

# Le système électrique sous la contrainte nucléaire

Le système électrique occupe plus que jamais une place de choix dans la politique énergétique française. Cette situation tient bien sûr au statut central du parc de réacteurs nucléaires, qui est une constante depuis plus de trente ans. Mais elle est accentuée aujourd'hui par une tendance de fond plus générale.

D'une part, l'évolution de la société conduit, notamment à travers les nouveaux usages liés à l'informatique, l'électronique et la communication, au renforcement de la part de l'électricité dans l'ensemble de la consommation d'énergie : l'électricité est chaque jour davantage un usage privilégié et indispensable à notre quotidien. D'autre part, l'émergence de nouvelles applications de ces technologies à la gestion de la production – elle-même marquée par l'essor des énergies renouvelables – et au pilotage de la consommation amène à repenser la structure même du système.

## Quel « smart grid » pour la France nucléaire ?

L'année 2009 a ainsi incontestablement été marquée par l'émergence dans le débat public du concept de « smart grid ». Ce concept désigne essentiellement le développement d'un réseau de distribution d'électricité dit « intelligent », qui, grâce aux technologies de relevé et de pilotage des données en ligne, doit permettre à la fois de mieux gérer le développement de sources de production décentralisées et l'évolution de la demande au niveau de chaque consommateur. Cette évolution peut aller dans le sens d'une plus grande sécurité du réseau, d'une économie de ressources et d'une réduction des impacts environnementaux associés. Encore faut-il, comme l'ont rappelé Global Chance et négaWatt dans un dossier commun publié au début de l'année 2010, ne pas résumer l'intelligence au recours aux technologies modernes, et développer non seulement un réseau mais un système électrique globalement intelligent, y compris dans la réflexion sur les usages.

Aux États-Unis, le Président de la Commission fédérale de régulation de l'énergie (FERC), Jon Wellinghoff, a frappé les esprits en avril 2009 en dessinant autour de ce concept une véritable vision à long terme<sup>1</sup>. Selon lui, la combinaison du potentiel offert aujourd'hui par le développement des énergies renouvelables, la maîtrise de la demande électrique qui peut viser jusqu'à 50 % de réduction de la consommation d'électricité à confort égal, et des nouvelles technologies de réseau doit permettre aux États-Unis de se passer à la fois de nouvelles centrales au charbon et de nouveaux réacteurs nucléaires.

Dans cette vision, il n'y a plus de place à l'horizon 2050 pour ces grosses centrales de production en base, qu'il qualifie simplement d'« anachroniques ». Les centrales au gaz, plus flexibles, permettent d'assurer la transition indispensable au développement des nouvelles infrastructures nécessaires. Le Président de la FERC insiste notamment sur la nécessité d'orienter très rapidement les investissements vers ces nouvelles infrastructures, au niveau du réseau électrique en particulier, pour éviter de très importants coûts échoués liés au développement de moyens de production qui semblent indispensables avec les réflexes du passé mais s'avéreront inutiles dans ce nouveau système.

<sup>1</sup> - « No need to build new U.S. coal or nuclear plants – FERC chairman », *Greenwire*, 22 avril 2009.

La question de la pertinence ou non de cette vision directrice à long terme, qui conditionne fortement les décisions à prendre à court terme sur l'orientation du système, ne trouve malheureusement pas sa place dans le débat public français. La réflexion reste enfermée dans une toute autre logique : c'est le choix du nucléaire qui constitue le pilier de la politique énergétique et la vision directrice à long terme pour le système électrique. Ce n'est pas la question de la place du nucléaire dans ce nouveau système qui est posée, mais celle des conditions de développement d'un « smart grid » autour du parc nucléaire.

L'évolution du système électrique français en 2010 ne montre pas, malgré les engagements dans ce sens, les signes d'une véritable transition énergétique. La baisse de la consommation d'électricité, liée à la crise économique et la chute historique de la production nucléaire, liée essentiellement à des problèmes techniques, masque provisoirement en 2009 les tendances structurelles d'un système où le poids du nucléaire entrave le développement des énergies renouvelables et les efforts de maîtrise de la demande d'électricité (voir Gros plan n° 1).

