



Recommandation de la branche

# Mesures visant à éviter les états de réseau critiques en matière de tension

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

MACV – CH 2025

## Impressum et contact

### Éditeur

Association des entreprises électriques suisses AES  
Hintere Bahnhofstrasse 10  
CH-5000 Aarau  
Téléphone +41 62 825 25 25  
info@electricite.ch  
www.electricite.ch

### Auteurs et autrices de la première édition

| Prénom Nom       | Entreprise                                                                                | Fonction                               |
|------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|
| Bruno Wartmann   | ewz (jusqu'au 31.10.2023)<br>wab consulting Inhaber Wartmann GmbH (à partir du 1.11.2023) | Responsable du GT<br>Responsable du GT |
| Katharina Küng   | ewz                                                                                       | Membre du GT                           |
| David Lehen      | CKW                                                                                       | Membre du GT                           |
| Bernd Indlekofer | Axpo Grid AG                                                                              | Membre du GT                           |
| Cédric Bucholzer | Groupe E                                                                                  | Membre du GT                           |
| Lucca Giacolini  | AET                                                                                       | Membre du GT                           |
| Walter Sattinger | Swissgrid (jusqu'au 30 juin 2025)                                                         | Membre du GT                           |
| Martin Albisser  | Swissgrid                                                                                 | Membre du GT                           |
| Fabian Streiff   | Swissgrid                                                                                 | Membre du GT                           |
| Yannick Brodard  | BKW                                                                                       | Membre du GT                           |
| Patrick Bader    | 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                                                             |
|-------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| 23.11.2023              | Attribution du mandat par la commission Technique des réseaux et exploitation |
| Avril 2024              | Début des travaux du groupe de travail (GT)                                   |
| 10.04.2025 – 23.05.2025 | Consultation au sein de la branche                                            |
| 04.12.2025              | 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 04.12.2025.

---

### 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.

### Égalité linguistique entre femmes et hommes

Dans le souci de faciliter la lecture, seule la forme masculine est utilisée dans le présent document. Toutes les fonctions et les désignations de personnes s'appliquent toutefois à tous les sexes. Merci de votre compréhension.

## Table des matières

|                                                                                                                                                       |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Préface .....                                                                                                                                         | 7  |
| 1. Introduction .....                                                                                                                                 | 8  |
| 1.1 Généralités .....                                                                                                                                 | 8  |
| 1.2 Documents supérieurs et documents connexes.....                                                                                                   | 9  |
| 2. Introduction au sujet des mesures de dernier recours.....                                                                                          | 10 |
| 3. Difficulté liée au maintien de la tension .....                                                                                                    | 12 |
| 3.1 Introduction.....                                                                                                                                 | 12 |
| 3.2 Situation actuelle et développement du réseau de transport suisse .....                                                                           | 13 |
| 3.2.1 Surtensions dans le réseau de transport le 15 mars 2020 .....                                                                                   | 13 |
| 3.2.2 Menace d'effondrement de la tension le 2 septembre 2021 dans la région du lac de Constance.....                                                 | 15 |
| 4. Bases .....                                                                                                                                        | 16 |
| 4.1 Généralités .....                                                                                                                                 | 16 |
| 4.2 Système de dénomination de consommation.....                                                                                                      | 16 |
| 4.3 Corrélation entre la tension et la puissance réactive .....                                                                                       | 17 |
| 4.4 Méthodes pour influencer la puissance réactive.....                                                                                               | 18 |
| 4.5 Topologie du réseau .....                                                                                                                         | 19 |
| 4.5.1 Tension trop basse.....                                                                                                                         | 20 |
| 4.5.2 Tension trop élevée .....                                                                                                                       | 20 |
| 4.6 Comportement des lignes.....                                                                                                                      | 20 |
| 4.7 Comportement des centrales électriques et des installations productrices d'énergie (IPE) .....                                                    | 22 |
| 4.8 Comportement des consommateurs .....                                                                                                              | 23 |
| 4.9 Comportement des transformateurs .....                                                                                                            | 23 |
| 4.9.1 Flux de bouclage de puissance réactive .....                                                                                                    | 24 |
| 4.9.2 Réglage du niveau des transformateurs.....                                                                                                      | 24 |
| 5. Concepts visant à éviter les états de réseau critiques en matière de tension dans le cadre de la planification du réseau et de l'exploitation..... | 26 |
| 5.1 Planification du réseau .....                                                                                                                     | 26 |
| 5.2 Planification de l'exploitation.....                                                                                                              | 26 |
| 6. Concepts visant à éviter les états de réseau critiques en matière de tension dans le cadre de la gestion du réseau.....                            | 27 |
| 6.1 Vue d'ensemble des mesures possibles .....                                                                                                        | 27 |
| 6.2 Description des différentes mesures.....                                                                                                          | 27 |
| 6.2.1 Maintien de la tension obligatoire et surobligatoire .....                                                                                      | 27 |
| 6.2.2 Utilisation d'installations de compensation NR1 .....                                                                                           | 28 |
| 6.2.3 Modification de la topologie du NR1.....                                                                                                        | 29 |
| 6.2.4 Abandon des travaux sur le NR1 .....                                                                                                            | 29 |
| 6.2.5 Redispatching de la tension NR1 .....                                                                                                           | 29 |
| 6.2.6 Mise à disposition de la puissance réactive par un GRTE .....                                                                                   | 29 |
| 6.2.7 Utilisation d'installations de compensation NR2/3 .....                                                                                         | 29 |
| 6.2.8 Modification de l'injection pour la puissance réactive au sein des IPE du NR3/5.....                                                            | 30 |
| 6.2.8.1 Intervention dans des centrales raccordées directement .....                                                                                  | 30 |
| 6.2.8.2 Centrales électriques dans les réseaux en aval .....                                                                                          | 31 |
| 6.2.9 Modification de la topologie du NR3 sans perte de la sécurité (n-1).....                                                                        | 31 |

|           |                                                                                                         |    |
|-----------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 6.2.10    | Blocage du réglage du niveau des transformateurs.....                                                   | 32 |
| 6.2.11    | Modification de la topologie du NR3 avec perte de la sécurité (n-1).....                                | 33 |
| 6.2.12    | Modification du réglage du niveau des transformateurs du NR2.....                                       | 33 |
| 6.2.13    | Mises hors tension manuelles.....                                                                       | 33 |
| 6.2.14    | Flux de bouclage de puissance réactive du NR1.....                                                      | 33 |
| 6.2.15    | Flux de bouclage de puissance réactive du NR2.....                                                      | 34 |
| 6.2.16    | Augmentation de la charge par le biais d'une réduction de l'injection .....                             | 34 |
| 6.2.17    | Délestage des réseaux capacitifs avec énergie refoulée, avec panne<br>d'approvisionnement au NR4/5..... | 34 |
| 7.        | Cascades – Déroulement.....                                                                             | 35 |
| 7.1       | Fondements et application du principe de cascade.....                                                   | 35 |
| 7.1.1     | Principes de la responsabilité système .....                                                            | 35 |
| 7.1.2     | Interface société nationale du réseau de transport et responsables système.....                         | 35 |
| 7.1.3     | Principe de la cascade .....                                                                            | 35 |
| 7.1.4     | Adaptation des systèmes de sécurité.....                                                                | 37 |
| 7.1.5     | Temps de réaction pour la mise en œuvre des demandes .....                                              | 38 |
| 7.2       | Échange d'informations dans le cadre de la cascade.....                                                 | 39 |
| 7.2.1     | Processus de communication .....                                                                        | 39 |
| 7.2.2     | Défaillance de la communication .....                                                                   | 39 |
| 7.2.3     | Processus de communication externe .....                                                                | 39 |
| 7.2.4     | Communication avec les infrastructures ferroviaires et les transports publics .....                     | 40 |
| 7.3       | Mise en œuvre des mesures de cascade .....                                                              | 40 |
| 7.3.1     | Généralités.....                                                                                        | 40 |
| 7.3.2     | Documentation et reporting .....                                                                        | 40 |
| 7.3.3     | Formation et entraînement .....                                                                         | 40 |
| 8.        | Exploitant système des niveaux de réseau 2 à 7 comme organe initiateur .....                            | 41 |
| Annexe 1: | Formulaires (proposition de mise en œuvre).....                                                         | 42 |
| Annexe 2: | Formulaires (proposition de mise en œuvre).....                                                         | 43 |
| Annexe 3: | Formulaires (proposition de mise en œuvre).....                                                         | 44 |
| Annexe 4: | Formulaires (proposition de mise en œuvre).....                                                         | 45 |
| Annexe 5: | Formulaires (proposition de mise en œuvre).....                                                         | 46 |
| Annexe 6: | Mesures topologiques possibles .....                                                                    | 47 |
| Annexe 7: | Plages de tension.....                                                                                  | 49 |

## Liste des figures

|                                                                                                                                                              |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure 1: Structure des documents                                                                                                                            | 7  |
| Figure 2: Vue d'ensemble des mesures de dernier recours                                                                                                      | 10 |
| Figure 3: Vue d'ensemble des états et situations de réseau                                                                                                   | 12 |
| Figure 4: Situation de la tension dans le réseau très haute tension le 15 mars 2020                                                                          | 13 |
| Figure 5: Bilan de la puissance active et réactive au 15.03.2020 (système vectoriel de dénomination de consommation)                                         | 14 |
| Figure 6: Situation du réseau très haute tension dans la région du lac de Constance le 2 septembre 2021                                                      | 15 |
| Figure 7: représentation graphique du système vectoriel de dénomination de consommation                                                                      | 17 |
| Figure 8: Production de puissance réactive avec des transformateurs de NR2                                                                                   | 18 |
| Figure 9: Modification du besoin en puissance réactive avec des transformateurs de NR2                                                                       | 19 |
| Figure 10: Report de la puissance réactive avec des transformateurs de NR2                                                                                   | 19 |
| Figure 11: Besoins en puissance réactive d'une ligne sous câble caractéristique de 110 kV et d'une ligne aérienne caractéristique de 110 kV de 4 km chacune. | 21 |
| Figure 12: Pertes de puissance active et réactive d'un transformateur de 160 MVA                                                                             | 23 |
| Figure 13: Flux de bouclage de puissance réactive                                                                                                            | 24 |
| Figure 14: Série de mesures sur la fourniture de puissance réactive du NR3 au NR1 amont.                                                                     | 24 |
| Figure 15: Exemple de hiérarchie                                                                                                                             | 30 |
| Figure 16: vue d'ensemble des fonctions des exploitants système dans la cascade                                                                              | 36 |
| Figure 17: Exemple de déroulement d'adaptation d'une mesure                                                                                                  | 38 |

## Liste des tableaux

|                                                                                                                                  |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tableau 1: tableau représentant les types de fonctionnement des alternateurs (système vectoriel de dénomination de consommation) | 16 |
| Tableau 2: Corrélation entre la tension et la puissance réactive                                                                 | 17 |
| Tableau 3: Besoin en puissance réactive de lignes en câbles caractéristiques                                                     | 21 |
| Tableau 4: Mesures dans le cadre de la gestion du réseau                                                                         | 27 |
| Tableau 5: Présentation des mesures topologiques possibles                                                                       | 48 |
| Tableau 6: Limites de tension pour l'exploitation continue en fonction du niveau de réseau                                       | 49 |
| Tableau 7: résistance face aux variations de tension limitées dans le temps par niveau de réseau                                 | 49 |
| Tableau 8: Plages de la tension d'exploitation par niveau de tension                                                             | 50 |

# 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 (LApEI) et par l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI).

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'OApEI sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

- Document principal: «Modèle de marché pour l'énergie électrique — Suisse (MMEE – CH)»
- Documents clés
- Documents d'application
- Outils/logiciels

Le présent document «Mesures visant à éviter les états de réseau critiques en matière de tension» est un document d'application.

## Structure des documents

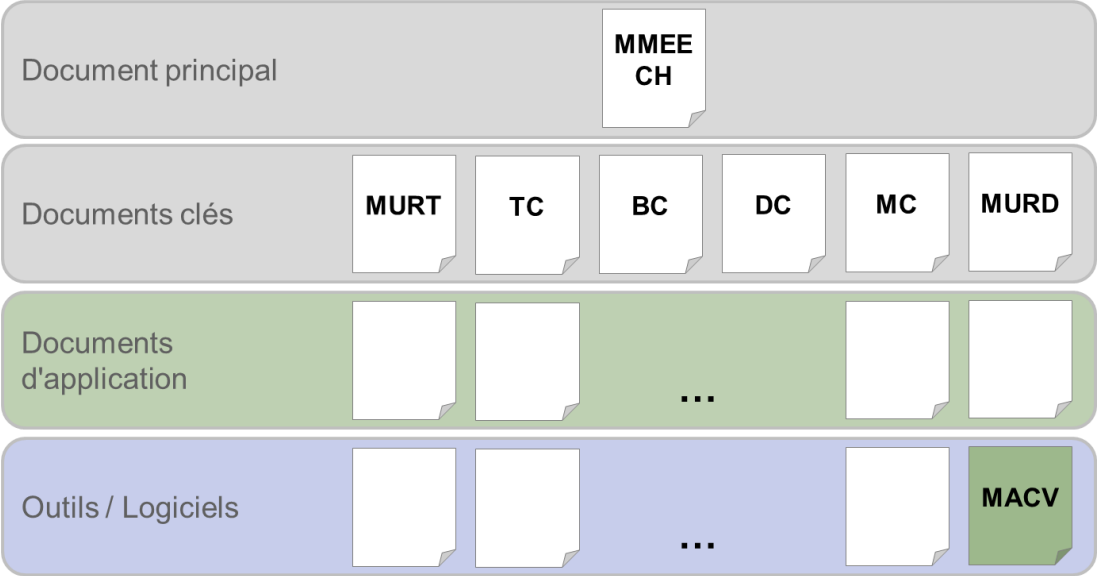


Figure 1: Structure des documents

## 1. Introduction

### 1.1 Généralités

- (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 environ, la production éloignée de la charge et, de surcroît, fluctuante n'a joué aucun rôle dans le développement des réseaux de transport.
- (2) La mise en œuvre des objectifs politiques en Europe et en particulier en Suisse («Stratégie énergétique 2050») entraîne une restructuration fondamentale de l'économie électrique, caractérisée notamment par:
  - l'augmentation du négoce européen d'électricité avec une production éloignée de la charge
  - l'augmentation des échanges de puissance avec les pays voisins de la Suisse
  - le développement de l'éolien
  - le développement massif de l'énergie solaire en Suisse
  - la fermeture programmée des centrales nucléaires en Suisse
  - de nouveaux sites aux capacités de production conventionnelles de plus en plus éloignés de la charge
  - l'intégration croissante des énergies renouvelables dans les réseaux de distribution
- (3) Ces évolutions tendent à rendre plus difficile le maintien de la tension dans le réseau de transport et de distribution. Dans le passé, le maintien de la tension par compensation du bilan de puissance réactive régional s'effectuait principalement à l'aide des installations de production conventionnelles raccordées à la très haute tension. En ce qui concerne le maintien de la tension, les changements structurels mentionnés entraînent notamment les inconvénients suivants:
  - Lorsque la charge est forte, les transits d'électricité élevés et étendus entraînent une augmentation du besoin en puissance réactive du réseau de transport. Par conséquent, des baisses de tension critiques peuvent survenir à l'échelle régionale.
  - Pendant les périodes de faible charge où l'injection est en même temps fortement renouvelable, il arrive que seules quelques centrales électriques conventionnelles soient reliées au réseau. Dans ce cas, la possibilité de contrer un excédent de puissance réactive par le biais de l'exploitation sous-excité des blocs de centrales est seulement limitée. Cela peut entraîner des hausses de tension importantes au niveau régional.
  - Dans le cadre d'une injection fortement renouvelable et, en même temps, d'un fonctionnement sous-excité des installations de production décentralisées dans le but de limiter la tension dans les réseaux BT et MT, des reculs de tension significatifs peuvent survenir dans les réseaux HT et très haute tension, car la puissance réactive nécessaire est prélevée à ces niveaux.
  - Dans ce contexte, des mesures et des adaptations de grande ampleur seront nécessaires à l'avenir pour maintenir une exploitation sûre du réseau:
    - Développement de l'infrastructure de réseau dans les réseaux de transport et de distribution
    - Adaptation intelligente de la charge (véhicules électriques, pompes à chaleur, Power-to-X et peak shaving, etc.)

