

D2.3b Outil de simulation pour le réseau fractal

Fractal grid

Version	Fait le	Par	Commente
1	11/12/2019	Andrea MICHIORRI	Par Nicolas RETIERE Améliorer la Section 2, éliminer répétitions avec Section 1, lier avec Section 3
2	02/06/2020	Andrea MICHIORRI	

Auteurs :

Giovanni MURATORE – MINES ParisTech
 Pacco BAILLY – MINES ParisTech
 Andrea MICHIORRI – MINES ParisTech

1	Contexte	3
1.1	Une augmentation des générateurs distribués.....	3
1.2	Le développement de la flexibilité	4
1.3	Une adaptation nécessaire du réseau de distribution	4
1.4	Les leviers actuels de gestion du réseau de distribution	6
1.5	Les opportunités d'évolutions – Technologie de la communication, données et smartgrid..	6
2	La fractalité dans le réseau électrique	7
2.1	Aspects fractals du système électrique.....	7
2.2	Nouvelles architectures du réseau électrique.....	10
3	Outil de simulation de réseau multi échelle	12
3.1	Estimation du gisement de flexibilité disponible.	13
3.2	Estimation de la valeur de la flexibilité	19
4	Conclusion	22

5	Références.....	22
---	-----------------	----

<i>Figure 1</i>	<i>Puissance installée en France - a) Solaire photovoltaïque - b) Eolien.....</i>	<i>3</i>
<i>Figure 2</i>	<i>Schéma de principe illustrant le niveau de tension en fonction de l'éloignement de point de consommation du poste source.....</i>	<i>5</i>
Figure 3:	réseau électrique de Cantor	7
Figure 4:	réseau électrique de Sierpinski	8
Figure 5:	comparaison entre deux profils différents de vitesse du vent	9
Figure 6:	courbe de prévision de la charge d'un bureau à Shanxi Province.....	10
Figure 7:	architecture Web-of-Cells	11
Figure 8:	architecture de control et gestion d'un système Multi-Microgrids	12
Figure 9 :	Exemples de cartes de flexibilité autour d'un point d'équilibre / état non perturbé	13
Figure 10 :	Illustration du processus pour un nœud parent et deux nœuds enfants	14
Figure 11 :	Représentation du réseau de distribution MT	16
Figure 12 :	Forme de flexibilité fournie par un panneau solaire, un chauffe-eau ou une batterie	17
Figure 13 :	Flexibilité disponible à différents niveaux de nœuds dans un cas contraint et non contraint : a) flexibilité au niveau du nœud 1- b) c) d) flexibilité du nœud 10,6,11 au niveau du nœud 8.....	18
Figure 14:	Contours de flexibilité de la méthode récursive (bleue) et optimisée (orange). Contours obtenus avec une simple somme de Minkowski de zone de flexibilités également imprimée (gris). Deux représentations sont affichées : dans la figure supérieure les représentations PQ déjà utilisées - au-dessus d'une représentation polaire de la zone délimitée en bleu. La zone a été choisie en raison de sa distance par rapport au point non perturbé	19
Figure 15:	IEEE 33 bus network.....	21
Figure 16:	Séries temporelles de la consommation journalière pour le réseau France-Rural, valeurs adimensionnalisés	21
Figure 17:	Exemple de carte de flexibilité pour le nœud 1 au pas de temps 1. Valeurs en €/kWh	22

1 Contexte

Le réseau électrique est un élément essentiel du développement des pays industrialisés. En France (Enedis, 2018) et aux Etats-Unis (WM Warwick, 2016), leur construction a débuté à la fin du XIXème. A l'origine chaque producteur avait un réseau propre. L'interconnexion de ces réseaux indépendants est apparue pour résoudre des problèmes de stabilité et limiter les coupures. Lié à des enjeux économiques et sociétaux, le réseau électrique fût rapidement confié à des organismes dépendant de l'autorité publique – en 1946 en France et au début du XXème aux Etats-Unis. Les pays industrialisés sont aujourd'hui dépendant du bon fonctionnement du réseau électrique. RTE estime qu'une coupure supérieure à 3 min coûte, à l'ensemble de la société française, 200 fois le prix de l'électricité non fournie.

1.1 Une augmentation des générateurs distribués

L'urgence climatique et l'engouement du public envers les énergies renouvelables, a incité les représentants politiques à développer des programmes de soutiens aux énergies renouvelables. L'Union européenne s'est fixé pour objectif d'atteindre 20% de production électrique issue de sources renouvelables en 2020 et 27% en 2030 pour une réduction affichée de 40% des émissions de gaz à effet de serre (European Commission, 2018). Une qualité reconnue des technologies d'ENR électrique (en particulier le photovoltaïque et l'éolien) est leur simplicité d'installation permettant d'envisager une implémentation décentralisée. La Figure 1 issue de la thèse (Swaminathan, 2017), retrace la part de la puissance éolienne et solaire installée chaque année entre 2010 et 2015, le graphique distingue les installations raccordées au niveau du réseau de distribution et du réseau de transport.

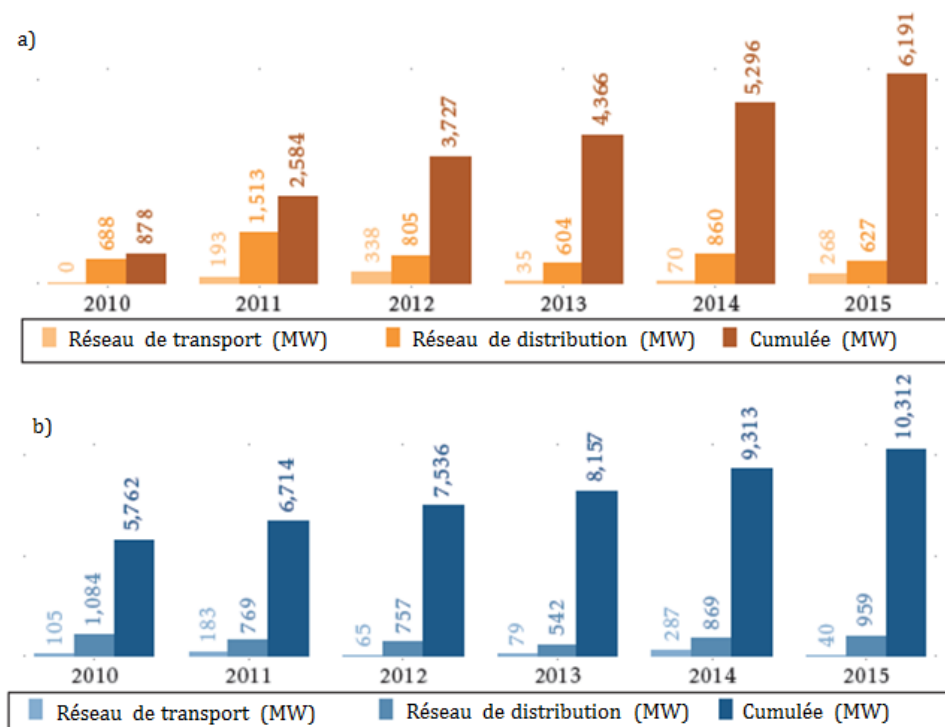


Figure 1 : Puissance installée en France - a) Solaire photovoltaïque - b) Eolien

On constate qu'une grande partie des systèmes de production renouvelables sont raccordés au réseau de distribution. Le réseau allemand connaît une répartition similaire : en 2015, 95% de la puissance solaire et 60% de la puissance éolienne est installée sur le réseau basse et moyenne tension.

L'augmentation de la part des renouvelables sur le réseau basse et moyenne tension va probablement continuer dans les prochaines années.

1.2 Le développement de la flexibilité

Une des solutions qui fait consensus dans l'opinion publique et par les experts pour lutter contre le changement climatique est de transférer la part de la consommation d'énergie carbonée dans le secteur du transport et du bâtiment vers une consommation électrique décarbonée. Dans de nombreux pays, on anticipe donc le remplacement d'une part des moyens de locomotion thermiques par des véhicules électriques. Le bilan prévisionnel de RTE (RTE, 2017) prévoit entre 8 et 15 millions de véhicules d'ici 2035 soit une augmentation en moyenne de 16 TWh due aux véhicules électriques (La France a consommé 475 TWh d'énergie issue du secteur électrique en 2017). Un article en 1983 explore déjà l'impact des véhicules électriques sur le pic de consommation journalier (Collins et al., 1983). Dans d'autres pays le développement des systèmes thermiques aura une influence sur la consommation électrique (Haque et al., 2017).

C'est deux types d'équipements : les batteries, et les producteurs de chaleur ou de froid sont deux charges considérées comme facilement déplaçables dans la journée. Aujourd'hui quelques entreprises se placent sur le marché de la flexibilité.

Dans un même temps, les acteurs de l'électricité demandent des prix qui reflètent mieux les fluctuations du marché de l'électricité devenant plus volatile à mesure que la part de renouvelables augmente dans le mix énergétique européen. Avec l'apparition de services de flexibilités et des prix variables, les consommateurs vont adapter leur horaire et leur puissance de consommation pour profiter des prix bas avec une plus grande précision qu'avec un simple contrat heure pleine/heure creuse.

1.3 Une adaptation nécessaire du réseau de distribution

Ces nouvelles technologies et les pratiques qui y sont associées vont se développer, le réseau de distribution va devoir s'adapter pour limiter les contraintes liées à ces mutations de la consommation.

Plusieurs contraintes peuvent apparaître, la commission européenne a demandé un rapport à ce propos.