## Un pilotage par l'offre autour du nucléaire

La France a mis en place à la fin des années quatre-vingt-dix un dispositif encore en vigueur d'orientation du système électrique qui ne permet pas de faire émerger cette problématique. Ce dispositif est centré sur une Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) qui, elle-même, s'appuie sur un bilan prévisionnel de l'offre et de la demande réalisé tous les deux ans par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, RTE.

Le Bilan prévisionnel, établi sur quinze ans, croise des prévisions de consommation d'électricité, basées sur la projection tendancielle des consommations historiques, et des prévisions d'offre construites à partir des projets des industriels et des objectifs fixés par la PPI. Celle-ci intègre à son tour les prévisions de RTE pour établir, en fonction des besoins éventuels et des orientations de la politique énergétique, des préconisations sur les nouveaux moyens de production à réaliser.

Ce dispositif présente par rapport à une véritable orientation à long terme de nombreux biais. Le premier tient au mécanisme même du Bilan prévisionnel, qui ne prend que partiellement en compte les orientations politiques. Dans l'exercice publié par RTE en 2009 et mis à jour en 2010 (voir Gros plan n° 2), par exemple, la fourchette de prévisions sur la demande électrique se place, même pour les plus basses, à un niveau supérieur à l'objectif de quasi-stabilisation fixé sur la base du Grenelle de l'environnement par la PPI. Ce manque de volontarisme sur la demande conduit bien sûr à une évaluation plus élevée du besoin de capacité de production nécessaire pour maintenir, avec une confiance suffisante, l'équilibre entre offre et demande à moyen et long terme.

L'articulation entre le bilan prévisionnel et la PPI est sur ce plan ambiguë. Le bilan prévisionnel intègre de façon différenciée selon les filières les objectifs prévus dans la PPI, qui à son tour s'appuie plus ou moins selon les filières sur le bilan prévisionnel pour fixer les objectifs. Ainsi, sur le nucléaire, la justification du second EPR dans la PPI 2009 – comme celle du premier EPR à l'époque de la PPI de 2002 – repose sur des arguments externes au bilan prévisionnel : il s'agit ici à la fois du potentiel à l'exportation et de la marge de sécurité associée au risque de perte de capacité du parc existant, si certains réacteurs se voyaient refusée la prolongation de leur durée de vie au delà de 30 ans. En retour, le bilan prévisionnel retient comme acquise la réalisation de ces décisions politiques.

Ce principe de justification externe ne fonctionne pas pour les énergies renouvelables : ici, les prévisions de RTE restent sensiblement inférieures, en termes de capacité installée, aux objectifs fixés par la PPI. Enfin, le bilan prévisionnel intègre l'ensemble des projets consolidés des industriels dans le domaine des centrales thermiques fossiles, qui à leur tour sont considérées dans la PPI comme une donnée externe dont la compatibilité avec ces objectifs, environnementaux notamment, n'est pas ou peu discutée.

L'ensemble contribue donc à construire une vision à moyen terme du système électrique qui met en doute la réalisation d'objectifs ambitieux sur la maîtrise de la demande et le développement des renouvelables, qui prend au contraire comme hypothèse centrale la réalisation des objectifs fixés pour le nucléaire, et qui donne aux énergies fossiles un rôle essentiel dans l'ajustement de l'offre à la demande. L'augmentation des capacités de production en pointe est en effet la réponse privilégiée par RTE et la PPI au risque de défaillance, c'est-à-dire d'écart non rattrapable entre l'offre et la demande pouvant conduire, à un horizon prévisionnel donné, à une probabilité inacceptable de panne sur le réseau.

C'est ainsi que les exercices précédents ont poussé au développement des projets de centrales thermiques en cours de construction en 2009-2010. C'est le cas en particulier du Bilan prévisionnel 2005 qui prévoyait, sur la base d'estimations de la hausse de la consommation d'électricité qui ne se sont pas réalisées, un manque de capacités de production de l'ordre de 1 200 à 1 700 MW entre 2008 et 2010, puis de 1 000 à 1 200 MW supplémentaires par an à partir de 2010, en plus de l'EPR prévu en 2012.

# Gros Plan n° 1

## Le bilan électrique de la France en 2009

Le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité, RTE, publie chaque année le bilan du système électrique français. Ces statistiques permettent, entre autres, de suivre l'évolution de la consommation, de la production et des échanges aux frontières.

