

La qualité du courant électrique, de nouveaux défis pour le système électrique de demain

Richard Lavergne*

@ 90540

La qualité du courant électrique est un sujet relativement mal analysé dans les débats sur l'énergie, y compris la Programmation pluriannuelle de l'énergie, au profit d'une de ses composantes, certes d'importance majeure, qui est la sécurité d'alimentation. Il est vrai que les blackouts ou les ruptures d'alimentation, comme celle ayant affectée fin juillet 2018 la gare Montparnasse de Paris et son voisinage, ont tendance à faire la une des médias. En effet, l'approfondissement de ce sujet conduit vite à des considérations complexes sur la physique de l'électricité et les codes de réseau que le non spécialiste peut trouver rébarbatifs. Cependant, la dépendance croissante de notre économie au numérique et l'arrivée d'énergies renouvelables intermittentes dans le mix électrique, suscitent de nouveaux défis dont la qualité du courant est un bon exemple.

L'objet du présent article est d'examiner succinctement, sans approfondissement technique, quelques aspects moins connus ou méconnus de la qualité du courant, envisagée de trois points de vue : la continuité d'alimentation, l'onde de tension ainsi que les services au consommateur.

Continuité d'alimentation

L'ensemble du réseau électrique européen interconnecté doit être équilibré à tout instant en production et en consommation. Cette dernière étant évidemment variable, malgré des capacités d'effacement ou de stockage qui s'améliorent, c'est essentiellement à l'offre de s'adapter à la demande en l'anticipant du mieux qu'elle peut, que ce soit à la hausse ou à la baisse.

C'est la principale préoccupation des gestionnaires de réseau, notamment de RTE, responsable d'équilibre. Il s'agit d'éviter toute coupure de courant non contractuelle, c'est-à-dire une coupure qui n'aurait pas été acceptée à l'avance par le consommateur moyennant une compensation, soit en baisse de prix, soit en prime (mécanisme dit d'effacement).

RTE dispose de trois types de réserves – primaire, secondaire, tertiaire – pour résorber les déséquilibres entre la production et la consommation d'électricité. Quand la production est inférieure à la consommation, les groupes de production ralentissent et la fréquence du réseau baisse par rapport à sa valeur de référence de 50 Hz. Quand la production est supérieure à la consommation, les groupes de production accélèrent et la fréquence augmente. Les réserves primaire et secondaire (dites « services système fréquence ») sont activées automatiquement pour maintenir la fréquence à 50 Hz. En outre, les « services

* Conseil général de l'économie (cf. biographies p. 79-80).

« Offrir une qualité d'électricité de haut niveau pour l'ensemble de ses clients, tel est l'objectif de RTE. 2017 est une année record en ce sens, avec les meilleurs résultats jamais observés sur la fréquence de coupure et le temps de coupure équivalent. La continuité d'alimentation électrique des clients de RTE a été assurée en moyenne à 99,9997 % du temps.

En 2017, le temps de coupure équivalent (TCE) des clients de RTE s'établit à 1 min 27 s. L'année 2017 est la meilleure enregistrée par RTE en termes de temps de coupure équivalent. Un seul incident ayant entraîné plus de 100 MWh de coupure est à déplorer. À noter cependant des coupures liées à des mouvements sociaux, contribuant pour environ 16 s au TCE.

La fréquence moyenne de coupure s'élève à 0,355 par client. Comme le TCE, c'est le meilleur résultat jamais obtenu par RTE. Notons que le nombre d'incidents dus à la foudre a été exceptionnellement bas en 2017 : et ce alors que la densité de foudroiement du territoire français en 2017 (0,81 impacts de foudre/km²) est restée dans la moyenne des 10 dernières années. »

Rappelons que le temps de coupure équivalent (TCE) est un indice qui caractérise l'ampleur des coupures en considérant le volume d'énergie électrique non distribuée ramené à la puissance moyenne distribuée au cours de l'année.

