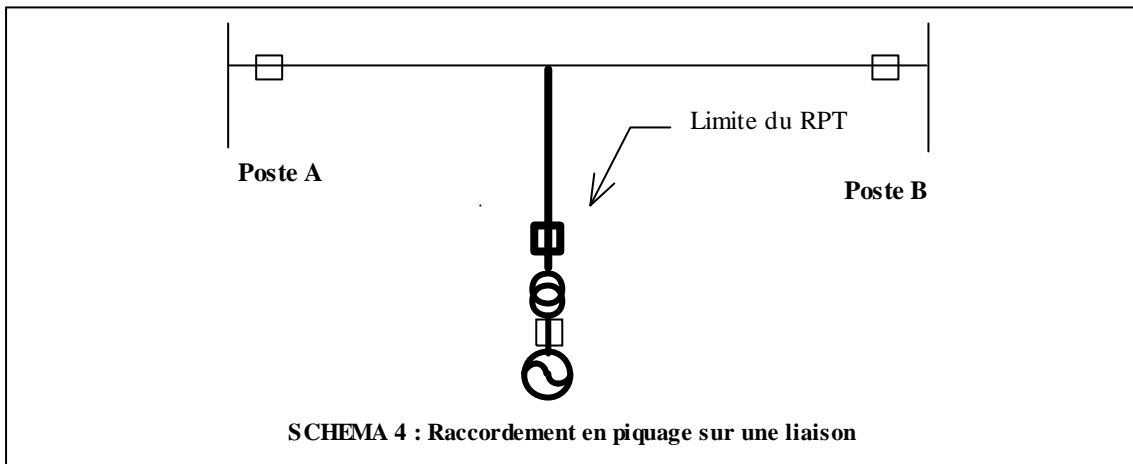
Si le poste non RPT est en piquage sur une liaison, le raccordement d'une installation de production sur ce poste n'est admis que si les conditions d'admissibilité du raccordement d'une installation de production en piquage sur cette liaison sont vérifiées (cf. § F.2.1).

Le présent arrêté ne traite pas des raccordements sur les réseaux de tensions inférieures à celle du RPT, ou sur un jeu de barres distinct du précédent.

Schémas de principe :



Schémas dérogatoires particuliers :



G. Stabilité

G.0 Préambule

Les caractéristiques électromécaniques d'une installation de production et ses régulations propres doivent lui permettre de conserver la stabilité en petits mouvements et lors de perturbations telles que les déclenchements de lignes et les défauts proches avec fortes chutes de tension. Ce chapitre présente les garanties de performances attendues en matière de stabilité pour l'installation. Il appartient au producteur de choisir et de mettre en œuvre le système de contrôle-commande, en particulier les régulations de tension et de vitesse, lui permettant d'assurer un fonctionnement stable de son installation dans les situations décrites ci-dessous.

G.1. Stabilité en petits mouvements

La stabilité en petits mouvements de l'installation est évaluée sur un schéma de réseau simplifié représenté par la mise en antenne de l'installation sur un réseau de tension et fréquence constantes (réseau " infini ") au travers de son transformateur et d'une réactance de liaison. Cette réactance peut varier entre a et b% (en valeurs réduites par rapport aux grandeurs nominales de l'alternateur) en fonction des schémas d'exploitation extrêmes que le Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) aura identifiés. Les plages a et b seront données par le GRT. La réactance a% correspond au schéma d'exploitation donnant la puissance de court-circuit la plus forte au point de raccordement. La réactance b% correspond au schéma d'exploitation donnant la puissance de court-circuit la plus faible au point de raccordement. Les groupes de l'installation doivent rester stables pour tous leurs régimes de fonctionnement correspondant à des puissances active et réactive et une tension appartenant à leurs plages normales de fonctionnement, et ceci quelle que soit la valeur de la réactance de court-circuit comprise entre a et b.

Nota : la réactance de court-circuit x_{cc} en unité réduite au point de raccordement est égale à l'inverse de la puissance de court-circuit du réseau rapportée à la puissance de l'installation :

$$x_{cc} = S_n / S_{cc}$$

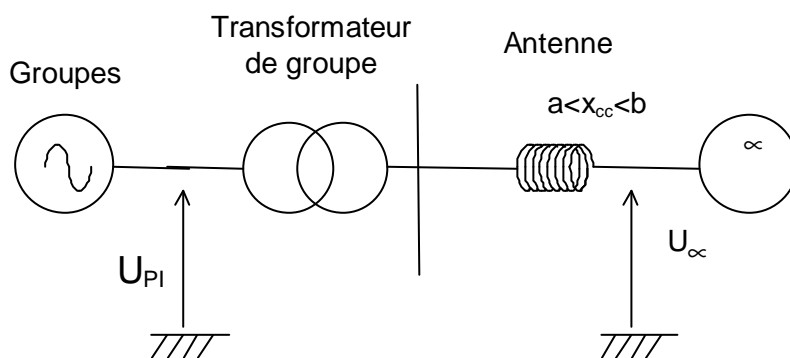


Figure 1

Le réglage du régulateur est du ressort du producteur. Si les conditions l'imposent le producteur sera amené à équiper ses régulateurs de tension (ou de réactif) de boucles stabilisatrices.

Par ailleurs, les dispositifs de limitation évoqués au § D.3 et chargés de maintenir le groupe dans son domaine de fonctionnement normal ne doivent pas rendre le groupe instable.

Pour garantir une bonne stabilité, la régulation d'excitation du groupe de production doit présenter dans tout le domaine de fonctionnement de l'installation :

- une marge de module supérieure ou égale à 0.5,

- une marge de module complémentaire supérieure à 0.7,
- une marge de retard supérieure à 50 ms.

Par ailleurs, le temps de réponse à 5% de la valeur établie pour une variation de consigne doit être inférieur à 10 secondes.

Le producteur doit vérifier le respect de ces performances et présenter le résultat de l'étude au GRT. Des études génériques sur logiciels peuvent répondre à cette prescription.

G.2 Stabilité sur report de charge

Il s'agit d'évaluer les risques de perte de synchronisme de l'installation lors de changements de schémas d'exploitation du réseau.

Pour cela, le raccordement du groupe est représenté par la mise en antenne sur réseau infini au travers de son transformateur et de trois lignes de $2b\%$ en parallèle (valeur donnée par le GRT). L'ouverture d'une des lignes ne doit pas entraîner de tour électrique ni de découplage. La réactance vue par les groupes de l'installation après ouverture d'une des lignes ($b\%$) correspond au schéma d'exploitation donnant la PCC la plus faible au point de raccordement.

Le producteur doit vérifier le respect de ces performances et présenter le résultat de l'étude au GRT. Des études génériques sur logiciels peuvent répondre à cette prescription.

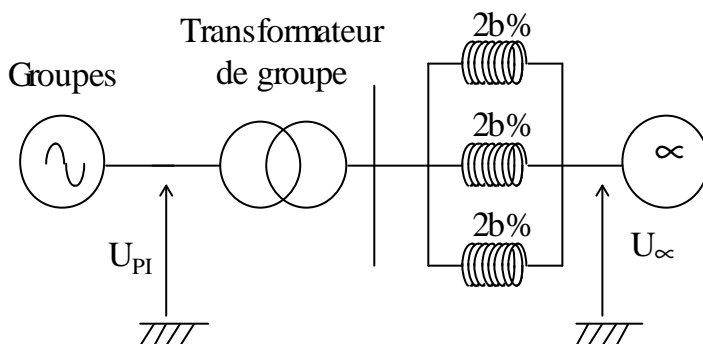


Figure 2

G.3 Stabilité sur court-circuit

Le GRT donne au producteur les temps d'élimination des défauts (lignes, barres) sur le RPT environnant. Il communiquera par la suite au producteur toute évolution du plan de protection de la zone. Il appartient au producteur d'en étudier les conséquences sur son installation et de prendre les dispositions nécessaires pour la protéger. En particulier, le GRT ne sera en aucun cas responsable d'éventuelles dégradations chez le producteur provoquées par une perte de synchronisme.

Pour évaluer les risques de perte de synchronisme, le raccordement du groupe est représenté par la mise en antenne sur réseau infini au travers de son transformateur et de quatre lignes de $3b\%$ en parallèle (figure 3). La valeur de la réactance $b\%$ correspond au schéma d'exploitation donnant la PCC la plus faible au point de raccordement. Elle est plafonnée à 20% pour les conditions de stabilité définies ci-dessous :

- le régime de fonctionnement du groupe est $P=P_n$, $Q=0$, $U=U_n$ (aux bornes du groupe),
- un défaut triphasé, situé sur une des lignes côté transformateur de groupe et à une distance du bord de la ligne égale à 1% de sa longueur totale, éliminé par l'ouverture de celle-ci en un temps T , ne doit pas entraîner de perte de synchronisme de l'alternateur qui doit rester couplé au réseau,

- le temps T est pris égal au temps normal d'élimination d'un défaut sur le RPT considéré, plafonné à 250 ms. Cette exigence permet d'être assuré que le groupe reste connecté au réseau lorsque la situation du réseau le permet.

Le producteur doit vérifier le respect de ces performances et présenter le résultat de l'étude au GRT. Des études génériques sur logiciels peuvent répondre à cette prescription.

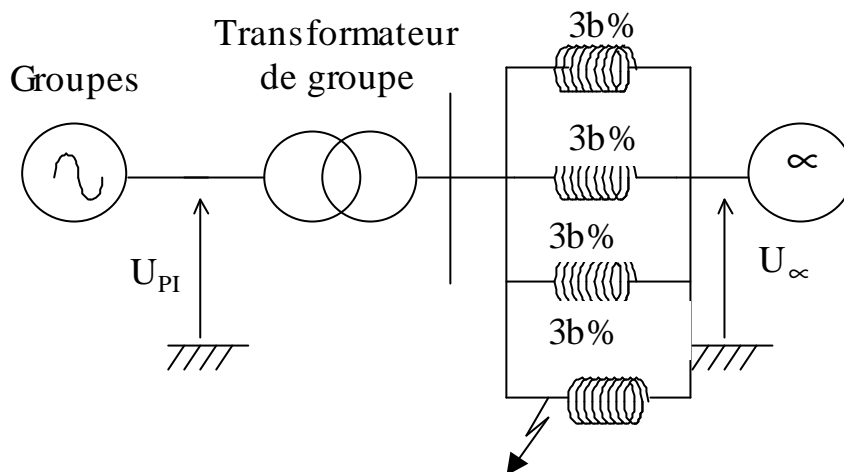


Figure 3

Par ailleurs, afin de ne pas perturber la qualité de fourniture à la clientèle par les phénomènes liés aux pertes de synchronisme, le groupe doit se découpler dès la détection d'une rupture de synchronisme, c'est à dire au bout d'un nombre de tours électriques ou d'inversions de puissances convenu avec le GRT.

Pour les alternateurs qui ne respectent pas les conditions de stabilité précédentes en raison de leurs faibles inerties, il est demandé de calculer à partir de quelle distance du bord de la ligne (côté de l'installation) le court-circuit n'entraîne plus la perte de stabilité du groupe. Par ailleurs, le GRT pourra procéder ou faire procéder à une étude de stabilité approfondie, qui prendra en compte la configuration réelle du réseau et du système de protection de la zone du raccordement, afin d'évaluer avec précision les risques pour l'installation de production et le système électrique et de déterminer les solutions appropriées.

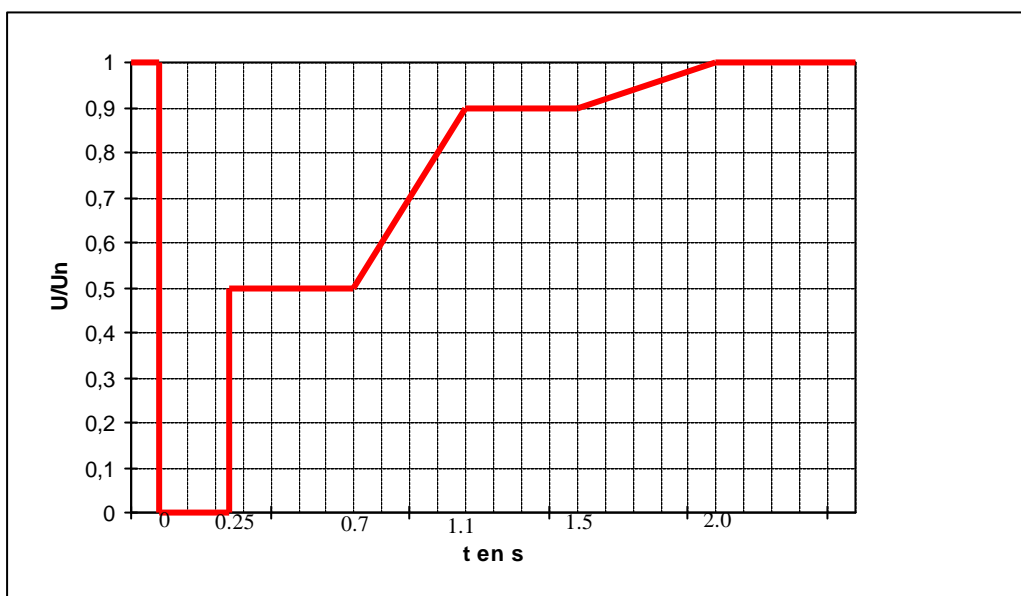
G.4 Comportement des auxiliaires sur court-circuit

Pour tout défaut n'entraînant pas de perte de synchronisme du groupe, aucun déclenchement du groupe n'est admis suite à la baisse de tension du réseau qui affecte, en particulier le fonctionnement des auxiliaires.

L'installation doit pouvoir supporter les creux de tension suivants sans déclenchement :

- creux de tension 100% pendant 250 ms,
- palier à $0,5U_n$ pendant les 450 ms suivantes,
- retour linéaire à $0,9U_n$ pendant les 400ms suivantes.

- palier à $0,9U_n$ pendant les 400ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 500 ms suivantes.



Gabarit de creux de tension

H. Système de protection et performances d'élimination des défauts réseau affectant le RPT

H.0 Préambule

Le raccordement d'une installation de production au RPT génère notamment au niveau de la liaison et du poste de raccordement, des risques importants pour le fonctionnement de ce réseau, de ses différents composants (ouvrages) et toutes les activités associées ou situées dans son environnement. En particulier, ces installations participent à l'alimentation des défauts d'isolement (court-circuit) affectant le RPT : ces situations nécessitent que soit défini, mis en oeuvre, exploité et maintenu un système de protection visant à isoler très rapidement l'ouvrage affecté de manière à :

- minimiser les risques pour la sécurité des personnes et des biens (tiers)
- ne pas perturber le fonctionnement des réseaux sains ni l'exploitation du système électrique (non dégradation de l'alimentation de la clientèle tant en terme de continuité que de qualité de la desserte et non détérioration des ouvrages du RPT comme des ouvrages de production qui lui sont raccordés).

H.1 Principes

H.1.1 Aspects techniques

Régime de neutre

Le mode de raccordement à la terre du(des) point(s) neutre(s) des installations à la tension du RPT conditionne les niveaux des grandeurs électriques : intensité des courants de défaut à la terre, surtension, tension de contact, de toucher, de pas,.... Sur le RPT, le potentiel des neutres doit être fixé par rapport à la terre en toutes circonstances, en règle générale par l'intermédiaire d'une inductance de neutre au niveau des transformateurs "source" côté RPT, permettant ainsi aux impédances homopolaires et directes au point de réseau considéré d'être compatibles avec les contraintes citées (règles propres au concessionnaire du RPT)

Plan de Protection

L'exploitation du RPT est normalement de type bouclé (réseaux maillés ou interconnectés) par opposition à une exploitation en antenne. La répartition des courants de transit comme de défaut se fait selon les lois électriques de moindre impédance à partir des différentes sources génératrices et en fonction des schémas d'exploitation (topologie) des réseaux retenus selon les règles d'exploitation en vigueur.

Chaque ouvrage du RPT (ligne aérienne ou souterraine, transformateur, jeu de barre) dispose de protections constituant son propre système de protection. Ces systèmes ne sont pas totalement indépendants les uns des autres : le Plan de Protection exprime les exigences de coordination entre les protections des différents ouvrages.

Ce Plan de Protection, relevant de la responsabilité du concessionnaire du RPT, spécifie les besoins normatifs (performances) à satisfaire en matière de rapidité d'élimination, de sélectivité, de sécurité vis à vis des personnes et des biens et de sûreté de fonctionnement. En particulier, la performance en temps d'élimination est déterminée essentiellement à l'examen des contraintes suivantes :

- garantie de la sûreté de fonctionnement du réseau 400kV, voire 225kV, notamment en matière de stabilité transitoire des groupes de forte puissance.
- garantie du niveau de Qualité de Fourniture à la Clientèle selon les engagements contractuels (contrat Emeraude éventuellement personnalisé) souscrits.

- garantie de tenue des matériels du RPT ainsi que des réseaux autres (télécommunications, autres fluides,...).

Il spécifie en outre les besoins en matière de reprise automatique de service de la clientèle, dont les moyens associés, souvent basés sur des contrôles de présence/absence de tension, ne doivent pas être perturbés par les sources de tension que constituent les groupes de production.

Nota : Le Plan de Protection ne traite que de la protection des installations électriques du concessionnaire du RPT. Il appartient au producteur de concevoir le système de protection de ses propres installations électriques dans le respect des textes réglementaires en vigueur. Cependant, le concessionnaire du RPT exprime des besoins (performances), notamment en terme de rapidité et de sélectivité d'élimination des défauts internes aux installations du producteur, par nécessité de compatibilité avec le niveau de qualité de fourniture contractualisé avec la clientèle de la zone.

H.1.2 Aspects organisationnels - Responsabilités : expression des besoins et moyens à mettre en oeuvre

Le concessionnaire du RPT a la responsabilité civile, pénale et administrative de l'exploitation du RPT. Il a, à ce titre, la responsabilité de définir l'expression des besoins que doit satisfaire le responsable de l'exploitation des installations électriques (le producteur en principe).

En tant que source de production électrique, l'installation du producteur participe à l'alimentation d'éventuels défauts du RPT et de ses défauts internes. A ce titre, le producteur a la responsabilité de définir, mettre en oeuvre, mettre en service et maintenir tous les moyens appropriés pour satisfaire l'expression des besoins ci-dessous décrite.

Le cahier des charges constituant l'expression des besoins de concessionnaire du RPT comporte deux volets : le premier, dans le respect du Plan de Protection, établit les besoins locaux en matière de performances du système de protection à mettre en oeuvre par le producteur. Le cadre-type de ces besoins figure en complément à ce chapitre. Le second, dans le respect de principe d'assurance qualité, établit les exigences permettant de garantir dans le temps le fonctionnement correct de ce système de protection.

A ce cahier des charges, est associé, par le Producteur, le Plan Qualité décrivant les dispositions retenues concernant la conception, la définition technique et la réalisation du système de protection, la mise en service et la maintenance curative, préventive et évolutive du système de protection et enfin les dispositions relatives à l'exploitation de ce système de protection notamment en matière d'enregistrement des informations décrivant les conditions de fonctionnement en vue de constituer des éléments de preuve en cas d'incident.

Ces 2 documents (cahier des charges et Plan Qualité) font partie des annexes techniques associées à la convention d'exploitation et au règlement technique signés par le producteur et le concessionnaire RPT.

COMPLEMENT AU CHAPITRE H

Cadre-type du volet "expression des besoins (performances)" du cahier des charges du concessionnaire du RPT

1. Principe

L'expression des besoins est établie sur la base du Plan de Protection des réseaux concernés (225kV ou 63-90kV) et en fonction du mode de raccordement local qui est déterminant (nature du niveau de tension, nature des ouvrages : lignes aériennes, liaisons souterraines, raccordement sur les jeux de barres d'un poste RPT,...).

Elle repose sur le principe que le raccordement de l'installation de production ne doit pas dégrader les performances de fonctionnement du RPT et la Qualité de Fourniture à la Clientèle.

Le cahier des charges remis par le GRT au producteur doit être par conséquent cohérent avec le plan de protection du RPT et ses évolutions programmées. Il doit préciser notamment les caractéristiques électriques des ouvrages et des protections du RPT nécessaires pour que le fonctionnement des protections de l'installation de production soit coordonné avec celles du RPT.

Le cahier des charges doit aussi indiquer, à titre d'information, la protection "en secours éloigné" éventuellement assurée par les protections du RPT vis à vis de l'installation de production.

2. Nature des besoins

L'expression des besoins doit définir les besoins suivants en matière de performances du système de protection à mettre en oeuvre par le producteur:

2.1 Rapidité d'élimination

temps maximal d'élimination des défauts d'isolement sur la (les) liaison(s) de raccordement au RPT et sur les barres du (des) poste(s) de raccordement au RPT.

2.2 Sélectivité (émission par le système de protection d'un (des) ordre(s) de déclenchement des seuls disjoncteurs délimitant l'ouvrage en défaut)

- identification des ouvrages et des organes de coupure concernés,
- dans le cas du raccordement par une ligne aérienne à 225 kV, élimination en cas de défaut monophasé pas ou peu résistant par ouverture de la seule phase en défaut (cette disposition étant systématiquement réalisée sur le réseau 225 kV du RPT). Ce besoin s'appuie sur la recherche de la meilleure disponibilité en matière d'évacuation d'énergie dans la mesure où le producteur l'accepte et où le(s) groupe(s) l'admet(tent) techniquement (stabilité).

Eventuellement, un temps minimal d'élimination des défauts sur la liaison de raccordement au RPT ou sur les barres du poste de raccordement au RPT dans certaines situations particulières.

2.3 Sécurité des personnes et des biens (au sens de la norme ISO 8402 Management de la qualité - Vocabulaire, " risque de dommages corporels et matériels limité à un niveau acceptable ")

existence, au sein du système de protection, d'équipement(s) assurant un secours " local " permettant l'élimination d'un défaut affectant la liaison de raccordement et un secours "éloigné" permettant l'élimination d'un défaut affectant les ouvrages du RPT situés en amont de la liaison de raccordement, en un temps acceptable (de l'ordre de quelques secondes), en cas de défaillance et quelle qu'en soit son origine (défaut résistant, avarie réducteur de mesure, défaut de mode commun,...).

2.4 Sûreté de fonctionnement

En cas d'indisponibilité partielle du système de protection et/ou d'un organe de coupure, certains défauts doivent être éliminés dans des conditions aussi proches que possible des performances nominales tant en matière de temps d'élimination que de sélectivité (qui sont alors redéfinies). Cette redéfinition est basée sur les conditions locales du raccordement. Dans certaines situations elle peut conduire à requérir par exemple et de manière non exhaustive :

- le doublement des protections principales sélectives (une très faible probabilité de défauts sur la (les) liaison(s) de raccordement associée à l'assurance de réaliser une maintenance préventive de haute qualité constituant des éléments significatifs pour ne pas y recourir). Ceci vaut pour les raccordements en 225 kV ou en 63-90 kV dans certains cas (postes 400/63(90)kV et certains postes 225/63(90)kV ou d'étoilement 63(90)kV, à haut niveau de qualité).
- le traitement de la "défaillance disjoncteur" (à l'ouverture sollicitée par une protection contre les défauts d'isolement) dans le cas d'un raccordement direct sur le jeu de barres du poste du RPT (sans liaison de raccordement équipée de disjoncteurs). Il s'agit de la prise en compte par le producteur d'une action de séparation instantané de ses installations, suite à la détection par EDF de la défaillance d'un des organes de coupure de son poste (dans l'hypothèse où ce poste est équipé de la fonction "défaillance disjoncteur"). Il en est de même de la prise en compte d'un ordre de déclenchement issu de la protection de barres du poste RPT dans cette même configuration de raccordement.

2.5 Reprise de service

A ces besoins, il y a lieu d'adjoindre l'identification des contraintes locales de reprise de service automatique (cycle de réenclenchement monophasé, triphasé, lent et/ou rapide, fonctionnement de " bascule lente et/ou rapide ",...) dont le bon fonctionnement doit être préservé, indépendamment du mode de raccordement.

I. Comportement de l'installation en situation exceptionnelle

I.0 Préambule

Le système électrique est dit en situation exceptionnelle quand sa sûreté de fonctionnement est mise en cause ou risque de l'être avec une probabilité jugée trop forte (risque avéré ou potentiel de déséquilibre production-demande, de déclenchements en cascade d'ouvrages ou d'instabilités du système électrique, etc...).

L'appréciation du caractère exceptionnel de la situation est de la responsabilité du Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT).

Lors de l'occurrence de telles situations, les installations doivent répondre impérativement aux ordres en provenance des centres de conduite du GRT.

I.1 Transmission d'ordres

L'éventail des messages susceptibles d'être reçus par le producteur et la conduite à tenir à leur réception seront définis dans la convention d'exploitation liant le GRT et le producteur. Il dépendra, entre autres, des capacités de fonctionnement de l'installation et de son intérêt pour le GRT vis-à-vis de la sûreté du système.

