

Manuel

Maintien de la tension sur le réseau de distribution

Mesures pour le maintien de la tension
dans les NR 4 - 7

MTRD – CH 2026

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
Denys Buff	Arbon Energie	Membre du GT
Adrian Bussinger	Eniwa	Membre du GT
Thomas Rechsteiner	Swissolar	Membre du GT
Fabio Giddey	Swissolar	Membre du GT
Dimitrios Gkamtzas	Repower	Membre du GT
Lars Huber	SWL Energie	Responsable GT jusqu'en avril 2025
Peter Cuony	Groupe E	Responsable GT à partir d'avril 2025
Cyril Käser	Groupe E	Membre du GT
Steffen Kurz	EBL	Membre du GT
David Lehnen	CKW	Membre du GT
Christoph Merz	SAK	Membre du GT
Stefan Schori	BFH	Membre du GT
Daniel Tschui	Helion	Membre du GT
Patrick Bader	AES	Membre du GT

Responsabilité commission

La Commission Qualité de la fourniture de l'AES est désignée responsable de la tenue à jour et de l'actualisation du document.



Chronologie

Date	Brève description
Avril 2024	Attribution du mandat par la Commission Qualité de la fourniture
Septembre 2024 à octobre 2025	Début des travaux du GT et élaboration de la première édition
21.01.2026 à 26.2.2026	Consultation au sein de la branche
20.04.2026	Approbation par la Direction 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 20.04.2026.

Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES

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



Table des matières

Préface	7
Introduction	8
1.1 Généralités	8
1.2 Objectif du manuel	8
1.3 Vue d'ensemble des mesures possibles	9
1.4 Bases et termes techniques	9
1.4.1 Limites de tension pour les fluctuations de tension lentes	9
1.4.2 Puissance active et réactive	10
1.4.3 Effet de la puissance active et réactive sur la tension.....	12
2. Régulation de la tension avec des éléments de réseau.....	14
2.1 Régulation dynamique de la tension NR 4	15
2.1.1 Principe de fonctionnement	15
2.1.1.1 Modes de régulation avec une tension de consigne constante	15
2.1.1.2 Modes de régulation avec une tension de consigne dynamique.....	16
2.1.2 Cas d'application	17
2.2 Régulateur de tension de ligne NR 5	18
2.2.1 Principe de fonctionnement	18
2.2.2 Cas d'application	19
2.3 Ajustement manuel des gradins pour le transformateur normal de distribution local NR6	19
2.3.1 Principe de fonctionnement	19
2.3.2 Cas d'application	20
2.4 Transformateur réglable de réseau local (TDR) NR 6	21
2.4.1 Principe de fonctionnement	21
2.4.2 Cas d'application	21
2.5 Régulateur de tension de ligne NR 7	22
2.5.1 Principe de fonctionnement	22
2.5.2 Cas d'application	23
2.6 Comparaison des mesures de maintien de la tension avec les éléments de réseau	23
2.6.1 Aspects techniques	23
2.6.2 Avantages et inconvénients.....	24
3. Régulation de la puissance réactive	27
3.1 Courbe caractéristique de la tension de puissance réactive $Q(U)$	28
3.2 Facteur de puissance $\cos(\varphi)$ fixe.....	30
3.3 Courbe caractéristique du facteur de puissance en fonction de la puissance active $\cos(\varphi)(P)$	30
3.4 Installations nécessitant une compensation	30
3.5 Systèmes de compensation (pour les industries) et interaction avec les installations photovoltaïques.....	31
3.6 Rétribution et contrôle du réglage de l'énergie réactive.....	31
4. Régulation de la puissance active	33
4.1 Limitation de l'injection fixe.....	33
4.2 Limitation de l'injection en fonction de la tension $P(U)$	34
4.2.1 $P(U)$ provisoire jusqu'à la réalisation du renforcement du réseau	35
4.2.2 Fonction $P(U)$ comme aide au maintien de la qualité de la tension (110-112 %).....	36
4.2.3 $P(U)$ comme alternative au renforcement des lignes du raccordement	36
4.2.4 $P(U)$ comme alternative au renforcement du réseau	36



4.3	Combinaison de la régulation de la puissance active et de la puissance réactive en fonction de la tension ($P(U) + Q(U)$)	36
4.4	Rétribution et contrôle de la régulation de la puissance active	38
5.	Coordination	39
5.1	Coordination de la tension entre différents niveaux de réseau	39
5.2	Coordination de la tension entre le GRD en amont et le GRD en aval.....	39
6.	Conclusion	40

Liste des figures

Figure 1: Structure des documents	7
Figure 2: Valeurs efficaces de 1 seconde et de 10 minutes de la tension (entre conducteurs phase et neutre) sur un nœud électrique pendant une heure ($100 \% = 400 \text{ V}/\text{racine}(3) = 230,9 \text{ V}$) (source: Haute école spécialisée bernoise)	10
Figure 3: Déphasage en fonction du temps (à gauche) et avec affichage vectoriel dans le système à quatre quadrants (à droite). Le vecteur tension est fixée sur l'axe 0° . Selon le déphasage φ du courant par rapport à la tension, celui-ci se trouve dans un quadrant correspondant. Représentation par le système vectoriel de dénomination de consommation (Source: Haute école spécialisée bernoise)	11
Figure 4: Diagramme de puissance, représentation des quatre quadrants dans le système vectoriel de dénomination de consommation (source: Haute école spécialisée bernoise)	12
Figure 5: Schéma simplifié d'un raccordement au réseau. La formule d'approximation permet d'estimer grossièrement la variation de tension au point de fourniture (source: haute école spécialisée bernoise)	13
Figure 6: Courbe de tension habituelle sur le réseau moyenne et basse tension	14
Figure 7: Tension de consigne en fonction de la charge	16
Figure 8: Courbe de tension avec régulation dynamique NR4	17
Figure 9: Courbe de tension avec le régulateur de tension de ligne NR 5	19
Figure 10: Courbe de tension avec adaptation manuelle des gradins pour un transformateur normal de distribution local	20
Figure 11: Courbe de tension avec transformateur réglable de réseau local	21
Figure 12: Courbe de tension avec régulateur de branche	23
Figure 13: Augmentation de la tension en fonction de la puissance réactive (source SMA)	27
Figure 14: Schéma d'un onduleur qui convertit 100 kW de puissance DC en 111 kVA de puissance AC apparente.	28
Figure 15: Courbe caractéristique standard $Q(U)$ – système vectoriel de dénomination de consommation	29
Figure 16: Courbe caractéristique standard $\cos(\varphi)(P)$, pour $S_{\max} \leq 3,7 \text{ kVA}$ ($\cos(\varphi)=0,95$) et $S_{\max} > 3,7 \text{ kVA}$ ($\cos(\varphi)=0,90$)	30
Figure 17: Courbe $P(U)$ standard 110-112 % U_n	34
Figure 18: Courbe caractéristique $P(U)$ 106-108 % U_n	35
Figure 19: Courbe caractéristique $P(U)$ 108-110 % U_n	35
Figure 20: Exemple de courbes caractéristiques $P(U)$ et $Q(U)$ combinées (système vectoriel de dénomination de consommation)	38
Figure 21: Domaines d'application approximatifs des mesures de maintien de la tension dans le NR 7	41

Liste des tableaux

Tableau 1: Sens de l'énergie pour la puissance active P et la puissance réactive Q en fonction des quadrants 1 à 4 dans le système vectoriel de dénomination de consommation	12
Tableau 2: Comparaison des aspects techniques de la régulation de tension dynamique NR 4 et du régulateur de tension de ligne NR 5	24
Tableau 3: comparaison des aspects techniques du régulateur de tension de ligne NR 7, du TDR et du TD	24
Tableau 4: Comparaison des mesures de maintien de la tension NR 4-5	25
Tableau 5: comparaison des mesures de maintien de la tension de NR 6-7	26
Tableau 6: Exemples pour un dimensionnement plus important des onduleurs en raison de la fourniture de puissance réactive supplémentaire	28
Tableau 7: Exemple de courbe caractéristique de la puissance réactive Q(U)	29
Tableau 8: Courbe P(U) 106 %-108 % U_n et courbe P(U) 108 %-110 % U_n , p. ex. comme solution provisoire et la courbe P(U) standard à 110 %-112 % U_n	36



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 «Maintenance de la tension sur le réseau de distribution» est un outil/logiciel.

Structure des documents

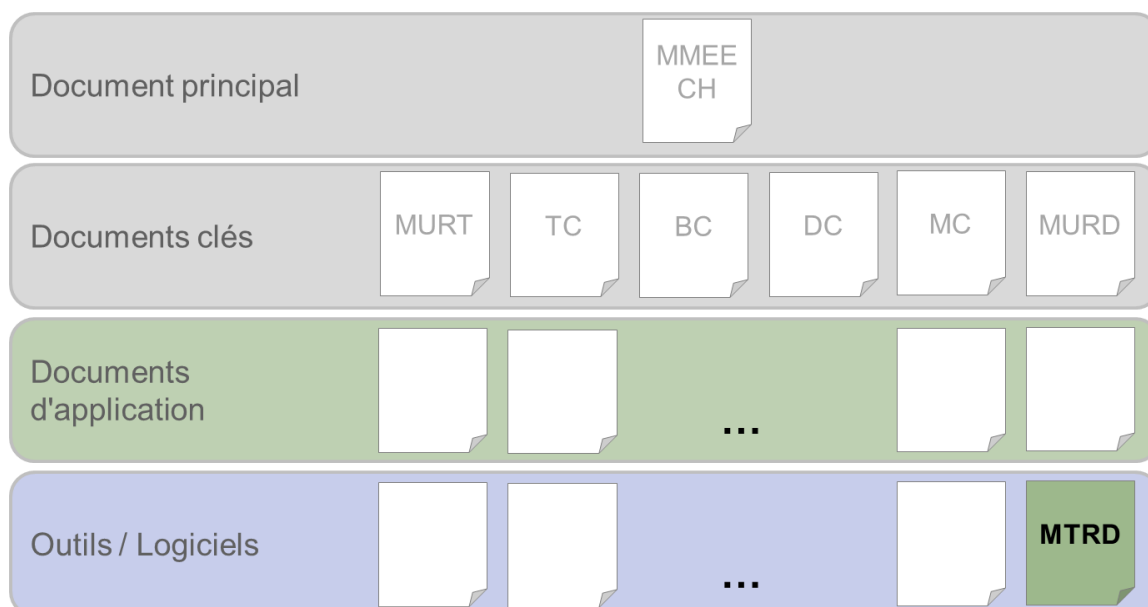


Figure 1: Structure des documents



Introduction

1.1 Généralités

- (1) Les consommateurs d'électricité et les installations productrices décentralisées qui injectent de l'électricité dans le réseau influencent la charge et la tension du réseau de distribution. En particulier, les installations avec une forte simultanéité et des puissances potentiellement élevées telles que les installations photovoltaïques, les systèmes de stockage, les pompes à chaleur et également la mobilité électrique peuvent fortement influencer le niveau de tension. La norme SN EN 50160:2022 spécifie les caractéristiques de la tension dans les réseaux d'approvisionnement énergétiques publics. Dans des conditions normales d'exploitation, la tension d'approvisionnement ne doit pas varier de plus de $\pm 10\%$ par rapport à la tension nominale.
- (2) Lorsque l'injection augmente, la tension dans le réseau de distribution augmente également et la réserve entre la tension maximale qui apparaît et la limite supérieure de tension diminue. Il en va de même en cas de hausse de la consommation par rapport à la limite inférieure de tension. Lorsque les réseaux électriques atteignent leurs limites, il est nécessaire de prendre des mesures pour assurer leur exploitation en toute sécurité. Traditionnellement, faute d'alternative, c'est souvent le réseau électrique qui était renforcé ou étendu. Le développement massif et généralisé de nouvelles installations photovoltaïques décentralisées, de pompes à chaleur et d'infrastructures de recharge entraînerait des coûts d'extension du réseau électrique élevés si ce dernier était conçu en fonction de la charge ou de l'injection maximale possible.
- (3) Une régulation active de la tension avec des éléments de réseau aide à mieux exploiter la plage de tension disponible. Les installations modernes de clients offrent en règle générale la possibilité d'influencer la puissance active et réactive, ce qui peut contribuer au respect de la plage de tension autorisée, à la réduction du besoin de renforcements du réseau et permet ainsi de réduire les coûts d'investissement dans le réseau. Par exemple, les onduleurs photovoltaïques peuvent augmenter ou diminuer la tension grâce à une régulation autonome de la puissance active et réactive, permettant ainsi d'éviter certains renforcements du réseau ou du moins de les reporter.

1.2 Objectif du manuel

- (1) Le présent document a pour objectif d'aider les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) à choisir et à mettre en œuvre des mesures intelligentes appropriées en vue du maintien de la tension dans les réseaux moyenne et basse tension. Une ou plusieurs mesures peuvent être mises en œuvre afin que la qualité de la tension soit respectée conformément à la norme SN EN 50160.
- (2) Le présent document se concentre sur les mesures visant à respecter les limites des écarts de tension. D'autres aspects, tels que le respect des limites relatives aux variations de tension lentes et rapides ou la vérification des courants de court-circuit requis pour la protection, ne sont pas abordés dans ce document.



1.3 Vue d'ensemble des mesures possibles

- (1) Les mesures suivantes peuvent être utilisées pour assurer le maintien de la tension dans les niveaux de réseau (NR) 4 à 7. Elles sont expliquées dans les différents chapitres et leurs éventuels avantages et inconvénients sont présentés.

Régulation de la tension sur le réseau de distribution:

- régulation dynamique de la tension dans le NR 4;
- régulateur de tension de ligne dans le NR 5;
- ajustement manuel des gradins du transformateur de réseau local dans le NR 6;
- transformateur de distribution réglable (TDR) dans le NR 6;
- régulateur de tension de ligne dans le NR 7.