Source : RTE [3].

système tension » permettent à RTE de contrôler la tension sur le réseau de transport. La réserve tertiaire, appelée également mécanisme d'ajustement, est activée « manuellement » pour compléter la réserve secondaire si celle-ci est épuisée ou insuffisante pour faire face à un déséquilibre, mais aussi pour se substituer aux réserves primaire et secondaire ou anticiper un déséquilibre à venir. Ce mécanisme d'ajustement, auquel participent plusieurs centaines d'acteurs, peut aussi être utilisé pour résoudre des contraintes sur le réseau de transport résultant d'un excès ou d'un manque local de production.

On distingue les coupures longues (d'une durée supérieure à 3 min) et les coupures brèves (entre 1 s et 3 min). Pour les coupures d'une durée inférieure à 1 s, souvent qualifiées de microcoupures, on parle généralement de « creux de tension » qui relèvent davantage de la qualité de l'onde de tension que de la continuité d'alimentation.

La CRE publie régulièrement des indicateurs sur la qualité d'alimentation électrique notamment dans ses rapports annuels. Elle a aussi

publié en 2017 une nouvelle version de son rapport sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers.

Par ailleurs, Enedis publie sur son site Open Data les indicateurs de temps de coupure et de fréquence de coupure par type de clients (basse et moyenne tension) ainsi qu'une cartographie de la qualité d'alimentation par département.

Au niveau de la distribution, assurée pour 95 % des consommateurs par Enedis et pour 5 % par les ELD (entreprises locales de distribution), la qualité de fourniture peut être appréciée selon divers critères : la durée annuelle moyenne de coupure pour les clients basse tension et haute tension, la fréquence de coupure pour les clients basse tension et haute tension, un indicateur réglementaire de continuité d'alimentation.

Les valeurs de la Figure 1 correspondent aux durées de coupure moyennes annuelles sur le territoire desservi par Enedis, réparties selon la nature de la coupure : planifiée (travaux)

La qualité du courant électrique, de nouveaux défis pour le système électrique de demain

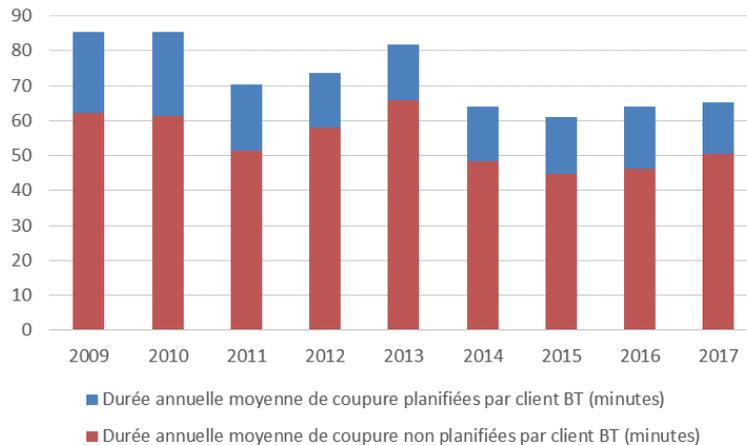


Figure 1. Durée moyenne annuelle de coupure par client BT hors événements exceptionnels et hors RTE

Source : Enedis

et non planifiée (incidents). Cet indicateur fait l'objet d'une régulation incitative ; par exemple, pour 2017, l'objectif était fixé à 65 min.

Onde de tension

Citons la CRE [4] : « Le réseau électrique français étant en courant alternatif, l'onde de tension délivrée par le système électrique prend idéalement la forme d'une sinusoïde de fréquence constante – 50 Hz en France – et d'amplitude constante – 230 V (en monophasé) ou 400 V (en triphasé) pour la valeur efficace en basse tension par exemple. Mais, dans les faits, l'onde de tension n'est jamais parfaitement sinusoïdale, la fréquence et l'amplitude de cette onde varient en permanence, et peuvent parfois s'écarter significativement de leurs valeurs de référence. Si les « imperfections » de l'onde de tension sont trop marquées, le fonctionnement de certains appareils électriques raccordés au réseau – installations de production, appareils domestiques, machines industrielles, etc. – peut s'en trouver perturbé. Dans les cas les plus extrêmes, cela peut aller jusqu'à l'impossibilité de fonctionner pendant la durée de la perturbation, à des dommages matériels de long terme, voire, plus rarement, à des dégâts matériels instantanés ».

