

# Technologies de réseau innovantes (TRI)

Document de connaissances de base, état: mai 2016  
Élaboré par le groupe de travail Technologies innovantes de l'AES

## Table des matières

1.	Introduction .....	2
2.	TRI pour les utilisateurs du réseau (TRI-UR) .....	2
2.1	Généralités .....	2
2.2	Concepts fonctionnels .....	3
2.3	Concepts à perfectionner .....	3
2.4	Opportunités et risques .....	3
2.4.1	Opportunités générales des TRI-UR .....	3
2.4.2	Risque lié à l'effet de simultanéité .....	3
2.4.3	Risque lié à l'optimisation de la consommation propre .....	4
3.	TRI pour les gestionnaires de réseau (TRI-GR) .....	5
3.1	Généralités .....	5
3.2	Concepts fonctionnels («état de la technique») .....	5
3.3	Concepts à perfectionner .....	6
3.4	Opportunités et risques .....	6
4.	Conditions-cadre pour les gestionnaires de réseau .....	7
4.1	Rentabilité des TRI-GR .....	7
4.2	Cadre légal et réglementaire .....	8
4.3	Introduction des TRI comme équipement standard des gestionnaires de réseau .....	9
5.	Aspects particuliers des TRI pour les GR .....	10
5.1	Réglage à distance pour basse et moyenne tensions .....	10
5.2	Accumulateurs décentralisés .....	11
5.3	Tarification dynamique liée à l'utilisation du réseau .....	11
6.	Bilan .....	12

## 1. Introduction

Depuis quelques années, divers concepts innovants appliqués sur le réseau électrique et susceptibles de contribuer à la résolution des problèmes posés par la transformation du système énergétique ainsi que par la décentralisation croissante de l'injection font l'objet de discussions au sein de la branche. Le présent document de connaissances de base présente les particularités de certaines de ces «technologies de réseau innovantes» (TRI), ainsi que les opportunités et les risques qui y sont liés. Il s'intéresse également au contexte de branche dans lequel elles sont utilisées.

Les TRI peuvent être réparties en deux catégories:

- Les «TRI pour les utilisateurs du réseau» (TRI-UR) sont mises en place sur le réseau électrique par d'autres acteurs que les gestionnaires de réseau. Elles se basent sur le réseau pour établir de nouveaux modèles commerciaux et ont un but lucratif. Le réseau en lui-même est rarement l'objet de ces nouveaux modèles commerciaux, qui modifient cependant les flux d'électricité du réseau. La vente de puissance de réglage par le propriétaire d'un accumulateur raccordé au réseau via un agrégateur («centrale virtuelle») constitue un exemple très complexe tiré de la pratique actuelle.
- Les «TRI pour les gestionnaires de réseau» (TRI-GR) sont à la disposition des gestionnaires de réseau. Le transformateur réglable de réseau local en est un exemple. Les TRI-GR offrent aux gestionnaires de réseau de nouvelles possibilités pour fournir un réseau sûr, performant et efficace tel que le leur impose la législation (art. 8, al. 1a LApEI). S'y ajoutent des concepts qui, en raison de règlements particuliers comme les Conditions techniques de raccordement (CTR) ou de prescriptions propres aux installations du client, doivent être appliqués mais servent des objectifs de réseau. Comme exemple important, on peut citer ici le maintien de la tension avec puissance réactive<sup>1</sup> de l'onduleur photovoltaïque d'un client.

La suite du document décrit plus précisément les concepts au fondement de ces deux catégories.

## 2. TRI pour les utilisateurs du réseau (TRI-UR)

### 2.1 Généralités

La possession par les ménages d'installations de production d'énergie (IPE) décentralisées et d'accumulateurs domestiques, la disponibilité de technologies de communication fonctionnelles et l'adaptation des réglementations de réseau constituent autant de facteurs facilitant de plus en plus la réalisation de nouveaux modèles commerciaux sur le réseau. De simples consommateurs qu'ils étaient, les propriétaires de leur logement deviennent des acteurs plus complexes, avec des rôles complètement nouveaux – à l'instar de l'agrégateur. Ces activités inédites modifient sans nul doute les flux d'électricité dans le réseau, mais négligent bien souvent les répercussions sur les gestionnaires de réseau locaux ou sur les utilisateurs de réseau tiers.

Dans certaines TRI-UR, le réseau lui-même est l'objet du modèle commercial, par exemple dans les modèles dits de coordination pour le négoce de capacités en basse et moyenne tensions.

Le présent document de connaissances de base distingue des TRI-UR les concepts réalisés par les utilisateurs de réseau mais n'exerçant qu'une influence négligeable sur le réseau, tels que la visualisation de

---

<sup>1</sup> Sur les réseaux de courant alternatif, le total de la puissance transportée se compose de la puissance active mise en œuvre par le consommateur et de la puissance réactive nécessaire à l'extension des champs magnétiques. La puissance réactive permet de réguler la tension sur les réseaux de courant alternatif.

la consommation grâce au smart meter, qui peut favoriser les économies de courant. En revanche, l'optimisation de la consommation propre des consommateurs finaux disposant d'une installation de production d'énergie peut concerner le réseau du point de vue aussi bien technique que réglementaire et sera donc pris en compte dans cette analyse.

