

Gestion des énergies renouvelables intermittentes sur les marchés de l'électricité

Par Mathieu BONNET*

À partir de la concession du Rhône et de la libéralisation du marché de l'électricité, la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) a développé un modèle intégré de gestion des énergies renouvelables intermittentes hydrauliques, éoliennes et photovoltaïques autour de la prévision, de l'optimisation et de l'accès aux marchés. S'il est beaucoup plus difficile de gérer ces énergies que les moyens thermiques classiques, ce n'est cependant pas impossible. Le système développé par la CNR lui permet de mieux valoriser sa production et de développer des capacités de stockage. Il est indispensable pour pouvoir « se servir utilement » de ces énergies anciennes issues de technologies nouvelles. Ce modèle forme aujourd'hui le cœur du *process* de CNR, à côté de l'exploitation et de la maintenance de ses installations, et constitue la base de son développement futur. Celui-ci passera par l'agrégation d'autres actifs et par la nécessaire anticipation des évolutions que le système électrique pourrait connaître avec l'émergence des réseaux intelligents (*smart grids*), la production distribuée et de nouvelles possibilités de stockage.

Quelques points de repères

Depuis sa création, la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) produit et gère une électricité d'origine à 100 % renouvelable ces actifs étant hydrauliques et plus récemment éoliens et photovoltaïques. C'est aujourd'hui le premier producteur en France, de par sa taille, dont l'énergie est uniquement renouvelable.

La CNR a été créée en 1933 pour aménager la concession du Rhône (du lac Léman à la Méditerranée) tant du point de vue de la production d'électricité hydraulique, que de la navigation et, à l'époque, de l'irrigation tout au long de la vallée du Rhône. Le premier groupe hydraulique mis en service à Génissiat date de 1948 (d'une puissance de 70 MW) et les derniers l'ont été en 1986 à Sault-Brénaz (pour une puissance de 45 MW), en amont de Lyon.

La puissance installée sur le Rhône est aujourd'hui de 3 000 MW, avec quelques projets de suréquipement en cours. De développeur et d'aménageur, l'activité de CNR devait se cantonner, après la construction des aménagements, à celle de concessionnaire (et cela d'autant plus que le projet Rhin-Rhône était arrêté). C'est la directive de 1996 sur la libéralisation des marchés de l'énergie, transposée en droit français par la loi du 10 février 2000, qui a permis à CNR de redevenir un producteur d'électricité de plein exercice. Avec la fin du monopole de la production, l'entreprise a pu de nouveau (retrouvant la situation d'avant 1946) avoir pleine possession de son électricité et

la commercialiser au travers des nouveaux marchés en développement : marché de gros, marchés règlementés du type bourses d'échange (comme EPEX), marché spot, puis infra-journalier, en France et en Europe). Ses statuts modifiés en 2003 actent ces changements profonds et font de la Compagnie un producteur d'électricité à part entière ayant en charge, notamment, la concession du Rhône et pouvant se développer partout en France et en Europe sur d'autres énergies. Au passage, la concession du Rhône a été modifiée et s'est enrichie de nouvelles obligations, avec notamment la mise en place d'une redevance de 24 % sur les ventes de la production d'électricité par le Rhône, charge que CNR est le seul concessionnaire à acquitter en France.

Ainsi, depuis 2000, en parallèle au développement de la mise en place de la libéralisation du marché de l'électricité, l'entreprise a développé ses ventes, mais a aussi réintégré l'ensemble des métiers de producteur, notamment ceux de l'exploitation et de la maintenance, en complément de l'ingénierie (pour son compte propre et le compte de tiers). Depuis 2006, forts de la gestion de l'hydraulique du Rhône, qui a demandé des développements techniques très importants pour pouvoir vendre l'énergie sur les marchés, nous avons fait un choix stratégique majeur, celui de nous développer dans les deux autres énergies renouvelables intermittentes, l'éolien et le photovoltaïque, la gestion des ces actifs complémentaires étant semblable à celle de l'hydraulique. Aujourd'hui, nous avons

développé 290 MW d'éolien et 15 MW de photovoltaïque en France (soit 10 % de la production installée du Rhône) et nous avons de nombreux projets de développement, non seulement en France mais aussi en Europe, pour profiter au mieux du marché européen et des diverses opportunités issues de la volonté de l'Europe d'accroître son parc de production renouvelable.

Globalement l'entreprise produit 15 térawatt-heure par an, ce qui représente 3 % de la production française et, grâce au Rhône, elle assure 25 % de la production hydraulique française (1).

Un modèle issu des contraintes propres aux énergies renouvelables intermittentes

Le choix fait par la Compagnie est de vendre son énergie sur les marchés de gros et réglementés, ainsi qu'à quelques clients finals. Ce choix a été dicté par deux considérations.

La première considération est d'ordre stratégique. Notre choix a été de ne pas développer de force commerciale d'envergure, mais de nous positionner en amont et d'offrir notre production à des fournisseurs comme les grandes *utilities* européennes ou les acteurs des marchés. Les bourses d'échange d'énergie permettent une liquidité et une profondeur suffisantes qui n'imposent pas un accès aux clients finals. Enfin, si le développement de la segmentation de l'électricité (à travers l'origine de production de celle-ci) commence à apparaître sur certains marchés, comme ceux des certificats de garantie d'origine ou de la labellisation, cela ne justifie pas encore une démarche commerciale importante.