- Un problème de dépassement de la tension limite maximale peut apparaître : Le réseau de distribution est opéré de manière radiale. Chaque point de consommation est lié au poste source par une seule ligne. A mesure que le point de consommation est éloigné du poste source la tension nominale diminue. Pour assurer la stabilité du réseau la tension à tous les nœuds doit toujours être entre deux valeurs minimum et maximum (Enedis, 2017). Or les sources de production décentralisées augmentent la tension au point où elles sont installées augmentant les possibilités d'atteindre la limite haute de la tension. La Figure 2 illustre ce problème.

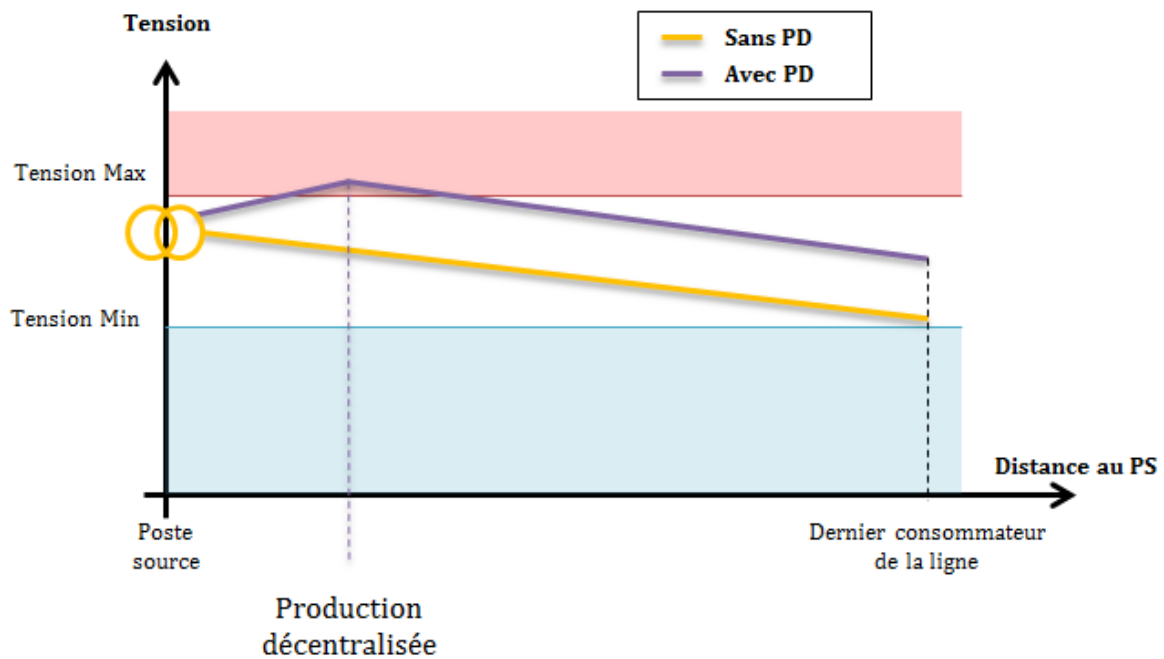


Figure 2 : Schéma de principe illustrant le niveau de tension en fonction de l'éloignement de point de consommation du poste source

- Un second problème est lié aux pertes dans le réseau : lorsque la production est proche de la consommation, la puissance générée parcourt peu de distance permettant de limiter les pertes dans le transport (importante dans les réseaux de distribution) à l'inverse si la consommation est en Cécille avec la production locale la puissance active doit parcourir une distance plus importante et les pertes risquent d'augmenter.
- Un troisième problème est l'apparition des flux de puissance en sens inverse. Le réseau de distribution est géré pour distribuer la puissance qu'il tire du réseau de transport. L'apparition de flux de puissance en sens inverse est contraire aux choix techniques faits pendant la conception du système. Des systèmes de sécurités peuvent ne pas être dimensionnés pour répondre à ces problèmes. Certains GRT s'inquiètent des retours de puissance qui peuvent arriver à l'interface entre réseau de distribution et réseau de transport.
- Le dernier problème est lié au développement des systèmes de charges déplaçables répondant aux prix volatiles du marché. De fortes demandes en puissance peuvent apparaître si plusieurs ménages choisissent de consommer au prix le plus bas et donc en même temps. Dès lors des quantités importantes d'énergie peuvent transiter sur le réseau et ne pas respecter les limites thermiques de certains équipements. Deux équipements limitants sont à considérer dans ce cas-là (Clement-Nyns, et al., 2010) : les lignes électriques ne peuvent supporter une certaine intensité. Et les transformateurs qui relient les branches aux postes sources sont limités en puissance apparente.

1.4 Les leviers actuels de gestion du réseau de distribution

Face à ces nouvelles contraintes le GRD emploie plusieurs leviers pour limiter les risques sur le réseau. A l'heure actuelle le réseau de distribution est géré de manière passive peu de contrôle ou de management temps réel est utilisé pour limiter les risques. La thèse en (Dutrieux, 2015) liste les différents leviers utilisés par le GRD en France pour accueillir plus de puissance décentralisées.

- Le gestionnaire de réseau demande aux producteurs connectés au réseau HTA d'absorber une part de puissance réactive pour limiter une augmentation de tension trop importante. En pratique lors de l'installation, le GRD détermine un $\tan(\phi)$ fixe compris entre $[-0.25, 0.3]$. Les producteurs en basse tension ne fournissent pas et ne consomment pas de puissance réactive. Aujourd'hui, le GRD ne change pas dynamiquement la consigne de la puissance réactive demandée aux producteurs.
- Le poste de transformation entre le réseau HTB/HTA ajuste son rapport de tension pour que la tension du secondaire suive une tension de consigne. Avec l'intégration de PD sur le réseau HTA la tension sera relevée. Le GRD rabaisse donc la valeur de tension de référence au secondaire pour limiter les risques de dépassement de la valeur maximale de tension admissible.
- Un procédé similaire est effectué au niveau du transformateur de tension HTA/BT bien que les transformateurs ne soient pas équipés d'OLTC. Le GRD peut changer manuellement le rapport de tension, ce qui peut être fait de manière occasionnelle.
- Enfin le dernier levier d'action considéré par le gestionnaire de réseau est le renforcement du réseau de distribution. En outre pouvoir limiter les problèmes de tension en réduisant l'admittance des lignes. Cette pratique peut aussi limiter les problèmes de congestion en installant des transformateurs avec une limite en puissance plus élevée, ou des lignes avec des contraintes thermiques plus faibles.

D'autres adaptations sont à prévoir, notamment de nouveaux systèmes de sécurités performants pour les flux de puissances inverses, mais cette problématique est en dehors du champ de recherche au-delà de cette thèse.

1.5 Les opportunités d'évolutions – Technologie de la communication, données et smartgrid

Actuellement, le réseau de distribution est géré de manière passive. Peu de données sont relevées et il existe peu de contrôle en temps réel. Le composant OLTC fonctionne de manière indépendante en fonction de la tension de référence au secondaire, il va choisir le rapport de tension correspondant. Or comme on a pu le voir ci-dessus les contraintes qui vont apparaître seront limitées dans le temps et relativement rares dans la journée : lors des pics de production de solaire et lors de pics de consommations. Les systèmes d'adaptation du réseau dont on a parlé plus tôt ne permettent pas de faire face à des contraintes rares obligeant à dimensionner dans le pire cas.

L'apparition des technologies de l'information et de la communication sont une opportunité pour la gestion du réseau électrique. En effet un contrôle dynamique du système permettrait de gérer des contraintes rares sans avoir à renforcer l'ensemble du système. L'opportunité de pouvoir agencer la consommation des charges flexibles avec la production, a rendu le concept particulièrement populaire,

FRactal Grid

TOWARDS THE FUTURE SMART GRID

et le nom de smart grid s'est rapidement imposé chez le grand public. Ce concept s'applique aussi bien au réseau de distribution qu'au réseau haute tension.

Un champ de recherche très important s'est développé allant des sciences de l'ingénieur aux sciences sociales autour de cet enjeu (Zhang, 2017). Les recherches et des applications expérimentales sont testées dans de nombreux pays industrialisés l'Europe et les Etats-Unis ont développés plusieurs expérimentations. Pour le moment une implémentation généralisée de ces systèmes n'est pas envisagée.

2 La fractalité dans le réseau électrique

Pour mieux comprendre le système électrique malgré sa complexité croissante, des approches comme la fractalité ou la théorie spectrale des graphes sont utilisées. Cette section se propose d'analyser les aspects fractals dans le réseau électrique dans trois domaines différents : la production renouvelable, la demande électrique et les prix de l'énergie électrique. Au-delà, l'attention est portée sur de nouvelles architectures des réseaux proposées pour les systèmes électriques du futur et sur leur fonctionnement. Ces architectures tentent de tirer parti du caractère multi-échelle du réseau, qui est au cœur de la fractalité, afin de piloter au mieux le réseau dans toutes les conditions de fonctionnement.