Gestion de la puissance réactive et de l'injection avec les appareils du client:

- Régulation de la puissance réactive
- Limitation de l'injection liée à la tension
- Pilotage à distance

1.4 Bases et termes techniques

1.4.1 Limites de tension pour les fluctuations de tension lentes

- (1) La norme SN EN 50160 définit les caractéristiques de la tension dans les réseaux publics d'approvisionnement en énergie et sert ainsi de référence aux gestionnaires de réseau et aux utilisateurs du réseau. Dans des conditions d'exploitation normales, la tension d'approvisionnement au point d'interconnexion doit rester dans la plage de $\pm 10 \%$ de la tension nominale (U_n). Généralement, le point d'interconnexion correspond au point de fourniture. Dans les réseaux de distribution qui ne sont pas reliés aux réseaux de transport ainsi que pour des utilisateurs de réseau spécifiques et éloignés, les fluctuations de tension ne doivent pas dépasser $+10 \%$ / -15% :
- Au niveau basse tension, sur une période d'une semaine, au moins 95 % des valeurs efficaces sur 10 minutes (valeurs RMS) de la tension d'approvisionnement doivent se situer dans la plage $U_n \pm 10 \%$ et toutes les valeurs efficaces sur 10 minutes de la tension d'approvisionnement doivent se situer dans la plage de $U_n + 10 \%$ / -15% .
 - Au niveau moyenne tension, sur une période d'une semaine, au moins 99 % des valeurs efficaces sur 10 minutes (valeurs RMS) de la tension d'approvisionnement doivent se situer dans la plage $U_n \pm 10 \%$. En outre, aucune des valeurs efficaces sur 10 minutes de la tension d'approvisionnement ne doit se situer en dehors des limites de $\pm 15 \%$ d' U_n .
- (2) Lors de l'évaluation des demandes de raccordement au réseau, de nombreux gestionnaires de réseau utilisent le document «Règles techniques pour l'évaluation des répercussions sur le réseau D-A-CH-CZ» (VDE, Österreichs Energie, AES, CSRES). Les règles techniques ne précisent pas les niveaux de compatibilité pour les variations lentes de tension. Elles mentionnent, tout comme la norme SN EN 50160, que l'écart de tension ne doit pas dépasser $\pm 10 \%$ dans des conditions d'exploitation normales et en excluant les interruptions. Ainsi, les règles techniques sont cohérentes avec la norme SN EN 50160. Il convient de noter que les répercussions sur le réseau selon D-A-CH-CZ sont



évaluées au point de couplage commun et que la qualité de la tension est évaluée au point d'interconnexion conformément à la norme SN EN 50160.

- (3) La D-A-CH-CZ traite uniquement les variations relatives de tension lentes comme écart de tension (Δu). Il s'agit d'une valeur indicative de 3 % pour la BT et 2 % pour la MT pour la variation lente de tension causée par toutes les installations de production et/ou de stockage par rapport à la tension sans installations de production. Toutefois, il est explicitement indiqué que le gestionnaire de réseau peut fixer des limites différentes, c'est-à-dire plus élevées, pour les variations de tension lentes, si la nature et le mode d'exploitation du réseau le permettent ou l'exigent. C'est le cas, par exemple, lorsque les simulations de réseau arrivent à la conclusion que les valeurs limites de tension selon la norme SN EN 50160 sont respectées.
- (4) Il convient de noter que la tension du réseau peut varier considérablement pendant un intervalle de 10 minutes. Figure 2 illustre ce phénomène: une variation nette de la tension entre 6 h et 6 h 10 est clairement visible sur la valeur efficace d'une seconde, alors que la valeur efficace de 10 minutes ne reflète pas cet écart. Cet aspect est particulièrement pertinent en ce qui concerne la protection des installations et des appareils connectés au réseau. Les paramètres nationaux en vigueur en Suisse prévoient par exemple pour les installations photovoltaïques (installations PV) une coupure lorsque soit la valeur efficace de 10 minutes atteint 110 % de la tension nominale, soit la valeur instantanée de la tension est égale ou supérieure à 120 %. Le seuil de 120 % garantit que les installations photovoltaïques se déconnectent immédiatement du réseau de manière fiable en cas de surtensions de courte durée, même si la valeur efficace de 10 minutes reste inférieure à 110 %.

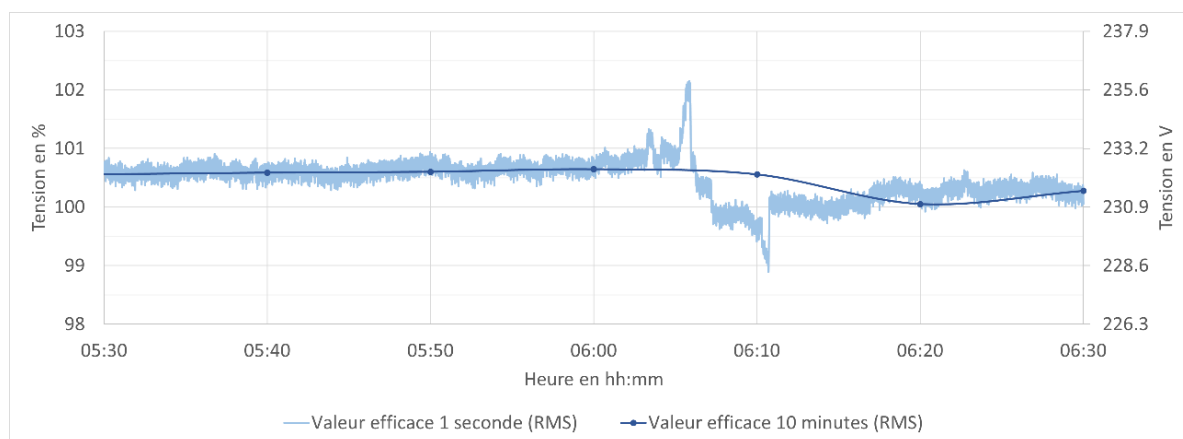


Figure 2: Valeurs efficaces de 1 seconde et de 10 minutes de la tension (entre conducteurs phase et neutre) sur un nœud électrique pendant une heure (100 % = 400 V/racine (3) = 230,9 V) (source: Haute école spécialisée bernoise)

1.4.2 Puissance active et réactive

- (1) La puissance active est la puissance utilisable et peut être convertie par exemple en énergie mécanique, thermique ou chimique. La puissance réactive, en revanche, n'est pas directement utilisable d'un point de vue énergétique. Elle est toutefois nécessaire pour garantir la fonctionnalité du réseau électrique. Elle est requise pour maintenir les champs électriques (en capacités) et les champs magnétiques (en inductances) dans les moyens d'exploitation et les appareils du réseau.



- (2) La puissance réactive est essentielle à la stabilité de la tension du réseau électrique. Pour que l'énergie réactive soit injectée dans le réseau ou prélevée par le client, le courant que les appareils échan- gent avec le réseau doit être déphasé par rapport à la tension. Ce type de puissance réactive est donc également appelé puissance réactive de déphasage.
- (3) Figure 3 illustre une situation dans laquelle la puissance réactive inductive est prélevée par un con- sommateur. Tant dans la figure que dans le reste du document, on utilise toujours le système vecto- riel de dénomination de consommation. Le déphasage entre le courant et la tension est de -26° : le courant est donc en retard sur la tension, ce qui correspond à un comportement inductif. Si le courant avançait la tension, le comportement serait capacitif et de la puissance réactive inductive serait in- jectée dans le réseau.
- (4) Le déphasage φ de -26° de la Figure 3 correspond à un facteur de puissance $\cos(\varphi)$ de 0,9 inductif. En plus de l'évolution dans le temps (à gauche), la Figure 3 montre un diagramme de phaseurs de la tension et du courant (à droite). Le déphasage φ permet de savoir s'il s'agit d'une injection/consom- mation et d'un comportement inductif/capacitif.

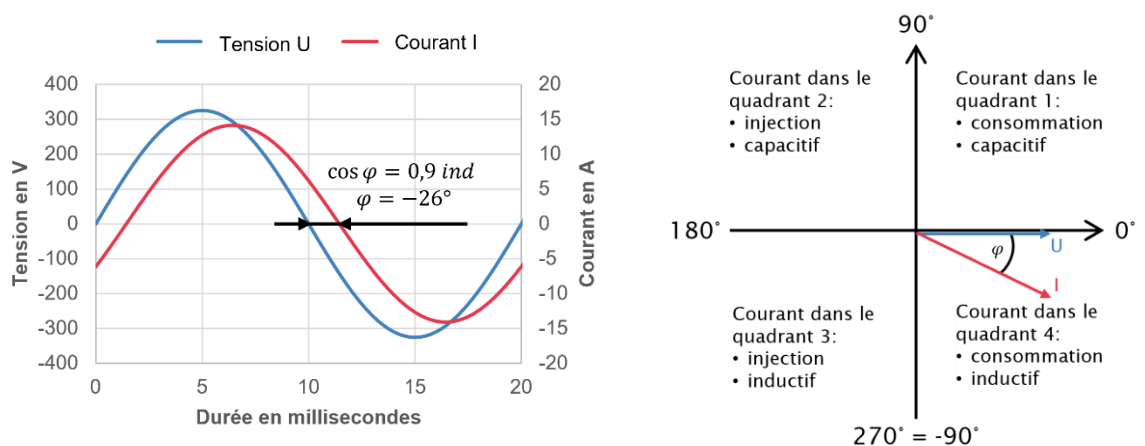


Figure 3: Déphasage en fonction du temps (à gauche) et avec affichage vectoriel dans le système à quatre qua- drants (à droite). Le vecteur tension est fixée sur l'axe 0° . Selon le déphasage φ du courant par rapport à la ten- sion, celui-ci se trouve dans un quadrant correspondant. Représentation par le système vectoriel de dénomination de consommation (Source: Haute école spécialisée bernoise)

- (5) La Figure 4 présente également les phaseurs dans le diagramme de puissance. Le déphasage de -26° pour le courant entraîne un déphasage de $+26^\circ$ entre la puissance apparente S et la puissance active. Cela est dû au fait que la partie imaginaire de la puissance apparente affiche un signe de l'ar- gument inverse à celui du courant. En fonction de la puissance active et réactive souhaitée, un ondu- leur peut également régler le déphasage. Il s'agit à chaque fois de la puissance apparente, active et réactive (de déphasage) de la fondamentale, c'est-à-dire 50 Hz. Dans le contexte de la régulation de la puissance réactive, on parle du paramètre $\cos(\varphi)$. Celui-ci décrit le cosinus de l'angle φ entre la puissance active et la puissance apparente selon la Figure 4. L'énergie réactive dans les quadrants 1 et 2 entraîne une baisse de la tension et une hausse dans les quadrants 3 et 4.

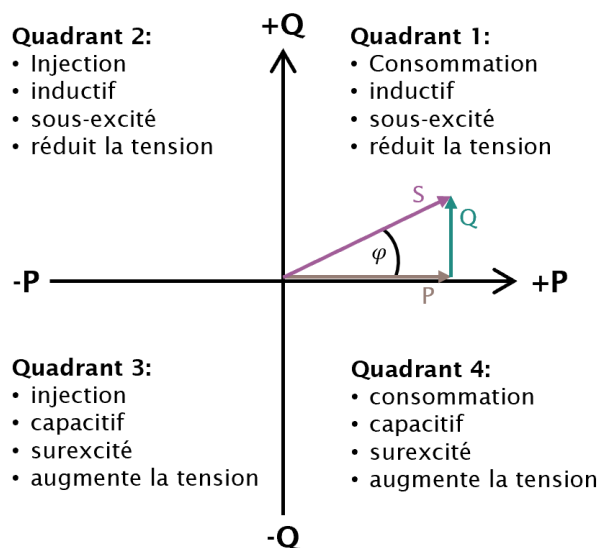


Figure 4: Diagramme de puissance, représentation des quatre quadrants dans le système vectoriel de dénomination de consommation (source: Haute école spécialisée bernoise)

- (6) En fonction des relations de phase dans la représentation des quatre quadrants, on obtient donc un sens d'énergie pour la puissance active (+P ou -P) et pour la puissance réactive (+Q ou -Q). Tableau 1 décrit les sens de l'énergie dans les quatre quadrants.

Quadrant	Puissance active (P)	Puissance réactive (Q)	Mode d'exploitation typique
1	+P (consommation = soutirage du réseau)	+Q (inductif= soutirage du réseau)	Exploitation en charge avec charge inductive (p. ex. moteur)
2	-P (injection = fourniture dans le réseau)	+Q (inductif= soutirage du réseau)	Injection dans le réseau, avec consommation inductive (exigence posée aux installations PV), générateur sous-excité
3	-P (injection = fourniture dans le réseau)	-Q (capacitive = fourniture dans le réseau)	Injection dans le réseau, avec consommation capacitive, générateur surexcité
4	+P (consommation = soutirage du réseau)	-Q (capacitive = fourniture dans le réseau)	Exploitation en charge avec charge capacitive (p. ex. compensation)

Tableau 1: Sens de l'énergie pour la puissance active P et la puissance réactive Q en fonction des quadrants 1 à 4 dans le système vectoriel de dénomination de consommation

1.4.3 Effet de la puissance active et réactive sur la tension

- (1) L'importance de la hausse de la tension due à une installation productrice d'énergie (IPE) résulte du dimensionnement du réseau et de la puissance active injectée. Figure 5 montre les éléments longitudinaux de l'impédance du réseau: la résistance R et la réactance X_L des inductances. La résistance est essentiellement déterminée par les résistances des lignes. Les inductances des lignes basse tension et l'inductance de fuite du transformateur du NR 6 constituent la plus grande part de la réactance X_L . Les éléments transversaux (capacités C et conductances d'isolement G) ne sont pas représentés, car ils ne sont pas essentiels pour la chute de tension. Lorsqu'un courant est injecté



dans le réseau par une installation photovoltaïque, il traverse la résistance R et la réactance X_L , ce qui provoque une chute de tension $\Delta U_{\text{réseau}}$. La D-A-CH-CZ indique la formule d'approximation reportée dans la Figure 5 pour déterminer la variation de tension au point de fourniture. Cette formule montre qu'une variation de la puissance active ΔP entraîne une variation de tension en premier lieu à cause de la résistance R . En revanche, la puissance réactive ΔQ modifie la tension, notamment en raison de la réactance X_L . Une injection supplémentaire de puissance active ($\Delta P < 0$ MW) entraîne une valeur plus négative de ΔU_2 selon la Figure 5. Avec la formule indiquée, il est clair que cela augmente la tension U_2 au point de fourniture. Par conséquent, la tension pourrait être réduite en diminuant la puissance active injectée. Comme alternative ou en plus de la réduction de la puissance active, la puissance réactive peut être utilisée pour abaisser la tension U_2 . Si l'onduleur est réglé de manière à obtenir une puissance réactive inductive supplémentaire ($\Delta Q > 0$ Mvar), cela entraîne une valeur positive plus élevée de la variation de tension ΔU_2 et donc une baisse de la tension U_2 . Comme il s'agit dans la réalité de tensions et de courants complexes avec une amplitude et un angle, la formule d'approximation est surtout adaptée aux estimations.