La deuxième considération est d'ordre technique. Nous avons structurellement un risque de volume. À titre d'exemple, en 2011, l'hydraulicité a été historiquement basse, ce qui a entraîné une production de 30 % inférieure à la moyenne des vingt dernières années. La variable *volume* est une caractéristique fondamentale des moyens intermittents que l'on ne retrouve pas chez les moyens thermiques ; elle entraîne une gestion différente, si l'on veut optimiser les premiers. Les marchés de gros et les marchés réglementés nous permettent de vendre efficacement notre production, sans la rigidité du profil de charge des clients finals.

Comment cela fonctionne-t-il ?

Nous ne pouvons pas nous engager sur un volume de production trop important à long terme sans être en situation de risque. C'est là la nature même de l'intermittence de la production (2). Une politique de risque de placement a donc été développée basée sur l'historique de production et qui est actualisée en fonction des connaissances disponibles (marchés, technique, algorithmes, etc.).

Nous vendons ainsi notre production d'électricité progressivement dans le temps, en fonction de limites de volume et de signaux de prix (3). Ainsi, la production totale vendue d'une journée (Pt) est issue de ventes (Pi) ayant

eu lieu plusieurs « i » mois ou « i » années auparavant, la somme des (Pi) étant égale à (Pt). Plus on se rapproche de l'échéance et plus la précision de la production va être grande : c'est « l'horizon météorologique », alors qu'un an avant l'échéance, on aura vendu, au plus, pour cette journée, environ P/a (4), ces ventes étant basées sur des historiques de production. Il est donc nécessaire d'avoir une vision précise non seulement du temps qu'il va faire, mais aussi et surtout de l'impact que celui-ci va avoir sur la production de nos barrages, de nos éoliennes et de nos parcs solaires. C'est la raison pour laquelle la CNR a développé ses propres modèles de propagation issus de notre ingénierie et de notre centre de prévision, où travaillent nos experts météorologistes.

La variabilité du volume s'entend aussi dans le temps. Il n'est bien sûr pas équivalent d'avoir une capacité de stockage ou de ne pas en avoir. Le stockage va permettre de mieux gérer le volume dans la durée, et donc « de mieux vendre », c'est-à-dire de vendre aux meilleurs prix (on parle d'ailleurs, dans ce cas, de coût marginal d'opportunité). Or, la CNR gère des actifs ayant très peu de capacité de stockage : le Rhône se caractérise par des ouvrages de production « au fil de l'eau » et les énergies éolienne et photovoltaïque ne sont pas encore stockables de façon économique, ces capacités sont considérées comme « fatales ». Pourtant, grâce à nos développements techniques, qui sont très importants et sont le fruit de plus de quinze années d'efforts, nous sommes capables, en instrumentant l'ensemble de nos machines, de faire du suivi de charge. Grâce à des écluses synchrones (5), nous pouvons déplacer de l'énergie sur 24 heures et moduler ainsi la production du Rhône en fonction des conditions de vente les meilleures. L'ensemble des machines est ainsi piloté à distance et des algorithmes optimisent la marche de celles-ci en fonction de l'hydraulicité, des signaux de prix de vente et des disponibilités des machines. Les mêmes principes s'appliquent à l'éolien et au photovoltaïque.

Ces prix de vente de l'électricité varient en permanence, d'heure en heure, en fonction de l'offre et de la demande globale (voir l'encadré 1 de la page suivante). Il faut donc non seulement connaître en permanence les prix, mais avoir aussi la meilleure anticipation possible de l'évolution de ceux-ci. Nous avons donc créé notre propre accès aux marchés pour vendre notre électricité et pour connaître très finement l'évolution de son prix.

La mise en place de ce modèle qui repose sur le triptyque Prévision-Optimisation-Vente nous a permis d'augmenter la valeur de notre production et de tirer le meilleur parti possible de notre production renouvelable intermittente. Ce modèle a été rendu possible par la mise en place des bourses d'échange et des marchés de gros de l'électricité (voir l'encadré 2). Ces marchés, qui se développent depuis 2001, sont liquides, profonds, et ils offrent divers produits, allant de l'horaire à l'annuel, qui sont bien adaptés aux énergies renouvelables (EnR). Il est fondamental qu'un tel marché existe : il faut pouvoir trouver une contrepartie, sinon l'énergie serait perdue. Or, ce serait économiquement (au sens d'optimum collectif) une perte

Encadré 1**Fonctionnement sommaire des mécanismes de formation des prix sur le marché de l'électricité (on pourra, par exemple, utilement se référer à un ouvrage de référence en la matière, celui de J.P. Hansen et J. Percebois « Energie », de Boeck)**

