GT Offres à effacement de type EJP et Tempo
RAPPORT D'OPPORTUNITÉ

Table des matières

I. CONTEXTE ET OBJECTIF DU GT : *3*

II. MOYENS MIS EN ŒUVRE: *3*

III. Objectifs souhaités par les participants *4*

IV. Un partage du signal porté par une gouvernance centralisée par RTE : « proposition 13 » *6*

1) Résultats des études statistiques sur les EJP passés et leurs usages. **6**

2) Définition de critères de gouvernance explicites et transparents. **6**

3) Présentation par EDF des modalités de déclenchement des tirages des effacements EJP et Tempo **8**

V. Proposition alternative de EDF : les contrats miroirs *8*

1) Modèle de partage par contrats miroir **8**

2) Positionnement des participants sur la proposition de EDF **8**

VI. Proposition alternative de Direct Energie : une « 3ème voie » *10*

1) Une « 3ème voie » pour le développement des effacements avant 2015 (mécanisme de capacité de la loi NOME) **10**

2) Positions des participants sur la proposition de Direct Energie **11**

VII. Pré requis techniques à la mise en commun du signal EJP-Tempo *14*

1) Système de comptage ERDF **14**

2) Transmission du signal d'activation par RTE **15**

VIII. Conclusions du GT et proposition à la CAM *15*

ANNEXE 1 : PROPOSITION 13 du Rapport Poignant-Sido *16*

ANNEXE 2 : Rappels sur les offres TEMPO et EJP (par EDF) *17*

ANNEXE 3 : Point sur les ELD disposant d'un signal propre EJP-Tempo *22*

ANNEXE 4 : Statistiques d'utilisations des EJP *24*

ANNEXE 5 : Modalité de déclanchement EJP-Tempo (EDF) *26*

ANNEXE 6 : Contrats miroirs (EDF) *29*

ANNEXE 7 : Conclusions de la réunion de concertation des pilotes des trois GT traitant des effacements *32*

I. CONTEXTE ET OBJECTIF DU GT :

Lors du CURTE plénier du 3 juin 2010, RTE a souligné, parmi les propositions du rapport parlementaire « Poignant - Sido », les propositions qui donneraient lieu, à court ou long terme, à des travaux pilotés par le CURTE. Concernant la proposition 13 (cf. Annexe 1), certains acteurs ont souhaité que l'analyse de cette proposition soit inscrite dans les travaux du CURTE pour l'année 2010. Ainsi, RTE a proposé aux acteurs que soit menée, au sein de la Commission d'Accès au Marché, une première phase de discussion pour estimer si une phase de concertation plus formelle mérite d'être lancée sur ce sujet.

Les travaux du présent GT s'inscrivent dans cette première phase.

La proposition 13 du rapport vise à « Permettre à l'ensemble des fournisseurs de proposer des offres utilisant les signaux EJP et TEMPO », et avance qu'« il semble opportun de confier la gouvernance de ce signal à RTE ». Dans ce contexte elle demande :

1. de définir des critères d'activation du signal qui soient objectifs et transparents, mais également de nature collective (puisque le signal ne pourra être différencié par fournisseur)
2. d'envisager des contrats appropriés qui permettent de corriger les pertes ou gains de revenus qui résulteraient, pour les fournisseurs, des différences d'appréciation entre eux et RTE quant à la meilleure localisation des jours,
3. de proposer un portage du coût du maintien de la chaîne de transmission des ordres qui soit mutualisé entre ses utilisateurs.

A noter que lors de la première réunion du GT, Direct Energie, pilote du GT, a rappelé que sa demande en CURTE du 3 juin 2010 était que le GT étudie de façon conjointe les propositions 13 et 18. RTE a répondu que cela ne correspondait pas aux objectifs fixés en CAM plénière pour ce GT, dont les livrables attendus sont clairement sur la gouvernance du signal EJP et TEMPO. Par ailleurs, en CURTE du 3 juin, il a été acté que la proposition 18 soit traitée dans le cadre des travaux sur les évolutions des règles engagés dans le cadre de deux groupes de travail de la Commission Accès au Marché sur la « segmentation et la valorisation des effacements » et sur l' « intégration des ajustements diffus dans le modèle de marché ».

NB : Compte tenu des interactions fortes entre les dimensions économiques (valorisation) et technique (signal EJP-Tempo) du problème, il a alors été convenu en CAM d'organiser une réunion de concertation des pilotes des 3 GT, F. Choné (Direct Energie), G. Lehec (GDF Suez), P. Gay (ERAMET), afin de clarifier dans quel GT pouvait être traitée la proposition 18. Les conclusions de cette réunion sont jointes en annexe 7 de ce rapport.

Aucune évolution du périmètre d'étude du GT n'a été entérinée lors des CAM plénières suivantes durant lesquelles le GT a rapporté de ses actions.

II. MOYENS MIS EN ŒUVRE:

Neuf sociétés ou groupements ont contribué aux réflexions du GT : Actility (Nicolas Jordan), Direct Energie (Anne Barbarin, Fabien Choné, Arnaud Neveu, Antonin Coliche), GDF Suez (Olivier Ducarme, Antoine Roussel, Bruno Reynard), ERDF (Guy Maillant, Rémy Grasset, Laurent Perrault, Lydie Spitalier), Voltalis (Nicolas Gauly, Pierre Bivas), EDF (Alice Fournier, Didier Nazon, Pierre Castagné, Hélène Gelineau, Patricio Carfagnini), UNELEG (Grégory Albertier), SRD / ELE (Alain Ragot), GEG / ELE (Béatrice Monod).

Pour RTE ont contribués aux réunions : Laldjee Farahnaz, Sandrine Valadeau, Bernard Larripa, Galileo Barbieri, Cyrille Mainnemarre, Patrick Mouttapa. Ces contributions ont été complétées par le soutien d'experts de RTE lors de questions ou d'études ciblées.

Le GT a tenu un total de sept[1] réunions sur 2010 et 2011. A ces réunions s'ajoute une réunion thématique sur le thème «Moyens à mettre en œuvre pour ouvrir le marché des effacements avant 2015 » qui a eu lieu le 20 décembre 2010 avec Direct Energie (F. Choné), GDF Suez (G. Lehec), ERAMET (P. Gay).

L'espace CURTE a été ouvert aux participants du gt qui ont pu échanger des documents sur les répertoires associés à chaque réunion. L'ensemble des contributions y reste consultable, de même que ce rapport final qui y a été versé sur le répertoire le 22 septembre 2011.

III. Objectifs souhaités par les participants

En préalable aux travaux du GT, EDF a rappelé les principes des offres EJP et Tempo (cf. Annexe 2).

L'ensemble des objectifs particuliers des participants a été exprimé et tracé afin de dégager un consensus pour une mise en œuvre pratique de la proposition 13.

Direct Energie : souhaite une ouverture du marché sur des offres équivalentes aux tarifs EJP et TEMPO. Il demande des éléments chiffrés sur l'offre EJP-TEMPO actuel et le potentiel de développement. Pour Direct Energie, il existe une valeur au niveau national pour une gestion centralisée car elle permet de contribuer à la sécurité d'alimentation en réduisant la défaillance. Direct Energie estime que disposer d'un signal propre d'effacement mobile de type EJP et TEMPO n'est pas la priorité, celle-ci concernant la mise en œuvre d'un signal collectif reflétant l'intérêt pour le système tout entier d'un lissage des pics de consommation.

RTE : rappelle qu'il n'a pas particulièrement souhaité disposer de la gouvernance du signal EJP-TEMPO. Toutefois, dans une telle perspective, RTE souhaite clairement définir avec les acteurs du marché et les autorités publiques, les critères explicites, transparents et non discriminatoires, publics et à but de bien être social. Cette définition commune est l'objectif central du GT. En deuxième lieu, les délais et coûts de mise en place (technique et SI) sont à évaluer pour éclairer la proposition que pourra formuler le GT vers les instances de décision. Enfin, RTE rappelle que depuis quelques années, il a accès à des EJP régionalisés pour gérer des situations de tensions locales de l'équilibre du système. Le critère d'activation visé par proposition 13 est un critère national qui soulèvera la question de conserver ou non ce découpage/activation régionalisée.

GDF SUEZ : souhaite connaître les critères d'activation historiques des signaux EJP et TEMPO ; sur niveau de consommation ?, sur critère de marge EoD ? , sur critères réseau ? , pour raisons d'urgence ? GDF SUEZ souhaite savoir comment seront traités les écarts induits sur les fournisseurs (question en lien avec le timing d'activation du signal). De même, il souhaite savoir quelle est la visibilité du profilage et les échantillons/observation d'effacement : sont-ils publics ? Existe-il des analyses sur les reports en J+1 ? GDF SUEZ considère que la régionalisation n'est pas gérable car il n'y aurait pas de foisonnement suffisant pour les fournisseurs. Enfin, il considère que les formules tarifaires actuelles sont inadaptées et souhaite savoir si celles-ci sont modifiables. *RTE répond qu'a priori et vu les objectifs de délai, il semble préférable de considérer ces paramètres (durée d'activation, etc.)*

[1] : 16 septembre 2010 14 octobre 2010, 18 novembre 2010 20 janvier 2011 , 25 mars 2011, 5 mai 2011, 20 juin 2011.

inchangés. GDF SUEZ souhaiterait disposer de son signal propre EJP-TEMPO qu'il activerait de façon optimale pour "sourcer" son engagement client. Enfin, il souhaite connaitre le planning de mise en œuvre des signaux.