- Adaptation du contrôle-commande et de la technique secondaire aux nouvelles exigences (surveillance optimale de l'état de réseau en cas d'exploitation du réseau plus proche des limites physiques)
  - La mise à disposition de services-système par les gestionnaires de réseau de distribution dans les unités de production peut, le cas échéant, rendre indisponibles les mesures de maintien de la tension
  - Application de mesures de dernier recours manuelles et automatiques (protection du système) pour éviter les effondrements de réseau
- (4) Le présent document de branche de l'AES décrit des mesures visant à prévenir les états de réseau critiques en matière de tension ainsi que des mesures de dernier recours permettant d'éviter un effondrement de la tension dans le réseau de transport. La mise en œuvre des mesures s'effectue aussi bien dans le réseau de transport que dans les réseaux de distribution, les mesures de dernier recours devant être préparées et appliquées principalement dans les réseaux de distribution. Cela nécessite une coopération étroite entre les gestionnaires de réseau de transport et de distribution pour l'élaboration de règles contraignantes et leur mise en œuvre conformément au Network Code on Emergency and Restoration ENTSO-E (ENTSO-E NC ER).

## 1.2 Documents supérieurs et documents connexes

- (1) La liste des prescriptions et documents supérieurs à respecter comprend les documents de la Confédération (lois et ordonnances), ceux qui décrivent l'état de la technique (normes, documents de la branche) et les documents supérieurs de la société nationale du réseau de transport.
- (2) Extrait de prescriptions et documents supérieurs:
- Loi sur l'approvisionnement en électricité (RS 734.7)
  - Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (RS 734.71)
  - Ordonnance sur le courant fort de la Confédération (RS 734.2)
  - Transmission Code 2019 (TC-CH 2019)
  - Questions et réponses sur la recommandation de la branche «Délestage manuel» du 24 juin 2019
  - Délestage manuel VSE/AES/MLS-CH
  - Spécifications techniques relatives au délestage automatique sur seuil de fréquence tenant compte des modifications apportées aux prescriptions VSE/AES/UFLS-CH

Remarque concernant la Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. et le Forum Netztechnik/Netzbetrieb (VDE/FNN):

Mesures visant à éviter les états de réseau critiques en matière de tension version 2.0, septembre 2022 (achat possible dans la boutique de VDE ou de l'AES, en allemand)

## 2. Introduction au sujet des mesures de dernier recours

- (1) 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 servir à préparer une cascade (réseaux en série) de mesures possibles des gestionnaires de réseau de distribution pour assurer une exploitation stable du réseau.
- (2) Les nouvelles prescriptions visant à éviter les états de réseau critiques en matière de tension (measures to avoid critical voltage, MACV) ont pour objectif de maintenir la stabilité du bilan de puissance réactive dans les réseaux. On entend par «états de réseau critiques en matière de tension» des tensions d'exploitation trop élevées, trop basses ou fluctuantes, qui sont déclenchées par un bilan de puissance réactive déséquilibré. Les dispositions incluent des mesures préventives à long terme et à court terme dans la planification du réseau ainsi que dans la gestion du réseau.
- (3) La figure suivante présente une vue d'ensemble des mesures visant à maintenir la stabilité du réseau (mesures de dernier recours):

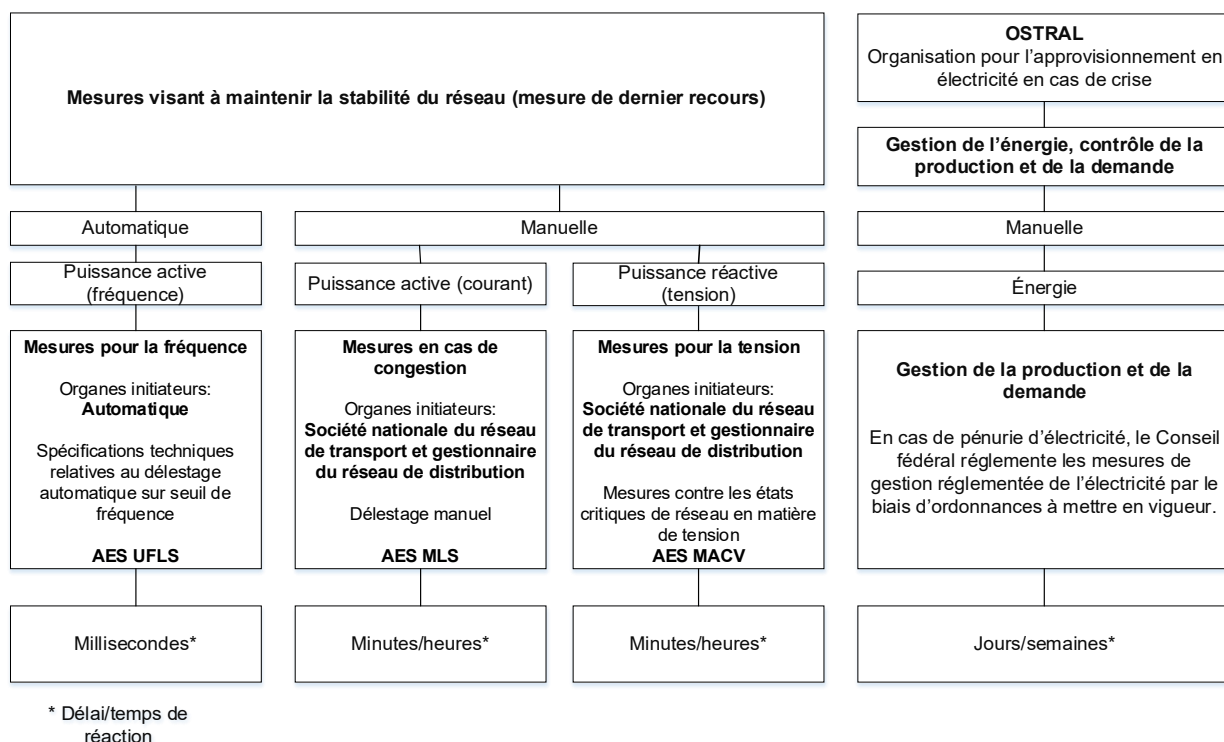


Figure 2: Vue d'ensemble des mesures de dernier recours

- (4) Dans le cas du délestage automatique en fonction de la fréquence (under frequency load shedding, UFLS), la priorité est donnée au délestage national en cas de perturbation majeure. La désignation et l'abréviation LFDD (Low Frequency Demand Disconnection) ont été introduites au niveau européen.
- (5) Le délestage manuel (manual load shedding, MLS), en revanche, sert uniquement au délestage local du niveau de réseau 1 et d'autres niveaux de réseau en cas de panne géographiquement limitée.
- (6) Pour OSTRAL (organisation pour l'approvisionnement en électricité en cas de crise), la priorité est la gestion de l'énergie au sens d'une gestion de la production et de la demande en cas de crise (pénurie d'électricité). Afin que les mesures de gestion préparées par OSTRAL puissent être mises en œuvre, le Conseil fédéral doit d'abord assurer l'entrée en vigueur des ordonnances préparées pour les mesures de gestion de l'électricité correspondantes. Les actions du gestionnaire de réseau dans le cas d'OSTRAL reposeront ainsi directement sur les dispositions des ordonnances fédérales.
- (7) Le groupe de travail de l'AES «Mesures contre les états critiques de réseau en matière de tension» a défini les exigences organisationnelles et techniques pour ce document (measures to avoid critical voltage, MACV-CH).

### 3. Difficulté liée au maintien de la tension

#### 3.1 Introduction

- (1) Dans le cadre de la planification et de la gestion de l'exploitation du réseau, on distingue différents états de réseau. Afin de maintenir l'état de réseau normal ou d'y revenir après une perturbation, la société nationale du réseau de transport prend des mesures décrites dans le Transmission Code. C'est également dans ce document qu'ont été définies les notions d'état de réseau normal, dégradé et perturbé et de situation de réseau critique (cf. Figure 3). En fonction de l'état et de la situation de réseau, la société nationale du réseau de transport dispose de différents droits d'établir des directives.
- (2) Une tension de réseau stable ou un état de réseau normal est une condition essentielle pour une exploitation sûre du réseau d'approvisionnement en énergie électrique. La régulation de la tension consiste à maintenir le réseau électrique dans un état stable et exploitable tout en minimisant les pertes électriques.
- (3) Le niveau de tension dans le réseau haute tension et très haute tension est essentiellement influencé par les flux de puissance réactive. Cela signifie que, pour une tension de réseau stable, les besoins en puissance réactive du réseau doivent être couverts à tout moment et au niveau régional.
- (4) Les fluctuations de tension dans le réseau de transport peuvent entraîner des situations de réseau critiques: les surtensions peuvent endommager les moyens d'exploitation, tandis que les sous-tensions peuvent entraîner un effondrement de la tension. De plus, les installations raccordées au réseau de transport peuvent se déconnecter du réseau après un certain temps si elles sont exploitées en dehors des limites de tension définies dans le Transmission Code (TC-CH). Cela pourrait entraîner un effet en cascade et, dans le pire des cas, un effondrement du réseau. Pour une exploitation sûre du réseau, les valeurs de tension doivent donc être maintenues dans certaines limites (cf. Annexe 7:).

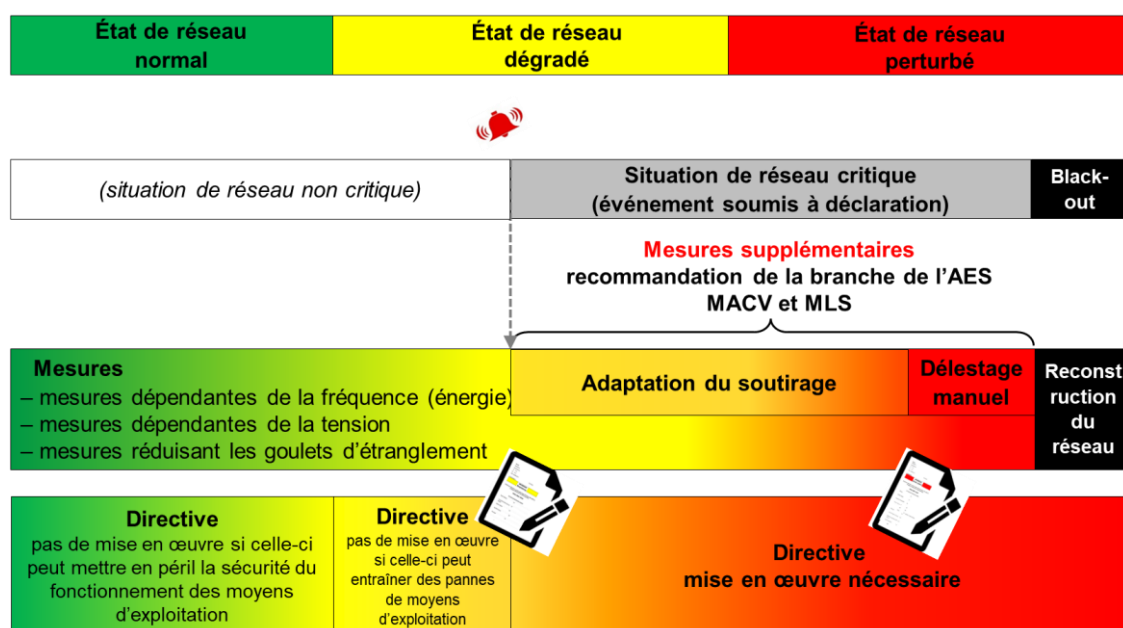


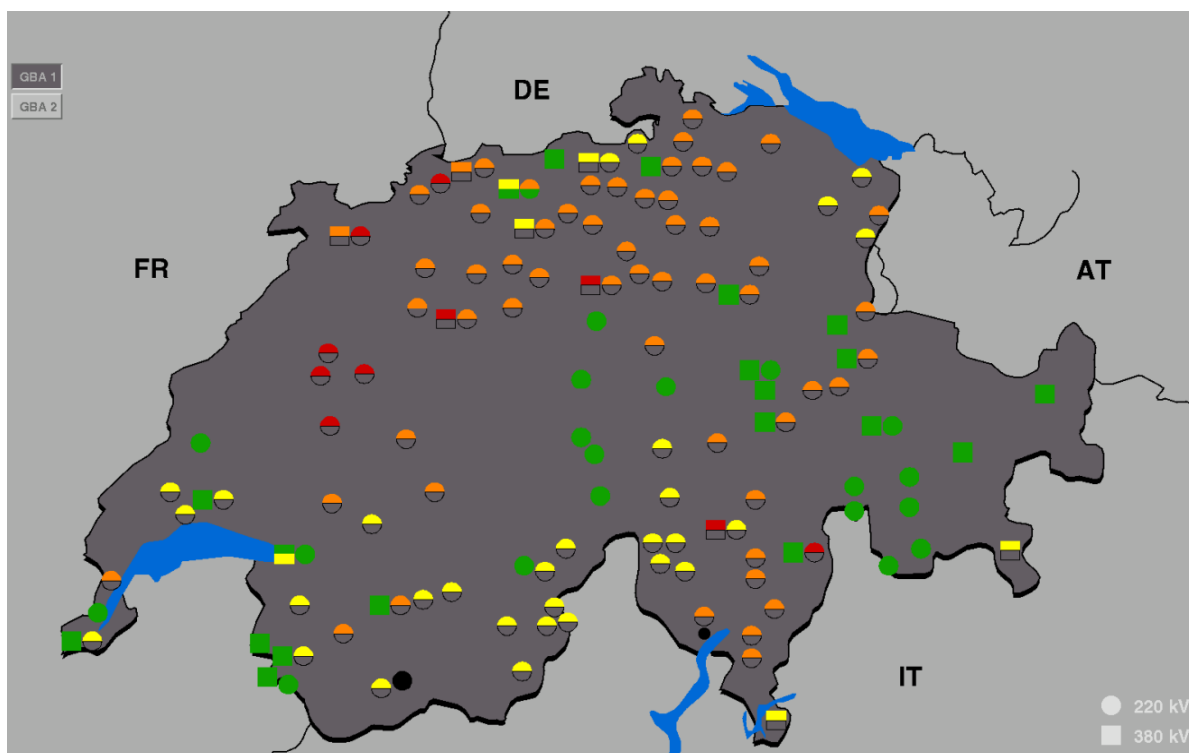
Figure 3: Vue d'ensemble des états et situations de réseau

### 3.2 Situation actuelle et développement du réseau de transport suisse

- (1) En Suisse, la transformation déjà amorcée du système d’approvisionnement énergétique aura des répercussions sur l’exploitation du réseau de transport et de distribution. Le délestage futur des centrales nucléaires va de plus en plus compliquer le maintien de la tension. Celles-ci ne seront plus disponibles longtemps pour compenser la puissance réactive, et la réserve de puissance réactive nécessaire diminuera.
- (2) Dans certaines situations, tous les moyens de maintien de la tension ont été épuisés et des violations de tension se produisent, à l’instar de la situation de surtension survenue en mars 2020 et présentée ci-dessous. Un autre exemple, datant de septembre 2021, montre que, malgré des réseaux maillés normalement, à savoir étroitement, le risque d’effondrement de la tension ne doit pas être sous-estimé.