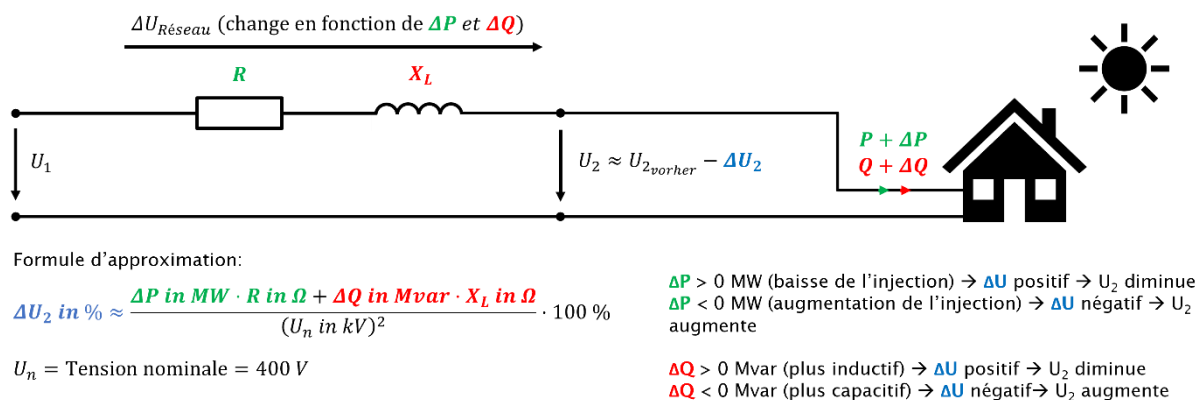


Figure 5: Schéma simplifié d'un raccordement au réseau. La formule d'approximation permet d'estimer grossièrement la variation de tension au point de fourniture (source: haute école spécialisée bernoise)

2. Régulation de la tension avec des éléments de réseau

- (1) Ce chapitre présente et compare différentes possibilités de régulation de la tension avec des éléments de réseau dans les NR 4-7.
- (2) Normalement, les réseaux à partir du NR 5 sont construits jusqu'aux clients et clientes sans autres éléments de réseau régulant la tension. La figure 6 représente l'évolution de la tension dans de tels réseaux.

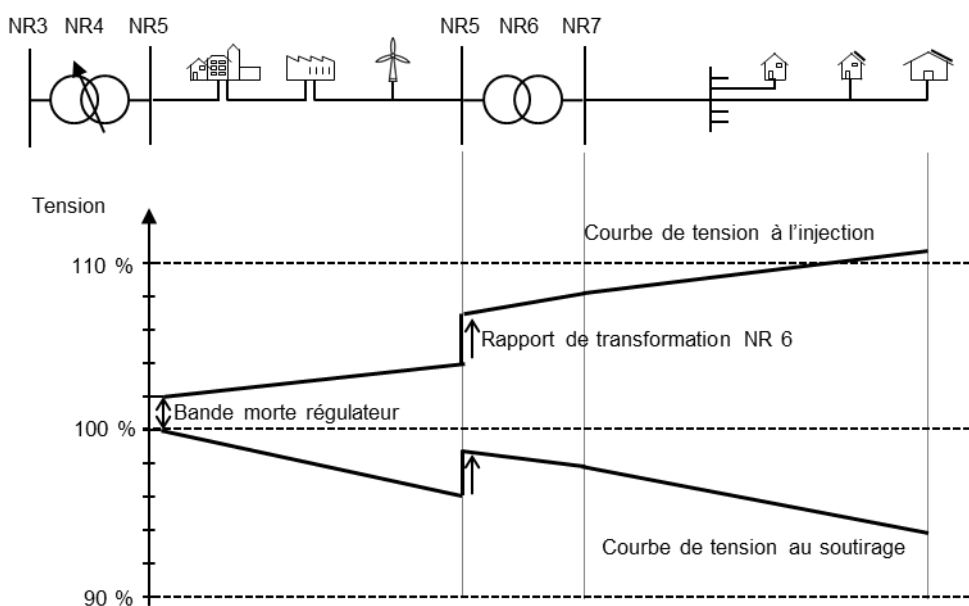


Figure 6: Courbe de tension habituelle sur le réseau moyenne et basse tension

- (3) Le régulateur de tension du transformateur NR 4 règle la tension côté secondaire à une valeur de consigne, à l'exception d'une bande morte. Dans la situation de charge (courbe caractéristique inférieure), on observe une chute de tension dans le réseau moyenne tension. Pour des raisons historiques, les transformateurs du NR 6 sont souvent réglés de manière à compenser une partie de la chute de tension au moyen d'un gradin fixe, ce qui permet une chute de tension plus importante dans le NR 7. Une alternative courante consiste à augmenter la valeur de consigne dans les sous-stations à un niveau plus élevé (par exemple 104 %) afin de permettre une chute de tension admissible plus importante dans les réseaux; les niveaux de transformateur NR 6 restent alors généralement en position neutre. Le résultat est le même dans les deux cas: la plage de tension disponible est principalement conçue pour la chute de tension, ce qui réduit d'autant les élévations de tension admissibles. Dans la situation de réinjection (courbe caractéristique supérieure), cela peut toutefois avoir pour conséquence qu'une tension élevée soit déjà présente au niveau de la station de transformation et qu'il reste très peu de plage de tension pour l'augmentation de la tension dans le NR 7 afin de respecter $\pm 10 \%$ à tous les points d'interconnexion.
- (4) Ce chapitre présente les éléments de réseau qui influencent ces courbes caractéristiques: la régulation de la tension dynamique NR 4, le régulateur d'artère NR 5, la modification manuelle du gradin du transformateur NR 6, le TDR (transformateur de distribution réglable) et le régulateur de branche NR 7.

- (5) Le contrôle dynamique de la tension NR 4 permet d'obtenir un effet sur une grande zone de réseau, mais pas de tenir compte des particularités spécifiques au sein de la zone. Le régulateur de tension de ligne NR 5 est principalement utilisé pour maintenir la tension dans le réseau moyenne tension. La modification du gradin du transformateur au NR 6 (délestage compris) est une option conventionnelle, simple et peu coûteuse. Elle est toutefois moins adaptée aux réseaux à charges variables. Le régulateur de tension de ligne NR 7 offre une plus grande flexibilité en cas de charges ou d'injections non uniformes et est particulièrement adapté aux structures de réseau plus complexes. Le TDR offre une grande flexibilité en termes de régulation dynamique de la tension et de capacité élevée de raccordement au réseau, pour autant que les charges ou injections soient uniformes. Contrairement à la régulation dynamique de la tension NR 4, il s'agit d'une régulation agissant localement, mais qui reste moins ciblée que les régulateurs de tension de ligne NR 7. Il s'agit toutefois de la solution la plus coûteuse, et elle nécessite une maintenance accrue. Chaque mesure présente des points forts et peut être utilisée efficacement de manière différente en fonction des exigences. Des combinaisons sont également judicieuses.

2.1 Régulation dynamique de la tension NR 4

- (1) Le commutateur à gradins avec régulation automatique de la tension des transformateurs NR 4 régule la tension secondaire à une valeur de consigne. La régulation de la tension secondaire dans la sous-station (NR 4) comprend différents types qui se distinguent par leur degré d'automatisation, leur base d'informations et leur comportement dynamique:
- **Régulation avec tension de consigne constante:** une forme classique de régulation de la tension, dans laquelle le transformateur maintient la tension secondaire à une valeur prédéfinie. La valeur de consigne reste inchangée dans une large bande.
 - **Ajustement saisonnier de la tension de consigne constante:** une évolution de la régulation constante, dans laquelle la valeur de consigne est ajustée manuellement en fonction des différentes saisons. Cela permet de mieux prendre en compte les situations typiques de charge et d'injection liées aux saisons.
 - **Régulation avec tension de consigne dépendante du flux de puissance (compoundage de courant):** une régulation dynamique de la tension suivant une courbe caractéristique qui dépend de l'amplitude et du sens du flux du courant traversant le transformateur.
 - **Régulation basée sur des mesures de tension du réseau moyenne tension (régulation à large plage):** une forme avancée de réglage de la tension dans laquelle le régulateur ne tient pas seulement compte de la tension au niveau du transformateur, mais utilise également les mesures de tension provenant de plusieurs nœuds électriques répartis.

2.1.1 Principe de fonctionnement

2.1.1.1 Modes de régulation avec une tension de consigne constante

- (1) La régulation de tension au NR 4 repose essentiellement sur la commutation à gradins automatique du transformateur, conçue pour maintenir la tension secondaire dans une plage admissible. En règle générale, une tension de consigne constante est mise en œuvre. Historiquement, dans les sous-stations, elle a souvent été relevée à une valeur plus élevée (p. ex. 104 %) afin de permettre une chute de tension admissible plus importante dans le réseau.



- (2) La tension de consigne constante pourrait être ajustée en fonction des saisons afin d'exploiter la plage de tension de manière optimale. Cette possibilité pourrait être mise en œuvre comme mesure d'exploitation complémentaire. Cela permettrait d'utiliser plus efficacement la plage de tension disponible tout au long de l'année, sans qu'une régulation entièrement dynamique soit nécessaire.

2.1.1.2 Modes de régulation avec une tension de consigne dynamique

- (1) La plupart des régulateurs de tension disposent d'une fonctionnalité permettant de définir une valeur de consigne en fonction de la charge. Ainsi, la tension de consigne pour le jeu de barres moyenne tension de la sous-station n'est plus prédéfinie de manière fixe dans le régulateur de tension, mais varie en fonction du courant d'exploitation et du sens de la puissance active. La Figure 7 montre à titre d'exemple une courbe caractéristique de la valeur théorique de la tension en fonction de la charge par rapport à une tension théorique constante.

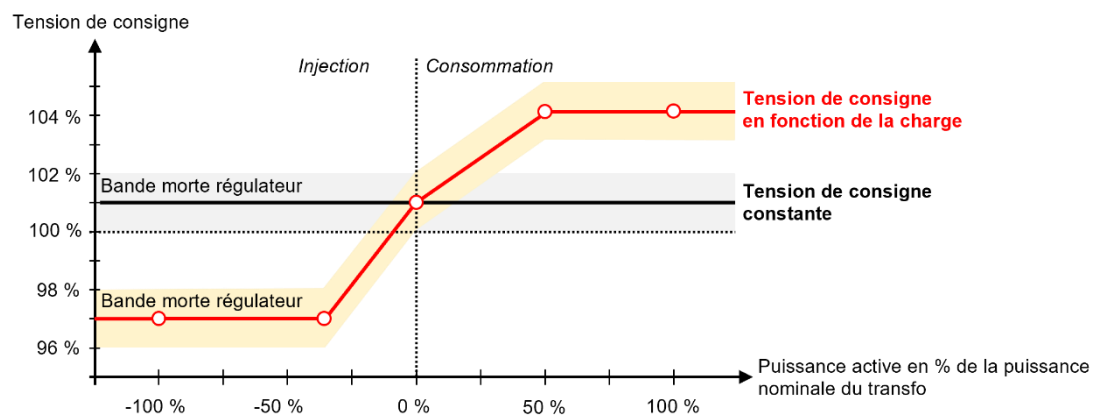


Figure 7: Tension de consigne en fonction de la charge

- (2) La tension de consigne en fonction de la charge est alors spécifiée par différents points d'inflexion, ce qui présente l'avantage de compenser une partie de la chute de tension dans le réseau moyenne tension. C'est pourquoi cette fonctionnalité est également appelée «compoundage». Il en résulte une tension plus faible dans la sous-station en cas d'injection et une tension plus élevée en cas de soutirage. La Figure 8 montre l'effet de la régulation dynamique de la tension NR 4 sur le réseau basse tension. Alors que la tension du réseau présentant une tension de consigne fixe (ligne noire) peut se situer en dehors de la plage autorisée en cas de production élevée d'électricité décentralisée, la régulation de la tension (ligne rouge) assure un meilleur maintien de la tension.

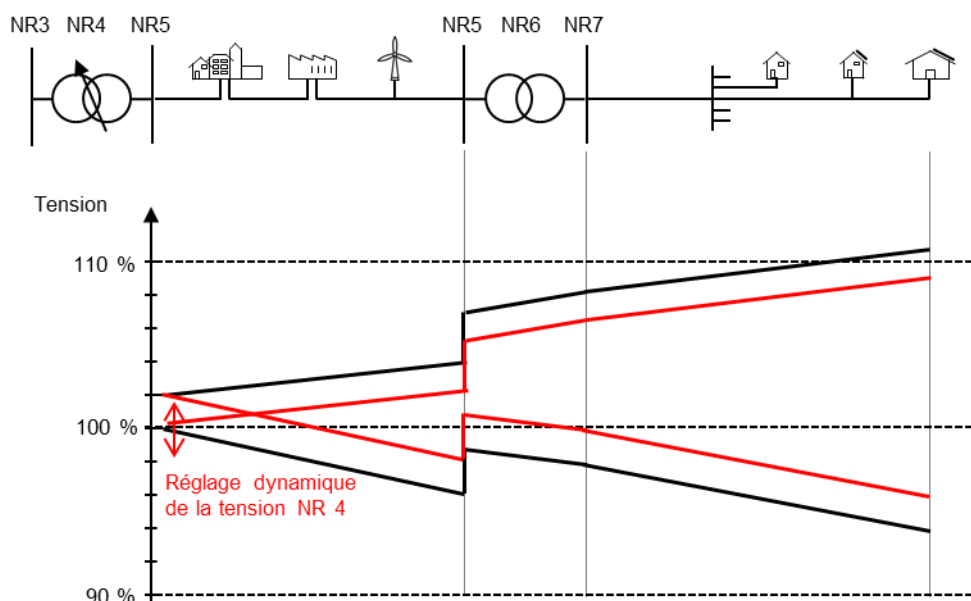


Figure 8: Courbe de tension avec régulation dynamique NR4

- (3) La régulation à large plage (également appelée «régulation coordonnée de la tension» ou «régulation à distance») a pour objectif de maintenir à tout moment l'ensemble du réseau moyenne tension en aval dans les limites de tension admissibles. Ce type de régulation étend ainsi le principe de fonctionnement des régulateurs à gradins classiques, qui ne réagissent généralement qu'à la tension du jeu de barres; la régulation à large plage prend en compte, en outre, la tension en des points appropriés des réseaux.
- (4) Les tensions mesurées de manière décentralisée sont transmises à l'unité d'évaluation via des technologies de mesure et de communication, où elles peuvent être complétées, en option, par des valeurs estimées issues d'une estimation d'état. Une unité d'évaluation centrale calcule la tension de consigne optimale ou la position requise en tenant compte de la position actuelle du transformateur, du concept de tension de consigne et des plages de tension prédéfinies. L'unité d'évaluation peut se trouver soit dans le système de contrôle-commande central, soit directement sur le site du régulateur de tension au niveau de la station, avec un ordinateur de station. La régulation à large plage permet ainsi une conduite de la tension nettement plus fine à l'échelle du réseau et réduit le risque de violation locale des valeurs limites à une époque où l'injection décentralisée ne cesse de croître.

2.1.2 Cas d'application

- (1) Les différents modes de régulation présentent des avantages variables en fonction de la situation de réseau et des exigences opérationnelles; leur utilisation doit donc toujours être évaluée dans le contexte de la structure de réseau locale et des conditions d'exploitation spécifiques. Si l'on compare les différents modes de régulation entre eux, on observe une transition claire entre des procédés simples et robustes et des solutions de plus en plus complexes, mais plus flexibles.
- (2) La régulation à valeur de consigne constante est très fiable et facile à utiliser, mais elle peut atteindre ses limites en cas de forte variation des charges et des injections, car elle ne permet pas d'ajustements dynamiques. L'ajustement saisonnier de la tension de consigne apporte ici une certaine

amélioration, mais reste tributaire d'interventions manuelles et ne tient pas compte des fluctuations à court terme.