ERDF : comprend que la demande du président du groupe de travail vise à rendre techniquement possible l'utilisation du signal EJP-TEMPO par l'ensemble des fournisseurs. ERDF souhaite en connaitre les implications en termes de niveau : quelle taille a priori pour ce marché et quel impact en termes de compteurs à reconfigurer ou installer. L'arrivée de Linky est à prendre en compte dans l'évaluation de l'opportunité de faire évoluer le parc de compteurs existant. Les coûts opérationnels et capitalistiques devront trouver un financement clairement identifié. Par ailleurs, ERDF s'interroge sur l'impact opérationnel en aval du processus dans « RecoFlux »: actualisation des profils, évolution des élasticités…qui ont leur système de gouvernance. Pour finir, du fait de l'ensemble de ces incertitudes, ERDF émet des réserves sur les délais et les coûts d'un transfert opérationnel de la gouvernance actuellement aux mains de EDF vers RTE. Ce transfert de gouvernance ne doit pas impacter les questions de propriété des actifs permettant de transmettre le signal et de rémunération du service correspondant. ERDF interroge aussi l'objectif du GT en mentionnant que l'objectif de limitation des émissions de CO2 peut tout autant se refléter dans une limitation de la pointe nationale que dans la limitation de consommation lors de tension du système car alors des moyens polluants sont souvent requis pour assurer l'équilibrage du système. *RTE répond à ce sujet que le GT est mandaté pour une réflexion sur la proposition 13 telle qu'écrite et toute évolution de cet objectif ne pourra être envisagée que par une instance décisionnelle supérieure (CAM plénière …). ERDF suggère que pour couvrir ces risques, les critères d'envoi des ordres soient définis avec l'ensemble des parties prenantes*

EDF : souhaite que le GT traite des conditions techniques, opérationnelles et commerciales du transfert de signal à RTE. EDF indique que ces effacements sont gérés d'une part dans le cadre d'une politique de risque moyen terme visant à assurer l'équilibre sur son périmètre d'équilibre et d'autre part sont gérés de façon à optimiser le sourcing comme un moyen de production. Dans le cas d'un transfert du signal à la main de RTE, EDF souhaite, comme cela est précisé dans la proposition 13, que des contrats appropriés soient envisagés afin de corriger les pertes ou gains de revenus qui résulteraient, pour les fournisseurs, des différences d'appréciation entre eux et RTE quant à la meilleure localisation des jours. Dans le cas où la mise en place de tels contrats entre RTE et les fournisseurs s'avérerait délicate, d'autres moyens peuvent être imaginés pour permettre un accès de l'ensemble des fournisseurs aux seuls signaux existants. EDF propose de présenter une méthode de mise à disposition de signaux EJP virtuels dans le cadre de contrats « miroir » entre fournisseurs et EDF. EDF exposera cette méthode aux participants du GT.

ELE/SRD : SRD rappelle que certaines ELD ont leur propre signal EJP/TEMPO sur une fréquence distincte du 175Hz (167Hz pour SRD). Cet usage distinct de celui d'EDF a prouvé son intérêt local tant pour la gestion du réseau (SRD dans la Vienne) que pour l'équilibre offre-demande du périmètre du fournisseur historique de l'ELD (Sorégies dans la Vienne). Suite à une suggestion d'installer, dans les postes source des ELD utilisant des fréquences différentes du 175 Hz, des systémes d'émission à 175 Hz, SRD indique que ces solutions ne sont pas envisageables pour des raisons techniques et financières . SRD précise également que les coûts des systèmes d'émission à installer dans les Postes source sont non négligeables (de l'ordre de plusieurs centaines de k€) et de plus deviendront rapidement obsolètes du fait de l'arrivée d'AMM. On peut aussi noter que les systèmes des ELD, qui gèrent ces ordres tarifaires de manière autonome, ne sont pas prévus pour être pilotés par des ordres

externes régionaux ou nationaux. Par ailleurs, les ELD qui perdraient cette gouvernance verraient l'équilibre financier de leurs contrats actuels remis en cause de manière significative et devraient donc être compensées financièrement.

Dans l'ensemble, le GT découvrait l'existence de ce marché local EJP-TEMPO et a demandé à SRD de collecter des informations sur la volumétrie concernée (ELD, compteurs, puissance, énergies…). SRD a donc présenté les résultats de son investigation sur le volume d'ELD ayant un signal EJP-TEMPO propre.

ELE/GEG : se questionne sur la taille du marché actuel, des volumes de clients sur ces offres et du potentiel d'évolution. Existe-t-il une flexibilité pour des offres nouvelles ?

UNELEG : se questionne sur les problèmes engendrés par l'externalisation des signaux actuellement gérés par le ELD et sur l'usage de ces signaux pour gérer des flux. Il affirme qu'il y a une spécificité des ELD pour la limitation de leur pointe locale, et indique notamment que pour certaines ELD, les jours aléatoires sont à la main du GRD qui les détermine de façon transparente selon des contraintes réseaux (chute de tension, capacité des ouvrages …), sans aucun lien avec l'optimisation d'un portefeuille de sourcing.

En synthèse, il apparaît que le GT souhaite d'abord comprendre les utilisations passées des signaux EJP-Tempo avant d'en prescrire éventuellement les critères d'activation pour une mise en œuvre par RTE. Des difficultés techniques semblent probables (question des ELD et de l'utilisation locale du signal, lourdeur de la transmission complète de la chaine de commande vers RTE, question du synchronisme national des signaux…). Les acteurs souhaitent aussi rechercher les solutions pratiques d'un partage du signal (comptages requis pour la facturation) et le vrai potentiel de développement (volumétrie et délais pratiques) qui dépend des conditions économiques d'accompagnement avant la mise en place du mécanisme de capacité (loi NOME).

IV. Un partage du signal porté par une gouvernance centralisée par RTE : « proposition 13 »

1) Résultats des études statistiques sur les EJP passés et leurs usages.

Suite aux premières demande des acteurs, RTE a réalisé des statistiques sur les EJP passés pour mieux en appréhender l'usage par EDF. Les résultats sont joints en annexe 4. Ils montrent une démarche structurée et d'utilisation prudente par EDF du stock d'EJP qui l'amène à conserver des EJP pour palier une vague de froid en fin d'hivers.

2) Définition de critères de gouvernance explicites et transparents.

RTE présente initialement un indicateur de mesure de respect du critère d'activation EJP-Tempo selon la proposition 13 (nombre de bons jours de pointe sur les 22 jours optimaux connus ex-post). Cet indicateur est appliqué sur l'historique : il permet de comparer les choix « idéaux» à effectuer selon cet indicateur aux choix réels des jours EJP depuis 2005. RTE présente alors plusieurs stratégies simples d'activation basée sur les températures normales et les prévisions de consommation de court terme (1 à 13 jours).

EDF fait remarquer que la méthode qualifiée d'« optimale » dans la présentation n'est optimale qu'au regard du critère rustique choisi, qui est le niveau de consommation. Elle n'intègre notamment aucune gestion de risque.

Les autres participants suggèrent une amélioration par pondération des volumes de pointe.

RTE présente dans un deuxième temps de nouveaux indicateurs de mesure demandés lors du précédent GT, puis les mesures d'efficacité de différentes stratégies d'activation des EJP dans le respect du critère d'activation pour limitation des pointes de consommation France. Des améliorations sensibles de performance des stratégies sont démontrées sur une approche à seuil dynamique qui se rapproche d'une l'approche par valeur de Bellman. Des propositions sont faites en séance pour améliorer la méthode proposée par RTE sur seul critère de pointe de consommation :

EDF rappelle alors que sa la lecture d'EDF du rapport Sido- Poignant est que le service attendu par les effacements EJP et TEMPO est de couvrir les tensions du système électrique et non un simple écrêtement des pointes maximales de consommation. Ces tensions, qui sont par nature acycliques, résultent de problème d'équilibre entre l'offre et la demande. Ne considérer que le niveau de demande comme critère ne permettrait pas de révéler les tensions du système. La tension du système est quant à elle davantage révélée par les prix de marché. EDF suggère donc que la méthode proposée par RTE intègre une gestion de risque. Pour EDF, la méthode proposée par RTE conduirait à ne plus avoir d'effacement en stock à partir de début février et aurait un impact négatif sur la sûreté du système électrique. Par exemple, avec une telle méthode n'intégrant pas de gestion de risque pour l'activation des effacements, RTE n'aurait plus disposé de ce levier pour passer la vague de froid de mars 2005.

UNELEG et GDF Suez rejoignent la position d'EDF. Direct Energie aussi, excepté concernant la référence au prix de marché comme indicateur de la tension du système (de nombreuses situations de tension ayant eu lieu à prix contenus et inversement…). ERDF n'a pas de position sur ce sujet et ne pense pas en proposer. Tous les participants du GT ont été invités à s'exprimer par écrit sur ce point. Un consensus se dégage sur le fait qu'un simple lissage des pointes de consommation ne contribue pas suffisamment à la mission de sécurité d'approvisionnement.

Direct Energie propose alternativement d'intégrer la question de sécurité d'approvisionnement dans le critère de RTE en ajoutant une prévision de disponibilité du parc basée sur les prévisions de maintenance et d'indisponibilité statistique, telles qu'utilisées dans les exercice de passage de l'hiver et de l'été menés par RTE. GDF Suez oppose qu'un tel critère ne prendrait pas en compte la possibilité de recourir à une énergie peu chère en Europe si c'est le cas et donc épuiserait potentiellement les EJP inutilement. Direct Energie convient qu'une approche de gestion orientée sur les marges est plus adaptée à une sécurité d'approvisionnement de la France (ce qui suppose de tenir compte des interconnexions). La méthode actuelle de gestion des EJP-TEMPO par EDF pourrait être transposée à RTE avec sans doute quelques adaptations comme le périmètre du portefeuille.

Ce dernier point est transmis en CAM plénière du 4 avril. La position neutre de RTE excluant un critère basé sur une prévision des marges en J-1 est confirmée. RTE rappelle donc que son rôle doit être neutre et que le design de marché actuel ne lui permet pas d'agir sur l'équilibre offre-demande avant le temps réel. RTE rappelle également que le but principal de la proposition 13 du rapport Poignant-Sido est « la maîtrise de la pointe » et non pas la « sécurité d'approvisionnement. »[2]

[2] Rapport Poignant-Sido, paragraphe II.1 :
« Pour renforcer la sécurité d'approvisionnement à moyen et long terme lors des pointes de consommation d'électricité, il est nécessaire de maîtriser la croissance de demande à la pointe selon trois axes :
− la maîtrise globale de la demande ;
− la maîtrise des usages contribuant à la croissance de la pointe ;
− le développement des effacements de consommation. »

EDF fait remarquer que si les participants jugent pertinente la méthode de gestion actuelle des EJP/TEMPO par EDF, alors la proposition faite par EDF d'un maintien de la gouvernance actuelle et une mise en place de contrats miroir entre EDF et les autres fournisseurs permet de répondre à la question du partage de signal.