## 2.2 Concepts fonctionnels

- Optimisation de la consommation propre
  - Utilisateurs du réseau: consommateurs finaux équipés d'une installation de production d'énergie
  - Exemple: installation photovoltaïque
- Négocier de puissance de réglage
  - Utilisateurs du réseau: consommateurs finaux et producteurs décentralisés; agrégateurs; gestionnaires d'accumulateurs fixes et mobiles
  - Exemples: Swisscom tiko power; Ampard
- Optimisation des coûts d'approvisionnement en énergie à l'aide de la gestion de la demande (Demand Side Management ou DSM)
  - Acteurs/utilisateurs du réseau: fournisseurs d'énergie
  - Exemples: perfectionnement des installations de télécommande centralisée classiques telles qu'exploitées depuis plus de 30 ans par la plupart des EAE, via BKW SmartRSA; remplacement des installations de télécommande centralisée par un contrôleur de chaudière, via l'interface smart meter
  - Distinction: l'utilisation des installations de télécommande centralisée pour éviter l'extension du réseau doit être considérée comme une TRI-UR.

## 2.3 Concepts à perfectionner

Mise en place de tarifs dynamiques pour la gestion de la demande (modèles de coordination inclus)

## 2.4 Opportunités et risques

### 2.4.1 Opportunités générales des TRI-UR

- Nouvelle création de valeur sur les infrastructures déjà disponibles
- Réduction des coûts d'achat de courant (courant de consommation, puissance de réglage)

### 2.4.2 Risque lié à l'effet de simultanéité

Aujourd'hui déjà, il existe des acteurs nouveaux et établis qui pilotent la puissance sur le réseau électrique de manière coordonnée et vendent ainsi de la puissance de réglage. En cas d'introduction, par exemple, d'une tarification dynamique de l'énergie suivant les prix de la bourse, tous les consommateurs et accumulateurs modulables prélèvent autant que possible l'énergie dont ils ont besoin aux périodes de bas prix. Cette simultanéité «artificielle» et orientée marché n'est pas prévue par les principes de conception actuellement appliqués aux réseaux d'électricité dans l'ampleur que l'on peut à présent envisager. Elle peut rapidement entraîner des surcharges ou nécessiter des renforcements de réseau de grande envergure.

D'un point de vue pratique, cet effet de simultanéité est à prendre en compte dès lors que, dans les premiers réseaux locaux, plusieurs accumulateurs électriques ou véhicules électriques sont raccordés à une seule station de transformation. En fonction des décisions politiques et des avancées de la technique, cela pourrait

être le cas dans quelques années seulement. Les gestionnaires de réseau responsables sont ainsi placés devant un défi de taille, qui demande non seulement les informations de raccordement indispensables, mais aussi de plus en plus de mesures et de possibilités de commande dans les réseaux de basse et moyenne tensions.

Il reste encore à trouver et à définir une façon de gérer de manière efficace et adaptée la simultanéité orientée marché des consommateurs ou des accumulateurs locaux. Pour ce faire, il importe de mettre en balance la réalisation d'activités de marché individuelles rentables et les coûts découlant d'une extension de réseau potentiellement disproportionnée, que tous les utilisateurs raccordés au réseau devront payer solidairement.

La simplicité constitue l'un des principaux critères permettant d'identifier les solutions susceptibles d'atténuer l'effet de simultanéité: la régulation doit être maniable et efficace au niveau macro-économique, aussi bien pour les gestionnaires de réseau que pour les utilisateurs raccordés et les autres tiers impliqués.

La plupart des TRI-UR mentionnées dans le présent document peuvent contribuer à contrecarrer l'effet de simultanéité. Certaines réduisent les pics de puissance tandis que d'autres abaissent les coûts d'adaptation du réseau.

#### 2.4.3 Risque lié à l'optimisation de la consommation propre

Selon SMA, premier fabricant d'onduleurs photovoltaïques au monde, environ 20% des systèmes PV nouvellement installés en Allemagne en 2014 étaient munis d'accumulateurs électriques<sup>2</sup>. Une évolution similaire serait tout à fait possible en Suisse, motivée en premier lieu par l'optimisation de la consommation propre pour réduire la quantité de courant prélevée sur le réseau. La consommation propre entraîne un report des coûts de réseau sur les acteurs finaux dépourvus de consommation propre, sapant ainsi le principe de causalité qui régit la répartition des coûts et défavorisant les consommateurs finaux sans consommation propre. L'idée d'une tarification davantage axée sur les valeurs de puissance, qui respecterait le principe de causalité et celui de l'égalité de traitement des consommateurs finaux, est actuellement en débat pour contrer cette désolidarisation.