- (3) Les modes de régulation dynamiques offrent surtout des avantages dans les réseaux comptant de nombreux consommateurs et de nombreuses installations de production décentralisées, dans lesquels les flux d'électricité varient fortement au cours de la journée et/ou de la saison. Dans ces cas, les fluctuations de tension sont compensées au cours de la journée et/ou de la saison. Cela permet d'augmenter considérablement la capacité d'absorption de nouvelles installations. Les réserves de tension ne sont donc plus attribuées de manière fixe pour toute l'année, mais adaptées à la situation actuelle, ce qui permet de mieux les exploiter. Ainsi, il est possible de raccorder davantage de consommateurs et de producteurs tout en respectant les valeurs limites.
- (4) La régulation de la tension en fonction du courant (compoundage) constitue une avancée significative vers une conduite dynamique de la tension. Elle réagit automatiquement à la charge actuelle du réseau et permet ainsi de réduire efficacement les problèmes de tension. Elle suppose toutefois que les artères MT présentent un comportement de charge similaire ou un flux d'électricité homogène. Les grandes installations individuelles peuvent influencer de manière significative le flux de puissance et entraîner une régulation sous-optimale ou des violations des valeurs limites. La courbe caractéristique doit donc être définie pour chaque sous-station à partir de valeurs de mesure historiques et de simulations, puis régulièrement vérifiée et ajustée.
- (5) La régulation à large bande est la plus poussée, car elle prend en compte les états de réseau dans l'ensemble de la zone d'approvisionnement concernée. Elle permet un maintien de la tension particulièrement précis et peut réduire considérablement les fluctuations. Dans le même temps, elle impose les exigences les plus élevées en matière de points de mesure, de transmission de données et d'intégration des systèmes. Son intérêt est donc particulièrement grand dans les réseaux complexes ou fortement sollicités, tandis que sa mise en œuvre dans des structures de réseau simples n'est souvent pas justifiée.

2.2 Régulateur de tension de ligne NR 5

2.2.1 Principe de fonctionnement

- (1) Le régulateur de tension de ligne NR 5 utilise le principe d'un rapport de transmission variable pour influencer la tension du réseau. Contrairement au TDR, cet élément est installé en série sur une seule artère du réseau et constitue donc un transformateur MT/MT. La position au sein de l'artère doit être choisie avec soin: jusqu'au régulateur, la tension reste non régulée, c'est pourquoi, dans cette section, c'est-à-dire de la sous-station au régulateur, les limites de tension normales doivent impérativement être respectées. Les régulateurs d'artère peuvent être conçus avec un réglage par gradin ou continu. La structure technique d'un régulateur d'artère avec régulation par gradins est analogue à celle d'un TDR. Un régulateur d'artère en continu utilise des transformateurs élévateurs («transformateurs boost») et peut donc modifier la tension sans composants mécaniques.¹

¹ Voir Projet de recherche «OVRTUERE», Fraunhofer ISE



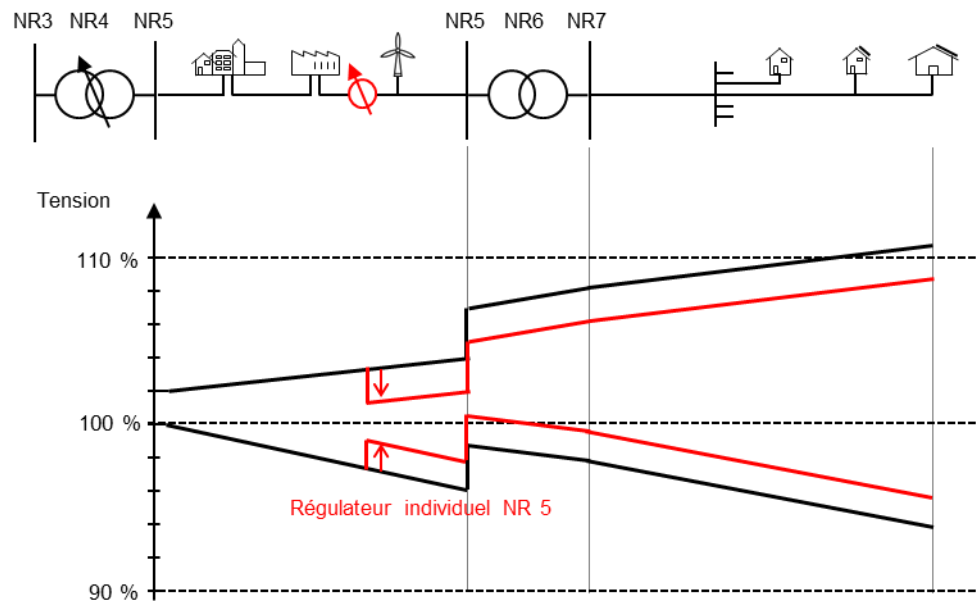


Figure 9: Courbe de tension avec le régulateur de tension de ligne NR 5

2.2.2 Cas d'application

- (1) De nombreux gestionnaires connaissent des fluctuations de tension sur leurs réseaux, dues à l'expansion, à l'augmentation de la charge et à des décisions économiques. L'utilisation de régulateurs de tension de ligne est une mesure très utile et rentable par rapport à l'extension du réseau MT afin de respecter les limites de tension dans l'exploitation du réseau. Les régulateurs de tension compensent les différentes charges de tension et maintiennent la tension de sortie constante.

2.3 Ajustement manuel des gradins pour le transformateur normal de distribution local NR6

2.3.1 Principe de fonctionnement

- (1) Un transformateur de distribution local à gradins fixes est un transformateur utilisé dans les réseaux de distribution pour transformer la tension, de moyenne en basse tension. Contrairement aux transformateurs réglables qui peuvent être commutés en charge, les gradins ne peuvent être modifiés que manuellement lorsque l'appareil est hors tension.
- (2) Historiquement, les gradins pour le cas de charge sont habituellement choisis de manière à ce qu'un rapport de transformation plus petit et donc une tension plus élevée (côté basse tension) soient sélectionnés. Il reste donc généralement peu d'élévation de tension disponible dans le réseau basse tension avant que la limite de 110 % de la tension nominale ne soit atteinte. Le passage du gradin à la position neutre ou inférieure permet d'abaisser de manière fixe la tension dans le circuit du transformateur correspondant. La figure 10 illustre l'effet d'une régulation fixe par gradin sur l'évolution de la tension.

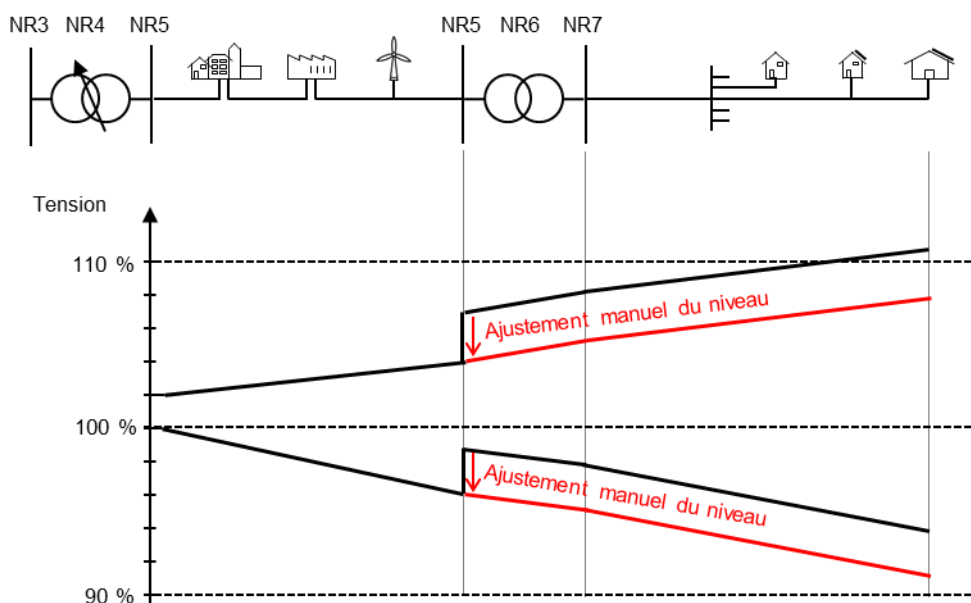


Figure 10: Courbe de tension avec adaptation manuelle des gradins pour un transformateur normal de distribution local

2.3.2 Cas d'application

- (1) La modification du gradin du transformateur est une mesure simple, rapide et économique, particulièrement adaptée aux réseaux dans lesquels les conditions de charge évoluent plutôt lentement, p. ex. lorsque l'accent est mis sur la production d'énergie plutôt que sur le simple soutirage d'énergie. Cette mesure est moins appropriée dans les réseaux où les fluctuations de charge sont fréquentes ou importantes, car l'ajustement s'effectue manuellement.
- (2) De nombreux transformateurs dans les réseaux ruraux sont réglés pour des charges élevées en hiver, mais pas pour les charges plus faibles en été, associées à une production d'électricité accrue par des installations décentralisées. Cela peut entraîner des problèmes de tension en été, en particulier si le calcul du réseau pour les nouvelles installations de production ne tient pas compte de façon précise de la tension d'exploitation et du gradin effectif du transformateur de distribution réglable.
- (3) L'adaptation du gradin est également recommandée comme mesure immédiate provisoire pour régler à court terme une tension élevée en attendant que les autres mesures d'optimisation ou un renforcement du réseau puissent être mis en œuvre. Avant d'appliquer cette solution à un ou plusieurs transformateurs, il convient d'examiner s'il est possible d'abaisser la tension via une sous-station, en particulier si un grand nombre de transformateurs sont concernés. De plus, avant de procéder à un ajustement de gradin, il convient de s'assurer qu'aucune perturbation de tension ne se produit dans l'autre mode d'exploitation (p. ex., en mode de consommation). D'autres mesures conventionnelles, comme l'adaptation de la répartition de la charge d'un circuit avec possibilité de commutation, peuvent également être appliquées.
- (4) L'ajustement de la répartition de la charge au sein d'une zone d'approvisionnement est une mesure simple et conventionnelle pour améliorer le maintien de la tension dans les réseaux basse tension. En cas de surcharges ou de problèmes de tension, la charge peut être commutée sur des zones voisines du réseau afin d'être répartie plus uniformément et d'éviter les chutes de tension. Cette

méthode est particulièrement efficace dans les réseaux présentant des possibilités de commutation flexibles et des lignes redondantes, mais elle l'est moins en cas de charge globale élevée ou d'absence de connexions alternatives. Bien qu'elle ne nécessite pas d'investissements supplémentaires, elle offre une flexibilité et une efficacité limitées par rapport aux solutions modernes telles que les transformateurs de distribution réglables. À long terme, cette commutation nécessaire deux fois par an nécessite des ressources humaines considérables et peut augmenter le risque de panne en raison de l'usure mécanique des commutateurs.

2.4 Transformateur réglable de réseau local (TDR) NR 6

2.4.1 Principe de fonctionnement

- (1) Le transformateur de distribution réglable (TDR) ajuste automatiquement la tension afin de garantir que la tension du réseau reste dans la plage autorisée, ce qui est déterminant pour éviter les surtensions ou les sous-tensions et garantir une alimentation stable.
- (2) La Figure 11 illustre l'effet d'un TDR sur l'évolution de la tension.

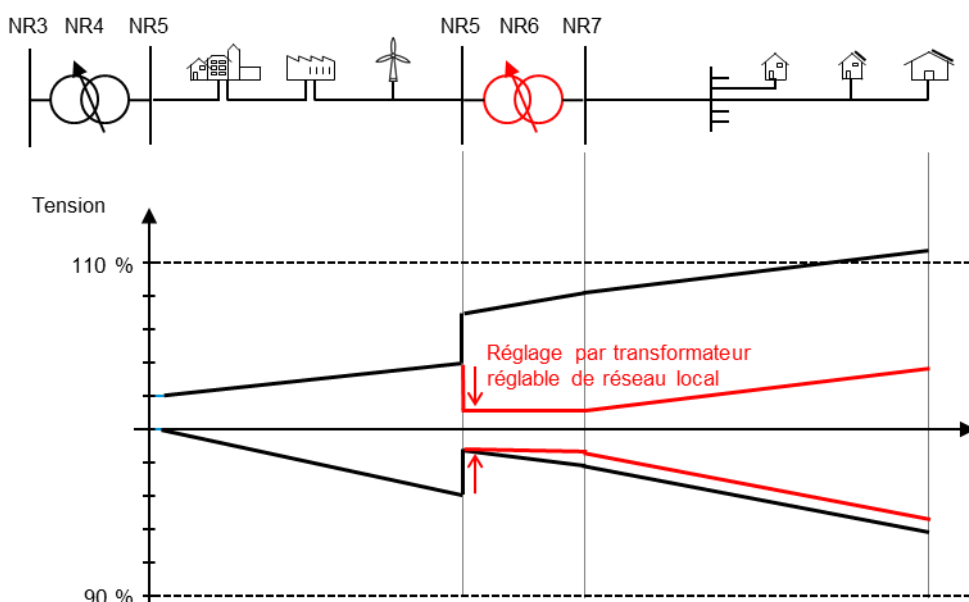


Figure 11: Courbe de tension avec transformateur réglable de réseau local

2.4.2 Cas d'application

- (1) Un TDR adapte la tension de manière dynamique et en temps réel afin d'éviter à la fois les surtensions et les sous-tensions.
- (2) Le TDR est particulièrement adapté aux zones rurales caractérisées par de longues artères et d'importantes chutes ou hausses de tension. Sa grande flexibilité et son adaptation automatique le rendent idéal pour les réseaux à forte injection provenant d'énergies renouvelables et à charges variables.

- (3) La régulation du TDR comprend différents types:
- régulation avec tension de consigne fixe dans une bande passante de régulation;
 - régulation avec tension de consigne dépendant du flux de charge;
 - régulation avec point de mesure déporté, aussi bien avec une valeur de consigne constante que dynamique.
- (4) La régulation avec tension de consigne fixes assure une régulation constante de la tension au secondaire du transformateur. La régulation avec des tensions de consigne dépendantes du flux de charge adapte dynamiquement la tension aux flux de puissance actuels du réseau. Cela permet de réguler la tension en fonction des besoins. La régulation avec point de mesure décalé étend la régulation de la tension en effectuant des mesures en des points éloignés du réseau. La variante de régulation avec tension de consigne fixe est la plus facile à mettre en œuvre et peut entraîner immédiatement une augmentation significative de la capacité d'absorption du réseau.