2.1 Aspects fractals du système électrique

Dans le projet FractalGrid la fractalité est proposée comme concept clé pour l'étude des future Smart Grids. Le travail de thèse (Thi-Tinh-Minh, 2014) montre que les réseaux électriques peuvent être modélisés selon une géométrie fractale :

- **Réseau de Cantor** : la fractale de Cantor se construit par une succession de subdivisions de motifs segmentaires :

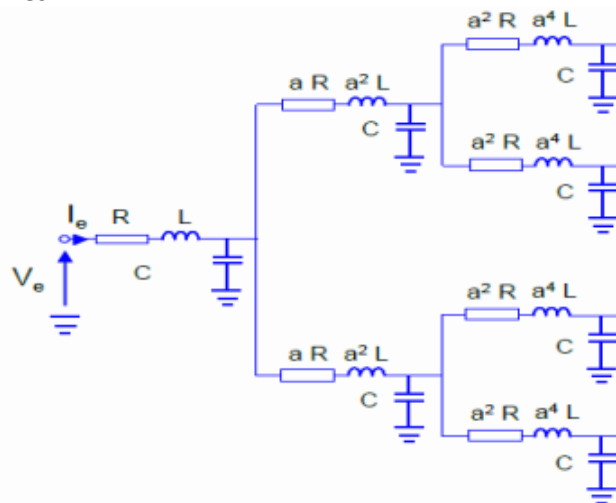


Figure 3: réseau électrique de Cantor

Chaque étage du réseau est modélisé avec une cellule (le motif de Cantor) constituée d'une impédance série RL associée à une capacité (C) en parallèle.

- **Réseau de Sierpinski** : le motif initiateur du réseau est constitué de trois lignes, modélisées avec une réactance et connectées en triangle :

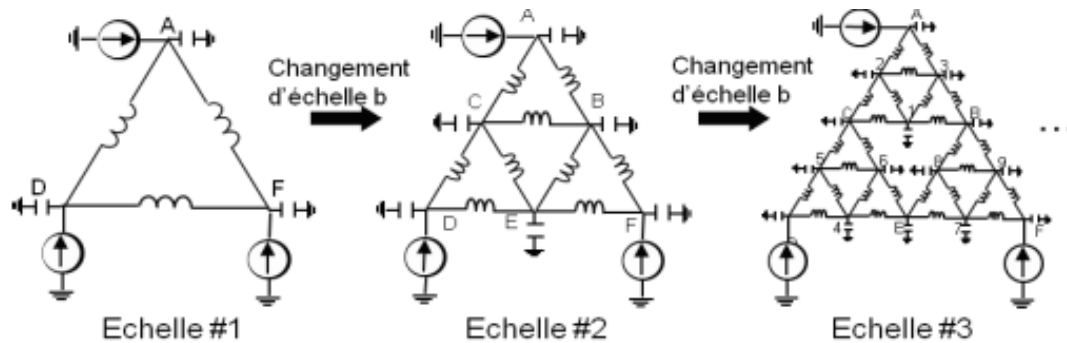


Figure 4: réseau électrique de Sierpinski

En regardant chaque échelle du réseau, la structure auto similaire est bien évidente. Au sein du système électrique la fractalité caractérise aussi la demande, la production d'énergie renouvelable et les prix du marché électrique. Dans les paragraphes à venir ces aspects du système électrique sont décrits en détails.

2.1.1 Fractalité dans la production d'énergie renouvelable

La dimension fractale, qui permet de traduire la façon avec laquelle les objets fractals remplissent l'espace à toutes les échelles de mesure, est un paramètre important parce qu'elle permet aussi de mesurer l'irrégularité des signaux temporels (Sauer, 2011). La dimension fractale peut être donc utilisée pour modéliser les fluctuations qui caractérisent les phénomènes du rayonnement solaire et de la production d'énergie éolienne. En (Sauer, 2011 ; Maafi et al., 2003) traitent la modélisation fractale du rayonnement solaire. Le but de cette modélisation est d'estimer la dimension fractale et puis de l'utiliser pour classer les irradiances journalières envisagées. Cette classification peut être exploitée pour faire une analyse de performance des panneaux photovoltaïques. En (Harrouni, 2008) traite la modélisation fractale de l'énergie éolienne. La fluctuation de la vitesse du vent dans une période de temps spécifique affecte beaucoup le taux de conversion de l'énergie de l'éolienne. Connaitre la distribution de vitesse du vent avant d'utiliser la ressource est très important et cet article montre comment les vitesses du vent peuvent être caractérisées par la dimension fractale. La dimension fractale est calculée à travers la méthode de Hausdorff, cette méthode s'appuie sur la mesure de Hausdorff et elle est notamment utilisée pour évaluer la dimension topologique des objets fractals. En (Chang, 2012) une comparaison entre deux profils de vitesse différents est présentée. On peut bien voir comment le profil avec une dimension fractale plus élevée est caractérisé par un profil de vitesse plus irrégulier.

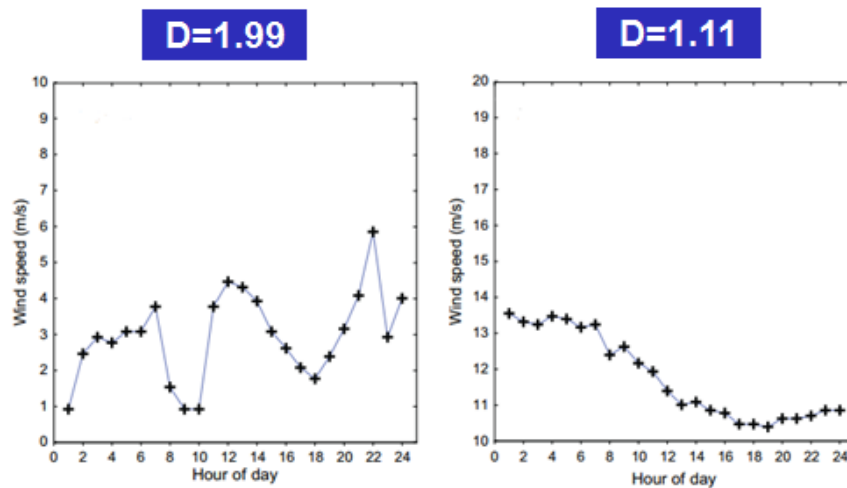


Figure 5: comparaison entre deux profils différents de vitesse du vent

La dimension fractale (D) est une mesure numérique de l'autosimilarité d'un objet, donc elle peut être utilisée pour analyser l'irrégularité d'un ensemble de signaux temporels.

2.1.2 Fractalité dans la demande électrique

La prévision de la puissance consommée par les charges électriques est très importante parce qu'elle permet de prévoir avec précision la demande du marché de l'électricité, de faire la planification de la construction du réseau pour augmenter les bénéfices économiques et sociaux du système, mais aussi d'assurer un bon fonctionnement du réseau. Les articles (Zhai, 2015 ; Jian-Kai, et al., 2015) proposent une méthode pour la prévision de la charge à court terme basée sur la théorie d'interpolation fractale. En particulier (Zhai, 2015) combine la théorie de l'autosimilarité et la théorie d'interpolation fractale pour résoudre les problèmes de prévision de la charge dans le court terme. Dans cet article tout d'abord l'autosimilarité des données historiques de la charge électrique est observée, puis avec l'analyse par ondelettes on calcule les valeurs du paramètre de Hurst, qui représente une mémoire à long terme des séries-temporelles et qui permet de classer les séries historiques des données. Ensuite le paramètre de Hurst est utilisé pour calculer les paramètres itératifs de la fonction d'interpolation fractale. Cette méthode est utilisée pour l'interpolation des séries des données qui ont une caractéristique fractale (comme notamment l'autosimilarité).

Enfin, à partir de la fonction d'interpolation fractale calculée la courbe de la charge peut être tracée. Donc, on collecte les données des 3 jours à des horaires définis (par exemple 1h00, 4h00, 9h00, 12h00, 18h00, 24h00), on calcule le paramètre de Hurst et donc la fonction d'interpolation fractale, et on trace la courbe de prévision de la charge. Au contraire en (Jian-Kai, et al., 2015) les paramètres de la fonction d'interpolation fractale sont calculés aussi à partir des données collectées et la fonction d'interpolation est obtenue à partir du paramètre de Hurst. La théorie des fractales montre un grand avantage dans l'étude des systèmes non linaires, en effet les données collectées sont autosimilaires. L'étude de l'autosimilarité est donc assez importante pour une prévision précise de la charge.

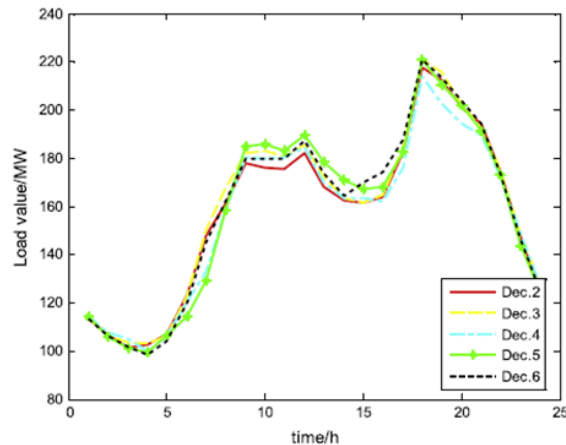


Figure 6: courbe de prévision de la charge d'un bureau à Shanxi Province

2.1.3 Fractalité dans les prix du marché électrique

Dans le nouveau marché dérèglementé, l'électricité est échangée comme un produit. De plus, l'électricité ne peut pas être stockée et la transmission de l'électricité est limitée par les contraintes physiques et de fiabilité. La fluctuation du prix de l'énergie électrique augmente et les séries temporelles des prix sur le marché ne sont pas des séries chronologiques stables, donc, la caractéristique non linéaire de la fluctuation des prix de l'électricité est d'une grande importance. On retrouve donc le concept de fractalité aussi dans les fluctuations du prix de l'énergie électrique. En (Wang, et al., 2014) part de la constatation que la fluctuation du prix de l'énergie électrique ne représente pas une série chronologique stable et donc il propose d'utiliser la méthode de décomposition empirique des modes qui est une méthode notamment utilisée pour l'analyse et la décomposition de signaux non linéaires. Le résultat de cette analyse donne la décomposition du signal en plusieurs modes de fonctionnement intrinsèques (fonctions dont les nombre des points d'extremum et le nombre des passages par zéro doivent être égaux) et en un signal résiduel. Après en utilisant la méthode « Multi fractal Detrended Fluctuation Analysis method » (MFDFA), qui est une méthode utilisée pour apprécier l'autosimilarité des séries des données qui composent un signal, on montre les caractéristiques fractales des différents signaux temporels relatifs au prix de l'énergie électrique (Yuan, et al., 2009).