Avec la libéralisation du marché, le prix de l'électricité est fixé en fonction de l'offre et de la demande, comme tout autre marché. Auparavant, le prix était généralement fixé en fonction d'un système dit de *cost plus* : le prix moyen permet de rémunérer le coût complet des moyens de production (avec marge : c'est le « plus ») en fonction de la production réalisée. À la différence des autres marchés, celui de l'électricité est particulier, dans la mesure où à chaque instant il doit y avoir équilibre entre l'offre et la demande (sinon, cela peut déboucher sur un *black out*). Le marché étant parfait, la théorie microéconomique nous donne alors le prix : c'est celui du coût marginal de la dernière unité de production permettant d'atteindre l'équilibre (un producteur va accepter un prix si celui-ci permet au minimum d'équilibrer ses coûts variables). La réalité est un peu moins simple : le marché n'est pas parfait (liquidité, information incomplète, coût de démarrage des unités thermique, *missing money*, etc.). Mais en première approximation, cela permet de tirer quelques grands principes :

- ✓ Le combustible des énergies renouvelables intermittentes (l'eau, le vent et le soleil) étant de coût nul (puisque, ressources non limitées-modulo un coût d'usage), le coût marginal est nul, donc le prix (si ces moyens équilibrent la demande) est nul ! À ce titre, on note que l'énergie biomasse est très différente : c'est non seulement un moyen thermique classique, mais le coût de la matière première n'est certainement pas nul.
- ✓ Dans notre système, le prix ne prend plus en compte les coûts complets des moyens de production. Comment prendre en compte les amortissements et les intérêts, et donc les coûts du capital et sa rémunération ? Normalement, si le marché est parfait, la distribution économiquement raisonnable des moyens de production va être telle que les prix dans l'année seront suffisamment longtemps supérieurs au coût marginal d'un moyen de production pour qu'ils permettent de compenser son coût complet lorsqu'il produit. C'est la théorie, car se pose en particulier la question de la *missing money* (voir référence *supra*). En pratique, les prix (trop bas) ne permettent pas de rémunérer le capital de certains moyens de production, comme, aujourd'hui, en Europe, les centrales « gaz-vapeur », ce qui pose la problématique des moyens des capacités dont on parle actuellement. On conçoit que dans ce système, si on est sur-capacitaire, avec un moyen de production de base du type nucléaire, on ne pourra jamais en construire de nouveau, car on ne pourra financer son coût complet.
- ✓ Si les prix de fourniture baissent, le coût de la facture ne baisse pas ! Il faut rajouter le transport, la distribution, les taxes et les soutiens aux EnR. Si ces soutiens sont temporaires (cessant une fois les investissements réalisés), il est logique que le consommateur bénéficie de prix bas de fourniture, ce qui pose le problème de la détermination des tarifs régulés.
- ✓ L'énergie hydraulique (de petite taille), éolienne et photovoltaïque, bénéficie de soutien en France (comme d'ailleurs en Europe, à travers divers systèmes) grâce à un prix de l'énergie garanti au MWh produit pour une certaine durée (15 ans pour l'éolien et 20 ans pour le photovoltaïque). Ce soutien est payé par chaque consommateur final (sauf en autoconsommation) à travers une contribution spéciale de 6 €/MWh environ en 2012, soit 5 % du prix TTC de la facture du particulier. Il a pour but de couvrir les coûts complets, ce que les prix de l'électricité ne permettent pas de faire (investissements trop importants ou prix trop faibles...).
- ✓ Les énergies intermittentes (à condition que le système électrique admette toujours leur injection – hypothèse non triviale, car les réseaux peuvent être surchargés) sont toujours les premières appelées.

d'opportunité (le coût marginal étant, quant à lui, proche de zéro).

Extension du modèle*L'amont*

Nous avons décidé d'étendre le fonctionnement de ce modèle initial à l'ensemble de notre périmètre, à savoir la

gestion des énergies renouvelables intermittentes qui sont, de fait, météorologiques. C'est ainsi que nous avons développé notre capacité éolienne en 2006 et, plus récemment, notre capacité photovoltaïque (en 2008).

Notre vision est celle de gérer de façon cohérente, sur les marchés, un mix d'énergies renouvelables intermittentes basé sur l'eau, le vent et le soleil, autour de nos actifs en propre, mais également d'actifs détenus par des tiers.

Encadré 2**Les marchés de gros et les bourses d'échange agrègent des acteurs qui traitent des flux physiques (en général).**

Le fonctionnement du système est le suivant :

Le gestionnaire du réseau (en France, RTE) est en charge de l'équilibre de celui-ci. Cet équilibre est fonction de l'offre et de la demande. De façon simplifiée, en J-1, il récolte la somme des offres (productions) et des demandes (consommations), heure par heure. En parallèle, les producteurs ont des besoins qui varient d'heure en heure (en fonction de leurs ventes finales). Soit ils ont leur propre production, qui suffit à couvrir leurs ventes, soit ils doivent se fournir sur le marché. Cela peut arriver en raison de machines à l'arrêt (maintenance, pannes) ou parce qu'il est moins onéreux de se fournir *via* un tiers plutôt que de mettre en service une nouvelle unité (prix du combustible trop cher, par exemple). Un système d'enchères se met en place qui aboutit à un prix. Pendant la journée J, si le producteur ne fournit pas x MW par rapport à son estimation, le réseau va être en déséquilibre (si la demande réelle ne varie pas dans le même sens que son estimation...). Dans ce cas, le gestionnaire de réseau pour équilibrer va devoir compenser (+ x MW), ce qui a un coût au moins égal à des enchères heure par heure en infra-journalier (on peut aussi agir sur la demande, par exemple en la délestant). Le producteur qui est en écart sera pénalisé de ce coût. Ainsi, chez CNR, un des critères de performance est la réduction des écarts.