2.5 Régulateur de tension de ligne NR 7

2.5.1 Principe de fonctionnement

- (1) Un régulateur de tension de ligne NR 7 (également appelé régulateur de branche [RDB] ou transformateur avec régulation en phase) réagit à la fois aux réductions de tension dues aux fortes consommations et aux augmentations de tension dues aux installations de production décentralisées telles que le photovoltaïque. Les variations augmentent avec la longueur des lignes. La tension des réseaux basse tension peut dépasser les limites autorisées ($\pm 10\%$), en particulier pendant les journées très ensoleillées, lorsque les installations PV injectent de grandes quantités d'énergie. Le régulateur de tension de ligne règle automatiquement la tension en la réduisant si elle est trop élevée ou en l'augmentant si elle est trop basse. La tension de sortie est maintenue stable dans une large bande de régulation.
- (2) Un régulateur de branche peut être installé directement au départ de la station de transformation, en amont ou en aval d'une armoire de distribution ou directement au niveau du raccordement domestique. Jusqu'au régulateur, la tension reste non régulée, c'est pourquoi, dans cette section, c'est-à-dire du poste de transformation au régulateur, les limites de tension normales doivent impérativement être respectées. La Figure 12 illustre l'effet d'un régulateur de tension de ligne NR 7 en amont d'une armoire de distribution sur l'évolution de la tension.



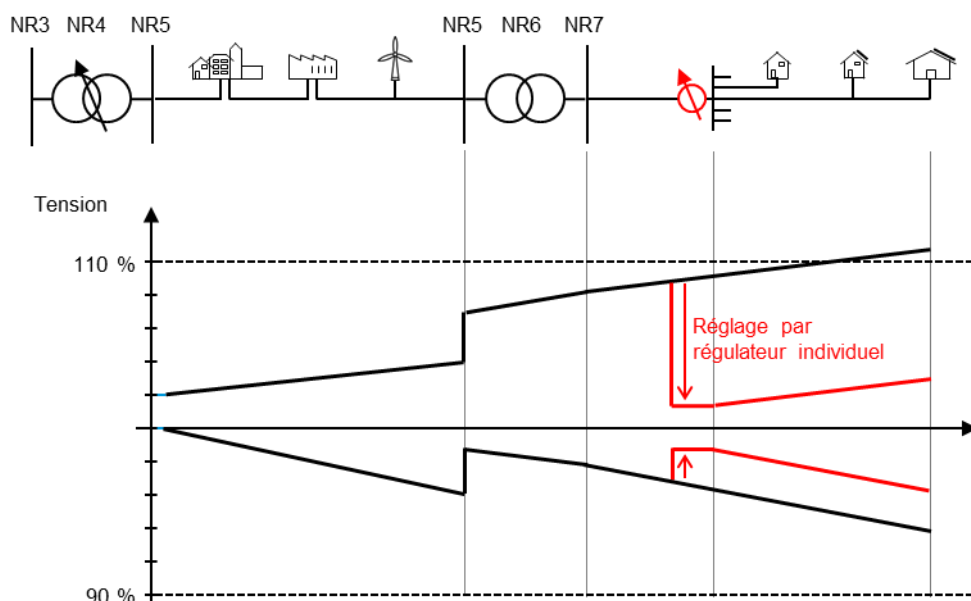


Figure 12: Courbe de tension avec régulateur de branche

2.5.2 Cas d'application

- (1) Dans un réseau basse tension avec des conditions de charge différentes dans les raccordements ou pour les clientes et clients isolés avec de longues lignes d'alimentation, un régulateur de tension de ligne NR 7 peut typiquement être utilisé. Le régulateur de branche équilibre la tension le long de la branche et garantit que tous les consommateurs sont alimentés dans les limites de tension autorisées.
- (2) Les régulateurs de branche ou régulateurs de tension de ligne NR 7 sont particulièrement adaptés aux réseaux présentant des conditions de charge et d'injection dynamiques, car ils peuvent réagir de manière flexible aux écarts de tension. Cette mesure est moins appropriée dans les réseaux où la charge est régulière et stable, où un simple ajustement par gradin serait suffisant. Il convient de noter que la durée de vie des composants électroniques utilisés dans certains régulateurs de branche est limitée par rapport à celle des extensions de réseaux conventionnelles.

2.6 Comparaison des mesures de maintien de la tension avec les éléments de réseau

2.6.1 Aspects techniques

- (1) Les tableaux suivants comparent les principales caractéristiques techniques de la régulation dynamique de la tension NR 4, des régulateurs de tension de ligne NR 5 et NR 7, du TDR et du transformateur de distribution (TD). Cette comparaison comprend différents paramètres tels que la puissance nominale, les tensions primaire et secondaire, la plage de régulation, les gradins de régulation ainsi que la précision et la procédure de régulation. Remarque: OLTC (on-load tap changer): changeur de prise en charge permettant d'ajuster la tension en cours de fonctionnement. AVR (automatic voltage regulator): régulateur de tension automatique pour une régulation en continu.

Propriétés	Régulation dynamique de la tension NR 4	Régulateur de tension de ligne NR 5
Puissance nominale	Type A: de 10 MVA à 50 MVA	jusqu'à 25 MVA
Gradins de régulation	11 à 33 gradins (de 0,75 à 2 %)	11 à 33 gradins 1 % à +2 %
Précision de régulation par gradin	±1 %	±1 %
Procédure de régulation	Régulation automatique du voltage (AVR) valeur de consigne en fonction de la charge/constante	AVR valeur de consigne en fonction de la charge/constante
Vitesse de régulation	De quelques secondes à quelques minutes	Secondes à minutes
Durée de vie	de 40 à 60 ans	de 20 à 30 ans

Tableau 2: Comparaison des aspects techniques de la régulation de tension dynamique NR 4 et du régulateur de tension de ligne NR 5

Propriétés	Régulateur de tension de ligne NR 7	TDR	TD
Puissance nominale	7,5 kVA à 630 kVA	de 100 kVA à 1000 kVA	de 100 kVA à 2500 kVA
Gradins de régulation	5 à 7 gradins (1,25 % à +2,5 %)	5 à 9 gradins (1,25 % à +2,5 %)	5 à 10 gradins (1,25 % à +2,5 %)
Précision de régulation par gradin	±1 %	±1 %	±2-2,5 %
Procédure de régulation	AVR, spécialement conçu pour installations PV	AVR au moyen d'un OLTC (enroulement de régulation)	Manuel, commutateur à gradins
Vitesse de régulation	Secondes à minutes	De quelques secondes à quelques minutes	0,5 jour à la main
Durée de vie	de 20 à 30 ans	de 30 à 50 ans (TD) 15 à 30 ans (régulateur)	de 30 à 50 ans

Tableau 3: comparaison des aspects techniques du régulateur de tension de ligne NR 7, du TDR et du TD

2.6.2 Avantages et inconvénients

- (1) Le contrôle dynamique de la tension sur le NR 4, contrairement au TDR sur le NR 6, offre des réserves de tension pour tous les circuits de transformateurs en aval et pas seulement pour un seul. La condition préalable est que toutes les sorties MT d'une sous-station présentent un comportement de charge similaire. Cette mesure permet de réduire ou d'éviter l'extension du réseau – en particulier dans les réseaux où un renforcement serait nécessaire uniquement en raison de problèmes de tension.
- (2) En revanche, le régulateur de tension de ligne NR 5 est spécialement destiné aux réseaux présentant des congestions de capacités locales et est axé sur la régulation de la tension des artères individuelles. Il serait particulièrement adapté aux longues artères, où les charges élevées sont éloignées des sous-stations (p. ex. > 10 km).
- (3) Bien que le TDR soit coûteux, ait une durée de vie courte et nécessite une maintenance importante, il offre une régulation précise et dynamique de la tension et une grande capacité de raccordement au



réseau, ce qui le rend idéal pour zones rurales avec de longues artères électriques et d'importantes chutes ou hausses de tension. Globalement, le TDR présente des avantages en termes de capacité accrue d'interconnexion et d'économies de coûts d'exploitation. L'extension du rayon d'approvisionnement peut réduire le nombre total de stations de transformation du réseau local ainsi que les coûts d'exploitation et de maintenance associés. Un transformateur est souvent nécessaire pour d'autres raisons (p. ex. un remplacement lié à l'usure ou une augmentation de puissance); c'est pourquoi le TDR constitue, dans de nombreux cas, une alternative économique, efficace et tournée vers l'avenir. Comme pour la régulation dynamique de la tension NR 4, un comportement de charge similaire sur toutes les sorties est également une condition préalable pour le TDR.

- (4) Un transformateur de distribution conventionnel (TD) à commutateur à gradins est économique et nécessite peu d'entretien; il ne permet qu'un réglage manuel de la tension, ce qui le rend adapté aux solutions à court terme sur des réseaux stables.
- (5) Le régulateur de tension de ligne NR 7 présente un coût d'investissement moyen et nécessite une maintenance régulière. Il nécessite toutefois un emplacement spécifique, engendre des coûts de construction et est soumis à une procédure d'autorisation. Il améliore la capacité locale du réseau et offre une bonne régulation de la tension, ce qui le rend utile pour équilibrer les tensions dans différentes branches BT.

Catégorie	Régulation dynamique de la tension NR 4	Régulateur de tension de ligne NR 5
Coûts d'investissement	~20 kCHF par transformateur	>300 kCHF
Maintenance	Très limitée	Régulière
Capacité de raccordement au réseau	Très flexible; capacité locale améliorée	Flexible; capacité locale améliorée (artère)
Régulation de la tension	Très précis et dynamique, sous charge	Local, de qualité, sous charge
Utilisation	Alternative au renforcement du réseau pour l'approvisionnement de plusieurs bénéficiaires du raccordement éloignés	Alternative au renforcement du réseau pour l'approvisionnement de bénéficiaires du raccordement éloignés
Adéquation	Adapté aux réseaux avec des charges à variation saisonnière et un besoin de flexibilité élevé	Adapté aux réseaux avec des congestions de capacité locales sur des artères individuelles
Avantages	– Économie – Facilité de mise en œuvre – Rapidité de réalisation – Augmentation du rayon d'approvisionnement de la sous-station et de la capacité de raccordement au réseau – Remplacement de l'extension conventionnelle du réseau	– Remplacement de l'extension conventionnelle du réseau – Augmentation du rayon d'approvisionnement d'une artère – Augmentation de la capacité de raccordement au réseau
Inconvénients	Adaptation de la stratégie de régulation (courbe caractéristique) aux conditions locales	Coûts d'investissement plus élevés

Tableau 4: Comparaison des mesures de maintien de la tension NR 4-5



Catégorie	Commutation fixe	Régulateur de tension de ligne NR 7	TDR
Coûts d'investissement	Charges de personnel	~40 à 60 kCHF	~40 à 60 kCHF
Maintenance	Limitée, manuelle	Régulière	Régulière
Capacité de raccordement au réseau	Limitée; ajustement statique uniquement	Flexible; amélioration de la capacité locale	Très flexible; forte capacité de réseau via l'adaptation dynamique
Régulation de la tension	Commutation à gradins manuelle (Off-Load Tap Changer)	Local, de qualité, dynamique sous charge	Très précis et dynamique, sous charge
Utilisation	Mesure provisoire en cas de problèmes de tension à court terme	Alternative d'un renforcement de réseau pour l'approvisionnement d'un bénéficiaire de raccordement éloigné	Convient aux réseaux modernes avec des charges et injections très fluctuantes
Adéquation	Adapté aux réseaux présentant des conditions de charge stables	Pour des branches individuelles présentant des répartitions de charge différentes.	Particulièrement adapté dans les zones rurales caractérisées par de longues branches et d'importantes chutes ou hausses de tension.
Avantages	– Économie – Facilité de mise en œuvre – Rapidité de réalisation	– Remplacement de l'extension conventionnelle du réseau – Augmentation du rayon d'approvisionnement d'une branche – Augmentation de la capacité de raccordement au réseau – Régulation automatique (en charge)	– Découplage des niveaux MT et BT – Augmentation du rayon d'approvisionnement de la station de transformation – Augmentation de la capacité de raccordement au réseau – Économie côté TD – Remplacement de l'extension conventionnelle du réseau – Régulation automatique (en charge)
Inconvénients	– Commutation à gradins manuelle (Off-Load Tap Changer) – Commutation sans interruption avec efforts supplémentaires (p. ex. deux transformateurs en parallèle)	– Coûts d'investissement plus élevés – Installation et maintenance plus complexes – Nouvel élément de réseau nécessitant des travaux de génie civil	– Coûts d'investissement plus élevés – Grande complexité technique

Tableau 5: comparaison des mesures de maintien de la tension de NR 6-7



3. Régulation de la puissance réactive

- (1) Pour maintenir la tension, différentes stratégies de régulation visant à fournir de la puissance réactive et active gagnent de plus en plus d'importance. Les méthodes courantes de régulation de la puissance réactive pour le maintien de la tension sont présentées ci-après.
- (2) D'une part, les réseaux de distribution sont soumis à une charge supplémentaire due au courant réactif, quel que soit le niveau du réseau, et d'autre part, la puissance réactive peut être un outil important pour optimiser le maintien de la tension dans le réseau de distribution. La fourniture de puissance réactive par les onduleurs photovoltaïques est une étape importante pour l'intégration du photovoltaïque dans le réglage du réseau, mais elle peut également être intéressante pour l'exploitant de l'installation de production. Selon la situation du réseau, une plus grande quantité de puissance active peut être injectée en raison du facteur de puissance. De par leur mode de fonctionnement, les onduleurs sont parfaitement adaptés à cet effet. Cette fonction garantit que l'onduleur fonctionne en permanence avec un facteur de puissance constant, quelles que soient les conditions du réseau.
- (3) En ce qui concerne le maintien de la tension, l'injection ou le soutirage de puissance réactive constitue la méthode la plus avantageuse. Avec un déphasage approprié par l'onduleur, il est possible, dans certaines circonstances, de compenser l'augmentation de la tension au point de couplage commun de manière à éviter de façon sûre une violation des critères de tension. Cela permet d'éviter une extension superflue du réseau.

