

The background of the image shows several large, grey, ribbed electrical insulators mounted on a metal pole. In the foreground, there is a close-up view of a grey metal power distribution unit with two red indicator lights and the brand name "ABB" printed on it.

Recommandation de la branche

# Spécifications techniques relatives au délestage automa- tique sur seuil de fréquence

Règles techniques pour le raccordement,  
l'exploitation et l'utilisation du réseau de  
distribution

UFLS – CH 2025



## Impressum et contact

### Éditeur

Association des entreprises électriques suisses AES  
Hintere Bahnhofstrasse 10  
CH-5000 Aarau  
Téléphone +41 62 825 25 25  
Fax +41 62 825 25 26  
[info@electricite.ch](mailto:info@electricite.ch)  
[www.electricite.ch](http://www.electricite.ch)

### Auteurs de la première édition (2016)

Prénom Nom	Entreprise	Fonction
Bruno Wartmann	ewz	Responsable du GT
Cédric Buholzer	Groupe E SA	Membre du GT
Deborah Koch	FMV SA	Membre du GT
Eric Stohrer	EBM	Membre du GT
Kay Borchert	BKW AG	Membre du GT
Laurent Niclass	SIG SA	Membre du GT
Luca Malacrida	AET	Membre du GT
Richard Graf	AXPO	Membre du GT
Vitus Müller	SAK AG	Membre du GT
Walter Sattinger	Swissgrid	Membre du GT
Yann Gosteli	CKW AG	Membre du GT
Andreas Degen	AES	Membre du GT

### Auteurs de la deuxième édition (2025)

Prénom Nom	Entreprise	Fonction
Bruno Wartmann	wab-consulting Inhaber Wartmann GmbH	Responsable du GT
Katharina Küng	ewz	Membre du GT
Daniel Mettler	EKZ	Membre du GT
Asja Derviskadic	Swissgrid	Membre du GT
Walter Sattinger	Swissgrid	Membre du GT
Matthias Wolf	Primeo Energie	Membre du GT
Matthias Dietrich	BKW Energie AG	Membre du GT
Markus Süess	Axpo Grid AG	Membre du GT
Martin Scheuber	SAK AG	Membre du GT
Martin Albisser	Swissgrid	Membre du GT
Yann Gosteli	CKW AG	Membre du GT
Christina Tzanetopoulou	AES	Membre du GT
Felix Bärtschi	AES	Membre du GT

### Responsabilité commission

La Commission Technique des réseaux & exploitation de l'AES est désignée responsable de la tenue à jour et de l'actualisation du document.

## Chronologie

Date	Brève description
<b>Première édition (2016)</b>	
Décembre 2015	Début des travaux du groupe de travail (GT)
11 mars 2016	Approbation par la Commission Technique des réseaux & exploitation des réseaux
8 juillet 2016	Consultation au sein de la branche
15 août 2016	Approbation par la Direction de l'AES
7 septembre 2016	Approbation par le Comité de l'AES
<b>Deuxième édition (2025)</b>	
Décembre 2024	Début des travaux du groupe de travail (GT)
Juillet 2025	Approbation par la Commission Technique des réseaux & exploitation des réseaux
18 août au 28 septembre 2025	Consultation au sein de la branche
20 octobre 2025	Approbation par la Direction de l'AES
4 novembre 2025	Approbation par le Comité de l'AES

Ce document a été élaboré avec l'implication et le soutien de l'AES et de représentants de la branche.

L'AES approuve ce document à la date du 4 novembre 2025.

---

Imprimé n° 1040/f, édition 2025

### Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES

Tous droits réservés. L'utilisation des documents pour un usage professionnel n'est permise qu'avec l'autorisation de l'AES et contre dédommagement. Sauf pour usage personnel, toute copie, toute distribution ou tout autre usage de ce document sont interdits. Les auteurs déclinent toute responsabilité en cas d'erreur dans ce document et se réservent le droit de le modifier en tout temps sans préavis.



## Table des matières

Préface .....	6
1. Introduction.....	7
2. Conditions-cadres .....	10
2.1 ENTSO-E .....	10
Principes généraux .....	10
Centrales de pompage-turbinage .....	10
2.2 Loi sur l'approvisionnement en électricité .....	10
3. Mise en œuvre à l'échelle de la Suisse .....	11
4. Plan de paliers avec groupes de délestage .....	11
4.1 Plan de paliers.....	11
4.2 Groupes de délestage .....	13
4.2.1 Répartition.....	13
4.2.2 Fourchette des groupes de délestage .....	13
4.2.3 Rotation.....	13
4.3 Réflexion fondamentale sur la mise en œuvre 2016, groupes A et B .....	13
4.3.1 Variante de mise en œuvre 1 .....	14
4.3.2 Variante de mise en œuvre 2 .....	14
5. Détermination de la charge de référence du réseau .....	14
6. Définition du temps de suppression de défaut et du temps de déclenchement .....	17
6.1 Définition du temps de suppression de défaut.....	17
6.2 Commentaires relatifs au temps de déclenchement.....	18
7. Réalisation.....	19
7.1 Principes de base pour la réalisation .....	19
7.2 Blocage de tension.....	20
8. Groupes de réseau UFLS .....	21
9. Services-système .....	22
10. Aspects techniques et opérationnels .....	22
10.1 Blocage temporaire de la fonction UFLS .....	22
10.2 Dérivations exclues de l'UFLS .....	22
10.3 Prise en compte de déclenchements UFLS en cas d'anneaux MT .....	22
10.4 Transformateurs ou jeux de barres fonctionnant à vide .....	23
11. Centrales de pompage-turbinage et accumulateurs à batterie.....	24
11.1 Centrales de pompage-turbinage .....	24
11.2 Accumulateurs.....	24
12. Exigences concernant la fonction de protection de la fréquence et ses plages de réglage .....	25
13. Procédés envisageables pour le contrôle de la fonction de protection de la fréquence .....	27
13.1 Sous-fréquence avec tension nominale et fourniture de puissance active .....	27
13.2 Sous-fréquence avec tension de validation non atteinte .....	28
13.3 Contrôle de direction de la puissance active .....	29
14. Exemples de mise en œuvre .....	30

14.1	Sélection du groupe de charge UFLS au transformateur avec déclenchement dans le champ de ligne MT.....	30
14.2	Sélection du groupe de charge UFLS et déclenchement dans le champ de ligne MT .....	31
15.	Comportement à adopter après un incident UFLS .....	32
15.1	Principes généraux .....	32
16.	Reporting, monitoring et rédaction de procès-verbaux.....	33
16.1	Reporting pour le réseau de distribution .....	33
16.2	Reporting des centrales de pompage-turbinage.....	35
17.	Perspectives.....	36

## **Liste des figures**

Figure 1:	Vue d'ensemble des mesures de dernier recours	7
Figure 2:	Mesures visant à stabiliser la fréquence	8
Figure 3:	Recommandation concernant la mise en œuvre de l'UFLS en Suisse	11
Figure 4:	Représentation des groupes de délestage	13
Figure 5:	Proposition de mise en œuvre de l'UFLS en 2016	14
Figure 6:	Détermination de la charge de référence du réseau	15
Figure 7:	Formule pour déterminer la charge de référence du réseau	16
Figure 8:	Cas 2: réseau de consommateurs avec injection intermittente	16
Figure 9:	Temps de suppression de défaut dans des conditions idéales	17
Figure 10:	Vue d'ensemble du temps de déclenchement d'un appareil de protection	18
Figure 11:	Couplage de principe de la fonction de protection de fréquence selon la direction de la puissance active	19
Figure 12:	Exemple de calcul du blocage de tension	20
Figure 13:	Exemple de ferrorésonance affectant un jeu de barres MT fonctionnant à vide	23
Figure 14:	Exemples de détection de la direction de la puissance active	26
Figure 15:	Contrôle de la fonction de sous-fréquence avec tension nominale	27
Figure 16:	Contrôle de la fonction de sous-fréquence inférieure à la tension de validation	28
Figure 17:	Contrôle de direction de la puissance active (exemple sans déclenchement)	29
Figure 18:	Exemple de sélection du groupe de charge UFLS au transformateur avec déclenchement dans le champ de ligne MT	30
Figure 19:	Exemple de sélection du groupe de charge UFLS et déclenchement dans le champ de ligne MT	31
Figure 20:	Modèle de rapport pour GRD	34
Figure 21:	Exemple pour GRD avec plusieurs points d'interconnexion NR 1/réseaux partiels	34

## **Liste des tableaux**

Tableau 1:	Plan de délestage	12
Tableau 2:	Recommandation relative aux réglages de protection des pompes	24
Tableau 3:	Valeurs de réglage pour le délestage sur seuil de fréquence	25



## Préface

Le présent document est un document de la branche publié par l'AES. Il fait partie d'une large réglementation relative à l'approvisionnement en électricité sur le marché ouvert de l'électricité. Les documents de la branche contiennent des directives et des recommandations reconnues à l'échelle de la branche concernant l'exploitation des marchés de l'électricité et l'organisation du négoce de l'énergie, répondant ainsi à la prescription donnée aux entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) par la Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl) et par l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl).

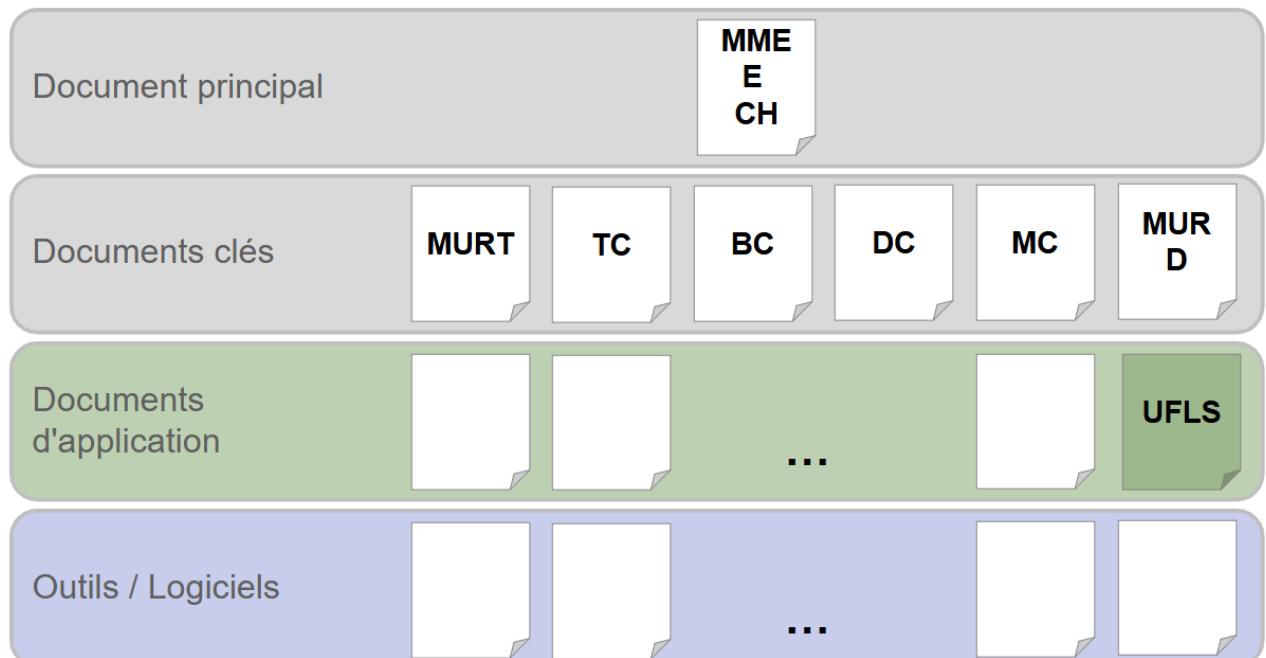
Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEl sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

- Document principal: Modèle de marché pour l'énergie électrique (MMEE)
- Documents clés
- Documents d'application
- Outils/logiciels

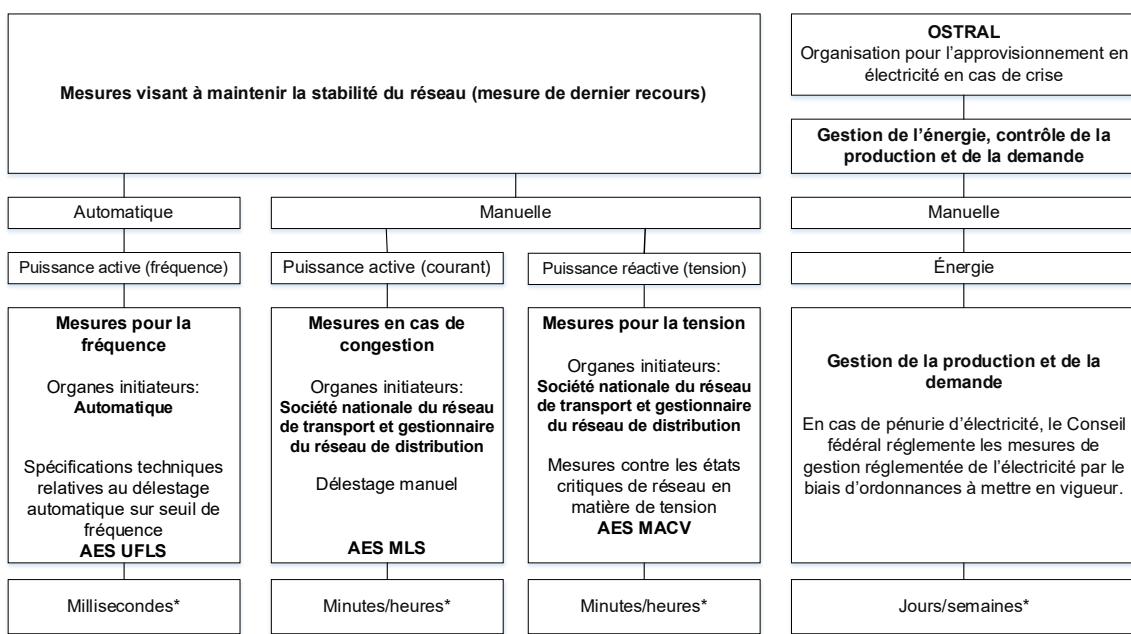
Le présent document «Spécifications techniques relatives au délestage automatique sur seuil de fréquence» est un document d'application.