Après une consommation record en 2008, atteignant 495 TWh en consommation intérieure brute, l'année 2009 a vu une baisse de 1,6 % de la consommation d'électricité à 486 TWh. Comme pour la consommation d'énergie en général, cette baisse n'apparaît pas comme le produit de mesures de maîtrise de la demande d'électricité, mais comme le simple résultat de la crise économique. Ainsi, en données mensuelles corrigées des variations saisonnières, le mouvement de baisse s'estompe en fait à la fin d'année 2009, où les effets de la crise s'atténuent, avec une consommation supérieure en novembre et décembre à celle de la même période en 2008, où les effets de la crise économique se faisaient déjà sentir.

L'aspect conjoncturel plutôt que structurel de la baisse de 2009 ressort de l'analyse de la disparité des évolutions sectorielles. La baisse globale de la consommation finale d'électricité, qui s'élève à -2,3 % en données corrigées du climat, frappe d'abord les secteurs qui ont subi la crise de plein fouet : la baisse est de -11 % pour l'industrie (et même -23 % pour la sidérurgie). En revanche, la consommation d'électricité du résidentiel-tertiaire, qui représente deux tiers environ de la consommation totale, poursuit malgré la crise économique sa tendance lourde à la hausse. Elle progresse en 2009 de 1,7 % (corrigée du climat, soit 2 % en données réelles), poussée malgré la situation économique par le développement de certains usages, en particulier l'électronique et l'informatique mais aussi le développement massif du chauffage électrique dans les logements neufs.

Du côté de la production, l'année 2009 est marquée par une baisse record de la production électrique nationale, en chute de -5,5 %. La production s'établit à 519,1 TWh, soit 30 TWh de moins qu'en 2008. Cette baisse résulte principalement d'une baisse, pour la troisième année consécutive mais avec une ampleur sans précédent, de la production du parc nucléaire qui perd 6,8 %. Avec 390 TWh (soit 28,3 TWh de moins qu'en 2008), le nucléaire représente toujours 75 % de la production française, mais il atteint son niveau le plus bas depuis 1999.

La deuxième filière de production, l'hydraulique, chute également de 9,2 %, à 61,2 TWh. Les autres renouvelables, loin derrière, progressent de près de 40 % pour l'éolien, qui reste néanmoins à 7,8 TWh, et de 7,5 % pour les autres filières (essentiellement à partir de biomasse), qui représentent en 2009 un total de 4,4 TWh. L'éolien, malgré ce progrès, ne représente que 1,5 % de la production électrique française en 2009. Au total, les productions non fossiles ont diminué alors que la production des centrales thermiques au fioul, au charbon et au gaz, davantage sollicitées pour boucler l'équilibre du système, a augmenté de 3,1 % à 54,8 TWh.

Malgré la baisse de la production, le parc de production français a poursuivi en 2009 une tendance constante à la hausse de la capacité installée, avec une augmentation de 2 600 MWe par rapport à 2008 essentiellement imputable à l'éolien et au raccordement de quatre nouvelles centrales thermiques (trois cycles combinés gaz et une turbine à combustion).

Le solde des échanges d'électricité entre la France et les pays frontaliers reste en 2009 exportateur net, mais le niveau des exportations baisse à 68 TWh et le niveau des importations atteint un record à 43,4 TWh. À part une légère reprise en 2006, le solde n'a cessé de baisser depuis son niveau record de 77 TWh en 2002. Cette baisse s'accélère en 2009 : après une baisse de 20 % environ à 48 TWh en 2008, il chute encore de 47 % en 2009 pour s'établir à 24,6 TWh.