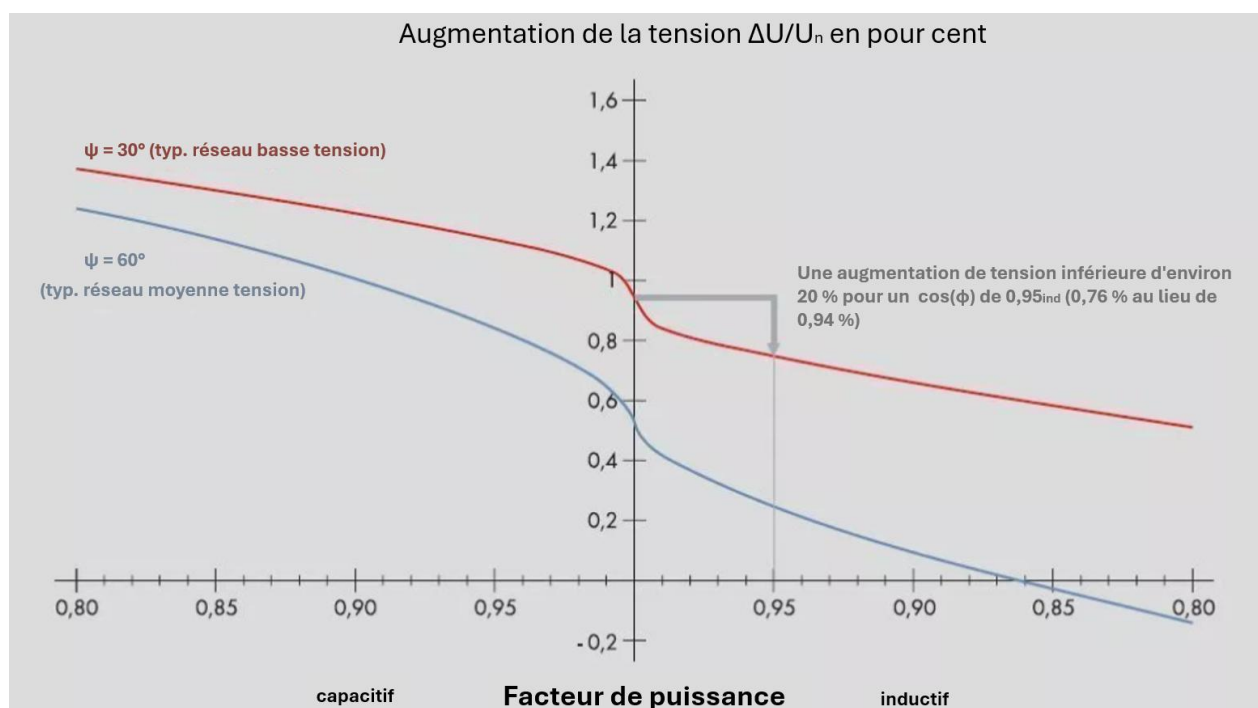


Figure 13: Augmentation de la tension en fonction de la puissance réactive (source SMA)

- (4) La puissance réactive doit être prise en compte lors du dimensionnement d'un système photovoltaïque. Le facteur de puissance souhaité ou requis joue ici un rôle décisif : il détermine le niveau de la puissance apparente et donc la puissance supplémentaire nécessaire pour l'onduleur. Ainsi, un $\cos(\phi)$ de 0,95 produit une puissance apparente de 105,26 % de la puissance active photovoltaïque



offerte. Pour injecter 100 kW de puissance active avec ce déphasage, il faut donc un onduleur d'au moins 105 kVA de puissance nominale apparente. Pour pouvoir injecter ces 100 kW de puissance active avec un $\cos(\varphi)$ requis de 0,9, l'onduleur doit pouvoir traiter au moins 111 kVA de puissance apparente. Pour éviter les pertes de rendement dues à la régulation de la puissance réactive, il peut être judicieux de dimensionner la puissance apparente de l'onduleur à environ 11 ou 5 % de plus que la puissance active maximale souhaitée.

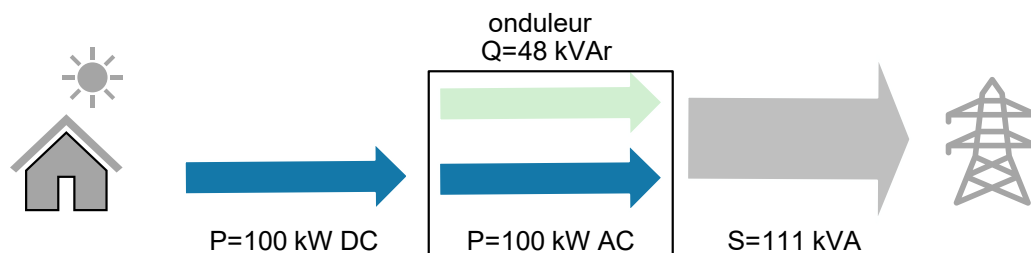


Figure 14: Schéma d'un onduleur qui convertit 100 kW de puissance DC en 111 kVA de puissance AC apparente.

$\cos(\varphi)$	Puissance active [kW]	Puissance réactive [kVAr]	Puissance nominale apparente [kVA]	Dimensionnement plus important
1	100	0	100	0 %
0,95	100	33	105	+5 %
0,9	100	48	111	+11 %

Tableau 6: Exemples pour un dimensionnement plus important des onduleurs en raison de la fourniture de puissance réactive supplémentaire

- (5) Les sous-chapitres suivants présentent les systèmes de régulation de l'énergie réactive les plus courants pour la basse tension. Les mêmes stratégies de régulation peuvent être utilisées pour la moyenne tension. Le paramétrage de la régulation de la puissance réactive dans le NR 5 s'effectue conformément aux spécifications du gestionnaire de réseau de distribution (GRD) concerné.

3.1 Courbe caractéristique de la tension de puissance réactive $Q(U)$

- (1) La régulation de la puissance réactive en fonction de la tension $Q(U)$ est une stratégie de régulation efficace pour le maintien de la tension. La régulation de la puissance réactive en fonction de la tension $Q(U)$ adapte de façon dynamique la puissance réactive d'un onduleur en fonction de la tension du réseau afin d'en stabiliser les fluctuations. La courbe caractéristique standard de cette régulation $Q(U)$ est représentée dans la Figure 15.
- (2) Zone de bande morte: zone dans laquelle la puissance réactive reste constante, indépendamment des petites variations de tension (p. ex. $\pm 3 \% U_n$), ce qui permet de ne pas réagir immédiatement aux légères fluctuations de tension.
- (3) Lorsque la tension augmente, une puissance réactive inductive est consommée ($Q > 0$) afin de faire baisser la tension. Il convient de noter que la courbe caractéristique de la puissance réactive est définie dans le système vectoriel de dénomination de consommation.



- (4) Pour les installations dans le NR 7, les directives de la recommandation de la branche «Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur le réseau basse tension RR/IPE-NR 7 – CH 2025» de l'AES s'appliquent (cf. Paramètres régionaux Suisse, annexe E). Selon les paramètres nationaux, la régulation de la puissance réactive doit être activée selon la courbe standard de puissance réactive en fonction de la tension $Q(U)$ (cf. Figure 15). Des dérogations sont possibles au cas par cas, en accord avec le GRD.

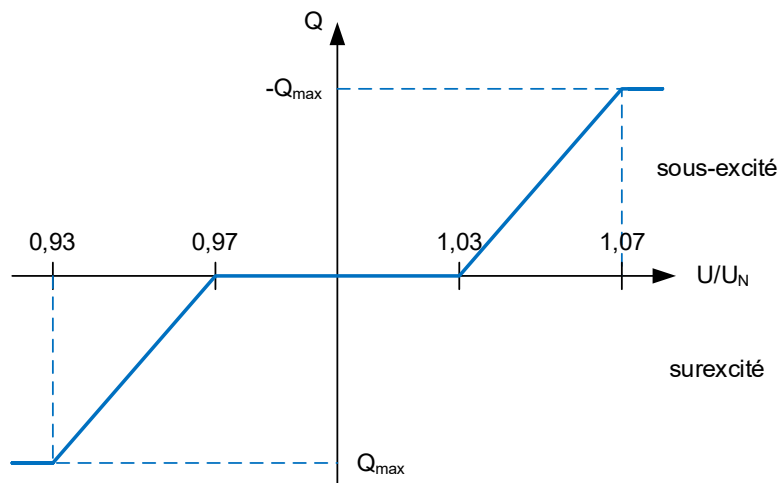


Figure 15: Courbe caractéristique standard $Q(U)$ – système vectoriel de dénomination de consommation

- (5) Dans la Figure 15, la puissance réactive est limitée à $Q_{\max}$. Les valeurs de $Q_{\max}$ sont définies dans le Tableau 7 pour le système vectoriel de dénomination de consommation. Dans le système vectoriel de dénomination de production, les indices des valeurs Q sont inversés. (Remarque: la puissance réactive est limitée sur certains onduleurs par un $\cos(\varphi) = 0,9$ basé sur la puissance active actuelle).

Point	U [%]	U [V]	≤ 3,7 kVA		> 3,7 kVA		$\cos(\varphi)$ [-]
			$Q_{\max}/S_{\max}$	$\cos(\varphi)$	$Q_{\max}/S_{\max}$	$\cos(\varphi)$	
1	93	213,9	-0,31	0,95	-0,436	0,9	augmente la tension
2	97	223,1	0	1	0	1	-
3	103	236,9	0	1	0	1	-
4	107	246,1	0,31	0,95	0,436	0,9	réduit la tension

Tableau 7: Exemple de courbe caractéristique de la puissance réactive $Q(U)$

- (6) La mise en œuvre de la courbe caractéristique $Q(U)$ s'effectue conformément aux exigences définies dans l'annexe E «Paramètres régionaux Suisse» de la recommandation de la branche RR/IPE-NR 7 – CH 2025 de l'AES. Cette annexe fixe notamment les constantes de temps (5 secondes) ainsi que les temps de réaction nécessaires pour la régulation de la puissance réactive.



- (7) Les éventuelles interactions avec le TDR ou les régulateurs de tension doivent être prises en compte par le GRD.

3.2 Facteur de puissance $\cos(\varphi)$ fixe

- (1) Pour les anciennes installations qui ne prennent pas en charge la régulation dynamique de la tension et pour lesquelles le facteur de puissance ne peut être défini que comme une valeur constante, une valeur par défaut de $\cos \varphi = 0,95$ ou $0,9$ inductif (sous-excité) peut être définie afin d'éviter une augmentation de la tension, en fonction des exigences spécifiques du GRD.

3.3 Courbe caractéristique du facteur de puissance en fonction de la puissance active $\cos(\varphi)(P)$

- (1) La courbe caractéristique du facteur de puissance en fonction de la puissance active $\cos(\varphi)(P)$ est une autre possibilité de prescription par le GRD pour la mise à disposition de puissance réactive. La courbe caractéristique $\cos(\varphi)(P)$ désigne la relation entre le facteur de puissance ($\cos(\varphi)$) et la puissance active (P) d'une installation.
- (2) Il est recommandé de laisser la régulation $\cos(\varphi)(P)$ inactive par défaut. Lors de l'utilisation de cette régulation, les petites installations ($\leq 3,7$ kVA) doivent être limitées à un facteur de puissance de $0,95$, et les installations plus importantes ($> 3,7$ kVA) à un facteur de puissance de $0,9$.
- $\cos(\varphi)$ est le facteur de puissance de l'IPE.
 - P est la puissance active instantanée de l'IPE en kW.
 - P_N est la puissance maximale de l'IPE en kW.

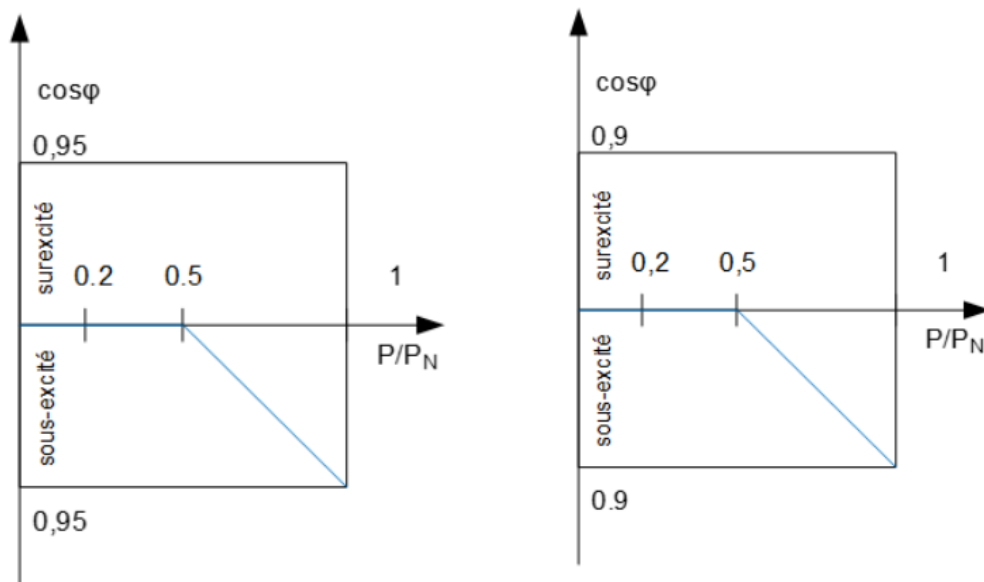


Figure 16: Courbe caractéristique standard $\cos(\varphi)(P)$, pour $S_{\max} \leq 3,7$ kVA ($\cos(\varphi)=0,95$) et $S_{\max} > 3,7$ kVA ($\cos(\varphi)=0,90$)

3.4 Installations nécessitant une compensation

- (1) Il est important d'impliquer le gestionnaire de réseau à un stade précoce des planifications relatives à la compensation de la puissance réactive, en particulier lors de l'installation d'IPE, qui peuvent avoir

des puissances d'injection très fluctuantes. Le type, la puissance et le couplage de l'installation de compensation de la puissance réactive ainsi que le mode de régulation et le degré de compensation doivent être convenus avec le gestionnaire de réseau. Les exigences spécifiques du gestionnaire de réseau doivent être prises en compte, notamment en ce qui concerne la stabilité de la tension et le respect des conditions techniques de raccordement.

- (2) La conduite de l'énergie réactive pour le maintien de la tension nécessite une analyse précise en ce qui concerne la facturation de l'énergie réactive et l'utilisation de systèmes de compensation de l'énergie réactive. L'exploitation d'une IPE peut avoir un impact considérable sur la facturation de l'énergie réactive. Il est donc judicieux d'installer le compteur d'énergie réactive de manière à ce que la compensation puisse concorder avec le point de fourniture global de l'installation du client.
- (3) Si les besoins en puissance réactive de l'IPE varient fortement, la compensation de la puissance réactive doit être réglée en conséquence. Il convient d'éviter toute surcompensation sans prescription explicite de la part du gestionnaire de réseau afin d'éviter tout effet négatif sur le réseau.

3.5 Systèmes de compensation (pour les industries) et interaction avec les installations photovoltaïques

- (1) Pour les installations de compensation existantes, une attention particulière doit être accordée à la planification et à l'installation des IPE. Le problème est que tous les régulateurs d'énergie réactive ne fonctionnent pas à quatre quadrants. Il existe un risque de surcompensation si la demande de puissance réactive diminue fortement en raison de l'installation photovoltaïque, en particulier si l'autoconsommation est faible ou si l'injection est élevée. Ainsi, l'exploitant de l'installation peut être confronté à des coûts d'énergie réactive inattendus, en fonction de la puissance de l'installation de production.
- (2) Si l'installation photovoltaïque est plus petite que le soutirage du réseau sans installation photovoltaïque, l'installation de compensation est raccordée en amont du transformateur, mais en aval du compteur d'énergie réactive.
- (3) Toutefois, si l'installation photovoltaïque est plus importante que le soutirage du réseau, il faut utiliser un régulateur d'énergie réactive qui fonctionne à quatre quadrants. Ces régulateurs à 4 quadrants compatibles avec les systèmes PV sont disponibles sur le marché.