#### 3.2.1 Surtensions dans le réseau de transport le 15 mars 2020

- (1) Des situations de faible charge sur le réseau de transport se produisent régulièrement et entraînent des problèmes de surtension. Le 15 mars 2020, des violations de surtension ont eu lieu à différents nœuds du réseau ainsi qu’au niveau des sous-stations à 380 kV et 220 kV (cf. Figure 4). Les carrés rouges (sous-stations à 380 kV) ou les cercles rouges (sous-stations à 220 kV) représentent une violation de la tension autorisée.



- (2) Durant la période des violations de surtension critiques, on a observé une faible charge, une faible production (moins de centrales sur le réseau) et un faible transit (faible consommation de la puissance réactive des lignes). En raison notamment de la faible consommation inductive des lignes liée au faible flux de transit, il a été nécessaire d’absorber plus de puissance réactive par des alternateurs

et des installations de compensation en Suisse et à l'étranger. Figure 5 illustre les flux de puissance active et réactive pendant cette situation. La période critique des violations de surtension apparaît en rouge. La décharge de la ligne (flux de puissance réactive négatif) contribue fortement à l'augmentation de la tension. Cette contribution doit être compensée par la production de puissance réactive et l'exportation. La puissance réactive est exportée à l'étranger (flux de puissance réactive positif). Cette exportation est une conséquence indésirable de l'insuffisance des moyens de la Suisse (en principe, l'exportation de puissance réactive devrait rester aussi près de zéro que possible). La société nationale du réseau de transport travaille donc à acquérir de nouvelles installations de compensation.

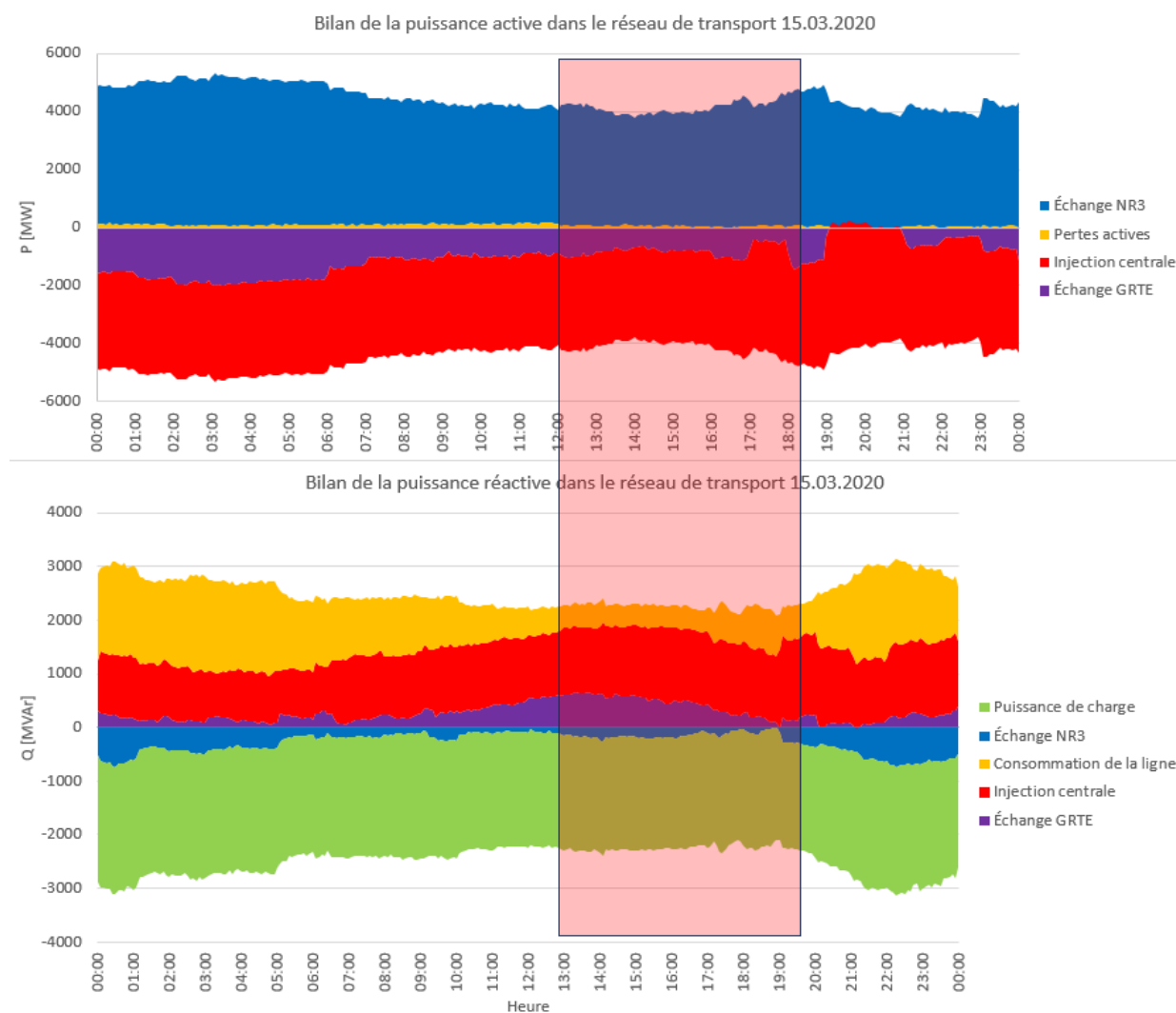


Figure 5: Bilan de la puissance active et réactive au 15.03.2020 (système vectoriel de dénomination de consommation)

### 3.2.2 Menace d'effondrement de la tension le 2 septembre 2021 dans la région du lac de Constance

- (1) Le 2 septembre 2021, les mises hors tensions suivantes ont été effectuées dans la région du lac de Constance:
  - 2 × 380 kV Pradella – Tyrol occidental (lignes)
  - 1 × 380 kV Bürs – Obermooweiler (ligne)
  - 380 kV Vöhringen – WoringenI (ligne)
  - 220 kV Bürs – Y/Werben (ligne)
- (2) Cela a entraîné un fort démaillage des sites de production de Bürs et du Tyrol occidental. À la même période, une importante quantité de puissance active a été injectée à Bürs et dans le Tyrol occidental en raison d'une production élevée.
- (3) Un potentiel effondrement de la tension (n-1) en cas de défaillance du jeu de barres de 380 kV à Bürs a été observé. En d'autres termes, un effondrement régional de la tension aurait été possible en cas de défaillance. Le point de stabilité a déjà été atteint dans le cadre d'une surcharge de 160 % de la ligne Bürs – Herbertingen -Tiengen (220 kV). Un démaillage supplémentaire aurait encore augmenté le risque d'un effondrement de la tension. La Figure 6 représente la situation topologique:

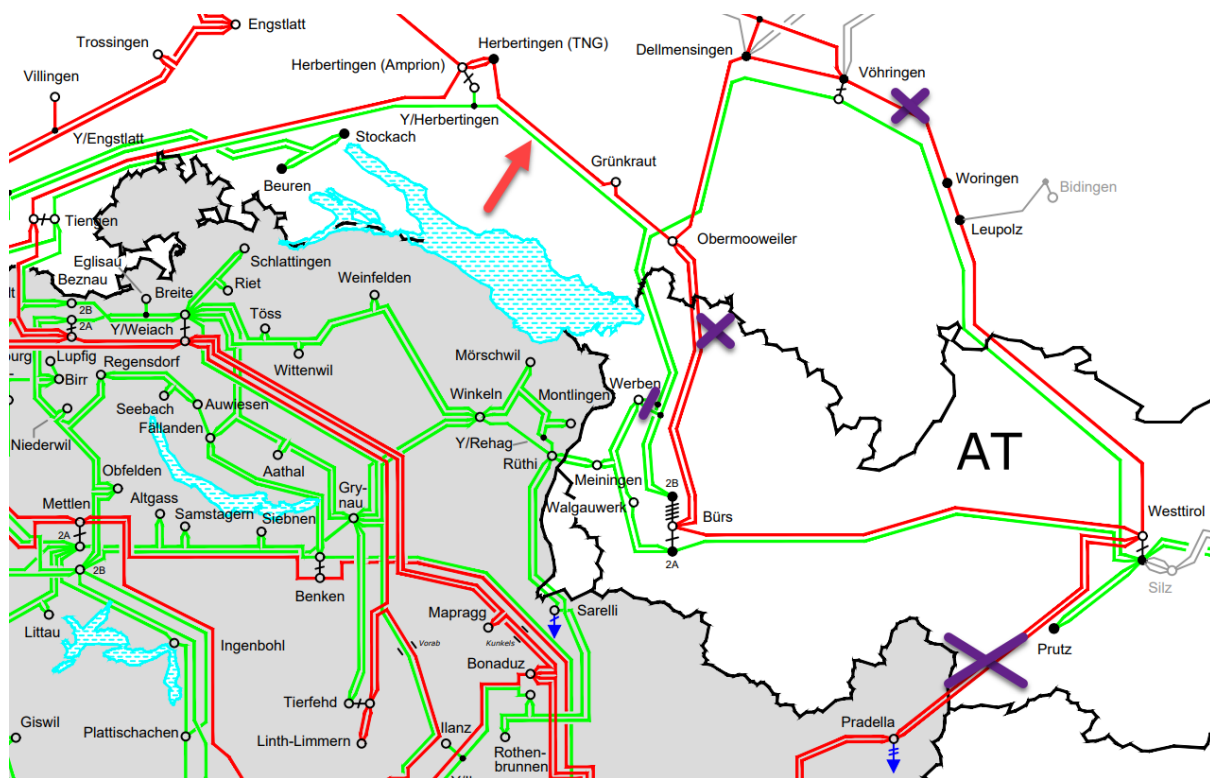


Figure 6: Situation du réseau très haute tension dans la région du lac de Constance le 2 septembre 2021

## 4. Bases

### 4.1 Généralités

- (1) Les bases électrotechniques sont décrites en détail au chapitre 4 du document VDE FNN «Massnahmen zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände» (Mesures visant à éviter les états de réseau critiques en matière de tension; en allemand). Ci-dessous, nous présentons des corrélations entre des éléments pratiques importantes pour la compréhension des mesures décrites au chapitre 6.

### 4.2 Système de dénomination de consommation

- (1) On utilise ici le système de dénomination de consommation: Cela signifie qu'un prélèvement de puissance réactive inductif du réseau de distribution (comportement semblable à une bobine/baisse de tension/sous-excité) ou qu'un apport de puissance réactive inductive par la société nationale du réseau de transport est positif.
- (2) Les tableaux et graphiques ci-dessous distinguent les quatre états de fonctionnement et les représentent dans les quadrants de puissance à l'aide d'un système vectoriel de dénomination de consommation.

|                                                | Alternateur                                                                                                            | Consommateurs                                                                                                             |
|------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>sous-excité<br/>(comportement inductif)</b> | Cadran II<br>$P < 0$<br>$Q > 0$ , l'alternateur soutire de la puissance réactive sur le réseau (comportement inductif) | Quadrant I<br>$P > 0$<br>$Q > 0$ , le consommateur soutire de la puissance réactive sur le réseau (comportement inductif) |
| <b>surexcité<br/>(comportement capacitif)</b>  | Cadran III<br>$P < 0$<br>$Q < 0$ , l'alternateur fournit de la puissance réactive au réseau (comportement capacitif)   | Quadrant IV<br>$P > 0$<br>$Q < 0$ , le consommateur fournit de la puissance réactive au réseau (comportement capacitif)   |

Tableau 1: tableau représentant les types de fonctionnement des alternateurs (système vectoriel de dénomination de consommation)

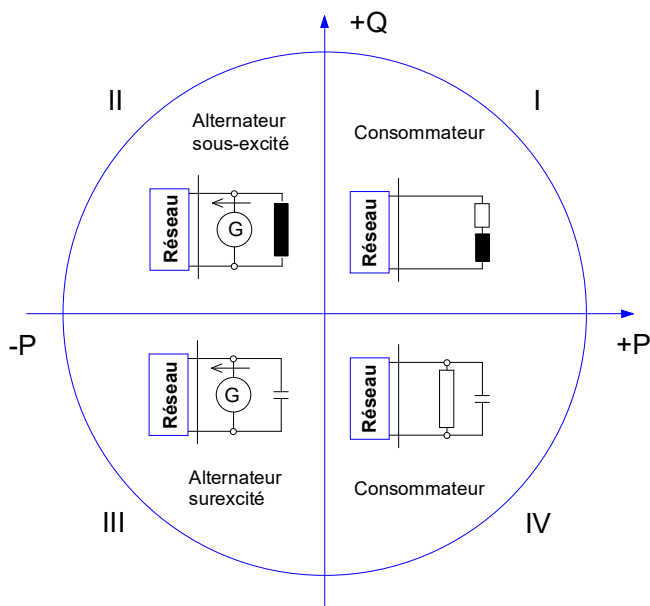


Figure 7: représentation graphique du système vectoriel de dénomination de consommation

#### 4.3 Corrélation entre la tension et la puissance réactive

- (1) Le tableau ci-dessous montre les principales corrélations entre la tension et la puissance réactive.

|                               | Cause                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | À faire                                                                                                                                                                                                                     |
|-------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Tension $U_{NR1}$ trop basse  | Les besoins en puissance réactive du réseau de distribution ou du GRT ne sont pas couverts ou sont trop élevés, par exemple en raison d'un démaillage important associé à une défaillance d'une ligne ou à une situation où la charge est élevée avec un besoin de transit soudainement accru en raison de la défaillance d'une centrale. | <ul style="list-style-type: none"> <li>– Réduire le prélèvement de puissance réactive ou augmenter la fourniture de puissance réactive</li> <li>– Augmenter l'injection de puissance réactive des producteurs</li> </ul>    |
| Tension $U_{NR1}$ trop élevée | L'excédent de puissance réactive ou les besoins en puissance réactive du réseau de distribution ou du GRT sont trop faibles, par exemple en raison d'une situation où la charge est faible avec une production et des flux de transit peu importants.                                                                                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>– Augmenter le prélèvement de puissance réactive ou réduire la fourniture de puissance réactive</li> <li>– Augmenter le prélèvement de puissance réactive des producteurs</li> </ul> |

Tableau 2: Corrélation entre la tension et la puissance réactive

#### 4.4 Méthodes pour influencer la puissance réactive

- (1) Les paragraphes suivants présentent les trois possibilités fondamentales d'influencer le flux de puissance réactive:

- a) **Production de puissance réactive:** la manière la plus simple d'influer sur la puissance réactive est de la produire ou de la compenser à l'aide d'une centrale électrique, d'une installation de compensation ou d'un onduleur. En fonction des rapports d'impédance du réseau, la puissance réactive se répartit dans le réseau et la tension varie. Figure 8 illustre l'effet d'une centrale électrique injectant de la puissance réactive au NR3. Les flèches vertes représentent l'injection de puissance réactive et les flèches grises les besoins de base du réseau en puissance réactive.