3) Présentation par EDF des modalités de déclenchement des tirages des effacements EJP et Tempo

EDF présente (cf. Annexe 5) ses principes de déclenchement des tirages des effacements qui sont basés sur des méthodes de gestion de stock en univers incertain (valeurs d'usage –dite de Bellman- du stock par analyse de scénarii de consommation et de prix).

Le déclenchement effectif des effacements utilise ces valorisations complétées par des règles de prudence (éviter d'assécher le stock d'effacement pour palier une vague de froid tardive…) et parfois la prise en compte de circonstances exceptionnelles (par exemple éviter de placer des effacements juste après le rétablissement de l'électricité chez des clients ayant subi des coupures suite à des tempêtes…).

Direct Energie suggère qu'en cas de pilotage du signal d'effacement par RTE, RTE utilise un critère de marge comme cela devrait être le cas à son avis pour les effacements certifiés pour le mécanisme de capacité. RTE répond que, comme confirmé lors de la CAM du 4 avril, son rôle doit être neutre sur les marchés et que le design de marché actuel ne lui permet pas d'agir sur l'équilibre offre-demande avant le temps réel.

V. Proposition alternative de EDF : les contrats miroirs

Lors de la première réunion du GT, EDF a proposé un mode de partage virtuel du signal EJP-Tempo.

1) Modèle de partage par contrats miroir

Le principe des contrats miroir est un mécanisme coopératif basé sur des contrats volontaires entre plusieurs acteurs pour mettre en œuvre des échanges de NEB selon des principes qui approchent ce que donnerait un accès réel à un signal d'effacement par acteur. Le signal physique est conservé par un seul acteur (contrainte technique du 175Hz), en l'occurrence EDF, mais les autres acteurs peuvent choisir le moment de leur choix pour activer leur signal virtuel qui donne lieu à une NEB vers leur périmètre d'équilibre qui équivaudrait à un effacement physique.

Voir annexe 6 pour les compléments d'information.

2) Positionnement des participants sur la proposition de EDF

Direct Energie : n'est pas favorable à cette solution car, même si elle contourne effectivement la question du transfert du signal de EDF vers RTE, elle ne résout ni la problématique SI de ERDF, ni la question, fondamentale pour le développement de nouvelles offres de ce type, de la représentation économique de la valeur puissance. Par ailleurs, le signal réel étant distinct du signal des contrats miroir, il y existe un risque d'écart en énergie. Enfin, pour Direct Energie, le fait de maintenir une différence de traitement entre l'acteur historique et les autres n'est a priori pas souhaitable, en tout cas

sur le long terme. Ceci ne pourrait donc être justifié que transitoirement et par une solution réglant la question principale de la juste valorisation des effacements sur le marché libre.

SRD/ELE : Dans sa présentation du principe de fonctionnement d'un contrat miroir, EDF a précisé dans les éléments de contexte la particularité de certaines ELD concernant le signal technique (différent du 175 Hz) et donc le fait que la proposition de contrats miroirs ne concernait que les signaux à la main d'EDF. D'autre part, pour les ELD utilisant le même signal technique, la mise en œuvre de ce type de contrat semble complexe voire peu applicable du fait des très faibles volumes concernés et a fortiori pour les ELD de plus petites tailles.

ERDF : Dans le cadre de l'ouverture des offres EJP et TEMPO à tous les fournisseurs, EDF a proposé des principes de fonctionnement de contrats miroirs, permettant à chaque fournisseur de virtuellement choisir ses propres jours de pointe. Les offres EJP et TEMPO concernant des clients du RPD, les GRD pourraient être sollicités, dans la mesure où ils connaissent au jour le jour le stock de clients EJP-TEMPO dans le périmètre des différents RE et ils calculent les bilans de consommation des clients EJP-TEMPO via les profils qui leurs sont dédiés. Pour les clients alimentés sur son réseau, ERDF pourrait en conséquence construire des prestations optionnelles payantes permettant de rendre le système de contrat miroir objectif et non discriminatoire. ERDF dispose, dans son système de Reconstitution des Flux et avec les profils associés, des données permettant de reconstituer l'effacement d'un portefeuille EJP-TEMPO d'un RE.
Ce calcul nécessite :

- l'accès à l'information sur les calendriers de jours spéciaux décidés par les RE,
- l'ajustement des profils à ces jours spéciaux,
- l'évaluation de la puissance différentielle liée aux nombres de clients et à leur consommation mesurée, qui peut constituer une référence pour l'évaluation des NEB.

Ces calculs peuvent être effectués selon différentes échéances à préciser. ERDF s'associe à la réflexion sur la certification de ces calculs.

Il est pour cela impératif que la logique de gestion des EJP-TEMPO soit identique à celle utilisée actuellement (zones géographiques pour les EJP, nombre de jours spéciaux pour les EJP et TEMPO).

D'autres prestations pourraient être envisagées pour aider les RE à connaitre leur potentiel

Le financement et les limites de responsabilités de ces prestations seront des points importants à aborder avant toute décision, ainsi que leur instruction dans le dispositif de gouvernance entre les acteurs.

UNELEG : rappelle que certains ELD gèrent avec EJP et Tempo des contraintes locales et qu'un partage du signal poserait problème. UNELEG n'est pas favorable à cette proposition.

GDF Suez : rappelle les 3 questions principales qui sont liées à l'effacement par les signaux EJP & Tempo :

- Une problématique technique double :
  - Amont : transfert du signal d'EDF vers RTE (question qui semble relativement simple)
  - Aval : problématique technique côté ERDF au niveau des compteurs (cf. présentation d'ERDF sur le sujet lors de la réunion)
- Une problématique de valorisation économique
- Une problématique de définition de critères d'activation du signal.

Il s'agit bien de problématiques indépendantes, même s'il peut exister des liens entre elles.

1. La proposition de contrat miroir ne règle clairement pas les 2 premiers points mais a pour but de donner une réponse au 3ème. Le seul impact sur la problématique aval côté compteurs serait l'estimation du profil virtuellement effacé.
2. La proposition règle la problématique de la gouvernance du signal et semble assez vertueuse : chacun a son propre signal (simplifie grandement la problématique de définir un signal commun à tous les acteurs.)
3. GDF Suez est favorable sur les principes, il reste à voir ensuite comment ce principe serait mis en œuvre.
4. Cela devrait rester une situation transitoire car EDF garderait un rôle différencié des opérateurs alternatifs. En terme d'image par exemple, le client d'un alternatif ne serait pas effacé les jours choisis par son fournisseur (le serait virtuellement) mais bien les jours choisis par EDF.

GDF Suez souligne pour finir qu'il semble que cette proposition ne soit pas incompatible avec une rémunération au titre du marché de capacité. Celle ci pourrait être allouée en parallèle du contrat miroir qui ne rémunérerait que la part énergie.

VI. Proposition alternative de Direct Energie : une « 3ème voie »

Par ailleurs et suite avec la proposition d'ERAMET lors de la concertation des trois GT effacement (cf. Annexe 7), Direct Energie propose de réfléchir à une troisième voie qui, transitoirement d'ici à la mise en œuvre de Linky et de l'apparition d'une valorisation de la puissance permise par le mécanisme de capacités, serait :

- le maintien de la gouvernance du signal par EDF
- la création d'un espace de valorisation des nouveaux contrats d'effacements (utilisant les mêmes signaux que EJP et Tempo, mais non réglementés) par recours à un appel d'offre répondant à la logique de l'article 7 de la loi NOME (proposition ERAMET).

Cette troisième voie pourrait permettre de répondre aux propositions 13 et 18 du rapport Sido Poignant en :

- s'affranchissant des difficultés de transfert à court terme du signal EJP de EDF vers RTE (évolutions SI, critère de gouvernance du signal…)
- rendant une valeur puissance aux nouveaux effacements (telle qu'elle existe dans les tarifs tempo et EJP, pour lesquels EDF continuera à bénéficier de la gestion en exclusivité du signal) et donc assurer le développement de nouvelles offres de ce type sur le marché libre par tous les fournisseurs (y compris EDF).

1) Une « 3ème voie » pour le développement des effacements avant 2015 (mécanisme de capacité de la loi NOME)

La loi NOME met en place le mécanisme de capacité préconisé par les propositions 16 et 17 du rapport Poignant-Sido. Par ailleurs, l'élargissement des offres d'effacement de type EJP-Tempo aux fournisseurs alternatifs répond à la proposition 13 du même rapport.

Direct Énergie souligne toutefois que la proposition 18 n'a été traitée par RTE que sous l'angle d'une valorisation des effacements sur le mécanisme d'ajustement et non sur le marché de l'énergie. A son sens, la proposition 18 vise à créer un transitoire pour le développement des effacements, même si la cible des marchés de capacité n'est pas encore connue. Cette mise en place pourrait se faire en améliorant la sécurité d'approvisionnement française mais sans perturbation de l'équilibre technico-économique actuel.

Ainsi, Direct Énergie pense que :

- une gouvernance des signaux EJP-Tempo par RTE avant la mise en place du mécanisme de capacité, pourrait créer une confusion des rôles entre EDF et RTE pour la Sécurité d'approvisionnement, et ne résout par le problème de la bonne valorisation des effacements (part puissance).
- la solution de contrats miroirs, proposée par EDF, maintient pour EDF un outil utile à sa mission implicite de sécurité d'approvisionnement mais sans pour autant répondre à la question de la valorisation de la puissance, ni respecter scrupuleusement l'équilibre économique du transfert d'énergie correspondant.

Direct Énergie présente une déclinaison de la proposition faite par Eramet dans le cadre de la concertation des pilotes de GT « effacements » de la CAM (cf. conclusions de cette concertation en Annexe 7). Il s'agirait de faire des appels d'offres additionnels aux volumes actuels EJP-Tempo sur les principes de l'article 7 de la loi Nome (financement par le système). Cet appel d'offre viserait des effacements sur le marché libre calés sur les signaux tarifaires et SI EJP-Tempo, réalisés par des fournisseurs candidats agréés avec une répartition au prorata des volumes demandés et un mécanisme de UIOLI. La valorisation de l'effacement serait mise en place via une structure horosaisonalisée du coefficient « c » (ou d'un autre à créer dans les règles RE) des soutirages des RE, en bonus/malus selon les périodes, avec une pénalisation des soutirages pendant la pointe au prix de l'END (environ 150€/MWh pour un moyen de pointe amorti sur les 396h de la période EJP), et une rétribution tout le reste de l'année permettant la neutralité pour ceux qui ne s'effacent pas.