## Structure des documents



## 1. Introduction

- (1) Le réseau de transport constitue l'épine dorsale d'un approvisionnement en électricité sûr en Suisse et en Europe. Initialement, il a été conçu et optimisé pour une injection d'énergie électrique adaptée aux besoins (à proximité de la charge et en aval de la charge). Jusqu'en 2000, la production éloignée de la charge et, de surcroît, fluctuante n'a eu aucun impact sur le développement des réseaux de transport.
- (2) La réalisation des objectifs politiques en Europe et, plus particulièrement, en Suisse (p. ex. «Stratégie énergétique 2050») implique la restructuration fondamentale du secteur de l'électricité, caractérisée notamment par:
- l'augmentation du négoce européen d'électricité avec une production éloignée de la charge
  - le développement de l'éolien
  - le développement massif de l'énergie solaire
  - l'intégration croissante des énergies renouvelables dans les réseaux de distribution
  - la fermeture programmée de centrales nucléaires et de centrales thermiques
  - de nouveaux sites de production d'énergie renouvelable de plus en plus décentralisés
  - l'augmentation des échanges de puissance avec les pays voisins de la Suisse



\* Délai/temps de réaction

Figure 1: Vue d'ensemble des mesures de dernier recours

- (3) La loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et l'ordonnance y relative (OApEI) définissent les principes permettant de garantir une exploitation du réseau sûre, performante et efficace. Dans ce contexte, l'interaction entre les gestionnaires de réseau régionaux et communaux d'une part et la société nationale du réseau de transport d'autre part joue un rôle central. Lorsque la stabilité de l'exploitation du réseau est menacée, la coordination des différentes mesures et des

niveaux de réseau impliqués revêt une importance capitale. La présente recommandation de la branche forme la base de la collaboration et de la coordination entre, d'une part, les gestionnaires de réseau de distribution censés garantir la stabilité de l'exploitation du réseau aux niveaux de réseau 2 à 7 et, d'autre part, la société nationale du réseau de transport en tant qu'exploitant système initiateur au niveau de réseau 1. Elle doit notamment permettre de préparer une cascade (réseaux activés en série) de mesures possibles des gestionnaires de réseau dans le but d'assurer une exploitation stable du réseau. La Figure 1 représente les trois mesures de derniers recours et les compare aux mesures OSTRAL.

- (4) Le maintien de la fréquence au sein du réseau de transport incombe à la société nationale du réseau de transport, responsable de l'exploitation fiable du système en vue de la mise en réserve d'énergie de réglage primaire, secondaire et tertiaire.

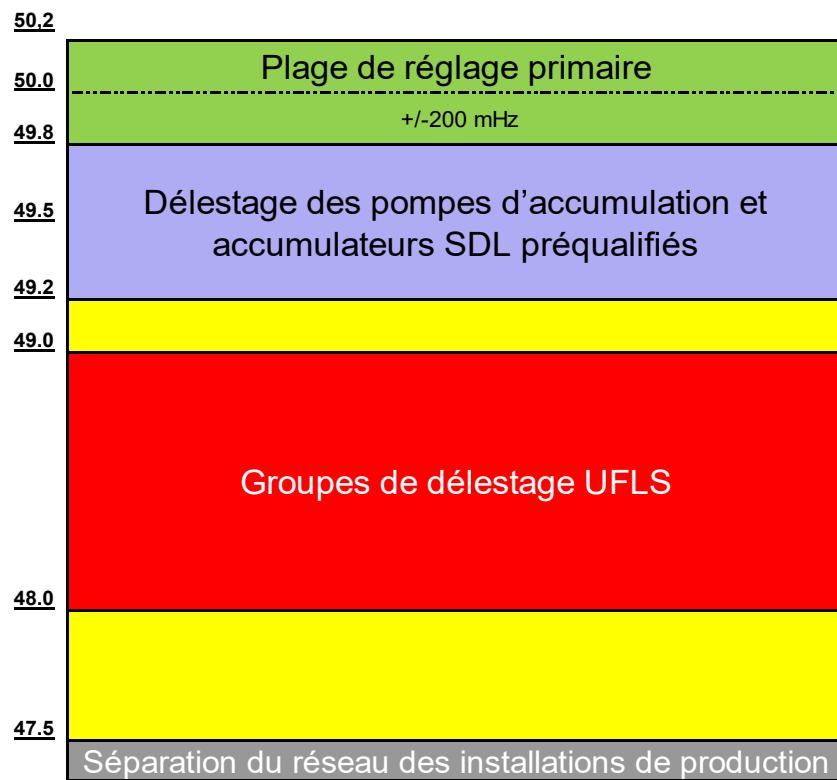


Figure 2: Mesures visant à stabiliser la fréquence

- (5) Si ces puissances de réglage ne permettent pas de stabiliser la fréquence du réseau ou si une perturbation entraîne une baisse brutale de cette dernière, il convient de mettre en œuvre d'autres mesures telles que le délestage de pompes d'accumulation. Si la fréquence continue de chuter malgré ces mesures, des charges supplémentaires sont automatiquement coupées par le gestionnaire de réseau de distribution au moment où elle atteint la plage comprise entre 49,0 et 48,0 Hz, afin de stopper la baisse de la fréquence du réseau et de rééquilibrer la puissance. À 47,5 Hz, les installations de production se séparent du réseau [cf. Figure 2].

- (6) Avec l'introduction de l'UFLS (Under Frequency Load Shedding) en Suisse en 2007, le délestage des transformateurs du niveau de réseau 4 est devenu la norme. Le concept UFLS doit être affiné sur la base des aspects susmentionnés. En outre, les déclenchements UFLS doivent être réalisés exclusivement aux départs de lignes à moyenne tension dans la sous-station.
- (7) Dans le cas de nouvelles installations ou de transformations rétrofit importantes, les conditions techniques primaires et secondaires doivent être mises en œuvre de manière à ce que les exigences relatives à la fonction UFLS dépendante de la direction, aux temps de déclenchement et à la libération de tension de l'exigence actuellement en vigueur en matière de délestage automatique de fréquence soient satisfaites.
- (8) Les réglages de base des fonctions de protection de fréquence, tels que les niveaux de fréquence, le blocage par sous-tension ou le temps de suppression de défaut, doivent être vérifiés lors des contrôles de protection périodiques quinquennaux et ajustés si nécessaire.
- (9) Le présent document «Spécifications techniques relatives au délestage automatique sur seuil de fréquence» de l'AES utilise l'abréviation UFLS (Under Frequency Load Shedding) pour ce type d'opération. De son côté, la société nationale du réseau de transport emploie l'abréviation LFDD (Low Frequency Demand Disconnection).
- (10) Les mesures en cas de surfréquence pour les accumulateurs ne font pas partie intégrante du présent document.
- (11) Cette recommandation de la branche ne traite pas les aspects financiers des délestages automatiques sur seuil de fréquence.



## **2. Conditions-cadres**

### **2.1 ENTSO-E**

#### **Principes généraux**

- (1) Les documents «Emergency and Restoration Code» et «Continental Europe Synchronous Area Framework Agreement (SAFA)» énoncent les principales exigences relatives au fonctionnement de l'UFLS. Sa mise en œuvre doit respecter tout au moins les points suivants:
  - Le délestage s'effectue dans la plage de fréquence comprise entre 49,0 et 48,0 Hz.
  - Au moins 5 % de la charge totale doivent être délestés au premier palier (49,0 Hz).
  - Le délestage de la charge totale doit s'inscrire à 45 %  $\pm 7\%$  dans la plage comprise entre 49,0 et 48,0 Hz.
  - Le nombre de paliers de délestage ne doit pas être inférieur à six (premier palier à 49,0 Hz inclus).
  - Le délestage maximal par palier ne doit pas excéder 10 % de la charge totale.
  - Il convient d'éviter les temps morts supplémentaires dépassant le temps de réaction des dispositifs de protection et des disjoncteurs.
  - Il est recommandé de respecter des intervalles de 100 à 200 mHz entre les différents paliers de délestage.
  - Il est également conseillé de prévoir un blocage par sous-tension de la fonction de fréquence entre 30 et 90 % d'Uc.
  - Le temps de suppression de défaut ne doit pas excéder 300 millisecondes (somme de la mesure, du calcul, de la propre durée du relais auxiliaire et de la propre durée du disjoncteur).
- (2) Pour obtenir l'effet requis, la mise en place de l'UFLS doit se faire sur l'ensemble du territoire de manière uniforme, décentralisée et autosuffisante. Tous les utilisateurs du réseau doivent y participer en se conformant aux règles fixées.

#### **Centrales de pompage-turbinage**

- (3) Les valeurs de référence suivantes sont définies pour le délestage automatique sur seuil de fréquence de pompes d'accumulation en pompage:
  - Déclenchement entre 49,8 et 49,2 Hz avec temps de suppression de défaut inférieur à 10 s.
  - Déclenchement à 49,2 Hz avec temps de suppression de défaut inférieur à 300 ms.
  - En deçà de 49,2 Hz, toutes les pompes d'accumulation en pompage doivent être séparées du réseau.

### **2.2 Loi sur l'approvisionnement en électricité**

- (1) La société nationale du réseau de transport définit uniformément, avec les gestionnaires de réseau de distribution, producteurs, consommateurs finaux et exploitants de stockage raccordés au réseau de transport, toutes les mesures nécessaires à la prévention ou à l'élimination des menaces pouvant compromettre l'exploitation sûre du réseau de transport.
- (2) Les gestionnaires de réseau de distribution garantissent, par le biais de conventions correspondantes, le respect de leurs obligations à l'égard de la société nationale du réseau de transport.

- (3) En cas de menace imminente ou notable, la société nationale du réseau de transport ordonne les mesures nécessaires, notamment en l'absence de convention.
- (4) La société nationale du réseau de transport impose des mesures de substitution si les mesures définies ne sont pas mises en œuvre comme convenu ou ordonnées. Les coûts supplémentaires inhérents aux mesures de remplacement sont à la charge des parties défaillantes.

### 3. Mise en œuvre à l'échelle de la Suisse

- (1) Avec le déclenchement du délestage automatique sur seuil de fréquence, le réseau de transport passe à l'état perturbé (état d'urgence) et la société nationale du réseau de transport déclare la situation du réseau «critique». La loi oblige les gestionnaires de réseau à prendre aussi bien des mesures préparatoires que des mesures visant à rétablir l'état sûr du réseau (cf. LApEl, art. 8, art. 20, al. 1, let. c et art. 20a).
- (2) La mise en œuvre doit être uniforme et respecter le principe de non-discrimination. La mise en œuvre du délestage automatique sur seuil de fréquence doit donc être préparée et réalisée à l'échelle nationale de manière non discriminatoire, conformément à la présente recommandation de la branche. L'octroi d'avantages ou l'exemption de mesures de déclenchement et d'exécution du délestage automatique sur seuil de fréquence ou de mesures de retour à l'état sûr du réseau pour des motifs commerciaux ne sont pas admis.