En situation exceptionnelle, la rapidité d'exécution des ordres émis par le GRT est déterminante pour la sauvegarde de l'ensemble du réseau électrique. Ainsi, les installations de puissance supérieure ou égale à P_3 MW (cf. tableau des seuils du § A.4) doivent, sauf mention contraire du GRT, être équipées d'un système de transmission d'ordres. Ce système permet au centre de conduite du GRT de communiquer sans délai, d'une manière instantanée, à l'installation du producteur, ou à un centre de conduite d'un ensemble d'installations du producteur, des messages d'alerte informant les équipes de conduite de ces installations de l'occurrence d'une situation exceptionnelle, puis de son évolution. Il permet, en outre, de transmettre des ordres à exécution immédiate portant sur la fourniture de puissance active et/ou réactive.

I.2 Comportement de l'installation en situation perturbée

Au titre de son devoir de prudence, il appartient au producteur d'équiper son installation de limiteurs ou de protections pour la protéger des situations perturbées de diverses natures en provenance du réseau qu'il n'a pas l'obligation de supporter. Ces protections devront être immunisées par rapport aux régimes transitoires rapides que l'installation devra pouvoir supporter, en particulier lors d'un passage en réseau séparé à charge faible amenant la fréquence à une valeur proche de 52 Hz.

Le producteur conviendra avec le GRT de la nature et du réglage de ces protections, ainsi qu'il est indiqué au § I.4.

Dans un souci de préservation de l'intégrité du système électrique et de réponse aux impératifs de sûreté, les installations doivent pouvoir supporter, de manière constructive, les régimes perturbés en fréquence et en tension, indiqués aux § I.2.1 et § I.2.2, qui peuvent exister lors des situations exceptionnelles détectées par le GRT ou se produire brusquement suite à des incidents sévères.

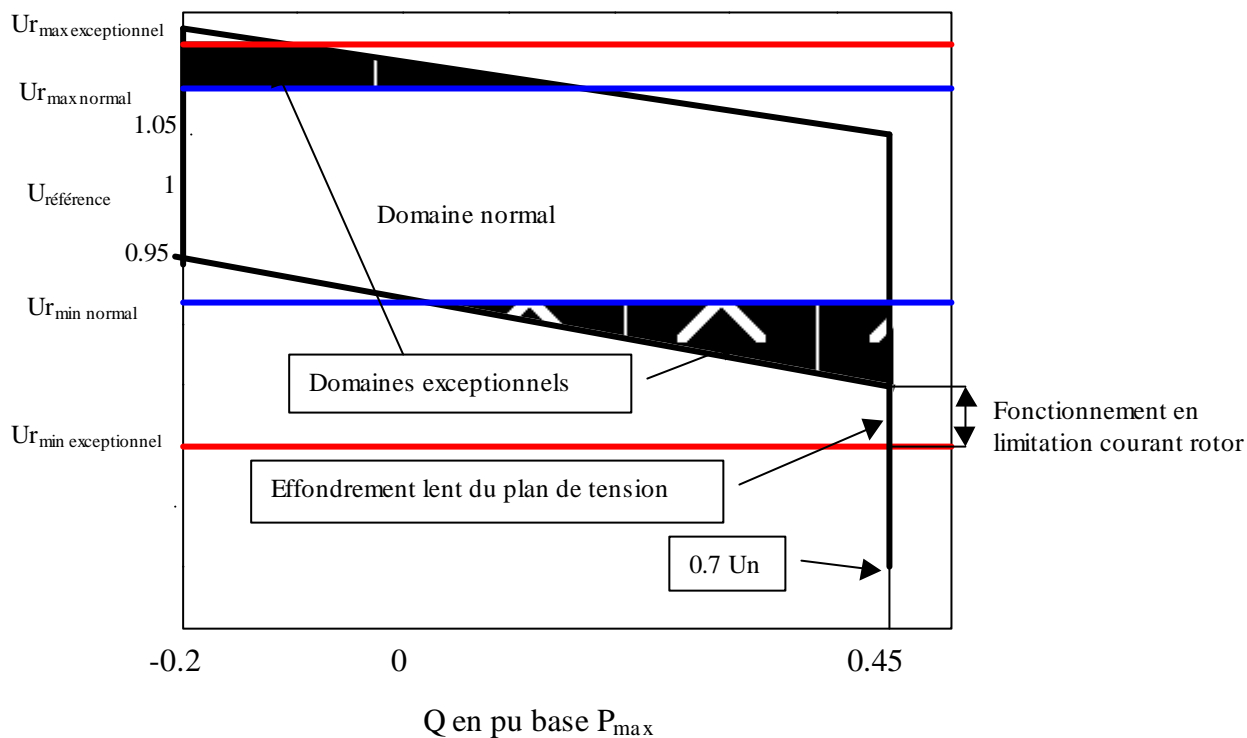
I.2.1 Comportement de l'installation en régime perturbé de fréquence

Toute installation doit être capable de façon constructive de rester connectée au réseau dans les plages de fréquence exceptionnelles, avec leur limitation de temps de fonctionnement, spécifiées au § E.1 entre 47 et 52 Hz.

I.2.2 Comportement de l'installation en régime perturbé de tension

En régime normal, les performances minimales requises définissant le parallélogramme [U,Q] de l'installation, vu du réseau, sont définies en D.2.

En régime perturbé de tension, on distingue quatre domaines exceptionnels :



Domaine exceptionnel en tension haute :

Pour des tensions réseau exceptionnelles supérieures à la tension maximale du domaine normal défini ci-dessus, le domaine de fonctionnement exceptionnel de l'installation est défini par le parallélogramme précédent limité éventuellement par la tension exceptionnelle maximale⁹. A l'intérieur de ce domaine, l'installation doit rester connectée au réseau et continuer de fonctionner en respectant les consignes de productions active et réactive du GRT pendant a minima les durées spécifiées au § D.1.

Domaine exceptionnel en tension basse :

Pour des tensions réseau exceptionnelles inférieures à la tension minimale du domaine normal défini précédemment, le domaine de fonctionnement exceptionnel de l'installation est défini par le parallélogramme précédent limité éventuellement par la tension exceptionnelle minimale¹⁰. A l'intérieur de ce domaine, l'installation doit rester connectée au réseau et continuer de fonctionner en respectant les consignes de productions active et réactive du GRT pendant a minima les durées spécifiées au § D.1.

Fonctionnement exceptionnel hors du parallélogramme vers les tensions basses :

⁹ La tension exceptionnelle maximale est égale à 250 kV en 225 kV, à la tension maximale du domaine normal +2% U_n pour les autres niveaux de tension.

¹⁰ La tension exceptionnelle minimale est de 180 kV en 225 kV, de 50 kV en 63 kV, de 72 kV en 90 kV.

a). Cas d'un effondrement lent du plan de tension

En cas d'effondrement lent du plan de tension du réseau, l'objectif sera de maintenir l'installation connectée au réseau jusqu'à $0,8 U_n$ (coté réseau) pendant une durée limitée en lui faisant fournir dans les limites de ses capacités constructives (fonctionnement en limitation courant rotor), de la puissance, active et réactive, selon les indications du GRT. Aucune protection sur critère « tension réseau » ne doit entraîner le déclenchement de l'unité de production au cours de ce fonctionnement.

b). Fonctionnement exceptionnel entre $0.7 U_n$ et $0.8 U_n$

Un fonctionnement exceptionnel entre $0.7 U_n$ et $0.8 U_n$ doit être recherché en coordination avec le GRT. Aucune protection directe sur critère « tension réseau »¹¹ ne doit entraîner le déclenchement de l'unité de production dans cette plage.

I.3 Fonction de reprise de service rapide après découplage

Pour les groupes de puissance supérieure ou égale à P_4 MW (cf. tableau des seuils du § A.4) qui en sont techniquement capables, la fonction d'ilotage sur les auxiliaires (pour les installations thermiques) ou plus généralement la fonction de conservation de la capacité de recouplage rapide après incident sur demande du GRT doit être intégrée dans les dispositions constructives, sauf mention contraire du GRT.

Pour les groupes de puissance inférieure à P_4 MW (cf. tableau des seuils du § A.4), cette fonction de recouplage rapide pourra être négociée par le GRT en fonction des besoins du système.

I.4 Critères de séparation du réseau

Les critères de séparation du RPT (tension haute, tension basse, fréquence haute, fréquence basse, rupture de synchronisme, etc...) seront précisés en fonction d'une part des régimes exceptionnels que doit pouvoir supporter l'installation (§ I.2.1 et § I.2.2) et, d'autre part, des prescriptions de participation ou non à des réseaux séparés (§ I.5).

Le réglage des protections installées à cet effet par le producteur sera soumis à l'accord du GRT.

Ces critères pourront être revus périodiquement à la demande du GRT si les conditions de réseau évoluent ou si les besoins de sûreté des clients alimentés en réseau séparé évoluent.

I.5 Tenue en réseau séparé

La règle générale est de rester connecté au RPT, toutefois, la séparation, en préventif lors de situations particulières (événement météorologique par exemple), d'un producteur alimentant ses consommations propres, ou celles de clients voisins, pourra être négociée avec le GRT.

Le maintien sous tension de tout autre réseau séparé, utilisant des ouvrages du RPT, relève de la seule responsabilité du GRT.

Pour tout groupe de puissance supérieure ou égale à P_5 MW (cf. tableau des seuils du § A.4), la capacité de participer à l'alimentation de réseaux séparés utilisant des ouvrages du RPT doit être intégrée dans les dispositions constructives, sauf mention contraire du GRT.

Pour cette fonction de tenue en réseau séparé, le groupe doit être muni de régulations de vitesse et de tension adaptées. La régulation de vitesse doit être mise en oeuvre automatiquement, lorsque la présence de réseau séparé est détectée, si elle n'était pas en service (groupe au limiteur).

¹ Par contre, des protections sur tension basse $0,7 U_n$ coté auxiliaires sont, bien entendu, autorisées même si cela peut correspondre, dans certaines situations, à une tension réseau supérieure à $0,7 U_n$.

I.6 Préparation à la reconstitution du réseau

La participation éventuelle des groupes de puissance supérieure ou égale à P_6 MW (cf. tableau des seuils du § A.4) à la reconstitution du réseau pourra être négociée par le GRT au cas par cas dûment motivé. Pour participer à la reconstitution du réseau, le groupe doit pouvoir renvoyer la tension sur un réseau hors tension et démarrer sans source de tension externe.

Performances des installations pour un fonctionnement en réseau séparé ou une reconstitution du réseau

1. Séparation du réseau et fonction d'îlotage

La séparation du réseau peut intervenir :

- sur défaut interne à l'installation de production. Dans ce cas le système électrique n'a, a priori, rien à attendre à court terme de cette installation ;
- par îlotage de la production d'un ou de plusieurs producteurs sur la consommation d'un ou de plusieurs clients qui sont liés de leur plein gré par clauses contractuelles, la séparation s'effectuant sur fonctionnement des protections des installations de ces clients ou producteurs, ou du réseau, ou sur décision de ces acteurs. Il s'agit là d'une affaire privée entre ces acteurs. D'un point de vue technique, les procédures et moyens de séparation puis de recouplage au réseau doivent être négociées avec le GRT.
- sur perturbation d'origine " externe " à l'installation de production (défaut sur le réseau proche, effondrement de tension ou de fréquence, etc. ...).

Dans ce dernier cas, la conservation d'une capacité de recouplage ultérieur rapide est généralement utile pour le GRT (reprise de service, rétablissement d'un fonctionnement sûr, ...). Pour les groupes thermiques, cette capacité de recouplage rapide est conditionnée par le maintien d'un fonctionnement " îloté " sur les auxiliaires. Il s'agit, en cas de séparation du réseau à faire revenir ces groupes vers une situation standard de repli, en les conservant en rotation et allumage maintenu, alimentant leurs propres auxiliaires.

Le principe de réglage des protections d'îlotage (ou plus généralement de séparation du réseau) en fréquence et tension¹² est de surveiller le domaine de fonctionnement de l'installation.

Ce domaine surveillé varie suivant que l'installation est susceptible de participer ou non à des réseaux séparés.

Lorsque ce domaine surveillé est franchi, les protections agissent pour séparer l'installation du RPT. Ces protections doivent être immunisées vis-à-vis des transitoires très rapides, comme indiqué au § I.2.

Autrement dit, en fonction des conditions locales et de la participation ou non à l'alimentation de réseaux séparés, le domaine à l'intérieur duquel l'installation devra rester couplée au RPT pourra être plus restreint que le domaine de fonctionnement exceptionnel défini au § I.2. Mais ce domaine pourra être revu par le GRT, en fonction des besoins du système électrique. C'est pourquoi les machines doivent disposer des caractéristiques constructives définies au § I.2.

2. Tenue en réseau séparé

Participer à la formation d'un réseau séparé, puis à sa tenue dans le temps nécessite que le groupe soit :

¹² il existe d' autres critères d' îlotage, en particulier la rupture de synchronisme.

- capable de fonctionner à une puissance différente de sa puissance nominale et de moduler ensuite la puissance fournie pour suivre la puissance appelée (capacité du process primaire à moduler la puissance fournie ou existence d'un système permettant de découpler puissance primaire et puissance débitée sur le réseau séparé),
- équipé d'une régulation de vitesse performante, capable de bien se comporter vis-à-vis de la dynamique des régimes transitoires et de la reprise d'échelons de consommation de l'ordre de 5% Pn, et que celle-ci ait été réglée pour être stable en réseau séparé ; la capacité éventuelle à fonctionner en " pilote de la fréquence " (réglage de vitesse astatique) ou à défaut la capacité des opérateurs à régler la fréquence du réseau séparé à l'aide de cette installation doit aussi être considérée ;
- équipé d'une régulation de tension lui permettant de tenir une consigne de tension et de fournir la puissance réactive appelée par le réseau séparé;
- capable de supporter le transitoire de passage en réseau séparé et le transitoire dû au recouplage au réseau interconnecté.

Le GRT doit apprécier, a priori, si le producteur est susceptible de se retrouver sur un réseau séparé avec de la clientèle autre que le producteur lui-même. Si ce cas est identifié, la viabilité de ce réseau doit être étudiée, en fonction notamment de sa taille et de sa durée de vie estimée. Si ce réseau séparé est jugé non viable ou non gérable a priori, il devra être mis hors tension rapidement (par action des protections d'exploitation spécifiques sur les groupes de production indiquées au § I.4, par ordre du centre de conduite ou par tout autre moyen).

Le recouplage ultérieur du réseau séparé au réseau interconnecté doit aussi être considéré (existence de télécoupleurs ou nécessité de " passer par un noir "), sans être un point de blocage a priori.

3. Préparation à la reconstitution du réseau

Pour que ce service puisse être réalisé, il faut disposer de groupes présentant tout ou partie des possibilités suivantes:

- capables de s'iloter ou de redémarrer sans tension sur le réseau,
- capables de remettre la tension sur un réseau hors tension,
- capables de rester couplés sur un réseau séparé (voir § 2) et de fonctionner à puissance très basse,
- capables de supporter des échelons de consommation adaptés à la situation (pour reprendre la consommation d'une poche locale par exemple),
- "pilotables" depuis les centres de conduite (y compris essais, compétence du personnel).

J. Qualité de l'onde de tension et du courant électrique en situation normale d'exploitation

J.1. Tenue aux perturbations induites par le RPT

Les perturbations affectant le RPT, et par voie de conséquence les installations de production, sont de deux natures :

- Celles liées à l'exploitation du réseau en situation exceptionnelle (cf. chapitres D, E, I) et au défaut d'isolement proche (cf. chapitre H) ou lointain (cf. chapitre G) que l'installation doit pouvoir supporter.
- Celles liées à l'exploitation normale du réseau se traduisant par une pollution de l'onde de tension. Dans ce cas, le Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) s'engage à respecter les engagements contractuels, figurant dans le contrat type en vigueur, relatifs aux :
 - fluctuations de tension (lentes ou rapides),
 - taux de déséquilibre et d'harmoniques.

Le contrat type actuellement en vigueur est le contrat Emeraude.

J.2. Caractéristiques techniques des installations

J.2.1. IMMUNITE DES INSTALLATIONS

Toute installation raccordée au RPT doit être capable de supporter les niveaux de perturbations standard du contrat type mentionné au § J.1.

J.2.2. Surtensions transitoires

Le RPT peut être le siège de surtensions transitoires par rapport à la terre, dues aux coups de foudre. La protection contre les surtensions d'origine atmosphérique nécessite soit l'emploi de dispositifs de protection (parafoudres), soit l'adoption de dispositions constructives appropriées (distances d'isolement par exemple).

Des surtensions transitoires dues à des manœuvres d'appareils peuvent également se produire. Des valeurs de surtensions phase-terre atteignant jusqu'à 2 à 3 fois la tension simple contractuelle se rencontrent usuellement.

Compte tenu de la nature physique des phénomènes mis en jeu, il n'est pas possible de définir des niveaux qui ne seraient pas dépassés chez les utilisateurs du réseau. Les producteurs doivent prendre toutes les mesures nécessaires pour protéger leur installation.

J.3. Perturbations maximales induites par l'installation sur le réseau

Pour permettre au GRT de respecter les engagements définis dans le contrat type en vigueur, tout producteur doit limiter les perturbations qu'il produit sur le réseau à un niveau acceptable. Cela est assuré par le non-dépassement de valeurs de perturbations définies en limite de propriété par rapport au RPT ou au droit des machines pour les tensions harmoniques.

Les valeurs à respecter en matière d'à-coups de tension, de flicker et de déséquilibre de tension sont celles des § du contrat type en vigueur relatifs aux " conditions de raccordement et d'alimentation des clients ".

Les valeurs à respecter en matière de taux de tension harmonique à vide sont celles du § du contrat type en vigueur relatif aux engagements du GRT.

Cas particulier d'un site de production comportant des installations de consommation

Les valeurs à respecter en matière d'à-coups de tension, de flicker, et de déséquilibre de tension sont celles des § du contrat type en vigueur relatifs aux " conditions de raccordement et d'alimentation des clients ".

En matière d'harmoniques:

- les valeurs de courants harmoniques à respecter sont celles des § du contrat type en vigueur relatifs aux " conditions de raccordement et d'alimentation des clients "; la puissance apparente à considérer à la place de la puissance souscrite est égale au maximum de la puissance de l'installation de production et de celle souscrite pour les charges de l'usine.
- de plus, les machines de production synchrones doivent respecter la clause décrite au § précédent pour un producteur non auto-consommateur, concernant les tensions harmoniques.

K. Couplage des installations au RPT

K.0 Préambule

Le couplage doit être assuré par un organe de coupure appartenant au producteur.

Le couplage au RPT doit être possible dans la plage de fréquence 49 Hz - 51 Hz, et dans la plage de tension de fonctionnement normal (sans limitation de durée) précisée dans le chapitre D.

On distingue deux types de couplages :

- le couplage synchrone,
- le couplage asynchrone (pour les machines synchrones de faible puissance).

K.1 Couplage synchrone

Un dispositif de couplage permet de limiter les contraintes au moment du couplage de la machine. Les réglages de ce dispositif (temps de glissement, temps de l'interrupteur, etc.) sont liés à la machine et doivent être optimisés. Ils ne peuvent donc pas être exposés de manière générale.

L'installation de production ne doit être couplée au RPT que lorsque les conditions suivantes sont respectées :

- écart de fréquence inférieur à 0.1 Hz,
- écart de tension inférieur à 10%,
- écart de phase inférieur à 10°.

K.2 Couplage asynchrone

Ce type de couplage doit respecter les engagements contractuels, figurant dans le contrat type en vigueur, en matière d' "à-coup de tension " relatifs aux " conditions de raccordement et d'alimentation des clients ".

L. Dispositifs de mesure et de comptage

L.0 Préambule

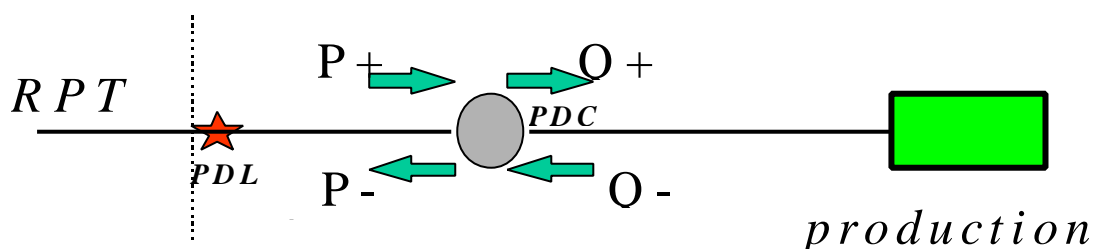
Les transactions entre producteurs, consommateurs, et Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT), reposent sur des mesures d'énergie et sur des mesures de paramètres relatifs aux services auxiliaires.

Les différentes valeurs mesurées sont :

- l'énergie active fournie par le producteur¹³ P-,
- l'énergie réactive fournie par le producteur Q-,
- l'énergie active consommée par le producteur P+,
- l'énergie réactive consommée par le producteur Q+.

L.1 Le Point de Comptage (PDC) et le Point de Livraison (PDL)

Les mesures d'énergie sont effectuées au niveau du PDC (en général au plus près des lieux d'implantation des réducteurs de mesure). Ce lieu d'implantation est choisi par le GRT en accord avec le producteur, de façon à permettre l'établissement exacte des quantités d'énergie générées et absorbées par l'installation de production. Le PDL est situé à la limite de propriété du RPT.



Lorsque les PDC et le PDL ne sont pas confondus, le producteur et le GRT se mettent d'accord sur les modalités de prise en compte des écarts d'énergie active et réactive entre ces deux points.

Nota : Certains sites de production peuvent comporter plusieurs PDC. Ceci ne change en rien le principe ci-dessus décrit.

L.2 Les appareils de mesures et de comptage

Les réducteurs de mesure sont la propriété du producteur : il en assume l'installation, l'exploitation, l'entretien et le renouvellement.

¹³ On tient à préciser que les symboles P et Q représentent ici les énergies et non les puissances.

Les comptages permettent la mesure, la mémorisation, et la transmission à distance des énergies, ainsi qu'éventuellement la mesure de certaines caractéristiques relatives à la qualité de l'onde électrique. Les énergies sont mesurées par périodes de 10 minutes datées.

Le GRT est responsable de l'installation, de l'exploitation, de l'entretien et du renouvellement des comptages.

Les réducteurs de mesures et les comptages doivent être conformes aux textes réglementaires en vigueur, notamment aux prescriptions du cahier des charges de la concession du RAG¹⁴. Par ailleurs, ils doivent répondre aux normes et autres obligations sur les droits d'accès aux locaux électriques ainsi qu'aux textes relatifs à la législation du droit du travail.

L.3 La gestion des mesures issues du comptage

Les données des comptages sont la propriété du producteur. Dans le cadre de ses missions, le GRT dispose d'un droit d'accès et d'un droit d'usage de ces données vis-à-vis desquelles il a une obligation de confidentialité.

¹⁴ Le texte actuel précise en particulier, dans son article 13, que ces appareils sont posés, réglés, plombés et périodiquement vérifiés par les agents du concessionnaire, contrairement avec les représentants du producteur.

M. Relations entre le producteur et le gestionnaire du réseau de transport (GRT)

M.0 Préambule

Des échanges d'informations sont nécessaires au producteur et au GRT pour une bonne intégration des installations de production dans le système électrique, et ceci aux différentes échéances de temps s'échelonnant des cycles prévisionnels jusqu'au temps réel.

Tous les échanges d'informations et de données entre le producteur et le GRT sont décrits de manière formalisée dans la **convention d'exploitation**. La liste des données, leur degré de précision, les disponibilités attendues, le degré de confidentialité des informations, les protocoles d'échange d'informations, les durées d'archivage des informations échangées y sont explicités. Cette convention précise également, pour chaque échange, les supports physiques utilisés (courrier, fax, téléphone, messagerie électronique, liaison téléinformatique, etc.). Du fait qu'ils nécessitent des investissements de matériels spécifiques, certains de ces supports sont mentionnés explicitement dans la **convention de raccordement**.

Afin de satisfaire aux exigences de traçabilité, permettant de réaliser les analyses a posteriori et de régler les éventuels litiges, il est nécessaire de consigner la date d'envoi, la date de réception des informations, de confirmer les échanges téléphoniques par fax, voire de les enregistrer sur un support ad'hoc (bande magnétique par exemple).

Si un producteur exploite plusieurs installations de production, les informations échangées peuvent être transmises par un service central de ce producteur.

M.1 Informations prévisionnelles

Ces informations concernent l'élaboration et la gestion des plannings d'entretien et des programmes de production des installations du producteur. Les modalités des échanges préparatoires, des déclarations et des redéclarations de ces plannings et de ces programmes sont décrites dans la **convention d'exploitation**.