3.6 Rétribution et contrôle du réglage de l'énergie réactive

- (1) Le GRD peut définir la fourniture ou le soutirage de puissance réactive utile au réseau par les onduleurs d'une IPE dans le NR 7. Les limites suivantes s'appliquent en fonction de la puissance de l'onduleur (cf. RR/IPE-NR 7 – CH 2025):
 - pour les installations dont la puissance de l'onduleur est comprise entre 0,8 et 3,7 kVA, la plage $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{sous-excité}}$ à $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{surexcité}}$
 - pour les installations dont la puissance de l'onduleur est supérieure à 3,7 kVA, la plage $\cos(\varphi) = 0,90_{\text{sous-excité}}$ à $\cos(\varphi) = 0,90_{\text{surexcité}}$
- (2) Les grandes IPE dans le NR 7 (p. ex. avec puissance des onduleurs dépassant les 250 kVA) peuvent être reliées au centre de conduite du GRD à l'aide de systèmes de commande par protocole, ce qui permet de contrôler la puissance réactive à distance.



- (3) La fourniture ou le soutirage de puissance réactive au service du réseau dans les limites susmentionnées ne sont pas rétribués, quel que soit le type de régulation (régulation statique ou régulation liée à une courbe caractéristique).
- (4) Les rétributions pour la fourniture ou le prélèvement de puissance réactive au-delà des plages mentionnées ci-dessus peuvent être convenues par contrat entre le GRD et l'exploitant d'IPE. Le taux de rétribution de la société nationale du réseau de transport (Swissgrid) pour l'énergie réactive fournie conformément aux exigences pour les participants actifs peut servir de valeur indicative pour le tarif.
- (5) Pour les clients avec facturation de l'énergie réactive, il faut veiller à ce qu'une régulation de la puissance réactive n'entraîne pas de coûts pour eux. Pour la facturation de l'énergie réactive en fonction de l'énergie active ($\cos(\varphi)$), il existe en outre le problème suivant: lorsque la consommation et la production propres s'annulent, même de faibles quantités d'énergie réactive deviennent soumises à facturation.
- (6) Le contrôle de l'exigence en matière d'énergie réactive peut être effectué à partir de données de smart meters et d'algorithmes relativement simples. Pour les installations sans mesure de la production, l'exigence ne peut pas être vérifiée directement, mais le comportement peut être observé à titre indicatif dans le nuage de points P/Q.



4. Régulation de la puissance active

- (1) Si le réseau de distribution connaît des hausses de tension en raison d'une injection importante, la tension peut également être réduite en diminuant la puissance active injectée. Comme le producteur est rétribué sur la base de l'énergie active injectée, cette approche est plus difficile à mettre en œuvre en raison des pertes financières potentielles pour celui-ci.
- (2) À partir du 1^{er} janvier 2026, l'ajustement de l'injection est redéfini dans l'art. 17b-c LApEI et l'art. 19a-d OApEI. Le GRD peut définir par contrat avec le producteur l'ajustement de l'injection, mais il bénéficie aussi d'une prérogative liée à une utilisation garantie de la flexibilité au service du réseau. L'utilisation garantie est limitée au cas d'une menace immédiate et importante pour la sécurité de l'exploitation du réseau ou pour l'utilisation en vue d'améliorer l'efficacité du réseau, jusqu'à un maximum de 3 % de la production annuelle par installation. La recommandation de la branche «Ajustement de l'injection des installations photovoltaïques» de l'AES est considérée comme une directive relative à la mise en œuvre de l'ajustement de l'injection et doit apporter un soutien aux GRD à cet égard.
- (3) Les exigences relatives à l'injection d'électricité provenant d'installations PV peuvent être imposées dans le cadre des conditions de raccordement au réseau pour les nouvelles installations, mais également pendant l'exploitation pour les installations existantes. Pour le maintien de la tension, les deux principales variantes de mise en œuvre les plus pertinentes sont la «limitation de l'injection fixe» et la «limitation de l'injection en fonction de la tension P(U)». Ces deux variantes de mise en œuvre peuvent être combinées entre elles ou avec d'autres approches et sont brièvement expliquées dans les deux sous-chapitres suivants en ce qui concerne le maintien de la tension.

4.1 Limitation de l'injection fixe

- (1) Dans le cas d'une limitation de l'injection fixe, la puissance d'injection est définie à une valeur fixe en kW, que le producteur ne doit pas dépasser. La recommandation de la branche AIR CH 2025 préconise l'introduction généralisée d'une limitation d'injection à 70 % de la puissance nominale installée (kWc) des installations PV >0,8 kW jusqu'à une altitude de 1200 m.
- (2) Dans certains réseaux de distribution, cette limitation ne suffit toutefois pas à restreindre l'extension du réseau à un niveau raisonnable. Dans de tels cas, le GRD peut exiger des limitations d'injection plus strictes, pour autant que la part autorisée de 3 % de la production annuelle ne soit pas dépassée. Les restrictions allant au-delà doivent faire l'objet d'un accord contractuel et d'une rétribution en conséquence.
- (3) La limite fixe de l'injection peut p. ex. être paramétrée directement dans l'onduleur. Cette variante de mise en œuvre simple et peu coûteuse consiste en une «limitation de la production». L'exigence du GRD concernant l'injection est respectée, mais il se peut que, dans cette variante de mise en œuvre, la réduction soit supérieure à ce qui est requis. C'est pourquoi il est recommandé que la limite de l'injection soit enregistrée dans un système intelligent qui adapte la production de manière à ce qu'elle soit respectée à tout moment. Il convient de prendre en compte et d'optimiser la consommation propre avant de réduire la production. Pour cette régulation intelligente, le système a besoin de la mesure au point de fourniture. Celle-ci peut être assurée par un appareil de mesure externe supplémentaire ou être lue via l'interface client du smart meter. De tels systèmes de régulations intelligentes sont souvent déjà intégrés dans les nouveaux onduleurs et peuvent être mis en œuvre chez le client pour les nouvelles installations photovoltaïques sans coûts supplémentaires significatifs.



4.2 Limitation de l'injection en fonction de la tension P(U)

- (1) Avec la limitation de l'injection en fonction de la tension, l'injection est réduite en fonction de la tension. Pour ce faire, une courbe caractéristique P(U) est enregistrée dans le système de gestion de l'énergie (ou dans l'onduleur). Comme pour la limitation fixe de l'injection, l'exigence du GRD concernant l'injection s'applique, mais le producteur peut également appliquer la régulation P(U) à la production.
- (2) La courbe caractéristique P(U) standard (réduction de la puissance linéaire à 110-112 % de la tension nominale) est décrite dans la recommandation de la branche «RR/IPE-NR 7 – CH 2025» de l'AES et est désormais considérée comme le paramétrage standard (cf. annexe E «Paramètres régionaux Suisse») pour les nouveaux onduleurs. Dès que les fabricants d'onduleurs auront mis en œuvre les nouveaux paramètres régionaux Suisse dans leurs appareils, ceux-ci seront automatiquement configurés avec le paramétrage défini dès que l'installateur sélectionnera le «paramètre régional Suisse» lors de la mise en service.

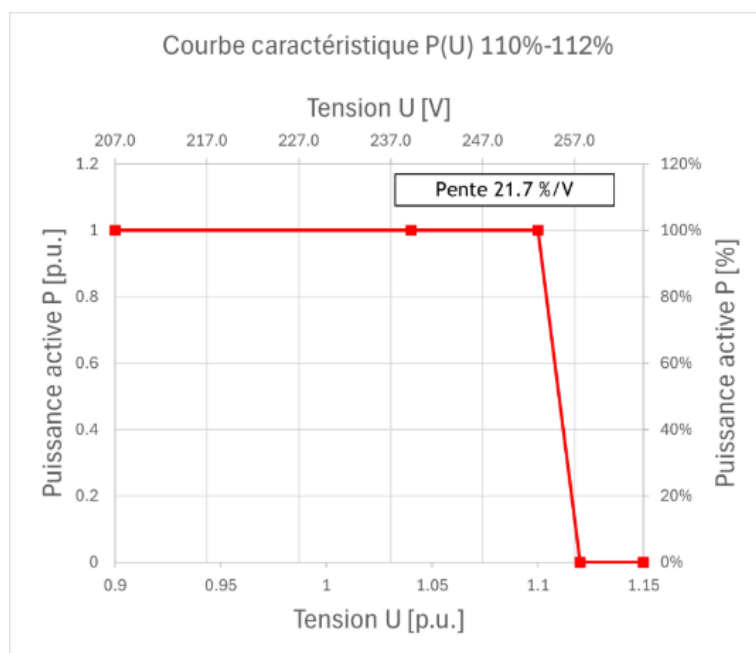


Figure 17: Courbe P(U) standard 110-112 % U_n

- (3) La régulation P(U) adapte de façon dynamique l'injection à la tension actuelle du réseau et contribue ainsi à la stabilité de ce dernier. La régulation P(U) sert de solution flexible pour gérer les congestions du réseau et soutenir le maintien de la tension dans les réseaux basse tension. Il peut être utilisé comme mesure provisoire en attendant la réalisation d'un renforcement du réseau, tout en offrant une fonction de protection supplémentaire pour les installations connectées. En outre, la régulation de la puissance active constitue une alternative économique aux mesures coûteuses de raccordement ou de renforcement du réseau.
- (4) La réduction de la puissance selon la courbe caractéristique P(U) se produit dans l'onduleur en quelques secondes.

4.2.1 P(U) provisoire jusqu'à la réalisation du renforcement du réseau

- (1) En fonction des topologies de réseau et des puissances maximales d'injection, le GRD peut proposer ou exiger une régulation provisoire plus agressive de P(U) (réduction de la puissance déjà en dessous de 110 %) en cas de problèmes éventuels de maintien de la tension afin que le maintien de la tension soit assuré sans que les nouvelles installations photovoltaïques aient à attendre le renforcement du réseau. Lorsque le renforcement du réseau a été effectué, le GRD peut informer l'installateur afin de désactiver la courbe caractéristique provisoire plus agressive et de la paramétrer avec la courbe caractéristique standard. La courbe caractéristique provisoire P(U) est spécifique et doit être définie au cas par cas par le GRD.
- (2) Les facteurs suivants influencent la courbe caractéristique:
 - Tensions maximales actuelles et prévues (simulées) au niveau des coffrets de raccordement (CR) (respect de la valeur limite supérieure de la tension selon SN EN 50160)
 - Variation de tension (ΔU) actuelle et prévue (simulée) aux points de couplage communs (respect de la limite supérieure de variation de tension de 3 % selon D-A-CH-CZ ou selon des résultats de simulation plus précis pour le respect de la norme SN EN 50160)
 - Emplacement du raccordement sur l'artère BT (début, milieu, fin de la ligne)
 - Mesures provisoires éventuellement déjà configurées (régulations P(U) ou limitation de l'injection fixe) sur d'autres raccordements de l'artère BT
- (3) Selon la planification du réseau, il est possible d'utiliser différentes courbes caractéristiques P(U), qui doivent être évaluées et adaptées individuellement en fonction de la situation du réseau (cf. Figure 18 et Figure 19).

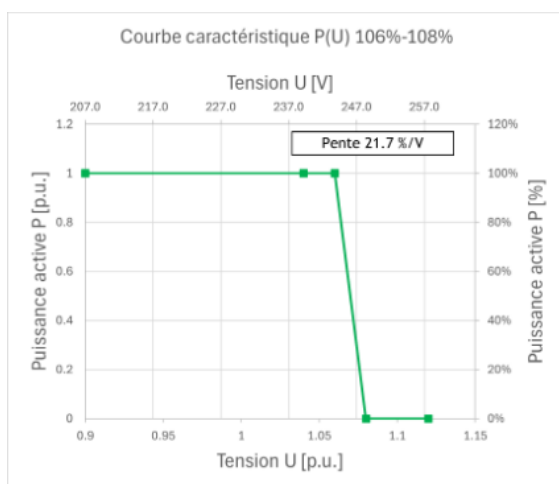


Figure 18: Courbe caractéristique P(U) 106-108 % U_n

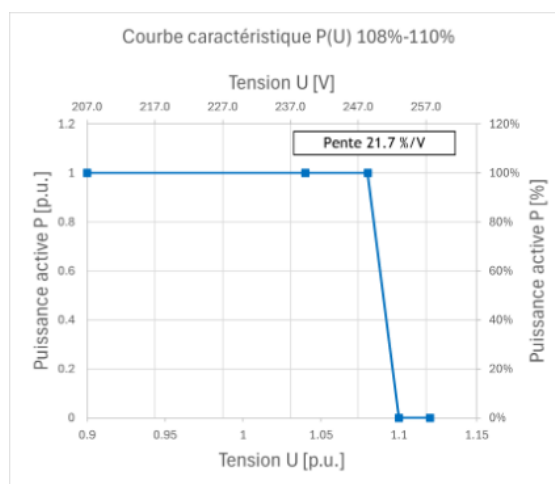


Figure 19: Courbe caractéristique P(U) 108-110 % U_n



- (4) Le Tableau 8 ci-dessous présente les valeurs sous forme de tableau:

Courbe caractéristique P(U) 106 % - 108 % U_n				Courbe caractéristique P(U) 108 % - 110 % U_n				Courbe caractéristique P(U) 110 % - 112 % U_n			
U [p.u.]	P [p.u.]	U [V]	P [%]	U [p.u.]	P [p.u.]	U [V]	P [%]	U [p.u.]	P [p.u.]	U [V]	P [%]
1,06	1	243,8	100	1,08	1	248,4	100	1,1	1	253,0	100
1,08	0	248,4	0	1,10	0	253,0	0	1,12	0	257,6	0

Tableau 8: Courbe P(U) 106 %-108 % U_n et courbe P(U) 108 %-110 % U_n , p. ex. comme solution provisoire et la courbe P(U) standard à 110 %-112 % U_n

4.2.2 Fonction P(U) comme aide au maintien de la qualité de la tension (110-112 %)

- (1) L'activation de la fonction P(U) avec le point d'inflexion de la courbe caractéristique à $U = 110\%$ est prescrite comme standard pour les nouveaux onduleurs avec les «Paramètres régionaux Suisse» de la recommandation de la branche «RR/IPE-NR7 – CH 2025» de l'AES. Cette fonction de régulation contribue à maintenir la qualité de la tension. Elle apporte une aide importante lorsque le réseau est exploité dans une configuration non standard, p. ex. après une panne de réseau ou pendant l'entretien du réseau. Elle permet de maintenir l'exploitation des installations PV à puissance réduite et évite que l'installation de production ne fonctionne dans une plage de tension non autorisée ($U > 112\%$) lorsque le réseau atteint temporairement ses limites de capacité.