Le solde global ne serait donc pas neutre si des clients s'effacent (captation de la rétribution positive toute l'année non contrebalancée par la pénalisation non payée du fait de l'effacement). Le coût global pour 1000 MW serait d'au maximum 60 M€, soit 12 c€/MWh de soutirage. Si cet AO est financé par le facteur c actuel, cette approche amène le coefficient c de 12cts à un maximum de 24cts.

Dans la mesure où il s'agit d'un surcout permettant des économies en production, Direct Energie propose plutôt de faire porter le cout correspondant à une contribution proportionnelle à l'injection physique (facteur « c' » dans les règles RE ?).

Une alternative serait de faire porter cette incitation par le biais d'une horosaisonnalité du timbre de soutirage, un profil de bonus/malus, et le financement global par le TURPE, et éventuellement de faire financer cette charge par un timbre d'injection.

Direct Énergie, note que cette proposition demande un complément d'étude, notamment pour limiter les effets d'aubaine déjà observés sur les offres EJP-Tempo (faux effacements comme ceux des résidences secondaires…), les paramètres par segments de marché à caler pour assurer la neutralité financière, l'applicabilité à des industriels pour lesquels des périodes d'arrêt sur 18 heures durant 22 jours n'est pas optimum.

2) Positions des participants sur la proposition de Direct Energie

UNELEG : a exprimé sa position par mail « Les ELD sont favorables sur le principe de la proposition 3 de Direct Energie visant à lancer des AO sur le marché libre afin de caler des effacements complémentaires sur le signal EJP-TEMPO EDF. Les ELD reprécisent cependant que, de part leurs spécificités territoriales, leurs jours aléatoires ne sont pas nécessairement en corrélation avec jours nationaux EDF. Les ELD réaffirment leur position, à savoir conserver la gestion des jours aléatoires à leur maille, et ce afin de continuer à prendre en compte les contraintes locales. Sur la proposition 3 de Direct Energie, les ELD souhaitent cependant davantage de précisions sur la méthode de constatation des énergies. Notamment sur la nécessité d'installer des comptages EJP-TEMPO chez les clients et la création d'un TURPE à effacement. ». En complément, UNELEG rappelle que la part TURPE est implicite sur EJP-Tempo car la facturation n'est pas dissociée (un décret d'application autorisée une facturation forfaitaire en % d'acheminement). UNELEG souhaiterait disposer d'un TURPE à effacement pour permettre une bonne facturation (problème d'indexes)

EDF : exprime trois objections sur la proposition de Direct Energie ; l'asymétrie de traitement favorable aux effacements, le financement par les producteurs qui renforce la distorsion de traitement et enfin la restriction du principe aux offres libres (EDF souhaite une éligibilité des offres aux tarifs réglementés de vente).
EDF précise qu'à son sens la proposition de Direct Energie ne constitue pas en tant que telle une troisième voie mais traite essentiellement la question de la valorisation des effacements contrairement aux 1ères et 2ème s voies qui étaient centrées sur la question de la Gouvernance de signaux EJP-Tempo conformément au cahier des charges initial du GT. EDF interroge à ce titre RTE et Direct Energie et demande à ce que le périmètre du GT soit clarifié sur la question de la valorisation des effacements. EDF considère par ailleurs que la proposition de Direct Energie induit une subvention aux effacements qui va à l'encontre de la symétrie prônée entre production et effacement dans le futur mécanisme d'obligations de capacité. Cette dissymétrie ne permet donc pas de garantir l'efficacité économique souhaitée pour la couverture de la pointe. De plus, la proposition du financement de ce mécanisme par les producteurs ne lui semble pas justifiée et pas acceptable. . Enfin, le mécanisme proposé par Direct Energie ne s'appliquerait qu'aux offres libres à effacement et exclurait les tarifs à effacement : EDF conteste cette discrimination car le problème de la valorisation des effacements est identique que ce soit pour une offre libre ou pour un tarif. En conclusion EDF n'est pas favorable à la proposition Direct Energie.
EDF précise par ailleurs que si un dispositif transitoire est mis en place, en attendant le mécanisme de capacité, l'utilisation du véhicule TURPE, avec la création d'options TURPE à effacement comme le propose Direct Energie, semble pouvoir être la solution la plus naturelle et légitime, puisque de par la loi, le TURPE doit inciter à réduire la consommation en pointe dans la mesure où l'ensemble des coûts de réseaux restent couverts ; l'autre avantage du TURPE est qu'il permet d'adresser le bon signal au bon client. A contrario la solution alternative proposée par Direct Energie, (redevance RE/Mécanisme d'Ajustement - facteur C'), n'a pas vocation à être un signal incitatif et ne garantit pas la répercussion du signal incitatif adressé au RE/fournisseur vers le client final.

Direct Energie répond que tous les fournisseurs pourraient participer, y compris les historiques, mais uniquement avec des offres de marché. Par ailleurs, il fait remarquer que la subvention ne viserait que la période transitoire préalable à la mise en place du mécanisme de capacité. Direct Energie précise enfin que le mode d'allocation des volumes aux enchères pour le marché libre se ferait au prorata en cas de demande supérieures à l'enchère avec un mécanisme de « use it or lose it » ex-post. Direct Energie demande à faire porter au compte rendu qu'il demande que RTE présente enfin le REX promis de longue date (avril 2003) concernant l'utilisation de ce qui est financé par le coefficient c du règlement des écarts sur l'ensemble des soutirages (réserves rapides).

ERDF : Pour ERDF, ce sujet dépasse les compétences du groupe de travail et doit être instruit dans un cadre à définir par ailleurs. En tout état de cause, nous attirons l'attention sur le fait qu'en dehors des compteurs à courbe de charge télérelevés, il nous parait nécessaire d'avoir une réflexion spécifique pour reconnaitre des capacités d'effacement rémunérées sur la base des dispositifs actuels. ERDF rappelle en outre la réponse qui a été faite à la consultation de RTE par les GRD sur les mécanismes de capacité.

En réponse aux propositions d'utiliser le TURPE pour véhiculer ce signal, ERDF rappelle qu'« étudier la possibilité de rendre les postes horo-saisonniers du TURPE et des TRV mieux adaptés pour cumuler les effets d'incitation et accroître l'attractivité des tarifs à effacement, tout en respectant le principe de couverture des coûts d'utilisation des réseaux par le produit global du TURPE. » était la proposition 11 du rapport Poignant-Sido.

Les limites de l'exercice avaient d'ores et déjà été soulevées dans le rapport :
« L'incitation à l'effacement provient de différences marquées du tarif de fourniture à certaines heures. Dans le cas des tarifs EJP et Tempo, les heures de changement de tarif ne sont pas nécessairement les mêmes que les heures de changement de tarif du TURPE horo-saisonnier. Le TURPE représentant environ la moitié du coût total pour les clients résidentiels, il peut être imaginé d'accroître l'effet d'incitation du tarif de fourniture en modulant le TURPE de la même façon. Cependant, l'exercice est limité par la nécessité de couvrir les coûts du réseau et de refléter leur structure. En particulier, les coûts de développement des réseaux de distribution ne diminuent pas nécessairement lors de la mise en place d'effacements calés sur la pointe synchrone nationale : la prise en compte de l'appel de puissance à la fin de la période d'effacement peut dans certains cas conduire à une augmentation de la puissance de dimensionnement. »
Comme cela est souligné, il n'est en rien « naturel » de traduire une problématique d'équilibre offre-demande dans un tarif devant refléter la structure des coûts de développement des réseaux de distribution. Par ailleurs, il n'est pas établi qu'investir sur le réseau à cause de l'effet rebond pour différer des investissements dans des moyens de production soit « légitime ». Il nous parait nécessaire de souligner qu'une telle solution pourrait être considérée comme une subvention du secteur régulé au secteur concurrentiel : alors que les coûts des investissements sur le réseau seront obligatoirement répercutés aux consommateurs via le TURPE, rien ne garantit que les économies liées au report d'investissements dans des moyens de production soient répercutées dans la part fourniture des tarifs payés par les consommateurs.

Par ailleurs, l'utilisation transitoire du véhicule TURPE, en attendant le mécanisme de capacité, ne nous semble pas cohérente avec la volonté d'envoyer un signal stable et pertinent et donc de fournir de la visibilité aux utilisateurs du réseau sur le TURPE.

Enfin, l'instruction de ce sujet n'est pas dans les objectifs du GT et doit être conduite par la CRE. En effet, comme le prévoit l'article L341-3 du Code de l'énergie : « Les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie. »

GDF Suez : La proposition de Direct Energie ne diffère de celle d'EDF que sur la valorisation économique des offres EJP / Tempo. Elle permet une rémunération plus importante que dans le cadre du contrat miroir proposé par EDF, du fait du financement par le système électrique. Cependant, en se limitant à des offres d'effacement au format EJP / Tempo, cette proposition génère une asymétrie de traitement entre ces offres historiques et de nouvelles offres d'effacement ou le financement de nouveaux moyens de production de pointe. Par ailleurs, GDF Suez s'interroge sur la justification du coût d'un tel dispositif qui serait porté par le système électrique.

Voltalis : exprime 2 objections à la proposition de Direct Energie. D'une part cette solution, intéressante en soi, n'est cependant pas de l'effacement au sens technique mais s'apparente plutôt à une action de Maîtrise de l'Energie. A ce titre, il n'est pas possible de le faire participer au système d'appels d'offres « effacements » encadré par l'article 7 de la loi Nome. D'autre part, Voltalis s'interroge sur l'intérêt d'un tel dispositif, qui présente apparemment un besoin de financement complémentaire, assimilable à une subvention, pour fonctionner, par comparaison au système actuel, qui existe sans financement complémentaire.

VII. Pré requis techniques à la mise en commun du signal EJP-Tempo

1) Système de comptage ERDF

Lors de la deuxième réunion, Direct Energie et GDF-Suez ont demandé à ce qu'ERDF détaille les raisons des délais annoncés (18 mois) pour les évolutions SI d'une part, et pour proposer un service de comptage identique à tous les fournisseurs sans exception.