M.1.1 Entretien programmés du RPT et des installations de production raccordées

Les opérations d'entretien programmé effectuées par le GRT sur le RPT et par les producteurs sur leurs installations doivent être conduites avec le souci d'une bonne coordination des différentes parties.

Etablissement d'un planning de référence :

Par concertation, le GRT et le producteur se mettent d'accord sur un planning de référence. Ce planning de référence couvre une période donnée et est défini à une date au plus tard qui dépend du mode de fonctionnement de l'installation et de ses contraintes techniques.

Suivi et adaptation du planning :

A partir du moment où le planning de référence est fixé, toute demande de modification de date ou de durée d'arrêt par l'une des deux parties doit rester exceptionnelle.

M.1.2 Informations prévisionnelles à échanger pour l'exploitation

Pour mener à bien les études prévisionnelles qu'il effectue aux différents horizons temporels, le GRT doit disposer :

- des caractéristiques électriques des installations, des diagrammes de fonctionnement des groupes, des données du recueil des performances de l'installation, etc. ; celles-ci sont fournies à la mise en service (cf. chapitre N) ;

- des chroniques des puissances actives injectées ou soutirées aux différents points de livraison du réseau. Les modalités d'échanges visant à satisfaire la connaissance de ces chroniques sont adaptées au mode de gestion de l'installation.

De l'horizon annuel à l'horizon journalier

Pour effectuer les études prévisionnelles couvrant ces horizons, le GRT doit disposer d'un programme prévisionnel de production de l'installation et, le cas échéant, des disponibilités associées, pour les différentes périodes de l'année.

A l'horizon journalier

Pour assurer la conduite du réseau, le GRT doit disposer, la veille pour le lendemain, des programmes prévisionnel de production définis par points demi-horaires ainsi que des chroniques de puissances autoconsommées, en cas d'autoconsommation.

Un mécanisme de concertation¹⁵ entre le GRT et le producteur permet de consolider ce programme prévisionnel.

Ce programme intègre les contraintes liées à la sûreté d'exploitation du système et les contraintes de fonctionnement de l'installation de production. Il comporte les différents paliers de production, les instants de couplage, de découplage et la participation éventuelle aux services auxiliaires.

Nota : Toute modification définitive ou temporaire des paramètres dynamiques ou statiques ayant une importance pour la sûreté du système ou concernant les performances de l'installation comme le suivi de charge, la capacité de fourniture de services auxiliaires, etc. doit être communiquée sans délai au GRT.

M.2 Informations temps réel - Besoins

En temps réel, les centres de conduite du GRT ont pour mission de réaliser l'équilibre production-demande en assurant la sûreté du réseau et la qualité de fourniture à ses utilisateurs.

Le personnel des centres de conduite du GRT doit donc avoir une bonne connaissance de l'état du système électrique (topologie du réseau, injections et soutirages) et des marges disponibles.

Par ailleurs, en cas d'aléa, le personnel des centres de conduite du GRT doit agir sur les moyens dont il dispose pour ramener le système électrique dans un état respectant les règles d'exploitation qui lui sont fixées. Il doit donc pouvoir communiquer avec les opérateurs des installations de production et leur demander d'agir sur ces installations.

La liste des téléinformations et informations échangées pour ces deux fonctions (observation-diagnostic et action), établie par le GRT, dépend de l'importance de l'installation par rapport à l'observation et à la conduite du réseau, de son mode de gestion et de sa participation aux services auxiliaires. Les modalités d'exécution de ces deux fonctions sont précisées dans la **convention d'exploitation**.

M.2.1 Echanges par le réseau de téléconduite

La transmission de télémessures (TM) et téléseignalisations (TS) en provenance de l'installation de production est nécessaire, sauf dans les cas où des téléinformations captées sur le RPT suffisent à satisfaire le besoin d'observation-diagnostic. Dans le cas général, des équipements doivent être prévus pour échanger en temps réel les informations telles que la puissance active, la puissance réactive, la tension au point de livraison, la position de disjoncteurs et de sectionneurs, voire l'état de protections ou automates.

La rapidité d'exécution de certaines commandes peut également rendre nécessaire l'envoi de télécommandes (TC) ou télévaleurs de consigne (TVC) ou consignes de téléajustage cyclique (TRC).

Le mode de transmission de ces téléinformations par le système de téléconduite du GRT est régi conformément au § suivant (§ M.3).

¹⁵ Ce mécanisme peut être très léger dans le cas d'une installation d'énergie fatale ou à faible puissance.

M.2.2 Autres échanges

Ces échanges couvrent les situations normales d'exploitation et les situations exceptionnelles. Le vecteur d'information est, dans ce cas, le téléphone, le fax, la messagerie électronique.

Les échanges téléphoniques sont généralement formalisés sous forme de messages collationnés¹⁶.

Pour une installation de puissance supérieure à 40 MW, le GRT doit pouvoir contacter le producteur en temps réel pour action rapide sur son installation, dans un délai compatible avec les besoins de l'exploitation.

M.3 Architecture informatique de téléconduite

Les téléinformations et certains moyens d'action cités précédemment sont acheminés par le réseau de téléconduite du GRT.

Les équipements nécessaires à leur acheminement doivent être opérationnels dès la mise en service de l'installation de production.

M.3.1 Responsabilité du GRT

Le GRT a la responsabilité de définir les conditions requises pour le raccordement des équipements de communication du producteur à son système de téléconduite. Le GRT fournit ainsi aux nouveaux producteurs un catalogue des équipements de communication compatibles avec son système de téléconduite.

Le GRT est responsable de l'acheminement des informations et des voies de transmission depuis ces équipements, installés chez le producteur, jusqu'aux centres de conduite. Il est également responsable du mode de sécurisation pour la desserte du site de production.

M.3.2 Responsabilité du producteur

Pour satisfaire les besoins d'échanges (décrits en M.2.1) par le système de téléconduite, des équipements de communication dans les locaux du producteur sont nécessaires.

Le producteur choisit, acquiert (et de ce fait en est propriétaire), installe sur son site et maintient ces équipements de communication, conformément aux spécifications précédentes. Ces équipements de communication sont adaptés au type de production (degré d'observabilité, niveau de dispatchabilité, fourniture de services auxiliaires, niveau de confidentialité des informations souhaité par le producteur).

Le producteur met en œuvre les dispositifs assurant la protection des personnes et du matériel, notamment ceux qui contribuent à limiter une montée de potentiel dangereuse en cas de défaut.

M.3.3 Responsabilités conjointes

Le GRT et le producteur précisent dans les annexes techniques de la **convention de raccordement**: le (les) point (s) d'échanges d'information, le catalogue des équipements, les informations échangées et leurs caractéristiques, les architectures retenues, les conditions de mise en place et de maintien en condition opérationnelle.

¹⁶ Communication transmise mot à mot par le correspondant émetteur à son correspondant receveur, enregistrée par écrit par les deux correspondants, comportant la date, l'heure, et relue au correspondant émetteur par le correspondant receveur.

N. Données techniques à fournir par un producteur pour l'insertion de son installation dans le RPT

N.0 Préambule

Pour l'étude de raccordement et pour la première mise en service d'une nouvelle installation de production, il est nécessaire que le producteur fournisse certaines données techniques afin de permettre au Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) d'évaluer l'impact de cette installation sur le RPT.

N.1 Statut et précision des données

La réalisation d'un projet d'installation de production s'effectue par étapes. Les valeurs de données d'une étape peuvent dépendre des résultats des étapes précédentes, et peuvent donc évoluer au cours du temps. C'est la raison pour laquelle il faut préciser, pour chaque étape, le statut de ces données.

Pour chaque étape, le statut d'une donnée est soit :

- “ révisable ” indiquant qu'elle peut encore être modifiée par le producteur pour les étapes suivantes,
- “ ferme ” indiquant qu'elle a une valeur contractuelle et ne peut plus être modifiée, sans remettre en cause la demande de raccordement correspondante.

Pour une donnée numérique “ ferme ”, une tolérance sera spécifiée.

Il appartient au producteur de préciser la marge d'incertitude des valeurs déclarées. Pour toute donnée “ ferme ”, la marge d'incertitude doit rester compatible avec la tolérance associée.

Le GRT a l'obligation de garantir la confidentialité de ces données.

N.2 Contrôle et révision

Le producteur doit mettre en place une procédure de contrôle et de révision des données de son installation afin de garantir leur validité au cours du temps.

En cas de modification d'une ou plusieurs données, il appartient au producteur de prouver que les caractéristiques de son installation restent conformes aux prescriptions du présent arrêté et des conventions particulières, et de transmettre au GRT les nouvelles valeurs de ces données.

Le contrôle des données et le traitement de leur cohérence sont précisés dans le chapitre O (Contrôle des performances et essais).

N.3 Les différentes étapes du projet de réalisation de l'installation et les données correspondantes

L'ensemble des données techniques à fournir au GRT pour une nouvelle installation de production comprend trois classes. Chaque classe correspond à une étape de l'étude :

- les données à fournir au moment de la demande de raccordement : **DDR**,
- les données à fournir au moment de l'avant projet détaillé, c'est-à-dire avant la commande des équipements par le producteur : **APD**,
- les données à fournir au GRT avant la première mise en service industrielle : **MSI**.

Nota : Les données à fournir peuvent également être regroupées en trois catégories, selon leurs utilisations dans les différents types d'études effectuées par le GRT :

- Données nécessaires pour les études de transits et de tensions sur le réseau (calcul de répartition) : CR,
- Données nécessaires pour les études de la capacité d'accueil du réseau en courant de court-circuit : ICC,
- Données nécessaires au GRT pour réaliser les études de stabilité et de fonctionnement du réseau : ST.

N.3.1 Données à la demande de raccordement : DDR

Ces données doivent accompagner la demande de raccordement faite au GRT.

Le GRT les utilise pour étudier les contraintes techniques liées à l'insertion de l'installation du producteur dans le RPT, élaborer sa réponse au producteur et s'engager sur la faisabilité et les modalités du raccordement.

En contrepartie, le producteur s'engage sur les valeurs de ces données. Pour les données de statut "ferme", toute modification de valeurs dépassant les seuils de tolérance admis conduit à l'ouverture d'une nouvelle demande de raccordement.

Données	Unité	Statut	Catégorie
Données techniques de l'installation du producteur :			
Type de combustible et localisation du poste électrique de l'installation de production.	Schéma, Texte	Révisable	
Schéma électrique de l'installation (schéma unifilaire de principe), vue du point de connexion au RPT, avec localisation des appareils essentiels : alternateur(s), auxiliaires, transformateur(s), , organes de coupure, charges et moteurs (en distinguant les différents types de moteurs).	Schéma	Révisable	
Puissance active maximale nette de l'installation que le producteur s'engage à ne pas dépasser quelles que soient la température ambiante extérieure et les conditions de fonctionnement : Π_{max}^{17}	MW	Ferme $\pm 5\%$	CR
Conditions (pression atmosphérique, température, ...) dans lesquelles la puissance de l'installation atteint P_{max}	mbar, °C, ...	Révisable	
Pour chaque alternateur de l'installation :			
Puissance active nominale : P_n	MW	Révisable	CR, ST
Puissance apparente nominale : S_{na}	MVA	Révisable	CR, ST
P_{max} turbine	MW	Révisable	CR, ST
Tension stator nominale	kV	Révisable	ICC, CR, ST
Réactance transitoire non saturée d'axe direct : $X'd$	% en base (S_{na}, U_n)	Révisable	ICC, ST
Par transformateur de l'installation de production du producteur:			
Nombre d'enroulements	Texte	Révisable	ICC, CR, ST

¹⁷ Π_{max} correspond au maximum des P_{max} mentionnés au chapitre D.

Puissance apparente de chaque enroulement : S _{nt}	MVA	Révisable	ICC, CR, ST
Tensions nominales (prise principale) côtés primaire, secondaire (et tertiaire, le cas échéant)	kV/kV	Révisable	ICC,CR,ST
Impédances directes (pour tout enroulement)	(a+jb)% en base S _{nt}	Révisable	ICC, CR,ST
Au point de raccordement :			
<u>Apport maximal de courant de court-circuit, calculé par la méthode du présent arrêté</u>	kA	Ferme ± 5%	ICC,CR,ST
<u>Date de MSI prévisionnelle</u>	Texte	Révisable	

N.3.2 Données avant projet détaillé : APD

Ces données sont, d'une part les DDR, qui passent toutes en statut " ferme " (à l'exception de certains schémas qui restent révisables), d'autre part des données complémentaires qui permettront au GRT de mener des études générales de réseau.

N.3.2.1 Consolidation des DDR

Toutes les DDR passant au statut " ferme " sauf le schéma général de l'installation sur le plan de l'énergie primaire et le schéma électrique détaillé de l'installation avec localisation des appareils essentiels.

N.3.2.2 Recueil des performances de l'installation

On peut citer : la capacité à fonctionner en îlotage, la capacité de repli sur ses auxiliaires, la capacité de démarrage autonome, le temps de démarrage de l'installation, l'aptitude à effectuer du suivi de charge, le fonctionnement en compensateur synchrone, le minimum technique, les contraintes de fonctionnement particulières de l'installation, le temps de démarrage à chaud, à froid, le nombre d'arrêts par jour, le nombre de suivi de charge,..., la pente de variation de charge,...

N.3.2.3. Données complémentaires, toutes de statut révisable

Données	Unité	Catégorie
Données techniques de l' installation de production du producteur pour chaque alternateur :		
Plage de tension stator	kV	CR, ST
Puissance minimale délivrée (Minimum technique)	MW	CR, ST
Moment d' inertie de la ligne d'arbre complète (alternateur + turbine), $M \cdot R^2/2$	kg.m ²	ST
vitesse de rotation	tours/mn	ST
Courant rotor nominal et maximal admissible en régime permanent	A	ST
Courant stator maximum admissible en régime permanent	A	ST
Résistance de l' alternateur		
Résistance stator	% en base (S_{na}, U_n)	ST
Réactances (non saturées) de l' alternateur :		
Réactance synchrone d'axe direct : X_d	% en base (S_{na}, U_n)	ST
Réactance synchrone d'axe en quadrature : X_q	% en base (S_{na}, U_n)	ST
Réactance sub-transitoire d'axe direct : X'_d	% en base (S_{na}, U_n)	ST
Réactance sub-transitoire d'axe en quadrature : X'_q	% en base (S_{na}, U_n)	ST
Réactance de fuite du stator : X_σ	% en base (S_{na}, U_n)	ST
Réactance inverse : X_i	% en base (S_{na}, U_n)	ST
Courbes de saturation axe d, axe q	Courbes	ST
Courbe d'évolution de la puissance active maximale produite par l'installation (aux bornes de la machine et au point de raccordement) en fonction de la température extérieure (uniquement dans le cas où une telle dépendance existe).	Courbe	CR
Courbe d'évolution de la puissance réactive maximale produite par l'installation (aux bornes de la machine et au point de raccordement) en fonction de la température extérieure	Courbe	CR
Diagrammes (U, Q) aux bornes de la machine et au point de raccordement calculés aux températures extérieures minimale, nominale et maximale lorsque la machine fonctionne à sa puissance active minimale et maximale .	Diagrammes	CR, ST
Constantes de temps (non saturé) de l' alternateur :		
Constante transitoire d'axe direct à circuit ouvert : $T' d_0$	Secondes	ST
Constante sub-transitoire d'axe direct à circuit ouvert : $T'' d_0$	Secondes	ST
Constante sub-transitoire d'axe en quadrature à circuit ouvert : $T' q_0$	Secondes	ST
Pour les auxiliaires (agrégés):		
Type (synchrone, asynchrone, à courant continu)	Texte	
Puissance active maximale et minimale consommées	MW	CR, ST
Puissance réactive maximale et minimale consommées	MVAR	CR, ST
Par transformateur de l' installation de production du producteur :		
Impédances inverses à la prise nominale (pour tout enroulement)	(a+jb)% en base S_{nt}	ICC, ST

Impédances homopolaires à la prise nominale (pour tout enroulement)	(a+jb)% en base S_{nt}	ICC, ST
Couplage	Texte	ICC, ST
Mise à la terre du neutre HTB	Texte, diagrammes	ICC, ST
Régleurs :		
Type de régleur	en charge / à vide	CR, ST
nombre de prises	Valeur	ICC, ST
Temporisation entre deux prises (si régleur en charge)	Secondes	ST
Pour chaque prise :		
Tensions nominales côtés primaire et secondaire (et tertiaire, le cas échéant)	kV	ICC, CR, ST
Impédance directe du schéma monophasé équivalent	% en base S_{nt}	ICC, CR, ST
Système d' excitation de l' installation de production du producteur:		(CEI 34 -16-2)
Type d'excitation (statique , alternateur inversé, ...) + caractéristiques	Texte, diagramme	ST
Diagramme détaillé, à blocs de l'automatique, de la boucle de réglage de l'excitation et des boucles de limitation associées, avec les valeurs des différents paramètres	Diagramme	ST
Gain statique de la boucle de contrôle de l'excitation	sans dimension	ST
Tension d'excitation nominale à puissance, facteur de puissance, tension stator et vitesse nominaux	V	ST
Tension d'excitation maximale en régime permanent	V	ST
Tension d'excitation minimale en régime permanent	V	ST
Plafond de surexcitation	%	ST
Réglage du limiteur de sous-excitation	Texte, diagramme	ST
Réglage du limiteur de sur-excitation	Texte, diagramme	ST
Temps maximum de sur-excitation	Secondes	ST
Caractéristiques thermodynamiques des turbines et régulation de vitesse :		
Type de turbine	Texte	ST
Diagramme détaillé, à blocs de l'automatique (fonctions de transfert et non-linéarités), de la turbine et de l'amont-turbine, avec les valeurs des différents coefficients.	Diagrammes et valeurs numériques	ST
Schéma de la régulation de vitesse à l'aide de blocs de l'automatique et les valeurs des différents paramètres	Diagrammes et valeurs numériques	ST
Système de protection de l' installation de production du producteur contre les situations perturbées du réseau :		
Type de protections (grandeurs surveillées et actions déclenchées)	Texte	ST
Paramètres de réglages des protections (valeurs des seuils)	Texte, diagrammes	ST
Protections de l' installation de production du producteur et de la ligne d' évacuation contre les courts-circuits :		

Type de protections (grandeurs surveillées et actions déclenchées)	Texte	ST
Paramètres de réglages des protections (valeurs des seuils)	Texte, diagrammes	ST
Moyens de compensation éventuels :		
Batteries de condensateurs (puissance, nombre de gradins)	MVA, texte	
Filtres antiharmoniques (fréquence d'accord, type)	Hz, texte	
Compensateurs statiques (puissance, type)	MVA, texte	

N.3.3 Données avant la première mise en service industrielle : MSI

Ces données sont essentiellement les données APD, qui passent en statut “ ferme ”, ainsi que d'autres données particulières de l'installation sollicitée par le GRT.

N.3.3.1 Confirmation des données APD qui passent toutes en statut “ Ferme ”

N.3.3.2 Données complémentaires de statut “ Ferme ”

Autres données particulières de l'installation à spécifier dans la convention de raccordement.

O. Contrôle des performances des installations de production

O.0 Préambule

Les performances d'une installation de production font partie des engagements contractuels du producteur vis-à-vis du Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT). Ce chapitre a pour objet de préciser les principes et les modalités pratiques de contrôle de ces performances.

Sauf mention contraire, ces engagements doivent être tenus sur toute la durée de vie de l'installation.

O.1 Principes

Il appartient au producteur d'apporter la preuve de la conformité des performances de son installation de production aux conditions techniques contractuellement spécifiées, notamment dans la convention de raccordement.

Le GRT se réserve le droit de procéder, ou faire procéder par un organisme indépendant agréé par la Commission de Régulation, à des études supplémentaires (essais physiques ou par simulation à partir des données fournies par le producteur) de conformité aux performances requises. Le producteur est tenu de déclarer, de sa propre initiative et dans les meilleurs délais, toute altération de paramètres de son installation susceptible de modifier les performances de son installation. Il doit à cet effet mettre en place une procédure de contrôle et de révision des données (cf. chapitre N) de son installation afin de garantir au cours du temps qu'elle continue à se conformer aux prescriptions contractuelles.

Les contrôles de performances sont classés en trois types :

- la vérification initiale de conformité, qui est un premier contrôle des performances s'exerçant au moment du raccordement de l'installation au RPT, avant la première mise en service,
- les contrôles en exploitation à caractère permanent,
- les contrôles en exploitation à caractère non permanent, qui peuvent être programmés, périodiques, contextuels (fin de travaux, suite d'incidents, écart par rapport aux conditions contractuelles de raccordement,...), ou aléatoires.

La liste et les modalités pratiques des contrôles à effectuer, qui peut évoluer au cours du temps en fonction des besoins des deux parties, sont précisées dans les conventions de raccordement ou d'exploitation.

En particulier, ces conventions doivent définir :

- la nature et le responsable de chaque contrôle,
- la périodicité des contrôles programmés,
- la densité des contrôles aléatoires,
- les facteurs déclenchant les contrôles contextuels,
- les méthodes pratiques du contrôle (types des résultats attendus, conditions des essais, nomenclatures des appareils de mesures à utiliser),
- les normes d'assurance qualité applicables aux essais ou aux études à mener,
- les procédures relatives à l'exploitation des appareils de mesure (vérification, étalonnage, maintenance, relève, règles de sécurité, habilitations requises, etc.)
- les procédures relatives à la gestion des résultats et des données (mesures de puissances, perturbations injectées sur le RPT par le producteur, etc.)

- ainsi que les procédures à suivre pour instruire les non-conformités (prévoyant en particulier la fixation d'un délai de mise en conformité) et pour demander un contrôle de performances non programmé.

Le producteur doit fournir préalablement au GRT, pour accord, les conditions de réalisation de tout essai susceptible d'entraîner le non respect des règles concernant la sûreté du système électrique.

O.2 Type des contrôles de performances

O.2.1 Vérification initiale de conformité avant la première mise en service

La vérification initiale de conformité avant la première mise en service concerne les dispositions constructives permettant l'accès au RPT. Les modalités pratiques de cette vérification doivent être précisées dans la convention de raccordement.

Il s'agit notamment :

- des caractéristiques minimales à respecter en termes de tension, fréquence, qualité de fourniture et comportement en situation normale et perturbée (stabilité) ;
- des appareils électriques de raccordement (organe de séparation et de coupure, protections associées...);
- des performances des réglages de fréquence - puissance et de tension;
- des performances en matière de suivi de charge;
- des équipements de contrôle et de communication (comptage, perturbographie, téléinformations, téléconduite...);
- de la liste des données à fournir au GRT (cf. chapitre N).

Nota : certaines performances, ne pouvant être contrôlées par des essais ou mesures (par exemple la stabilité des groupes sur court-circuit), doivent faire l'objet d'une étude par simulations. A la demande du GRT, la validité de ces simulations, en particulier celle de leur modélisation, peut néanmoins être vérifiée à l'aide de tests ou de mesures appropriés.

O.2.2 Contrôles en exploitation à caractère permanent

Les modalités pratiques des contrôles en exploitation à caractère permanent doivent être précisées dans la convention d'exploitation. Ces contrôles concernent notamment la tension, les puissances actives et réactives fournies et absorbées par les unités de production, ainsi que les perturbations émises sur le réseau par les installations d'un producteur (creux de tension, à-coups de tension, harmoniques).

O.2.3 Contrôles en exploitation à caractère non permanent

Les conditions et les modalités pratiques des contrôles en exploitation à caractère non permanent doivent être précisées dans la convention d'exploitation. Ces contrôles concernent, en particulier, la vérification de la pérennité des caractéristiques constructives notamment les ouvrages de raccordement et leurs systèmes de protection, les services auxiliaires, la stabilité et les performances en matière d'ilotage et de la participation à la reconstitution du réseau.

O.3 Appareils de mesure ou de contrôle

Pour les appareils de mesure et de comptage des énergies active et réactive, on se reporte au chapitre L.

Les autres appareils de mesure et de contrôle (qualimètre, oscillo-perturbographe,...), propriété du producteur, doivent être conformes aux textes réglementaires en vigueur. Par ailleurs, ils doivent répondre aux normes et autres obligations sur les droits d'accès aux locaux électriques ainsi qu'aux textes relatifs à la législation du droit du travail.

Le GRT est responsable du contrôle, du plombage et de l'entretien de ces appareils. Il peut toutefois en déléguer l'installation, l'exploitation et l'entretien.

Les données mesurées relatives à l'installation de production sont la propriété du producteur. Dans le cadre de ses missions, le GRT dispose d'un droit d'accès et d'un droit d'usage de ces données vis-à-vis desquelles il a une obligation de confidentialité.