### 4. Plan de paliers avec groupes de délestage

#### 4.1 Plan de paliers

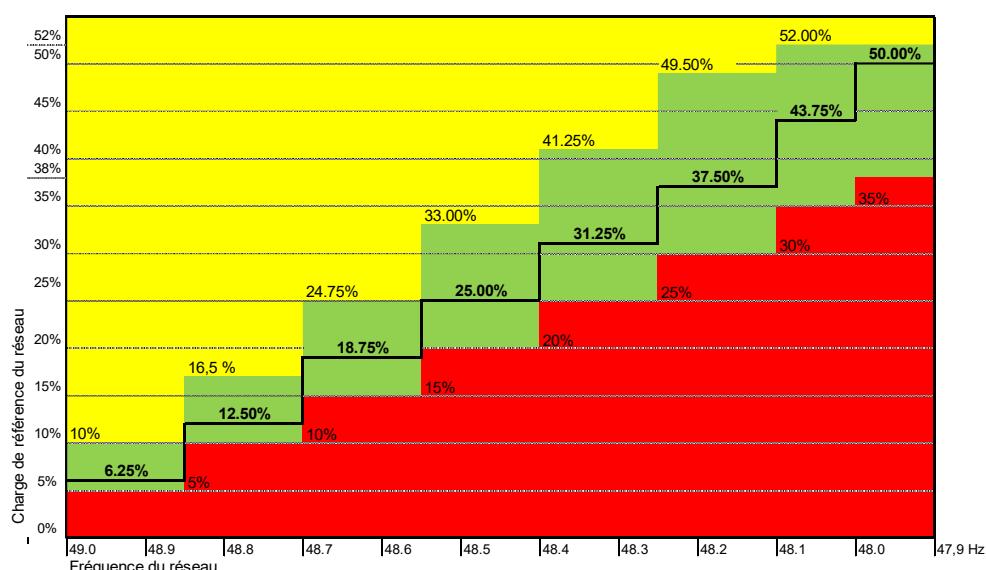


Figure 3: Recommandation concernant la mise en œuvre de l'UFLS en Suisse

- (1) Dans la zone de réglage Suisse, l'UFLS est réalisé uniformément avec huit groupes de délestage actifs.

- (2) La Figure 3 est une représentation graphique des exigences relatives à la mise en œuvre en Suisse. L'axe des abscisses indique la fréquence du réseau par ordre décroissant, tandis que l'axe des ordonnées précise le taux de charge de référence du réseau devant être délesté. Les groupes de délestage présentent un intervalle de fréquence d'un palier à l'autre de 100 à 150 mHz avec une répartition uniforme de la charge de référence du réseau de 6,25 %.
- (3) De manière inévitable, le délestage touche aussi des injecteurs décentralisés, indépendamment du point de délestage. Ceux-ci génèrent aujourd'hui une production non négligeable comparée à la charge totale. Pour compenser ces producteurs délestés, un pourcentage plus élevé a été choisi dans la courbe caractéristique à huit paliers. Par ailleurs, le système de délestage ne doit plus agir sur le transformateur du niveau de réseau 4, mais plutôt sur le départ du niveau de réseau 5, en tenant compte de la direction de la puissance active.

Le délestage sur seuil de fréquence de pompes et d'accumulateurs est traité plus en détail au chapitre 11.

Fréquence (en Hz)	Opération	Charge de réfé- rence du réseau (somme en%)	Mode d'activation
49,5	Délestage des pompes, 1 <sup>er</sup> palier	---	Automatique
49,2	Délestage des pompes, 2 <sup>e</sup> palier Niveau	---	Automatique
49,0	Délestage de 6,25 %; marge de tolérance de 5 % ... 8,25 %	6,25	Automatique
48,85	Délestage de 6,25 %; marge de tolérance de 5 % ... 8,25 %	12,50	Automatique
48,7	Délestage de 6,25 %; marge de tolérance de 5 % ... 8,25 %	18,75	Automatique
48,55	Délestage de 6,25 %; marge de tolérance de 5 % ... 8,25 %	25	Automatique
48,4	Délestage de 6,25 %; marge de tolérance de 5 % ... 8,25 %	31,25	Automatique
48,25	Délestage de 6,25 %; marge de tolérance de 5 % ... 8,25 %	37,50	Automatique
48,1	Délestage de 6,25 %; marge de tolérance de 5 % ... 8,25 %	43,75	Automatique
48	Délestage de 6,25 %; marge de tolérance de 5 % ... 8,25 %	50	Automatique
47,5	Séparation des centrales du réseau		Automatique

Tableau 1: Plan de délestage

## 4.2 Groupes de délestage

### 4.2.1 Répartition

- (1) Au sein d'un groupe de réseau UFLS, la charge de référence totale du réseau est toujours égale à 100 %. Pour permettre une rotation, cette charge est répartie uniformément entre 16 groupes de délestage, chacun en représentant 6,25 % ( $6,25\% \times 16 = 100\%$ ). Ces 16 groupes sont à leur tour répartis en huit groupes actifs et huit groupes bloqués. Les huit groupes actifs sont attribués conformément au plan de délestage [cf. Tableau 1]. Cette répartition remplit toutes les conditions-cadres du chapitre 3.

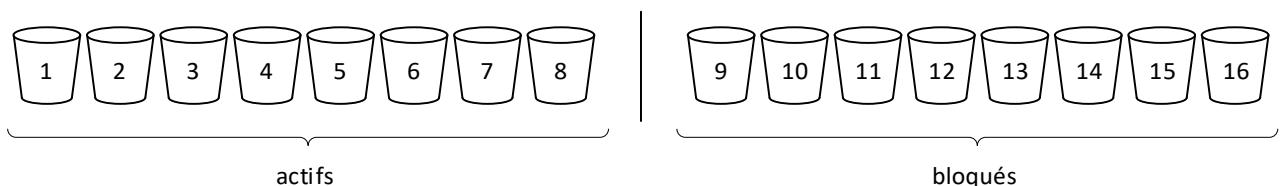


Figure 4: Représentation des groupes de délestage

### 4.2.2 Fourchette des groupes de délestage

- (1) Chaque groupe de délestage dispose en moyenne de 6,25 % de la charge de référence du réseau. L'affectation des différentes charges de référence du réseau n'étant effectuée qu'en blocs de charge, les différents groupes de délestage nécessitent une hystérésis ou une bande de tolérance de -1,25 % ou +2 %. Autrement dit, dans chaque groupe de délestage, la charge de groupe devrait être comprise entre 5 % et 8,25 % de la charge de référence du réseau. Lorsqu'un groupe de charge est lésé en raison de l'impossibilité de pratiquer une répartition plus précise, le fait est consigné dans le reporting annuel, puis transmis à la société nationale du réseau de transport qui, en pareil cas, peut procéder à un équilibrage dans la zone de réglage Suisse avec d'autres groupes de réseau UFLS.

### 4.2.3 Rotation

- (1) En principe, aucune rotation n'est prescrite. Chaque GRD détermine lui-même la façon dont il peut appliquer au mieux le principe de non-discrimination.
- (2) Il est préférable d'opter pour une rotation homogène au sein d'un groupe de réseau UFLS, afin que le total des charges de référence du réseau corresponde au plan de délestage.
- (3) La rotation peut être mise en œuvre suite à un incident UFLS ou selon un cycle défini.

## 4.3 Réflexion fondamentale sur la mise en œuvre 2016, groupes A et B

- (1) Lors de la dernière mise en œuvre de l'UFLS de 2016 basée sur les prescriptions de l'époque, deux possibilités pratiques ont été décrites plus en détail. En partant du concept établi en 2006, l'objectif était de passer facilement et à moindre coût du concept existant à sept paliers (quatre actifs et trois inactifs) au concept 2016 à huit paliers actifs et huit paliers inactifs.

#### 4.3.1 Variante de mise en œuvre 1

- (1) On recalcule les nœuds de délestage, puis on procède à un nouveau paramétrage intégral des appareils de protection, selon la nouvelle répartition des nœuds de délestage.

#### 4.3.2 Variante de mise en œuvre 2

- (1) Le concept UFLS existant est repris, puis complété. 50 % des appareils, rapportés à la charge de référence du réseau, ne doivent pas être adaptés pour autant que les prescriptions en matière de temporisation du déclenchement sont satisfaites. Il faut toutefois effectuer un ajustement *ad hoc* des niveaux de charge. En outre, il est nécessaire d'adapter légèrement les différents paliers de fréquence des appareils restants. Sur les modèles équipés d'un interrupteur local pour le réglage des paliers, il est possible, le cas échéant, d'apposer une désignation supplémentaire au niveau de l'interrupteur ou au nœud de délestage, p. ex. un «A» pour les appareils UFLS existants et un «B» pour les appareils UFLS à reparamétriser. Cela permettrait de réaliser la rotation des huit groupes de délestage actifs avec deux lots indépendants de quatre groupes chacun. Ainsi, le premier groupe de délestage UFLS comportant la mention supplémentaire «A» se déclencherait à 49 Hz, celui assorti de la mention supplémentaire «B» à 48,85 Hz (cf. Figure 5).

Appareils UFLS existants					Mention supplémentaire <b>A</b>
Appareils UFLS à reparamétriser	Mention supplémentaire <b>B</b>				48,00 [Hz]
Fréquence	49,00/48,85	48,70/48,55	48,40/48,25	48,10/48,00	

Figure 5: Proposition de mise en œuvre de l'UFLS en 2016

## 5. Détermination de la charge de référence du réseau

- (1) Pour calculer la charge de référence du réseau, on tient compte de la part de chaque nœud de délestage dans la charge moyenne annuelle. De cette façon, l'évaluation des nœuds de délestage n'est soumise qu'à de faibles fluctuations et ne doit être adaptée qu'en cas de développement important ou de modification de la structure du réseau.
- (2) Lors de l'établissement des points de délestage, il importe de fixer un nombre de points qui ne soit ni trop faible, ni trop élevé. Si un grand nombre de points aux niveaux de tension inférieurs (MT, BT) permet une quantification topologique précise du délestage, il implique également des ressources techniques supplémentaires en termes de dispositifs de délestage et de rétablissement du réseau et, partant, des coûts plus élevés. C'est pourquoi, dans l'intérêt des clients du secteur de l'électricité et à des fins de stabilité de l'exploitation du réseau, on définit une norme minimale garantissant un fonctionnement à la fois efficace et fiable. Dans de nombreux cas, les réseaux haute tension sont

puissants, étendus et largement maillés: le délestage du réseau très haute tension ou des transformateurs du niveau de réseau 2 ne constitue donc pas une solution acceptable. En revanche, les réseaux moyenne tension sont généralement localisés dans des périmètres régionaux limités et ne sont pas maillés. C'est la raison pour laquelle on impose comme norme minimale le délestage UFLS des transformateurs du niveau de réseau 4. Avec le développement de la production d'énergie renouvelable décentralisée aux niveaux de tension inférieurs, le délestage UFLS doit être déplacé vers les sorties moyenne tension de la sous-station pour que les installations de production avec réinjection ne soient pas délestées. Le nœud de délestage peut exceptionnellement être effectué au niveau de réseau 3 si les conditions topologiques l'exigent. Le groupe de réseau UFLS naturel pour la charge de référence du réseau correspond donc au nombre de transformateurs au NR4 d'un gestionnaire de réseau de distribution (gestionnaires de réseau public et de réseau industriel). La procédure de comptabilisation est représentée à la Figure 6. Si, le cas échéant, les déclenchements UFLS sont réalisés au niveau de réseau 5, soit au niveau des départs de lignes dans les postes de transformation, il faut prendre en compte, pour la détermination de la charge de référence du réseau, la somme des différents départs de lignes des cas 1 et 2. Le déclenchement UFLS peut donc ne pas concerner un départ de ligne du cas 3.