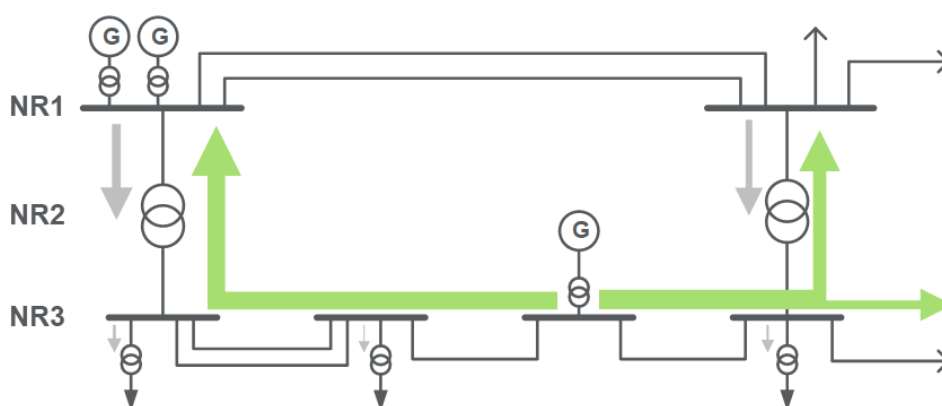


Figure 8: Production de puissance réactive avec des transformateurs de NR2

- b) **Modification du besoin en puissance réactive:** une autre possibilité consiste à modifier les besoins en puissance réactive, par exemple en réglant le niveau de tension, en adaptant de manière ciblée le taux d'utilisation des moyens d'exploitation ou en créant des incitations pour les gestionnaires de réseau et les clients en aval. La Figure 9 illustre la modification d'un niveau de tension au NR3. Les rapports de transformation (flèches de transformateur rouges) ont diminué simultanément pour tous les transformateurs parallèles et connectés au NR2. Cela entraîne une augmentation de la tension au NR3, ce qui se traduit globalement par un prélèvement de puissance réactive moindre du réseau de distribution (flèches roses et grises additionnées). Inversement, une tension plus faible entraîne un prélèvement de puissance réactive plus important.

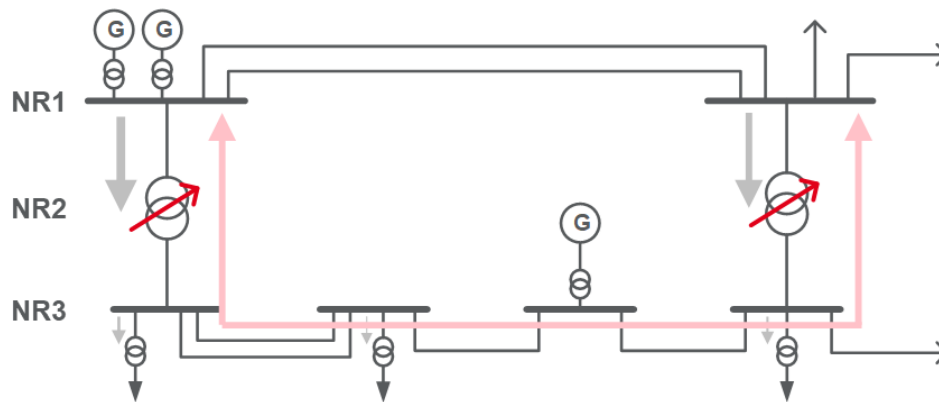


Figure 9: Modification du besoin en puissance réactive avec des transformateurs de NR2

- c) **Report de la puissance réactive:** la modification ponctuelle du niveau du transformateur permet de déplacer le flux de puissance réactive de manière ciblée vers un nœud. Figure 10 illustre ce comportement. Dans cet exemple, la flèche rouge du transformateur symbolise une augmentation ponctuelle du niveau d'un transformateur (baisse du rapport de transformation), ce qui entraîne pour ce transformateur une inversion du flux de puissance réactive du prélèvement à l'injection (flèche rose épaisse additionnée à la flèche grise). Dans les transformateurs environnants, le prélèvement de puissance réactive augmente (flèche rose fine additionnée à la flèche grise).

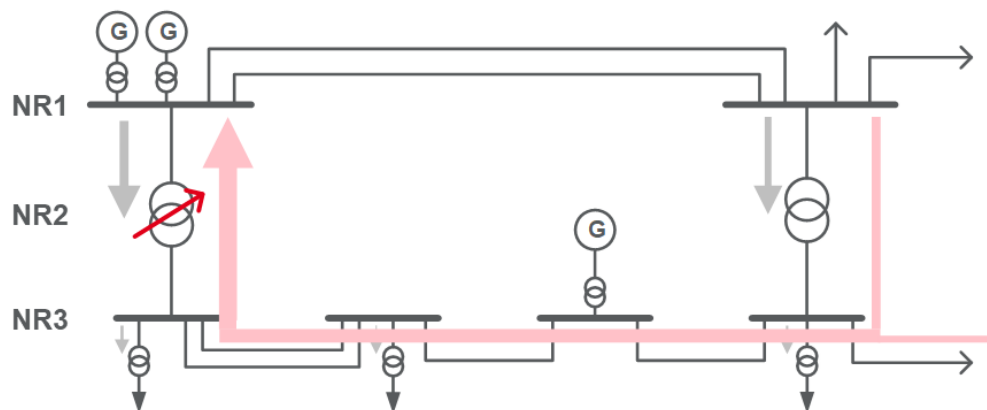


Figure 10: Report de la puissance réactive avec des transformateurs de NR2

#### 4.5 Topologie du réseau

- (1) Les éléments de réseau ont une influence considérable sur le bilan de puissance réactive et partant sur le niveau de tension. Cet aspect est utilisé dans la planification de l'exploitation et la gestion du réseau. Il convient de viser un degré de maillage du réseau différent en fonction du niveau de tension (trop bas ou trop élevé) afin d'équilibrer le bilan de puissance réactive.

#### 4.5.1 Tension trop basse

- (1) D'un point de vue topologique, il convient de viser, dans la mesure du possible, une exploitation de tous les éléments de réseau et un maillage intégral. Ainsi, la puissance réactive manquante peut parvenir au mieux au niveau du point de tension le plus bas et la charge la plus faible possible des lignes assure un état d'exploitation «sous-naturel», avec plus de capacité dans le réseau. Le cas échéant, le couplage de réseaux séparés (au niveau des raccordements dits de secours) peut également être utile.

#### 4.5.2 Tension trop élevée

- (1) D'un point de vue topologique, il convient de faire en sorte que le plus petit nombre possible d'éléments de réseau avec une impédance capacitive élevée soit en exploitation et que le maillage soit minimal. La charge supérieure des lignes assure un état d'exploitation «surnaturel», avec plus d'inductance.

#### 4.6 Comportement des lignes

- (1) Le besoin en puissance réactive d'une ligne  $Q_{\text{Ligne}}$  se compose, sans tenir compte de la résistance active, d'une partie constante et d'une partie variant selon la dépendance quadratique de la charge momentanée  $S$ :

$$Q_{\text{Ligne}} \approx Q_0 \left( 1 - \left( \frac{S}{P_{\text{SIL}}} \right)^2 \right)$$

Avec besoin en puissance réactive de la ligne à vide:

$$Q_0 = -\omega_0 C U^2$$

Et avec puissance naturelle:

$$P_{\text{SIL}} = \frac{U^2}{\sqrt{L/C}}$$

|            |                            |
|------------|----------------------------|
| $\omega_0$ | Vitesse angulaire nominale |
| $C$        | Capacité de la ligne       |
| $L$        | Réactance de la ligne      |
| $U$        | Tension d'exploitation     |

- (2) La capacité des lignes sous câble est beaucoup plus importante que celle des lignes aériennes. Figure 11 montre les besoins en puissance réactive d'une ligne sous câble caractéristique de 110 kV et d'une ligne aérienne caractéristique de 110 kV.

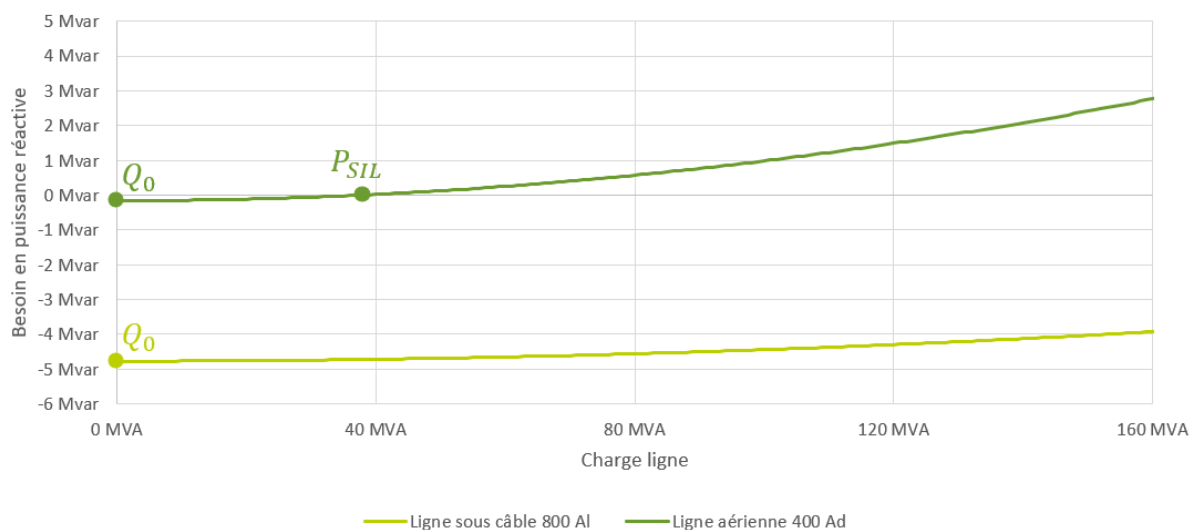


Figure 11: Besoins en puissance réactive d'une ligne sous câble caractéristique de 110 kV et d'une ligne aérienne caractéristique de 110 kV de 4 km chacune.

- (3) Alors que la ligne sous câble se comporte de manière capacitive sur toute la plage de charge, la ligne aérienne passe d'un comportement capacitif à un comportement inductif (puissance naturelle) à environ 25 % de charge. La mise hors tension ciblée d'une ligne permet d'une part d'éliminer la contribution de cette ligne et d'autre part de faire varier la charge des lignes restantes, et donc leurs besoins en puissance réactive.

| Tension nominale | Puissance réactive par km (Mvar/km) à vide pour les câbles | Puissance réactive par km (Mvar/km) à vide pour les lignes aériennes |
|------------------|------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|
| 380 kV           | 9,1 – 14,7 Mvar/km                                         | 0,53 – 0,68 Mvar/km                                                  |
| 220 kV           | 3,7 – 5,1 Mvar/km                                          | 0,11 – 0,25 Mvar/km                                                  |
| 150 kV           | 1,4 – 2,2 Mvar/km                                          | 0,07 – 0,095 Mvar/km                                                 |
| 110 kV           | 0,7 – 1,2 Mvar/km                                          | 0,04 – 0,05 Mvar/km                                                  |
| 50 kV            | 0,135 – 0,35 Mvar/km                                       | 0,008 – 0,016 Mvar/km                                                |
| 20 kV            | 0,03 – 0,05 Mvar/km                                        | 0,0013 – 0,0015 Mvar/km                                              |

Tableau 3: Besoin en puissance réactive de lignes en câbles caractéristiques

- (4) Pour les lignes aériennes, la corrélation suivante s'applique en règle générale au transport de puissance réactive:

$$U_{\text{Exploitation nominale}}(kV) * 0,5 \frac{km}{kV} = \text{Circuit de transport efficace (km)}$$

#### 4.7 Comportement des centrales électriques et des installations productrices d'énergie (IPE)

- (1) Actuellement, les centrales électriques de NR1 et NR3 sont les plus grandes sources de puissance réactive en Suisse. Il s'agit principalement de centrales à accumulation, au fil de l'eau et nucléaires. Les installations thermiques telles que les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) et les grandes centrales à biomasse sont généralement raccordées au NR5. En principe, les installations de production telles que les parcs éoliens, les grandes installations photovoltaïques ou les batteries de stockage se prêtent également à la mise à disposition de puissance réactive. À l'heure actuelle, leur injection est aussi principalement effectuée à des niveaux de tension inférieurs. Il incombe aux gestionnaires de réseau de distribution de définir leurs conditions techniques de raccordement (CTR) de manière à ce que les IPE raccordées fournissent suffisamment de puissance réactive au service du réseau. Dans les recommandations de la branche de l'AES «Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur le réseau basse tension RR/IPE-NR 7» et «Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur les réseaux moyenne et haute tension RR/IPE-NR 3-5», les bandes de puissance réactive possibles sont décrites dans les différents niveaux de tension.
- (2) De manière générale, il convient de distinguer un état de réseau normal d'un état de réseau dégradé ou perturbé (cf. Distribution Code Suisse DC-CH), ou d'une situation de réseau critique. Dans l'état de réseau normal, différents types d'adaptation de la puissance réactive peuvent être appliqués aux IPE:
  - a) Aucune adaptation: l'IPE présente un facteur de puissance réactive fixe  $\cos \varphi$ , p. ex. 1,0 ou 0,9 (capacitif ou inductif).
  - b) Régulation continue sur tension cible: l'IPE présente une tension cible fixe (généralement côté sous-tension) et produit de la puissance réactive, généralement dans le cadre de la limitation du courant d'excitation, selon la différence de tension.
  - c) Programmes prévisionnels planifiés: sur la base de calculs de réseau, d'expériences ou d'estimations, les tensions de réseau cibles sont déterminées et un programme prévisionnel pour les tensions cibles, la puissance réactive cible ou le facteur de puissance réactive est transmis à chaque centrale électrique impliquée. Le traitement et la mise en œuvre peuvent être effectués de manière automatique ou manuelle.
  - d) Régulation centrale: un régulateur central transmet aux centrales électriques raccordées les tensions cibles du réseau ou les consignes de puissance réactive en temps réel.
- (3) Selon le rapport coût-bénéfices technique, les différents types sont utilisés dans les divers niveaux de réseau: dans le NR1, c) est appliqué toutes les quinze minutes. Les gestionnaires de réseau de distribution du NR3 utilisent également de tels programmes prévisionnels, le cas échéant, avec des intervalles de temps plus élevés. Les variantes b) et, plus rarement, d) sont les plus répandues. La variante a) est également parfois utilisée.
- (4) Dans un état de réseau perturbé ou dégradé, les mécanismes de régulation des variantes c) et d) se heurtent à leurs limites lorsque l'effondrement de la tension survient soudainement. La régulation centrale doit alors être contournée. Par exemple, une violation de tension qui lance une mise en circuit au niveau de la station de l'IPE peut faire office de déclencheur afin de réguler sur la base d'une tension cible fixe.
- (5) Pour le recours à la puissance réactive non planifié, la gestion du réseau doit disposer de données en temps réel concernant les réserves de puissance réactive actuelles et maximales.

- (6) Si les mécanismes de régulation susmentionnés, y compris la gestion excessive automatique, ne suffisent pas ou ne sont pas disponibles, une intervention manuelle sur la production de puissance réactive est nécessaire.

#### 4.8 Comportement des consommateurs

- (1) Le comportement exact des consommateurs aux NR5 et NR7 fait l'objet d'études dans la zone D-ACH. Au cours des dernières années, il a considérablement changé en raison de la croissance de l'électronique de puissance en direction d'un comportement capacitif.

#### 4.9 Comportement des transformateurs

- (1) Les pertes  $P_V$  de puissance active  $Q_V$  et réactive de transformateurs se composent, approximativement, d'une partie constante et d'une partie variant selon la dépendance quadratique de la charge momentanée  $S$ . Les formules suivantes illustrent cette corrélation:

$$P_V \approx P_{Fe} + P_{Cu} \left( \frac{S}{S_N} \right)^2 \quad Q_V \approx \left( I_0 + U_k \left( \frac{S}{S_N} \right)^2 \right) S_N$$

$P_{Fe}$  Pertes fer

$P_{Cu}$  Pertes cuivre

$I_0$  Courant à vide

$U_k$  Tension de court-circuit

$S_N$  Puissance nominale du transformateur

- (2) La Figure 12 est un exemple de pertes de puissance active et réactive d'un transformateur caractéristique de 160 MVA dans le NR2.