O.4 Traitement des non-conformités

Si une non-conformité de l'installation du producteur est constatée par le GRT, deux cas peuvent se présenter :

- le GRT, estimant que ces défauts peuvent affecter de manière importante la sécurité du système électrique et/ou la sécurité des personnes et des biens, demande au producteur de déconnecter son installation et de la déclarer indisponible.
- le GRT, estimant que ces défauts n'affectent pas de manière importante la sécurité du système électrique ou la sécurité des personnes et des biens, demande au producteur une remise en conformité des performances de son installation, suivant la procédure prévue à cet effet dans la convention d'exploitation.

Si les défauts de performances persistent au terme de cette procédure de remise en conformité, le producteur doit déclarer les nouvelles performances de son installation et préciser le délai au bout duquel les performances contractuelles initiales seront à nouveau respectées.

ANNEXE INFORMATIVE RELATIVE AU CHAPITRE B

AB.1 Modélisations utilisées pour la détermination de la capacité d'accueil en un point du réseau

Pour l'examen des contraintes d'intensité et de tension (§ B.1.1.a, § B.1.1.b), on utilise des programmes de calcul de répartition de charge avec la modélisation classique associée.

Les méthodes de calcul des courants de court-circuit (§ B.1.1.c) sont décrites au chapitre C.

Les exigences en matière de protection (§ B.1.1.d) sont conformes aux principes développés dans le chapitre H.

L'étude des conséquences des grands incidents (§ B.1.2.b) s'effectue grâce à des outils de simulations des transitoires électromécaniques.

Une modélisation spécifique permet d'évaluer la qualité de fourniture (§ B.1.3) en simulant les conséquences des différents défauts qui peuvent survenir dans la zone d'étude et en tenant compte des probabilités de défauts et des performances des protections et automates du réseau.

AB.2 Démarche technico-économique

L'étude des évolutions de réseau éventuellement nécessaires au raccordement d'une nouvelle installation de production se fait sur la base d'une fonction économique qui représente la somme des différents termes suivants dans un bilan actualisé :

- dépenses d'investissement des matériels prévus (lignes, postes, matériels à courants faibles,...) correspondant au développement de réseau étudié;
- dépenses d'exploitation correspondant aux frais d'exploitation et d'entretien des matériels ;
- dépenses liées aux pertes correspondant globalement au coût de combustible nécessaire pour satisfaire la puissance supplémentaire des pertes ;
- coûts de résolution des congestions mesurant les surcoûts de production dues aux modifications du plan de production pour respecter les contraintes de transit sur le réseau;
- coûts liés à l'imperfection de la qualité de service. Lors de certains aléas défavorables (aléas climatiques, pannes d'ouvrages,...), la charge appelée sur le réseau peut ne plus être satisfaite en intégralité. Certains clients subissent alors une interruption de fourniture caractérisée en planification par deux paramètres, la puissance instantanément coupée sur incident et l'énergie non distribuée durant l'incident. Ces termes sont valorisés sur la base, soit de coûts moyens normatifs destinés à tenir compte du préjudice financier subi par la clientèle, soit de coûts réels lorsqu'ils peuvent être justifiés. L'utilisation de ces coûts assure la cohérence des décisions d'investissement entre elles.

La stratégie optimale de développement correspond à une suite de réalisation d'ouvrages au cours du temps. L'année, t , de mise en service d'un ouvrage est la première pour laquelle les économies annuelles d'exploitation sont supérieures à l'annuité d'anticipation de l'investissement; c'est la première vérifiant l'inéquation :

$I - I/(1+\Gamma) < \Delta\text{coût pertes}(t) + \Delta\text{coût congestion}(t) + \Delta\text{coût non qualité}(t) + \text{coût annuel exploitation matériel}(t)$, où Γ est le taux d'actualisation et I le coût de l'investissement.

ANNEXE INFORMATIVE RELATIVE AU CHAPITRE D

AD.0 Références

Les principes exposés précédemment sont conformes à l'esprit des documents suivants :

- Contrat d'Achat d'Energie Electrique produite par une installation de cogénération (Conditions Générales n° 97-01 et Aide Mémoire pour la rédaction des Conditions Particulières) ;
- Raccordement au réseau HTA de centrales de puissance installée supérieure ou égale à 1MW - Arrêté du 3 juin 1998.

AD.1 Paramètres techniques aux bornes des alternateurs et au point de livraison

AD.1.1 Exemple de caractéristiques constructives des alternateurs permettant de satisfaire les spécifications demandées

Chaque alternateur " g " d'une centrale de production doit pouvoir faire varier la puissance réactive fournie à ses bornes, Q_g , entre une valeur maximale Q_{gmax} et une valeur minimale Q_{gmin} ¹⁸.

Pour une génératrice synchrone classique, on a facilement les dispositions constructives suivantes :

- $Q_{gmax} = 0,60 S_n$;
- $Q_{gmin} = -0,20 S_n$.

S_n représente la puissance apparente maximale que fournira l'alternateur considéré compte tenu des possibilités de la turbine et des conditions extérieures (température).

Toute valeur de puissance réactive demandée entre Q_{gmin} et Q_{gmax} doit pouvoir être obtenue quelles que soient les valeurs de la tension aux bornes et de la puissance active de l'alternateur, entre P_{min} et P_{max} , lorsque ces dernières sont dans leurs plages normales de variation. Le diagramme du groupe est alors un rectangle.

Le choix d'une plage de variation de la tension stator, U_g , sous contrôle du régulateur de tension/réactif de +/-10% autour de la valeur nominale permet au réseau de bénéficier pleinement des possibilités de réglage de la machine si le rapport de transformation du transformateur de groupe est correctement ajusté comme le montrent les diagrammes ci-après. Le diagramme rectangle [U_g ; Q_g] aux bornes de la machine se transforme en un trapèze au point de livraison au Réseau Public de Transport qui inclut le rectangle : $U_{référence} +5\%$, $U_{référence} -5\%$, Q_{min} , Q_{max} ¹⁹ ;

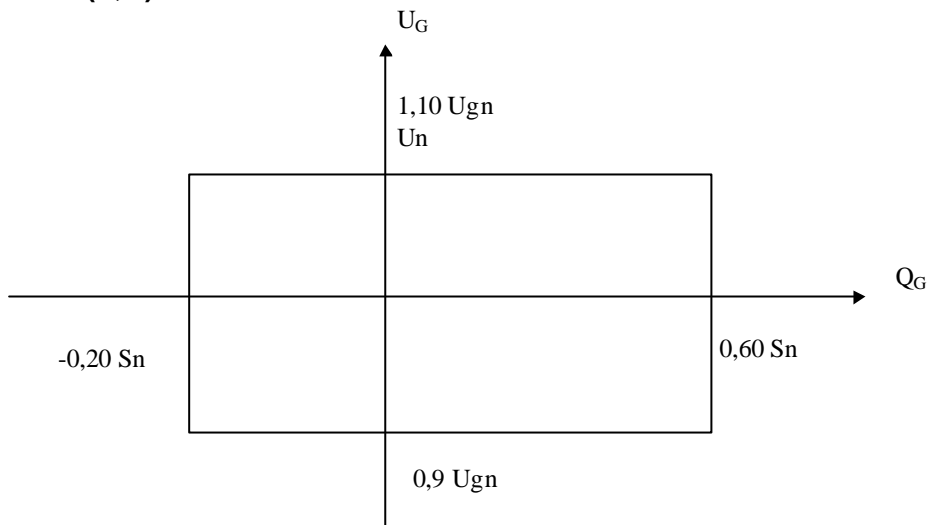
avec $Q_{max} = 0,45 P_{max}$; $Q_{min} = - 0,2 P_{max}$

¹⁸ La valeur négative correspond à une absorption de puissance réactive.

¹⁹ On néglige dans cet exemple la consommation des auxiliaires. Il faudra cependant en tenir compte pour la réalisation des diagrammes [U,Q] qui seront fournis au GRT.

AD.1.2 Transformation du diagramme (U,Q) en sortie de l' alternateur, en diagramme à l' aval du transformateur de groupe (caractéristiques contractuelles du groupe, vues du RPT)

a. Diagramme (U,Q) aux bornes de l' alternateur



b. Diagramme UQ coté réseau

Rappel :

Au point de livraison, il est demandé (à l'installation et non à chaque groupe individuellement) une capacité constructive de modulation de puissance réactive nette comprise entre $-0,2 P_{max}$ et $+0,45 P_{max}$, où P_{max} est la puissance maximale des groupes installés que le producteur s'est engagé à ne pas dépasser (P_{max} peut dépendre de la température extérieure) ; ceci, quelle que soit la puissance active produite et quelle que soit la valeur de la tension réseau comprise dans une plage de $\pm 5\%$ autour d'une tension dite "de référence". En dehors de cette plage, l'installation doit continuer à pouvoir moduler sa puissance réactive dans les limites de ses possibilités constructives.

En fonction de la loi de régulation de tension convenue, le domaine de fonctionnement réel de l'installation, vue du point de livraison, peut se transformer²⁰ en un trapèze dont la pente dépend du statisme résiduel demandé (cf. figure suivante).

Hypothèses de calcul :

Groupe standard du marché

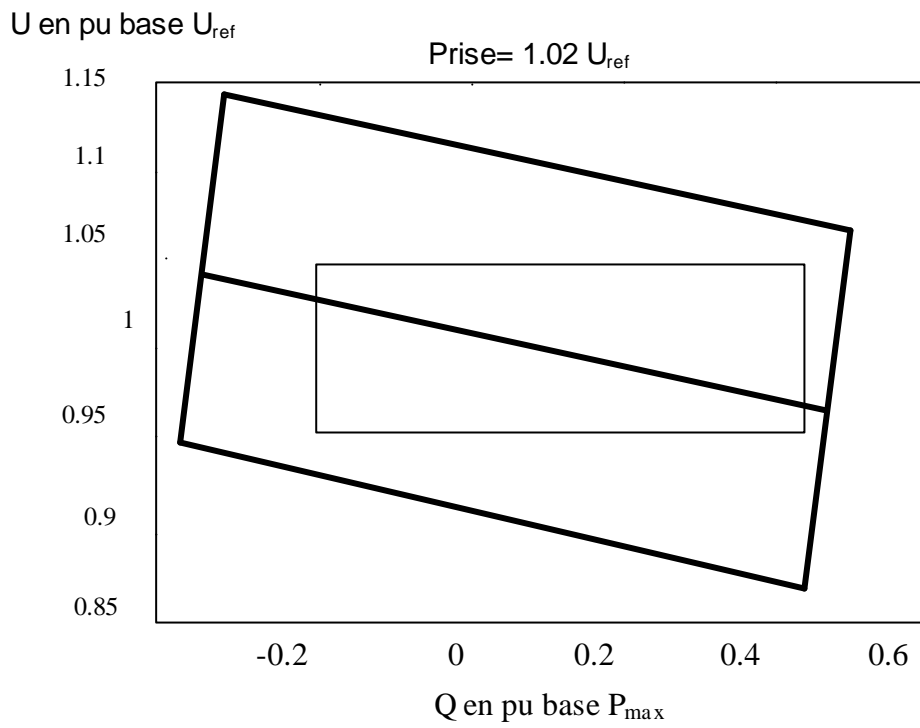
- $P = P_{max}$
- $\cos(\varphi_n)_{max} = 0.85$
- $Q_{g_{max}} = 0.60 S_n$
- $Q_{g_{min}} = -0.2 S_n$
- $U_{g_{max}} = 1.1$
- $U_{g_{min}} = 0.9$

Transformateur adapté

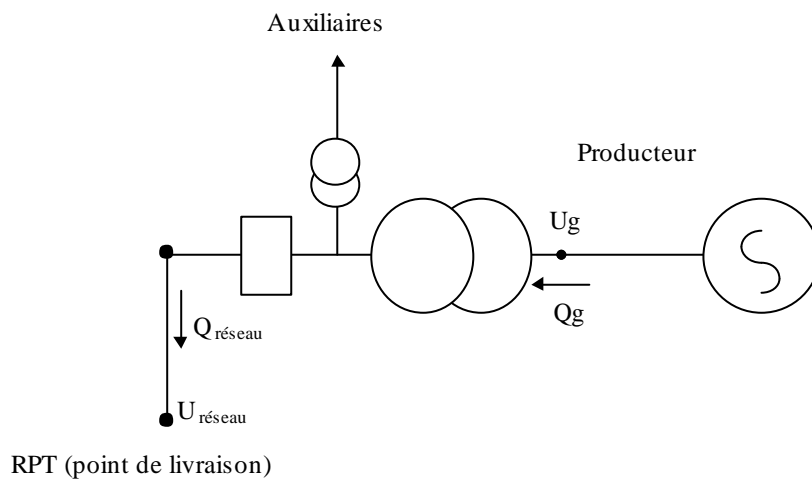
- $X_t = 12\%$
- $\rho = 1.02 \times (U_{référence} / U_{gn})$

La figure suivante montre que les spécifications demandées peuvent être satisfaites par des groupes standard du marché en prenant soin de choisir un rapport de transformation convenable.

²⁰ par prise en compte de la loi d' Ohm et du rapport de transformation.



AD.2 Raccordement du producteur au RPT



ANNEXE INFORMATIVE RELATIVE AU CHAPITRE E

AE.0 Préambule

AE.0.1 UCTE

L'UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité), anciennement UCPTE, est une association regroupant les exploitants des réseaux de transport de l'énergie électrique de Belgique B; de la République Fédérale d'Allemagne D; d'Espagne E; de France F; de Grèce GR; d'Italie I; de Yougoslavie YU; du Luxembourg L; des Pays-Bas NL; d'Autriche A; du Portugal P et de la Suisse CH, et maintenant également de la Slovaquie, de la Tchéquie, de la Pologne et de la Hongrie.

L'UCTE a notamment pour objet de faciliter et de promouvoir les échanges internationaux d'énergie électrique entre les différents partenaires de l'interconnexion afin que chaque membre puisse œuvrer dans les conditions les meilleures pour assurer l'exploitation de son réseau de la manière efficace, sûre et économique.

Les règles minimales relatives aux réglages de fréquence puissance sont définies par l'UCTE.

AE.0.2 Les Réglages de Fréquence

Le réseau électrique européen est un système interconnecté comportant des organes de production (centrales), des ouvrages de transport (lignes, postes) et des charges. En fonctionnement normal, on peut considérer que la fréquence est uniforme à un instant donné sur l'ensemble du réseau (les alternateurs étant reliés entre eux par le jeu des forces électromécaniques, tournant tous à la même vitesse électrique).

AE.0.3 La fréquence, une grandeur à surveiller

Le maintien d'une fréquence proche de sa valeur nominale est nécessaire au bon fonctionnement des matériels électriques optimisés pour cette valeur; contractuellement, la fréquence doit rester, en régime normal, dans la plage 50 Hz +/- 0,5 Hz.

De trop grandes excursions de fréquence sont en outre inadmissibles pour certains matériels, dont les groupes de production, qui se retirent du réseau pour des écarts de fréquence de 2 à 4 Hz.

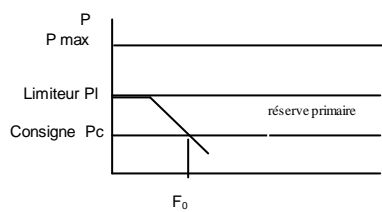
Les à-coups qui perturbent continuellement la production et la consommation sont compensés instantanément par les variations d'énergie cinétique des masses tournantes (alternateurs, turbines, moteurs).

AE.0.4 Réglage de la fréquence et maintien de l'équilibre production-consommation : l'action sur la production

Face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas rencontrés en exploitation (pertes de groupes de production ou de charges ...), le maintien de l'équilibre production-consommation et d'une valeur satisfaisante de la fréquence nécessite d'adapter en permanence le niveau de la production à celui de la consommation. Trois niveaux d'action coexistent : le réglage primaire, le réglage secondaire (fréquence-puissance) et le réglage tertiaire.

AE.1 Le réglage primaire fréquence

Il assure une correction rapide (en quelques secondes) et décentralisée des écarts production-consommation (retour à l'équilibre), tout en limitant les écarts de fréquence, par l'action des boucles de régulation (" régulateur de vitesse") situées sur les groupes de production.



- Pmax Puissance maximale constructive
- P₁ Puissance affichée au limiteur (puissance maximale autorisée au moment considéré)
- P_c Consigne de puissance affichée
- F₀ fréquence de référence (50 Hz)

AE.1.1 Pour un groupe

Le régulateur de vitesse agit sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine et cherche à imposer, à l'équilibre, une relation linéaire entre la vitesse (image directe de la fréquence) et la puissance du groupe. En tenant compte des limitations liées au matériel, la caractéristique statique de ce réglage est celle de la figure ci-dessus.

Cette relation linéaire s'écrit sous la forme :

$$P - P_0 = -K (F - F_0) \quad \text{ou} \quad \frac{P - P_0}{P_n} = \frac{-1}{\eta} * \frac{F - F_0}{F_0}$$

Quelques définitions :

P_N : Puissance nominale du groupe (MW)
 K : Energie réglante primaire du groupe (MW/Hz)

$\eta = \frac{P_n}{F_0} \cdot \frac{1}{K}$: statisme de la régulation

$k = \frac{1}{\eta}$: gain statique

Exemple : pour une tranche de 100 MW :

K = 50 MW/Hz
 $\eta = 0,04$
 k = 25

AE.1.2 Pour les N groupes du réseau

Compenser une variation brutale du bilan ΔP_{bil} nécessite une action répartie sur tous les groupes telle que, en fin d'action du réglage primaire:

$$\Delta P_{bil} = - \sum K_i (F_1 - F_0)$$

$\sum K_i$: Energie réglante primaire du réseau.

F₁ : Fréquence atteinte en fin d'action du réglage : le réglage primaire rétablit l'équilibre production--consommation mais la fréquence finale est différente de la fréquence de référence.

$$\Delta P_{bil} = \sum \Delta P \text{ des groupes}$$

La réserve primaire disponible est la somme des réserves primaires des groupes participants. Au niveau de l'Europe, la règle commune est que cette réserve représente, en permanence, au niveau de l'UCTE 3000 MW, ce qui permet de compenser la perte de deux des plus gros groupes. La part affectée à la France est de 750 MW (à tout moment).

Chaque groupe participant aura effectué une variation de puissance.

$$\Delta P_i = - K_i (F - F_0)$$

$K_i = 0$ pour un groupe hors réglage ou atteignant le limiteur.

On notera que les excursions de la fréquence sont d'autant plus faibles que l'énergie réglante primaire ($\sum K_i$) du réseau est grande.

Les mécanismes précis de participation " au quotidien " des différents producteurs à la constitution du réglage seront définis par ailleurs. On peut envisager, par exemple, que chaque producteur ou groupement de producteurs fournisse un réglage primaire au prorata de sa production en répartissant de manière économique la production de cette bande de réglage primaire.

AE.2 Le réglage secondaire de fréquence puissance (RSFP)

L'adaptation rapide de la production à la consommation faite par le réglage primaire (en utilisant les écarts de la fréquence), laisse, en fin d'action, un écart de fréquence. Elle provoque également des variations de transit entre les pays : toutes les machines des différents pays réagissent à la variation de la fréquence commune, même si la perturbation s'est produite dans un pays voisin.

AE.2.1 Objectif du réglage secondaire

Soient ΔF l'écart de fréquence résiduel et ΔP_i l'écart entre le bilan des puissances observées sur les lignes d'interconnexion internationales d'un pays donné (la FRANCE.... par exemple) et le bilan P_{io} des échanges contractuels... à respecter ($\Delta P_i > 0$: exportation trop importante). Pour un incident localisé en France, représentant une perte de production ΔP , la réaction de l'ensemble des groupes français se traduit par $\Delta P_i + K \Delta F = \Delta P$

ΔP_i = écart d'échange, aide apportée par nos partenaires.

$K \Delta F$ = action du réglage primaire français.

En divisant par K , on obtient un écart homogène à une fréquence: $\Delta e = \Delta F + \Delta P_i / K$.

En fait, le réglage secondaire utilise le paramètre λ , appelé "énergie réglante secondaire", tel que :

$$\Delta e = \Delta F + \Delta P_i / \lambda$$

Le réglage secondaire va alors intervenir avec un double objectif :

- ramener la fréquence à sa valeur nominale $F = F_0$
- ramener les échanges entre partenaires à leurs valeurs contractuelles

Une solution pour annuler ΔF et ΔP_i est d'annuler

$$\Delta F + \frac{(\Delta P_i)_j}{I_j} = \Delta e_j, \text{ pour les } j \text{ partenaires du système interconnecté,}$$

étant entendu que $\sum_j (\Delta P_i)_j = 0$

Une façon d'arriver précisément à $\Delta e_j = 0$ est d'utiliser l'intégrale de cette grandeur pour agir sur la production du pays j .

AE.2.2 Principe du réglage secondaire

Un organe centralisé situé au dispatching national a pour rôle de modifier le programme de production des groupes afin d'annuler l'écart de puissance $\Delta P_i + \lambda \Delta F$.

Pour cela, il élabore à partir des télémessures de la fréquence et des transits sur les lignes d'interconnexion un signal $N(t)$ appelé niveau de télé réglage, compris entre -1 et +1, et l'envoi aux groupes de production participant au réglage secondaire afin de modifier leurs puissances de consigne.

$$N(t) = - \frac{a}{Pr} \int_0^t \left(\Delta F + \frac{\Delta P_i}{I} \right) dt$$

N est compris entre -1 et +1.

La vitesse de variation de N est limitée :

- passage de -1 à +1 en 800 secondes en pente normale ;
- passage de -1 à +1 en 133 secondes en pente rapide.

On voit apparaître un certain nombre de paramètres à la disposition du centre national de conduite du GRT :

a : pente du réglage (MW/tour)

Pr : demi bande de réglage (MW)

λ : énergie réglante secondaire (MW/Hz)

Des ordres de grandeur

a : 50 à 70 MW/tour

λ : 10 000 MW/Hz

Pr : 500 à 700 MW

AE.2.3 Choix des paramètres du réglage secondaire

Choix des paramètres a et λ

Prenons l'exemple simple de deux pays A et B interconnectés. On note P_A et P_B leurs productions, C_A et C_B leurs consommations intérieures, K_A et K_B leurs énergies réglantes primaires, λ_A et λ_B leurs énergies réglantes secondaires, P_{io} la puissance transitant de A vers B (programme).

A la suite d'une perturbation en A (par exemple une variation de consommation ΔC_A), en admettant que l'action du réglage secondaire est lente devant celle du réglage primaire, ce qui se vérifie si on choisit une constante de temps de l'intégrateur $\frac{I}{a}$ suffisamment grande (de l'ordre de 100s), on peut considérer que le réglage primaire établit un premier équilibre. On peut alors écrire:

$$\Delta P_A = \Delta C_A + \Delta P_i = - K_A \Delta F \quad \text{et} \quad \Delta P_B = - \Delta P_i = - K_B \Delta F$$

Les termes à intégrer pour action du RSFP sont :

$$\Delta e_A = \Delta F + \frac{\Delta P_i}{I_A} = \left(1 + \frac{K_B}{I_A}\right) \Delta F \quad \text{et} \quad \Delta e_B = \Delta F - \frac{\Delta P_i}{I_B} = \left(1 - \frac{K_B}{I_B}\right) \Delta F.$$

Si on fait en sorte de choisir $\lambda_A = K_A$ et $\lambda_B = K_B$; on obtient $\Delta e_B = 0$ Seul le niveau du pays A va donc varier pour rétablir $F = F_0$ et $\Delta P_i = 0$. Toute la difficulté réside dans l'estimation de l'énergie réglante

primaire K. Actuellement, on affiche au dispatching national une valeur λ comprise entre 5000 et 7000 MW/Hz. La pente du réglage a est donc choisie entre 50 et 70 MW/tour, pour assurer le découplage primaire/secondaire ($I_{\lambda} = 100$ secondes).

AE.2.4 Taille optimale de la bande de réglage

L'UCTE recommande maintenant (mise en application depuis Juin 1998) une réserve de réglage secondaire RS pour chaque **zone de réglage secondaire** telle que :

$$RS = [a * L_{max} + b^2]^{1/2} - b$$

$$a=10$$

$$b=150$$

RS : réserve réglante secondaire (ou demi-bande) en MW.

L_{max} = Charge maximale prévue de la zone de réglage en MW pour la période considérée.

Le réglage secondaire se manifeste quelques dizaines de secondes après un écart de fréquence et libère son plein effet au bout de plusieurs minutes.

Tous les groupes ne participent pas au télé-régulation. Les groupes sont en effet choisis en fonction de leurs capacités dynamiques à moduler leur production et en fonction de leur coût. Pour chaque groupe participant au télé-régulation, la puissance de consigne $P_c = P_{co} + N p_r$ varie entre $P_{co} - p_r$ et $P_{co} + p_r$ (P_{co} consigne à 50 Hz et p_r participation du groupe). La relation $\sum p_r = P_r$ permet d'assurer l'utilisation de toute la bande de réglage pour $N = +/-1$.

Les mécanismes de participation effective des producteurs au RSFP seront définis par ailleurs.