2.2 Nouvelles architectures du réseau électrique

Comme nous l'avons vu dans la première partie, l'industrie électrique est en train de changer et de nouvelles technologies qui supportent le développement durable émergent. La disponibilité de l'énergie à l'avenir, compatible avec la durabilité, détermine le développement du réseau électrique, avec une intégration massive des ressources renouvelables connectées au niveau du réseau de distribution et de transmission. Des taux de pénétration de renouvelable entre le 52% et 89% sont prévus avec un horizon de 15 ans en (Merino, et al., 2015) pour le système électrique européen.

Un autre aspect intéressant et critique du système électrique actuel est la très petite, voir absente, transmission d'informations entre les réseaux de transmissions et distribution ou entre différents réseaux de distributions. Cela est vrai aussi dans le cas de réseaux opérés par la même compagnie et pour des simples informations relatives à l'opération normale ou en urgence (Merino, et al., 2015).

FRACTAL GRID

TOWARDS THE FUTURE SMART GRID

Aussi, les états et les conditions du système de distribution (i. e., charge, capacité, tension) ne sont pas souvent surveillés, même si le déploiement des compteurs communicants est en train de changer cette donnée. Pourtant, nous savons que le système électrique est intrinsèquement multi-échelles et qu'il est nécessaire de tenir compte de cette caractéristique pour sa conduite.

Dans ce cadre une nouvelle architecture du réseau émergente est celle du concept de Web-of-Cells. Selon ce concept, le réseau électrique serait divisé en petites entités (zones géographiques) dit 'cellules', avec observabilité locale et contrôlée par un opérateur qui est responsable de l'équilibre local et du contrôle du niveau de tension. Les cellules sont reliées entre elles mais les problèmes locaux sont résolus au niveau local de manière sécurisée (sans forcément communiquer avec les autres cellules), de plus dans la même cellule on peut avoir différents niveaux de tension, et enfin les cellules n'ont pas le besoin d'être indépendantes pour satisfaire le bilan offre/demande (Martini, et al., 2015).

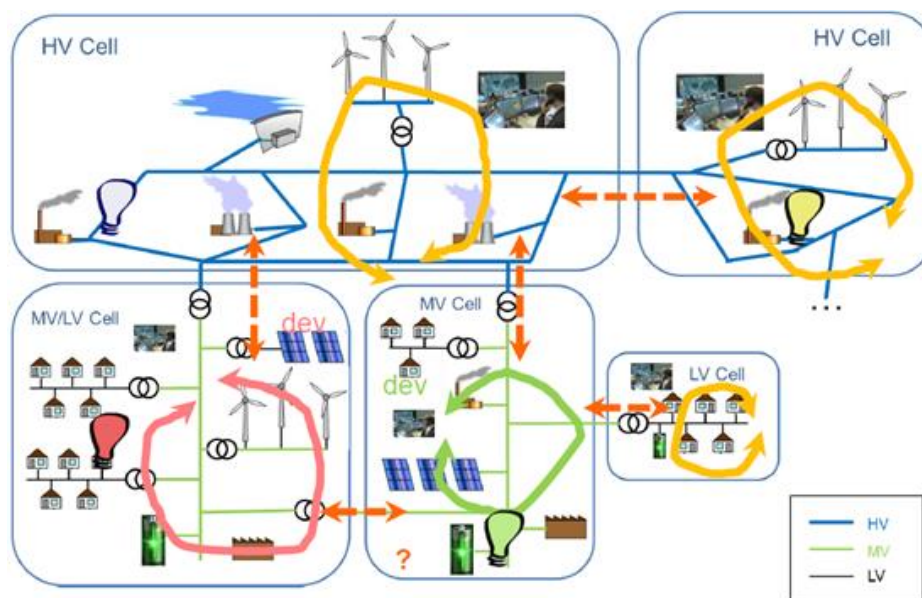


Figure 7: architecture Web-of-Cells

Aussi, le projet européen « EvolvDSO », a pour but de définir les rôles futurs des gestionnaires de réseau de distribution et de développer les outils nécessaires à ces nouveaux rôles sur la base de scénarios définis par les différents niveaux de pénétration des RES, les progrès technologiques, et le différent rôle du client (Woghlegmuth, et al., 2012). Par rapport à la coopération entre TSO et DSO le projet propose de définir des mécanismes pour l'échange bidirectionnel de données pertinentes et à établir la hiérarchie et l'assignation de la priorité relative à l'activation des flexibilités.

Une autre architecture émergente est celle qui concerne le concept de « Multi-Microgrids », une structure au niveau de la moyenne tension constituée par plusieurs micro-réseaux à basse tension et par des unités de génération distribuée. Dans cette architecture, une nouvelle structure hiérarchique de contrôle et gestion du système mais aussi le développement d'un système intelligent de communication sont nécessaires (Hatziaargyriou, 2014). Chaque Microgrid est contrôlé par un contrôleur qui dialogue avec le gestionnaire du réseau de distribution. L'implémentation passe par l'installation de contrôleurs centralisés dans les stations de transformation HT/MT avec l'objectif de faire face aux problèmes de scheduling des ressources de génération distribué, mais aussi de

FRactal Grid

TOWARDS THE FUTURE SMART GRID

communiquer avec les autres contrôleurs locaux. Dans ce contexte la présence d'une infrastructure de communication efficace est fondamentale afin d'assurer une bonne observabilité du réseau, par exemple à travers l'installation des compteurs intelligents permettant la gestion des éléments actifs présents dans la basse tension, comme des macro-générateurs, charges et dispositifs de stockage.

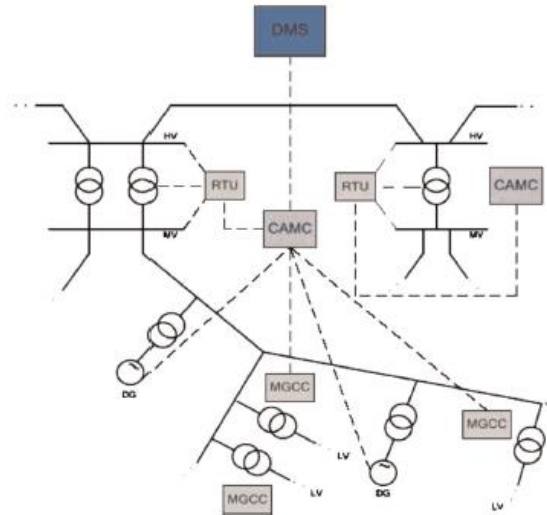


Figure 8: architecture de control et gestion d'un système Multi-Microgrids

Une dernière architecture intéressante est celle proposée par le projet américain « The Agile Fractal Grid ». Ici l'architecture proposée s'inspire de la géométrie fractale à chaque niveau du réseau et fonctionne d'une façon indépendante mais les recommandations pour un bon fonctionnement viennent du niveau supérieur (Speicher, et al., 2014). L'objectif des nouvelles architectures est donc d'améliorer la fiabilité, le niveau de sécurité du réseau et la qualité de la puissance électrique, mais aussi de produire plus de bénéfices pour l'environnement en intégrant de plus en plus les ressources d'énergies renouvelables (El-Hawary, 2014).

3 Outil de simulation de réseau multi échelle

La section précédente a présenté une vision des aspects liés à la présence de phénomènes multi échelle dans le réseau électrique et une revue des nouvelles architectures proposées pour la gestion du réseau électrique du futur. Ces différentes architectures sont caractérisées par une communication augmentée visant à gérer mieux les variations spatiales et temporelles liées à la demande et à la pénétration de la génération distribuée, notamment renouvelable. Implicite dans ces architectures est le désir de pouvoir exploiter les flexibilités disponibles dans le réseau de distribution, dans le cas de charges contrôlables traditionnelles, comme les charges thermiques, des nouveaux outils contrôlables, comme les systèmes de stockage ou comme des générateurs décentralisés thermiques ou photovoltaïques.

Le problème à résoudre est complexe : d'un côté, il s'agit d'une optimisation d'un problème spatio-temporel déjà étudié pour la gestion du réseau de transmission, mais de l'autre côté, il est caractérisé par des incertitudes plus élevées dues à la plus grande pénétration de renouvelables et à la maille plus

réduite, et à un nombre plus élevé d'objets. L'étude de ces solutions nécessite donc des outils nouveaux, permettant d'identifier et contrôler cette flexibilité. Un Exemple est décrit ci-dessous.

Cette section propose un outil de simulation du réseau de distribution tenant compte de ses aspects multi échelle. L'objectif est de déterminer les flexibilités en termes de puissance réelle et réactive disponibles au niveau de la distribution. Une deuxième étape, en Section 3.2, décrit la méthode proposée pour l'estimation du besoin en flexibilité de l'opérateur de réseau.