© Photo ©Camille Moirenc-CNR

« Notre vision est celle de gérer de façon cohérente, sur les marchés, un mix d'énergies renouvelables intermittentes basé sur l'eau, le vent et le soleil, autour de nos actifs en propre, mais également d'actifs détenus par des tiers. », parc éolien de CNR implanté à proximité de la centrale EDF de Tricastin, Bollène (Vaucluse).

À partir des outils du Rhône, nous avons développé à la fois les prévisions et le contrôle de nos éoliennes et de nos parcs photovoltaïques. Aujourd'hui, nous disposons d'outils, parmi les plus innovants sur le marché, entièrement dédiés au fonctionnement d'une production intermittente.

La gestion spécialisée de ces énergies intermittentes est efficace et permet de compenser l'absence de stockage à

bas coûts. Pour notre modèle, le meilleur stockage est le marché, même si celui-ci ne permet pas de vendre à terme l'énergie disponible dans l'immédiat, mais au moins, la production produite est vendue, et n'est donc pas perdue (ce qui est la fonction première d'un stockage).

Pour limiter au maximum les variations et donc pour bénéficier de l'effet « tampon » du stockage, une solution

dégradée (c'est-à-dire sans stockage) consiste à multiplier les foisonnements d'énergies. Il vaut mieux avoir des parcs éoliens avec des régimes de vents différents et des moyens de production aux cycles différents, voire « complémentaires ». C'est aussi la raison pour laquelle il est efficace de gérer ensemble eau, vent et soleil, et cela dans des régions aux caractéristiques diverses. Nos travaux théoriques mettent en évidence le gain lié aux foisonnements d'énergies et les diminutions d'écart (voir les courbes de la figure 2).

Si l'intermittence est une contrainte, le développement des prévisions et la mise en place des marchés permettent, ainsi, aujourd'hui, d'une part, d'en limiter le caractère complètement aléatoire et, d'autre part, de pouvoir vendre les productions intermittentes et de mieux les gérer.

L'aval

Un autre axe de développement, complémentaire, de CNR, consiste aujourd'hui en une démarche sur l'aval.

La nature renouvelable de notre production lui confère un caractère « vert », qui est valorisable au travers de certificats de garantie d'origine. Ces certificats permettent de vendre un peu plus cher notre énergie à certains clients ou par l'effet de réglementations particulières (par exemple, l'énergie importée par l'Italie devait être issue pour une part de productions renouvelables certifiées pendant plusieurs années). La CNR a d'ailleurs été la première entreprise française à être certifiée par le TÜV allemand, et ce dès 2002. On assiste ainsi petit à petit à une segmentation du produit « électricité », certains clients y étant très attachés.

Nous pensons que c'est là un axe de création de valeur de niche, mais qui est bien adaptée à notre production. C'est la raison pour laquelle nous nous sommes très tôt intéressés au problème de la fourniture d'énergie verte pour les véhicules électriques.

Pour un électricien, le développement des véhicules électriques est d'abord une nouvelle demande qui ne cannibalise pas nos marchés existants. L'électricité ne représente, par exemple, qu'une part de 7 % des transports en France (trains). C'est donc potentiellement un énorme gisement de croissance. Si l'idée n'est pas neuve (puisqu'Edison pensait déjà développer le véhicule électrique en « réglant le problème de la batterie », ce qu'il n'a pu faire), c'est uniquement grâce aux progrès technologiques récents que ce concept est désormais économiquement viable. Au-delà du confort et de la non-pollution locale du véhicule électrique se pose immédiatement la question de l'origine de l'énergie que celui-ci utilise. Or, on sait que si l'on produit l'énergie pour ce véhicule à partir d'une centrale au charbon, globalement, on polluera deux fois plus que si l'on roulait avec un véhicule diesel (du puits à la roue). Dans le cas considéré, l'énergie devra être, disons le simplement, le moins carbonée possible.

Une production renouvelable remplit bien sûr ce premier critère, mais elle s'adapte également bien au caractère « aléatoire » de la charge des véhicules. C'est ainsi que nous avons développé et breveté une technologie permettant de prendre le contrôle à distance d'une batterie et de

la charger lorsque notre production intermittente le permet. Nous gérons ainsi un parc de stockage en face d'une production intermittente. Nous avons signé plusieurs partenariats avec des constructeurs automobiles et sommes en phase de déploiement à grande échelle.

Ces avancées nous ouvrent la voie vers la gestion locale des énergies renouvelables, qui sera sans doute un des développements importants de notre secteur au cours des prochaines années, tant pour réduire la problématique de l'intermittence sur le réseau que pour apporter des solutions au développement de l'autoconsommation qui va se développer en Europe.