ANNEXE INFORMATIVE RELATIVE AU CHAPITRE G

AG. LES MARGES DE STABILITE

AG.1 Définitions

AG.1.1 Boucle de régulation

La structure classique d'une régulation est la suivante (figure 1) :

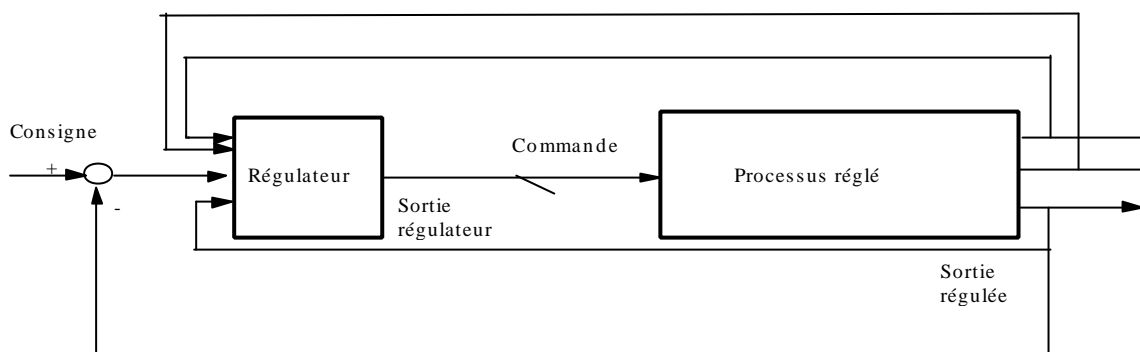


figure 1

Sur un tel schéma on peut définir la fonction de transfert en boucle ouverte et la fonction de transfert en boucle fermée.

La fonction de transfert en boucle ouverte $H(p)$ correspond à l'ouverture de la boucle entre le régulateur et la commande et est égale à la transmittance $- [\text{Sortie régulateur}] / [\text{Commande}]$.

AG.1.2 Marges de stabilité

La stabilité d'un système bouclé est définie par la position de sa transmittance en **boucle ouverte $H(p)$** (p opérateur de Laplace) par rapport au point -1 dans le plan de Nyquist (Figure 2). On définit classiquement en automatique les marges de stabilité suivantes :

- **La marge de gain M_g est la valeur dont on peut multiplier la transmittance $H(p)$ pour qu'elle passe par le point -1 .**

Physiquement la marge de gain est égale à la valeur qui multipliée au gain du régulateur entraîne l'instabilité.

- **La marge de phase M_p est l'angle φ tel que $\text{Arg}[H(j\omega_0)] = \varphi$ avec ω_0 pulsation au gain unité.**
- **La marge de retard M_r est égale la marge de phase divisée par ω_0 . $M_r = M_p / \omega_0$.**

Physiquement la marge de retard correspond au retard pur qui, inséré dans la boucle de régulation, entraîne l'instabilité

- La marge de module M_m est définie comme la distance minimale au point -1 . $M_m = \text{Min}(\frac{1}{2} + |H(p)|^2)^{1/2}$.

C'est l'inverse du coefficient de résonance harmonique²¹ de la fonction de sensibilité $S = \frac{1}{1+H}$.

- La marge de module complémentaire M_{mc} est définie comme l'inverse du coefficient de résonance harmonique de la fonction de sensibilité complémentaire $T=1-S=H/(1+H)$

Si on appelle λ la valeur du coefficient de résonance harmonique de T , la fonction de transfert en boucle ouverte sera extérieure au " λ -cercle" de centre $-\frac{\lambda^2}{\lambda^2-1}$ et de rayon $\frac{\lambda}{|\lambda^2-1|}$ dans le plan de Nyquist (courbe de variation de la fonction de transfert en fonction de la fréquence du signal ω).

La spécification demandée au chapitre G est $M_{mc} > 0.7$ c'est à dire $\lambda < 1.42$. Le " λ -cercle" correspondant a donc pour centre $[-1.96 ; 0]$ et un rayon de 1.37

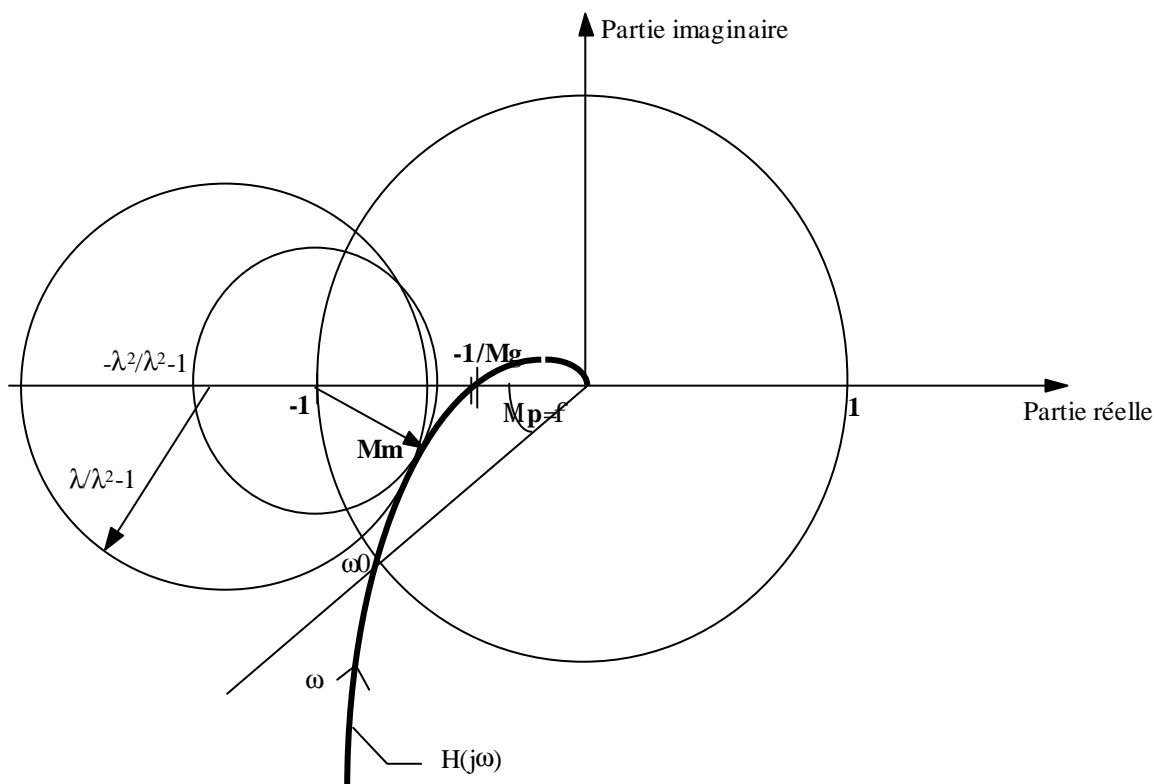
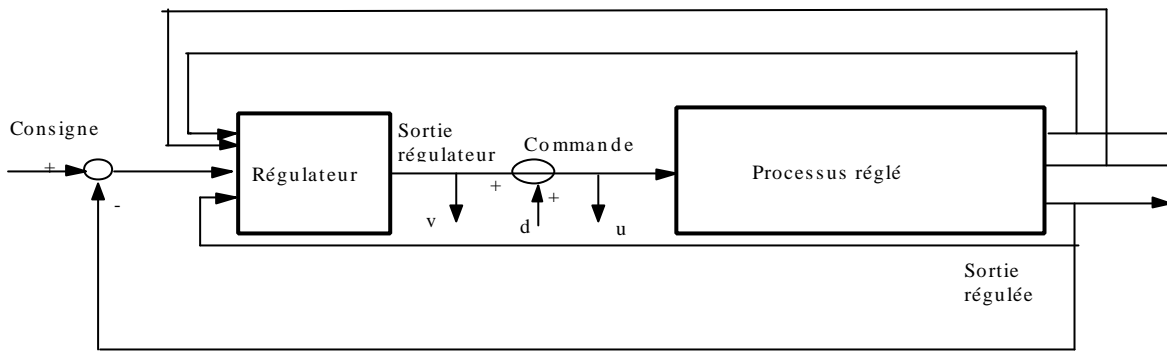


Figure 2

AG.2 Principe des mesures des marges de modules

La marge de module et la marge de module complémentaire peuvent être mesurées en boucle fermée en injectant un signal additionnel entre la sortie du régulateur et la commande.

²¹ le coefficient de résonance harmonique d'une fonction de transfert $H(p)$ est égale à $\max(|H(p)|)$.



La fonction de transfert entre d et $-v$, $-v(p)/d(p)$, est égale à la fonction de sensibilité complémentaire T .

La fonction de transfert entre d et u , $u(p)/d(p)$, est égale à la fonction de sensibilité S .

On montre de plus que cette mesure permet d'évaluer la marge de retard du régulateur.

AG.3 Temps de réponse à 5% de la valeur établie

Le temps de réponse à 5% de la valeur établie d'une grandeur est le temps au bout duquel cette grandeur entre dans le gabarit de $\pm 5\%$ de la valeur atteinte en régime permanent pour ne plus en sortir.

ANNEXE INFORMATIVE RELATIVE AU CHAPITRE H

AH. LES PLANS DE PROTECTION

AH.1 Nécessité de plan de protection

AH.1.1 Origine et nature des défauts

Les ouvrages de transport d'électricité (lignes, câbles, postes) peuvent être affectés au cours de leur fonctionnement d'un certain nombre de défauts d'isolement. On classe habituellement les causes de défauts en deux catégories: origine externe, origine interne.

Dans le premier cas, il s'agit des causes naturelles ou accidentelles indépendantes du réseau.

On distingue deux grands types de causes externes:

- **Les perturbations atmosphériques** (orage, brouillard, givre...) qui sont la principale cause de défaut sur les lignes aériennes,
- **Les causes diverses et accidentelles:** amorçages avec des corps étrangers (branches, oiseaux,...), amorçages avec divers engins (grues, engins de terrassement...), pollution.

Dans le second cas, au contraire, les défauts ont pour origine le réseau lui-même. **Les causes internes** sont principalement: les **avaries de matériels** (lignes, câbles, transformateurs, réducteurs de mesures, disjoncteurs) engendrées par des ruptures mécaniques ou le vieillissement des isolants, et les **manoeuvres inopportunes** qui peuvent être liées à une défaillance humaine ou matérielle.

Un défaut a pour conséquence, dans la très grande majorité des cas, l'apparition d'un courant de court-circuit qui doit être éliminé par la mise hors tension de l'ouvrage en défaut. De ce fait, les défauts qui affectent les différents composants du réseau constituant, vis à vis de la clientèle, la principale cause d'interruption de fourniture d'énergie électrique.

Indépendamment des causes d'origine, **un défaut peut être de deux natures différentes:** il est dit **fugitif** si après un isolement de courte durée l'ouvrage concerné peut être remis sous tension (contournement d'une chaîne d'isolateur dû à une surtension atmosphérique par exemple). Il est dit permanent lorsqu'il s'accompagne d'une avarie (ou d'une présomption d'avarie) de matériel nécessitant une intervention pour réparation ou contrôle avant remise en service de l'ouvrage.

Le tableau suivant donne, pour l'ensemble France, la répartition par nature du nombre moyen de défauts/100 km/an, pour les lignes aériennes.

Statistiques sur les défauts des réseaux aériens

Niveau de tension	400 kV	225 kV	90 kV	63 kV
Nombre/100km/an	3,8	12,1	14,3	29,3
Fugitifs	3,1	10,5	12,7	24,8
monophasés	2,8	8,8	10,1	14,3
polyphasés	0,3	1,7	2,6	4,5
Permanents	0,7	1,6	1,6	4,5
monophasés	0,5	1,1	0,9	3
polyphasés	0,2	0,5	0,7	1,5

AH.1.2 Courants de court-circuit

Les courants de court-circuit engendrés par les défauts perturbent le bon fonctionnement du système. Ils provoquent en effet :

- des chutes de tension (creux de tension) sur le réseau, dont l'amplitude et la durée sont fonction de la forme - monophasée ou polyphasée - des défauts ainsi que de leur emplacement,
- des contraintes d'échauffement et des efforts électrodynamiques au niveau des matériels qui peuvent avoir des effets destructeurs si les limites de tenue du matériel sont dépassées,
- des contraintes dynamiques (en particulier d'accélération) au niveau des groupes de production.

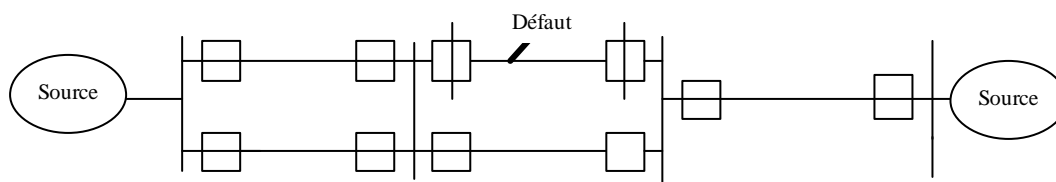
Vis à vis de ces différentes contraintes, la durée des défauts est déterminante et les temps d'élimination doivent être parfaitement maîtrisés.

AH.1.3 Elimination des défauts

Lorsque qu'un défaut apparaît sur un ouvrage du réseau, il faut mettre l'ouvrage concerné hors tension en déclenchant le ou les disjoncteurs qui le relie au reste du réseau. Les fonctions de détection du défaut et de commande de déclenchement des appareils HT concernés sont assurées par des dispositifs particuliers : les protections contre les défauts.

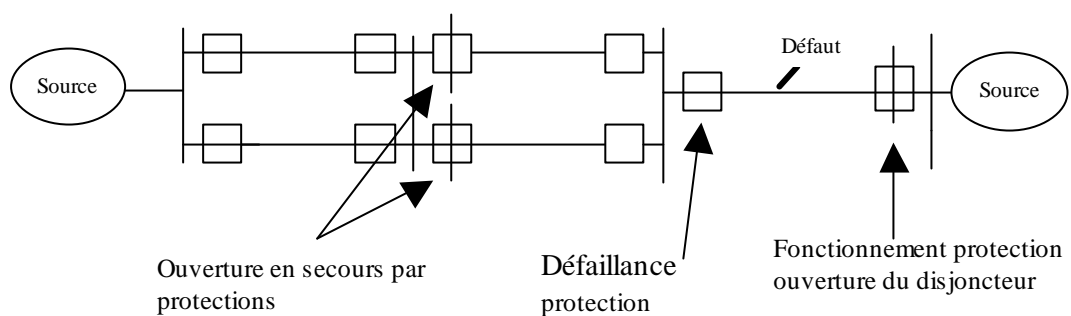
La fonction de protection est une des fonctions les plus critiques pour la sûreté du système.

On attend des protections un fonctionnement sûr (pas de défaillance), sélectif (déclenchement des seuls disjoncteurs nécessaires à l'élimination du défaut) et rapide (pour minimiser les contraintes sur le matériel et préserver la stabilité des groupes de production).



Comme indiqué sur le schéma ci-dessus, les ouvertures sont limitées aux deux disjoncteurs de la ligne en défaut: l'élimination est dite « sélective ».

L'ensemble des protections d'un réseau constitue « un système de protection ». Les systèmes de protection se déclinent en différents paliers techniques : Plan 75, Plan 83, Plan 86. Chaque système doit être tel, qu'en cas de défaillance d'une protection ou d'un disjoncteur, un secours soit toujours assuré; ce secours peut être réalisé soit localement (par exemple par doublement des protections...), soit à distance par les protections des autres ouvrages du réseau. Le secours aura des performances (sélectivité, rapidité...) plus ou moins prononcées suivant la nature du réseau auquel il s'adresse : réseaux d'interconnexion, réseaux de répartition, etc.



Exemple d'élimination en secours: cas d'un secours éloigné, on notera la perte de sélectivité avec ce type de secours.

Le système de protection des réseaux maillés (ou bouclés) est plus complexe que celui qui protège les réseaux en antenne, car en cas de défaut sur une ligne d'un réseau maillé, le courant se répartit sur les différentes branches du réseau.

En 400 kV, il est nécessaire d'éliminer les défauts en un temps très court pour ne pas compromettre la stabilité des groupes. Le système de protection fait appel à des protections électroniques associées à des asservissements entre postes (accélérations de stade par exemple), quelques équipements de technologie numérique commencent à être utilisés. **Les temps maximaux d'élimination**, temps de fonctionnement des disjoncteurs compris (50 ms), sont de l'ordre de:

- **défauts lignes:** 90 à 120 ms,
- défauts barres de 150 à 180 ms pour l'ancienne technologie (protections directionnelles de barres), 90 ms pour les nouvelles dispositions (protections différentielles de barres),
- **défauts avec défaillance d'un disjoncteur:** 220 à 270 ms.

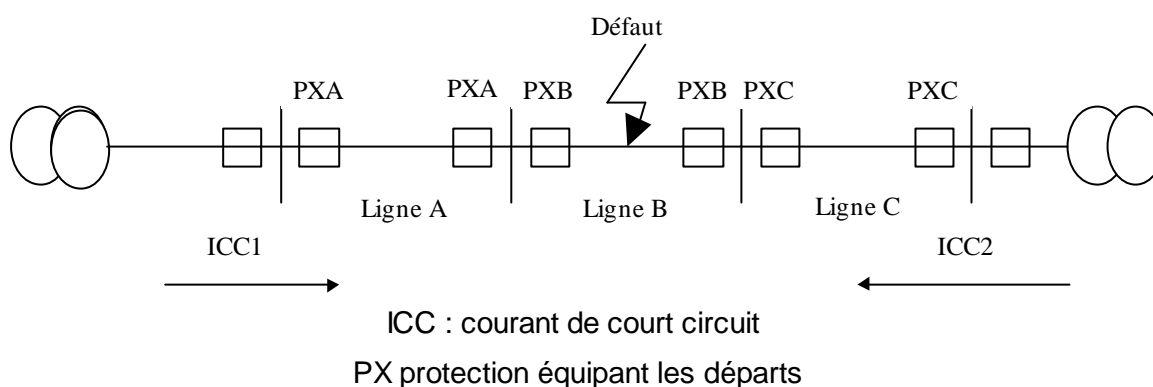
En 225 kV, les équipements de protections électromécaniques tendent à disparaître au profit de l'électronique dans le cadre des programmes de renouvellement, que cela soit au titre des contraintes de stabilité (postes proches) ou au titre de la vétusté. L'utilisation d'asservissements entre postes (téléactions...), nécessaires dans le cas des postes proches tend à se développer pour les autres installations (prise en compte de contraintes de qualité de fourniture). **Les temps d'élimination**, temps de fonctionnement des disjoncteurs compris (90 ms), sont de l'ordre de :

- **défauts lignes** : 130 à 160 ms (postes proches), 130 à 800 ms en général pour les autres postes (< à 250 ms si téléactions),
- **défauts barres** : 130 ms (postes proches, équipés d'une protection spécifique de barres), de l'ordre de 800 ms pour les autres postes.

En HT, les systèmes de protections font encore largement appel à l'électromécanique, les programmes de renouvellement conduisent à leur remplacement par des matériels de nouvelle technologie permettant d'améliorer la qualité de desserte de la clientèle. En zone sensible, des asservissements entre postes (téléactions) peuvent également être utilisés. **Les temps d'élimination sont du même ordre de grandeur que ceux adoptés pour le « 225 kV non proche ».**

AH.2 Protection des liaisons du réseau de transport contre les défauts

Compte tenu des schémas d'exploitation des réseaux de Transport à haute et très haute tension, on ne peut se contenter d'utiliser de simple relais d'intensité, tels ceux employés sur les réseaux radiaux. Le maillage du réseau impose un système de protection plus sophistiqué pour tenir compte des différents apports au défaut. Schématiquement, le principe en est le suivant :



Toutes les protections détectent et localisent le défaut.

- Les PXA, PXC localisent le défaut "extérieur" à leur zone d'action et n'ordonnent pas le déclenchement,
- Les PXB localisent le défaut sur leur zone d'action et ouvrent les disjoncteurs aux extrémités de la ligne B

Pour les lignes du réseau de transport, **le système de protection répond à la triple exigence de sûreté de fonctionnement, rapidité et sélectivité.** Cela suppose redondance, voire complémentarité, des équipements utilisés au niveau de chaque départ (critère de sûreté de fonctionnement) et, selon le besoin, mise en oeuvre d'un système d'échanges d'informations entre les protections des deux extrémités de l'ouvrage (critères de rapidité et de sélectivité) ; on parle dans ce dernier cas de téléprotection.

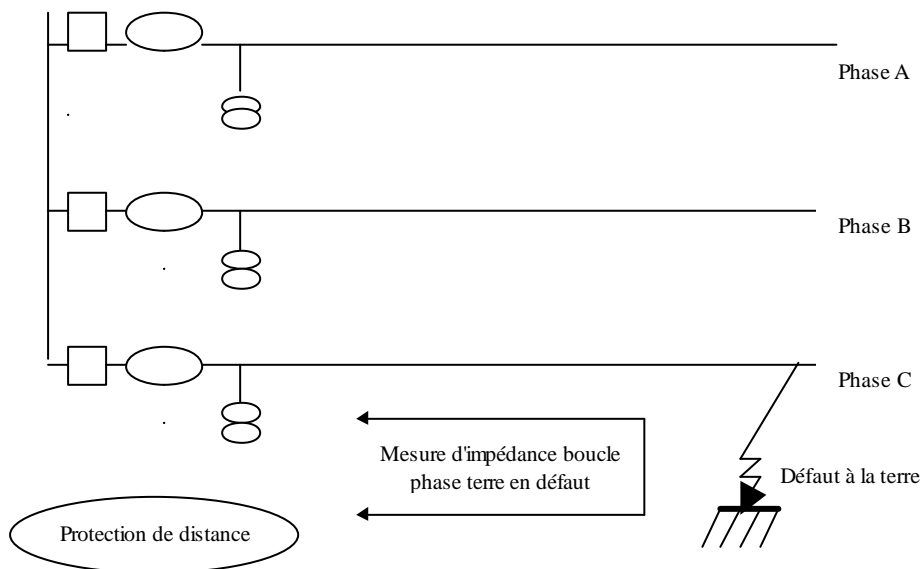
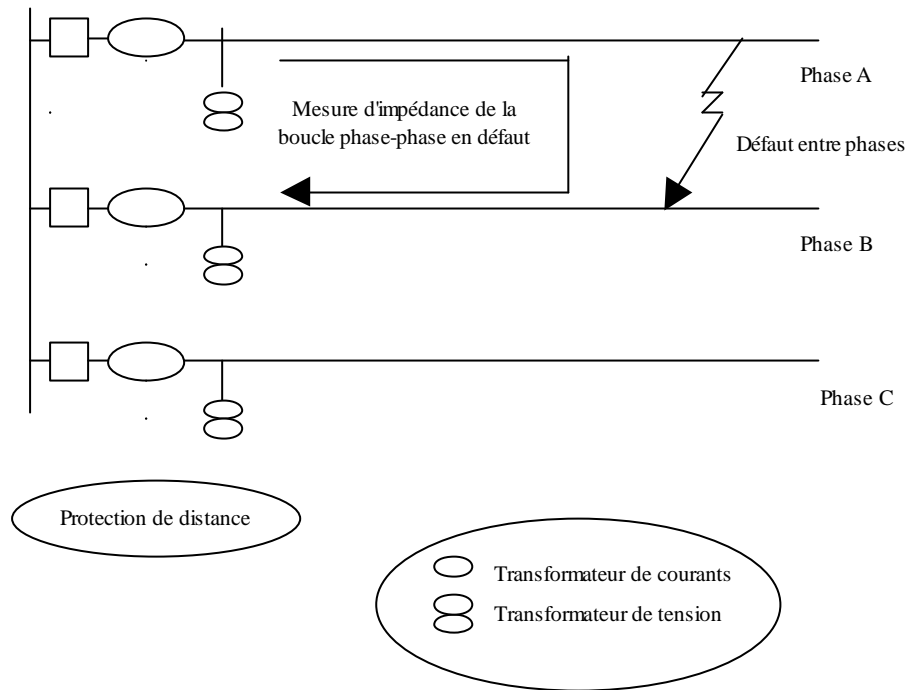
On distingue deux grands types de protections :

- **Les protections utilisant des critères locaux élaborés à partir de la mesure des courants et/ou tensions au niveau de chaque départ :** Ce sont les **protections de distance** qui permettent de situer l'emplacement du défaut par mesure de l'impédance comprise entre les réducteurs de mesure du départ, qui délivrent les grandeurs électriques de référence, et le point de défaut.
- **Les protections utilisant comme critère la comparaison de grandeurs électriques aux extrémités de l'ouvrage,** elles nécessitent bien évidemment un système de transmission associé : On parle alors généralement de **protections différentielles de ligne (comparaison de courant) ou de protections à comparaisons de phases.**

AH.2.1 Principe d'une protection de distance - Avantages et inconvénients

Le principe de la protection de distance est schématisé ci-contre : d'une part, pour les défauts entre phases et, d'autre part, pour les défauts phase terre.