Le grand public a pu découvrir, dès janvier 2018 et au moins jusqu'en juillet, malgré quelques accalmies, un phénomène inédit en Europe à une telle ampleur : une bonne part des horloges raccordées au secteur se sont mises à retarder de plusieurs minutes, alors que celles alimentées par piles n'étaient pas affectées. Le phénomène était d'autant plus déroutant que l'ENTSO-E [7], l'association européenne des gestionnaires de réseau d'électricité (RTE en France) l'a expliqué par un mystérieux contentieux entre la Serbie et le Kosovo ! Sans mettre en péril l'équilibre du réseau synchronisé réunissant 25 pays de l'Europe continentale (il faudrait descendre en dessous de 47,5 Hz pour qu'une déconnexion se produise, alors que la fréquence est descendue « seulement » à 49,996 Hz, pour un nominal de 50 Hz), le déficit d'alimentation était suffisant pour perturber les équipements les plus sensibles, tels que les horloges.

Plus généralement, la forme de l'onde de tension délivrée par le réseau peut être altérée par des perturbations susceptibles d'affecter le fonctionnement des appareils électriques raccordés, voire de les endommager. Ces perturbations peuvent prendre diverses formes : creux de tension (microcoupures), surtensions impulsionnelles, tensions hautes ou basses, fluctuations de fréquence, papillotement

(notamment pour l'éclairage), taux d'harmoniques et d'inter-harmoniques, déséquilibre entre phases, etc.

Services au consommateur

Il convient de distinguer les « services système » précédemment évoqués en rapport avec la continuité d'alimentation et les services attendus du consommateur. Outre la qualité de physique de l'électricité achetée, le consommateur attend en effet un certain nombre de services connexes qui, de plus en plus, font la différence entre les fournisseurs, dans un contexte d'ouverture des marchés : disponibilité et réactivité d'opérateurs téléphoniques, site Internet d'assistance en ligne, lisibilité des contrats et des factures, délai de (re)mise en service, délai d'intervention d'urgence ou de raccordement, notification de coupure programmée, tenue des horaires de rendez-vous, etc.

Valeur de la qualité du courant

La valeur attachée par un consommateur à la qualité du courant fourni ne fait l'objet que de très peu d'études, largement perfectibles, d'autant qu'elles sont focalisées sur la continuité

d'alimentation. En 2011, RTE a fait réaliser une enquête, auprès des consommateurs finaux, selon laquelle le coût économique d'une coupure de courant supérieure à 3 minutes (coupure dite « longue ») s'élèverait en moyenne à 26 000 €/MWh (une étude plus récente de RTE semble indiquer en première analyse que ce coût pourrait être surestimé), avec de grands écarts selon le type de consommateur : de 19 000 € pour les ménages (soit plus de 100 fois le tarif de fourniture moyen qui est de l'ordre de 150 €/MWh) jusqu'à 34 000 € pour les entreprises. Sur cette base, le bénéfice apporté par l'ajout de 1 MW au parc de production, en supposant le critère de sécurité d'approvisionnement maintenu à 3 h/an, s'élèverait à 78 000 €/an, ce qui est proche du coût complet annualisé de 1 MW de TAC (turbine à combustion) au gaz.