Outre les aspects réglementaires, la question, pour les gestionnaires de réseau, est de savoir s'il s'avère nécessaire de fixer des exigences pour les accumulateurs, de façon à réduire une éventuelle utilisation susceptible de surcharger le réseau. Dans un article spécialisé<sup>3</sup>, Agora Energiewende, initiative lancée à Berlin par la Fondation Mercator et l'European Climate Foundation, souligne entre autres que le bilan de puissance sur le réseau de transport pourrait se modifier rapidement si les accumulateurs domestiques étaient exploités de manière non régulée. Les auteurs évoquent pour l'Allemagne une baisse qui pourrait atteindre 40 GWh. Les difficultés que cela poserait pour le maintien de la fréquence sur le réseau de transport ainsi que pour le réseau de distribution, sous la forme de possibles modifications rapides de tension très localisées<sup>4</sup>, n'ont pas encore été analysées avec précision.

Malgré les problèmes potentiels, une utilisation ciblée des accumulateurs électriques est envisageable pour permettre aux gestionnaires de réseau, contre rémunération, de respecter les valeurs-seuil (voir 3.9).

<sup>2</sup> Volker Wachenfeld, SMA, 04.03.2015, «Welchen Beitrag leisten PV-Hausenergiespeicher zur Energiewende?» abgerufen im Internet am 23.11.2015.

<sup>3</sup> Agora (2015), «Was wäre, wenn... ein flächendeckender Rollout von Solar-Speicher-Systemen stattfände?», 2015; <https://www.agora-energiewende.de/pl/themen/-agothem-/Produkt/produkt/227/Was+wäre,+wenn...+ein+flächendeckender+Rollout+von+Solar-Speicher-Systemen+stattfände%3F/>

<sup>4</sup> Conformément à la norme NF EN 50160, chap. B.6

### 3. TRI pour les gestionnaires de réseau (TRI-GR)

#### 3.1 Généralités

Les consommateurs, les IPE et les accumulateurs devant faire l'objet d'un nouveau raccordement au réseau peuvent être à l'origine d'une sursollicitation locale du réseau, obligeant ainsi le gestionnaire de réseau à prendre des mesures. En dépit du nombre relativement élevé de nouveaux raccordements enregistré ces dernières années, dans la majorité des cas, aucune extension de réseau n'a été nécessaire, car la plupart des réseaux basse et moyenne tensions avaient été établis préventivement. Les capacités d'absorption sont donc loin d'être épuisées à ce jour (effet de remplissage). Mais cette situation devrait progressivement changer au cours des prochaines années, la capacité des différents circuits de transformation et réseaux moyenne tension approchant ses limites. Si cette évolution est actuellement largement due aux IPE, à l'avenir, elle sera le fait des accumulateurs statiques et de l'électromobile. Certaines TRI-GR sont techniquement et économiquement mûres et pourraient dans ces cas-là contribuer à la réduction des coûts induits par l'intégration des IPE au réseau.

Ainsi, les TRI-GR aident à la résolution des défis posés par la transformation du système énergétique et par la décentralisation croissante de l'injection. Par ailleurs, il existe toute une série de TRI-GR poursuivant d'autres objectifs, comme la vérification de défaillance imputable à la gestion de l'exploitation au moyen du smart meter et le concept d'optimisation de la qualité de la tension, relevant de la capacité de puissance du réseau, à l'aide de l'électronique de puissance (onduleur). On trouvera une liste complète des concepts et de leurs définitions dans, entre autres, la Feuille de route pour un réseau intelligent de l'OFEN (2015) et le document de BKW intitulé *Smart Grid – une systématique du point de vue du gestionnaire de réseau* (2014). Quant au présent document de connaissances de base, il se concentre sur les TRI-GR en lien avec les IPE.

Pour déterminer s'il faut utiliser une TRI-GR fonctionnelle dans un cas particulier, le critère décisif est de savoir si elles aident les gestionnaires de réseau à remplir leur mission et si elles sont plus performantes que les solutions conventionnelles (notamment en termes de coûts). Cela dépend de la situation et des particularités du réseau local concerné.

Les TRI-GR sont loin de pouvoir remplacer tous les renforcements de réseau conventionnels, mais représentent très souvent une option avantageuse, notamment lorsqu'elles sont combinées à des mesures conventionnelles. Ainsi, selon des études menées par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) et l'AES, elles peuvent contribuer à réduire de 40 à 50% les surcoûts induits par l'extension de réseau en lien avec le tournant énergétique prévu d'ici à 2050, en particulier dans les régions rurales (voir 4). Un déficit d'informations concernant les coûts et le fonctionnement des TRI (transformateurs réglables de réseau local, par exemple), l'absence de réglementation standard et de normes pour le contrôle des appareils et des tests sur le terrain, ainsi que d'autres facteurs, empêchent aujourd'hui une plus large diffusion des TRI-GR opérationnelles en Suisse.