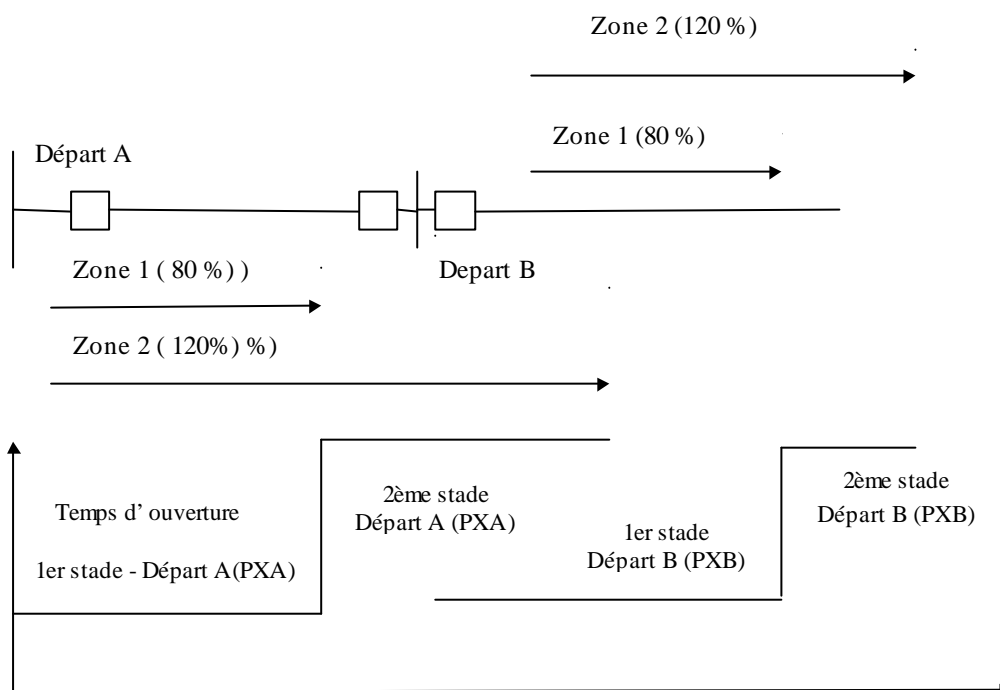
On notera le caractère local de la mesure, ainsi que la notion de sélection de phase.



La localisation du défaut est réalisée au niveau de la protection par deux relais de mesure de distance : le premier couvre généralement 80 % de la longueur de la ligne, le second 120%.

- Le premier relais, compte tenu des erreurs propres au système et des caractéristiques de l'ouvrage, permet d'identifier le défaut de façon sûre sur l'ouvrage et de procéder au déclenchement immédiat. Le défaut est alors dit en "zone 1" et éliminé en "1er stade".
- Le second permet de couvrir le reste de l'ouvrage, mais a une portée qui va au delà des barres du poste opposé et couvre, dans une certaine mesure les départs qui y sont raccordés. Il est nécessairement temporisé pour être sélectif vis à vis des défauts qui pourraient y survenir et qui doivent être éliminés par des protections locales. Le défaut est alors dit en "zone 2" et éliminé en 2ème stade".

Le schéma ci-dessous résume dans le sens A vers B, cette façon de procéder (dans l'autre sens, les principes de fonctionnement sont les mêmes).



- **Avantages** : Ces protections portent au delà de l'ouvrage concerné et présentent ainsi l'avantage d'assurer des déclenchements en secours pour des défauts situés au poste B ou plus éloignés (défauts barres, défauts lignes mal éliminés par suite d'une défaillance de disjoncteur ou de protection). On parle alors d'un fonctionnement en "secours éloigné".

- **Inconvénients** : Elles sont par contre relativement lentes en 2ème stade. Cet inconvénient peut être levé en ayant recours à des asservissements entre extrémités de l'ouvrage au moyen de systèmes de télétransmission ; on parle alors dans ce cas d'accélération de stade. De plus pour des liaisons courtes, la différenciation entre zone 1 et 2 atteint ses limites. Toutefois, ces protections peuvent encore être utilisées en ayant recours au mode d'asservissement particulier dit à verrouillage (si l'une des protections détecte le défaut en amont, elle verrouille l'autre).

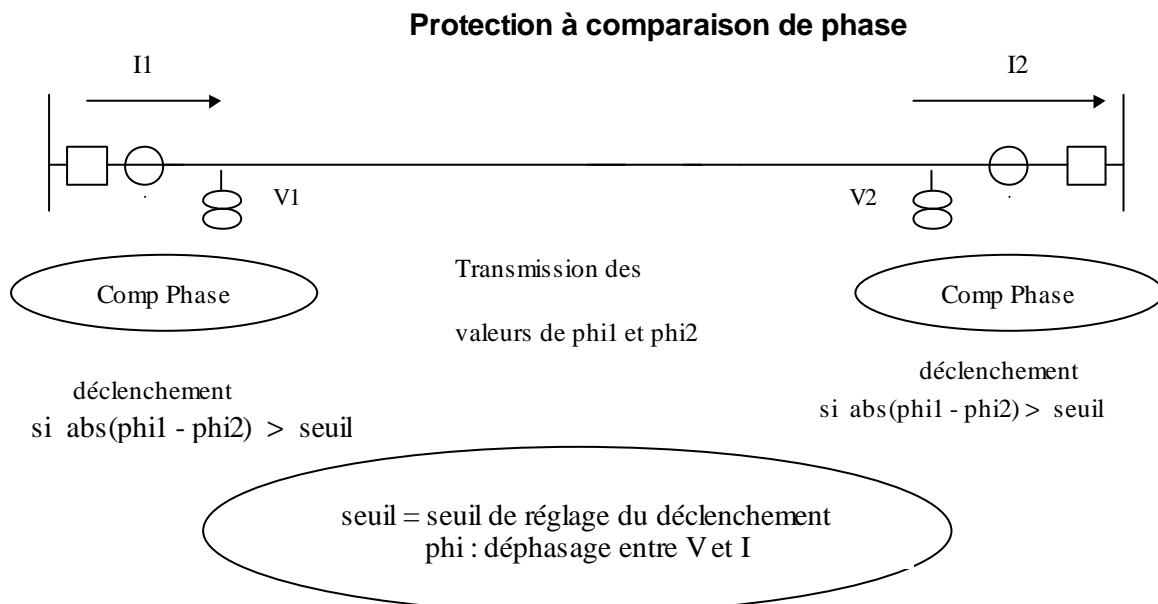
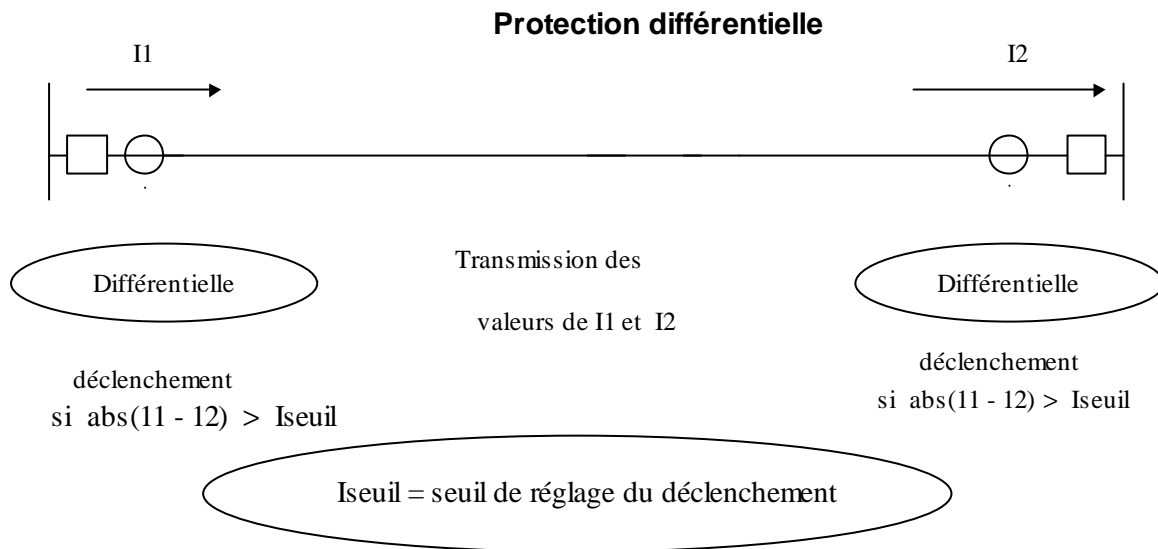
AH.2.2 Principe de protections différentielle et à comparaison de phases :

Avantages et inconvénients

Les protections différentielles de ligne calculent l'écart entre les valeurs de courant mesurées aux deux extrémités de la ligne et le comparent à un seuil prédéfini. En cas de dépassement, il y a déclenchement.

Les protections à comparaison de phase fonctionnent sur le même principe mais la détection porte sur l'écart de phase entre la tension et courant aux deux extrémités de la ligne.

Les principes sont schématisés ci-dessous :



- **Avantage** : Outre leur insensibilité aux courants de transit, ces protections présentent l'avantage d'une meilleure sélection de la ou des phases en défaut, en particulier sur les files à deux circuits (cas de défaut affectant simultanément les deux circuits). De plus, la protection différentielle permet une protection efficace des lignes comportant des piquages.

- **Inconvénients** : Par principe, ces protections sont insensibles aux défauts extérieurs et ne peuvent assurer le "secours éloigné". Aussi; elles doivent être associées obligatoirement à une protection de distance. La protection différentielle nécessite des circuits de transmission spécifiques à hautes performances, notamment en terme de disponibilité. Le coût qui en résulte, limite son emploi au réseau à 400 kV et aux liaisons souterraines.

AH.2.3 Limites d'emploi de ces protections

Le domaine d'action des protections à distance, et un degré moindre, des protections différentielles ou à comparaisons de phase est limité à élimination des défauts peu résistants (résistance de défaut inférieure à 30 Ohms). Pour l'élimination des défauts résistants, on utilise des protections spécifiques dont le principe est la mesure de la puissance résiduelle. Ces protections présentent l'inconvénient d'être lentes, ce qui est admissible car ce type de défauts est moins contraignant.

AH.2.4 Types d'équipements et performances pour les différents niveaux de tension

Le tableau ci-contre précise pour les cas courants, les matériels utilisés ainsi que les performances moyennes (temps de fonctionnement des disjoncteurs compris).

Il indique le mode de redondance retenu de façon à assurer la sûreté de fonctionnement. La protection contre les défauts résistants n'est pas mentionnée, mais est prévue de façon systématique.

Réseau	Protection N°1	Protection N°2	Asservissements(*)	Performances	Commentaires
400 kV	Distance	Distance	Oui (****)	80 ms	
400 kV	Différentielle	Distance	Oui (****)	80 ms	Lignes stratégiques
					piquages
225 kV	Distance	Distance	Oui (*)	120 à 600 ms (***)	
225 kV	Phase	Distance	Oui (****)	120 ms	Contraintes de stabilité
HT	Distance	Distance	Oui (*)	140 à 800 ms (***)	Poste THT/HT
HT	Distance	Secours (**)	Oui (*)	140 à 800 ms (***)	
225 kV	Distance	Néant	Oui (*)	250 à 800 ms (***)	Anciennes disposition des
HT	Distance	Néant		250 à 800 ms	plans électromécanique

(*) L'asservissement est mis en oeuvre selon contrainte de clientèle (accélération de stade ou à verouillage, télédéclenchement,...)

(**) Il s'agit d'une protection simplifiée pour l'élimination des défauts polyphasés

(***) Le premier temps correspond à l'élimination des défauts en zone 1 et zone 2 avec accélération de stade

(****) Dans ces situations, le système d'asservissement est sécurisé

AH.3 Protection des bancs de transformation

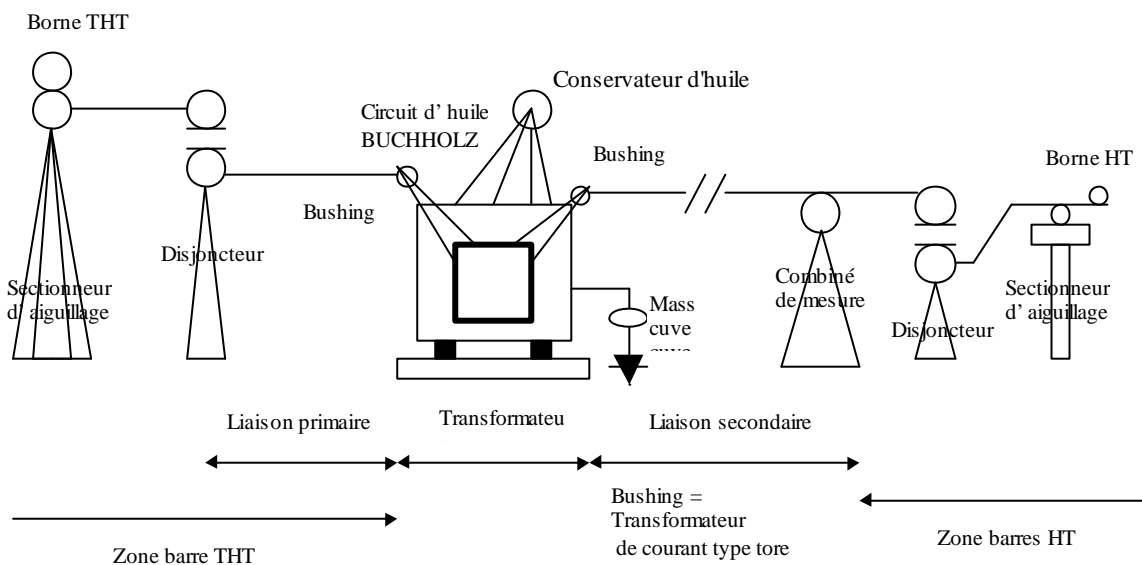
Schématiquement, un banc de transformation THT/HT comporte :

- Le **transformateur** par lui même et ses équipements associés :

- le changement de prise en charge (**CPEC**)
 - le transformateur de point neutre (**TPN**), permettant de recréer un point neutre HT en cas de couplage étoile-triangle
 - la réactance de mise à la terre (**RPN**) du point neutre THT ou du point neutre HT
 - le transformateur de services auxiliaires (**TSA**), alimentant les auxiliaires du poste. Il est raccordé, soit au tertiaire du transformateur, soit au secondaire du TPN (transformateur étoile-triangle).
- **La liaison primaire**, située entre disjoncteur côté primaire et le transformateur
 - **La liaison secondaire**, comprise entre le secondaire du transformateur et les réducteurs de mesure installés côté HT.

La protection du banc de transformation fait l'objet de dispositions spécifiques coordonnées avec la protection des lignes et des jeux de barres des postes. Elle se décompose selon les trois sous-ensembles suivants :

Schéma banc de transformation



AH.3.1 Protection du transformateur et des équipements associés

La protection du transformateur est assurée selon les principes suivants :

- **protection Buchholz.** Elle est destinée à éliminer les défauts dans le transformateur en détectant les mouvements d'huile, ou la présence de gaz, consécutifs à un amorçage interne
- **protection masse cuve.** Elle complète la précédente et détecte un amorçage interne ou externe entre un élément sous tension et la cuve du transformateur par mesure du courant circulant dans la mise à la terre de la cuve (ce qui impose que la cuve soit isolée du sol par des cales isolantes).

La protection des équipements associés (CPEC, TPN, TSA) est assurée par des équipements séparés du même type que ceux qui protègent le transformateur : protection Buchholz, protection masse cuve ou relais de courant de neutre selon les cas.

AH.3.2 Protection de la liaison primaire

La liaison primaire est généralement très courte, **elle ne comporte donc généralement pas de protection particulière**, les défauts affectant cette liaison sont éliminés en tant que défauts barres.

AH.3.3 Protection de la liaison secondaire

Quel que soit le plan, les protections associées à la liaison secondaire assurent plusieurs fonctions :

- protection principale de la liaison secondaire,
- protection de secours de la liaison secondaire,
- protection de secours côté THT (élimination de l'apport du transformateur à un défaut THT) comme par exemple le déclenchement du transformateur en secours de la protection principale de barres THT ou pour un défaut THT mal éliminé,
- protection de secours côté HT (destinée à éliminer l'apport du transformateur à un défaut HT)
- protection de débouclage HT (action sur le disjoncteur de couplage HT).

Performances temps de déclenchement en millisecondes, disjoncteur compris

	Electromécanique	225 kV et HT 83	400 kV - 75	400 kV-75 évol.83	400 kV - 86
Fonctionnement disjoncteur	80	70	55	55	66
Buchholz	160	110	95 (+30**)	95	95
Masse cuve	160	110	95 (+30 **)	95	95
Défaut liaison secondaire	180	90	85 (+30 **)	85	75
Secours THT	1300	1700	580 (+30**)	580	1700
Secours HT	2500 à 3600	3200	2200	2200	2200
Débouclage HT DJ* couplage	1300	400 à 600			
DJ HT du Transfo	2500 à 3500	2000 à 2500			

(*) DJ : disjoncteur

(**) AT mis à la terre par des conjoncteurs de neutre : temps de fonctionnement de l'automate de gestion des neutres

AH.3.4 Reprise de service

Afin de faciliter l'analyse préalable à la reprise de service après déclenchement d'un transformateur, les informations relatives aux causes de déclenchement ont été classées selon 3 niveaux :

- **Défaut certain** : le défaut est sur le banc de transformation et toute tentative de remise sous tension est **prohibée**. Il s'agit d'un déclenchement par : Buchholz (transfo, TSA ou TPN), différentielle de liaison secondaire (ou masse câble) défaut CPEC, maximum d'intensité neutre TSA, maximum d'intensité courant tertiaire.
- **Défaut moins certain** : le défaut est interne ou externe au banc de transformation et l'on peut éventuellement, **après analyse**, tenter une remise sous tension.

Il s'agit d'un déclenchement par masse cuve (exemple : amorçage d'un éclateur de borne) ou par protection de secours THT.

- **Défaut extérieur** : le défaut est externe au banc de transformation et il est normal de tenter une remise sous tension du transformateur. Il s'agit d'un déclenchement sur défaut barres THT ou HT ou Défaillance Disjoncteur, protection de secours HT, maximum d'intensité neutre TPN ou RPN.

AH.4 Protection des jeux de barres des postes du réseau de transport

On désigne par "défauts barres" les défauts qui sont situés dans le poste à l'intérieur de la zone délimitée par les transformateurs de mesure de courant qui équipent les départs. Cette zone est appelée "zone barres".

Outre leur incidence sur le matériel, ces défauts peuvent être particulièrement contraignants pour la stabilité des réseaux de répartition THT et HT. Aussi, des systèmes de protection particuliers sont mis en oeuvre pour détecter et localiser le tronçon de barres en défaut et procéder à sa mise hors tension. Leurs performances sont adaptées selon les rôles de chaque réseau : interconnexion, répartition, etc.

De façon générale, le système utilisé pour l'élimination des défauts barres sur les réseaux THT est constitué :

- **D'une protection** spécifique de barres , de type **différentielle ou directionnelle**, réalisant **l'élimination du défaut par ouverture locale**, au poste concerné, des couplages et tronçonnements délimitant le tronçon de barres en défaut et des disjoncteurs des départs aiguillés sur ce tronçon de barres.
- D'une protection de **débouclage de barres** intervenant en secours et réalisant la séparation du tronçon de barres en défaut par rapport au reste du poste (débouclage des barres), complétée par le fonctionnement en deuxième stade naturel des protections de distance des départs encadrant le tronçon de barres en défaut, assurant ainsi l'élimination totale du défaut.

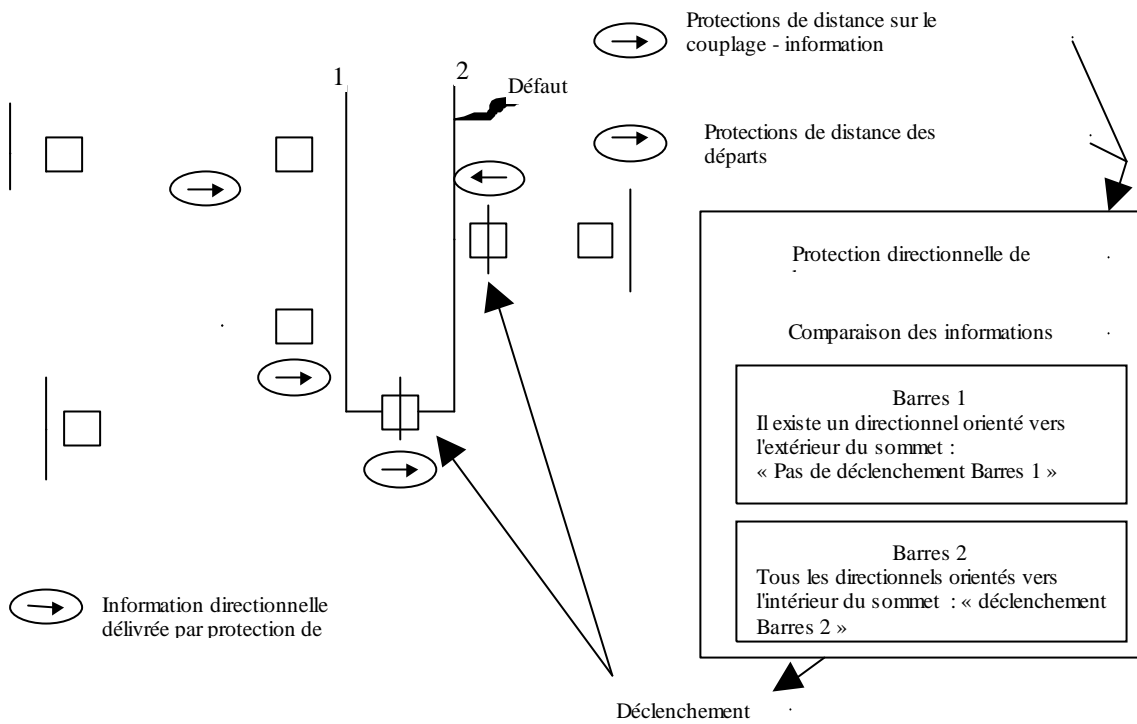
Le principe de fonctionnement de ces systèmes est présenté ci-après.

AH.4.1 Protection directionnelle de barres

La protection directionnelle de barres est un système logique de comparaison des informations d'orientation des relais directionnels des protections de distance installée sur tous les départs ainsi que sur les couplages ou tronçonnements. Si tous les relais directionnels sont orientés vers un même tronçon de barres, cela correspond à la détection d'un défaut barres. Le défaut est alors éliminé par **ouverture locale** des disjoncteurs des départs alimentant le tronçon de barres en défaut ainsi que des couplages ou tronçonnements concernés.

C'est une protection décentralisée, où le traitement des informations logiques est réalisé dans chaque départ.

Le principe de cette protection impose l'utilisation de protections de distance identiques sur tous les départs, dont les réglages doivent être coordonnés sur l'ensemble du poste. Cette protection, caractéristique du plan de protection 400 kV, palier technique 1975, dont elle est la protection de barres principale, est abandonnée et remplacée progressivement dans tous les postes 400 kV existants par une protection différentielle de barres.

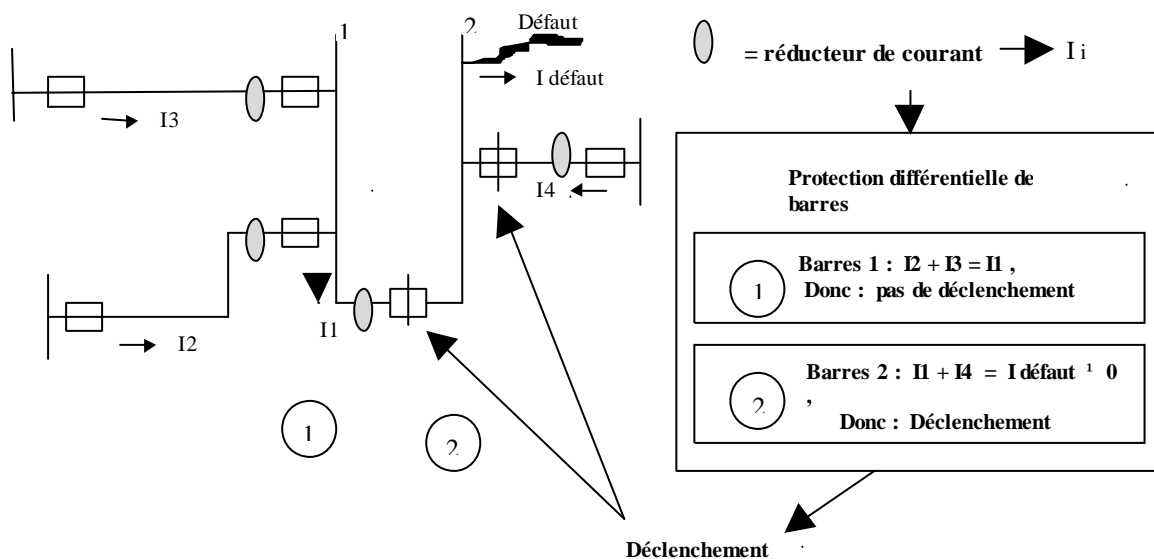


AH.4.2 - Protection différentielle de barres

La protection différentielle de barres réalise la somme des courants sur les différents tronçons de barres du poste. Si, sur un tronçon, celle-ci n'est pas nulle, il y a défaut barres. Le défaut est alors éliminé par **ouverture locale** des disjoncteurs des départs alimentant le tronçon de barres en défaut, ainsi que des disjoncteurs de couplage ou de tronçonnement l'encadrant. Cette fonction est réalisée par un équipement unique centralisé, indépendant des protections des départs.