3.1 Estimation du gisement de flexibilité disponible.

Les gisements de flexibilité sont représentés dans le plan PQ par les puissances disponibles à chaque nœud du réseau de distribution radial. La méthode d'estimation de ces gisements est basée sur un calcul itératif de la zone de flexibilité à travers le réseau de distribution. Il est inspiré de l'algorithme de flux de puissance vers l'arrière / vers l'avant combiné avec la somme de Minkowski. La méthode a été testée sur une grille de distribution radiale de 152 bus où 28 nœuds sont équipés de dispositifs offrant une flexibilité de mise en réseau. La méthode proposée sera décrite ci-après comme méthode « récursive », afin de faciliter la compréhension et la comparaison avec la « méthode optimisée » décrite dans (Silva, et al., 2017).

La méthodologie proposée vise à estimer la flexibilité disponible à un nœud dans un réseau radial en considérant les flexibilités aux niveaux ci-dessous. La méthodologie gère les flexibilités représentées par une zone dans l'espace PQ autour d'un point opérationnel non perturbé. Pour une charge, il représentera un écart admissible par rapport à l'état de consommation normal. Cela peut facilement représenter la flexibilité de la réponse à la demande ou de la production et de la consommation de puissance réactive des onduleurs.

Dans le texte suivant, les variables décrivant la flexibilité disponible sont introduites. P_{eq}^i, Q_{eq}^i sont la puissance active et réactive chargée à l'état non perturbé au nœud i . $P_{f_k}^i, Q_{f_k}^i$ avec $k \in [1, n]$ décrivent les sommets k de l'aire de flexibilité f . (P_f, Q_f) est une zone délimitée par les sommets $P_{f_k}^i, Q_{f_k}^i$ et par des bords joignant les points k à $k + 1$ et le point n à 1 . Seuls les polygones simples, c'est-à-dire les polygones sans trous, sont pris en compte. Dans la Figure 9, une représentation d'une zone de flexibilité est donnée.

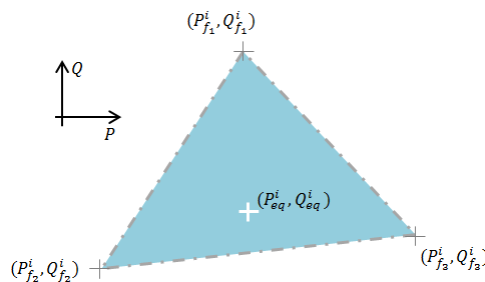


Figure 9 : Exemples de cartes de flexibilité autour d'un point d'équilibre / état non perturbé

Les contours de la flexibilité disponible au niveau d'un nœud doivent être linéarisés en arêtes. Comme la flexibilité peut être attrayante pour augmenter la stabilité, un choix prudent est requis. Cela conduit à un compromis entre précision et temps de calcul. Le résultat est un nombre différent de sommets à choisir pour approximer la forme de la zone de flexibilité disponible. Par exemple, la forme associée

FRACTAL GRID

TOWARDS THE FUTURE SMART GRID

aux batteries avec une charge et une décharge équivalente est un cercle. Celui-ci doit être linéarisé dans un polygone régulier à plusieurs sommets : leur nombre dépend de la précision demandée.

Trois types de flexibilités peuvent être définis :

- Flexibilité de consommation au nœud i : (P_f^i, Q_f^i)
- Flexibilité au niveau d'un nœud i en tenant compte des flexibilités des nœuds inférieurs et de la flexibilité du nœud lui-même : $(P_f^{i\downarrow}, Q_f^{i\downarrow})$
- Flexibilité au niveau d'un nœud i considérant uniquement la flexibilité d'un autre nœud j $(P_f^{j\rightarrow i}, Q_f^{j\rightarrow i})$ – on l'appellera flexibilité transportée.

L'algorithme proposé est basé sur un processus itératif à travers le réseau radial. Il est similaire au calcul d'un algorithme de flux d'énergie vers l'arrière / vers l'avant à partir des charges vers le nœud de la source de tension (Barran, et al., 1989). Un réseau radial peut être décrit comme une combinaison d'un groupe de nœuds avec un parent et des enfants. Une estimation de la flexibilité au niveau d'un nœud parent est effectuée en plusieurs étapes. Ci-dessous, il est décrit le processus de calcul en considérant un groupe avec un nœud parent et ses plusieurs nœuds enfants. Il vise à produire un contour de flexibilité disponible au niveau du nœud parent en tenant compte des flexibilités des nœuds enfants. Le processus est extrapolé à travers différents niveaux de réseau dans un cas plus large.

La première étape consiste à estimer la flexibilité des nœuds enfants au niveau parent. Les flexibilités disponibles au niveau des parents auront une différence substantielle avec celles au niveau des enfants. Deux effets ont une influence : premièrement, les pertes dans les lignes ont un impact sur les formes car les pertes sont non linéaires. Une deuxième déformation est donnée par la limitation provoquée par la contrainte technique sur les lignes. Lorsque la flexibilité de chaque enfant est collectée au niveau parent, elle est combinée pour obtenir une carte de flexibilité complète du nœud parent.

La Figure 10 résume les différentes étapes de l'algorithme dans un cas avec deux enfants et avec une flexibilité à leur niveau. Il est possible de voir comment la forme de la flexibilité disponible est déformée par les non-linéarités imposées par le réseau physique (pertes) (triangle bleu du nœud 1.a) et par les contraintes physiques des lignes (rectangle vert dans le nœud 1). b).

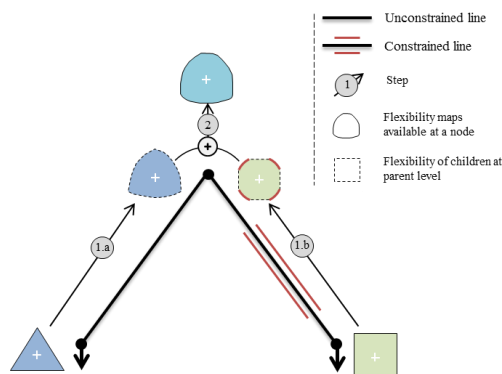


Figure 10 : Illustration du processus pour un nœud parent et deux nœuds enfants

3.1.1 Estimer les distorsions induites par les pertes

Le but de cette partie est d'estimer la forme de flexibilité d'un nœud enfant (P_f^c, Q_f^c) au niveau du père : $(P_f^{c \rightarrow p}, Q_f^{c \rightarrow p})$ sans contraintes mais en tenant compte des pertes.

Pour gérer cet aspect, des équations de puissance de flux de puissance vers l'arrière / vers l'avant sont utilisées. Cette équation est appliquée à chaque sommet de la zone flexible du nœud de somme.

$$P_f^{c \rightarrow p} = P_f^c + R \frac{P_f^{c2} + Q_f^{c2}}{V_{eq}^{c2}}$$

$$Q_f^{c \rightarrow p} = Q_f^c + X \frac{P_f^{c2} + Q_f^{c2}}{V_{eq}^{c2}}$$

R , X , V_{eq}^s sont respectivement la résistance, la réactance de la ligne et la tension du nœud enfant à l'état non perturbé. Comme les non-linéarités déforment les bords, des sommets supplémentaires sont ajoutés sur les bords pour gérer leur distorsion. Trois points sont généralement ajoutés sur chaque bord.

3.1.2 Estimer les contraintes induites par les distorsions

Les conducteurs sont associés à des contraintes sur la quantité totale de courant et donc de puissance apparente transportée. Dans ce cas, la limitation restreindra la zone de flexibilité disponible. Les lignes sont contraintes en puissance apparente : $|S| < S_{max}$ ce qui signifie que toute flexibilité doit être plus petite qu'un cercle de rayon S_{max} et centrée sur $(0,0)$.

Le cercle est approximé par un polygone (P_c, Q_c) . Le nombre de sommets dépend de la précision souhaitée. La forme de la flexibilité parcourant les lignes contraintes est réduite par l'intersection des deux zones.

$$(P_f^{c \rightarrow p}, Q_f^{c \rightarrow p}) = (P_f^{c \rightarrow p_{uncons}}, Q_f^{c \rightarrow p_{uncons}}) \cap (P_c, Q_c)$$

3.1.3 Somme des surfaces

S'il y a plusieurs nœuds enfants sous un nœud parent, la flexibilité disponible au niveau du nœud parent sera une combinaison de flexibilité des nœuds enfants $(P_f^{s \rightarrow f}, Q_f^{s \rightarrow f})$. La somme Minkowski est particulièrement adaptée pour obtenir cette zone. Étant donné A et B deux zones, la somme de Minkowski de ces deux zones est la zone décrite comme la somme d'un élément de A et d'un élément de B.

$$C = A + B = \{a + b \mid a \in A, b \in B\}$$

L'implémentation est simple lorsque la forme des deux zones est un polygone convexe : pour chaque couple de sommets de A et B, leur somme est calculée. L'aire de la somme de Minkowski est déterminée en appliquant un algorithme à coque convexe aux points résultants.

Pour les polygones concaves, le processus est complété par plusieurs étapes. La première étape consiste à décomposer la forme concave dans une zone convexe plus petite. Pour cela, l'algorithme heuristique Hertel-Mehlhorn (Hertel, et al., 1985) peut être utilisé. Il divise la zone concave en zones convexes plus petites. Pour ces zones, une ou plusieurs parties convexes sont obtenues sous forme de

FRactal Grid

TOWARDS THE FUTURE SMART GRID

$A = \{a \mid a \in \cup_{l \in L} A_l\}$ avec L le nombre de sous-régions convexes A_l of A (et similairement B_m , M pour la surface B). La dernière étape consiste à appliquer pour chaque couple (A_l, B_m) l'algorithme de somme Minkowski pour la zone convexe. Nous obtenons des zones C_p avec $p \in (1 \dots P)$ et $P = L * M$. La surface totale C sera l'union des zones C_p .