#### 3.2 Concepts fonctionnels («état de la technique»)

- Transformateurs réglables de réseau local
- Régulateurs individuels
- Limite d'injection statique (à 70% en Allemagne; en Suisse, actuellement interdite par la loi en fonctionnement régulier<sup>5</sup>)

<sup>5</sup> Voir décision de l'ECom concernant BZA AG / Aare Energie AG du 19.11.2015

- Maintien de la tension avec puissance réactive, en particulier avec la caractéristique de régulation efficace «Q(U)»
- Contrôle de la puissance pour le respect des valeurs-seuil de réseau
  - aussi bien pour l'injection que pour la consommation (dans ce dernier cas, on parle de gestion de la demande, «Demand Side Management» ou DSM)
  - à l'aide de technologies de communication basiques comme des installations de télécommande centralisée, mais aussi de technologies de l'information et de la communication modernes
  - centralisé, semi-centralisé (par exemple station de transformation) ou locale et autonome (par exemple Alpiq InTec GridSense)

### 3.3 Concepts à perfectionner

- L'utilisation ciblée d'accumulateurs électriques décentralisés pour le respect des valeurs-seuil locales (tension, courant). Celle-ci n'est encore utilisée nulle part sur la planète pour le fonctionnement régulier (voir **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).
- «Demand Side Response» au service du réseau, par exemple avec des tarifs dynamiques (voir 5.3)
- Concepts de coordination, tarifés et négociés en fonction des capacités de réseau
- Du point de vue de la technologie, la stabilisation de la fréquence avec contrôle local et autonome de la consommation (la «régulation de puissance P(f)») n'a pas encore été complètement étudiée et n'est pas encore établie dans les normes pertinentes.

### 3.4 Opportunités et risques

Aujourd'hui, les coûts d'extension de réseau induits par l'intégration d'IPE peuvent, dans le cadre d'un projet, être fortement réduits, voire complètement évités (par exemple via le maintien de la tension avec puissance réactive).

Actuellement, les principales TRI-GR fonctionnelles permettant de respecter les valeurs-seuil du réseau fonctionnent de façon locale et autonome, si bien qu'elles tournent sans qu'il y ait besoin de recourir à des technologies de communication coûteuses, sujettes à des défaillances et vulnérables aux attaques. Le renoncement à un contrôle centralisé peut cependant aboutir à une perte d'efficacité, toutefois négligeable dans la plupart des cas. D'une manière générale, le manque d'expérience en ce qui concerne l'utilisation des TRI constitue une incertitude importante.

Le tableau ci-après recense un certain nombre d'opportunités et de risques présentés par une sélection de TRI-GR. Les opportunités et les risques généraux seront abordés dans les prochains chapitres.

TRI-GR	Opportunités	Risques
Transformateur de réseau local et régulateur de tension	- Particulièrement indiquée pour les puissances de production moyennes en zone rurale	- Hausse des coûts d'exploitation par rapport aux solutions conventionnelles (voir 4.1)
Maintien de la tension avec puissance réactive (notamment la «régulation Q(U)»)	- CAPEX <sup>6</sup> quasi-nul pour les GR - OPEX <sup>7</sup> relativement restreint pour les GR et les producteurs - Particulièrement indiquée pour les	- Faibles pertes d'énergie ou onduleur surdimensionné - Détérioration potentielle de l'efficacité de la distribution de

<sup>6</sup> CAPEX: Capital expenditures, en français: dépenses d'investissement

<sup>7</sup> OPEX: Operational expenditures, en français: dépenses de fonctionnement



	IPE de faible puissance en zone rurale	courant (facteur de performance «CosPhi du réseau») <sup>8</sup> , notamment en cas d'utilisation massive
Maintien de la tension avec une régulation de puissance active («régulation P(U)») locale et autonome	<ul style="list-style-type: none"> <li>- CAPEX quasi-nul</li> <li>- Très efficace (traite les causes)</li> <li>- Une bonne partie des onduleurs actuels en sont déjà capables du point de vue de la technique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Niveau des pertes essuyées par le producteur difficilement prévisible</li> <li>- Compensation, limites, etc. non définies</li> <li>- Stabilité incertaine jusqu'ici (fluctuations de tension)</li> </ul>
Limitation d'injection statique	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mesure la plus simple possible d'un point de vue technique, ayant fait ses preuves dans la pratique</li> <li>- Pas de CAPEX sur le réseau, CAPEX réduit (dimensionnement de l'onduleur) pour le producteur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pour une limitation à 70%, perte d'environ 3% sur la production annuelle</li> <li>- Actuellement non applicable comme solution durable permettant d'éviter un renforcement de réseau sur le plan légal</li> </ul>
Réglage de la puissance pour le respect des valeurs-seuil du réseau (DSM avec les consommateurs; contrôle d'injecteurs flexibles ainsi que d'accumulateurs de courant)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Grande expérience des acteurs suisses en matière de «DSM classique» au moyen d'installations de télécommande centralisée</li> <li>- Potentiel de synergie avec le déploiement de smart meters (canal de communication)</li> <li>- Ponctuellement, grande efficacité possible dans certains cas (grandes installations)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- À part les installations de télécommande centralisée, relativement peu d'usage pratique établi (Europe)</li> <li>- Préjudiciable au confort du client</li> <li>- Concurrence de l'usage à but lucratif de la gestion de la demande</li> <li>- Charge de travail élevée (communication client et au sein de l'entreprise)</li> </ul>
Stabilisation de la fréquence («régulation P(f)»)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Réduction des coûts liés au services-système</li> <li>- Avec des masses rotatives de moins en moins importantes, contribution précieuse au maintien de la fréquence</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le maintien de la fréquence est une fonction cruciale et délicate – la régulation P(f) a jusqu'ici très peu été testée.</li> <li>- Absence de réglementation</li> </ul>

