

CURDE – CCPS – GT Creux de tension

GT n°2 du 10 mars 2021

1 Participants

- Enedis : Mathieu Gondolo, Benjamin Schuler, Julien Tremillon, Alain Groud, Xavier Legrand
- RTE : Yacine Hassaine, Gilles Torresan, Emeline Guiu
- SEI : Jakub Witkowski, Laurent Capély
- CRE : Quentin Bouré, Roman Picard
- Kaco : Georges Makdessi
- Fronius : Salem Arezki
- Delta : Patrick Schahl
- SMA : Serge Communal
- Schneider Electric : Wolfgang Schmitt
- Engie : Sébastien Gimenez
- Enerplan : Aimé Boscq
- SER : Sean vasseur
- France Hydro-Electricité : Xavier Casiot
- Hespul : Marine Joos

2 Présentations

2.1 Rappel des échanges précédents et des attentes

Cf. slides.

2.2 Nouvelle proposition des gestionnaires de réseau

Cf slides.

2.3 Explication de la problématique et justification du besoin vu du réseau de transport (cf slides)

L'apparition d'une perturbation en tension sur le réseau de transport peut se propager selon les cas à une grande partie du territoire. La simulation présentée par RTE est celle d'un creux de tension sur le jeu de barre d'un poste 400kV qui montre que la tension passe en deçà de 0,8Un sur plus d'un sixième du territoire. Bien qu'une telle perturbation ne dure que 100ms environ car les défauts sur le niveau de tension considéré sont éliminés en une centaine de ms, cela génèrerait dans les conditions du plan de protection actuel du RPD le fonctionnement des protections de découplage non temporisées. Ces protections concernent toute la basse tension et une partie de la HTA.

En considérant les projections d'évolution du mix électrique à 2035, ainsi qu'un facteur de charge représentatif (99% du temps), on peut déduire le volume de production qui serait déconnecté lors d'un tel évènement. Les estimations pour le cas pris en exemple sont de 19GW de production perdue, voire 12GW si les installations de production injectaient du courant réactif durant la perturbation ce qui a pour effet de limiter la baisse de tension et donc de circonscrire la propagation de la perturbation à un territoire plus réduit. Enedis précise que cette dernière hypothèse est très optimiste à ce stade et que ce ne seront certainement que certaines installations raccordées en HTA qui pourront dans le futur mettre en œuvre une telle fonction d'injection de courant réactif lors d'un défaut.

Une fois le volume de puissance instantanée concerné par la déconnexion estimé, on peut en déduire, en considérant une hypothèse d'inertie du réseau européen, la vitesse à laquelle la fréquence du système ralentirait. Les simulations présentées permettent de visualiser ce rythme de baisse de la fréquence qui suivrait la perturbation en tension et donc de visualiser après combien de temps tel ou tel seuil de fréquence serait atteint. Ces simulations montrent aussi que si on autorise la puissance déconnectée lors de la perturbation en tension à réinjecter, alors la chute de fréquence s'arrête. Ces simulations permettent donc d'identifier pour différentes durées après lesquelles la puissance déconnectée redevient disponible la valeur à laquelle il serait théoriquement possible de stabiliser la fréquence.

L'analyse des différentes hypothèses plus ou moins conservatives étudiées dans le cadre des simulations présentées permet de mettre en exergue que même en choisissant une durée maximale de 400ms pour retrouver la puissance déconnectée après l'élimination du défaut, on peut attendre une valeur de stabilisation très proche de 49Hz, soit la valeur à laquelle le premier échelon de délestage est mis en œuvre.

A la lumière de ces éléments RTE propose que pour les besoins du système les PPM de type A ne se découplent pas pendant le défaut de sorte à permettre un retour de la puissance en 400ms au plus après l'élimination du défaut.

2.4 Explication de la problématique et justification des besoins vu du réseau de distribution (cf slides)

Lors de l'apparition d'une perturbation en tension sur le réseau de distribution, il n'est pas possible de discriminer son origine (défaut RPT ou RPD). Aussi il faut prendre des mesures susceptibles de garantir le fonctionnement de protection quelle que soit l'éventualité.

Les fonctions premières du plan de protection du réseau de distribution sont la protection des personnes et des matériels. Ensuite viennent les questions de maintien d'une qualité de l'énergie pour les clients consommateurs et producteurs.

Enedis présente succinctement deux exemples du fonctionnement actuel du plan de protection dans le cadre desquels Enedis ne dispose pas d'autre approche pour limiter les risques que de rapidement déconnecter les producteurs basse tension ou du moins de garantir l'arrêt de leur injection du courant vers le réseau public.