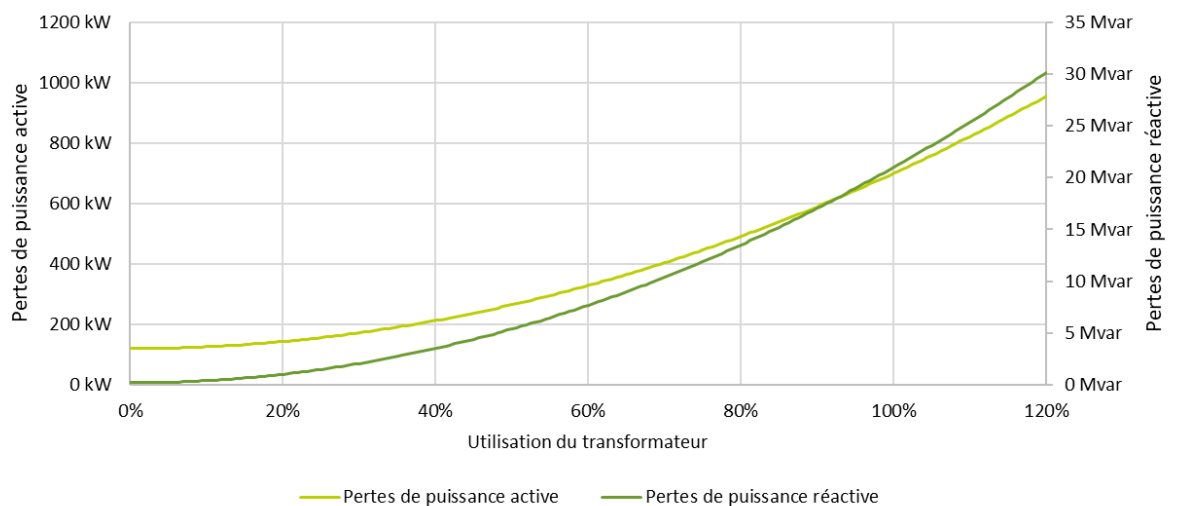


Figure 12: Pertes de puissance active et réactive d'un transformateur de 160 MVA

#### 4.9.1 Flux de bouclage de puissance réactive

- (1) Un flux de bouclage de puissance réactive permet d'augmenter la charge des éléments de réseau. Ces derniers ont par conséquent besoin de plus de puissance réactive pour établir le champ magnétique. Ceci est particulièrement efficace pour les transformateurs en raison de leur rapport élevé résistance active-réactance.

La Figure 13 ci-dessous représente un flux de bouclage de puissance réactive de deux transformateurs parallèles. La différence de position des commutateurs à plots (flèche rouge) entraîne un flux de bouclage (flèche bleue) qui, ajouté aux besoins de base (flèche grise), entraîne une augmentation du prélèvement de puissance réactive.

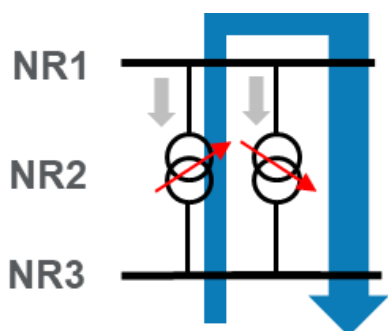


Figure 13: Flux de bouclage de puissance réactive

#### 4.9.2 Réglage du niveau des transformateurs

- (1) Le niveau de tension dans le NR3 peut être modifié au moyen de transformateurs avec réglage en phase des transformateurs de NR2, ce qui à son tour influence le bilan de puissance réactive. La Figure 14 montre une série de mesures réalisées dans un réseau de câbles urbains:

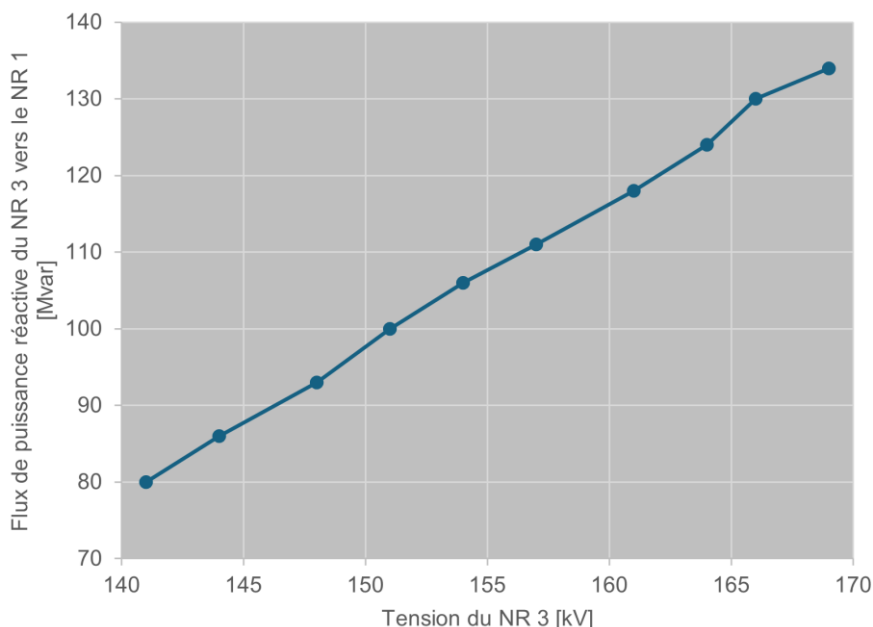


Figure 14: Série de mesures sur la fourniture de puissance réactive du NR3 au NR1 amont.

- (2) Dans la Figure 14, on peut voir qu'une diminution de la tension du NR3 permet de réduire considérablement le comportement capacitif du réseau de distribution. Si la tension du NR1 est trop élevée, il est possible de réduire la quantité de puissance réactive refoulée par le réseau de distribution en diminuant la tension du NR3.
- (3) La contre-mesure décrite ci-dessus est également appliquée dans des réseaux de câbles afin d'obtenir un bilan de puissance réactive le plus équilibré possible dans les scénarios de faible et de forte charge. En cas de faible charge, la tension est maintenue aussi basse que possible, et en cas de forte charge, la tension est maintenue aussi élevée que possible. L'objectif est d'optimiser les pertes actives et les coûts de l'énergie réactive.

## **5. Concepts visant à éviter les états de réseau critiques en matière de tension dans le cadre de la planification du réseau et de l'exploitation**

### **5.1 Planification du réseau**

- (1) Il incombe à la planification du réseau d'assurer la mise à disposition des installations suffisantes afin de maintenir la tension pour l'exploitation du réseau. Une coordination globale de la planification du réseau entre la société nationale du réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution est également nécessaire. En fonction des scénarios de production charge forte/charge faible, les installations de production peuvent également contribuer de manière importante au maintien de la tension.
- (2) La couverture des besoins en puissance réactive est nécessaire au niveau régional et s'effectue généralement au niveau des zones de desserte. L'objectif est de compenser complètement le bilan de puissance réactive dans le réseau d'un point de vue statistique. La société nationale du réseau de transport est de plus en plus confrontée au défi suivant: mettre également à disposition la puissance réactive nécessaire de manière dynamique, afin de pouvoir maîtriser par exemple les changements de transit, les flux de charge modifiés par rapport à la tension.
- (3) Dans le cadre de la planification du réseau, il convient de tenir compte des retours de la gestion du réseau, lorsque des besoins de développement du réseau concernant le maintien de la tension ont été identifiés du point de vue de la gestion du réseau.

### **5.2 Planification de l'exploitation**

- (1) Par le passé, dans le cadre de la planification de l'exploitation, on ne considérait presque que les flux de puissance active et, par conséquent, les charges de courant des éléments de réseau. La puissance réactive nécessaire au transport de la puissance active ne jouait alors qu'un rôle secondaire. Avec le développement des centrales électriques dans les niveaux de réseau inférieurs et le comportement de plus en plus capacitif des réseaux de distribution, le maintien de la tension devient plus important. Introduit en 2020 par la société nationale du réseau de transport, le nouveau concept de maintien de la tension a créé des incitations à organiser le plus possible l'échange de puissance réactive au service du réseau.
- (2) Dans le cadre de la planification de l'exploitation, il convient notamment de déterminer les besoins statiques en puissance réactive et de préparer des mesures afin que ces derniers puissent être mis à disposition en temps utile. Pour les réseaux de transport et les grands réseaux de distribution, un bilan de Q coordonné et global de plusieurs installations peut être judicieux.
- (3) Les mesures indiquées à la section 6.1 peuvent être appliquées à titre préventif dans la gestion de l'exploitation (p. ex. redispatching préventif en fonction de la tension, possibilité de démarrage rapide, report des révisions des centrales, démarrage des centrales de réserve, abandon de travaux sur le réseau, utilisation préventive de la puissance réactive en cas de chutes de tension attendues).

## 6. Concepts visant à éviter les états de réseau critiques en matière de tension dans le cadre de la gestion du réseau

### 6.1 Vue d'ensemble des mesures possibles

|                     | Description                                                                                     | Référence |
|---------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
|                     | Délestage des réseaux capacitifs avec énergie refoulée, avec panne d'approvisionnement au NR4/5 | 6.2.17    |
| Tension trop élevée | Augmentation de la charge par le biais d'une réduction de l'injection                           | 6.2.16    |
|                     | Modification de la topologie du NR3 avec perte de la sécurité (n-1)                             | 6.2.11    |
|                     | Flux de bouclage de puissance réactive du NR2                                                   | 6.2.15    |
|                     | Modification du réglage du niveau des transformateurs du NR2                                    | 6.2.12    |
|                     | Blocage du réglage du niveau des transformateurs du NR2                                         | 6.2.10    |
|                     | Modification de la topologie du NR3 sans perte de la sécurité (n-1)                             | 6.2.9     |
|                     | Modification de l'injection pour la puissance réactive au sein des IPE du NR3                   | 6.2.8     |
|                     | Utilisation d'installations de compensation NR2/3                                               | 6.2.7     |
|                     | Mise à disposition de la puissance réactive par un GRTE                                         | 6.2.6     |
|                     | Redispatching de la tension NR1                                                                 | 6.2.5     |
|                     | Abandon des travaux sur le NR1                                                                  | 6.2.4     |
|                     | Flux de bouclage de puissance réactive du NR1                                                   | 6.2.14    |
|                     | Modification de la topologie du NR1                                                             | 6.2.3     |
|                     | Maintien de la tension surobligatoire NR1                                                       | 6.2.1     |
| Tension trop basse  | Utilisation d'installations de compensation NR1                                                 | 6.2.2     |
|                     | Maintien de la tension obligatoire NR1                                                          | 6.2.1     |
|                     | Utilisation d'installations de compensation NR1                                                 | 6.2.2     |
|                     | Maintien de la tension surobligatoire NR1                                                       | 6.2.1     |
|                     | Modification de la topologie du NR1                                                             | 6.2.3     |
|                     | Abandon des travaux sur le NR1                                                                  | 6.2.4     |
|                     | Redispatching de la tension NR1                                                                 | 6.2.5     |
|                     | Mise à disposition de la puissance réactive par un GRTE                                         | 6.2.6     |
|                     | Utilisation d'installations de compensation NR2/3                                               | 6.2.7     |
|                     | Modification de l'injection pour la puissance réactive au sein des IPE du NR3                   | 6.2.8     |
|                     | Modification de la topologie du NR3 sans perte de la sécurité (n-1)                             | 6.2.9     |
|                     | Blocage du réglage du niveau des transformateurs du NR2                                         | 6.2.10    |
|                     | Modification de la topologie du NR3 avec perte de la sécurité (n-1)                             | 6.2.11    |
|                     | Modification du réglage du niveau des transformateurs du NR2                                    | 6.2.12    |
|                     | Délestage manuel (MLS)                                                                          | 6.2.13    |

Tableau 4: Mesures dans le cadre de la gestion du réseau

- (1) Le Tableau 4 ne représente qu'un catalogue de mesures. L'application des mesures y figurant et leur ordre de priorité relèvent du gestionnaire de réseau de distribution et de la société nationale du réseau de transport.

### 6.2 Description des différentes mesures

#### 6.2.1 Maintien de la tension obligatoire et surobligatoire

- (1) Dans le réseau de transport suisse, la tension est principalement régulée par des centrales électriques qui injectent directement dans le réseau de transport. Grâce à leurs alternateurs, elles peuvent produire ou absorber de l'énergie réactive et ainsi influencer la tension. Il existe également des réseaux de distribution au niveau du réseau de transport qui, comme les centrales électriques, gèrent l'échange d'énergie réactive et peuvent ainsi influencer activement la tension.

- (2) Le concept de maintien de la tension actuel est en vigueur depuis janvier 2020. Il prévoit deux types de maintien de la tension:
- a) **Maintien de la tension obligatoire**  
L'ensemble des exploitants de centrales, des gestionnaires de réseau de distribution et des gestionnaires système voisins (p. ex. CFF) raccordés au réseau de transport ainsi que, le cas échéant, les exploitants d'installations de clients doivent participer au maintien de la tension obligatoire. On fait la distinction entre une participation active et une participation semi-active au maintien de la tension.  
Avec le concept actuel de maintien de la tension, les participants semi-actifs, c'est-à-dire tous les gestionnaires de réseau de distribution ayant un nœud du réseau en lien avec le réseau de transport, reçoivent eux aussi des consignes en matière de tension.
  - b) **Maintien de la tension surobligatoire**  
Pour les centrales électriques raccordées directement au réseau de transport, il est possible, au-delà du maintien de la tension obligatoire, de conclure des contrats bilatéraux avec la société nationale du réseau de transport pour la mise à disposition de la puissance réactive surobligatoire. En cas de recours au maintien de la tension surobligatoire, cela signifie qu'un ou plusieurs alternateurs d'une centrale électrique ayant conclu un contrat correspondant sont démarrés afin de produire ou d'absorber de la puissance réactive lors de l'exploitation de déphaseurs, sans pour autant injecter ou soutirer de la puissance active dans le réseau.
- (3) Si l'échange d'énergie réactive contribue à atteindre la tension cible prescrite par la société nationale du réseau de transport, il s'agit d'un échange d'énergie réactive conforme à la demande. Dans le cas contraire, il s'agit d'un échange non conforme à la demande avec le réseau de transport. La fourniture d'énergie réactive conforme à la demande est indemnisée aux participants semi-actifs par le biais d'un taux de rétribution. L'énergie réactive non conforme à la demande est facturée conformément au tarif en vigueur pour l'énergie réactive individuelle.
- (4) La société nationale du réseau de transport utilise un algorithme d'optimisation permettant de définir les tensions cibles aux nœuds actifs et semi-actifs dans les calculs prévisionnels correspondants.

### **6.2.2 Utilisation d'installations de compensation NR1**

- (1) Les installations de compensation dans le réseau de transport peuvent être activées/désactivées pour influencer la tension. Cela permet d'activer des ressources de puissance réactive supplémentaires pour le maintien de la tension.

### 6.2.3 Modification de la topologie du NR1

#### Cas 1: tension trop élevée

- (1) Les lignes de faible charge peuvent être mises hors service afin de réduire leur contribution capacitive à augmenter la tension.

#### Cas 2: tension trop basse

- (2) Les disjoncteurs de couplage peuvent être ouverts ou fermés. La configuration des centrales électriques/réseaux de distribution raccordés aux jeux de barres est modifiée. Cela permet de mieux répartir les ressources pour le maintien de la tension.