Demain

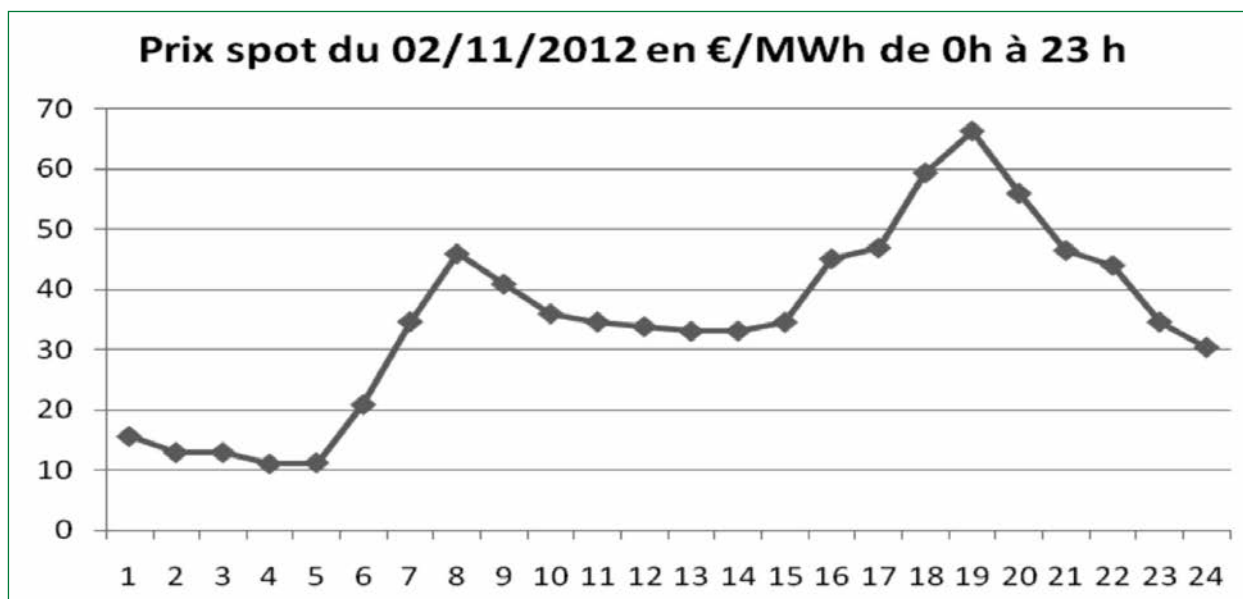
Le rôle des technologies

Depuis 2000, la croissance de la production des énergies renouvelables a été très importante en Europe. Même si elle varie d'un pays européen à un autre, celle-ci commence à se faire ressentir sur les marchés. On le sait, c'est l'Allemagne qui a le parc le plus important d'énergies intermittentes (la France a aussi un parc important, avec l'hydraulique, mais celui-ci est facilement modulable, à la différence de l'éolien et du photovoltaïque allemands). Fin 2011, l'Allemagne avait 25 GW de capacités photovoltaïques et 30 GW de capacités éoliennes (6).

Etant donné la structure du marché de l'électricité, cette puissance installée a un impact sur les prix européens. En août 2012, avec plus de 20 GW de puissance photovoltaïque injectée à midi, les prix du *peak* allemand étaient très faibles et inférieurs aux prix français, ce qui est une situation nouvelle sur le marché (7). Le coût marginal de ces énergies a ainsi tendance à faire baisser les prix globaux de l'électricité, dégradant le nombre d'heures de fonctionnement de moyens thermiques (et donc leur rentabilité). Ainsi, du point de vue macroéconomique, le développement des énergies renouvelables a un impact déjà fort, et ce n'est qu'un début.

La baisse très importante (même si pour certains, elle est artificielle) des coûts des panneaux photovoltaïques rend cette énergie proche de la fameuse parité réseau. En réalité, en autoconsommation, le coût complet d'une installation photovoltaïque pour un particulier est déjà équivalent au prix régulé de l'électricité que consomme ce même particulier (transport, distribution et taxes comprises). Cela veut dire qu'il serait plus intéressant de produire sa propre électricité que d'en consommer au tarif régulé. Reste un problème de taille : il faut stocker la production non consommée. Or, des systèmes de stockage à échelle d'une habitation arrivent sur le marché (notamment en Allemagne). Ainsi, il n'est plus loin le moment où les habitations auto-consommeront l'énergie qu'elles produiront de façon plus rentable qu'en s'approvisionnant sur le réseau.

C'est un problème de taille pour un producteur ! Grâce à l'avancée des technologies, le secteur de la production d'électricité est en transformation. Il y a soixante ans, la



Courbes 1 : Evolution sur la journée du 2 novembre 2012 du prix spot.

taille des installations de production électrique en faisant un monopole naturel de fait (se traduisant également comme tel au plan juridique) à la recherche de gains de taille (les unités sont devenues de plus en plus importantes, culminant avec l'EPR à 1,6 GW). Or, des unités de production passent aujourd'hui à une échelle « microscopique », avec les panneaux photovoltaïques. L'échelle n'est plus le gigawatt (GW), mais le kilowatt (KW), soit un rapport de 1 à 10^{-6} , et c'est le consommateur qui va, désormais, lui-même produire. On passe de la recherche d'économies d'échelle à celle de la quantité et de la standardisation. Les barrières à l'entrée constituaient le coût des grandes installations électriques et la capacité d'ingénierie pour mener à bien ces projets très complexes font place à un investissement à la portée d'individus et à un produit standard sur étagère, le panneau photovoltaïque. Ce dernier n'est finalement que le passage à la production industrielle d'une unité de production électrique, certes très petite, mais que les industries de masse du semi-conducteur et de l'automobile savent produire à des milliards d'exemplaires. C'est une phase extrême, mais la taille des éoliennes intermédiaires, de l'ordre du MW, montrait déjà cette tendance (rapport de 1 à 10^{-3}).