Pour les polygones concaves, le processus se déroule en plusieurs étapes. La première étape consiste à décomposer la forme concave dans une zone convexe plus petite. Pour cela, l'algorithme heuristique de Hertel-Mehlhorn peut être utilisé. Il divise la zone concave en zones convexes plus petites. Pour ces zones, une ou plusieurs parties convexes sont obtenues comme $A = \{a \mid a \in \cup_{l \in L} A_l\}$ avec L nombre de sous-parties convexes A_l de A . (de même B_m , M pour la zone B). La dernière étape consiste à appliquer pour chaque couple (A_l, B_m) l'algorithme de somme de Minkowski pour l'aire convexe. On obtient les aires C_p avec $p \in (1 \dots P)$ avec $P = L * M$. La zone C sera l'union des zones C_p .

Nous choisissons d'utiliser l'algorithme décrit ci-dessus afin de profiter de sa qualité suffisante et de sa facilité de mise en œuvre. Plusieurs autres algorithmes peuvent être utilisés pour calculer la somme de Minkowski (Wein, 2006). En particulier, certains d'entre eux utilisent la convolution et la description analytique de la forme.

3.1.4 Tension

La tension n'est pas prise en compte dans cette première approche. On suppose que le point de fonctionnement est suffisamment proche du point non perturbé pour limiter l'impact. Mais la variation de tension pourrait avoir une influence importante sur l'estimation des flexibilités disponibles, en particulier dans le cas où un équipement de tension est utilisé ou de longs départs sont présents dans le réseau.

3.1.5 Cas d'étude

Dans cette section, l'algorithme décrit ci-dessus est appliqué sur un réseau radial. La faisabilité et l'efficacité de la méthode itérative proposée sont analysées et comparées à l'approche de (Silva, et al., 2017).

Le réseau utilisé est une sous-section du réseau de distribution MT de la ville de Grenoble, France. Dans ce travail, seule une sous-station primaire de 63/20 kV est considérée.

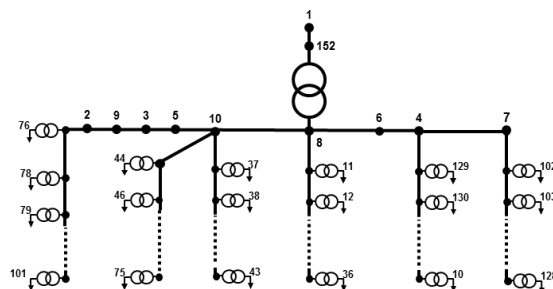


Figure 11 : Représentation du réseau de distribution MT

Les valeurs de puissance et de consommation sont représentatives d'une consommation standard en mi-saison. La consommation totale au pas de temps sélectionné est équivalente à 10,27 MW et 4,21 MVar. Il est supposé que certains nœuds puissent offrir une flexibilité au DSO ou au contrôleur local.

FRactal Grid

TOWARDS THE FUTURE SMART GRID

Les charges des réseaux sont des postes BT / MT avec des clients résidentiels. Sous certains nœuds, les clients classiques disposent d'équipements pour offrir des flexibilités aux agents de réseau. Nous considérons seulement 28 nœuds capables de fournir de la flexibilité.

La flexibilité de ces nœuds est une combinaison de flexibilité fournie par trois types d'équipements installés chez les clients résidentiels : chauffe-eau, panneaux photovoltaïques et batteries. La Figure 12 fournit des formes considérées pour ces trois appareils. Le chauffe-eau est réduit à une ligne horizontale, n'ayant qu'une réelle flexibilité de puissance. Si le chauffe-eau est prévu d'être utilisé, il peut offrir une flexibilité en réduisant sa consommation, le cas contraire est également modélisé. Les batteries et les panneaux photovoltaïques profitent de leur onduleur électronique pour fournir ou consommer de l'énergie réactive. Pour les panneaux photovoltaïques, on suppose que dans un état non perturbé, toute la puissance produite est injectée dans le réseau. De plus, les propriétaires de panneaux photovoltaïques ne peuvent offrir de la flexibilité qu'en diminuant leur production et ainsi augmenter leur consommation (de charge totale). Les appareils offrant de la flexibilité ne sont pas distribués de manière égale en réseau.

Afin de montrer l'impact des contraintes d'évaluation de ligne sur une carte de flexibilité de nœud parent, des contraintes plus strictes ont été appliquées au modèle de réseau existant. En particulier, la branche entre le nœud 8 et le nœud 10 est limitée à 8 MVA et la branche entre le nœud 8 et 6 est limitée à 5 MVA. Les limites des autres branches sont suffisamment élevées pour ne pas avoir d'impact sur la flexibilité disponible.

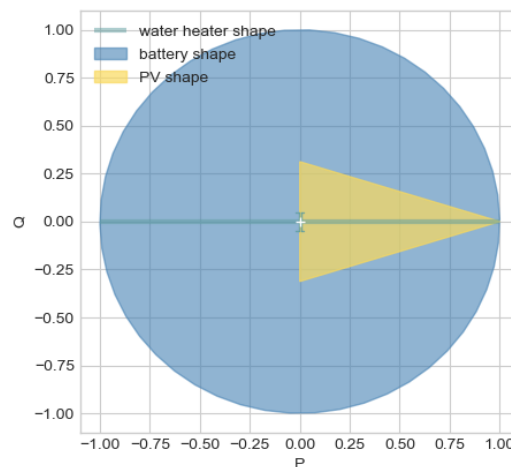


Figure 12 : Forme de flexibilité fournie par un panneau solaire, un chauffe-eau ou une batterie

3.1.6 Simulation

L'algorithme proposé dans cet article est utilisé sur le cas d'étude avec et sans limitation de puissance appliquée sur certaines lignes. La figure 16 présente : a) une carte complète de la flexibilité disponible au nœud 1 ($P_f^{1\downarrow}, Q_f^{1\downarrow}$). Dans b) c) d), les cartes de flexibilité des nœuds 10, 6, 11 sont respectivement représentées au niveau du nœud 8 : ($P_f^{10\rightarrow 8}, Q_f^{10\rightarrow 8\downarrow}$), ($P_f^{6\rightarrow 8\downarrow}, Q_f^{6\rightarrow 8\downarrow}$), ($P_f^{11\rightarrow 8\downarrow}, Q_f^{11\rightarrow 8\downarrow}$). Comme il n'y a pas d'autres sources de flexibilité entre les nœuds 8 et 1, la flexibilité ($P_f^{1\downarrow}, Q_f^{1\downarrow}$) est une combinaison des flexibilités mentionnées ci-dessus et de leurs distorsions.

La Figure 13 présente les résultats pour deux cas avec et sans limitation de puissance dans des lignes spécifiques. Comme il n'y a pas de restriction en ligne sous le nœud 11, les formes en d) sont équivalentes. En b) et c), les zones bleues représentent ce qui est perdu en raison des contraintes techniques de la ligne sous les nœuds 10 et 6. Ces limitations ont un impact sur la forme totale disponible au niveau du nœud 1.

Des différences de formes importantes se trouvent entre b) c) d) sont causées par la répartition des équipements de flexibilité dans le réseau. Les nœuds sous les nœuds 10, 6, 11 ont respectivement une proportion plus importante de chauffe-eau, de panneaux solaires et de batteries installés.

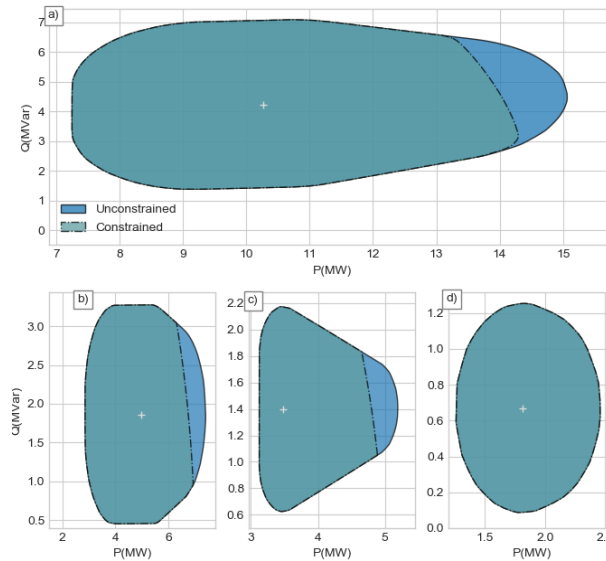


Figure 13 : Flexibilité disponible à différents niveaux de nœuds dans un cas contraint et non contraint : a) flexibilité au niveau du nœud 1- b) c) d) flexibilité du nœud 10,6,11 au niveau du nœud 8.

3.1.7 Evaluation

La méthode proposée peut être considérée comme une alternative à l'algorithme utilisé dans - pour les cas contraints. Afin d'avoir une meilleure idée des performances, cette sous-section compare les deux méthodes afin d'estimer la flexibilité disponible au nœud 1.