### 6.2.4 Abandon des travaux sur le NR1

- (1) Une mise hors service prévue sur un élément de réseau (lignes, transformateurs ou sous-stations) peut être annulée ou reportée en raison de (possibles) problèmes de maintien de la tension. Les ressources en puissance réactive peuvent en principe être mieux réparties lorsqu'un élément de réseau est disponible.
- (2) Il peut par exemple y avoir une tension critique lorsqu'une zone de desserte fait l'objet d'une exploitation en îlotage et que la tension ne peut pas y être régulée de manière suffisante. Il est possible de remédier à cette situation en réactivant un élément de réseau mis hors service.

### 6.2.5 Redispatching de la tension NR1

- (1) Un redispatching pour le maintien de la tension peut être appliqué pour démarrer des groupes de machines. Ainsi, des ressources supplémentaires peuvent être activées au niveau du nœud de réseau (pour autant que des alternateurs soient disponibles au NR1) dans une région critique. La contrepartie est réduite dans une région non critique. Le même mécanisme peut aussi se produire par le biais d'une «Intervention directe dans l'engagement de la centrale (IDECE)». Ce mécanisme s'applique seulement en cas de situation critique du réseau, si les autres moyens disponibles ont déjà été épuisés, y compris le redispatching.

### 6.2.6 Mise à disposition de la puissance réactive par un GRTE

- (1) Par le biais de demandes de la société nationale du réseau de transport, on essaie d'influencer les valeurs cibles de la tension ou de la puissance réactive des ressources (centrales électriques, installation de compensation) à l'étranger. Des catalogues de mesures ont été convenus avec certains GRT voisins. Les mesures qu'ils contiennent sont activées en fonction des capacités et des moyens. Par exemple, un GRTE peut activer l'exploitation de déphaseurs d'une centrale électrique proche de la frontière ou délester une ligne transfrontalière à faible charge.

### 6.2.7 Utilisation d'installations de compensation NR2/3

- (1) Les installations de compensation sur le NR2/3, comme les bobines d'arrêt ou les batteries de stockage, peuvent être désactivées ou ne pas fournir la totalité du potentiel de puissance réactive pendant une situation critique en matière de tension. Si une batterie de stockage est prévue pour mettre à disposition la puissance de réglage, les installations de compensation NR2/3 peuvent être réglées de

manière à fournir leur contribution maximale visant à améliorer la tension. Cela permet d'activer des ressources de puissance réactive supplémentaires pour le maintien de la tension.

## 6.2.8 Modification de l'injection pour la puissance réactive au sein des IPE du NR3/5

### 6.2.8.1 Intervention dans des centrales raccordées directement

- (1) La gestion du réseau au NR3 (poste de conduite du réseau ou service de piquet en général) ordonne une intervention si nécessaire. Il s'agit des centrales électriques qui injectent dans le NR 3 ou 5. Souvent raccordées au NR3 au moyen de transformateurs à trois enroulements, les plus grandes IPE entrent potentiellement dans cette catégorie. Elles sont toutefois attribuées au NR5 en raison de la tension de l'alternateur.
- (2) D'une manière générale, il peut s'avérer pertinent de garantir contractuellement de telles interventions, notamment lorsque la fourniture de puissance réactive (supplémentaire) entraîne une réduction de la puissance active de la centrale électrique concernée et donc une perte de rendement ou, dans le cas d'une centrale hydroélectrique, des répercussions hydrologiques.
- (3) La notification peut être effectuée de manière manuelle, par exemple par téléphone. Souvent, le personnel n'est pas présent au sein des centrales électriques pendant les heures creuses ou aux horaires habituels d'absence. Le service de piquet peut mettre un certain temps à intervenir. Il convient de s'assurer que le personnel de la centrale maîtrise l'intervention dans la commande de la machine à des fins de régulation de la puissance réactive et du facteur de puissance ( $\cos\phi$ ).

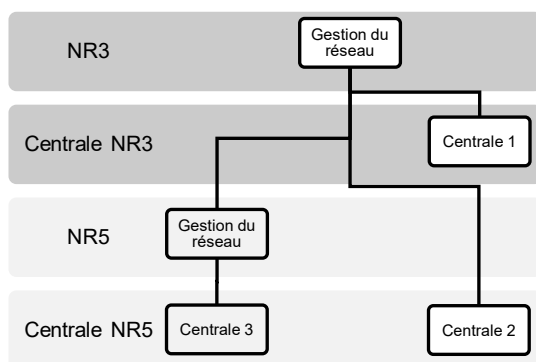


Figure 15: Exemple de hiérarchie de l'autorité sur les centrales

- (4) L'instruction directe des centrales électriques à partir de la gestion du réseau du NR3 peut également être réalisée automatiquement via un régulateur de puissance réactive de niveau supérieur. Celui-ci est utilisé lorsque l'état de réseau est normal afin d'optimiser la tension et le bilan de puissance réactive. Il faut partir du principe que les caractéristiques de régulation sont définies de manière à ce qu'au moins les variations de tension dans le réseau soient compensées par le régulateur avec un gradient de modification modéré. Le régulateur, ou l'excitation de l'alternateur, ne pourra pas réagir à une variation brusque de la tension.
- (5) De manière générale, un tableau de bord et des alarmes dans le système de contrôle-commande sont utiles au personnel des postes de conduite du réseau. En cas de besoin – si l'état de réseau est

dégradé et/ou si la situation de réseau est critique –, celui-ci pourrait ainsi procéder à une surcharge du régulateur ou donner des instructions de manière manuelle au personnel de la centrale.

- (6) En cas de *régulation sur la tension cible*, il faut partir du principe que la régulation de l'alternateur demande le maximum de puissance réactive à partir d'un certain écart de tension. Concernant la limitation du courant d'excitation et l'exploitation maximale éventuelle d'autres réserves de puissance réactive, le personnel des postes de conduite du réseau doit intervenir manuellement et/ou le système de contrôle-commande doit alerter automatiquement les centrales électriques raccordées.

#### **6.2.8.2 Centrales électriques dans les réseaux en aval**

- (1) La gestion du réseau au NR3 (poste de conduite du réseau ou service de piquet en général) ordonne une intervention si nécessaire au niveau de l'exploitation de la centrale d'autres exploitants système en aval (cf. Figure 15, centrale 3). D'une manière générale, il convient de mettre en balance les coûts d'une telle procédure ainsi que l'ordre de grandeur et l'efficacité de la puissance réactive des centrales électriques correspondantes.
- (2) En cas de notification manuelle, la gestion du réseau du NR3 doit d'abord contacter la gestion du réseau du NR5. Cela peut être effectué de manière manuelle, par exemple par téléphone. Les alarmes prévues à cet effet (surtension ou sous-tension, p. ex.) dans le cadre d'un couplage des postes de conduite sont également utiles. Ensuite, la gestion du réseau du NR5 peut ordonner à «ses» centrales électriques raccordées de fournir de la puissance réactive. Sinon, les mêmes recommandations que pour les centrales électriques directement notifiées s'appliquent.

#### **6.2.9 Modification de la topologie du NR3 sans perte de la sécurité (n-1)**

- (1) Une liste des mesures topologiques possibles est disponible à l'Annexe 6:.

##### **Cas 1: tension basse**

- (1) D'un point de vue topologique, il convient de viser, dans la mesure du possible, une exploitation de tous les éléments de réseau et un maillage intégral.
- (2) Si jamais, en raison de flux de puissance réactive élevés, un élément de réseau atteint la limite de sa capacité de charge électrique, la première solution n'est pas de mettre hors tension l'élément surchargé. Il convient plutôt de limiter le courant par des mesures topologiques (p. ex. exploitation séparée de deux jeux de barres ou autres manœuvres topologiques). Cela va toutefois à l'encontre du maillage intégral exigé ci-dessus. C'est pourquoi les conséquences de ces interventions doivent être vérifiées au moyen d'un calcul préalable des flux de charge avec des données en direct.
- (3) En cas de chute de tension limitée au niveau régional et en présence d'IPE appropriées proches d'un point de vue géographique, une déviation de la puissance active et réactive peut être effectuée au moyen de manœuvres topologiques. Les conséquences de celles-ci doivent être vérifiées au moyen d'un calcul préalable des flux de charge avec des données en direct.
- (4) Le problème général de ces mesures sera le manque de temps en cas d'effondrement soudain de la tension. Plusieurs solutions permettent d'y remédier:

- Augmenter fortement le maillage lorsque la charge du réseau est très élevée ou que le risque de tension trop basse est très élevé
- Tenir compte des tensions dans le calcul de défaillance et ne pas autoriser les procédures de mise hors service du réseau qui compliquent la situation

### **Cas 2: tension élevée**

- (1) D'un point de vue topologique, il convient de faire en sorte que le plus petit nombre possible d'éléments de réseau avec une impédance capacitive élevée soit en exploitation et que le maillage soit minimal. La condition préalable aux mises hors tension est que la sécurité (n-1) soit encore garantie.
- (2) Exemples de mesures, éventuellement préventives, tenant compte de la sécurité (n-1):
  - Mettre hors tension les lignes parallèles, les interconnexions (plutôt que les lignes sous câble)
  - Mettre hors tension les transformateurs du NR2
  - Réaliser de longues artères/boucles de lignes vers les transformateurs du NR2, par exemple exploitation séparée de deux JB, le cas échéant sans transformateur du NR2 au niveau d'un jeu de barres
- (3) Le problème général de ces mesures sera également le manque de temps en cas d'effondrement de la tension. Elles sont donc également recommandées à titre préventif aux heures creuses.

## **6.2.10 Blocage du réglage du niveau des transformateurs**

### **Transformateurs du NR2**

- (1) La régulation automatique de la tension des transformateurs au NR2 peut aggraver localement le problème si la tension du NR1 est trop élevée ou trop basse (cf. section 4.4).
- (2) L'efficacité du blocage du réglage du niveau des transformateurs du NR2 fait l'objet d'études dans la zone D-A-CH. Jusqu'à ce que tous les points soient clarifiés, les transformateurs ne sont pas bloqués dans le NR2, car cette procédure pourrait être d'une utilité trop limitée ou, le cas échéant, contre-productive.
- (3) En cas de tension dangereuse pour les moyens d'exploitation ou de surcharge dans le réseau de distribution, le gestionnaire de réseau de distribution est autorisé à adapter la tension de manière autonome, manuellement ou automatiquement.

### **Transformateurs du NR4**

- (1) L'efficacité du blocage du réglage du niveau des transformateurs au NR4 fait l'objet d'études dans la zone D-A-CH. Jusqu'à ce que tous les points soient clarifiés, les transformateurs ne sont pas bloqués dans le NR4, car cette procédure pourrait être d'une utilité trop limitée ou, le cas échéant, contre-productive.

## **Transformateurs du NR6**

- (1) La plupart des transformateurs du NR6 sont équipés d'un circuit de soutirage pour les réglages de niveaux, qui ne peut pas être réglé sous charge ni à partir du poste de conduite du réseau. Il n'est donc pas possible de bloquer efficacement ces transformateurs.
- (2) Les régulateurs d'artère disponibles sur le NR7 ne sont pas pris en compte.

### **6.2.11 Modification de la topologie du NR3 avec perte de la sécurité (n-1)**

- (1) Les mêmes mesures que celles mentionnées au chapitre 6.2.9 s'appliquent. Une liste des mesures topologiques possibles est disponible à l'Annexe 6:.
- (2) Pour les mesures topologiques, en particulier celles qui entraînent une déviation de la puissance active et réactive, il est désormais possible d'abandonner la sécurité (n-1). Dans une situation de réseau critique, cet état est autorisé et doit être mis en œuvre par le gestionnaire de réseau du NR3. Concernant les moyens d'exploitation, il est recommandé de rester en dessous des valeurs limites d'exploitation, de manière à mettre en place des réserves pour les fluctuations imprévisibles. Il faut également tenir compte du fait que des tensions plus élevées peuvent apparaître à l'extrémité de lignes en dérivation à faible charge.
- (3) La mise hors tension des lignes sous câble NR3 avec panne d'approvisionnement ne permet pas d'atteindre systématiquement l'objectif visé. La réduction de la puissance réactive due aux câbles hors circuit est par exemple compensée par l'augmentation de la puissance réactive due à la diminution de la charge sur le reste du réseau. En général, ces modifications mineures n'entraînent pas de variation de tension déterminante au NR1.

### **6.2.12 Modification du réglage du niveau des transformateurs du NR2**

- (1) En augmentant ou en diminuant le niveau de tension à un nœud du NR3, le flux de puissance réactive est modifié et peut ainsi contrer un problème de tension local au niveau du NR1.
- (2) L'augmentation/la diminution du niveau de tension généralisé au NR3 permet de réduire/d'augmenter la puissance réactive nécessaire et donc de désamorcer le problème de tension au NR1 (cf. 4.9.1)

### **6.2.13 Mises hors tension manuelles**

- (1) En cas de tension trop basse, la société nationale du réseau de transport peut ordonner des mises hors tension avec des interruptions de l'approvisionnement (charge et production) en dernier ressort. Ce processus peut être effectué comme un délestage manuel (MLS). Pour décréter cette décision, la société nationale du réseau de transport utilise le formulaire rouge «Demande – MACV – Mesure – Tension basse – Mises hors tension manuelles» (cf. Annexe 3:).

### **6.2.14 Flux de bouclage de puissance réactive du NR1**

- (1) Un flux de bouclage de puissance réactive permet d'augmenter la charge des éléments de réseau (cf. section 4.4).
- (2) Dans le cas de lignes aériennes, un flux de bouclage de puissance réactive entre plusieurs sous-stations peut également, dans certaines situations, produire l'effet souhaité.

#### **6.2.15 Flux de bouclage de puissance réactive du NR2**

- (1) Comme pour les flux de bouclage de puissance réactive du NR1 (cf. section 6.2.14), un flux de bouclage de puissance réactive peut également être produit dans des sous-stations équipées de plusieurs transformateurs du NR2, ce qui augmente la charge. Le potentiel d'un point de fourniture typique avec deux transformateurs du NR 2 est d'environ 20 Mvar.
- (2) En présence de plusieurs points de fourniture, il est possible d'augmenter le besoin en puissance réactive et de lutter ainsi contre les surtensions au NR1.

#### **6.2.16 Augmentation de la charge par le biais d'une réduction de l'injection**

- (1) Toutes les installations de production situées en amont du NR7 et raccordées dans des zones où la tension est trop élevée doivent, si possible, être mises hors tension, dans la mesure où elles ne prélèvent pas de la puissance réactive dans la bonne direction. L'objectif est de forcer une augmentation de la charge en réduisant l'injection dans la zone concernée. Pour les installations PV sur le NR7, le réglage Q(U) et P(U) doit être activé (voir les paramètres régionaux dans la recommandation de la branche «Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur le réseau basse tension» RR/IPE-NR7 de l'AES).
- (2) Les installations de production dans le NR1 et le NR3 contribuent typiquement au réglage de la tension. Une mise hors tension aurait des effets négatifs.

#### **6.2.17 Délestage des réseaux capacitifs avec énergie refoulée, avec panne d'approvisionnement au NR4/5**

- (1) En cas de tension trop élevée, la société nationale du réseau de transport peut ordonner le délestage de réseaux capacitifs ( $Q < 0$  Mvar) avec énergie refoulée en dernier ressort. Pour ce faire, les transformateurs du NR4 ou les lignes qui dépendent du NR5 sont mis hors tension, tout comme les lignes démaillées du NR3 le cas échéant. Lors de la mise hors tension de transformateurs du NR2, il faut veiller à ce que le réseau suivant ne soit pas maillé et qu'aucun flux de bouclage de puissance réactive ne soit actif. Dans certains cas, la mise à l'arrêt des réseaux capacitifs peut également être effectuée par un soutirage de puissance.
- (2) La demande est transmise au moyen du formulaire rouge «Demande Mesures MACV – Tension élevée – Délestage» (cf. Annexe 2:).
- (3) Comme la société nationale du réseau de transport ne connaît pas le comportement des réseaux sous-jacents, cette mesure doit être coordonnée entre la société nationale du réseau de transport et le gestionnaire du réseau de distribution. En fin de compte, c'est ce dernier qui décide quelles parties du réseau doivent être mises hors tension.