Face à ces changements très rapides, il était essentiel, en termes de stratégie d'entreprise, que nous en anticipions les conséquences. C'est la raison pour laquelle nous développons des solutions permettant de gérer cette autoconsommation en liaison avec une fourniture à partir de notre production renouvelable (il peut manquer de soleil ou de vent...). Nous testons ainsi différentes solutions de stockage à diverses échelles, au-delà des batteries pour véhicules électriques. Il faudra sans doute ainsi composer avec de nouvelles solutions techniques qui vont profondément changer la demande d'énergie avec une pression à la baisse ou au mieux une stagnation de celle-ci pour les producteurs.

Ces tendances impliquent le passage d'une gestion « centralisée » à une gestion « décentralisée », ou encore

à une gestion « distribuée ». On cite souvent le rôle des *smart grids* sans en définir plus avant les contours, mais il faut savoir que, pour que tout le système fonctionne, cela nécessitera des échanges d'informations plus importants entre des moyens de production, beaucoup plus nombreux et diffus, et les lieux de consommation. Déjà, nos systèmes de pilotage de batteries, de stockage et les systèmes d'aiguillages entre le choix d'auto-consommer, d'injecter sur le réseau ou de soutirer en fonction des prix instantanés et de la production disponible nécessitent de disposer de masses importantes d'informations dans notre centre de pilotage situé à Lyon. Au-delà des avancées technologiques et des nouvelles possibilités offertes aux consommateurs, on s'aperçoit qu'il y a aussi un fort attrait collectif pour la consommation d'une production locale, ce qui est le propre de nos énergies renouvelables intermittentes.

Les territoires

Le succès du développement de CNR a aussi reposé sur l'approche locale et territoriale qu'implique le développement des énergies renouvelables. C'est là un travail constant, que nous intensifierons encore à l'avenir.

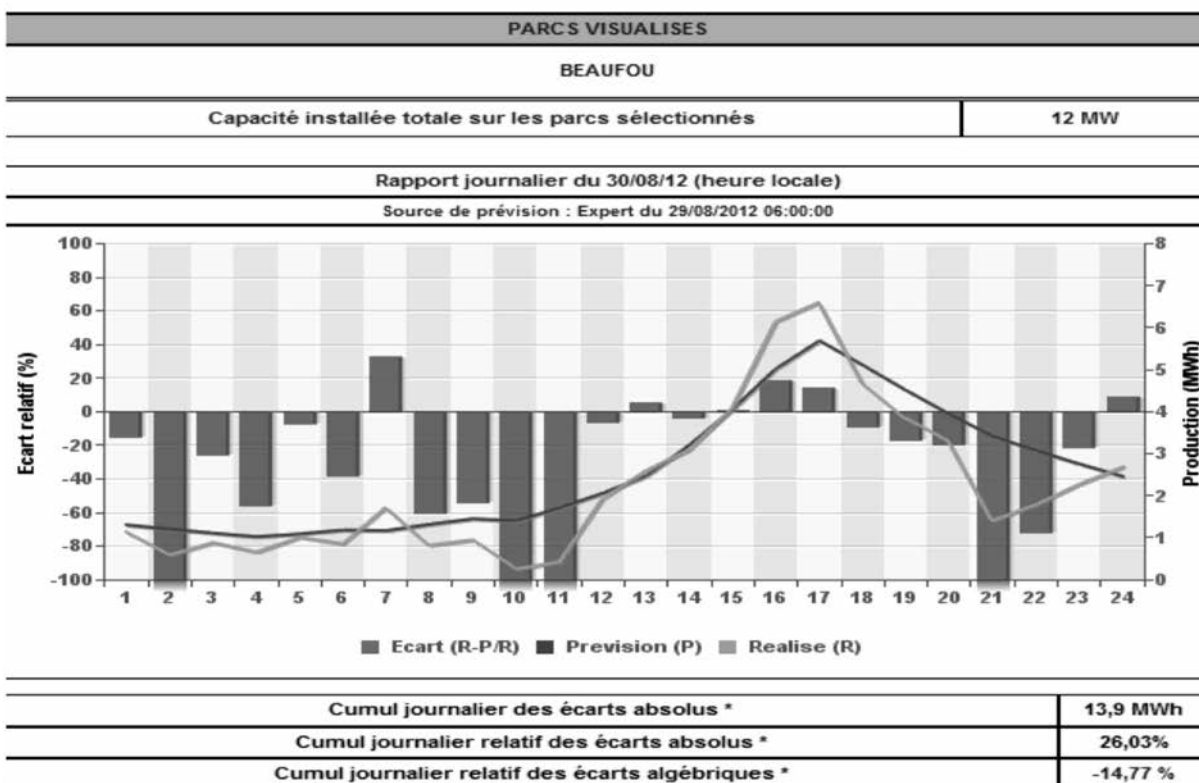
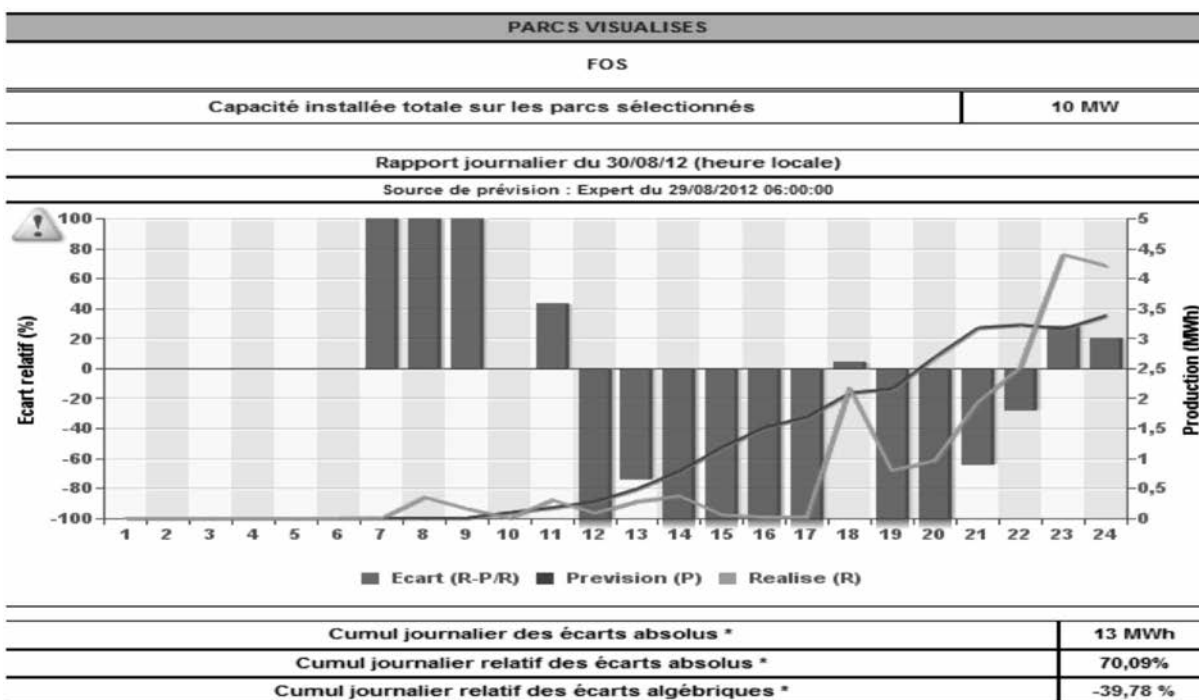
L'approche paraît simple. Nous produisons à partir d'une source locale d'énergie : l'eau, le vent, le soleil. Puisque nous « puisons » cette énergie dans les territoires, il faut qu'il y ait un retour vers ces territoires. C'est d'autant plus vrai que les systèmes renouvelables sont « ouverts ». L'hydraulique a un impact sur un cours d'eau : il y a des riverains, des usages multiples de l'eau. Une éolienne a un impact visuel à courte et moyenne distance (que l'on apprécie ou que l'on n'apprécie pas). Un parc photovoltaïque a une emprise au sol importante et doit utiliser des zones non exploitables.