En cas de défaut barres, la protection différentielle ne fait déclencher que les disjoncteurs qui sont raccordés sur le sommet en défaut. La protection différentielle de barres doit donc connaître le schéma électrique du poste. Elle utilise pour cela les positions des sectionneurs d'aiguillage des différents départs.

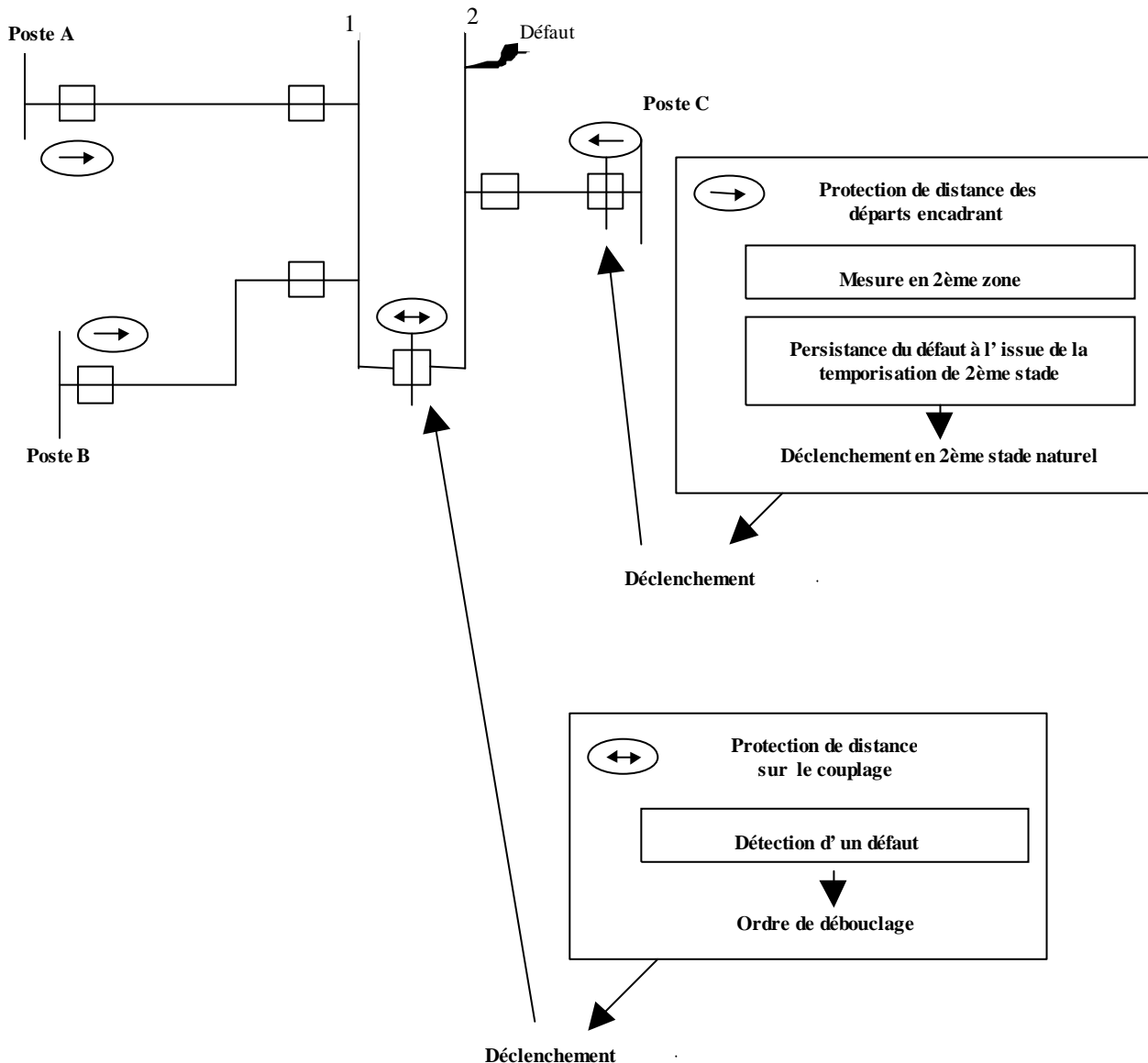
Schéma de principe de la protection différentielle de barres



AH.4.3 protection de supervision

La protection de supervision est une protection de débouclage de barres particulière, utilisant, pour assurer la fonction débouclage, une protection différentielle simplifiée prenant en compte uniquement la somme des courants traversant les départs indépendamment de leur aiguillages. Cette protection utilisée uniquement en 400 kV pour la protection de secours des postes stratégiques, présente l'avantage d'être plus rapide qu'une protection de débouclage classique.

AH.4.4 Protection de débouclage de barres



L'élimination du défaut est réalisée en 2 étapes :

1. ouverture, **dans le poste en défaut**, du disjoncteur de couplage pour "déboucler" les barres et isoler ainsi la barre en défaut du reste du poste.
2. ouverture, **dans les postes encadrants**, des départs alimentant toujours le défaut.

AH.4.5 Mise en oeuvre et performances

Le tableau ci-contre rappelle les performances des protections de barres utilisées sur les différents niveaux de tension.

Les protections principales sont notées : Pp, et les protections de secours sont notées : Ps.

Réseau	Palier technique	Protection des barres	Temps d'élimination
400 kV	Plan 75	Pp : directionnelle de barres Ps : débouclage de barres	140 à 170 ms (1) Couplage : 300 à 340 ms (2) Encadrants : 490 à 530 ms (2)
400 kV	Plan 75 évolution 83 et plan 86	Pp : différentielle de barres Ps : débouclage de barres	75 ms Couplages : 250 à 380 ms (2) Encadrants : 380 à 590 ms (2)
Poste 400kV Stratégiques	Plan 75 évolution 83 et plan 86	Pp : différentielle de barres Ps : supervision	75 ms Couplage : 105 ms Encadrants : 370 à 500 ms
225 kV d'interconnexion	Plan 225 et HT 83	Pp : différentielle de barres Ps : débouclage de barres	95 ms Couplages : 380 ms Encadrants : 600 ms
225 kV et HT de répartition	Plan 225 et HT 83 électromécanique	Pp : débouclage de barres (3)	Couplages : 380 à 560 ms (2) Encadrants : 600 à 800 ms (2)

Temps d'ouverture disjoncteur de 55 ms en 400 kV et de 70 ms en 225 kV

(1) suivant les départs,

(2) suivant les paliers techniques

(3) certains postes 225 kV sont équipés de protections de barres plus performantes, en fonction de leur importance stratégique vis à vis de la clientèle. L'installation de protections plus performantes dans les postes HT est envisagée au cas par cas après un calcul économique en fonction des besoins en qualité de fourniture.

A noter, le cas particulier des Postes Sous Enveloppe Métallique (PSEM) qui, en principe, sont équipés d'une protection différentielle de barres quel que soit leur niveau de tension.

ANNEXE INFORMATIVE RELATIVE AU CHAPITRE I

AI.1 Typologie des ordres d'alerte et de sauvegarde

Le système SAS (Système d'Alerte et de Sauvegarde) permet au Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) de démultiplier l'envoi des ordres et d'accélérer la mise en œuvre des moyens nécessaires à la restauration d'une situation normale. Ce système est en service depuis plusieurs années. Les critères d'émission, le libellé exact des messages et les actions à tenir par les acteurs concernés font aujourd'hui l'objet d'une directive interne à EDF. Cette directive prévoit également les procédures de tests et essais ainsi que le mécanisme d'évolution du système.

Le système SAS relie actuellement :

- le Dispatching National aux Dispatchings Régionaux,
- les Dispatchings Régionaux aux centres EDF de la production (Unité de Commande de Production : UCP), aux centres EDF du transport (Pupitres de Commandes Groupées : PCG) et aux centres EDF-GDF Services.

Chaque dispatching et chaque centre accède aux fonctionnalités du SAS soit au travers d'un micro-ordinateur dédié (dénommé micro SAS), soit au travers d'une application intégrée dans un système développé par ailleurs (Calculateur d'Interface : CI, calculateur PCG).

Le SAS se caractérise par :

- l'envoi de messages ou d'ordres, individualisés ou collectifs, adressés, datés et signés, rappelant les points clés des consignes,
- l'acquit du destinataire,
- la mémorisation des ordres et messages échangés,
- la possibilité de faire évoluer la configuration.

Le système SAS est également utilisé pour la transmission des ordres tarifaires.

On donne ci-dessous, pour information, un extrait des ordres SAS émis aujourd'hui par les dispatchings vers les UCP et un descriptif sommaire des actions à tenir à leur réception (extraits de la Directive interne) :

Nota : La réponse des UCP à réception d'un ordre SAS doit être conforme aux caractéristiques décrites dans le recueil des performances de l'installation d'une part et à la convention d'exploitation d'autre part.

Appel du dispatching régional

Critères d'émission du message :

Le dispatching régional a un ordre urgent à transmettre à une ou plusieurs UCP et ses appels à l'aide des moyens téléphoniques habituels restent sans réponse dans les délais compatibles avec l'exécution de cet ordre.

Conduite à tenir à réception du message :

Les agents de conduite des UCP appellent le dispatching régional toute affaire cessante.

Appel de la tranche

Idem en sens inverse.

Alerte situation critique

Critères d'émission du message :

Forte réduction de la marge de sûreté (avec risque de faire appel aux moyens exceptionnels) ne permettant plus d'assurer la sûreté du réseau de grand transport suite à un événement grave affectant fortuitement tout ou partie du système.

Conduite à tenir à réception du message :

Les UCP doivent notamment :

- prendre sans délai toutes les dispositions nécessaires pour éviter les actions qui risqueraient de compromettre la production d'énergie (interventions, essais routiniers ou programmés, manœuvres,...),
- pour les groupes en réglage, vérifier que le limiteur de charge permet de dégager la Réserve Primaire Minimale à 50 Hz convenue avec le GRT et compatible avec les consignes d'exploitation en vigueur,
- prendre les dispositions permettant de lever dans les délais annoncés toute indisponibilité,
- réaliser les ordres demandés par le dispatching.

Conduite à tenir à réception de la fin de message :

Les agents de conduite des UCP peuvent lever toutes les mesures contraignantes pour l'exploitation (interruptions d'essais, des interventions, de manœuvres, etc.)

Incident généralisé

Critères d'émission du message :

Incident conduisant à la mise hors tension de tout ou partie du réseau et nécessitant une reprise pas à pas.

Conduite à tenir à réception du message :

Les groupes restés couplés au réseau doivent :

- quitter les réglages secondaires de fréquence et/ou de tension,
- suspendre les modifications de programme et maintenir la consigne du moment,
- dégager le limiteur au maximum admissible en situation exceptionnelle.

Les groupes qui se sont séparés du réseau ou qui n'étaient pas couplés au moment de l'incident doivent :

- suspendre l'application des programmes jusqu'à nouvel ordre du dispatching,
- ne pas se recoupler de manière autonome au retour de la tension,
- se préparer au renvoi pour ceux concernés par un scénario de renvoi de tension,
- se préparer au recouplage si le délai de remise en service est inférieur à 6 heures,
- activer la TS 1 (télésignalisation qui prévient le centre de conduite que la tranche est en mesure d'être utilisée pour effectuer un renvoi de tension et/ou participer à la reconstitution du réseau), si les conditions sont remplies.

Conduite à tenir à réception de la fin de message :

Les agents de conduite des UCP ramènent le limiteur à sa valeur normale et attendent les instructions du dispatching (en particulier, pour les groupes couplés, maintien de la consigne de puissance du moment, les programmes de production étant suspendus). Les modalités de remise en service du RSFP et du RST seront précisées par le dispatching.

Passage rapide à PcMax

Critères d'émission du message :

Déséquilibre Production/Consommation entraînant un écart de fréquence et/ou de transit aux frontières ou problème de réseau rendant nécessaire l'augmentation rapide de la production active des groupes.

Conduite à tenir à réception du message :

Les groupes doivent :

- se maintenir en RSFP,
- passer immédiatement, en pente rapide, à la consigne de puissance maximale compatible avec les bandes de réglage primaire et secondaire convenues,
- arrêter immédiatement toute intervention ou essai susceptible de gêner l'application rapide des consignes ou de limiter les performances des groupes,
- prévenir immédiatement le dispatching en cas de difficultés rencontrées.

Conduite à tenir à réception de la fin de message :

Les sites de production restent à leur niveau de puissance et attendent les ordres du dispatching avant de reprendre leur programme initial.

Surcharge active (pour les groupes ayant cette capacité constructive)

Critères d'émission du message :

Contrainte de réseau nécessitant de dégager le maximum de puissance active sur une zone donnée.

Conduite à tenir à réception du message :

Les groupes doivent :

- se retirer ou rester hors RSFP,
- fournir la puissance maximale disponible (monter la consigne de puissance à la PMD + SE - Surcharge Exceptionnelle sans préavis, définie dans le recueil de performances de chaque tranche),
- arrêter immédiatement toute intervention ou essai susceptible de gêner l'application rapide des consignes ou de limiter les performances des groupes.

Conduite à tenir à réception de la fin de message :

Les groupes doivent attendre à PMD les nouvelles instructions du dispatching.

Baisse d'urgence

Critères d'émission du message :

Apparition d'une situation dangereuse sur le réseau (surcharges sévères) due à la perte d'ouvrage(s) de production et/ou de transport et à laquelle un remède doit être apporté dans des délais très brefs.

Conduite à tenir à réception du message :

Les groupes (dont les possibilités de baisse d'urgence sont effectives) doivent :

- maintenir le RST en service,

- baisser au plus tôt la consigne de puissance active à sa valeur minimale en utilisant la pente d'urgence (valeurs définies dans le recueil des performances), RSFP hors service,
- attendre les instructions du dispatching en se maintenant au niveau de puissance atteint.

Conduite à tenir à réception du message **Annulation baisse d'urgence** :

Les groupes doivent stopper immédiatement les baisses en cours au niveau atteint lors de la réception de l'ordre et attendre les instructions du dispatching.

Montée (ou échelon) d'urgence

Critères d'émission du message :

Apparition d'une situation dangereuse sur le réseau (surcharges sévères) due à la perte d'ouvrage(s) de production et/ou de transport et à laquelle un remède doit être apporté dans des délais très brefs.

Conduite à tenir à réception du message :

Les groupes (dont les possibilités de montée (ou échelon) d'urgence sont effectives) doivent :

- maintenir le RST en service,
- procéder à un échelon de puissance active avec une amplitude correspondant à la demande du dispatching (l'amplitude maximale possible est égale à 10% de la PCN du groupe et est obtenue dans un délai inférieur à 1 minute),
- attendre les instructions du dispatching en se maintenant au niveau de puissance atteint.

Conduite à tenir à réception du message **Annulation montée d'urgence** :

Les groupes doivent stopper immédiatement les montées en cours au niveau atteint lors de la réception de l'ordre et attendre les instructions du dispatching.

Alerte à la tension

Critères d'émission du message :

Evolution de la situation conduisant :

- soit à une tension basse sur l'ensemble ou une partie du réseau,
- soit à une baisse lente du plan de tension,
- soit à un réseau ayant une production réactive limitée.

Conduite à tenir à réception du message :

Les groupes doivent :

- continuer à respecter leur programme de puissance active,
- s'ils sont en RST, y rester et s'assurer qu'aucune butée ou limitation n'est susceptible de restreindre le domaine normal de fourniture de réactif. Les groupes hors RST doivent surexciter leur alternateur sans modifier la charge active jusqu'à atteindre la limite du domaine normal de fonctionnement ; les modifications de consignes de tension à réaliser manuellement doivent être réalisées,
- arrêter immédiatement toute intervention ou essai susceptible de gêner l'application rapide des consignes ou de limiter les performances des groupes.

Conduite à tenir à réception de la fin de message :

Les paramètres tension des groupes doivent être maintenus à leur dernière valeur (sauf contrainte matériel) en attente des instructions du dispatching.

Surcharge réactive

Critères d'émission du message :

Évolution de la situation conduisant à des tensions basses sur tout ou partie du réseau dont les effets néfastes ne peuvent être résorbés seulement par une *Alerte à la tension*.

Conduite à tenir à réception du message :

Les groupes doivent :

- quitter le RST,
- surexciter l'alternateur jusqu'à la limite du domaine de fonctionnement exceptionnel afin de fournir le maximum de puissance réactive,
- supprimer les interventions à risques ou limitant les performances,
- ne pas effectuer de baisse d'actif sans accord du dispatching.

Conduite à tenir à réception de la fin de message :

Les groupes doivent être ramenés à la limite du domaine normal en diminuant l'excitation en attente des ordres du dispatching.

Réseau séparé

Critères d'émission du message :

Passage en réseau séparé par action de protections ou volontairement.

Conduite à tenir à réception du message :

Les groupes doivent :

- quitter le RSFP et le RST,
- dégager les limiteurs au maximum admissible en situation exceptionnelle,
- attendre les instructions du dispatching.

Conduite à tenir à réception de la fin de message :

La fin de message est envoyée par le dispatching après recouplage du réseau séparé au réseau général. Les agents de conduite des UCP attendent les instructions du dispatching sans modifier les consignes de puissance et de tension.

AI.2 Comportement de l'installation en régime perturbé de tension

Rappel

Le domaine normal de fonctionnement de l'alternateur est limité par les tensions stator minimale et maximale, par la limitation courant rotor pour la fourniture de réactif et par la limitation d'absorption de réactif et le courant stator.

Vu des bornes stator ce domaine peut être considéré en première approximation comme un rectangle $[U_{g_{\min}}, U_{g_{\max}}, Q_{g_{\min}}, Q_{g_{\max}}]$.

Vu du réseau, ce rectangle se transforme généralement, de façon idéalisée, en un parallélogramme, du fait de la chute de tension dans la réactance de court-circuit du transformateur de groupe et de la loi de régulation. La pente des courbes à tension stator constante est proportionnelle à la réactance de court-circuit.

Nota : Selon la loi de réglage de la tension convenue en D.3.1, ce diagramme peut se trouver réduit.

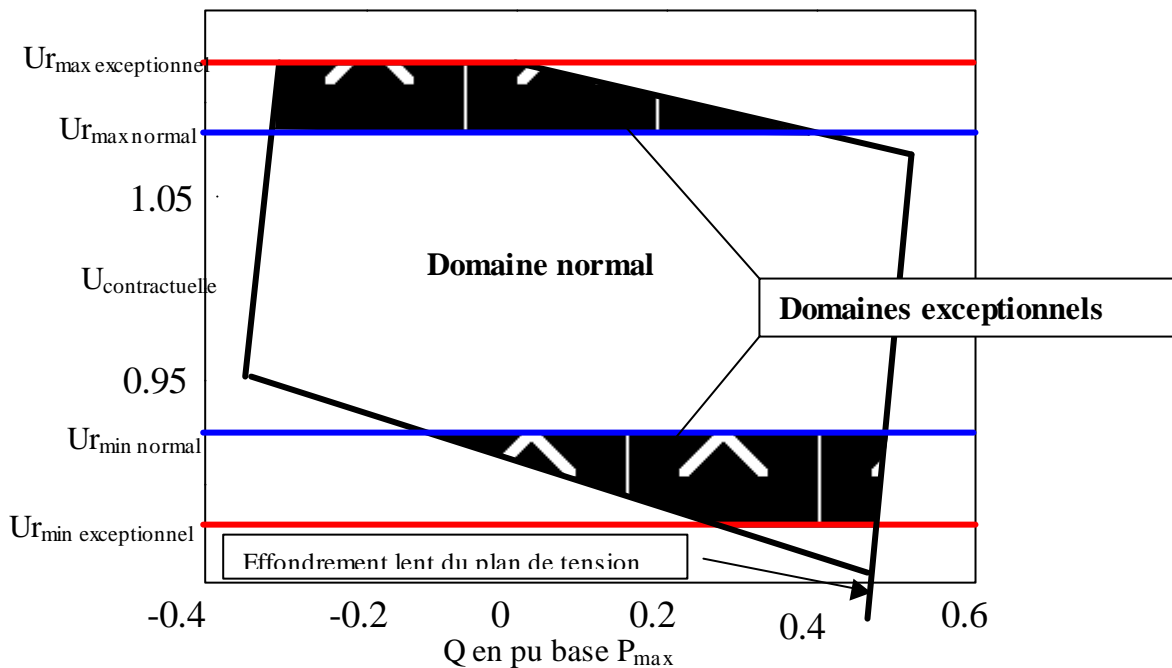
Le choix de la prise du transformateur élévateur de groupe, en accord avec le GRT, permettra de translater le domaine normal de fonctionnement de l'installation vers des tensions réseau plus ou moins hautes.

Les exemples suivants montrent que les besoins exprimés aux § D.2 et I.2.2 sont facilement réalisables par des équipements dont les caractéristiques, que l'on précise, ont été données en entrée d'un modèle de calcul de réseau.

Exemple 1 : Transformateur : prise=1.04U_{contractuelle}²², X_{cc}=12%

Alternateur : Q_{g_min}=-0.2P_n, Q_{g_max}=0.6P_n U_{g_min}=0.9U_n, U_{g_max}=1.1U_n

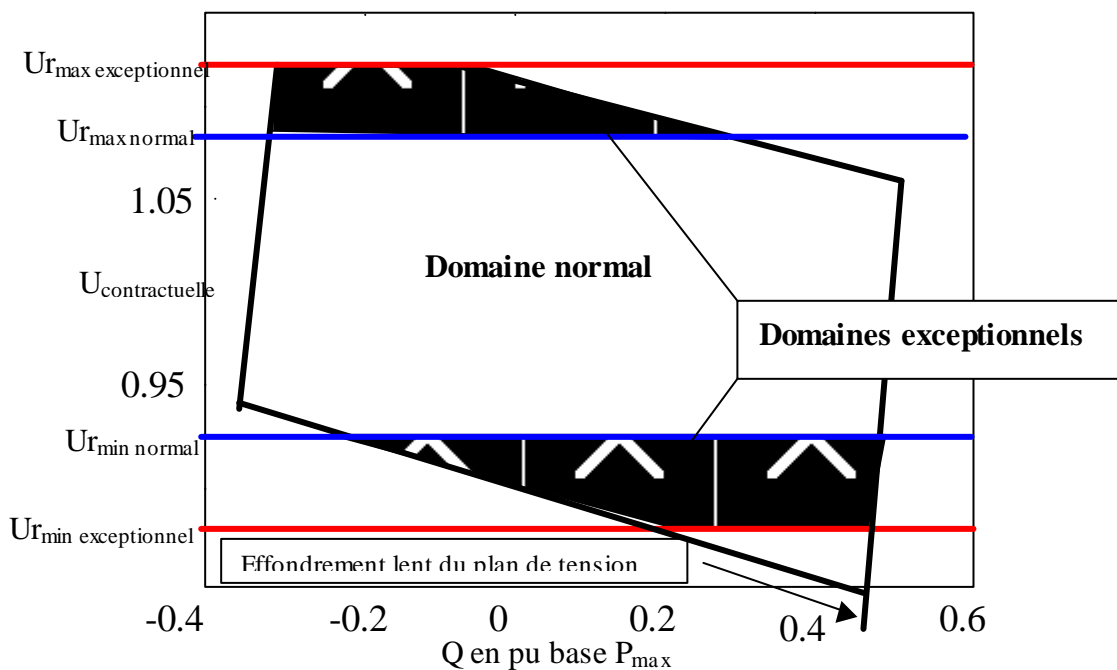
U_{r_max} = 1.08 U_{contractuelle} ; U_{r_min} = 0,92 U_{contractuelle}



Exemple 2 : Transformateur : prise=1.02U_{contractuelle}, X_{cc}=12%

Alternateur : Q_{g_min}=-0.2P_n, Q_{g_max}=0.6P_n U_{g_min}=0.9U_n, U_{g_max}=1.1U_n

U_{r_max} = 1.08 U_{contractuelle} ; U_{r_min} = 0,92 U_{contractuelle}



²² A vide, on obtient U_{réseau} = 1.04 U_{contractuelle} si U_g = U_{g_nom}

ANNEXE INFORMATIVE RELATIVE AU CHAPITRE J

Contrat Emeraude : Annexe 2, Qualité des fournitures HTB (plus de 50 kV)

Préambule

Cette annexe dresse la liste des perturbations susceptibles d'affecter la qualité du courant électrique. Afin de faciliter la compréhension des phénomènes, sont généralement présentés: leur définition simplifiée, la nature des engagements d'EDF, les modalités de mesure et quelques commentaires généraux. Tous les phénomènes sont traités dans les § 1 et 2. Une synthèse des engagements d'EDF est présentée au § 3.