ERDF a présenté une étude sur l'impact du changement de gouvernance (coûts, profils, reconstitution des flux) sur son processus opérationnel et financier. Concernant le processus client, ERDF a expliqué que la gestion intégrée des points en offre historique au sein du SI DISCO fait l'objet d'une migration programmée avec la CRE vers une gestion via le nouveau système SGE qui intègre les fournisseurs alternatifs. Le rythme des migrations a été convenu avec la CRE. Dès fin 2014, si le déploiement de Linky est confirmé, le développement en cours le nouveau SI de gestion ERDF permettra d'offrir un service de pointe mobile. Par contre, les anciennes offres EJP et Tempo, qui avaient une spécificité des TRV historiques, ont plutôt été placées en fin de migration. En effet, ces tarifications sont complexes (ex : un Tempo est pris en compte par 3 contrats DISCO). Il faut noter qu'actuellement, le fournisseur historique qui met en place un tarif de type Tempo ne peut le faire que par des opérations manuelles. ERDF conclut au final que la faisabilité d'une mise à disposition généralisée de tarifs de type EJP et Tempo est envisageable dans un délai d'environ 18 mois mais uniquement sur décision par la CRE de la mise en place de cette disposition et des nouvelles priorités sur le SI d'ERDF. ERDF confirme ainsi que le compteur d'un client EJP Tempo de EDF qui basculerait vers un fournisseur alternatif est inchangé mais que le flux aval de son SI vers le fournisseur alternatif n'est pas actuellement disponible.

GDF Suez demande s'il s'agit bien simplement d'un changement de migration planifiée ou d'une modification majeure. Direct Energie demande de prioriser la migration des clients EJP et Tempo comme préalable aux travaux de ce GT.

EDF demande si le passage par Linky est possible. ERDF confirme que cela sera progressivement possible dès 2014 mais sous réserve du déploiement de Linky et uniquement sur les zones Linky. La fin du déploiement est prévue au-delà de 2017. Direct Energie demande ce qui est possible de mettre en œuvre sur les 300000 Linky déjà installés. ERDF rappelle que 220000 Linky sont posés, la période d'expérimentation s'achevant fin mars 2011.

En CAM du 24 janvier, RTE a suggéré que Direct Énergie, en tant que pilote du GT, saisisse formellement le GT SI-ED de la CRE afin de demander la priorisation des travaux d'adaptation du système d'information d'ERDF pour permettre un partage des signaux EJP-Tempo., afin que le SI ERDF puisse être prêt à l'horizon de l'hiver 2012-2013.. Lydie Spitalier (ERDF), en tant que pilote du GT SI-ED, a confirmé que le sujet pourra être porté à l'ordre du jour à 15h lors de la séance du 29 mars.

Direct Energie a donc porté la question de priorisation auprès du GTE. La problématique ne semble finalement pas être un problème de migration des clients (qui existe pour EDF mais pas pour ERDF) mais qu'il s'agit d'un problème d'évolution du SI pour que ces clients puissent être traités sur le marché libre. Le SI-ED devra fournir à la CRE, pour le prochain GTE du 23/9, une analyse de coût et d'échéance. L'objectif d'atteindre l'hiver 2012-2013 semblait plausible en mars 2011. La CRE assure qu'elle activera la priorité de cette évolution en fonction de la décision des acteurs du GT.

L'étude de faisabilité ERDF a permis d'identifier une réalisation possible pour l'hiver 2013-2014 à la condition d'avoir une décision avant Q1 2012.

2) Transmission du signal d'activation par RTE

L'approche simplifiée consistant à conserver la chaine opérationnelle chez EDF avec un pilotage par mail ou fax émis de la part de RTE n'est pas jugée souhaitable par EDF dans la mesure où elle pourrait engendrer une confusion sur la responsabilité de la transmission du signal, laquelle responsabilité devrait, si le principe de la transmission du signal par RTE était retenu, incomber à RTE seule. Aussi, le cas échéant, il faudra prévoir le financement et le délai du transfert de l'activation physique du signal physique EJP-Tempo vers RTE. L'opportunité et les conditions de ce transfert pour les ELD vers RTE devra aussi faire l'objet d'une étude approfondie si le besoin est confirmé.

VIII. Conclusions du GT et proposition à la CAM

La question de la gouvernance du signal d'effacement qui était l'objectif du GT ne semble pas être la question clef pour le développement d'offre à effacement de type EJP/tempo pour un fournisseur.. L'écueil principal à ce développement réside en effet dans l'absence aujourd'hui d'une rémunération/valorisation suffisante de la capacité pour permettre la viabilité économique de ces offres. Ainsi les propositions instruites dans le cadre de ce GT comme la proposition de partage virtuel des signaux par EDF (contrat miroirs) tout comme les simulations de critères d'activation par RTE, qui avaient pour seule ambition de répondre à la question de la Gouvernance, n'apportent pas de solution au problème de la rentabilité économique des offres à effacement.

Il apparaît cependant que dans le cas où la question de la valorisation des effacements serait résolue, une situation transitoire avec une activation des signaux EJP/tempo par EDF (ou par les ELD selon leurs territoires) et selon les modalités actuelles pourrait être jugée acceptable par les acteurs.

A ce stade il semble difficile d'aller plus loin dans la réflexion en raison de la prééminence de la question sur la valorisation des capacités d'ici 2015. Il est donc proposé à la CAM de stopper les travaux d'opportunité sur le sujet de la Gouvernance du signal et de clôturer le GT.

ANNEXE 1 : PROPOSITION 13 du Rapport Poignant-Sido

Concernant plus particulièrement les tarifs EJP et TEMPO, il serait opportun que l'ensemble des fonctionnalités des compteurs bleus électroniques puissent être valorisées par tous les fournisseurs. Ceci permettra ainsi de dynamiser l'offre tarifaire sur le segment des tarifs à effacement.

Proposition 13 : Permettre à l'ensemble des fournisseurs de proposer des offres utilisant les signaux EJP et TEMPO.

Cette proposition pose la question de la gouvernance du signal EJP et TEMPO jusqu'ici à la main de l'opérateur historique. En première approche, il semble opportun de confier la gouvernance de ce signal à RTE. Toutefois des travaux complémentaires seront nécessaires pour la mise en place de cette mesure afin que :

- le signal soit déclenché sur la base de critères objectifs et transparents,
- ces critères soient également de nature collective, puisque le signal ne pourra être différencié par fournisseur,
- des contrats appropriés permettent de corriger les pertes ou gains de revenus qui résulteraient, pour les fournisseurs, des différences d'appréciation entre eux et RTE quant à la meilleure localisation des jours,
- le coût du maintien de la chaîne de transmission des ordres soit mutualisé entre ses utilisateurs.

ANNEXE 2 : Rappels sur les offres TEMPO et EJP (par EDF)

A - Tarif EJP (Effacement Jour de Pointe)

Historique

EJP est un tarif qui a été créé en 1982 et qui est le premier tarif avec pointe mobile. Il a pour objectif de créer des capacités d'effacement en cas d'aléas, que ce soit pour gérer des périodes de fortes consommations (vagues de froid) ou des situations de congestion sur les réseaux.

Ce tarif a été décliné pour l'ensemble des couleurs tarifaires (vert, jaune, bleu). Pour chaque couleur tarifaire, il y a donc une option EJP qui existe. Cette gamme-là a été complétée en 1987 par l'option modulable pour les tarifs Verts, qui combine à la fois des jours de pointe mobile et des semaines mobiles.

Depuis 1998, ce tarif est en extinction (on ne le propose plus) pour les clients en Basse Tension (inférieur à 36 kVA), particuliers et professionnels.

En termes de parc, il y a 700 000 sites qui ont le tarif EJP, pour l'essentiel du marché résidentiel (600 000 clients). Le potentiel d'effacement est estimé à 1,6 GW, soit quasiment la moitié du potentiel existant d'effacement.

Caractéristiques

Le tarif EJP est une pointe mobile de 18 heures, qui va de 7 heures du matin à 1 heure du matin le lendemain et qui est déclenchée 22 jours par an sur la période qui va du 1er novembre au 31 mars.

Mécanique de déclenchement des jours EJP :

Les jours EJP peuvent être activés de façon dissociée sur les quatre zones (Nord, Sud, PACA, Ouest) depuis 2006.

Le déclenchement est décidé par EDF avec un droit de tirage de RTE (contractualisé) sur les régions PACA et Ouest.

La communication de l'information sur la nature du jour EJP pour le lendemain est, en principe, disponible sur le site EDF et sur le serveur vocal à partir de 17 heures 30 en J-1 pour le jour J.

Elle peut aussi être décalée jusqu'à 18 heures. On affiche « nature du jour non déterminée » et à 18 heures, on affiche si c'est un jour EJP ou non.

Il y a un cas extrême ; on peut encore déclencher des jours EJP jusqu'à 5 heures du matin le lendemain en cas d'urgence, surtout du côté de RTE pour des tensions réseau. Cela veut donc dire que l'on peut retarder l'annonce. A 18 heures, on annonce, par exemple, un jour non-EJP et on peut, en extrême urgence basculer en jour EJP entre 18 heures et 5 heures du matin.

Grilles tarifaires EJP :

Pour les clients résidentiels et les professionnels (de 12 à 36 kVA), il y avait deux prix de l'énergie : un prix pour les heures normales et un prix pour les heures de pointe, ainsi qu'un abonnement annuel. L'abonnement a été réduit à 120 euros par an contre 131 euros par an en option Base pour un client particulier en 15 kVA. Pour ce qui est du prix de l'heure normale, c'était légèrement inférieur au prix

de l'option Base (6,41 centimes d'euro au lieu de 8,17 centimes d'euro par kWh). Par contre, le prix est fortement majoré pour les heures de pointe à 41,07 centimes d'euro par kWh. C'est donc à la fois un prix très élevé en pointe et une réduction sur le reste du temps. Il y a un caractère incitatif, tant sur les abonnements que sur les heures : Un client qui « joue » le jeu arrive à réduire sa facture. Dans le cas contraire, c'est dissuasif.

Pour les clients industriels et tertiaires (tarifs Jaune et Vert), les tarifs sont plus complexes. Il y a 4 ou 8 prix d'énergie selon la structure du tarif, plus élevé en pointe mobile par rapport aux prix de la pointe des tarifs option Base. Il y a un rabais sur la prime fixe, lié au fait que les clients réduisent la puissance souscrite en pointe. Plus ils réduisent la puissance souscrite en pointe, plus le levier baisse. Il y a aussi un fort surcoût, une forte pénalité en cas de dépassement, de l'énergie consommée en pointe mobile au-delà de la puissance souscrite (1 000 euros/MWh pour le tarif Vert A5).