Le premier exemple rappelle que lorsque les agents Enedis interviennent sur les réseaux sous tension alors le plan de protection HTA permet de garantir que les producteurs HTA qui tiennent habituellement le creux de tension passent en Régime Spécial d'Exploitation (RSE) afin de garantir la déconnexion immédiate de ceux-ci concomitamment à l'ouverture du départ HTA en cas d'apparition d'un défaut. Un tel dispositif n'est pas envisageable sur la basse tension et le plan de protection BT exige donc des installations de production basse tension qu'elles se déconnectent aussi vite que possible (B1 ou DIN VDE 0126-1-1). Sans un arrêt rapide de l'injection des producteurs ceux-ci peuvent en cas de défaut sur le RPD continuer d'injecter du courant et ainsi augmenter le risque d'exposition des agents à un arc électrique même lorsque la puissance de court-circuit est réduite.

Le second exemple rappelle que lors de l'apparition d'un défaut fugitif en HTA le départ s'ouvre, normalement la tension s'écroule provoquant normalement l'auto-extinction du défaut avant que le départ HTA ne se referme pour reprendre l'alimentation des clients. Le plan de protection HTA prévoit des protections spécifiques pour permettre que cette manœuvre soit réalisée rapidement (en prévoyant le cas échéant des protections reliées par une voie de communication directe au poste source) lors de l'apparition du défaut en garantissant que les producteurs HTA sont rapidement

déconnectés permettant l'écroulement normal de la tension l'auto-extinction du défaut. Un exemple de simulation montre comment un ensemble de producteurs basse tension qui continuerait d'injecter du courant pendant une perturbation en tension pourrait permettre de maintenir une tension résiduelle sur la poche générée par l'ouverture du départ HTA qui serait assez faible pour permettre l'auto-extinction du défaut mais interdirait d'une part la fermeture du départ HTA (car présence d'une source tension en aval du poste source), et d'autre part assez élevée pour permettre à la faveur d'un presque équilibre production-consommation la re-stabilisation de la tension dans la poche de réseau isolée du poste source après l'auto-extinction du défaut. Ce scénario, loin d'être fantaisiste s'est déjà produit et voit sa probabilité d'occurrence augmenter avec l'accueil de plus de production en basse tension. Dans une telle situation le plan de protection ne peut plus opérer correctement et les critères de qualité d'alimentation se trouvent aussi dégradés.

Dans les deux cas, la fonction « zero current mode » (ou zero power mode) – qui sera notée OCM pour la suite - permet de garantir un arrêt rapide de l'injection de courant dans un temps compatible avec le bon fonctionnement du plan de protection ce qui a un effet sensiblement équivalent à celui d'une déconnexion tout en permettant un retour potentiel à l'injection dans des délais très brefs pour les besoins du système.

Du point de vue d'Enedis, la durée maximale au-delà de laquelle l'injection doit cesser est de 100ms. En théorie il n'y a pas de durée minimale, cependant pour garantir une qualité d'alimentation et d'injection optimale Enedis considère que les perturbations qui durent moins de 60ms ne nécessitent pas d'action du plan de protection (temps de non fonctionnement garanti ou TNFG spécifié pour les protections Enedis). Aussi Enedis propose que la fonction OCM puisse être paramétrée de sorte à garantir un arrêt de l'injection de courant 100ms au plus tard après le passage de la tension en deçà du seuil de référence.

2.5 Synthèse de la problématique

Une perturbation en tension sur le RPD peut avoir une origine locale (RPD) ou une origine exogène (RPT). Il n'est pas possible de discriminer de manière certaine l'origine d'une perturbation en tension lorsqu'elle se produit. Les comportements attendus des producteurs selon que cette perturbation provient du RPT ou du RPD sont incompatibles. Dans le premier cas le système nécessite que les producteurs puissent maintenir un niveau de production aussi élevé que possible de sorte à éviter la génération d'un événement en fréquence. Dans le second cas le plan de protection du RPD exige que la production cesse dans les plus brefs délais. Le fonctionnement des protections de découplage actuel ne permet pas de satisfaire les besoins conjoints du RPT et du RPD. Les gestionnaires de réseaux proposent donc que soit mise en œuvre pour les PPM de type A une fonction OCM associée à l'évolution du paramétrage des protections de découplage de ces unités raccordées sur le réseau de distribution.

3 Echanges et questions

P. SCHAHL : pour les types A, pas d'injection de réactif ?

- Réponse : Pour les types A, c'est le levier de la reprise qui est activé. On n'imposera pas l'injection de réactif pour des raisons règlementaires mais surtout en raison du plan de protection qui n'y est pas encore adapté.

S. GIMENEZ : les règles et le paramétrage seront-ils communs entre les différents pays d'Europe ? Un défaut en France pourrait se propager.

- Réponse RTE : un GT Européen est en cours (Entsoe, régulateur européen,...) pour harmoniser les règles. Il devrait fixer un délai de reprise commun qui pourra être différent des 400 ms proposé.
- Précision P. Schahl: il n y a pas de coordination actuellement en place, ni l'Allemagne, ni le Danemark, ni la Belgique n'exige la fonction. Dans le cas Allemands pourtant les référentiels normatifs nationaux prévoient bien la fonction. Pas de connaissance d'un autre pays que la France qui exigerait la fonction OCM.