Ainsi, pour la concession du Rhône, nous avons développé des plans dits de « mission d'intérêt général » autour

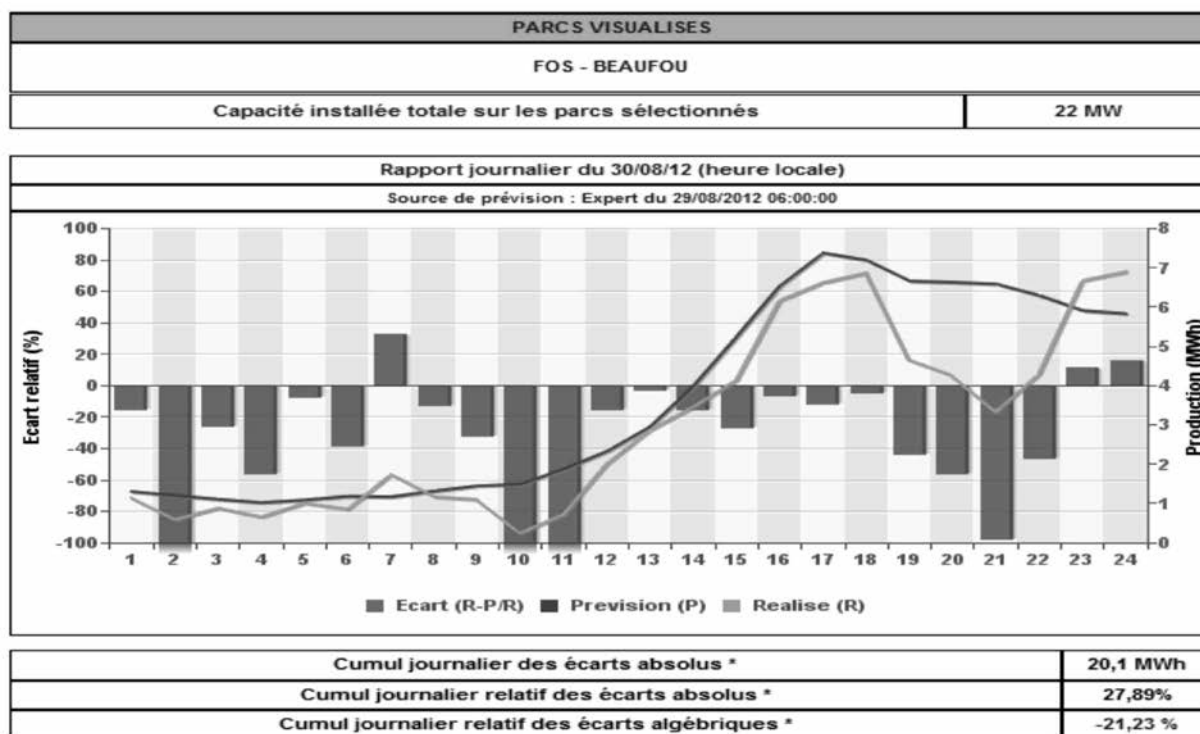
du fleuve, qui ont pour but de développer les territoires autour de la navigation, de l'environnement, de l'énergie et du développement économique. Plus de 30 millions d'euros sont ainsi investis chaque année tout au long du fleuve.