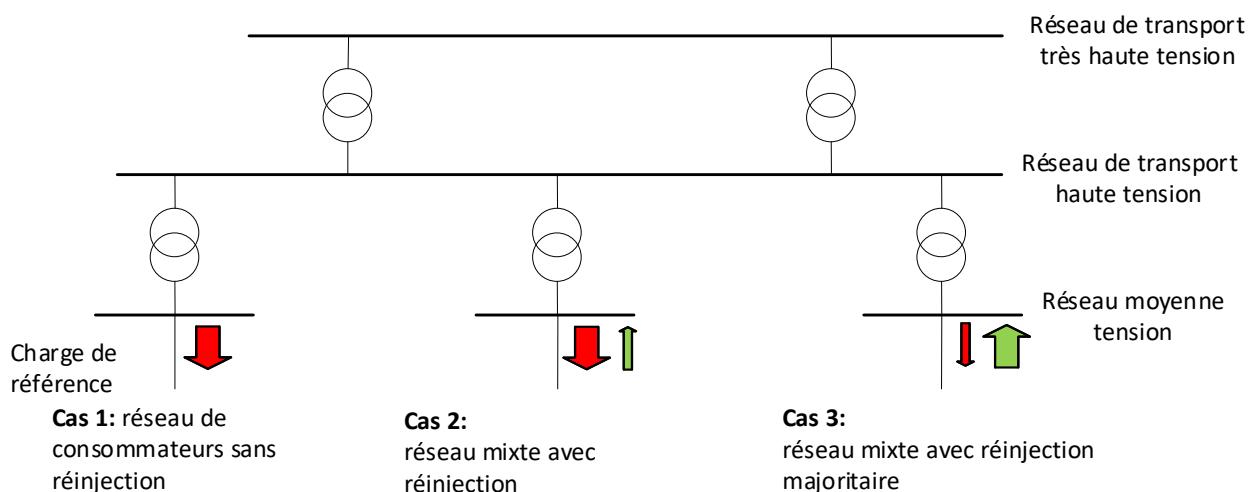


Figure 6: Détermination de la charge de référence du réseau

- (3) En conséquence, la charge de référence du réseau inclut uniquement les consommateurs nets annuels d'un gestionnaire de réseau.
- (4) Au mieux, les calculs de la charge de référence dans les cas 1 à 3 seront effectués avec la formule de la charge de référence (cf. Figure 7Figure 8).
- (5) Si, dans le cas 1, 100 % des moyennes sur 10 ou 15 minutes par année civile ne présentent aucune réinjection ou si les sorties moyenne tension n'affichent aucune mesure de la puissance, la puissance active du transformateur peut être utilisée pour le reporting ou l'affectation des paliers avec valeurs de puissance.

- (6) Si, dans le cas 3, 95 % des moyennes sur 10 ou 15 minutes par année civile ne présentent aucune réinjection ou si les sorties moyenne tension n'affichent aucune mesure de la puissance, la puissance active de l'installation de production peut être utilisée pour le reporting ou l'affectation des paliers.
- (7) Le cas 2 comprend tous les cas qui ne relèvent ni du cas 1 ni du cas 3.
- (8) Il convient par ailleurs de noter que la puissance du générateur restant dans le réseau après le délestage des charges entraîne une situation de surcharge. Dans ce cas, il est possible d'utiliser la recommandation de la branche «Délestage manuel» afin de réduire l'injection.

$$P_{Charge,moyenne} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{P_{i,moyenne} + |P_{i,moyenne}|}{2}$$

Remarque: N désigne le nombre

Figure 7: Formule pour déterminer la charge de référence du réseau

- (9) La formule ci-dessus permet de compenser les pics à court terme des injecteurs. Les calculs permettent donc de garantir un état sûr du réseau. La Figure 8 représente une courbe typique.

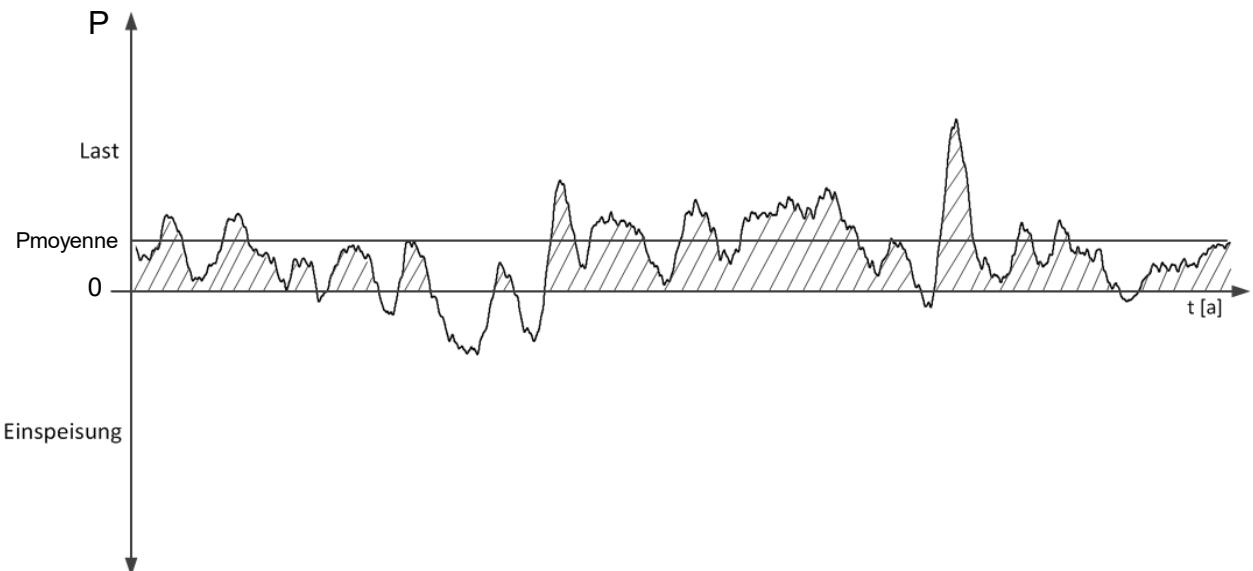


Figure 8: Cas 2: réseau de consommateurs avec injection intermittente

- (10) On admet que, pour le cas 3, il peut arriver, quoique rarement, que les réseaux de producteurs nets prélèvent de la puissance active sans pour autant quitter le réseau. Cela n'entrave pas la fonctionnalité du délestage puisque ces réseaux n'ont pas été pris en compte dans le bilan de ce dernier. Il n'est donc pas nécessaire de mettre en place des appareils UFLS.
- (11) En Suisse, la charge de référence est généralement référencée au point de délestage, c'est-à-dire à l'endroit où le disjoncteur est ouvert automatiquement via la fonction de protection UFLS.



## 6. Définition du temps de suppression de défaut et du temps de déclenchement

### 6.1 Définition du temps de suppression de défaut

- (1) Le temps de suppression de défaut se compose essentiellement du temps de déclenchement du dispositif de protection et du temps de désactivation du disjoncteur. En juin 2022, le groupe de travail VDE/FNN «Ermittlung und Bewertung der Frequenz in Energieversorgungsnetzen» (Calcul et évaluation de la fréquence de réseaux de distribution) s'est fondé sur le temps propre d'environ 270 disjoncteurs à moyenne tension. La sélection repose sur l'utilisation effective dans le réseau de distribution et comprend des modèles issus de toutes les technologies courantes (SF6, à vide, etc.). Les temps de coupure des commutateurs de puissance atteignent 70 ms, sans tenir compte de la durée de l'arc électrique d'environ 10 ms.
- (2) Les prescriptions du ENTSO-E relatives au temps de suppression de défaut lié à des incidents de fréquence s'élèvent à 300 ms.
- (3) Dans des conditions de laboratoires idéales (sans harmoniques, sauts de phase, etc.), un temps de suppression de défaut de 200 ms est visé en Allemagne, en Autriche et en Suisse. Le temps de suppression de défaut se compose du temps de déclenchement de 120 ms et du temps de désactivation du commutateur de puissance de 80 ms. Une temporisation de 10 ms est admise pour le temps d'extinction de l'arc électrique.

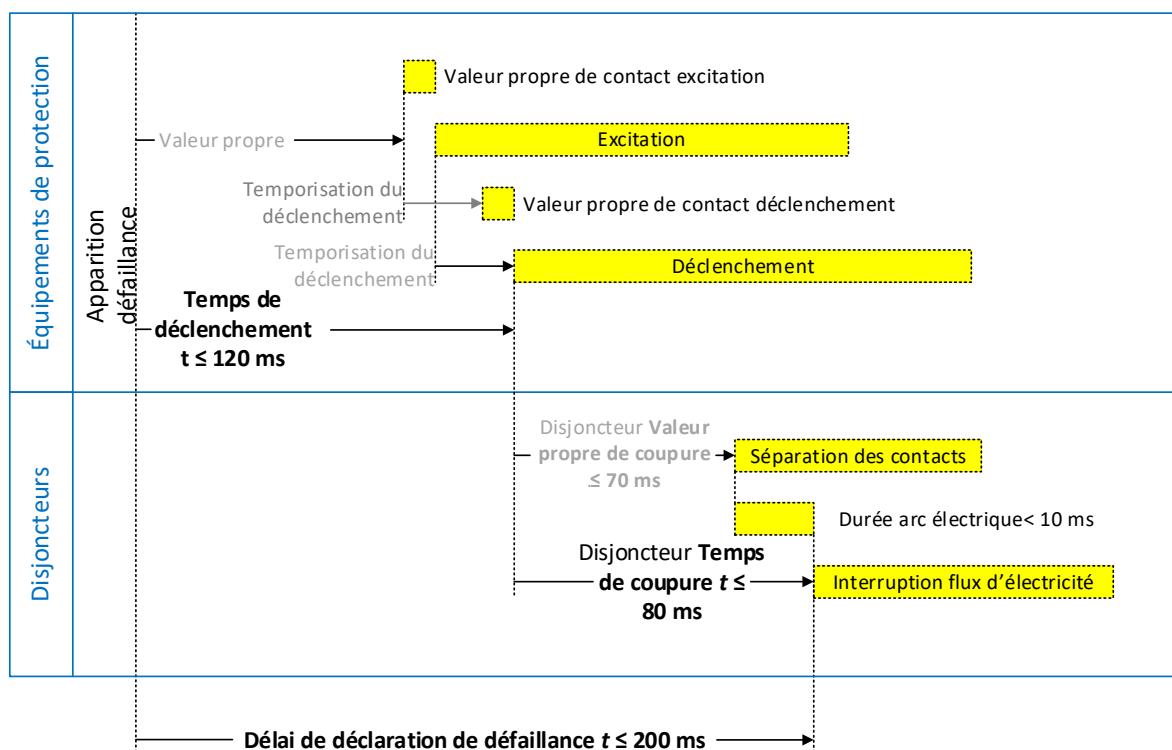


Figure 9: Temps de suppression de défaut dans des conditions idéales

- (4) Le temps de suppression de défaut peut augmenter, par exemple, en fonction des répétitions de mesures, de la temporisation du temps de désactivation selon la tension de bobine DC ou de l'absence prolongée d'activation du commutateur de puissance.

## 6.2 Commentaires relatifs au temps de déclenchement

- (1) Comme l'illustre la Figure 10, le filtrage et la stabilisation des mesures de la fréquence peuvent prolonger le propre temps et prévenir les fonctionnements intempestifs.