## 4. Conditions-cadre pour les gestionnaires de réseau

### 4.1 Rentabilité des TRI-GR

Selon une étude<sup>9</sup>, la transition voulue par la sphère politique de la production d'électricité par des grandes centrales à une production assurée par des sources renouvelables décentralisées entraînera un surcoût pour les réseaux à hauteur de 6 à 23 milliards de CHF d'ici à 2050. Les auteurs de l'étude estiment cependant que l'application de mesures innovantes permettant la régulation de tension active pourrait réduire les besoins en investissement de 40 à 50% par rapport à une extension de réseau purement classique, en particulier sur les réseaux ruraux. Une autre étude<sup>10</sup> évalue le potentiel d'économie permis par

<sup>8</sup> Rapport de la puissance active à la puissance apparente; le facteur de performance indique quelle part de puissance apparente peut être effectivement transportée en tant que puissance active.

<sup>9</sup> Consentec, „Auswirkungen dezentraler Einspeisung auf die Verteilungsnetze der Schweiz“ (Répercussions d'un renforcement de l'extension de la production décentralisée sur les réseaux de distribution suisses, en allemand), 2012; commande de l'AES

<sup>10</sup> Consentec, «Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze» (Répercussions d'un renforcement de l'extension de la production décentralisée sur les réseaux de distribution suisses, en allemand), 2012; commande de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN)



les seuls transformateurs réglables de réseau local à plus de 60% en termes de surcoûts de réseau dus à une refonte du système énergétique d'ici à 2050.

Sur l'ensemble de leur cycle de vie (en anglais, *lifecycle*), la plupart des TRI présentent des coûts de maintenance et d'exploitation plus élevés que les solutions conventionnelles. Au regard de l'exigence d'efficacité posée par la LApEI, retenir les dépenses d'exploitation (OPEX) et d'investissement de capital (CAPEX) comme base de calcul pour l'examen des variantes est plus adapté que la prise en compte du seul CAPEX<sup>11</sup> habituellement pratiquée. Il convient cependant de souligner que le calcul des coûts liés au cycle de vie demande un travail important pour un résultat incertain.

Une étude récente tenant compte des coûts liés au cycle de vie ainsi que des différents types de réseau (urbain, rural, etc.) démontre la rentabilité foncière des TRI-GR même avec les frais de fonctionnement. Le maintien de la tension avec puissance réactive est pratiquement toujours plus efficace que l'extension de réseau conventionnelle. Quant au transformateur réglable de réseau local, s'il n'est pas toujours plus performant que le renforcement de réseau conventionnel, il l'est tout de même fréquemment, en particulier dans les zones rurales. Sans grande surprise, l'étude montre également que les TRI-GR sont, dans de nombreux cas différents, techniquement insuffisantes, voire que les solutions conventionnelles s'avèrent ici moins onéreuses.

D'une manière générale, l'utilisation de TRI-GR ne constitue en aucun cas une simple solution de transition qui, une fois passée la forte croissance de nouvelles IPE décentralisées, serait remplacée par un renforcement de réseau conventionnel. Au contraire, il est à supposer qu'un réseau contrôlé par un transformateur réglable de réseau local et par le maintien de la tension avec puissance réactive générera, y compris à l'avenir, un TOTEX<sup>12</sup> sensiblement inférieur à ceux d'un réseau garantissant le respect des valeurs-seuil de réseau uniquement à l'aide de concepts conventionnels. Cela s'explique, d'une part, par le fait que le GRD n'a aucuns frais à assumer lorsqu'il s'évite une extension du réseau au moyen du maintien de la tension avec puissance réactive et, d'autre part, par le fait que le transformateur réglable de réseau local influe positivement sur tous les départs de ligne perturbés à la fois et que, par conséquent, les TOTEX annuels des départs de ligne plus puissants sont plus élevés que les TOTEX du réseau doté d'un transformateur réglable de réseau local. Ce principe de calcul statique (coûts de réseau pérennes) est à la base de nombreuses études<sup>13</sup>. Ainsi, l'une d'entre elles met en lumière, dans des configurations de réseau adaptées, des économies de plus de 50% avec des transformateurs réglables de réseau local, des régulateurs de tension et une régulation de la puissance réactive.

## 4.2 Cadre légal et réglementaire

L'environnement légal et réglementaire actuel traite tous les investissements de la même manière: tant que ceux-ci permettent in fine de garantir un réseau sûr, performant et efficace, les TRI-GR peuvent être utilisées.