Pour l'éolien et le photovoltaïque, cela passe aussi par des projets locaux et par l'acceptation nécessaire des développements par les collectivités. Nous sommes durablement implantés, car nos actifs sont de longue durée et

parce qu'en tant que producteurs, nous les exploitons. Aussi devons-nous être, sinon souhaités, tout au moins acceptés. Beaucoup d'explications et d'informations sur les systèmes électriques et le rôle de ces nouvelles installations sont toujours nécessaires, ce qui est finalement compréhensible, puisque toutes ces évolutions ne datent que d'une dizaine d'années. Ces démarches sont indispensables si ces énergies renouvelables doivent se développer dans le futur.



Courbes 2



Courbes 2



Vue de la centrale-écluse de Beaucaire (Gard) achevée en 1970.

© Photo ©Camille Moirenc-CNR

Un point d'étape

La maîtrise des énergies renouvelables intermittentes est récente. C'est le cas en ce qui concerne les moyens de

production, avec l'éolien et le photovoltaïque (et une maîtrise qui est en perfectionnement constant en ce qui concerne l'hydraulique, qui a plus d'un siècle). C'est aussi le cas en ce qui concerne la gestion de l'énergie produite,

avec un développement des marchés de l'électricité qui offre un bon débouché, ceux-ci apportant la flexibilité nécessaire. Ce sont diverses avancées technologiques qui ont permis cette maîtrise. CNR a su profiter de la nouvelle structure des marchés en développant des solutions innovantes grâce à ses équipes de R&D dans des domaines transverses à la production, à travers la prévision météorologique, la modélisation, les télécommunications et les systèmes temps réel. Ce n'est là qu'une première étape. La prochaine, tout aussi importante, sera de renforcer notre gestion globale du mix renouvelable intermittent autour de l'hydraulique, de l'éolien et du photovoltaïque, à l'échelle européenne. Mais elle devra également nous permettre (grâce, là encore, aux avancées technologiques) d'apporter des solutions et de nouveaux produits adaptés aux futures productions décentralisées et aux évolutions que connaîtront encore nos systèmes électriques.

Notes

* Directeur général de la Compagnie Nationale du Rhône.

(1) Quelques chiffres sur CNR : CA 2011 : 1,1 b€; EBIT : 216 M€; RN : 150 M€; effectif : 1 400 personnes.

(2) Le risque est asymétrique : si l'on doit racheter de l'énergie, le prix a toujours (en général...) un plancher (0 €/MWh), mais pas de

plafond (ainsi, le 9 février 2012, on a atteint un prix de plus de 350 €/MWh, la moyenne *spot* 2012 se situant autour de 50 €/MWh).

(3) Dans la suite de cet article, le « prix de l'électricité » fait référence au prix de marché de l'électricité échangée entre opérateurs ou entre acteurs des bourses d'échange. C'est encore le prix de fourniture. Ce prix varie en fonction du produit : une puissance constante, généralement pendant une durée fixée (en pratique, toute durée est possible, pouvant aller jusqu'à plusieurs années). Le prix de l'électricité payé par le consommateur final comprend, quant à lui, le prix de fourniture auquel s'ajoute les coûts liés à la distribution et au transport de l'électricité, ainsi que diverses taxes.

(4) a est une variable dépendant de notre politique de risque qui est constamment améliorée, elle est aujourd'hui supérieure à 2.

(5) Ecluse synchronisée : le Rhône est équipé de 19 ouvrages qui le décomposent en 19 compartiments d'eau représentant un volume total de : longueur du Rhône aménagé (L) X largeur du lit (l) X hauteur (H - une dizaine de centimètres). Cela permet d'obtenir un « réservoir » virtuel, que l'on peut gérer en turbinant plus ou moins le débit dans le temps et, donc, de déplacer de l'énergie dans la journée.

(6) À titre de comparaison, nous rappelons qu'il y a en France 62 GW de puissance nucléaire installée.

(7) « Historiquement », la France importe d'Allemagne en hiver (la consommation liée au chauffage électrique en France, laquelle est très dépendante de la température, alors que l'Allemagne se chauffe au gaz) et exporte de l'électricité vers l'Allemagne en été (hydraulique et nucléaire).