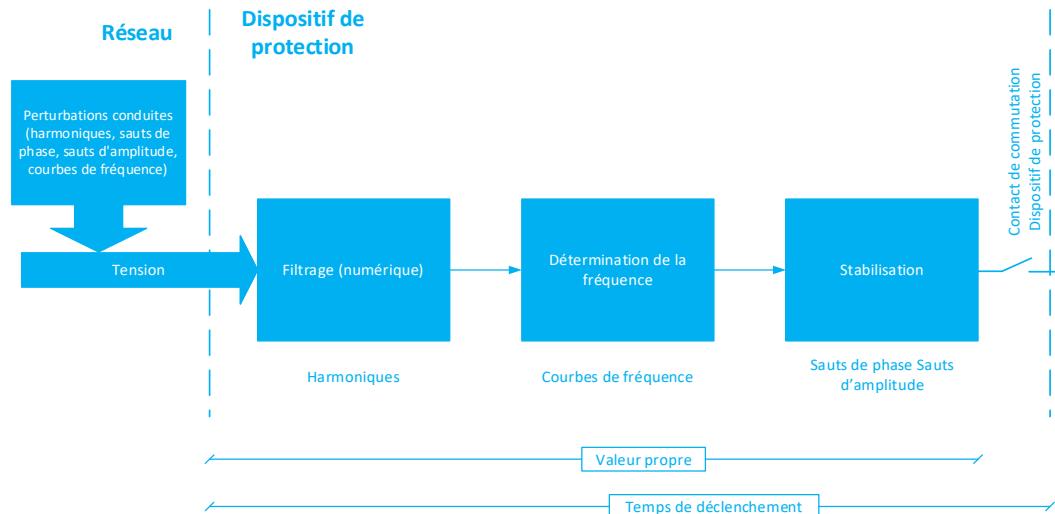


Figure 10: Vue d'ensemble du temps de déclenchement d'un appareil de protection

- (2) L'utilisation d'éventuels délais de temporisation requiert une attention particulière.
- (3) L'étude de plausibilité des temps de déclenchement mesurés s'appuie sur des procédés de contrôle simples et homogènes utilisant des indicateurs strictement sinusoïdaux.
- (4) Les propres temps se répartissent entre filtrage, calcul de la fréquence et stabilisation. Des fenêtres de mesures trop courtes ou l'absence de stabilisation peuvent entraîner des déclenchements intempestifs.
- (5) Exemples de facteurs pouvant entraver la mesure de la fréquence et susciter un déclenchement intempestif ou un blocage:
- Composants non linéaires dans les appareils de protection
  - Couplages magnétiques et capacitifs dans le réseau et les installations de couplage
  - Sauts de tension et d'amplitude dans le réseau
  - Sauts de tension et de phase dans le réseau
  - Combinaison de sauts de tension, d'amplitude et de phase (cas le plus fréquent)
  - Saut de fréquence dans le réseau sans saut d'amplitude ou de phase
  - Phénomènes transitoires lors d'un défaut de terre et d'un court-circuit dans le réseau, de leur correction et du régime transitoire consécutif. Une vigilance particulière est requise en cas de courts-circuits à la terre dans des réseaux à basse impédance.
  - Processus de couplage avec part décroissante de courant continu
  - Convertisseurs de fréquence

- (6) Il est donc essentiel de filtrer ou de stabiliser correctement les fonctions de fréquence. Une mesure sûre et précise de la fréquence nécessite une fenêtre horaire correspondante. En conséquence, les propres temps des fonctions de protection de fréquence sont nettement supérieurs, par exemple, à ceux de la protection électrique.

## 7. Réalisation

### 7.1 Principes de base pour la réalisation

- (1) La protection contre les sous-fréquences doit être installée dans la sous-station, au niveau de la sortie de ligne MT, en fonction du sens de la puissance active. D'autres lieux de montage sont également possibles dans des cas exceptionnels et dans les installations existantes. Les installations sont de plus en plus souvent équipées de départs de lignes où des injections variables et décentralisées ne permettent plus d'identifier clairement la direction (Figure 6, cas 2). Dans les installations dont les départs de lignes n'ont que des charges, une protection de fréquence sans critère de direction de la puissance active suffit.

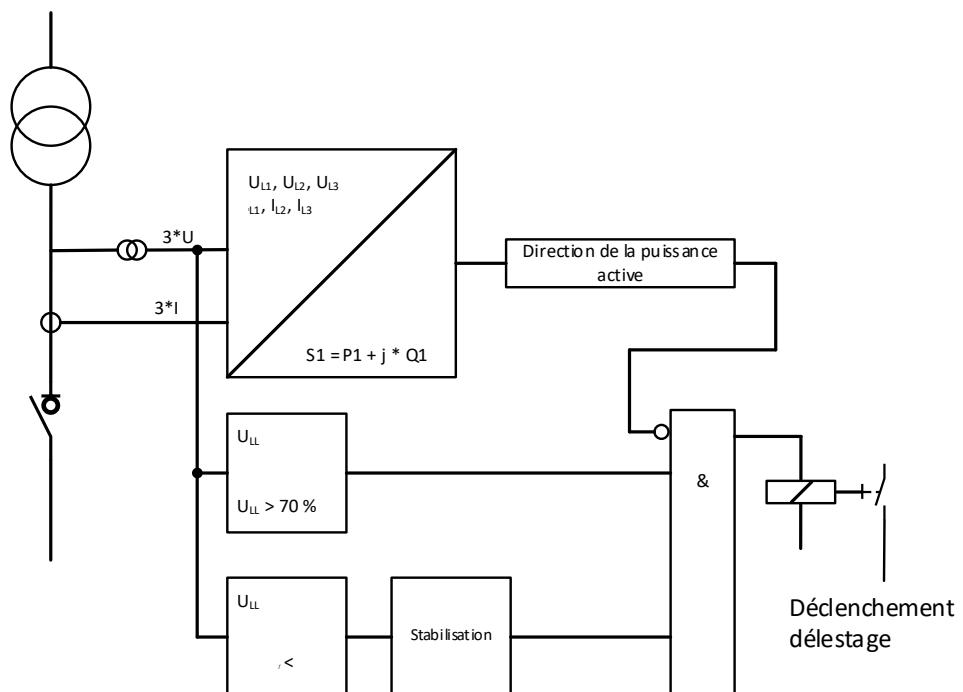


Figure 11: Couplage de principe de la fonction de protection de fréquence selon la direction de la puissance active

## 7.2 Blocage de tension

- (1) Les analyses de l'ENTSO-E après les incidents UFLS ont révélé des incidents accompagnés d'un effondrement simultané de la tension. Il est donc impératif que des appareils de protection UFLS correctement paramétrés puissent déployer tous leurs effets grâce au blocage de tension.
- (2) Les deux exemples de calcul suivants décrivent plus en détail le réglage du blocage de tension de l'UFLS pour une tension de service inférieure à 70 %.

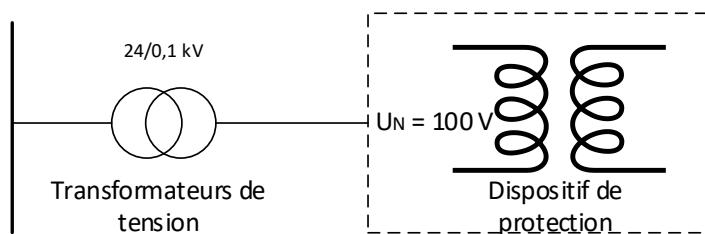


Figure 12: Exemple de calcul du blocage de tension

Tension nominale  $U_n$ : 24 kV

Tension d'exploitation  $U_c$ : 21,4 kV

- (3) Dans ces deux exemples, on veillera à ce que la sortie du transformateur de tension et une entrée de l'appareil de protection aient une tension de 100 V. Sinon, cette différence devrait également être prise en compte. Des valeurs primaires sont saisies en fonction des appareils de protection.
- (4) Exemple de calcul 1: le blocage de tension n'est pas réglé de manière optimale. Dans l'appareil de protection, la valeur de 70 % ou 0,7 est paramétrée sans tenir compte de la conversion du transformateur de tension et de la valeur initiale des appareils de protection. La tension serait donc bloquée à  $24 \text{ kV} \times 0,7 = 16,8 \text{ kV}$ . Toutefois, la valeur correcte serait  $21,4 \text{ kV} \times 0,7 = 14,98 \text{ kV}$ , ce qui signifie que l'appareil de protection bloquerait la tension 1,82 kV trop tôt.
- (5) Exemple de calcul 2: si le calcul s'effectue dans le sens inverse, soit  $21,4 \text{ kV} \times 0,7 = 14,98 \text{ kV}$  avec division par le facteur de conversion du transformateur de 240 ( $24\,000 \text{ V}/100 \text{ V}$ ), il en résulte un réglage de  $14\,980 \text{ V}/240 = 62,42 \text{ V}$  ou 0,62.



## **8. Groupes de réseau UFLS**

- (1) La société nationale du réseau de transport organise les groupes de réseau UFLS avec les GRD concernés. Les gestionnaires de réseau du niveau de réseau 2 peuvent en premier lieu organiser eux-mêmes les groupes de réseau UFLS. Il leur est également possible de déléguer cette tâche aux GRD qui leur sont subordonnés. Au sein de chaque groupe de réseau UFLS, un poste fixe et prédéfini est chargé de la coordination. La coordination des différents groupes UFLS est assurée par la société nationale du réseau de transport. La composition de chaque groupe est le fruit d'une étroite collaboration entre la société nationale du réseau de transport et les GRD.
  - Si un GRD dispose d'un réseau de distribution suffisamment grand pour assurer lui-même l'ensemble de la rotation, indépendamment du niveau de réseau, il est lui-même responsable du respect des consignes et du reporting.
  - Plusieurs GRD peuvent se regrouper pour former une association de réseau UFLS et assurer seuls les rotations, indépendamment du niveau de réseau. Dans ce cas, un GRD se charge de la coordination et établit un reporting commun.
  - Si un GRD disposant d'un raccordement direct au niveau de réseau 1 ne peut assumer seul la rotation, et s'il n'a pas de partenaires, il recherche une solution avec la société nationale du réseau de transport.
  - Si un GRD ne peut pas respecter les prescriptions applicables aux groupes de délestage en raison d'une charge individuelle supérieure à 8,25 % du total de la charge de référence du réseau, il peut malgré tout gérer un groupe de réseau UFLS propre. Dans ce cas, la société nationale du réseau de transport veille de nouveau à l'équilibre dans la zone de réglage Suisse.
- (2) REMARQUE: si le concept UFLS existant d'un gestionnaire de réseau de distribution l'empêche de constituer 16 groupes de réseau UFLS — p. ex. si seuls des postes de transformation entiers équipés d'un appareil UFLS sont mis hors tension —, il peut, le cas échéant, former une association de groupes de réseau UFLS avec d'autres GRD. Cette solution permet d'éviter de coûteux investissements, comme l'adaptation des déclenchements UFLS pour chaque ligne ou transformateur.



## **9. Services-système**

- (1) De manière générale, l'UFLS doit être réalisé aux sorties départs moyenne tension de la sous-station. De ce fait, il se peut que les services-système des niveaux de réseau inférieurs soient désactivés automatiquement après un incident UFLS et qu'ils ne soient donc plus disponibles.

## **10. Aspects techniques et opérationnels**

### **10.1 Blocage temporaire de la fonction UFLS**

- (1) La fonction UFLS peut être bloquée dans les cas suivants. Le blocage temporaire doit être réglé à un minimum.
- Les appareils de protection à raccordement triphasé peuvent être munis d'une surveillance de circuit de mesure qui, au moment de la réponse, déclenche le blocage de la fonction de protection de fréquence. En outre, la fonction de fréquence peut être bloquée lorsque l'on passe à un palier non défini dans le cadre d'une commande externe des paliers, en cas de manœuvres de couplage lors de l'exploitation du réseau ou lorsque la tension auxiliaire est trop basse et que la sécurité du déclenchement ne peut pas être garantie. Dans ces conditions, le blocage à distance présente un intérêt.
  - Lorsqu'un réseau de distribution est délibérément géré en îlotage, à savoir séparément du réseau ENTSO-E CE, la fonction UFLS peut éventuellement être bloquée. Sur de tels réseaux, les prescriptions de rang supérieur de l'«Emergency and Restoration Codes» ne s'appliquent plus.
  - Dans le réseau moyenne tension concerné, pendant un défaut de terre ou un court-circuit dans le réseau.
  - Lors de couplages opérationnels brefs dans le réseau moyenne tension, par exemple si deux sous-stations sont commutées simultanément pour une courte durée via un câble de liaison. Cela permet d'éviter toute surcharge.
  - Lors de la mise en circuit de grands réseaux de câbles moyenne tension via le transformateur NR 4, un blocage rapide de l'UFLS peut être avantageux, car la protection UFLS entrave, le cas échéant, la remise en service du réseau (hausse importante du courant d'appel).

### **10.2 Dérivations exclues de l'UFLS**

- (1) Les besoins propres d'une sous-station peuvent être exclus de l'UFLS pour assurer un rétablissement sûr du réseau.

### **10.3 Prise en compte de déclenchements UFLS en cas d'anneaux MT**

- (1) Si les départs de ligne dans le réseau moyenne tension sont activés en anneaux, il n'est pas toujours certain que les lignes concernées aient toutes la même direction de puissance et, partant, puissent être déclenchées ou bloquées simultanément. Il peut en résulter des déclenchements en cascade. Il n'est pas judicieux de tenir compte de départs de lignes individuels activés en anneau pour que le temps de déclenchement soit le même au niveau de l'anneau entier.

## 10.4 Transformateurs ou jeux de barres fonctionnant à vide

- (1) Au terme d'un incident UFLS, le jeu de barres peut parfois fonctionner à vide et sans départs. Il est donc important de prévoir des dispositifs de protection contre la ferrorésonance (bobinages d'amortissement) dans les transformateurs de tension en moyenne tension (cf. Figure 13). Une mesure préventive efficace peut être, par exemple, une résistance d'amortissement sur un bobinage en triangle ouvert des transformateurs de tension.