## **7. Cascades – Déroutement**

### **7.1 Fondements et application du principe de cascade**

- (1) Quel que soit le niveau de tension ou de réseau auquel le gestionnaire de système est raccordé au réseau correspondant, des injections et/ou des charges côté réseau peuvent influencer sur la sécurité du système dans la zone de réglage Suisse.
- (2) Afin de préparer les mesures de l'exploitant système requérant nécessaires et de pouvoir ensuite les exécuter, il faut au préalable procéder à l'échange de données ou d'informations entre les exploitants système en cascade.
- (3) Les données et informations nécessaires sont fixées par la convention d'exploitation ou le contrat de raccordement au réseau.

#### **7.1.1 Principes de la responsabilité système**

- (1) La responsabilité système recouvre les différents aspects du maintien de la sécurité du système. Celle-ci est garantie si ni le bilan système ni la sécurité du réseau ne sont menacés ou perturbés.
- (2) Les principes suivants doivent être respectés:
  - La sécurité de l'équilibre du bilan de la charge et de la production dans la zone de réglage Suisse incombe à la société nationale du réseau de transport.
  - Chaque exploitant système a la responsabilité de la sécurité du système sur son réseau dans la mesure où il exerce dessus un contrôle ou une influence.
  - Pour mettre en œuvre des mesures, il peut être nécessaire d'adopter une approche en cascade sur les niveaux de réseau, émanant de la société nationale du réseau de transport qui constate une menace ou une perturbation de la sécurité du système (exploitant système initiateur) (cf. Figure 16).

#### **7.1.2 Interface société nationale du réseau de transport et responsables système**

- (1) Sur un réseau de distribution comprenant plusieurs exploitants système, il convient de fixer un responsable système qui assumera toutes les obligations et les responsabilités correspondantes.
- (2) Un exploitant système est défini comme le responsable système qui coordonne le délestage manuel avec la société nationale du réseau de transport.
- (3) Toutes les données (puissance de raccordement, p. ex.) et informations doivent être mises à la disposition du responsable système afin qu'il puisse assumer ses obligations et responsabilités.

#### **7.1.3 Principe de la cascade**

- (1) Si des mesures sont nécessaires, l'exploitant système initiateur (société nationale du réseau de transport) informe du besoin d'adaptation pour son réseau ainsi que pour les points de raccordement aux exploitants système directement situés en aval par rapport à lui dans la cascade. Ensuite, l'exploitant système prend les mesures nécessaires et les transmet, si nécessaire, en cascade. Ce processus se poursuit jusqu'au dernier exploitant système en aval. Cela signifie que seul l'exploitant

système correspondant ou le site de pilotage en charge déconnecte les consommateurs finaux du réseau. Le principe de la cascade implique également une obligation de documentation.

(2) La cascade se compose des fonctions suivantes (cf. Figure 16):

1. La société nationale du réseau de transport déclenche une mesure conformément à la section 6 ou toute autre mesure.
2. Le requérant est l'exploitant système qui ne peut pas appliquer intégralement une mesure et doit ainsi en déléguer une partie.
3. L'exécutant est l'exploitant système qui doit réaliser la mesure.

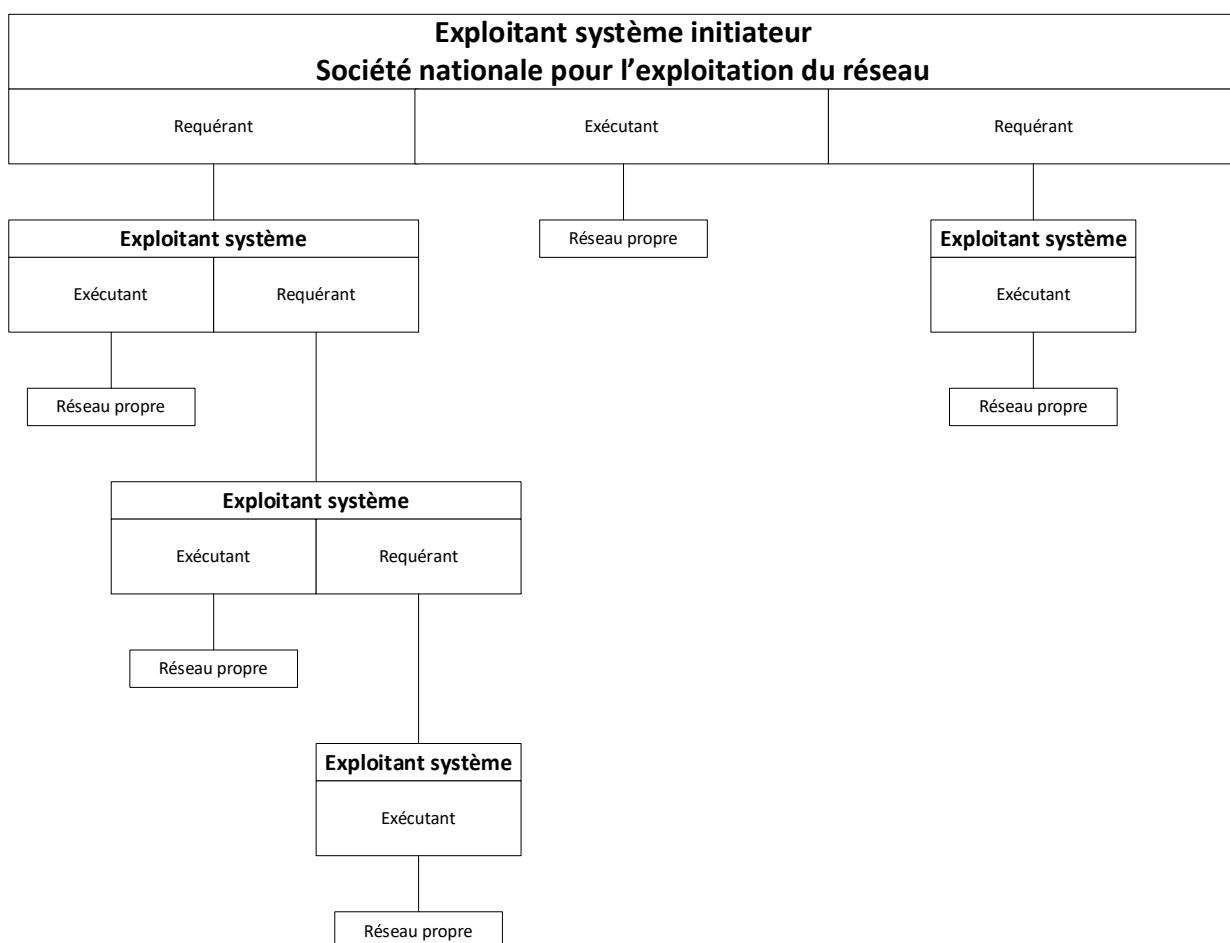


Figure 16: vue d'ensemble des fonctions des exploitants système dans la cascade

- (3) Les exploitants système sont en principe tenus de prendre toutes les mesures nécessaires afin d'éviter les obstacles à la réalisation lors de l'exécution d'une cascade.
- (4) S'il est impossible pour un exploitant système exécutant de mettre en œuvre les demandes qui lui incombent avec ses propres moyens ou en intégrant les exploitants système en aval, il convient de documenter le motif de cet obstacle à la réalisation. L'existence d'un obstacle à la réalisation doit être immédiatement signalée à l'exploitant système requérant.

- (5) Si la mesure ne peut pas être réalisée, la société nationale du réseau de transport décide des autres mesures à prendre et définit, le cas échéant, une nouvelle demande.
- (6) Dans la figure 10, le terme «exploitant système» désigne entre autres les gestionnaires de réseau de transport (GRT), les gestionnaires de réseau de distribution (GRD), les gestionnaires de réseau de distribution raccordés au RT (GRD au RT), les gestionnaires d'installations de clients significatives raccordés au RT (GIC-S-RT) ainsi que les exploitants de centrales (EC).

#### **7.1.4 Adaptation des systèmes de sécurité**

- (1) La demande et la levée des mesures s'effectuent selon la systématique telle que représentée à la Figure 17.

##### **Annnonce d'une cascade opérationnelle**

- (2) L'exploitant système requérant envoie une annonce à tous les responsables système directement situés en aval. Pour toute autre communication, se reporter à la section 7.2. L'annonce est effectuée oralement et par écrit (p. ex. par e-mail) à l'aide du formulaire «Annonce – Mesures MACV – Adaptation du soutirage» (cf. annexe 1). Si possible, elle est faite en respectant un délai d'environ 2 heures avant la demande. Ce temps est nécessaire pour établir la disponibilité de tous les services opérationnels de la cascade.
- (3) La société nationale du réseau de transport déclare en même temps une situation de réseau critique locale.
- (4) Les principaux points de l'annonce sont les suivants:
  - Information sur la date escomptée et sur le type de mesures ainsi que sur la durée prévue
  - Nœud ou zone de desserte vraisemblablement concerné(e)
  - Information sur la forme de danger
  - Si possible, estimation de l'adaptation de la puissance réactive en Mvar (en fonction de la direction) ou de la tension au point de couplage commun.

##### **Demande durant une cascade opérationnelle**

- (5) L'exploitant système requérant envoie une demande à tous les responsables système directement situés en aval. Pour toute autre communication, se reporter à la section 7.2. La demande est effectuée oralement et par écrit à l'aide du formulaire «Demande – Mesures MACV – Tension élevée – Délestage» (cf. annexe 2) ou «Demande – Mesures MLS – Tension basse – Délestage manuel» (cf. annexe 3).
- (6) Les principaux points de la demande sont les suivants:
  - Les nœuds d'injection et de soutirage concernés assortis des niveaux de réseau
  - La date de début pour une mesure exécutoire ainsi que la date de fin prévue le cas échéant
  - L'information sur la forme de danger ou l'indication de la cause (impact)
  - Le besoin concret d'adaptation de la puissance en Mvar, c'est-à-dire qu'il faut toujours indiquer la valeur RÉELLE (valeur instantanée) ainsi que la valeur CIBLE en fonction de la direction. La

(7) Si cette demande ne suffit pas, une demande supplémentaire est effectuée (cf. Figure 17).

(8) L'exploitant système requérant envoie un ordre de levée à tous les responsables système directement situés en aval. Pour toute autre communication, se reporter à la section 7.2. La levée est signalée oralement et par écrit à l'aide du formulaire «Levée partielle – Mesures MACV» (cf. annexe 4) ou «Levée partielle – Mesures MACV» (cf. annexe 5).

- Les nœuds d'injection et de soutirage concernés assortis des niveaux de réseau
- La date de fin doit être communiquée de manière précise et contraignante à l'exploitant système exécutant.



(1) Le délestage du réseau devrait être mis en œuvre dans les 30 minutes suivant la réception de la demande par la société nationale du réseau de transport. Une annonce aux exploitants système situés en amont et en aval devrait ainsi toujours être effectuée aussi tôt que possible.

## **7.2 Échange d'informations dans le cadre de la cascade**

### **7.2.1 Processus de communication**

- (1) La communication se fait via les canaux de communication standard entre les postes de conduite.
- (2) Pour assurer la cascade opérationnelle, un échange d'informations à tous les niveaux de la cascade est nécessaire aussi bien avant l'exécution de la cascade que pendant, et lors du traitement postérieur. Il est pertinent d'opter pour les mêmes normes techniques et pour une structure de communication homogène au sein d'une cascade. Tous les appelants, émetteurs et destinataires doivent être identifiables de manière univoque dans l'ensemble de la chaîne.
- (3) Après l'exécution du MACV, tous les exploitants système concernés dressent un rapport et le font parvenir sous quatre semaines à la société nationale du réseau de transport et aux exploitants système impliqués.

### **7.2.2 Défaillance de la communication**

- (1) En cas de défaillance des connexions de données (système d'actionnement à distance), une ou plusieurs valeurs de mesure défaillantes ou perturbées peuvent être calculées par le biais d'une procédure de valeur de substitution.
- (2) Pendant la mise en œuvre du MACV, il faut partir du principe que des parties des connexions de communication publiques ne sont pas disponibles en raison d'un défaut d'approvisionnement en électricité. Si nécessaire et si elles sont disponibles, des connexions de communication sûres en cas de défaillance doivent être utilisées.
- (3) Les connexions de communication sûres en cas de défaillance peuvent être un réseau téléphonique/radio supplémentaire général comme Polycom (réseau radio national des autorités et des organisations) ou des téléphones satellites.

### **7.2.3 Processus de communication externe**

- (1) Les utilisateurs du réseau concernés et le public sont informés par la société nationale du réseau de transport ou par les exploitants système exécutants. L'exploitant système initiateur devrait en règle générale être la société nationale du réseau de transport, mais un GRD est aussi possible. L'exploitant système initiateur est tenu d'informer le public. Il convient d'envisager d'impliquer à temps des experts en communication (médias et public).
- (2) Les utilisateurs de réseau concernés doivent être informés par l'exploitant système exécutant. En effet, l'exploitant système initiateur (en particulier la société nationale du réseau de transport) ne connaît (généralement) pas les utilisateurs de réseau concernés. De même, l'exploitant système exécutant n'a pas le droit de transmettre les informations en raison de la protection des données. Si un utilisateur de réseau est directement raccordé au réseau de transport, la société nationale du réseau de transport serait l'exploitant système exécutant.
- (3) La société nationale du réseau de transport met dès que possible à la disposition des exploitants système exécutants des informations pour la communication externe dans la mesure où la société nationale du réseau de transport était l'exploitant système initiateur.

#### **7.2.4 Communication avec les infrastructures ferroviaires et les transports publics**

- (1) Toutes les mesures (annonce, demande et levée) sont annoncées de surcroît par la société nationale du réseau de transport aux Chemins de fer fédéraux suisses CFF, «coordination 50 Hz des réseaux de faible envergure CFF» (Power Off).
- (2) Dans la mesure du possible, les exploitants d'infrastructures des transports publics sont informés par l'exploitant système concerné.

### **7.3 Mise en œuvre des mesures de cascade**

#### **7.3.1 Généralités**

- (1) En fonction de la zone de desserte et des points de fourniture d'un exploitant système, un report de la puissance réactive entre les points de fourniture doit être pris en considération.
- (2) En cas de survenance d'un problème de puissance ou de tension sur le réseau de transport, la société nationale du réseau de transport définit l'adaptation nécessaire en Mvar.

#### **7.3.2 Documentation et reporting**

- (1) Une mesure ordonnée doit être documentée en détail après chaque mise en œuvre. Les informations suivantes doivent alors être consignées par écrit à des fins de clarté:
  - Mesures de préparation
  - Motif de la demande
  - Informations préalables éventuellement disponibles
  - Mesures déjà déclenchées de façon prioritaire
  - Motif d'un éventuel refus d'appliquer une ou plusieurs mesures préalables
  - Date précise de la demande
  - Date précise, lieu des mesures mises en œuvre
  - Durée de la mesure
  - Mesures visant à rétablir une exploitation sûre

#### **7.3.3 Formation et entraînement**

- (1) Des exercices et des entraînements doivent être effectués entre la société nationale du réseau de transport et les exploitants système directement raccordés au réseau de transport.
- (2) Le simulateur réseau de la société nationale du réseau de transport constitue une composante essentielle de cet entraînement.
- (3) De plus, des exercices réguliers entre les postes de conduite doivent être effectués, en tenant compte des différentes situations de délestage du réseau.
- (4) Les entraînements sont organisés régulièrement par la société nationale du réseau de transport.