4.2.3 P(U) comme alternative au renforcement des lignes du raccordement

- (1) Dans le cas d'une nouvelle installation PV, si la ligne de raccordement doit être renforcée aux frais du producteur en raison d'une variation de tension trop importante (p. ex. $\Delta U > 1,5\%$), une régulation P(U) peut être proposée au futur producteur comme alternative au renforcement de la ligne de raccordement. Cette alternative permet au client de mettre en service son installation sans devoir engager des frais d'investissement élevés pour renforcer son câble de raccordement. Pour cela, la fonction P(U) doit être configurée spécifiquement dans l'onduleur. Le client assume toutefois lui-même les pertes de revenus potentielles.

4.2.4 P(U) comme alternative au renforcement du réseau

- (1) Des régulations P(U) spécifiques peuvent également être demandées ou proposées par le GRD si elles permettent de reporter ou d'éviter des renforcements sur le réseau de distribution. Si le client met sa flexibilité à la disposition du gestionnaire de réseau et que celle-ci dépasse le niveau d'utilisation garanti, le GRD doit, avec l'accord du producteur, régler contractuellement l'utilisation de la flexibilité et rémunérer le producteur.

4.3 Combinaison de la régulation de la puissance active et de la puissance réactive en fonction de la tension (P(U) + Q(U))

- (1) Une combinaison de la régulation de la puissance active et réactive en fonction de la tension associe les avantages des deux types de régulation pour le maintien de la tension. L'influence sur la tension est plus importante lorsqu'elle est combinée que lorsqu'une seule des deux stratégies de régulation est utilisée.



- (2) La combinaison de la régulation de la puissance active et réactive en fonction de la tension est actuellement à prévoir, en particulier pour les IPE. Une réduction de la puissance active en fonction de la tension pour les installations de stockage et les charges n'est actuellement pas (encore) réalisable en raison de limitations techniques et de l'absence de normes internationales. Il convient toutefois de noter que tant les installations de stockage que les charges telles que les infrastructures de recharge pour véhicules électriques se prêteraient à une régulation de la puissance active en fonction de la tension et, partant, à une combinaison des deux types de régulation.
- (3) L'objectif de la combinaison de régulation de la puissance active et réactive en fonction de la tension dans les installations de production est de réduire dans un premier temps l'augmentation de la tension au moyen de la régulation de la puissance réactive. Dans ce cas, si la puissance nominale de l'onduleur est suffisamment élevée, la puissance active n'est normalement pas encore réduite. Par conséquent, dans la plupart des cas, la puissance active n'est réduite qu'une fois la puissance réactive maximale possible ($Q_{\max}$) atteinte.
- (4) En cas de combinaison de la régulation $Q(U)$ avec la régulation $P(U)$ selon les nouveaux paramètres régionaux, le comportement suivant est attendu:
- 0,97 – 1,03 U_n : ni la puissance active ni la puissance réactive n'est régulée
 - 0,97 – 0,93 U_n : l'onduleur augmente la puissance réactive capacitive (surexcitée) de 0 VAr à - $Q_{\max}$
 - 1,03 – 1,07 U_n : l'onduleur augmente la puissance réactive inductive (sous-excitée) de 0 VAr à $Q_{\max}$
 - 1,10 – 1,12 U_n : l'onduleur réduit la puissance active de 100 % à 0 % (par rapport à la puissance active maximale)



- (5) Au moment où l'onduleur prélève la puissance réactive inductive ou capacitive maximale et où la puissance active maximale est simultanément injectée, le facteur de puissance $\cos(\varphi)$ a une valeur de 0,9 (inductive ou capacitive) pour IPE > 3,7 kVA. L'onduleur doit être conçu de manière à pouvoir répondre aux exigences en matière de puissance active et réactive.

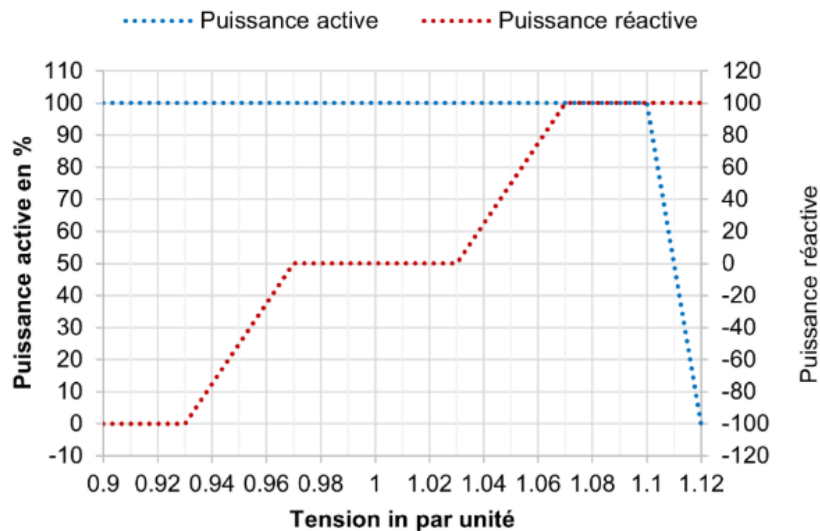


Figure 20: Exemple de courbes caractéristiques P(U) et Q(U) combinées (système vectoriel de dénomination de consommation)

- (6) Pour que l'onduleur puisse prélever de la puissance réactive supplémentaire pour une puissance active donnée, l'onduleur doit être dimensionné en conséquence. L'augmentation de la puissance réactive sans modification de la puissance active entraîne une augmentation de la puissance apparente selon la formule suivante:

$$S_{\text{Onduleur}} = \frac{P_{\text{Onduleur}}}{\cos(\varphi)}$$

- (7) Avec un facteur de puissance $\cos(\varphi)$ de 0,9, cela signifie que la puissance apparente est 1,11 fois plus élevée que la puissance active. Avec un facteur de puissance $\cos(\varphi)$ de 0,9, le rapport entre la puissance réactive et la puissance apparente est de 43,6 %.

4.4 Rétribution et contrôle de la régulation de la puissance active

- (1) Comme pour le contrôle des exigences en matière d'énergie réactive, le GRD a également intérêt à vérifier la mise en œuvre correcte de la régulation P(U). Il peut le faire à partir des données des smart meters et des algorithmes.
- (2) Si l'ajustement de l'injection dépasse la part autorisée dans le cadre de la flexibilité garantie, le GRD ne peut plus exiger l'utilisation d'office. Il doit alors obtenir contractuellement la flexibilité supplémentaire moyennant rétribution. La recommandation de la branche «Ajustement de l'injection des installations photovoltaïques AIR – CH 2025» de l'AES présente des approches permettant de calculer la rétribution, et l'annexe 3 de ce même document décrit un exemple avec P(U).



5. Coordination

- (1) Les défis en matière de maintien de la tension concernent tous les niveaux de réseau, et les solutions présentées ci-dessus ont souvent un impact sur plusieurs de ces derniers. Une vision globale et une coordination des différentes solutions sont donc importantes.

5.1 Coordination de la tension entre différents niveaux de réseau

- (1) La répartition de la plage de tension en NR 5 et NR 7 reste un principe de planification pertinent. Si la moyenne tension est réglée de façon dynamique au niveau du transformateur NR4 et la basse tension au niveau du transformateur NR6, certains principes de planification et règles générales utilisés auparavant pour la planification du réseau ne sont plus directement applicables et doivent être reconsidérés et adaptés. Dans de tels cas, une simulation de la tension à tous les niveaux du réseau peut aider à répartir les plages de tension de manière optimale et donc à réduire les besoins de renforcement du réseau. De telles simulations peuvent être réalisées avec des séries temporelles, mais dans la plupart des cas, il faut simuler un nombre limité de situations extrêmes. Dans les réseaux ruraux, on simule typiquement la situation de charge maximale un soir d'hiver et la situation d'injection maximale pendant un après-midi ensoleillé au printemps/en été. Toutefois, dans certaines situations, des scénarios supplémentaires doivent être simulés. Si, par exemple, de gros consommateurs déterminent les flux de courant dans un réseau moyenne tension, les variations possibles en été et en hiver doivent également être simulées.

5.2 Coordination de la tension entre le GRD en amont et le GRD en aval

- (2) Si les différents niveaux de réseau sont planifiés et exploités par différents GRD, il est difficile d'avoir une vision globale. En outre, dans de tels cas, seules certaines parties des solutions relatives à leur propre réseau sont généralement analysées. Pour parvenir à une approche globale, les mesures doivent également être coordonnées avec le réseau en amont. Il est donc recommandé que les GRD en amont et en aval se concertent régulièrement sur le thème du maintien de la tension, qu'ils s'échangent sur toutes les solutions présentées dans ce document et qu'ils développent des stratégies qui permettent également des solutions optimales d'un point de vue global. Dans de tels cas, il peut également être judicieux de régler contractuellement des plages de tension variables dans le temps.



6. Conclusion

- (1) Historiquement, le réseau de distribution fut conçu en fonction de la consommation, et une attribution fixe des tensions cibles et des réserves de tension suffisait à maintenir la tension aux niveaux inférieurs du réseau. La multiplication rapide des producteurs décentralisés et l'électrification de la mobilité et de la production de chaleur posent de nouveaux défis aux GRD, que ceux-ci ne sont plus en mesure de résoudre uniquement en renforçant le réseau. Les mesures présentées dans ce document, qui comprennent la régulation de la tension par des éléments de réseau, la participation de milliers d'appareils de clients décentralisés au maintien de la tension ainsi que la coordination entre les différents niveaux de réseau, sont complexes mais indispensables pour garantir un réseau efficace à l'avenir.
- (2) Il n'existe pas de recette toute faite permettant de choisir la mesure adéquate, car tout dépend de la structure du réseau et des conditions spécifiques de consommation et de production, ainsi que de l'évolution future du réseau et de l'injection d'énergie. Souvent, une combinaison de mesures est également nécessaire.
- (3) La régulation de la puissance active et réactive résout en premier lieu les problèmes de tension locaux, mais contribue également au maintien de la tension des niveaux supérieurs du réseau. Les régulations $P(U)$ et $Q(U)$ figurant dans les «Paramètres régionaux Suisse» de la recommandation de la branche «RR/IPE-NR 7 – CH 2025» de l'AES s'appliquent en cas de tension élevée et sont recommandés dans la plupart des cas. La régulation de la puissance active est la seule mesure qui peut entraîner une perte de production pour les IPE.
- (4) Si le comportement en charge de tous les raccordements MT d'une sous-station est similaire, une régulation dynamique de la tension NR4 est une mesure économique et efficace pour une zone étendue. Dans les cas particuliers caractérisés par des départs MT individuels avec des longues lignes et/ou des comportements de consommation/d'injection différents, l'installation d'un régulateur de tension de ligne NR 5 est efficace.
- (5) Les mesures à prendre pour un réseau local dépendent également de la structure et du comportement de consommation/d'injection. Figure 21 montre à titre indicatif pour quelles combinaisons de puissance photovoltaïque et de distance à la station de transformation (ST) il est pertinent d'examiner une mesure. Il s'agit de la puissance cumulée de toutes les installations photovoltaïques dans une zone, par exemple sur un départ BT. Les plages sont basées sur des hypothèses de coûts et d'augmentations de tension autorisées et sont données à titre indicatif. Outre l'augmentation de la tension et la surcharge, il convient également de vérifier que le courant de court-circuit est suffisamment élevé pour assurer la protection nécessaire (conditions de mise au neutre). Cette considération n'est pas prise en compte dans la Figure 21, raison pour laquelle la plage correspondant à des puissances plus élevées sur de longues distances revêt un caractère plutôt théorique.



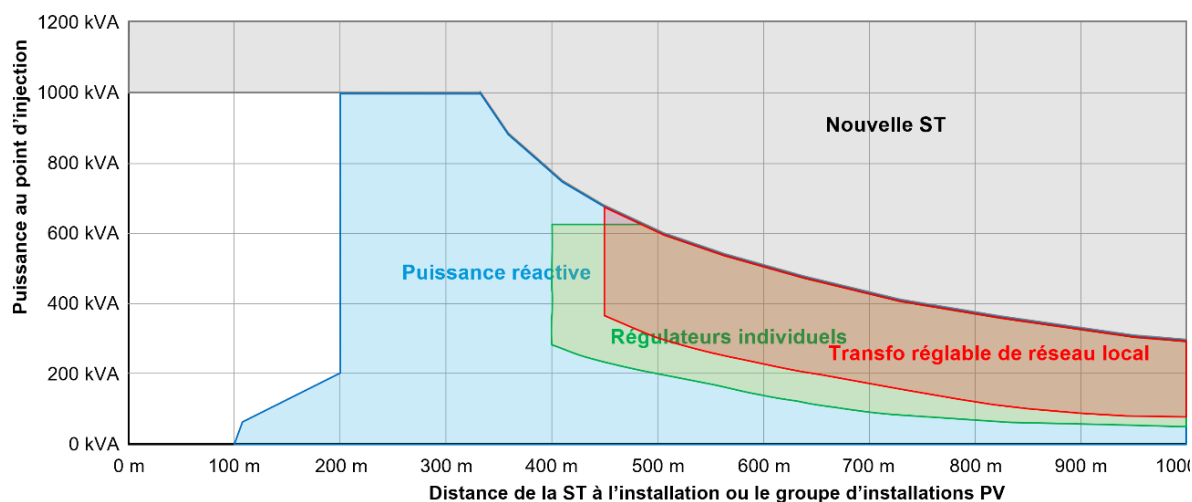


Figure 21: Domaines d'application approximatifs des mesures de maintien de la tension dans le NR 7

- (6) À partir d'une distance d'environ 200 m, ce n'est plus la capacité de transport de courant qui est limitante, mais la chute de tension qui est déterminante pour le dimensionnement, et ce même avant pour les câbles en aluminium que pour les câbles en cuivre en raison du rapport R/X. Pour les faibles puissances, l'énergie réactive peut déjà être utile sur des lignes plus courtes.
- (7) Pour les distances plus importantes, il est pertinent d'examiner l'utilisation de régulateurs de tension de ligne ou de TDR. Il convient toutefois de noter que ces derniers nécessitent un entretien plus important et ont une durée de vie plus courte que l'extension de réseau conventionnelle. Si de nombreuses installations se trouvent sur le même raccordement, un régulateur de tension de ligne peut, le cas échéant, réaliser le raccordement de manière plus avantageuse que l'extension conventionnelle du réseau. Si les installations sont situées sur différents raccordements ou si la tension MT est déjà très élevée, l'installation d'un TDR s'avère utile.
- (8) Lorsque la puissance est particulièrement élevée et que les distances à parcourir sont importantes, la construction d'une nouvelle ST à proximité de l'installation est généralement rentable. En raison des conditions de mise au neutre, cela s'avère souvent nécessaire pour des puissances et des distances nettement inférieures à celles indiquées à titre indicatif dans la Figure 21.