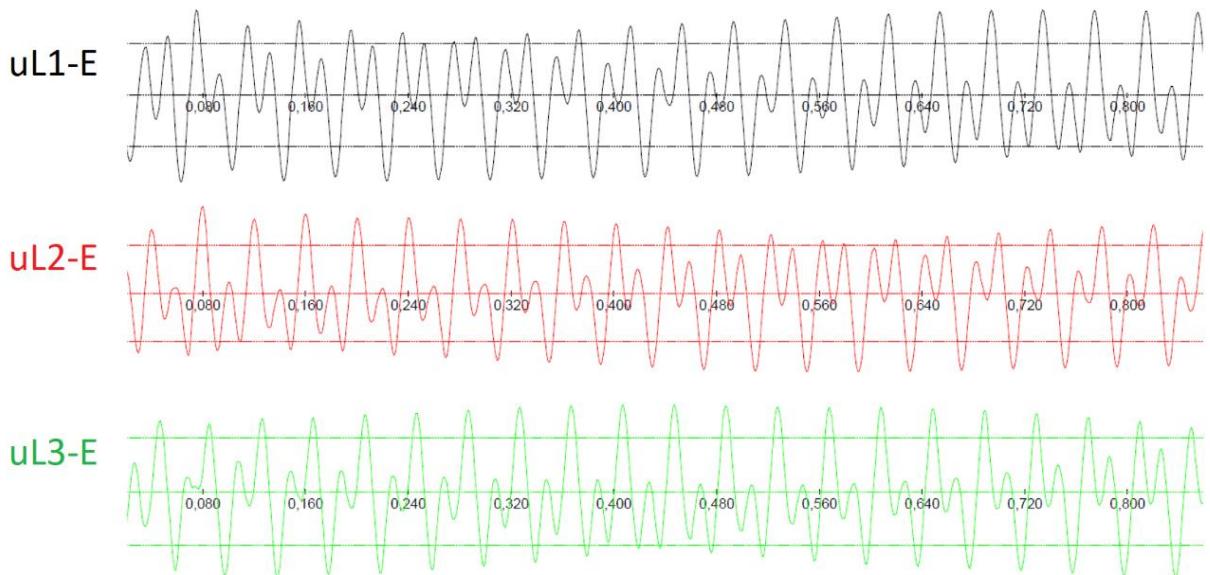


Figure 13: Exemple de ferrorésonance affectant un jeu de barres MT fonctionnant à vide



## 11. Centrales de pompage-turbinage et accumulateurs à batterie

### 11.1 Centrales de pompage-turbinage

- (1) Les pompes étant également considérées comme des charges, il est absolument indispensable de les déconnecter automatiquement du réseau en cas de sous-fréquence, indépendamment du point de raccordement. Le Tableau 2 présente les données clés les plus importantes. Les pompes doivent toujours être déclenchées automatiquement avec les données prescrites, indépendamment des considérations liées aux charges de référence du réseau ou du raccordement au réseau.

Propriétés	Paramètres	Remarques
Courant de validation pour le déclenchement de la fréquence	--	$0,70^*U_c$ , tensions Ph-Ph
Protection de fréquence – palier 1	Fréquence	49,5 Hz
	Temporisation	10 s
Protection de fréquence – palier 2	Fréquence	49,2 Hz
	Temporisation	300 ms

Tableau 2: Recommandation relative aux réglages de protection des pompes

- (2) La remise en circuit service s'effectue en collaboration, concertation et coordination avec la société nationale du réseau de transport et les gestionnaires de réseau en amont, comme dans le cas d'un rétablissement du réseau.

### 11.2 Accumulateurs

- (1) Pour l'instant, le ENTSO-E et la société nationale du réseau de transport n'ont encore édité aucune prescription de rang supérieur spécifique aux accumulateurs. Les accumulateurs installés en Suisse affichent d'ores et déjà une puissance totale pouvant impacter négativement le réseau global en cas d'incident UFLS.
- (2) En cas de puissance soutirée, les accumulateurs SDL préqualifiés par contrat doivent présenter un réglage de la puissance active dépendant de la sous-fréquence pour la stabilisation de la fréquence.
- (3) Les modalités de réglage recommandées pour les accumulateurs SDL sont les suivantes: le réglage de la puissance active dépendant de la sous-fréquence pour la puissance soutirée du réseau doit être réalisé dans la bande de fréquence située entre 49,8 et 49,2 Hz. Ces prescriptions s'appuient sur les exigences relatives aux centrales de pompage-turbinage. Ce faisant, le réglage de la puissance active dépendant de la sous-fréquence réfère toujours à la puissance active actuelle en cas de seuil inférieur à 49,8 Hz (100 %). La puissance soutirée doit être réduite progressivement et s'inscrire à 0 % pour 49,2 Hz.
- (4) Un réglage général de la puissance active dépendant de la fréquence pour la hausse de la puissance injectée dans le réseau sera défini à une date ultérieure.

## 12. Exigences concernant la fonction de protection de la fréquence et ses plages de réglage

- (1) La fonction de délestage automatique sur seuil de fréquence peut être intégrée dans des relais distincts, mais aussi dans un dispositif de commande ou de protection déjà existant. Dans les deux cas, les spécifications techniques relatives aux dispositifs de protection énoncées dans la directive de la VDN sur les systèmes de protection numériques («Digitale Schutzsysteme», en allemand) et dans le guide du FNN sur les systèmes de protection («Leitfaden Schutzsysteme», en allemand) s'appliquent, aussi bien aux appareils de protection qu'à l'exécution technique.
- (2) En raison du découplage des problèmes de tension et de fréquence, la fonction de protection ne doit être déclenchée qu'à partir des réglages recommandés, afin d'éviter les fonctionnements intempestifs.

Propriétés	Gran-deur de mesure	Plage de réglage	Période	Réglages recommandés et remarques
Tension de validation pour le déclenchement de la fréquence	$U_{\text{bloc}}$	$0,30 - 0,90 * U_n$ $U_n$ rapportée aux grandeurs de mesure du transformateur	$0,01 * U_n$	$0,70 * U_c$ $U_c$ désigne la tension phases-phases conventionnelle ou la tension d'exploitation. Cf. exemples de calcul au chap. 0
Plage de fréquence	$f$	$45,0 - 55,0 \text{ Hz}$	$50 \text{ mHz}$	Réglage conformément au plan de délestage
Précision de mesure	$f$	$\leq 30 \text{ mHz}$	---	
Temps de déclenchement	Temps	$\leq 120 \text{ ms}$	---	
Temporisation du déclenchement réglé dans l'appareil de protection	Temps	$0 - 20 \text{ sec}$	$10 \text{ ms}$	
Gradient de fréquence	$df/dt$	---	---	Fonction bloquée pour le moment
Nombre de paliers de fréquence	--	$1 - 8$	1	Réseau de distribution: min. un palier, de préférence huit  Pompe: min. deux paliers
Courant minimal pour la détection de la direction de la puissance active	$I_{\min}$	$0,02 - 0,20 * I_n$ $I_n$ rapportée au courant assigné du transformateur	---	2 ... 5 % du courant assigné du transformateur
Seuil de réponse pour la puissance active	$P_{\min}$	$0,01 - 0,10 * S_n$	---	2 ... 5 % de $S_n$ $S_n$ est la puissance apparente assignée de l'appareil de protection (p. ex. 100 V; 1 A).

Tableau 3: Valeurs de réglage pour le délestage sur seuil de fréquence

- (3) Pour empêcher un fonctionnement intempestif de la détection de la direction de la puissance active, il est nécessaire d'introduire un courant minimal de 2 à 5 % du courant assigné du transformateur. Pour les mesures, on peut soit calculer et évaluer les grandeurs du système direct, soit procéder à une mesure d'angle au moment de la réponse.
- (4) Dans le cas d'une détection de la direction de la puissance active dans le sens de l'injection vers le réseau superposé, le déclenchement est bloqué par la protection de fréquence. Dans la Figure 14, les zones hachurées représentent la «direction de la puissance active vers le réseau superposé», qui bloque le déclenchement.

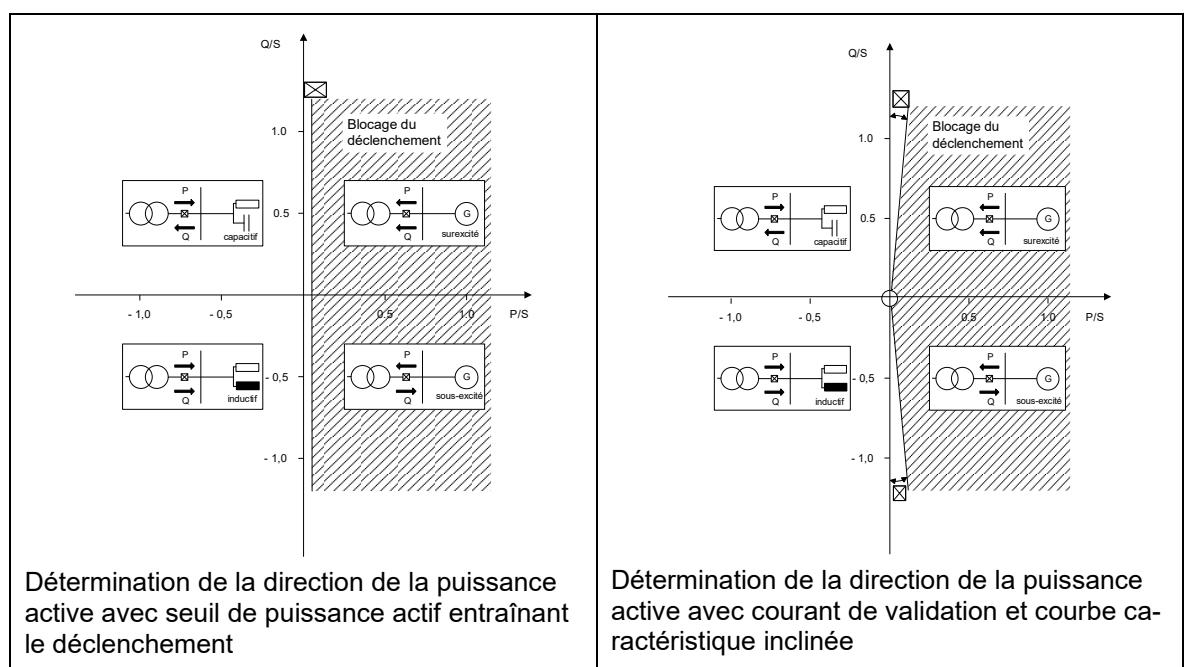


Figure 14: Exemples de détection de la direction de la puissance active

## 13. Procédés envisageables pour le contrôle de la fonction de protection de la fréquence

- (1) Lors de l'examen de la protection, une distinction fondamentale est faite entre les essais de types et le contrôle périodique. Il est admis que les essais de types sont assurés par le fabricant de l'appareil de protection et qu'ils font partie intégrante du justificatif de fonctionnement.
- (2) Les essais de types pour le fonctionnement de la protection de fréquence correspondent essentiellement aux exigences CEI 60255-181. La preuve *ad hoc* doit être apportée par le fabricant de l'appareil de protection.
- (3) Lors de la mise en service initiale et du contrôle périodique, il n'est pas nécessaire de reprendre tous les points contrôlés lors de l'essai de type. L'exploitant du dispositif de protection choisit librement les étapes du contrôle qu'il souhaite répéter.
- (4) Conformément à la section 4, art. 18 de l'ordonnance sur le courant fort, la périodicité des contrôles des dispositifs de protection UFLS ne doit pas excéder cinq ans.
- (5) Les sous-chapitres ci-après décrivent des procédés de contrôle possibles.

### 13.1 Sous-fréquence avec tension nominale et fourniture de puissance active

- (1) La fonction de sous-fréquence doit être déclenchée par un saut de fréquence défini. En cas de tension nominale  $U_c$ , il convient de sélectionner la fréquence initiale de 100 mHz au-dessus du seuil de réponse de la fonction de sous-fréquence. En présence d'un défaut, la fréquence de contrôle est réduite brusquement de 200 mHz après un avant-défaut d'au moins  $5 \times 120$  ms. Le temps de déclenchement, y c. la décision concernant la direction et les propres temps des appareils de protection, ne peut dépasser 120 ms, même en cas de systèmes répartis (cf. chapitre 6.1, Figure 9).