**Tableau 1 – Évolution de la puissance installée et de la production électrique, 2006-2009**

|                       | 2006         |             | 2007         |             | 2008         |             | 2009         |             |
|-----------------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|
|                       | Puiss. (GWe) | Prod. (TWh) | Puiss. (GWe) | Prod. (TWh) | Puiss. (GWe) | Prod. (TWh) | Puiss. (GWe) | Prod. (TWh) |
| Nucléaire             | 63,3         | 428,7       | 63,3         | 418,6       | 63,3         | 418,3       | 63,1         | 390         |
|                       | 54,6%        | 78,1%       | 54,6%        | 76,8%       | 53,8%        | 76,2%       | 52,4%        | 75,1%       |
| Thermique fossile     | 24,6         | 53,8        | 24,1         | 55,1        | 24,7         | 53,2        | 26,2         | 54,9        |
|                       | 21,2%        | 9,8%        | 20,8%        | 10,1%       | 21,0%        | 9,7%        | 21,8%        | 10,6%       |
| Renouvelables         | 28,1         | 66,6        | 28,7         | 71,1        | 29,7         | 77,6        | 31,2         | 74,3        |
|                       | 24,2%        | 12,1%       | 24,7%        | 13,1%       | 25,2%        | 14,1%       | 25,9%        | 14,3%       |
| Hydraulique           | 25,5         | 61,0        | 25,4         | 63,3        | 25,4         | 68,0        | 25,4         | 61,9        |
|                       | 22,0%        | 11,1%       | 21,9%        | 11,6%       | 21,6%        | 12,4%       | 21,1%        | 11,9%       |
| Eolien                | 1,5          | 2,3         | 2,3          | 4           | 3,3          | 5,6         | 4,6          | 7,9         |
|                       | 1,3%         | 0,4%        | 2,0%         | 0,7%        | 2,8%         | 1,0%        | 3,8%         | 1,5%        |
| Autres renouvelables* | 1,05         | 3,3         | 0,95         | 3,8         | 1,0          | 4           | 1,2          | 4,5         |
|                       | 0,9%         | 0,6%        | 0,8%         | 0,7%        | 0,8%         | 0,7%        | 1,0%         | 0,9%        |
| Total production      | 115,9        | 549,1       | 115,9        | 544,8       | 117,7        | 549,1       | 120,4        | 519,1       |

\* principalement déchets urbains, déchets de papeterie, biogaz.

Source : RTE, 2008-2010

## Gros Plan n° 2

# Le bilan prévisionnel et la programmation des investissements

L'orientation des investissements réalisés dans le système électrique français repose sur deux instruments réglementaires introduits à la fin des années quatre-vingt-dix. Le dispositif combine, de façon parfois confuse, un outil de prévision établi par le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité, RTE, et un outil de programmation élaboré par les services du gouvernement et soumis à l'approbation du Parlement.

Le premier outil est le Bilan prévisionnel établi sur quinze ans, dont RTE a publié la quatrième version en 2009. Ce bilan, qui porte à l'horizon 2025, relève d'une problématique d'approvisionnement électrique. Il vise à identifier le risque d'une défaillance de la production française en regard du niveau de consommation, et les besoins de puissance nécessaires pour couvrir la consommation selon les prévisions d'évolution. Une actualisation publiée par RTE en 2010 étudie plus précisément les évolutions envisagées sur l'offre et la demande à l'horizon 2015.

Le second est la Programmation pluriannuelle des investissements (PPI), qui a pour but de traduire, à l'attention des acteurs économiques, des préconisations sur les moyens de production, cohérentes avec les objectifs fixés par la politique énergétique. La PPI, dont la dernière version a été présentée par le gouvernement en juin 2009, prend en compte le bilan de RTE pour identifier les besoins en lien avec les enjeux de sécurité électrique, de compétitivité et d'impact sur l'environnement.

Le bilan de RTE s'appuie traditionnellement sur des prévisions de consommation d'électricité dont même les plus basses, intégrant tout le potentiel envisagé par RTE de maîtrise de la demande, restent à la hausse. Ainsi, les scénarios prévus dans le bilan 2009 prévoient, par rapport à la consommation intérieure de 484,9 TWh en 2008, une hausse comprise entre 4,9 % et 21,9 % à l'horizon 2025. Ces prévisions tiennent compte d'une baisse prévisible d'environ 10 TWh de la consommation liée au transfert de l'activité d'enrichissement de l'uranium pour les réacteurs nucléaires de l'usine Georges-Besse de Tricastin, basée sur le procédé de diffusion gazeuse, vers l'usine Georges-Besse II, sur le même site, mais basée sur la centrifugation. Hors cette baisse ponctuelle, les prévisions sont fondées sur des taux de croissance annuelle de la consommation allant de 0,5 % à 1,7 % jusqu'en 2015, puis de 0,4 % à 1,1 % de 2015 à 2025. L'actualisation 2010 introduit un correctif à la baisse sur les prévisions en 2015, essentiellement lié au report de la baisse induite par la crise économique en 2009 (voir Gros plan n° 1), mais sans révision des taux de croissance annuels.