Ainsi le critère de défaillance a été fixé en France à 3 h par an en « espérance (mathématique) de défaillance » [1], il y a près de 20 ans. À l'origine cette durée était liée au coût des moyens de pointe (turbine à combustion, TAC) susceptibles d'éviter une coupure et à la valeur attribuée à la perte d'utilité pour les consommateurs lors des périodes de délestage

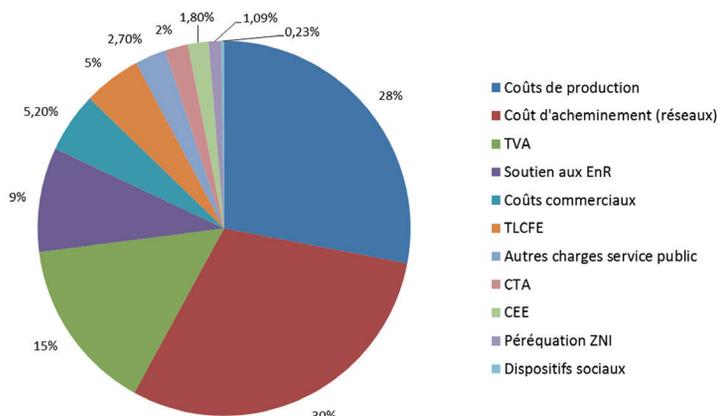


Figure 2. Structure de la facture moyenne d'électricité d'un ménage en France (810 € TTC par an pour une puissance souscrite de 6 kVA et une consommation de 4 741 kWh répartie en 60 % heures pleines et 40 % heures creuses)

Source : Effy, d'après la CRE, prix observés au 01/02/2018

La qualité du courant électrique, de nouveaux défis pour le système électrique de demain

de consommation (électricité non distribuée). Plus précisément, la justification était double :

- Justification au regard du principal « scénario de risque » en France continentale, à savoir la vague de froid décennale : une vague de froid telle qu'il s'en produit en moyenne une fois tous les dix ans pourrait conduire à des délestages durant les heures de pointe (8 h-13 h puis 18 h-20 h) pendant 4 jours consécutifs, soit une trentaine d'heures de défaillance, ce qui revient à peu près à 3 h/an en moyenne.

- Justification économique : le niveau du critère est calculé par arbitrage économique entre le coût des coupures de courant lors des délestages et le coût des mesures permettant de réduire la durée moyenne et la fréquence d'occurrence d'une coupure.

À titre d'illustration, de manière simplifiée, en supposant que le coût de l'électricité non distribuée soit d'environ 20 000 €/MWh et que le coût complet annualisé d'un moyen de pointe (TAC) soit de 60 000 €/MW, alors il est rentable pour la collectivité d'accepter des coupures de courant tant que leur durée reste inférieure à 3 h/an. Au-delà, la construction d'un moyen de pointe supplémentaire devient souhaitable, car son coût serait inférieur au préjudice évité. Néanmoins, un tel raisonnement ne tient pas compte de la diversité des valeurs que les consommateurs attribuent à l'électricité, ni du caractère « discret » des investissements dans les moyens de pointe. De plus, la sécurité d'approvisionnement est un sujet qui relève de choix politiques et qui ne peut pas être traité sous le seul angle économique.

Pour les consommateurs professionnels et les ménages sensibles (personnes malades ou handicapées, process de production en continu, etc.), des mesures peuvent être prises, notamment par Enedis, pour assurer un niveau de sécurité d'alimentation plus élevé que la norme.

La facture moyenne d'électricité d'un ménage se répartissant en 58 % de coûts de production et d'acheminement, 37 % de taxes et seulement 5 % de coûts commerciaux, la marge de manœuvre d'un fournisseur est limitée pour

différencier son offre. Il en est de même de la péréquation tarifaire, principe selon lequel deux consommateurs ayant le même profil de consommation, avec le même fournisseur et la même offre, se verront facturer le même tarif, quelle que soit leur localisation géographique sur le territoire français.

Il est possible à un consommateur d'investir dans des moyens de protection individualisés, plus ou moins sophistiqués, comme un onduleur (il est d'usage courant, par exemple en appui d'un équipement informatique, dans d'autres pays que la France qui bénéficie d'une bonne qualité de courant), un groupe électrogène voire un stockage direct d'électricité par batteries, ce dernier bénéficiant actuellement de sensibles baisses de coût tout en restant onéreux pour la plupart des consommateurs.