Les coûts induits par des renforcements de réseau indispensables et efficaces sont remboursés par la société nationale pour l'exploitation du réseau une fois que la demande du gestionnaire de réseau a été approuvée par l'EICom<sup>14</sup>. Les coûts liés à un renforcement de réseau, lorsqu'ils sont remboursés et approuvés, ne grèvent pas les tarifs locaux des différents gestionnaires de réseau. Pour le dédommagement

<sup>11</sup> Conformément à sa directive 2/2015, la Commission fédérale de l'électricité (EICom) autorise les gestionnaires de réseau à inclure non seulement le CAPEX, mais aussi les coûts liés au cycle de vie dans leurs requêtes en indemnisation: «Les coûts de maintenance et d'exploitation, de même que des considérations techniques, peuvent être pris en compte dans l'examen des variantes [...]» (section 3.2)

<sup>12</sup> TOTEX: Total expenditure, en français, coûts totaux; TOTEX = CAPEX + OPEX

<sup>13</sup> BET, «Kosten und Nutzenaspekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid» (Coûts et utilisations de certaines technologies pour un réseau suisse intelligent, en allemand), section 13, p. 64; 2014; commande de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN)

<sup>14</sup> Art. 22, al. 3 et 5 OApEI



des dépenses d'investissement, au moins une «variante comprenant des éléments de réseau actifs (transformateur réglable ou régulateur de tension) a été examinée comme variante possible au renforcement de réseau ou pour prouver qu'une variante avec des éléments de réseau actifs n'est techniquement et/ou économiquement pas appropriée»<sup>15</sup>.

Le recours aux TRI comporte des risques techniques et exige la mise en œuvre de procédures et de démarches établies. L'exigence d'efficacité exprimée à l'art. 8 LApEI permet de déduire que ces dépenses initiales doivent être effectuées lorsque le potentiel global d'économie est supérieur aux dépenses supplémentaires.

La directive ECom 2/2015 (section 6) permet en principe d'interpréter les renforcements de réseau dans le sens d'une planification de réseau préventive. Cependant, en cas de «renforcements de réseau plus importants», les GRD doivent fournir énormément de justificatifs, si bien que les TRI-GR comme les transformateurs réglables, qui, en soi, sont efficaces en dehors de ce seul cas et permettent dans bien des situations d'éviter sans coûts supplémentaires plusieurs renforcements de réseau plus importants, se trouvent désavantagés par rapport à des variantes à l'efficacité moins large, comme les régulateurs de puissance individuels ou le renforcement de câbles. Il est difficile de calculer les pertes d'opportunité que cette extension de réseau non prévoyante entraîne pour les installations d'injection. L'étude du réseau de distribution menée par l'Agence allemande de l'énergie (dena)<sup>16</sup> s'appuie sur des réseaux exemplaires pour conclure que des «réductions d'investissements allant jusqu'à 20% sont possibles. Ce potentiel d'économie conditionne les connaissances relatives au développement de la mission d'approvisionnement au cours des 20 prochaines années. Dans la pratique, cependant, ce prérequis n'est pas donné».

Le contrôle de la puissance utile au réseau (par exemple DSM) n'est actuellement régi par aucune loi, ordonnance ni directive.

La limitation de puissance statique – à 70% de la puissance du générateur, par exemple – est l'un des concepts d'intégration d'IPE les plus efficaces. En raison de l'obligation de reprise du courant issu d'IPE (art. 7 LEne), ce principe est actuellement inapplicable en Suisse. Il serait utile pour les gestionnaires de réseau de pouvoir imposer aux consommateurs, et en particulier aux injecteurs subventionnés, la limitation de puissance (élément de la gestion de charge / d'injection) comme condition de raccordement, y compris lorsqu'une installation n'entraîne encore aucun dépassement des valeurs-seuil.

### **4.3 Introduction des TRI comme équipement standard des gestionnaires de réseau**

Les difficultés à résoudre avant que l'utilisation des TRI par les gestionnaires de réseau ne devienne la norme sont d'ordre non seulement économique et réglementaire, mais aussi organisationnel.

Afin que les gestionnaires de réseau disposent des outils nécessaires en cas de besoin, il faut d'abord remplir quelques conditions. De nombreuses clarifications techniques et économiques doivent avoir été effectuées, de même que des tests pratiques pour les différentes TRI. Tout cela prendra aisément plusieurs mois, si ce n'est plusieurs années. Pour que les TRI soient disponibles lorsque les capacités de réseau existantes arriveront à leurs limites, il peut s'avérer judicieux pour les gestionnaires de réseau de commencer à se préparer suffisamment tôt: acquisition du savoir-faire, stocks de pièces de rechange, adaptation des règlements internes, etc. Les coûts initiaux et, ultérieurement, les coûts fixes permettant la disponibilité d'une TRI dans la «boîte à outils» doivent rester proportionnels aux économies raisonnablement

<sup>15</sup> Directive de l'ECom 2/2015

<sup>16</sup> Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), «Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030», chap. 7.5.4, p. 197, décembre 2012

escomptables. Il faut donc un nombre critique d'utilisations, qui varie fortement d'un cas à l'autre, pour qu'une TRI puisse être mise en œuvre efficacement.