La figure 17 affiche les contours de la flexibilité disponible ($P_f^{1\downarrow}, Q_f^{1\downarrow}$) au nœud 1 obtenue avec différentes méthodes : la méthode présentée dans cet article, la « méthode d'optimisation » réalisée avec l'algorithme SQP non linéaire disponible dans Matlab, est une simple somme de toutes les flexibilités. Il utilise deux représentations : a) une représentation PQ et b) une représentation polaire (de la zone ombrée bleu clair) de la distance entre l'état non perturbé et la flexibilité disponible.

Les méthodes utilisant des équations de flux de puissance peuvent gérer la distorsion de forme provoquée par des non-linéarités dans la distribution de la puissance dans un réseau. Cet effet se développe tant que la flexibilité est élevée par rapport au point non perturbé. Les valeurs de tension ont été recalculées pour les cas extrêmes afin d'apprécier la plage de tension et dans notre étude de cas, les valeurs de tension minimales varient entre 0,991 et 0,973 p.u. en fonction de la flexibilité choisie à chaque nœud. La valeur maximale est toujours 1.

FRACTAL GRID

TOWARDS THE FUTURE SMART GRID

La représentation polaire est plus pratique pour apprécier la capacité de chaque méthode à choisir la flexibilité maximale admissible dans l'état non perturbé. Comme la « méthode optimisée » utilise des équations complètes, elle donne le résultat le plus précis si l'algorithme d'optimisation converge. En rouge, il est représenté la différence relative entre la méthode optimisée et la méthode récursive. Cette différence est limitée à 0,2% dans cette étude de cas.

Le principal avantage de la méthode récursive réside dans sa rapidité et sa robustesse. Mais la méthode d'optimisation excelle en précision et en flexibilité dans le cas de réseaux plus complexes.

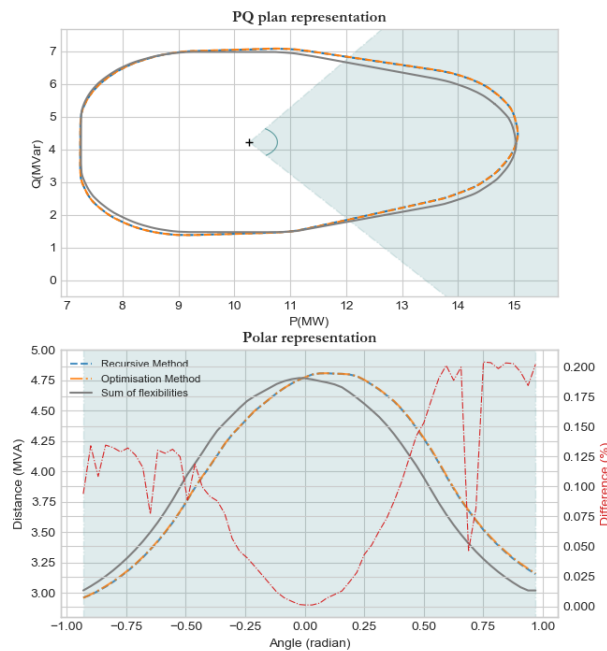


Figure 14: Contours de flexibilité de la méthode récursive (bleue) et optimisée (orange). Contours obtenus avec une simple somme de Minkowski de zone de flexibilités également imprimée (gris). Deux représentations sont affichées : dans la figure supérieure les représentations PQ déjà utilisées - au-dessus d'une représentation polaire de la zone délimitée en bleu. La zone a été choisie en raison de sa distance par rapport au point non perturbé

3.2 Estimation de la valeur de la flexibilité

Cette section décrit la méthodologie proposée pour l'estimation du besoin de flexibilité par l'opérateur du réseau de distribution. Il s'agit d'appliquer à l'opération journalière du réseau, la méthodologie développée en (Klyapovskiy, 2019) pour la planification.

Ici il est considéré que le DSO est disponible à rémunérer la flexibilité disponible sur le réseau dans deux cas :

- Pour réduire les pertes
- Pour éviter des effacements

3.2.1 Rémunération maximale pour la réduction des pertes

Dans le premier cas la réduction des pertes sur les lignes du réseau de distribution considéré est calculée. Considéré les pertes totales en cas de consommation non altérée (ou prévue), elles sont recalculées pour chaque variation de l'unité de puissance active ou réactive sur chaque nœud. La valeur économique de ces pertes est calculée en fonction du cout des pertes pour les DSO. Cela est

très influencé par la régulation, mais ici une hypothèse simplificatrice est faite : les pertes sont rémunérées au même coût de l'énergie de gros.

3.2.2 Rémunération maximale pour la réduction des congestions

Concernant les congestions, deux problèmes sont considérés : 1) les violations de contraintes thermiques sur les lignes et 2) les violations de tensions aux nœuds. Ces dernières peuvent être négatives, dans le sens que la tension est trop faible à cause d'une demande excessive, ou positives, à cause d'une production décentralisée excessive.

Dans les deux cas, l'impact sur une congestion thermique sur une ligne entre les nœuds k et l en puissance ($C_{k-l,kW}$) et en termes financiers ($C_{k-l,€}$) ou l'impact sur la congestion en tension sur le nœud k en puissance ($C_{k,kW}$) et en termes financiers ($C_{k,€}$) est calculé pour chaque variation de la puissance active (ΔP_n) et réactive (ΔQ_n) au nœud n .

Dans ce cas aussi la compensation économique que le DSO serait disposer à payer pour une réduction des congestions est dépendante de la régulation en place. Dans cette étude elle est considérée comme équivalente à dix fois le prix de l'énergie sur le marché de gros.

3.2.3 Description de l'algorithme et cas d'étude

L'approche peut être résumée comme dans les étapes listées en bas et a été implémenté en Matlab. L'idée est de calculer pour chaque déviation du plan initial le coût ou le bénéfice que le réseau aurait en demandant une certaine déviation des éléments actifs présents en correspondance de ce nœud (ou de ses nœuds fils. Cette approche permet d'exploiter la structure fractale du réseau en tenant compte de l'effet des départs sur la valeur de la flexibilité sur chaque nœud. Par contre il est envisageable une amélioration visant à tenir en compte la topologie du réseau pour réduire le temps de calcul nécessaire, sur la base de l'algorithme déjà présenté en Section 3.1.

- Pas 1 : les pertes en kWh (L_{kWh}) et € ($L_{€}$) sont calculés pour tout le réseau
- Pas 2 : pour chaque nœud n des N nœuds du réseau
- Pas 3 : pour chaque déviation de puissance active ΔP_n entre $\Delta P_{n,min}$ et $\Delta P_{n,max}$
- Pas 4 : pour chaque déviation de puissance réactive ΔQ_n entre $\Delta Q_{n,min}$ et $\Delta Q_{n,max}$
 - o Pas 4.1 : sur tout le réseau les pertes $L_{kWh}(\Delta P_n, \Delta Q_n)$ et $L_{€}(\Delta P_n, \Delta Q_n)$ sont calculées
 - o Pas 4.2 : sur toutes les lignes les variations sur les contraintes thermiques $C_{k-l,kW}(\Delta P_n, \Delta Q_n)$ $C_{k-l,€}(\Delta P_n, \Delta Q_n)$ sont calculées
 - o Pas 4.3 : sur tous les nœuds les variations sur les contraintes en tension $C_{k,kW}(\Delta P_n, \Delta Q_n)$ $C_{k,€}(\Delta P_n, \Delta Q_n)$ sont calculées

La méthodologie a été testée sur le réseau IEEE à 33 nœuds (Baran, et al., 1989), avec données obtenues par (Michiorri, 2019). Le réseau représente un simple réseau de distribution en moyenne tension et est souvent utilisé dans les études sur les réseaux intelligents.

Les données de consommation et production sont simulées sur la base d'hypothèses sur la composition de la population de la taille des bâtiments et de leur utilisation. Cette base de données a

FRACTAL GRID

TOWARDS THE FUTURE SMART GRID

l'avantage d'être disponible pour plusieurs états européens (PT, ES, FR, DE, UK, FI) et différents types de réseau (rural, semi-urbain, urbain).

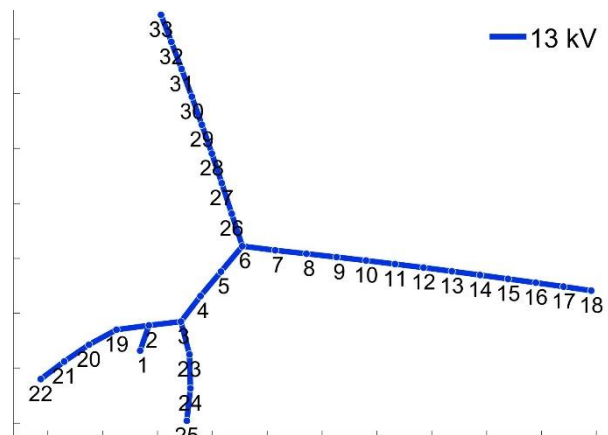


Figure 15: IEEE 33 bus network

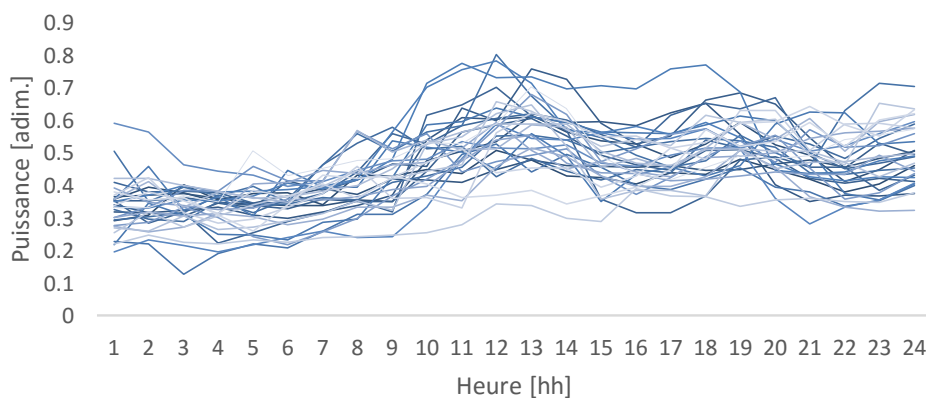


Figure 16: Séries temporelles de la consommation journalière pour le réseau France-Rural, valeurs adimensionnalisés

3.2.4 Résultats

L'algorithme décrit ci-dessus a été testé sur le réseau IEEE 33 bus avec les données simulées en tenant compte des conditions climatiques dans la région de Nice et pour les trois types de réseau.