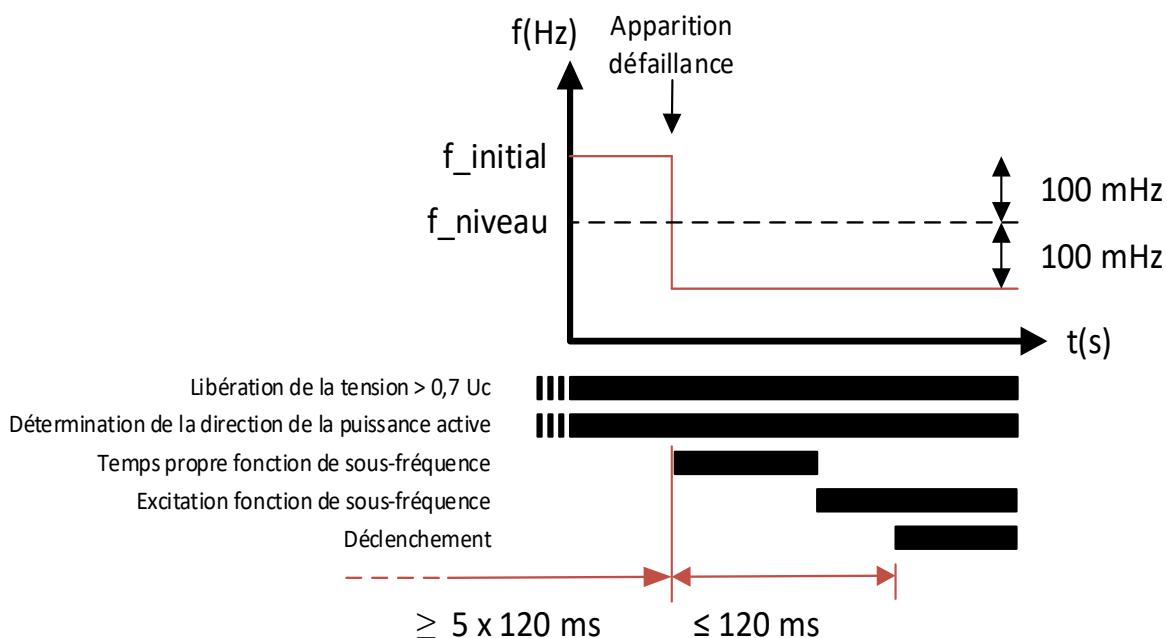


Figure 15: Contrôle de la fonction de sous-fréquence avec tension nominale

### 13.2 Sous-fréquence avec tension de validation non atteinte

- (1) Le contrôle de la fonction de sous-fréquence selon le chapitre 13.1 doit être répété avec une tension  $U_c$  inférieure à la tension de validation définie au chapitre 12. Aucun déclenchement ne doit se produire.

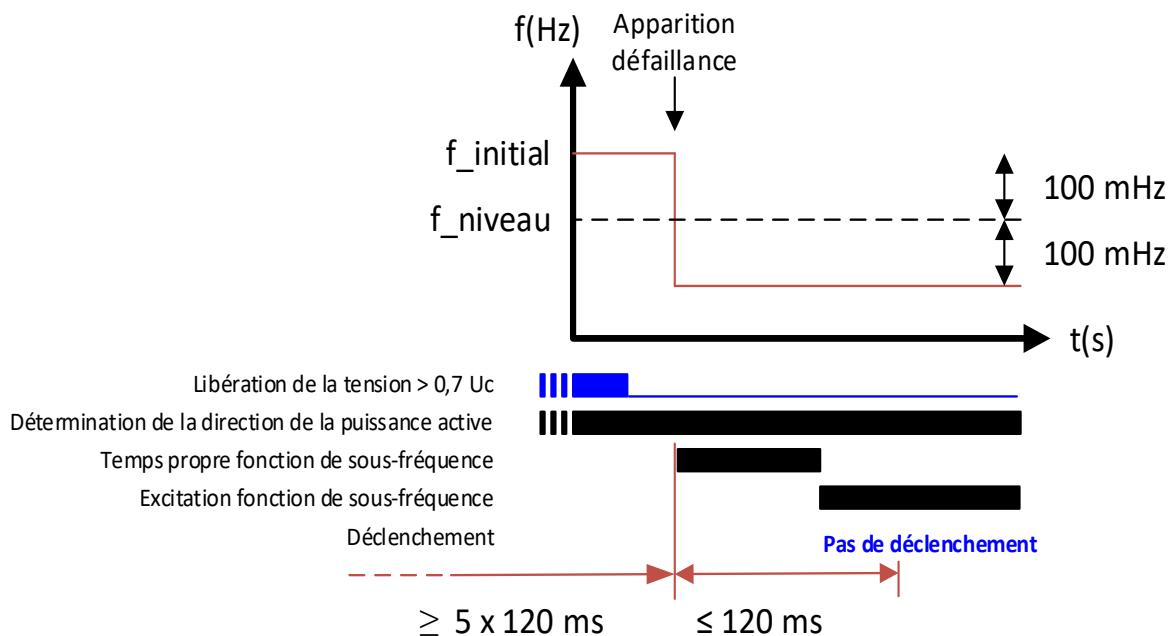


Figure 16: Contrôle de la fonction de sous-fréquence inférieure à la tension de validation



### 13.3 Contrôle de direction de la puissance active

- (1) Le contrôle de direction de la puissance active repose sur les trois cas de contrôle et résultats escomptés ci-après:
  - a) Puissance active > valeur seuil en cas de fourniture de puissance active = déclenchement
  - b) Puissance active dans la bande morte (0 kW) = déclenchement
- (2) Puissance active > valeur seuil en cas de puissance active soutirée = pas de déclenchement

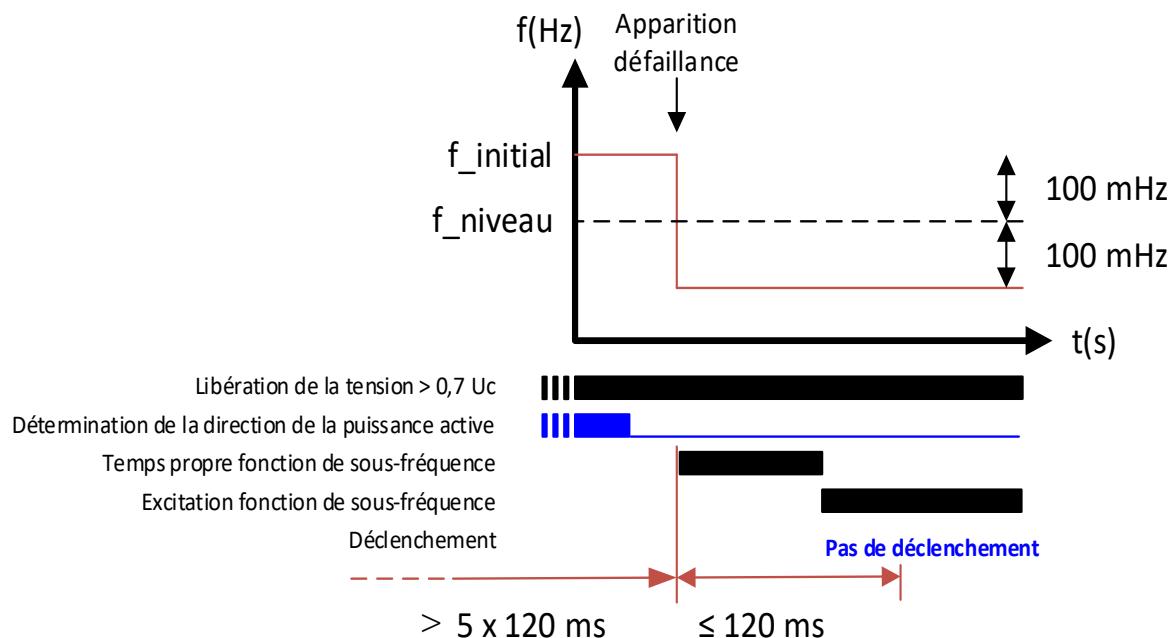


Figure 17: Contrôle de direction de la puissance active (exemple sans déclenchement)



## 14. Exemples de mise en œuvre

### 14.1 Sélection du groupe de charge UFLS au transformateur avec déclenchement dans le champ de ligne MT

- (1) Dans l'exemple ci-après, les fonctions UFLS sont réparties entre les champs de transformateurs et de lignes. La sélection du groupe de charge UFLS est effectuée dans le champ de transformateur, puis transmise par un bus du système de commutation à tous les appareils combinés dans les départs de lignes avec fonction UFLS orientée. La fonction UFLS dans les départs de lignes déclenche le commutateur de départ respectif pour autant que la puissance active soit écoulée. Une image subséquente du sectionneur permet de connecter la tension correspondante du jeu de barres à l'appareil combiné dans le but de détecter la direction, cf. Figure 18.

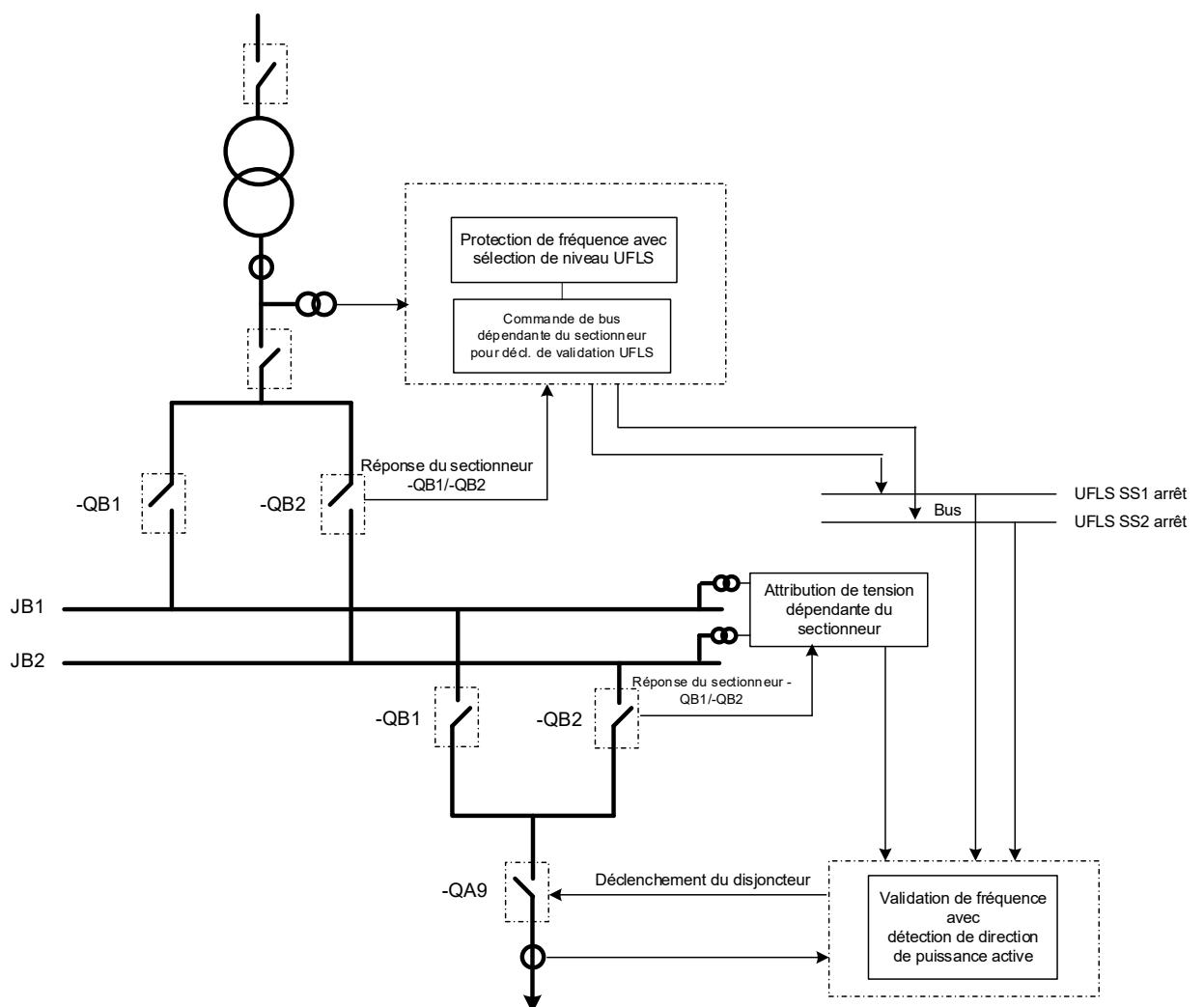


Figure 18: Exemple de sélection du groupe de charge UFLS au transformateur avec déclenchement dans le champ de ligne MT

- (2) On notera ici qu'en cas d'incident de fréquence, le signal est émis simultanément dans tous les appareils de protection pour éviter les temps de déclenchement en cascade.