Pour de nombreux gestionnaires de réseau, les préparatifs et l'introduction des TRI constituent un défi de taille en termes de mobilisation et de qualification du personnel. La réalisation simultanée, au sein d'une branche réglementée, d'activités de développement largement similaires, aboutissant à des résultats identiques à bien des égards, est en outre peu efficace économiquement parlant. Il conviendrait donc de compléter sur le plan technique les règlements subsidiaires existants, tels que le document de la branche RR-IPE<sup>17</sup> de l'AES, voire de les augmenter de quelques instruments, pour favoriser une application pratique optimale du point de vue technique et économique.

Afin de garantir la sécurité, la performance et l'efficacité des TRI utilisées, il importe de mettre en place des normes pour la vérification du type (p. ex. un label de contrôle), les contrôles des ouvrages et le contrôle d'exécution sur le terrain. De même, il est très important de pouvoir garantir l'interopérabilité (interfaces) des dispositifs. Sur ce point, mentionnons tout particulièrement la difficulté que pose le paramétrage correct des nouveaux moyens d'exploitation, compliqué par la diversité des producteurs et l'absence de norme (dénominations des paramètres, menus de paramétrage, etc.). Le gestionnaire de réseau y est confronté durant la mise en service et, plus tard, lors de l'exploitation, par exemple au moment d'examen cycliques. Il doit en outre résoudre un autre problème, à savoir que les TRI sont en partie réalisées avec des éléments de réseau appartenant aux clients. Le cas du maintien de la tension avec puissance réactive issue d'onduleurs des installations photovoltaïques en est un exemple concret.

## 5. Aspects particuliers des TRI pour les GR

### 5.1 Réglage à distance pour basse et moyenne tensions

L'injection d'une grande quantité d'électricité via des IPE dans les réseaux dont les lignes d'approvisionnement basse ou moyenne tension sont en état de couplage «réapprovisionnement»<sup>18</sup> constitue un défi en termes de technique et de fonctionnement. L'injection peut provoquer des surcharges et empêcher ainsi provisoirement le réapprovisionnement des utilisateurs raccordés en cas d'interruptions de lignes planifiées ou non. Le dimensionnement sûr du réseau au niveau n-1 pour une injection, s'il pourrait résoudre ce problème, ne semble pas pertinent économiquement parlant. Le réglage de la puissance à l'aide des techniques de communication est techniquement envisageable, mais il s'agit d'une solution complexe, impliquant en tant que telle des coûts supplémentaires, ainsi qu'une certaine vulnérabilité. La solution la plus satisfaisante du point de vue du fonctionnement et optimale sur le plan économique n'a pas encore été trouvée, et elle nécessitera peut-être une adaptation des règlements, entre autres concernant le dédommagement des pertes de recettes pour les propriétaires d'installations.

La multiplication des éléments pilotables et des techniques de communication sur le réseau accroît la vulnérabilité de ce dernier aux défaillances techniques ainsi qu'à certaines attaques ciblées. Elle accroît également la possibilité d'observer le comportement des acteurs sur le réseau et permet tout particulièrement de tirer des conclusions des habitudes des ménages. La protection des données et la cybersécurité de toutes les TRI nouvellement instaurées devraient être examinées en profondeur. Ainsi, pour empêcher, à l'aide des appareils pilotables, une cyberattaque sur la stabilité du système, on pourrait

<sup>17</sup> AES, «Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie»; 2014

<sup>18</sup> Topologie du réseau relevée sur des tronçons de ligne délimités à la suite d'une défaillance électrique ou pour des travaux précis, et permettant le réapprovisionnement d'un maximum de bénéficiaires du raccordement via un départ de ligne intact

envisager de les doter d'une forme d'intelligence leur permettant de reconnaître seuls, dans les situations critiques, les ordres de pilotage compromettant la stabilité du système et de les bloquer. En matière d'application des TRI-GR, tous les acteurs du marché sont tenus de sécuriser leurs systèmes contre les erreurs et les abus commis par des tiers, comme le font d'habitude les gestionnaires de réseau.

## 5.2 Accumulateurs décentralisés

Actuellement, les coûts liés aux accumulateurs, trop élevés, empêchent encore l'utilisation d'accumulateurs décentralisés spécifiquement pour le respect des valeurs-seuil de réseau locales (tension, courant). En outre, il faudrait encore adapter la législation, établir des normes et acquérir des compétences en la matière. Selon la feuille de route suisse pour un réseau intelligent publiée par l'OFEN<sup>19</sup>, les accumulateurs électriques sont généralement moins efficaces que les autres solutions pour éviter le dépassement des valeurs-seuil de réseau: «L'utilisation du stockage d'électricité (batteries) décentralisé aux seules fins de fonctionnement du réseau ne saurait guère constituer une solution économiquement intéressante.» Cela s'explique entre autres par les fortes dépenses en communication induites, ainsi que par la fiabilité insuffisante en ce qui concerne la disponibilité. Par ailleurs, l'utilisation d'accumulateurs décentralisés comme accumulateurs saisonniers est inenvisageable du point de vue économique. Cette option revêt donc peu d'intérêt pour le bilan système et pour la sécurité d'approvisionnement.