Rappelons qu'un onduleur est un dispositif d'électronique de puissance qui permet de fournir un courant alternatif stable et dépourvu de coupures ou de micro-coupures, quoi qu'il se produise sur le réseau électrique (les prix démarrent à environ 100 € pour les moins sophistiqués) ; et qu'un groupe électrogène est un dispositif autonome capable de produire de l'électricité, en général à partir d'un moteur thermique (à essence ou fioul) qui actionne un alternateur. Les plus petits pèsent quelques kilogrammes et coûtent une centaine d'euros, contre plusieurs dizaines de tonnes et des centaines de milliers d'euros pour les plus gros.

L'autoconsommation/autoproduction est aussi un moyen de se « libérer », en théorie, de la dépendance au réseau, moyennant des coûts souvent importants et avec des performances parfois discutables, mais ceci soulève des questions qui relèvent d'un autre débat. Dans les zones non interconnectées telles que des îles, ces moyens de protection individualisés peuvent trouver en général une bien meilleure justification technique et économique qu'en France métropolitaine.

Leviers de prévention d'une rupture d'alimentation

En dehors des mesures d'urgence que RTE et Enedis devraient mettre en œuvre pour éviter un blackout, de nombreux leviers sont disponibles, certains étant classiques et d'autres plus exceptionnels. Ils peuvent contribuer à une meilleure qualité du courant sur certains aspects, alors que d'autres peuvent la dégrader (tension, fréquence) afin d'assurer la sécurité globale d'alimentation :

- Échanges avec l'étranger grâce aux interconnexions : selon RTE, ces échanges sont devenus déterminants pour éviter une défaillance ;
- Mécanisme d'effacement industriel ou domestique géré par des agrégateurs d'effacement électrique (Energy Pool, Voltalis...) ;
- Mécanisme d'ajustement quasiment en temps réel, notamment par le pilotage direct par RTE de moyens de production chez ses fournisseurs, avec 1 h à 2 h de préavis, moyennant une récompense financière ;
- Mécanisme de capacité opéré par RTE et calé sur une durée de 3 h en moyenne par an. Le mécanisme de capacité, entré en vigueur en France au 1^{er} janvier 2017, vise à fournir les capacités ou les effacements nécessaires au maintien de l'équilibre grâce à des appels d'offres lancés par RTE plusieurs mois avant un épisode prévisible de fragilité. Le mécanisme de capacité est calé sur le respect du critère de défaillance au sens de « non recours aux leviers exceptionnels » pendant 3 h/an en moyenne ;
- Mobilisation des réserves secondaire et tertiaire (cf. ci-dessus), avec un préavis de 15 min, au prix d'une dégradation de la marge de sécurité. Cette contribution est contractualisée, notamment avec les participants au mécanisme d'ajustement, pour un impact potentiel moyen de l'ordre de 2,2 GW ;
- Interruptibilité contractualisée (en durée et puissance) de quelques gros consommateurs, avec un préavis compris entre 5 s et 30 s selon les contrats ;
- Effacements « citoyens » tels que ceux prévus par les dispositifs Eco-Watt en Bretagne et dans le Sud-Est ;

- Baisse de tension de 5 % pilotée sur les réseaux de distribution (mécanisme dit « Un-5 % »), grâce à une baisse de tension appliquée par Enedis, à la demande de RTE : la dégradation de qualité du courant qui s'ensuit peut être contrecarrée par certains consommateurs si ceux-ci réagissent en augmentant la puissance de leurs radiateurs électriques ;
- Contribution des contrats de secours (*Mutual Emergency Assistance Service*) dans le cadre de l'ENTSO-E en sollicitant les GRT frontaliers au titre de la solidarité européenne.

Le déploiement du compteur Linky devrait permettre dans un futur proche d'assurer une meilleure efficacité de ces leviers, tant classiques qu'exceptionnels, par exemple en ce qui concerne l'effacement ou la réduction de puissance.

De nouveaux défis à relever

Le maintien de la qualité du courant sur le moyen et long terme est une préoccupation pour les gestionnaires de réseau car il se heurte à des difficultés et des incertitudes croissantes. Tout d'abord en ce qui concerne la demande d'électricité, avec des visions discordantes, même en France, selon les parties prenantes, sur sa hausse ou sa baisse dans le futur. Ensuite sur l'évolution des pics de demande liés au chauffage et à la climatisation, mais aussi à de nouveaux usages, tels que la recharge des véhicules électriques.