Un exemple de la carte de flexibilité produite pour un nœud et un pas de temps est visible en Figure 17, où la valeur des flexibilités est exprimée en €/kWh pour chaque déviation de P et Q. Il est possible d'observer la non linéarité et l'asymétrie de cette fonction. Comme attendu les réductions de puissance active sont plus bénéfiques des réductions de puissance réactive, avec une valeur de 0,2€cent pour une réduction de la puissance souscrite de 1kW contre une valeur de 0,1 €cent pour une réduction de 1kVAr. La somme des deux réductions est presque additive.

		Reactive power Q [kVar]								
		-4	-3	-2	-1	0	1	2	3	4
Active power P [kW]	-4	0,014	0,013	0,012	0,011	0,009	0,008	0,007	0,006	0,004
	-3	0,012	0,011	0,010	0,008	0,007	0,006	0,005	0,003	0,002
	-2	0,010	0,009	0,007	0,006	0,005	0,003	0,002	0,001	0,000
	-1	0,007	0,006	0,005	0,004	0,002	0,001	0,000	0,000	-0,001
	0	0,005	0,004	0,003	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,001
	1	0,003	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,001	-0,001
	2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,001	-0,001	-0,001
	3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001
	4	0,000	0,000	0,000	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001

Figure 17: Exemple de carte de flexibilité pour le nœud 1 au pas de temps 1. Valeurs en €/kWh

4 Conclusion

Le caractère multi-échelles du système électrique est indéniable. Il complique à la fois l'analyse de son fonctionnement mais aussi son optimisation. Cela est d'autant plus difficile que le contexte évolue fortement avec la multiplication des acteurs et des moyens actifs raccordés sur le réseau.

La fractalité est un outil qui permet d'analyser le fonctionnement du réseau à travers les échelles. Au-delà, des architectures tenant compte de la nature multi-échelles du système sont encore à l'étude. Elles nécessitent toutes une estimation des réserves de flexibilité disponibles afin d'opérer au plus près des contraintes du réseau, au coût le plus réduit.

Si les briques élémentaires d'analyse et d'optimisation du réseau pris comme systèmes multi-échelles sont disponibles, leur intégration dans un outil d'ensemble, a même pour les opérateurs de réseaux d'étudier l'impact de leurs choix de planification et de conduite, reste encore à faire.

5 Références

- B. P. Swaminathan, « Operational Planning of Active Distribution Networks - Convex Relaxation under Uncertainty », phd thesis, Université Grenoble Alpes, 2017
- Enedis, 2017, 'Description physique du Réseau Public de Distribution'
- Enedis, 2018, 'Histoire', [En ligne]. Disponible sur: <http://www.enedis.fr/histoire>. [Consulté le: 26-avr-2018]
- European Commission, 2018, 'EU Energy in Figures'
- H. Dutrieux, « Méthodes pour la planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Application à l'analyse technico-économique des solutions d'intégration des énergies renouvelables intermittentes », phd thesis, Ecole Centrale de Lille, 2015.
- Haque, Niyam, Nguyen, Phuong, Kling, W.L., Bliet, Frits. (2014). Congestion management in smart distribution network. Proceedings of the Universities Power Engineering Conference. 1-6. 10.1109/UPEC.2014.6934751.
- J. Merino, J. Rodriguez-Seco, C. Caerts, K. Visscher, R. D'hulst, E. Rikos, A. Temiz, and C. VITO–Belgium, "Scenarios and requirements for the operation of the 2030+ electricity networks," in 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2015), 2015.

- J. Silva, J. Sumaili, R. J. Bessa, L. Seca, M. Matos, et V. Miranda, « The challenges of estimating the impact of distributed energy resources flexibility on the TSO/DSO boundary node operating points », *Computers & Operations Research*, Juin 2017.
- K. Clement-Nyns, E. Haesen, et J. Driesen, « The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no 1, p. 371-380, févr. 2010.
- L. Jian-Kai, C. Cattani, and S. Wan-Qing, “Power Load Prediction Based on Fractal Theory,” *Adv. Math. Phys.*, vol. 2015, 2015.
- L. Martini, V. Efthymiou, and M. Wunderlich, “Internal Report: 2nd ELECTRA / WG1 ETP Smart Grids Joint Technical Workshop: The Web of Cells and alternative Concepts New Architectures for the Grid of the Future,” Dec. 2015.
- L. Thi-Tinh-Minh, “PhD thesis: Modélisation dynamique des réseaux d’énergie électrique tenant compte des propriétés d’invariance d’échelle,” Laboratoire de Génie Électrique de Grenoble (G2ELAB), école Doctorale d’Électronique, Électrotechnique, Automatique et Traitement de Signal (EEATS), 2014.
- L. Wang, K. He, and Y. Zou, “Multiscale Fractal Analysis of Electricity Markets,” in *Computational Sciences and Optimization (CSO)*, 2014 Seventh International Joint Conference on, 2014, pp. 378–382.
- M. E. Baran et F. F. Wu, « Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing », *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no 2, p. 1401-1407, avr. 1989.
- M. E. El-Hawary, “The smart grid—state-of-the-art and future trends,” *Electr. Power Compon. Syst.*, vol. 42, no. 3–4, pp. 239–250, 2014.
- M. M. Collins et G. H. Mader, « The timing of EV recharging and its effect on utilities », *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 32, no 1, p. 90-97, févr. 1983.
- M.-Y. Zhai, “A new method for short-term load forecasting based on fractal interpretation and wavelet analysis,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 69, pp. 241–245, 2015.
- Maafi and S. Harrouni, “Preliminary results of the fractal classification of daily solar irradiances,” *Sol. Energy*, vol. 75, no. 1, pp. 53–61, 2003.
- MICHIORRI, "Distributed energy storage aggregation, quantitative evaluation of replicability and scalability," 2019 IEEE Milan PowerTech, Milan, Italy, 2019, pp. 1-5. doi: 10.1109/PTC.2019.8810868
- N. Hatziaargyriou, *Microgrids - Architectures and Control*, 1st edition. IEEE Press, 2014.
- P. W. Sauer, “Time-scale features and their applications in electric power system dynamic modeling and analysis,” presented at the American Control Conference (ACC), 2011, 2011, pp. 4155–4159.
- R. Wein, « Exact and Efficient Construction of Planar Minkowski Sums Using the Convolution Method », in *Algorithms – ESA 2006*, 2006, p. 829-840.
- RTE, 2017, Bilan prévisionnel de l’équilibre offre-demande d’électricité en France
- S. Harrouni, “Fractal classification of typical meteorological days from global solar irradiance: application to five sites of different climates,” in *Modeling Solar Radiation at the Earth’s Surface*, Springer, 2008, pp. 29–54.
- S. Hertel et K. Mehlhorn, « Fast triangulation of the plane with respect to simple polygons », *Information and Control*, vol. 64, no 1, p. 52-76, janv. 1985.

FRactal Grid

TOWARDS THE FUTURE SMART GRID

- Sergey Klyapovskiy, Shi You, Andrea Michiorri, Georges Kariniotakis, Henrik Bindner. Incorporating flexibility options into distribution grid reinforcement planning: A techno-economic framework approach. *Applied Energy*, Elsevier, 2019, 254, pp.113662. 10.1016/j.apenergy.2019.113662
- Speicher and J. Reynolds, "Workshop: The Agile Fractal Grid," 11-Jul-2014.
- T.-P. Chang, H.-H. Ko, F.-J. Liu, P.-H. Chen, Y.-P. Chang, Y.-H. Liang, H.-Y. Jang, T.-C. Lin, and Y.-H. Chen, "Fractal dimension of wind speed time series," *Appl. Energy*, vol. 93, pp. 742–749, 2012.
- WM Warwick, 2016, 'Electricity Distribution System Baseline Report'
- WOHLGEMUTH, I. CHAVDAR, C. DRUET, C. GÓMEZ, D. STEFANOVA, F. REIS, G. ERICSSON, I. PIHL BYRIEL, J. OVE GJERDE, M. GÁLVEZ, N. LAPCEVIC, P. PANCIATICI, T. VU VAN, and V. BARANSKAS, "Roadmap: ENTSO-E Research & Development Roadmap 2013-2022," ENTSO-E aisbl, 2012.
- Y. Yuan, X. Zhuang, and X. Jin, "Measuring multifractality of stock price fluctuation using multifractal detrended fluctuation analysis," *Phys. Stat. Mech. Its Appl.*, vol. 388, no. 11, pp. 2189–2197, 2009.
- Y. Zhang, W. Chen, et W. Gao, « A survey on the development status and challenges of smart grids in main driver countries », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 79, p. 137-147, nov. 2017.