## **8. Exploitant système des niveaux de réseau 2 à 7 comme organe initiateur**

- (1) Les exploitants système des niveaux de réseau 2 à 7 peuvent également être l'organe initiateur des mesures de tension dans leur zone de desserte. Les cas d'application sont par exemple des problèmes de tension au niveau local ou régional. Dans ce cas, l'exploitant système concerné décide lui-même de la nécessité de prendre des mesures conformément aux processus et aux directives de ce document de la branche (principe de la cascade, échange d'informations, mise en œuvre des mesures, formation).

## Annexe 1: Formulaires (proposition de mise en œuvre)

### Émetteur:

Poste de conduite xxx, interlocuteur xxx

Tél.: +41 xx, fax: +41 xx

E-mail: muster@muster.ch

Lieu et date

À: exploitant système xx

|  |                                                                   |  |
|--|-------------------------------------------------------------------|--|
|  | <b>ANNONCE<br/>Mesures MACV<br/>Adaptation du souti-<br/>rage</b> |  |
|--|-------------------------------------------------------------------|--|

Exécution de mesures visant à éviter les états de réseau critiques en matière de tension conformément au document «MACV-CH 2025» de l'AES auprès d'exploitants système ou responsables système situés en aval.

**Version:** *date/heure*

**À remplir par l'exploitant système requérant**

|                                                        |                                                                                       |
|--------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| Danger potentiel                                       | Texte                                                                                 |
| Nœud ou zone de desserte vraisemblablement concerné(e) | Texte                                                                                 |
| Période possible                                       | Texte                                                                                 |
| Puissance réactive visée                               | Ordre de grandeur en.... Mvar<br>avec indication des quantités soutirées ou injectées |
| Remarques                                              | Texte                                                                                 |

## Annexe 2: Formulaires (proposition de mise en œuvre)

**Émetteur:**

Poste de conduite xxx, interlocuteur xxx

Tél.: +41 xx, fax: +41 xx

E-mail: muster@muster.ch

Lieu et date

À: exploitant système

|  |                                                                   |  |
|--|-------------------------------------------------------------------|--|
|  | <b>EXIGENCE<br/>Mesures MACV<br/>Tension élevée<br/>Délestage</b> |  |
|--|-------------------------------------------------------------------|--|

**Toutes les mesures MACV sans interruption de l'approvisionnement sont épuisées.**

**Dans ce cas, les charges et les injections doivent faire l'objet d'un délestage conformément aux mesures MACV (voir le chapitre 6.2.17).**

**Version: *date/heure***

**À remplir par l'exploitant système requérant**

|                                    |                                                                                                                                               |
|------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Zone de desserte concernée         | Texte                                                                                                                                         |
| Nom du nœud avec niveau de tension | Texte                                                                                                                                         |
| Étendue de l'adaptation            | ..... Mvar avec indication des quantités soutirées ou injectées en concertation avec la société nationale du réseau de transport<br><br>..... |
| Remarques                          | Texte avec le cas échéant une consigne de tension                                                                                             |

## Annexe 3: Formulaires (proposition de mise en œuvre)

### Émetteur:

Poste de conduite xxx, interlocuteur xxx

Tél.: +41 xx, fax: +41 xx

E-mail: muster@muster.ch

Lieu et date

À: exploitant système

|  |                                                                                            |  |
|--|--------------------------------------------------------------------------------------------|--|
|  | <b>EXIGENCE</b><br><b>Mesures MACV</b><br><b>Tension basse</b><br><b>Mise hors tension</b> |  |
|--|--------------------------------------------------------------------------------------------|--|

Exécution de mesures visant à éviter les états de réseau critiques en matière de tension conformément au document «MACV-CH 2025» de l'AES auprès d'exploitants système ou responsables système situés en aval.

**Version:** *date/heure*

À remplir par l'exploitant système requérant

|                                                      |                                                                                                                                                                                                  |
|------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Danger                                               | Texte                                                                                                                                                                                            |
| Zone de desserte concernée                           | Texte                                                                                                                                                                                            |
| Nom du nœud avec niveau de tension                   | Texte                                                                                                                                                                                            |
| Ampleur de l'adaptation                              | RÉELLE<br>CIBLE<br>Différence<br>..... MW avec indication des quantités soutirées ou injectées<br>..... MW avec indication des quantités soutirées ou injectées<br>..... MW (montant sans signe) |
| Remarques                                            | Texte avec le cas échéant une consigne de tension                                                                                                                                                |
| Heure de début de l'adaptation                       | hh:min                                                                                                                                                                                           |
| Heure de la fin prévue de l'adaptation<br>Adaptation | hh:min                                                                                                                                                                                           |

Annexe 4:   Formulaires (proposition de mise en œuvre)

Émetteur:

Poste de conduite xxx, interlocuteur xxx

Tél.:   +41 xx, fax:   +41 xx

E-mail: muster@muster.ch

Lieu et date

À: exploitant système xx

|  |                                               |  |
|--|-----------------------------------------------|--|
|  | <b>LEVÉE PARTIELLE</b><br><b>Mesures MACV</b> |  |
|--|-----------------------------------------------|--|

Exécution de mesures visant à éviter les états de réseau critiques en matière de tension conformément au document «MACV-CH 2025» de l’AES auprès d’exploitants système ou responsables système situés en aval.

Version: *date/heure*

À remplir par l’exploitant système requérant

|                                                        |                                                                                       |
|--------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| Danger potentiel                                       | Texte                                                                                 |
| Nœud ou zone de desserte vraisemblablement concerné(e) | Texte                                                                                 |
| Période possible                                       | Texte                                                                                 |
| Puissance réactive visée                               | Ordre de grandeur en.... Mvar<br>avec indication des quantités soutirées ou injectées |
| Remarques                                              | Texte                                                                                 |

**Annexe 5:    Formulaires (proposition de mise en œuvre)**

**Émetteur:**

Poste de conduite xxx, interlocuteur xxx

Tél.:    +41 xx, fax:    +41 xx

E-mail: muster@muster.ch

Lieu et date

À: exploitant système

|  |                               |  |
|--|-------------------------------|--|
|  | <b>LEVÉE<br/>Mesures MACV</b> |  |
|--|-------------------------------|--|

**Exécution de mesures visant à éviter les états de réseau critiques en matière de tension conformément au document «MACV-CH 2025» de l’AES auprès d’exploitants système ou responsables système situés en aval.**

**Version: *date/heure***

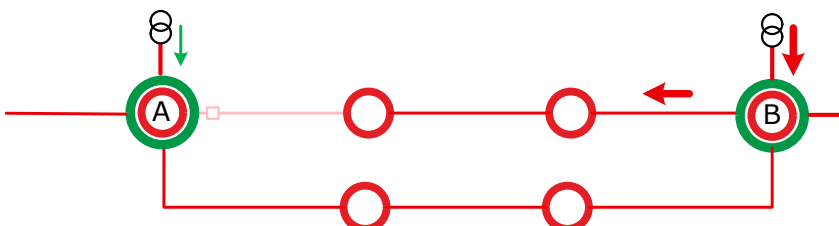
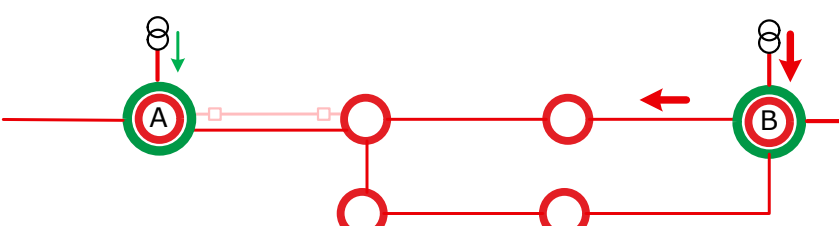
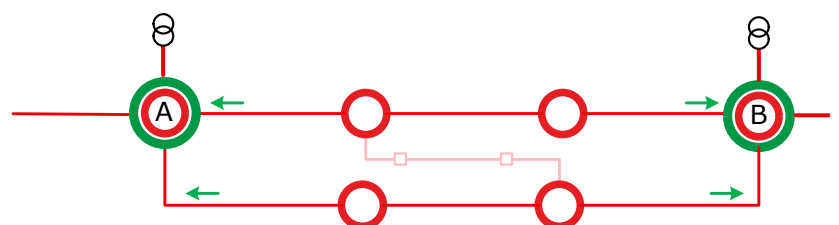
**À remplir par l’exploitant système requérant**

|                                  |        |
|----------------------------------|--------|
| Zone de desserte concernée       | Texte  |
| Remarques                        | Texte  |
| Heure de fin de toute adaptation | hh:min |
| Motifs de l’adaptation           | Texte  |

# Annexe 6: Mesures topologiques possibles

## Présentation des mesures topologiques possibles (exhaustivité non garantie)

- (1) En théorie, les mesures peuvent être utilisées que la tension soit trop élevée ou trop basse. Il convient toutefois de noter que l'avantage à obtenir sur un nœud du réseau entraîne un inconvénient à un ou plusieurs autres endroits.

| Légende                                                                                                                                                       |                                                                                      |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                              | Réduction de la puissance active et réactive                                         |
|                                                                              | Direction du flux souhaitée                                                          |
|                                                                              | Augmentation de la puissance active et réactive                                      |
|                                                                                                                                                               | Représentation schématique                                                           |
| <b>Mesure:</b><br>Mettre hors tension le transformateur A, NR2<br><b>Conséquence:</b><br>B: Tension -<br>A NR1: tension +<br>A NR3: tension -                 |   |
| <b>Mesure:</b><br>Mettre hors tension la marche en antenne/le raccordement NR3<br><b>Conséquence:</b><br>B: tension -<br>A NR1: tension +<br>A NR3: tension + |  |
| <b>Mesure:</b><br>Mettre hors tension les lignes parallèles<br><b>Conséquence:</b><br>B: tension -<br>A NR1: tension -<br>A NR3: Tension -                    |  |
| <b>Mesure:</b><br>Mettre hors tension l'interconnexion<br><b>Conséquence:</b><br>B: tension -<br>A NR1: tension -<br>A NR3: tension -                         |  |

|                                                                                                                                                                                |  |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|
| <p><b>Mesure:</b><br/>exploitation de deux JB: créer la boucle/le sous-réseau</p> <p><b>Conséquence:</b><br/>B: tension -<br/>A JB TR Tension + A<br/>JB boucle: tension -</p> |  |
| <p><b>Mesure:</b><br/>exploitation de deux JB: dévier l'injection NR2</p> <p><b>Conséquence:</b><br/>B JB TR: Tension +<br/>B NR1: tension -<br/>A: Tension +</p>              |  |
| <p><b>Mesure:</b><br/>Dévier l'injection de la centrale</p> <p><b>Conséquence:</b><br/>B: tension -<br/>A: tension +</p>                                                       |  |
| <p><b>Mesure:</b><br/>Reporter la charge sur le NR5</p> <p><b>Conséquence:</b><br/>A/B: tension +<br/>X/Y: tension -</p>                                                       |  |

Tableau 5: Présentation des mesures topologiques possibles

## Annexe 7: Plages de tension

- (1) Les limites de tension pour l'exploitation continue sont définies de la même manière pour tous les nœuds dans le réseau de transport (RT). Pour les deux niveaux de tension du réseau de transport, les limites suivantes s'appliquent à l'exploitation continue, conformément aux lois et ordonnances (la limite de tension supérieure correspondant à la tension d'exploitation maximale admissible en continu) et pour des raisons de stabilité (limite de tension inférieure):

| Tension nominale | Limite supérieure pour l'exploitation continue: | Limite inférieure pour l'exploitation continue: |
|------------------|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| Niveau de 380 kV | 420 kV                                          | 360 kV <sup>1</sup>                             |
| Niveau de 220 kV | 245 kV                                          | 198 kV <sup>2</sup>                             |

Tableau 6: Limites de tension pour l'exploitation continue en fonction du niveau de réseau

- (2) La référence pour la tension actuelle sur le RT pour la gestion de la tension de l'ensemble du réseau est la tension estimée<sup>3</sup> de l'estimation de l'état du réseau du gestionnaire de réseau de transport (GRT).
- (3) En outre, les centrales électriques ainsi que les réseaux de distribution (RD) et les exploitants système voisins doivent rester connectés au réseau pendant un certain temps, conformément au tableau ci-dessous, tant que la tension élevée ou trop basse évolue dans les limites des tensions indiquées dans ce même tableau. Dans ces zones, les centrales électriques, les réseaux de distribution et les exploitants système voisins ne doivent pas se déconnecter automatiquement du réseau par le biais des appareils de déclenchement qui dépendent de la tension.
- (4) Pour le dimensionnement des transformateurs de raccordement au réseau (y compris commutateurs à plots, isolation, parasurtenseurs, etc.), les plages de tension doivent être respectées sans limitation de temps conformément au Tableau 7 suivant<sup>4</sup>.

| Tension nominale | Limite supérieure à laquelle les centrales, réseaux de distribution et exploitants système voisins doivent rester connectés au réseau pendant au moins 30 minutes | Limite inférieure à laquelle les centrales, réseaux de distribution et exploitants système voisins doivent rester connectés au réseau pendant au moins 60 minutes |
|------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Niveau de 380 kV | 440 kV                                                                                                                                                            | 340 kV                                                                                                                                                            |
| Niveau de 220 kV | 253 kV                                                                                                                                                            | 187 kV                                                                                                                                                            |

Tableau 7: résistance face aux variations de tension limitées dans le temps par niveau de réseau

<sup>1</sup> Correspond à la limite de stabilité dans le réseau 380 kV selon TC et ICS

<sup>2</sup> Correspond à la limite de stabilité dans le réseau 220 kV selon TC et ICS

<sup>3</sup> La tension estimée est la tension la plus probable, sur la base des valeurs de mesure disponibles, avec laquelle le calcul du flux de charge donne une solution cohérente pour le système calculé.

<sup>4</sup> Les exigences techniques pour le maintien de la tension conformément au chapitre 6 du TC 2019 sont réglementées dans le contrat de raccordement au réseau correspondant.

- (5) Dans la gestion de l'exploitation, en plus des limites de tension constantes pour l'alerte, des valeurs seuils sont définies conformément au .

| Tension nominale | Valeur d'alerte basse (AB) | Plage normale   | Valeur d'alerte haute (AH) |
|------------------|----------------------------|-----------------|----------------------------|
| Niveau de 380 kV | < 390 kV                   | 400 kV à 415 kV | > 420 kV                   |
| Niveau de 220 kV | < 220 kV                   | 230 kV à 240 kV | > 245 kV                   |

Tableau 8: Plages de la tension d'exploitation par niveau de tension

- (6) Une plage normale (cf. Tableau 8) de la tension actuelle est définie dans la plage autorisée de la tension d'exploitation.
- (7) À l'interface entre le GRT et les gestionnaires de réseau de transport étrangers (GRTE) voisins, les plages de tension de l'exploitation normale sont convenues dans les contrats conclus entre les GRT. Le poste de conduite national du réseau de transport convient des limites de tension constantes aux nœuds périphériques avec les gestionnaires de réseau de transport étrangers voisins, en tenant compte du matériel utilisé
- (8) En référence au System Operation Guideline (SO GL article 27), la tension de base pour les consignes de tensions par unité dans le réseau suisse à très haute tension est définie de la manière suivante:
- Niveau 380 kV: 1 p.u. = 400 kV
  - Niveau 220 kV: 1 p.u. = 220 kV