- (3) La validation de fréquence dans le départ de ligne, par exemple avec une fonction de fréquence inférieure à 49,1 Hz, prévient les déclenchements intempestifs dus à des couplages ou autres actions.
- (4) La chaîne entière doit être vérifiée lors du contrôle du temps de suppression de défaut. Le bus induit une nouvelle temporisation de quelques dizaines de millisecondes.
- (5) Les tensions de divers transformateurs de tension ne doivent pas être interconnectées.

#### 14.2 Sélection du groupe de charge UFLS et déclenchement dans le champ de ligne MT

- (1) L'attribution du groupe de charge et la fonction UFLS orientée sont mises en œuvre dans un appareil combiné du champ de départ de ligne, cf. Figure 19.

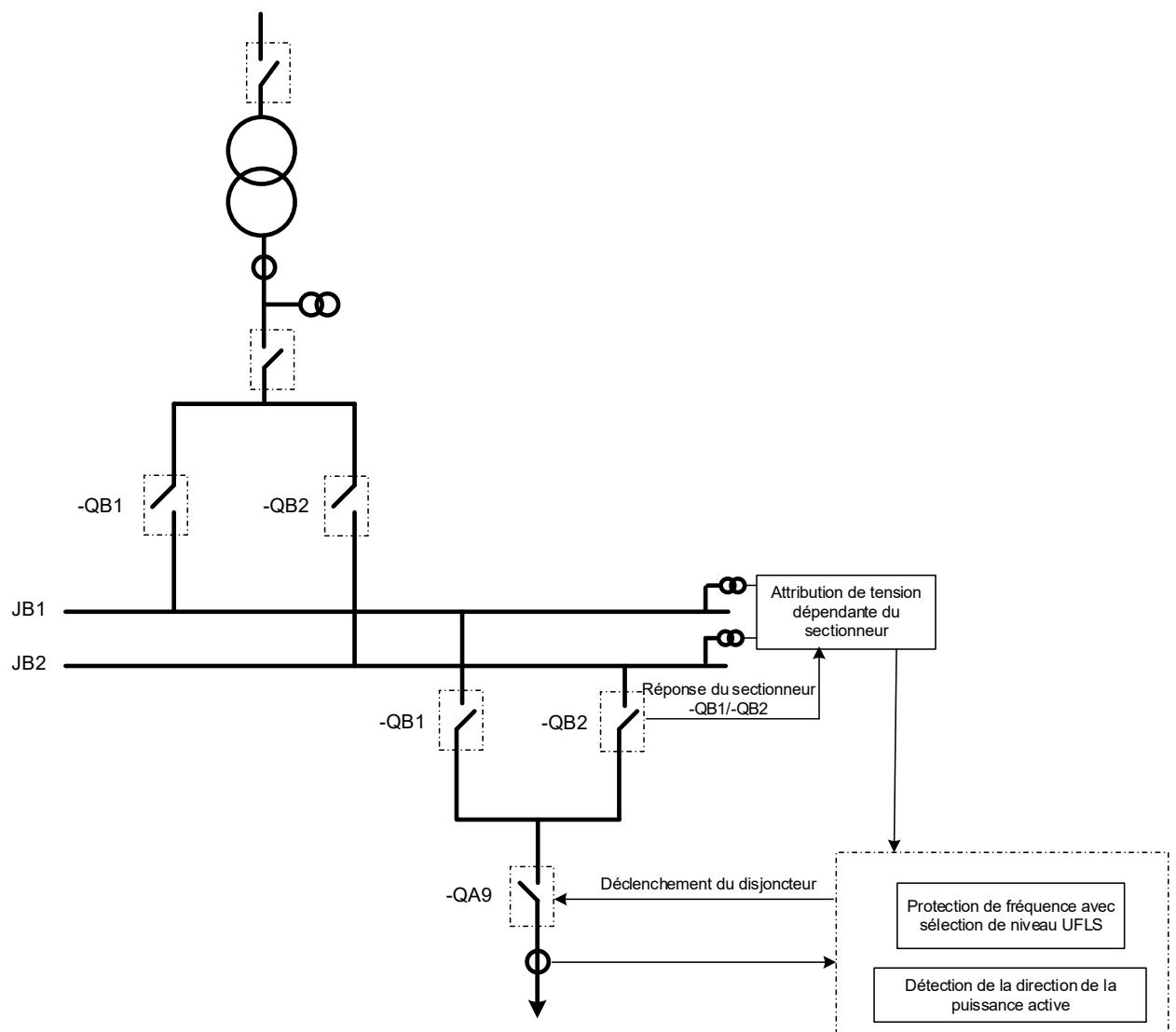


Figure 19: Exemple de sélection du groupe de charge UFLS et déclenchement dans le champ de ligne MT

- (2) Dans cette variante, toutes les fonctions UFLS sont réalisées dans le départ de ligne. Cette mise en œuvre convient notamment aux petites installations.
- (3) En présence d'un transformateur de tension dans le champ de ligne, il peut être renoncé à la mise sous tension du jeu de barres.

## 15. Comportement à adopter après un incident UFLS

### 15.1 Principes généraux

- (1) Un équipement mis hors tension par le biais de la fonction de protection UFLS ne peut être réenclenché sans validation. Font exception les manœuvres visant à assurer les besoins propres. La remise en circuit s'effectue en collaboration, concertation et coordination avec la société nationale du réseau de transport et les gestionnaires de réseau voisins, comme dans le cas d'un rétablissement du réseau. Le gestionnaire de réseau de distribution raccordé directement au réseau de transport doit assurer cette coordination avec tous les réseaux en aval impliqués.
- (2) Si un équipement exploité sur le réseau ENTSO-E CE est automatiquement mis hors tension lors d'un incident UFLS sans qu'il n'ait aucun rapport direct avec celui-ci, il peut être reconnecté conformément aux directives du GRD concerné, sans concertation préalable avec la société nationale du réseau de transport.
- (3) Si les prescriptions n'ont pas été respectées dans la zone de réglage Suisse, il faut s'assurer qu'un procès-verbal transparent puisse être établi rapidement après un incident UFLS. Pour ce faire, il est impératif que la société nationale du réseau de transport et les groupes de réseau UFLS collaborent étroitement. La coordination pour la zone de réglage Suisse est prise en charge par la société nationale du réseau de transport, en coopération avec les gestionnaires de groupes de réseau UFLS responsables.
- (4) Le système suisse de sensibilisation (SARA) pourrait être utilisé aussi bien pour le délestage que pour le réenclenchement des charges correspondantes. Il met en évidence les délestages et les réenclenchements.
- (5) Lors du réapprovisionnement faisant suite à un incident UFLS, il est admis que les charges sont mises en circuit par étapes. Une clé de répartition peut être définie préalablement pour les réseaux de distribution en aval. Celle-ci doit pouvoir être mise en œuvre facilement et doit être connue de tous les exploitants système de la cascade.

## **16. Reporting, monitoring et rédaction de procès-verbaux**

### **16.1 Reporting pour le réseau de distribution**

- (1) Les gestionnaires de réseau de distribution doivent veiller à ce que l'UFLS soit accessible sans discrimination, planifié de manière conforme et en état de fonctionnement dans toute la Suisse selon leur domaine de responsabilité. Par conséquent, ils doivent réaliser le reporting et le monitoring ainsi que rédiger les procès-verbaux. Les documents doivent être établis une fois par an conformément à l'«Emergency and Restoration Code»/1/.
- (2) Dans la mesure où les réglages actuels de l'UFLS doivent découler d'une concertation entre la société nationale du réseau de transport pour la zone de réglage Suisse et les gestionnaires de réseau de distribution, la documentation correspondante doit être mise à jour régulièrement. Par ailleurs, le responsable des groupes de réseau UFLS doit communiquer à la société nationale du réseau de transport au moins une fois par an, au premier trimestre, les charges de référence actuelles du réseau de chaque groupe de délestage actif. Un modèle de rapport est reproduit à la Figure 20.
- (3) Le reporting se fait toujours via le gestionnaire de distribution ou l'exploitant de centrale directement raccordé dans la cascade.



**Reporting UFLS pour**

**2016**

**swissgrid**

Nom du groupe de reporting UFLS:

EE Exemple

Charge réseau totale de l'année précédente [MW]:

100 MW

Bande passante d'un niveau UFLS (min./moy./max.)	5.0	6.3	8.3	MW
	5%	6.25%	8.25%	

Numéro de niveau (optionnel)	Fréquence [Hz]	Nombre de points de délestage	Délestage par niveau	Rempli	Délestage cumulé [MW]			Remarques	
					Pointe passante niveau UFLS	CIBLE min.	CIBLE moy.	CIBLE max.	
3A	49.00	2	5.3	ja	5.00	6.25	10.00	5.3	5.3 ja
3B	48.85	2	4.9	nein	10.00	12.50	16.50	10.2	10.2 ja
4A	48.70	6	5.4	ja	15.00	18.75	24.75	15.6	15.6 ja
4B	48.55	2	6.1	ja	20.00	25.00	33.00	21.7	21.7 ja
5A	48.40	2	5.3	ja	25.00	31.25	41.25	27	27.0 ja
5B	48.25	2	5.2	ja	30.00	37.50	49.50	32.2	32.2 ja
6A	48.10	2	6.3	ja	35.00	43.75	52.00	38.5	38.5 ja
6B	48.00	3	6.2	ja	38.00	50.00	52.00	44.7	44.7 ja

Points d'interconnexion vers le réseau de transport (NR 1):

Nom de l'installation	Transformateurs	Répartition
Station A	T1 - T3 - T5	50%
Station B	T1 - T2 - T3	15%
Station C	T1 - T2	15%
Station D	T1 - T2	10%
Station E	T2	10%

Répartition de la charge sur les points de couplage communs amonts en mode de commutation normal (valeurs arrondies)

Les sociétés suivantes sont incluses dans ce rapport:

EE Exemple A	
EE Exemple B	

Société coordinatrice/interlocutrice pour le reporting UFLS:	Date, lieu
EE Exemple	

Figure 20: Modèle de rapport pour GRD

Points d'interconnexion vers le réseau de transport (NR 1):

Nom de l'installation	Transformateurs	Répartition
<b>Sous-réseau région A</b>		
Station AA	T1 - T5	50%
Station AB	T1 - T2	50%
<b>Sous-réseau région B</b>		
Station BA	T1 - T3	80%
Station BB	T1 - T2	10%
Station BC	T1 - T2	10%
<b>Sous-réseau région C</b>		
Station CA	T1 - T4	60%
Station CB	T3 - T6	40%

Figure 21: Exemple pour GRD avec plusieurs points d'interconnexion NR 1/réseaux partiels

## **16.2 Reporting des centrales de pompage-turbinage**

- (1) À la demande de la société nationale du réseau de transport, les exploitants de centrales de pompage-turbinage doivent confirmer tous les cinq ans les réglages UFLS et, ainsi, la planification et le fonctionnement conformes de l'UFLS relevant de leur domaine de responsabilité. Ils doivent assurer le reporting, le monitoring et la rédaction des procès-verbaux correspondants.
- (2) Le reporting se fait toujours via le gestionnaire de distribution ou l'exploitant de centrale directement raccordé dans la cascade.



## **17. Perspectives**

- (1) Il convient d'examiner également l'application d'autres critères tels que le taux de variation de la fréquence ou *Rate of Change of Frequency* (RoCoF). Au moment de renouveler les appareils de protection compétents en matière d'UFLS, il est recommandé de choisir des modèles déjà équipés de la fonction «df/dt» pour qu'une activation ultérieure ne requière ni remplacement d'appareil ni remise à niveau du microprogramme. La fonction RoCoF devrait pouvoir être combinée avec des niveaux de sous-fréquence.
- (2) Dans le contexte de la future hausse des injections décentralisées aux niveaux de réseau 7 et 5, il y a lieu d'examiner des attributions de groupes UFLS adaptatives pour que les objectifs de délestage imposés puissent être respectés à tout moment, indépendamment de l'heure de la journée et des conditions climatiques.
- (3) Le lien entre les futurs incidents UFLS et les incidents de tension simultanés devra être analysé de plus près afin de garantir une meilleure coordination des réglages.
- (4) Des SDL-UFLS (réduction de la charge) devraient être prévus pour les clients industriels en cas de besoin. À l'étranger, ces SDL, indemnités comprises, sont déjà proposés depuis longtemps.