Ces prévisions sur la demande, fondées sur une projection tendancielle des consommations passées, contrastent avec les objectifs et le scénario issus du Grenelle de l'environnement, qui tablent sur une quasi-stabilisation de la consommation d'électricité à l'horizon 2020. Ainsi, la PPI annonce un objectif de consommation de 492 TWh en 2020, contre 485 TWh en 2008. En comparaison, le scénario dit de « référence » de RTE prévoit une augmentation de 10,4 % à cette date par rapport à 2008, à 535 TWh. De plus, l'ensemble des scénarios sont revus à la hausse par rapport à ceux du bilan prévisionnel précédent, établi en 2007.

Ce contraste est d'autant plus frappant que le bilan prévisionnel RTE est censé intégrer au contraire, sur l'offre, les orientations définies par la politique énergétique sur le choix des options à développer et les projets mis en œuvre par les acteurs industriels. Cette intégration ne s'opère toutefois pas selon les mêmes règles pour toutes les filières de production.

Pour le parc nucléaire tout d'abord, la mise en service du réacteur EPR conformément aux prévisions initiales, c'est-à-dire en 2012, est présentée comme une hypothèse acquise. Le scénario retient également, sur la base d'un « avis communément partagé », l'hypothèse d'un prolongement d'exploitation des réacteurs existants de dix ans au-delà de leur troisième visite décennale, qui suppose pourtant l'obtention à venir des autorisations de sûreté correspondantes. Il évite ainsi toute fermeture de réacteur à l'horizon de moyen terme 2015, et ne les envisage qu'à partir de 2020. Le scénario intègre enfin, au titre des projets engagés en tant qu'il est prévu par le gouvernement, la réalisation du second réacteur EPR à Penly avec une mise en service en 2017. Au-delà de 2020, il prévoit « conventionnellement » le remplacement des réacteurs fermés par de nouveaux EPR afin de maintenir la capacité installée à 65 GW de 2020 à 2025.

Pour le parc de production renouvelable, le scénario ne prévoit aucune évolution particulière sur l'hydraulique mais encadre l'évolution des nouvelles filières. Ainsi, les scénarios centraux autour desquels sont prévus, à l'horizon 2020-2025, des hypothèses hautes et basses, sont les suivants :

- pour l'éolien, seuls les projets validés au moins par un permis de construire sont réputés acquis, soit une puissance totale de 7 GW à l'horizon 2012. Le scénario intègre en termes de projets engagés un développement supplémentaire de 1 GW par an, portant la puissance installée à 10 GW environ en 2015, puis comme hypothèse sur la suite un développement à 17 GW en 2020 et 22 GW en 2025. Cette trajectoire ne correspond pas à l'objectif fixé par le Grenelle de l'environnement et intégré à la PPI, qui est d'atteindre 19 GW de puissance éolienne terrestre plus 6 GW offshore en 2020 ;
- pour le photovoltaïque, la puissance jugée acquise est estimée à 150 MW début 2009, et la puissance correspondant aux projets engagés est estimée à 1 400 MW en 2015. Ici encore, bien que RTE affirme que ce point de passage est compatible avec l'objectif fixé par le Grenelle, on reste loin d'une puissance installée de 5 400 MW en 2020. L'objectif est pourtant prolongé dans le bilan à 10 GW en 2025 ;
- pour la biomasse, le scénario comptabilise au total 50 % des capacités nominales prévues lors des appels d'offre de 2006 et 2008. Par ailleurs, il prévoit la perte de 2 000 MW environ de capacité de production en cogénération entre 2009 et 2015. Aucune autre capacité n'est prise en compte à l'horizon 2020-2025.