Le § 4 précise les tolérances que le client se doit de respecter en matière de perturbations générées par ses propres installations et qui seraient injectées sur les réseaux d' EDF. Les conditions de raccordement en 400 kV font l'objet d'avenants adaptés.

è 1. Développement, renouvellement et maintenance des ouvrages du distributeur

Les coupures programmables pour le développement, le renouvellement et la maintenance du réseau ne font pas partie des interruptions de fourniture dues aux aléas de production, transport et distribution. Elles peuvent se répartir en deux catégories :

- les coupures de durée généralement supérieure à deux heures, pour le gros entretien, le développement et les réparations ;
- les coupures de durée généralement inférieure à deux heures, destinées à vérifier le bon fonctionnement du matériel (disjoncteurs, sectionneurs par exemple) dans le cadre du dispositif d'entretien adopté par EDF pour le matériel haute tension.

En fonction notamment du schéma d'alimentation de la clientèle, EDF communiquera le plan annuel des opérations de développement, renouvellement et maintenance du réseau. Sur la base de ce plan, les modalités de mise en œuvre de ces opérations seront négociées entre EDF et le client. En cas de désaccord, il sera statué par l'ingénieur en chef du contrôle.

è 2. Performances standard du réseau

2.1. Commentaires et définitions généraux sur la tension

- la mesure d'une tension s'exprime en **valeur efficace**. Sauf indication contraire, ce document fait référence aux tensions entre phases, appelées aussi **tensions composées**. Elles sont notées U .

- la tension **nominale** (U_n) d'un réseau est la valeur de la tension utilisée pour dénommer ou identifier un réseau ou un matériel.
- la tension **contractuelle** (U_c) constitue la référence des engagements d' EDF Sa valeur est fixée dans les conditions particulières du contrat de fourniture. Elle peut différer de la tension nominale (U_n) du réseau.
- la tension de **fourniture** (U_f) est la valeur que le distributeur délivre au point de livraison du client, à un instant donné.
- la valeur efficace de la tension est mesurée sur une durée de une période du 50 Hz au maximum (20 ms). La mesure de la tension peut s'effectuer avec un appareil dont la bande passante va jusqu'à 2 kHz.
- la mesure des caractéristiques de la tension est en principe effectuée au point de livraison, là où se trouvent les compteurs d'énergie. Cette mesure sert de référence contractuelle si le comptage est raccordé au niveau de la tension contractuelle. Si ce n'est pas le cas, la mesure ne sert de référence contractuelle que pour les coupures.
- la tension **assignée** d'un matériel est la valeur de la tension généralement convenue entre constructeurs et utilisateurs à laquelle se rapportent certaines spécifications de fonctionnement.

Parmi les différents paramètres qui caractérisent la tension, le distributeur garantit les performances standard suivantes:

2.2. Les interruptions de fourniture

Définition

Il y a "coupure" lorsque les valeurs efficaces des trois tensions composées sont simultanément inférieures à 10% de la tension contractuelle U_c pendant une durée supérieure ou égale à une seconde. On distingue :

- les "coupures" brèves : durée comprise entre 1 seconde et trois minutes ;
- les "coupures" longues : durée supérieure ou égale à trois minutes.



* les trois tensions composées sont affectées

Engagements

En régime normal d'exploitation, EDF s'engage à ne pas dépasser les seuils annuels suivants (hors travaux) :

	1996	1997	1998
coupures longues (durée ≥ 3 min)	1	1	1
coupures brèves ($1 \text{ s} \leq \text{durée} < 3 \text{ min}$)	5	5	5

EDF s'engage en outre à ce que, pour chaque client, la somme des seuils pour les coupures longues et brèves n'augmente pas dans l'avenir. Le client sera informé chaque fois que les seuils seront modifiés.

Concernant les coupures longues, les seuils sont exprimés en "équivalents-coupures" :

- durée < une heure \rightarrow 1 équivalent-coupure ;
- durée \geq une heure \rightarrow 2 équivalents-coupures, sauf lorsque les aléas inhérents à la production et au transport de l'électricité dont il est fait état à l'alinéa 2 de l'article VI des conditions générales conduisent à un "incident électrique de grande ampleur"²³.

Les coupures susceptibles de survenir, du fait des manœuvres d'exploitation, dans l'heure qui suit le début d'une coupure longue ne sont pas comptabilisées. De même, les coupures brèves résultant du fonctionnement des protections et automatismes et précédant d'au plus deux minutes les coupures longues ne sont pas comptabilisées.

Mesure

La valeur de la tension de référence est U_c . La mesure de la valeur efficace de la tension est effectuée indépendamment sur chacune des trois tensions composées, sur une durée maximale d'une période de 50 Hz (20 ms).

Commentaires

Une interruption de fourniture (ou "coupure") correspond à une absence de la tension d'alimentation, généralement due à l'ouverture d'un appareil de coupure situé entre le réseau et le client.

2.3. Les fluctuations lentes de la tension

Définition

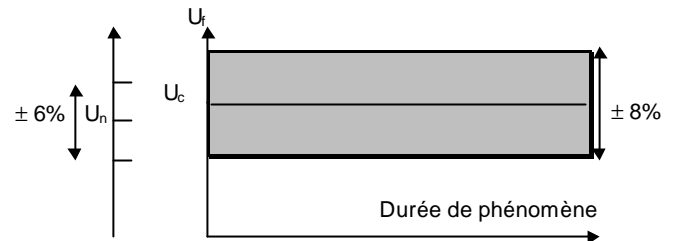
Les fluctuations lentes de tension couvrent les phénomènes où la valeur efficace de la tension de fourniture (U_f) évolue de

²³ Il s'agit d'incidents généralisés, soit au niveau national, soit au niveau régional, qui entraînent une interruption de fourniture dépassant 1500 MW. Au cours des vingt dernières années, les grands incidents ayant dépassé ce seuil ont été l'effondrement en cascade du réseau, le 19 décembre 1978, et l'incident du 12 juin 1987 dans la région ouest.

quelques pour-cent autour de la tension contractuelle (U_c), mais reste assez stable à l'échelle de quelques minutes.

Engagements

Pour le 63 kV et le 90 kV, la valeur contractuelle de la tension (U_c) est située dans une plage de $\pm 6\%$ autour de la tension nominale (U_n). La valeur efficace de la tension de fourniture (U_f) peut varier de $\pm 8\%$ autour de la valeur contractuelle.



Pour le 225 kV, la valeur contractuelle de la tension (U_c) est fixée entre 200 et 245 kV. La valeur efficace de la tension de fourniture (U_f) peut varier entre 200 et 245 kV.

Mesure

La valeur efficace de la tension est moyennée sur une durée de 10 minutes.

Commentaires

La tension de fourniture en un point du réseau peut fluctuer, à l'échelle journalière, hebdomadaire ou annuelle, sous l'effet de variations importantes de la charge des réseaux ou des changements de schémas d'exploitation (suite par exemple à des aléas de production ou des avaries). Des dispositifs de réglage de la tension installés dans les postes de transformation d'EDF contribuent à limiter ces fluctuations.

2.4 Les fluctuations rapides de la tension

Définitions

Le terme "fluctuation rapide de tension" couvre tous les phénomènes où la tension présente des évolutions qui ont une amplitude modérée (généralement moins de 10 %), mais qui peuvent se produire plusieurs fois par seconde. Ces phénomènes peuvent donner lieu à un papillotement de la lumière appelé "flicker". On appelle "à-coup de tension" une variation soudaine, non périodique de la valeur efficace de la tension, qui se produit à des instants aléatoires à partir d'une valeur de la tension comprise dans la plage contractuelle.

Engagement

Le distributeur s'engage à ce qu'en permanence la sévérité du flicker ne dépasse pas le niveau de sévérité de longue durée, actuellement $P_{lt} = 1$. Les à-coups de tension sont compris dans cet engagement.

Mesure

Elle doit être effectuée avec un appareil de mesure dont les caractéristiques répondent à la norme internationale CEI 868.

Commentaires

Les fluctuations rapides de la tension qui sont à l'origine du « flicker » sont provoquées par des charges fluctuantes à cadence fixe (machines à souder par points par exemple, grosses photocopieuses) ou erratique (cas des fours à arc).

Les « à-coups de tension » proviennent essentiellement des variations de la charge du réseau ou de manoeuvres en réseau: c'est, par exemple, la chute de tension produite par l'enclenchement d'une charge.

2.5. Les déséquilibres de la tension

Définition

EDF fournit à sa clientèle un ensemble de trois tensions sinusoïdales appelé système triphasé. Ces trois tensions ont théoriquement la même valeur efficace et sont également décalées dans le temps. Un écart par rapport à cette situation théorique est caractéristique d'un système déséquilibré.

Engagement

Le taux moyen de déséquilibre τ_{vm} ne doit pas dépasser la valeur de 2 %.

Mesure

Si τ_i est la valeur instantanée du déséquilibre, on définit le taux moyen τ_{vm} par la relation :

$$t_{vm} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T t_i^2(t) dt} \quad , \text{ où } T = 10 \text{ minutes.}$$

Commentaires

En pratique, des charges dissymétriques raccordées sur les réseaux sont à l'origine des déséquilibres. Si le système triphasé au point de livraison d'un client est déséquilibré, le fonctionnement d'un appareil triphasé peut être perturbé : le système de courants qui le traverse est lui-même déséquilibré, ce qui peut provoquer des échauffements et, dans le cas des machines tournantes, une diminution de leur couple.

2.6. La fréquence

Engagements

En fonctionnement interconnecté par liaisons synchrones, la valeur de la fréquence varie dans la plage: 50 Hz \pm 1 %. En cas de fonctionnement isolé par rapport au réseau européen, la fréquence varie dans la plage: 50 Hz +4 / - 6 %.

Mesure

La valeur de la fréquence est moyennée sur une durée de 10 secondes.

Commentaires

Sur les réseaux européens interconnectés par des liaisons synchrones, la fréquence est une caractéristique de la tension

qui est la même en tous les points des réseaux. Dans des circonstances exceptionnelles, le réseau alimentant le client peut se trouver momentanément isolé par rapport au réseau européen :

le distributeur privilégie alors le maintien de la tension, quitte à voir la fréquence varier dans une plage plus importante (+4 / -6 %). Si une telle éventualité risquait de créer des difficultés au client, le distributeur pourrait l'aider à rechercher des solutions qui en limiteraient les conséquences.

Pour les autres caractéristiques de la tension, le distributeur fournit, à titre indicatif, les niveaux de performance suivants:

2.7. Les harmoniques

Définition

EDF fournit à sa clientèle des tensions sinusoïdales à 50 Hz que certains équipements perturbateurs peuvent déformer. Une tension déformée est la superposition d'une sinusoïde à 50 Hz et d'autres sinusoïdes à des fréquences multiple entier de 50 Hz, que l'on appelle « harmoniques ». On dit que la sinusoïde de fréquence 100 Hz est de rang 2, celle de fréquence 150 Hz de rang 3 ...

Valeurs données à titre indicatif⁴

Les taux de tensions harmoniques T_h , exprimés en pour-cent de la tension de fourniture (U_i), ne devraient pas dépasser les seuils suivants :

Harmoniques impairs				Harmoniques pairs	
non multiples de 3		multiples de 3			
Rang	Seuils (%)	Rang	Seuils (%)	Rang	Seuils (%)
5 et 7	2	3	2	2	1,5
11 et 13	1,5	9	1	4	1
17 et 19	1	15 et 21	0,5	6 à 24	0,5
23 et 25	0,7				

le taux global τ_g ne dépassant pas 3 %²⁵.

Mesure

La valeur efficace de chaque tension harmonique est moyennée sur une durée de 10 minutes.

Commentaires

Certaines charges raccordées au réseau ne consomment pas un courant proportionnel à la tension de fourniture. Ce courant contient des courants harmoniques qui provoquent sur les réseaux des tensions harmoniques. La présence de tensions harmoniques sur les réseaux génère des courants harmoniques dans les équipements électriques, ce qui provoque des échauffements. Dans le cas des condensateurs, l'effet est

²⁴ EDF prendra des engagements sur les taux d'harmoniques d'ici 1998; les taux devraient être assez proches de ceux mentionnés ci-dessus. Aux engagements d'EDF correspondent des tolérances appliquées aux clients (cf. § 4 - 3).

²⁵
$$t_g = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} t_h^2}$$

accentué par le fait que ces composants présentent une impédance décroissante avec la fréquence.

Tous les procédés comportant de l'électronique, quelle que soit leur puissance, produisent des courants harmoniques : c'est en particulier le cas des micro-ordinateurs, des variateurs de courant ...

2.8. Les surtensions impulsionnelles

En plus des surtensions à 50 Hz, les réseaux HTB peuvent être le siège de surtensions impulsionnelles par rapport à la terre, dues, entre autres, à des coups de foudre. Des surtensions impulsionnelles dues à des manoeuvres d'appareils peuvent également se produire sur les réseaux HTB d'EDF ou sur les réseaux des clients. Des valeurs de surtensions phase-terre jusqu'à 2 à 3 fois la tension simple contractuelle se rencontrent usuellement.

La protection contre les surtensions d'origine atmosphérique nécessite soit l'emploi de dispositifs de protection (parafoudres), soit l'adoption de dispositions constructives appropriées (distances d'isolement par exemple).

Compte tenu de la nature physique des deux phénomènes ci-dessus (dans la gamme de quelques kHz à quelques MHz), EDF n'est pas en mesure de garantir des niveaux qui ne seraient pas dépassés chez les clients: ceux-ci devront prendre toutes les mesures nécessaires pour se protéger.

3. Engagements d'EDF

3.1. Les engagements standard (rappel)

Phénomènes	§	Engagements
Coupages pour travaux	1	modalités négociées
Coupages	2 - 2	1 coupure longue, 5 coupures brèves
Fluctuations lentes	2 - 3	63 et 90 kV : U_c située dans la plage $U_n \pm 6\%$ U_f située dans la plage $U_c \pm 8\%$ 225 kV : U_c et U_f situées dans la plage 200 / 245 kV
Fluctuations rapides	2 - 4	$P_{it} \leq 1$
Déséquilibres	2 - 5	$\tau_{vm} \leq 2\%$
Fréquence	2 - 6	50 Hz $\pm 1\%$ (cas des réseaux interconnectés) 50 Hz +4 / -6 % (cas des réseaux îlotés)

3.2. Les engagements personnalisés

Le client peut demander à EDF de prendre des engagements personnalisés. Le niveau de ceux-ci sera fonction des conditions locales d'alimentation du client. Un dispositif de mesure de la qualité adapté aux engagements pris et d'un type

agréé par EDF sera installé chez le client. Les engagements pourront porter sur un ou plusieurs des paramètres suivants :

- **les interruptions de fourniture**

- limite inférieure des coupures brèves : la valeur standard -une seconde- peut être abaissée jusqu'à une valeur minimale de 600 ms ;
- les seuils mentionnés au § 3-1 sont annuels : EDF peut prendre des engagements portant sur une durée plus longue (2 ou 3 ans) ;
- les seuils mentionnés au § 3-1 distinguent les coupures brèves et longues : l'engagement d'EDF peut ne pas faire cette distinction, et donc porter sur l'ensemble des coupures dont la durée excède 1 seconde.

- **les fluctuations lentes de tension**

En 225 kV, la plage de fluctuation de U_f pourra être limitée à 36kV à l'intérieur du domaine 200 / 245 kV.

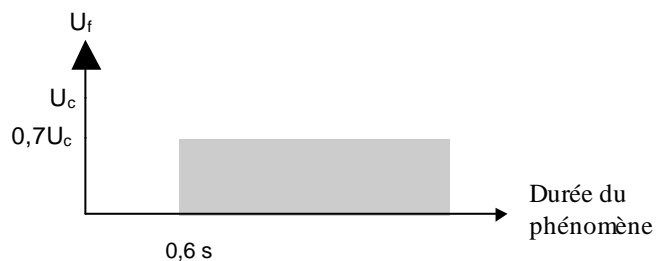
- **les creux de tension**

Définition

Un creux de tension est une diminution brusque de la tension de fourniture (U_f) à une valeur située entre 90% et 1% de la tension contractuelle (U_c), suivie du rétablissement de la tension après un court laps de temps. Un creux de tension peut durer de 10 ms à 3 minutes .

Engagement

Il se présentera sous la forme de seuils (selon les mêmes principes que pour les interruptions de fournitures), les creux de tension étant caractérisés par leur profondeur et leur durée (avec une limite : 30%, 600 ms) :



Mesure

La valeur de la tension de référence est U_c . La mesure de la tension efficace est effectuée indépendamment sur chacune des trois tensions composées. Pour que la détection des creux de tension soit la plus rapide possible, la valeur efficace est, pour ces seules perturbations, mesurée sur une demi-période 50 Hz (10 ms) :

- il y a « creux de tension » dès que la valeur efficace d'une tension est inférieure à une valeur appelée « seuil » ;
- le creux de tension débute dès qu'une tension est inférieure au seuil. Il se termine dès que les trois tensions sont supérieures au seuil ;
- on considère qu'il s'est produit deux creux de tension différents si les deux phénomènes sont séparés par un retour

dans la zone de variations contractuelles durant plus de 100 ms.

Commentaires

Les courts-circuits qui se produisent sur les réseaux provoquent des chutes de tension dont l'amplitude est maximale à l'endroit du court-circuit et diminue lorsqu'on se rapproche de la source de tension. La forme des chutes de tension en un point dépend de la nature du court-circuit (entre phase et neutre ou entre phases) et du couplage des transformateurs éventuellement situés entre le court-circuit et le point considéré. La diminution de la tension dure tant que le court-circuit n'est pas éliminé. Ces perturbations peuvent affecter 1, 2 ou les 3 tensions composées.

A ces engagements personnalisés est associé un ensemble de services indissociables des engagements techniques :

- relevé périodique (au moins deux fois par an) des appareils de mesure de la qualité ;
- communication au client, selon la même périodicité, de sa situation par rapport aux engagements contractuels ;
- point annuel sur les perspectives à moyen terme de la qualité.

Ces services font l'objet d'une redevance annuelle dont le montant forfaitaire, fixé au plan national, sera variable selon les services offerts, dépendra du dispositif de mesure de la qualité installé et sera mentionné dans l'avenant au contrat de fourniture matérialisant les engagements personnalisés.

3.3. Les engagements « Réseau Plus »

Si, compte tenu des spécialités de ses applications de l'électricité, le client ne peut se satisfaire des engagements précédents et souhaite pouvoir bénéficier, en matière de qualité et de continuité de la fourniture d'électricité, de seuils inférieurs à ceux sur lesquels EDF peut normalement s'engager à court terme, EDF étudie s'il existe des solutions sur les réseaux de nature à répondre à l'objectif souhaité. Si de telles solutions existent et conviennent au client, et s'il accepte de participer financièrement aux travaux proposés par EDF, ceux-ci seront réalisés et EDF s'engagera sur les niveaux de qualité attendus. De son côté, le client s'engage à faire réaliser, par l'entreprise de son choix, sur ses propres installations, les travaux d'amélioration étant apparu comme complémentaires de ceux réalisés par EDF.

3.4. Contestations

En cas de contestation sur l'application des dispositions précédentes, il sera statué par l'ingénieur en chef chargé du contrôle.

à Conditions de raccordement et d'alimentation des clients

Le respect par EDF des engagements décrits au § 2 de la présente annexe suppose que chaque utilisateur limite ses propres perturbations à un niveau raisonnable.

Cette limitation se fait sur la base d'une puissance de court-circuit de référence minimale (400 MVA en 63 et 90 kV, 1500 MVA en 225 kV). Toutes les valeurs limites données ci-après supposent qu'EDF fournit au moins la puissance de court-circuit inférieure, les perturbations de tension effectivement produites par le client ne pourront pas dépasser les valeurs limites ci-après multipliées par le rapport entre la puissance de court-circuit de référence et la puissance de court-circuit effectivement fournie.

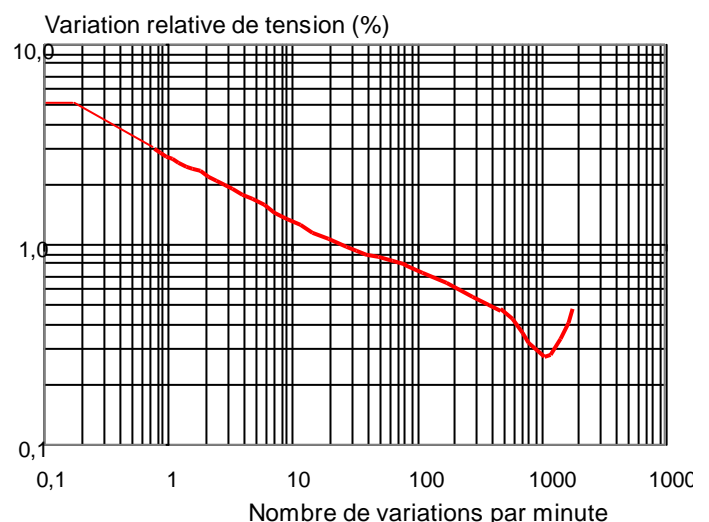
4.1. Les fluctuations rapides de la tension

• Les à-coups de tension

La fréquence et l'amplitude des à-coups de tension engendrés par l'installation du client au point de livraison doivent être inférieures ou égales aux valeurs délimitées par la courbe amplitude-fréquence basée sur la publication 1000-2-2 de la CEI (cf. ci-après). L'amplitude de tout à-coup créé au point de livraison ne doit pas excéder 5 % de la tension de fourniture U_f . Les conditions d'atténuation des perturbations, provoquées au niveau du jeu de barres HTA du poste-source HTB/HTA par des à-coups répétitifs, d'amplitude supérieure à 2 % et de fréquence inférieure à 3 par minute, seront examinées conjointement par EDF et le client.

Le flicker

La fréquence et l'amplitude des fluctuations rapides de tension engendrées par l'installation du client au point de livraison doivent être inférieures ou égales aux valeurs délimitées par la courbe amplitude-fréquence basée sur la publication 1000-2-2 de la CEI et reproduite ci-dessous :



4.2. Les déséquilibres de la tension

Tout client dont la charge perturbatrice est inférieure ou égale à 4 MVA en 63 et 90 kV et à 15 MVA en 225 kV est alimenté sans réserves. Il en sera de même s'il produit à son point de livraison un taux de déséquilibre en tension inférieur ou égal à 1 % (mêmes définitions qu'au § 2-5).

Si aucune des conditions précédentes n'est remplie et si la puissance de court-circuit mise à disposition du client par EDF est supérieure à la valeur de référence, EDF demandera au client de prendre toutes dispositions pour que ses installations ne provoquent pas un taux de déséquilibre supérieur à 1 %.

4.3. Les harmoniques

Actuellement, EDF n'impose pas à sa clientèle de règle de raccordement vis-à-vis des harmoniques : les tolérances suivantes sont donc communiquées **à titre indicatif**. Il est cependant recommandé aux clients de s'y conformer, car des valeurs sans doute proches deviendront obligatoires d'ici 1998²⁶.

Le client cherchera à limiter chacun des courants harmoniques injectés sur le réseau EDF. Les limites sont déterminées au prorata de la puissance souscrite ($S_{\text{souscrite}}$) de chaque client. A chaque harmonique de rang n est associé un coefficient de limitation k_n . Le client devra limiter ses harmoniques à la valeur:

$$I_{hn} = k_n \frac{S_{\text{souscrite}}}{\sqrt{3} * U_c}$$

où U_c est la valeur de la tension contractuelle.

Le tableau ci-dessous donne la valeur de k_n en fonction du rang n de l'harmonique :

Rangs impairs	k_n (%)	Rangs pairs	k_n (%)
3	4	2	2
5 et 7	5	4	1
9	2	> 4	0,5
11 et 13	3		
> 13	2		

4.4. Contestations

En cas de contestation sur l'application des dispositions précédentes, il sera statué par l'ingénieur en chef chargé du contrôle.

²⁶ Au même titre que les obligations d'EDF mentionnées au §2-7.