B - Tarif TEMPO

Généralités

TEMPO est le successeur du tarif EJP pour les clients résidentiels et les professionnels. Ce tarif a été créé en 1996 avec pour objectif à la fois de lisser la courbe de charge et d'assurer la sécurité par rapport aux aléas, notamment climatiques. Cette structure est une combinaison à la fois d'un tarif saisonnier et d'un tarif pointe mobile.

Ce tarif est donc proposé aux clients résidentiels de 9 à 36 kVA. Il est en extinction depuis 2004, car on s'est alors aperçu que des professionnels ne jouaient pas le jeu de l'effacement et, malgré tout, étaient gagnants avec l'option.

Le parc actuel des clients TEMPO est assez stable. Il y a 480 000 clients qui ont l'option TEMPO, dont 330 000 clients résidentiels et 150 000 clients professionnels, pour un potentiel d'effacement estimé à 400 MW pour les jours rouges et 200 MW pour les jours blancs.

Caractéristiques du tarif TEMPO

C'est la combinaison d'un tarif horo-saisonnier et d'un tarif de pointe mobile. L'année tarifaire TEMPO va du 1er septembre au 31 août. Au sein de la période, il y a trois types de jours : 22 jours rouges, 43 jours blancs et 300 jours bleus, les jours rouges étant les plus chers et les jours bleus les moins chers.

Les jours rouges sont activés entre le 1er novembre et le 31 mars, sauf les samedis, les dimanches et les jours fériés. Les jours blancs peuvent être activés tout au long de l'année, sauf le dimanche (jour bleu). Le reste, ce sont les jours bleus. Au sein de chaque jour, il y a deux périodes tarifaires fixes : 8 heures d'heures creuses, qui vont de 22 heures à 6 heures, et 16 heures d'heures pleines le reste de la journée.

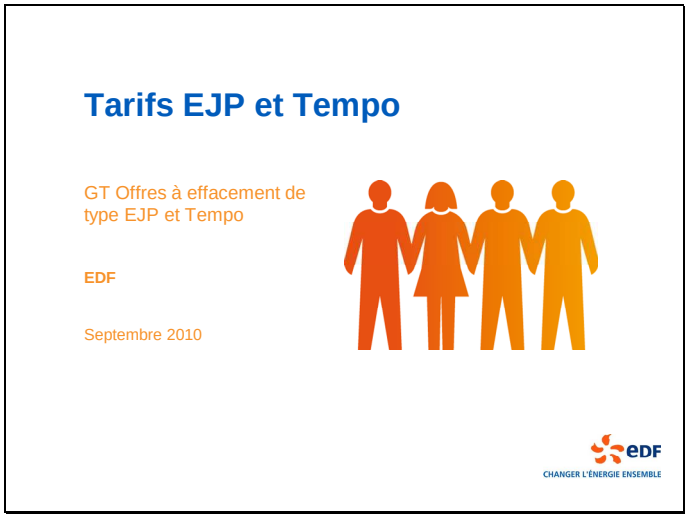
Le processus, pour envoyer l'information aux clients :

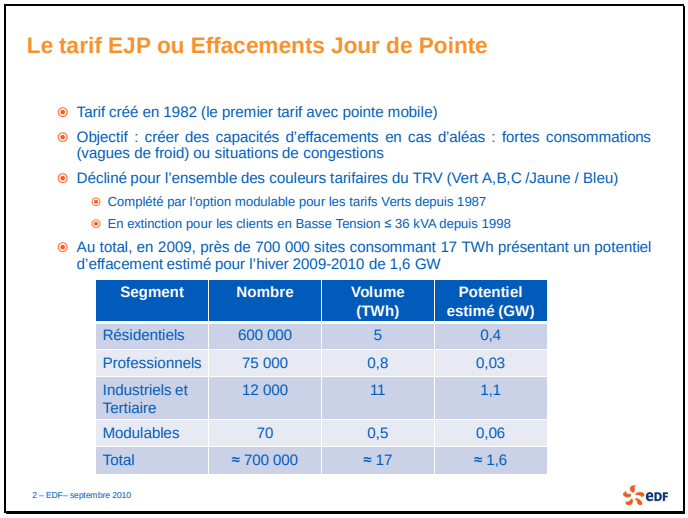
A 16 heures 30, on envoie une première information sur les serveurs en local, puis sur les sites EDF. C'est une information qui n'est pas contractuelle. Seul le signal, que l'on envoie vers 20 heures sur les compteurs et qui donne l'information de la couleur du jour du lendemain, est contractuel. Le lendemain, à 6 heures, démarre la journée TEMPO avec la couleur qui a été annoncée la veille à 20 heures. A 22 heures, le compteur bascule en heures creuses ; à 6 heures, le lendemain, démarre la nouvelle journée TEMPO.

Grille tarifaire TEMPO

En termes de structure de grille tarifaire TEMPO, il y a donc un abonnement annuel qui est plus faible que, par exemple, pour l'option Heures Creuses : 164 euros par an pour un client de 18 kVA contre 201,12 euros pour l'option Heures Creuses.

Il y a six niveaux de prix, suivant les jours et suivant les heures pleines/heures creuses. Cela va de 3,95 centimes d'euro pour les heures creuses bleues (qui sont les moins chères) aux heures pleines rouges (qui sont les plus chères) qui sont à 39,07 centimes d'euro par kWh.





Les caractéristiques du tarif EJP

- Une pointe mobile de 18h, allant de 7h à 1h du matin, pouvant être déclenchée 22 jours par an entre le 1er Novembre et le 31 Mars
- Déclenchement des jours EJP
  - Les jours EJP peuvent être activés de façon différenciée selon 4 zones : Nord, Sud, PACA, Ouest
  - Le déclenchement de la pointe mobile est décidé par EDF, avec la possibilité pour RTE de demander le déclenchement d'EJP en cas de contraintes locales sur les zones PACA et Ouest.
- La nature (EJP/Non EJP) du jour J est communiquée en J-1
  - L'information sur la nature du jour du lendemain est en principe disponible à partir de 17h30 (site EDF/SVI/mail/SMS)
  - Cette communication peut être retardée jusqu'à 5h le lendemain
  - Dans les CGV du tarif Vert EJP est mentionné un préavis d'une 1/2h mais qui peut être réduit voir nul si les conditions d'exploitation l'exigent
- Au niveau des compteurs, l'activation de la période pointe mobile est gérée par ERDF
  - EDF transmet à ERDF en J -1 l'information sur la nature du jour J
  - Le jour J, ERDF active la période pointe mobile des compteurs via le signal 175 Hz

3 – EDF– septembre 2010

Les principes des grilles tarifaires EJP

- Pour les clients résidentiels et les professionnels (de 12 à 36 kVA) – En extinction -
  - Deux prix de l'énergie (heures normales/heures de pointe) et un abonnement annuel
  - Une réduction de l'abonnement (120 €/An contre 131 €/an en option Base pour un client particulier en 15 kVA)
  - Une réduction de prix de l'énergie en heures normales (6,41 c€/kWh contre 8,17 en Base)
  - Une prix fortement majoré pour les heures de pointe (41,07 c€/kWh) soit un rapport 6 par rapport aux heures normales
- Pour les clients industriels et Tertiaire (Tarifs Jaune et Vert)
  - 4 ou 8 prix d'énergie selon la structure du Tarif, plus élevé en pointe mobile par rapport aux prix de Pointe/HP des tarifs option Base
  - Un rabais sur la prime fixe lié à la réduction de la puissance souscrite en pointe
  - Un fort surcoût de l'énergie consommée en pointe mobile au-delà de la puissance souscrite (1000 €/MWh pour le tarif Vert A5)

4 – EDF– septembre 2010

Le tarif Tempo : le successeur de l'EJP pour les résidentiels et les professionnels

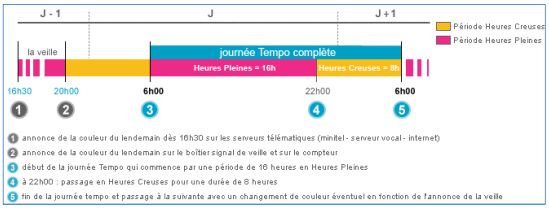
- Tarif créé en 1996
- Objectif : lisser la courbe de charge et sécurisation face aux aléas
- Proposé aux clients résidentiels de 9 à 36 kVA
- En extinction pour les professionnels depuis 2004 (car pas d'effacement significatif mais effet d'aubaine lié au faible prix des jours bleus)
- Le parc actuel de clients Tempo
  - En 2009, un nombre stable de 480 000 clients pour un potentiel d'effacement estimé à 200 MW en moyenne pour les jours blancs et 400 MW en moyenne pour les jours rouges

Segment	Nombre	Volume (TWh)	Potentiel estimé (GW)*
Résidentiels	330 000	3	0, 400 (jours rouges) 0,200 (jours blancs)
Professionnels	150 000	4	
Total	≈ 480 000	≈ 7	

5 – EDF– septembre 2010

Les caractéristiques du tarif Tempo

- Une combinaison d'un tarif horo-saisonnier et d'un tarif de pointe mobile
  - L'année tarifaire Tempo va du 1er septembre au 31 août
  - 3 types de jours : 22 jours rouges, 43 jours blancs, 300 jours bleus
  - Les jours rouges sont activés entre le 1er Novembre et le 31 Mars sauf les samedi, dimanche et jours fériés
  - Les jours blancs sont activés tout au long de l'année sauf le dimanche (bleu)
  - Deux périodes horaires fixes : 8h d'heures creuses entre 22 heures et 6 heures, et 16h d'heures pleines le reste de la journée
- La couleur des jours est déterminée par EDF la veille pour le lendemain :