Pour le parc thermique classique, enfin, le scénario enregistre les projets finalisés des industriels et comptabilise ainsi 550 MW de turbines à combustion réalisés en 2009 et en 2010, ainsi que dix voire onze cycles combinés gaz totalisant au moins 4 300 MW de capacité de production mis en service d'ici à 2012 ou au plus tard 2013. Le scénario prévoit également la fermeture avant 2015, du fait de leur non conformité aux nouvelles réglementations sur les émissions polluantes, de 3 400 MW de capacité charbon et 750 MW de capacité fioul. En 2025, le scénario prévoit au total 2 900 MW de capacité charbon, 11 400 MW de capacité gaz et 12 700 MW de capacité fioul, soit 27 GW de capacité thermique au total.

## Gros Plan n° 3

### Les plans de développement du véhicule électrique

Les engagements de la France en matière de développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité et de maîtrise de la demande électrique seraient susceptibles, s'ils étaient tenus, de réduire le champ de la consommation d'électricité nucléaire. Afin de maintenir des débouchés pour le parc existant et à venir de réacteurs, le gouvernement et l'industrie ont développé, en lien avec les constructeurs automobiles français, l'idée d'un programme massif en faveur du véhicule électrique.

C'est ainsi que le Président de la République a fixé des objectifs très ambitieux, appuyés par un plan en 14 mesures présenté par le Ministre de l'écologie en octobre 2010. Le Plan national de développement des véhicules électriques vise un objectif de 2 millions de véhicules à l'horizon 2020, et 4,5 millions en 2025, ce qui représenterait environ 27 % du marché à cet horizon.

Malheureusement, c'est bien en partant d'une logique d'offre et non d'une analyse des usages, comme ils l'ont fait autrefois avec le chauffage électrique, que les défenseurs du nucléaire se font les promoteurs du véhicule électrique. C'est ainsi qu'on a pu voir, dans le groupe de travail installé par le Ministère de l'écologie sur la gestion de la pointe, Areva présenter sa vision du sujet<sup>1</sup>. Raisonant en énergie, le constructeur de réacteurs estime que la demande supplémentaire liée aux véhicules électriques pourrait répondre au problème de surcapacité du parc nucléaire et permettre, en portant à plus de 90 % son facteur de charge moyen (qui est aujourd'hui en baisse, et inférieur à 83 %), de justifier une production supplémentaire de 67 TWh. Celle-ci correspondrait à la moitié des déplacements de véhicules particuliers et petits utilitaires, soit la quasi-totalité des déplacements de proximité. Selon Areva, un taux de 100 % d'électrification du parc automobile serait même atteignable avec 120 TWh de production supplémentaire par rapport au niveau actuel.

Le problème est bien sûr que ce n'est pas, compte tenu de la dynamique de recharge des véhicules sur le réseau, le raisonnement en énergie mais celui en puissance qui dimensionne les besoins. Pour Areva, qui note qu'un million de véhicules électriques en recharge lente appellent 3000 MWe (l'équivalent de deux réacteurs EPR), cet obstacle peut être entièrement levé par un réseau « ultra intelligent ». C'est compter sans les problèmes techniques et les contraintes économiques que cette perspective soulève.

Principal gestionnaire des réseaux de distribution, la filiale dédiée d'EDF, ErDF, se montre extrêmement claire sur ce point<sup>2</sup>. Elle rappelle que si une recharge lente, en 10 heures, représente environ la consommation électrique d'un chauffe-eau, une recharge en 1 heure induit une consommation équivalente à celle d'un immeuble et une recharge « flash », en 3 minutes, l'équivalent de la consommation d'un quartier ! Ainsi, les véhicules électriques pèseront en moyenne dix fois plus en puissance appelée qu'en énergie sur le bilan national. L'appel de puissance pour 2 millions de véhicules pourrait atteindre 10 % de la puissance de pointe.

ErDF insiste également sur les aspects économiques. Les investissements dans l'installation des prises et le renforcement du réseau, estimés à 1,7 milliards d'euros pour 4 millions de bornes de recharge lente en zone urbaine dense, peuvent être multipliés par 3 ou davantage si des bornes de recharge rapide sont installées et si l'équipement s'étend à des zones moins denses. ErDF note également que la mobilité réduit l'efficacité économique de l'infrastructure : puisqu'il faut prévoir en moyenne 2,2 prises par véhicule (une au domicile, une sur le lieu de travail, plus les espaces publics), les investissements ne sont utilisés qu'à 45 %. Surtout, le mode de financement prévu par le gouvernement, qui repose notamment sur les mécanismes de péréquation, est en réalité inégalitaire puisqu'il implique que l'ensemble des consommateurs d'électricité paye le déséquilibre entre puissance et énergie généré par les seuls utilisateurs de véhicules électriques.