S. GIMENEZ : Enedis demande que la production arrête d'injecter sans découpler et reprenne 400 ms après le défaut ?

- Réponse Enedis : les 400 ms ne sont décomptées qu'à partir du retour de la tension. Ce délai de reprise ne se justifie que pour des défauts venant du réseau RTE. En tout état de cause dans le cas d'un défaut RPD la tension ne devrait pas revenir avant que les protections de découplage ne fonctionnent. L'objectif est d'adapter les matériels en fonction des possibilités techniques connues.

P. SCHAHL : les seuils de déclenchement en tension resteront-ils ? [0,85 ; 1,15]

- Réponse Enedis : non, le plan de protection devra être adapté. En fonction de la durée de la perturbation, la protection de découplage devra fonctionner ou pas.

P. SCHAHL : Y a-t-il une exigence de puissance à la reprise ?

- Réponse Enedis-RTE : non, pas de forme de reprise exigée pour le moment.

P. SCHAHL : La puissance à atteindre doit-elle être le max ou une cible définie (+/- 10% de la puissance avant défaut). Le plus simple pour le fabricant est d'injecter à le max à la reprise sans contrainte particulière

- Réponse RTE : pas de nouvelle consigne exigée, le retour à la puissance disponible satisfait le besoin

P. SCHAHL : Gradient de remontée de puissance à la reprise ? Certain pays le limitent à 40% de la Pmax/mn.

- Réponse Enedis : Les temps d'action ici sont très courts par rapport aux temps de réaction des régulations de tension sur le réseau RTE (30 s) ou Enedis (1 mn) et la problématique du gradient de prise en charge ne se pose pas puisque l'exigence est de revenir à la même situation de flux d'énergie qu'avant la perturbation.
- Précision L. CAPELY : Côté SEI on demande un retour le plus rapide possible car sinon le déséquilibre prod/conso peut être rapidement néfaste au système. Le seuil de 100 ms pour la reprise, est dû à l'inertie faible du réseau insulaire, pas nécessairement justifié dès aujourd'hui chez Enedis. Les premières expériences de SEI montrent que les onduleurs peuvent respecter ce délai.
- Confirmé par P. SCHAHL.

M. Gondolo : Existe-t-il une influence de la puissance unitaire de l'onduleur sur les capacités du matériel à mettre en œuvre une fonction « zero current mode » ?

- Réponse P. Schahl : Les différentes fonctions de contrôle commande ou performances particulières ont d'autant plus de chance d'être intégrées à des matériels que leur puissance

unitaire est élevée. La question se posera avec plus d'acuité pour les petites puissances d'onduleurs.

- Précision G. Makdessi : Le fait que les onduleurs sont mono ou tri-phasé influence aussi le type de développements qui y sont en général intégrés.

M.Gondolo : Quelles contraintes encadrent le délai de mise en œuvre de la fonction « zero current mode » ?

- Réponse P.Schahl : Lors de la mise en œuvre de la fonction sur le réseau de SEI les choses sont allés assez vite car on n'a pas cherché à s'appuyer sur un référentiel normatif. Pour autant, en pratique afin que les choses puissent fonctionner correctement, même en l'absence de référentiel normatif établi les constructeurs ont l'habitude de faire certifier leur matériel selon des méthodologies qui sont alors propres à chaque bureau de certification. En substance, quand bien même le contrôle de conformité s'appuierait sur une auto-attestation en attendant l'application de la norme EN50549 cela risque de pousser les constructeurs à faire certifier deux fois leurs différentes gammes de matériels.
- Précision L.Capély : Sur le réseau de SEI, lors de la mise en œuvre de l'exigence un délai de 6 mois entre la finalisation de la DTR et son entrée en application avant été accordé aux producteurs. SEI avait déterminé les paramètres exigés sur les réseaux insulaires en se basant sur le cadre prévu par la norme EN50549 sans aller au-delà des exigences maximales qui y seraient décrites.
- Précision S. Gimenez : Compte tenu des contraintes industrielles des uns et des autres une durée de 6 mois apparaît déraisonnablement courte.

M. Gondolo : SEI a-t-il un retour d'expérience sur la mise en œuvre de la fonction « 0 current mode » ?

- Réponse L.Capély : Les premières installations devant respectées les prescriptions concernant le « zero current mode » entrent en service depuis peu. SEI discutent avec les producteurs de la mise en œuvre d'un processus de contrôle qui serait soit assis sur des essais systématiques avant la MES soit sur des essais ciblés sur certaines portions de réseau pour vérifier le comportement général avant d'approfondir et demander des mises en conformités si nécessaire. Pour éclairer cette discussion SEI équipe son réseau d'une vingtaine d'oscilloperturbographes en ce moment et s'apprête à réaliser des essais de court-circuit en conditions réelles.
- Précision M. Gondolo : A ce stade, compte tenu des enjeux à ce stade d'ampleurs différentes sur les réseaux insulaires et sur les réseaux continentaux, Enedis n'envisage pas de baser le contrôle du réalisé sur des essais.