La grille tarifaire Tempo

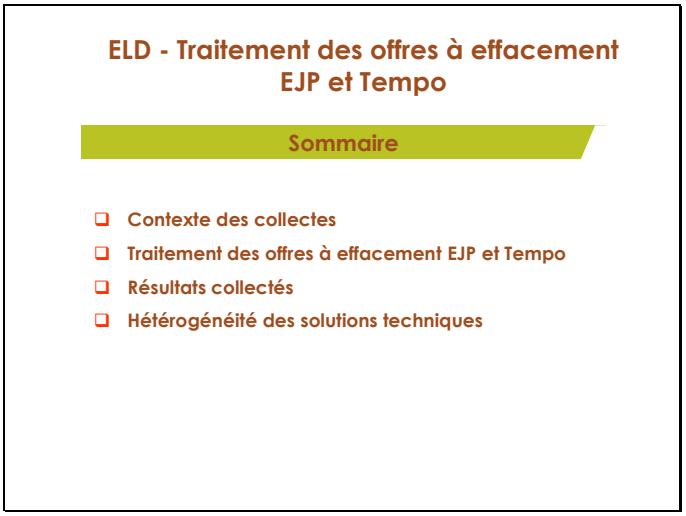
- Une réduction sur l'abonnement annuel (164,04 €/an pour un client résidentiel de 18 kVA, contre 201,12 € pour l'option Heures Creuses)
- 6 niveaux de prix (3 types de jour * heures pleines/heures creuses) allant de 3,95 c€/kWh pour les heures creuses bleues à 39,07 c€/kWh pour les heures pleines rouges

TARIF BLEU - OPTION TEMPO
pour clients résidentiels en métropole continentale

Puissance souscrite PS en kVA	Abonnement annuel €/an	Prix de l'énergie en c€/kWh					
		Jours Bleus (300 j)		Jours Blancs (43 j)		Jours Rouges (22 j)	
		Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
9	88,44	3,95	5,10	6,46	8,05	13,69	39,07
12	164,04	3,95	5,10	6,46	8,05	13,69	39,07
15	164,04	3,95	5,10	6,46	8,05	13,69	39,07
18	164,04	3,95	5,10	6,46	8,05	13,69	39,07
24-30	348,36	3,95	5,10	6,46	8,05	13,69	39,07
36	436,56	3,95	5,10	6,46	8,05	13,69	39,07

ANNEXE 3 : Point sur les ELD disposant d'un signal propre EJP-Tempo







Traitement des offres à effacement EJP et Tempo

2 cas de calendrier différent de celui d'ERDF

1) Systéme TCFM spécifique et calendrier offre effacement spécifique :

- Emetteur TCFM dans les postes source génère une fréquence, voire un taux d'émission, différents de ceux utilisés par ERDF (175 Hz taux plein)
- Relais de fréquence et compteur électronique avec filtres TCFM spécifiques
- Calendrier offre effacement spécifique

2) Systéme TCFM type ERDF et calendrier offre effacement spécifique :

- Emetteur TCFM dans les postes source génère le même type de signal que celui d'ERDF (175 Hz taux plein)
- Relais de fréquence et compteur électronique avec filtres TCFM de même type que ceux d'ERDF
- Calendrier offre effacement spécifique

Résultats collectés

	Collecte ELD	Caractéristiques TCFM*		Décision Effacement			
		Type ERDF	Spécifique	Calendrier national	Calendrier spécifique	EJP et TEMPO décision GRD	EJP et TEMPO décision Commercialisateur
Nb d'ELD	28	10	10	19	9	6	3
Nb Pdl	1 254 500	390 900	789 500	839 500	415 000	126 000	289 000
% pdl		33%	67%	67%	33%	30%	70%

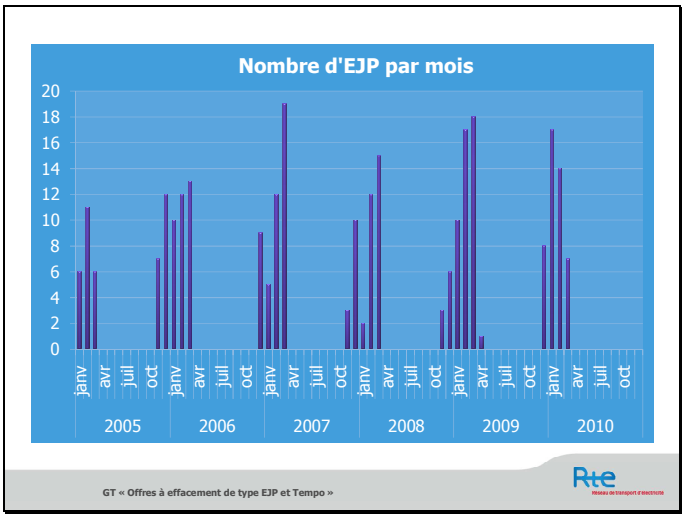
* : 20 réponses sur 28 ELD

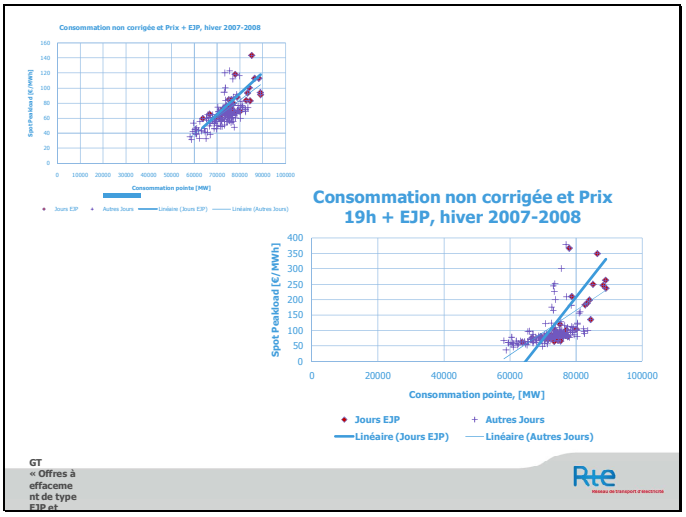
Hétérogénéité des solutions techniques entre ELD

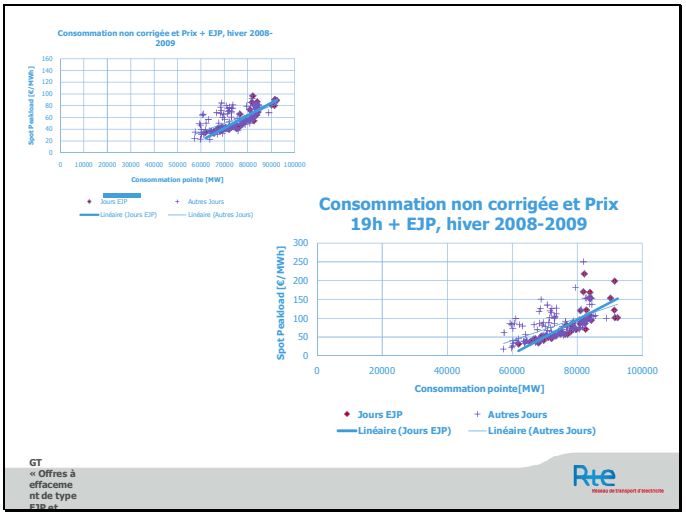
1) **Hétérogénéité des Matériels :**
   - Emetteurs TCFM spécifiques,
   - Fréquences, taux d'émission et codages des trames hétérogènes entre les ELD,
   - Compteurs et relais spécifiques.

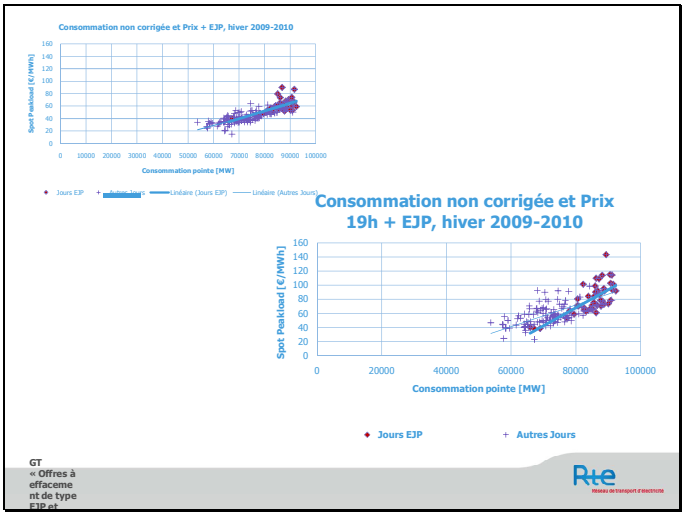
2) **Hétérogénéité des Systèmes de Plannification des ordres aléatoires :**
   - Automatismes intégrés aux applications de conduite des Réseaux,
   - Automatismes de planification des ordres à J+X,
   - Automatismes spécifiques et autonomes dans les Postes Source,
   - Automatismes d'asservissement sur les ordres ERDF.

ANNEXE 4 : Statistiques d'utilisations des EJP








Consommation non corrigée et Prix + EJP, hiver 2009-2010
Spot Peakload [€/MWh]
Consommation pointe [MW]
Jours EJP
Autres Jours
Linéaire (Jours EJP)
Linéaire (Autres Jours)
Consommation non corrigée et Prix
19h + EJP, hiver 2009-2010
Spot Peakload [€/MWh]
Consommation pointe [MW]
Jours EJP
Autres Jours
GT
« Offres à
effaceme
nt de type
EJP et

ANNEXE 5 : Modalité de déclanchement EJP-Tempo (EDF)

Modalité de déclenchement des tirages des effacements EJP et Tempo

Présentation au GT CAM

20 juin 2011



Contexte

- Les effacements EJP/TEMPO sont issus de l'offre tarifaire d'EDF et ont été développés comme une aide au passage des pointes.
- Ils font partie à part entière du portefeuille EDF et font l'objet d'une gestion économique.
- Quelle méthode utilise-t-on pour gérer le tirage des effacements ?

Gestion des effacements à EDF

- Le niveau de demande seul n'est pas un bon critère de gestion. Il faut introduire un critère économique.

↓

EDF gère les effacements en valeur d'usage (VU)
dans le cadre de la gestion globale de son portefeuille

- Prise en compte de la vision globale de l'équilibre offre/demande du portefeuille EDF sur tout l'hiver.

↓

Gestion prudente des effacements

Principe général du calcul des VU

- La valeur d'usage d'un effacement permet d'arbitrer, d'un point de vue économique, entre le choix de déclencher un effacement immédiatement ou d'attendre.
- Elle représente l'espérance de gain que l'on peut réaliser dans le futur.
- Elle est calculée effacement par effacement.
- Le calcul des valeurs d'usage repose sur des algorithmes issus de la programmation dynamique.