Le plan apparaît clairement comme une décision politique de soutien au nucléaire, prise en amont de toute réflexion prospective poussée sur la cohérence entre l'évolution à long terme du secteur des transports et de l'électricité – sans parler de l'absence totale d'analyse des marges de manœuvre pour réduire par l'aménagement du territoire et l'organisation de l'activité les besoins de mobilité individuelle. Il n'existe pas d'étude sérieuse comparant les conditions de déploiement de ces véhicules, prenant en compte les obstacles et les coûts associés, avec les autres options envisageables en termes d'évolution des transports.

Pire encore, ce sont à l'inverse les conclusions des études publiques qui doivent s'adapter aux discours politique. Ainsi, en 2008 déjà, la publication d'un rapport du Centre d'analyses stratégiques qui émettait trop de réserves sur le déploiement des véhicules électriques avait été retardée pour ne pas perturber les annonces du

1 - Areva, présentation au « Groupe de travail Maîtrise de la pointe électrique », atelier du 23 novembre 2009.

2 - ErDF, « Problématique de gestion de pointe du distributeur pour la recharge des véhicules électriques », présentation au Groupe de travail sur la gestion de la pointe électrique, atelier du 23 novembre 2009.

Président de la République en faveur d'un plan national au Mondial de l'automobile de Paris. Et, à l'été 2009, les conclusions d'une étude de l'ADEME sur les transports électriques ont été retouchées pour donner un tour moins critique à des résultats pourtant accablants sur l'impact environnemental du plan. Car si Areva affirme, faisant semblant de croire que les véhicules électriques seront alimentés en électricité nucléaire en base, que leurs émissions seront environ 5 fois moindres, à 20 gCO<sub>2</sub>/km, que celles des meilleurs véhicules thermiques, la réalité du système électrique est toute autre. En France, tant que le parc reste limité à des flottes captives dont l'usage est parfaitement prévisible, la recharge de nuit à faible contenu de CO<sub>2</sub> a toutes chances de rester la règle. Mais si l'utilisation se répand dans le grand public, outre que l'accès à une prise de recharge de nuit risque de rester problématique pour les véhicules qui couchent dans la rue, il est très probable qu'une partie des usagers sera amenée à faire ou refaire le plein d'électricité dans la journée et évidemment bien plus rapidement qu'en 7 heures. Les constructeurs préconisent d'ailleurs l'installation de « bornes » pour des recharges à 80 % en une demi heure. Mais alors que la recharge de nuit en 6 ou 7 heures appelle une puissance de l'ordre de 3 kW (comme un chauffe eau), la recharge à 80 % en une demie heure appelle une puissance de l'ordre de 40 kW.

Si le plan du gouvernement marche comme sur des roulettes, en 2020 deux millions de véhicules électriques (6 % du parc) rouleront en France et, si tous les automobilistes les rechargent la nuit, nous économiserions alors environ 3 Mtonnes de CO<sub>2</sub>. Si la moitié de ces véhicules rechargent leur véhicule de jour, l'économie de CO<sub>2</sub> tombera autour de 2 millions de tonnes. Si 1 automobiliste sur 20 profite de la pause du déjeuner pour effectuer une recharge « flash » de son véhicule, la puissance totale appelée brutalement sera de l'ordre de 2,5 GW avec un contenu de CO<sub>2</sub> par kWh de l'ordre du kg, de quoi ruiner l'effort accompli par le million d'automobilistes qui auront fait l'effort de ne recharger leur véhicule que la nuit. Et les émissions moyennes du parc de s'envoler.

Enfin, malgré des hypothèses plutôt favorables en termes de mix de production, l'ADEME estime qu'un véhicule électrique, atteint une moyenne de 126 gCO<sub>2</sub>/km en Europe compte tenu de la composition actuelle du parc européen.