Cela ne signifie cependant aucunement que l'utilisation croissante des accumulateurs d'énergie électrique décentralisés n'influence en rien l'exploitation du réseau – bien au contraire. Comme déjà évoqué au point 2.4.3, le nombre d'accumulateurs d'énergie électrique exploités par des acteurs privés devrait bientôt connaître une forte croissance. L'efficacité économique d'une utilisation ciblée des accumulateurs de toute façon disponibles que pourrait faire, contre rémunération, le gestionnaire de réseau pour la tenue des valeurs-seuil est réaliste, puisque le gestionnaire de réseau ne devra plus assumer les coûts pour l'intégralité de l'accumulateur, mais uniquement ceux induits par une utilisation au service du réseau, majorés d'une certaine marge pour le propriétaire de l'accumulateur. Ce concept est toutefois relativement exigeant pour diverses procédures du gestionnaire de réseau (comme dans le cas présenté à la section 5) ainsi qu'en termes de fiabilité du gestionnaire de l'accumulateur.

## 5.3 Tarification dynamique liée à l'utilisation du réseau

Des tarifs dynamiques en fonction de l'utilisation du réseau constitueraient une solution progressive au risque lié à l'effet de simultanéité (voir 2.4.2). S'il n'est pas possible de traiter ici de façon exhaustive un sujet aussi complexe, il convient cependant de le présenter brièvement en raison de son importance.

Un tarif lié à la charge du réseau représente potentiellement une version économiquement intéressante de la tarification dynamique liée à l'utilisation du réseau, mais pose de grands défis techniques. En effet, une tarification dynamique liée à l'utilisation du réseau tarifie la charge actuelle du «réseau» fournie par le client. Il incite donc à repousser la consommation modulable aux périodes de faible charge. Avec les consommateurs, auxiliaires et accumulateurs modulables, il constitue donc un élément-clé de la gestion de la demande en fonction de l'utilisation du réseau. De tels tarifs peuvent ainsi permettre d'éviter un renforcement du réseau disproportionné, au profit d'activités de marché individuelles dont les coûts seront supportés par tous les consommateurs finaux. Les prescriptions actuelles de la LApEI (art. 14, al. 3) et le l'OApEI (art. 4 et 18) désapprouvent un tel usage de la gestion de la demande.

<sup>19</sup> Office fédéral de l'énergie, «Feuille de route suisse pour un réseau intelligent», section 13, p. 71, 2015

## 6. Bilan

Ces dernières années, certaines technologies de réseau innovantes (TRI) sont passées du statut de prototype expérimental à celui de prestation commercialisable. Les gestionnaires de réseau ont dû évaluer les opportunités et les risques liés aux concepts mis à leur disposition, ainsi qu'à ceux mis en œuvre par les utilisateurs du réseau et, le cas échéant, introduire des mesures ad hoc. Face à la multiplication des installations de production d'énergie décentralisées, toujours plus performantes, et des accumulateurs d'énergie électrique gérés par des acteurs privés, le défi se fait de plus en plus pressant et important.

Il est possible d'établir des catégories de TRI en fonction des acteurs qui les utilisent. Dans le présent document, les concepts actuellement en discussion sont répartis en deux groupes – les TRI pour les utilisateurs de réseau et celles pour les gestionnaires de réseau – et classés en fonction de leur état d'avancement.

Les TRI pour les utilisateurs de réseau permettent une nouvelle création de valeur sur l'infrastructure existante, mais elles comportent également des risques techniques et politico-économiques qui n'ont pas encore été totalement étudiés et appellent des réponses adaptées.

Les TRI pour les gestionnaires de réseau aident ces derniers à garantir un réseau sûr, performant et efficace, conformément à ce que leur impose la loi. L'OFEN et l'ECom exigent et encouragent une utilisation axée sur l'efficacité au moyen des études et des directives actuelles.

Le traitement des demandes de raccordement (accumulateurs, installations photovoltaïques, etc.) incombe aux gestionnaires de réseau et doit se baser sur des conditions techniques de raccordement ou des prescriptions internes et des principes de planification (transformateur réglable de réseau local, etc.) clairement définis. L'introduction des TRI dans ces réglementations est aussi importante qu'exigeante en termes de temps et de qualification du personnel.

### Groupe de travail Technologies innovantes de l'AES

- Hauke Basse, BKW
- Joachim Bagemihl, Alpiq
- Romeo Giovanni, IB Wohlen
- Holenstein Hansjörg, VSE
- Daniel Moor, Axpo
- Cornel Rüede, Swissgrid
- Max Urech, TB Seon
- Stamatina Orfanogianni, EKZ
- Bruno Wartmann, EWZ