Calcul des VU pour un scénario donné

- Cas purement théorique où l'on connaît sur toute la durée d'un contrat d'effacement l'évolution des prix et des températures (si la puissance est thermosensible).
- On en déduit une fonction de Bellman (notée VB) donnant à chaque instant le gain maximum possible dans le futur, selon deux variables : le niveau du stock restant *N* et date *t*.
- La valeur d'usage à une date *t* donnée et un niveau de stock *N* donné est donc :

$$VU(N,t) = VB(N,t) - VB(N\text{-}1,t)$$

1 pas de stock = 1 jour de déstockage 1 pas de temps = 1 jour

Calcul d'une grille de Bellman

- La fonction de Bellman est une fonction discrète et peut être représentée par une grille de valeurs.
- Le calcul des valeurs se fait à rebours, de manière itératives, selon le processus suivant :
  - En fin de période : $VB(N,t_{fin}) = 0$
  - Sinon VB(N, t) = Max(VB(N,t+1) ; VB(N-1,t+1) + gain)

Gain potentiel à partir du lendemain sans déstockage

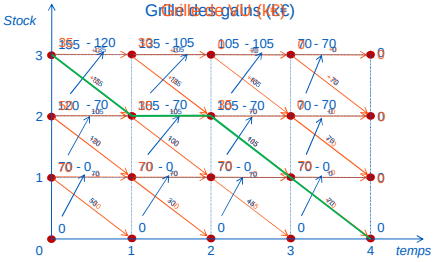
Gain potentiel à partir du lendemain après déstockage

Gain immédiat du déstockage

Exemple simple

Effacement :
100 MW
10 h/jour
Fin de période en J = 4





Calcul des VU en avenir incertain

Données historiques

Modèles aléatoires

X scénarios
Prix et T

X fonctions de Bellman
$VB_i(N,t)$

Moyenne des grilles de Bellman

$VB_{moy}(N,t)=(\sum VB_i(N,t))/X$
$VU(N,t) = VB_{moy}(N,t) - VB_{moy}(N-1,t)$

Prise en compte de contraintes complémentaires

- La gestion d'un stock en valeur d'usage est économique. Cette gestion peut donc être complétée par la prise en compte d'autres contraintes.
- Afin de faire face à des situations de tension tardives dans la saison, on se met des garde-fous.
  - Par exemple pour passer les vagues de froid en fin d'hiver.
- Des conditions exceptionnelles ou des considérations commerciales peuvent conduire à ne pas tirer un effacement malgré les calculs :
  - Après une tempête on évite de tirer un effacement juste après le rétablissement des clients.

ANNEXE 6 : Contrats miroirs (EDF)

Principes de fonctionnement d'un contrat miroir avec échange physique

GT Offres à effacement de type EJP et Tempo

EDF

18 novembre 2010



EDF
CHANGER L'ÉNERGIE ENSEMBLE

Contexte de la présentation faite par EDF

- Dans le cadre du GT Sido-Poignant et la préoccupation des besoins à moyen terme de maîtrise de la demande en pointe, le constat a été fait que pour « dynamiser l'offre tarifaire sur le segment des tarifs à effacement », d'ici l'arrivée des compteurs Linky, il fallait étudier les modalités d'accès des fournisseurs alternatifs aux signaux EJP et TEMPO.

- Il est techniquement possible pour tout fournisseur de commercialiser une offre effacement à tout client télérelevé de son portefeuille. Par accès au signaux EJP et TEMPO, il faut entendre donc ici signal 175 Hz pour les clients « profilés » ne disposant que de compteur à Index (sans possibilité de télérelève de courbe de charge).

- Il a été pris connaissance lors des précédentes réunions de la particularité de certaines ELD de disposer d'un signal technique (différent du 175 Hz) et décisionnel propre. La présentation qui est faite ci-après ne concerne que les signaux à la main aujourd'hui d'EDF.

GT CAM signal EJP/TEMPO- présentation EDF - 18 novembre 2010

EDF

Principes généraux d'un contrat miroir physique

- Pour l'exposé des principes généraux de fonctionnement, on considère 2 acteurs : l'Acteur1 et l'Acteur2.

- L'hypothèse structurante au fonctionnement en contrat miroir est que chacun des 2 acteurs souhaite optimiser le produit selon ses propres critères (qui sont par nature différents sinon ils activeraient toujours de façon concomitante).

- Fonctionnement :
  - L'Acteur1 dispose d'un stock d'EJP/TEMPO « virtuels », l'Acteur2 dispose du stock des EJP/TEMPO « réels ».
  - L'acteur2 décide donc des tirages physiques.
  - Les acteurs doivent nécessairement être Responsable d'Equilibre
  - En fonction des tirages virtuels et réels décidés par l'un ou l'autre, des échanges de NEB RE/RE interviennent de la façon suivante :

	Acteur1 active un EJP/TEMPO virtuel	**Acteur1 n'active pas d'EJP/TEMPO virtuel**
Acteur2 active un EJP/TEMPO réel	Les 2 échanges se compensent : **Aucun échange de NEB**	L'Acteur1 fournit à l'Acteur2 via une NEB la puissance correspondant au profil effacement réel sur le portefeuille de l'acteur1.
Acteur2 n'active pas d'EJP/TEMPO réel	L'Acteur2 fournit à l'Acteur1 via une NEB la puissance correspondant au profil effacement virtuel sur le portefeuille de l'acteur1.	Aucun exercice : **Aucun échange de NEB**

GT CAM signal EJP/TEMPO- présentation EDF - 18 novembre 2010

Aspects opérationnels de mise en œuvre

- Afin de rester acceptable d'un point de vue coût de gestion et de gestion opérationnelle pour l'acteur disposant du stock physique,
  - un nombre max d'acteurs avec stock virtuel devra être arrêté.
  - Un seuil minimum d'effacement par acteur devra être arrêté à partir duquel un contrat miroir pourra être mis en œuvre.

- Afin de rester acceptable du point de vue gestion de risque par l'acteur disposant du stock physique,
  - Jusqu'à 100 MW de potentiel réparti sur l'ensemble des acteurs avec stock virtuel, les décisions peuvent être communiquées juste après la dead-line nominale des résultats de marché.
  - Au-delà de 100 MW de potentiel réparti sur l'ensemble des acteurs avec stock virtuel, les décisions d'activations virtuelles doivent être anticipables avant la dead-line de soumission des offres au marché par l'acteur disposant du stock physique.

GT CAM signal EJP/TEMPO- présentation EDF - 18 novembre 2010

Aspects opérationnels de mise en œuvre

- Le potentiel d'effacement doit être préalablement établi en amont de chaque début de période et vérifié a posteriori après la saison. Une méthode permettant d'évaluer les potentiels avant chaque démarrage de saison et de les vérifier doit être définie et un tiers certificateur doit les valider.
  - Pour l'EJP, les potentiels doivent être définis sur chacune des zones Nord, Sud, Paca et Ouest.
  - Spécificité de TEMPO : Le choix des jours Bleu et Blanc (43 jours) portent sur toute l'année.
- Jalons : des stocks de jours minimal restant disponibles à différentes échéances doivent être définis entre les acteurs avant le démarrage de chaque saison. Ces stocks doivent pouvoir être modifiables avec l'accord de l'ensemble des acteurs pour s'adapter à des situations exceptionnelles.

GT CAM signal EJP/TEMPO- présentation EDF - 18 novembre 2010

ANNEXE 7 : Conclusions de la réunion de concertation des pilotes des trois GT traitant des effacements

Le pilote du GT « valorisation des effacements » (Eramet) a rappelé qu'il a rendu ses conclusions sur la question de la valorisation des effacements : une rémunération complémentaire de la capacité d'effacement est nécessaire en vue d'assurer la rentabilité de ces moyens. En revanche, la question - compliquée - du financement n'a pas été traitée. Dans l'attente de la mise en place du mécanisme d'obligation de capacité, Eramet indique qu'un mode administré serait une possibilité. Eramet a remarqué toutefois que le dimensionnement actuel EJP d'une durée de 18h pendant 22 jours est commercialement contraignant pour certaines industries qui sont techniquement capables de s'effacer. La durée devrait donc pouvoir être adaptable à différents profils d'acteurs.
Pour le GT « Effacement diffus », GDF Suez précise que, comme mentionné dans le rapport Poignant Sido, il faut dynamiser l'offre tarifaire sur le segment des tarifs à effacement avant le 1er janvier 2015. La concertation conclut sur le fait que, dans le cas des effacements de type EJP et Tempo, ceci pourrait être mis en place à condition que les acteurs disposent des signaux économiques indispensables notamment la rémunération de la capacité.

Les pilotes des trois groupes de travail constitués dans le domaine Effacements se sont accordés sur les points suivants :

- des mesures devront être arrêtées dans de brefs délais (avant 2015) afin de commencer l'apprentissage, en dehors du périmètre restreint du Mécanisme d'Ajustement (et des contrats bilatéraux pour effacement);
- Pour que le dispositif ait un bilan économique neutre il nécessite la mise en place de financement ;
- la mise en œuvre du système devra reposer sur une méthode simple.

Eramet a proposé la programmation d'un appel d'offres administré, qui serait assorti d'une enveloppe budgétaire. Le financement pourrait se faire par le compte RE/Mécanisme d'Ajustement (en cohérence avec la notion d'énergie), par prise en compte dans le facteur « c » (en cohérence avec l'article 7 de la loi Nome), par « saisonnalisation » du TURPE soutirage ou encore par le TURPE injection.

De son côté, Direct Energie soutient la constitution d'un groupe de travail *ad hoc*, qui serait explicitement chargé d'étudier les conditions de la valorisation économique des effacements conformément à la proposition 18.
en CAM du 4 avril 2011, Direct Energie a renouvelé sa demande de création d'un groupe de travail en charge de l'étude des conditions de la valorisation économique des effacements. La CAM a répondu que le programme de travail déjà conséquent de la CAM ne permettra vraisemblablement pas de réaliser de nouvelles études mais a accepté d'héberger cette réflexion sur l'opportunité et la méthode pour refléter la valeur puissance en l'attente du mécanisme de capacité.