Au niveau de l'offre, la tâche des gestionnaires de réseau tend à se compliquer dans la période actuelle où ils doivent intégrer massivement, partout en Europe, des énergies renouvelables intermittentes qui sont parfois de taille considérable (champs éoliens offshore et terrestres, champs photovoltaïques) dont l'absence d'inertie et la sensibilité aux conditions climatiques se répercutent sur la qualité de l'électricité produite, sauf à installer des équipements appropriés (condensateurs, onduleurs, électronique de puissance, etc.). Des effets de seuil et de résonance ne sont pas à exclure au niveau européen si les profils

La qualité du courant électrique, de nouveaux défis pour le système électrique de demain

d'énergies renouvelables intermittentes se ressemblent trop entre pays.

Dans le même temps, les infrastructures de production d'électricité plus faciles à piloter et produisant aisément du courant de qualité (centrales thermiques classiques, centrales nucléaires, hydraulique, géothermie) ne se développent pas à un rythme suffisant, surtout si l'électrification des usages (véhicule électriques, numérisation, etc.) devait se confirmer. Les centrales thermiques classiques utilisant des énergies fossiles tendent à disparaître, comme cela est souhaitable dans le cadre de la lutte contre le changement climatique, et celles fonctionnant à partir de bioénergies ou de produits de récupération ne se développent que lentement, alors que les « machines tournantes » (alternateurs produisant de l'électricité) pilotables sont un gage de qualité du courant et d'inertie du réseau.

Des systèmes de stockage (batteries, STEP, etc.) et des *smart grids* seront d'une grande utilité pour intégrer les intermittences des nouveaux moyens de production, mais ils sont encore loin d'atteindre l'efficacité de ces « machines tournantes » pilotables. Il va s'ensuivre pour RTE un besoin croissant de recourir à des « services système » afin d'assurer la qualité du courant, ce qui peut accroître les coûts de l'électricité dans des proportions encore difficiles à prévoir, même si des progrès techniques sont espérés en la matière [8].

Enfin, le consommateur s'intéressera sans doute dans le futur de plus en plus à la qualité de sa fourniture d'électricité, au-delà de l'énergie et de la puissance qui lui sont facturées. Cela soulève des questions juridiques et métrologiques dont le Médiateur de l'énergie devra se saisir.

RÉFÉRENCES

- [1] *Retour d'expérience des difficultés rencontrées pour la sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz durant l'hiver 2016-2017*, Rapport au ministre de la Transition écologique et solidaire et au ministre de l'Économie et des Finances, Mireille Campana, Philippe Follenfant, Richard Lavergne (2018), www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/SCGE/CGE2017-09_Appro-ElecGaz.pdf
- [2] *Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité ? L'avis des consommateurs*, RTE (2011).
- [3] *Rapport annuel sur la qualité de l'électricité*, RTE (2018).
- [4] *Qualité de l'électricité*, CRE (juin 2018) www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/Qualite-de-l-electricite
- [5] *Rapport sur la « qualité de l'électricité » – Diagnostics et propositions relatives à la continuité de l'alimentation en électricité*, CRE (octobre 2010).
- [6] *6th CEER Benchmarking Report on the quality of electricity and gas supply*, CEER (août 2016).
- [7] *Frequency deviations in Continental Europe originating from Kosovo started again – Technical measures kicked off to keep time delay below 60 seconds*, ENT-SOE (9 juillet 2018) www.entsoe.eu/news/2018/07/09/frequency-deviations-in-continental-europe-originating-from-kosovo-started-again-technical-measures-kicked-off-to-keep-time-delay-below-60-seconds
- [8] « Surcoût lié au stockage des EnR dans un mix nucléaire à 50 % », Jacques Percebois et Stanislas Pommeret, *La Revue de l'Énergie* n° 639, juillet-août 2018.