

Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 98 (2007)
Heft: 18

Artikel: L'informatique dans l'économie libéralisée de l'énergie
Autor: Warnat, Holger / Urbani, Claude
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-857478>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 16.03.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

L'informatique dans l'économie libéralisée de l'énergie

De l'échange de données à la communication multilatérale du marché

La libéralisation prochaine du marché de l'électricité entraînera d'importants investissements dans la technique de l'information. Un échange de données automatisé et unifié entre les intéressés sera la condition préalable d'une concurrence efficace sur le marché de l'électricité. Les relevés de compteurs mensuels ou semestriels seront remplacés par une saisie précise de l'évolution de la charge. Cela ne fera pas qu'entraîner des coûts, mais créera un potentiel pour de nouveaux produits. Les fournisseurs d'énergie de taille moyenne pourront eux aussi profiter de ces possibilités et se classer parmi les grands – par exemple avec des portails en ligne pour les clients, afin que ceux-ci consomment l'énergie lorsqu'elle est meilleur marché. Ou grâce à des tarifs avantageux pour les clients qui prédisent leur consommation avec précision.

Le 23 mars, la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) qui crée pour la Suisse la condition préalable pour un approvisionnement sûr en électricité et pour

Holger Warnat, Claude Urbani

un marché de l'électricité compétitif a été mise en consultation par le Conseil national et le Conseil des Etats. La mise en vigueur est prévue pour le 1^{er} janvier 2008 après écoulement du délai référendaire. Comme dans plusieurs pays européens, le marché de l'électricité doit d'abord s'ouvrir pour les gros clients >100 MWh/a. Ce n'est que dans un deuxième temps, cinq ans plus tard, que les plus petites entreprises <100 MWh/a et les ménages privés (les petits clients) pourront choisir librement leur fournisseur.

Afin que, dans le cadre de l'ouverture du marché, il ne soit pas nécessaire de construire de nouvelles lignes de transport depuis les centrales vers les consommateurs, la loi règle l'utilisation du réseau. Les entreprises d'alimentation régionales doivent ouvrir leurs réseaux à des tiers, afin de permettre la distribution d'électricité à leurs clients par d'autres fournisseurs. Le fournisseur actuel voit cela d'un mauvais œil,

ce qui est compréhensible, car une partie de la valeur ajoutée lui échappe. La tentative d'entraver l'acheminement de l'énergie de tiers par des taxes élevées d'utilisation du réseau ou par des obstacles administratifs doit alors être empêchée par l'autorité de régulation et par des règles légales correspondantes. L'autorité de régulation a la tâche de prévoir des taxes raisonnables et libres de toute discrimination; de plus, elle doit faire attention que le fournisseur tiers ne soit pas défavorisé par des processus désavantageux. L'échange de données doit donc être réglé et automatisé afin que le fournisseur tiers dispose d'une interface fonctionnelle avec le gestionnaire du réseau de distribution.

50% des gros clients changent

L'expérience dans les pays européens montre – même si le démarrage est difficile – qu'un marché se constitue pour les gros clients. Le rapport d'alimentation par des tiers atteint près de 50%, mais les clients qui sont restés fidèles à leur fournisseur profitent aussi de la concurrence. La situation est autre pour les clients domestiques. Le prix est le seul moyen du marché qui a une influence dans ce cas, une autre diffé-

rentiation du produit n'étant éventuellement possible qu'avec des produits de courant écologique limités à des groupes ciblés. Cependant, si les marges sont soumises à des pressions, c'est finalement pour des prix d'approvisionnement égaux, le fournisseur ayant les coûts de processus les plus faibles qui l'emporte. Celui-ci est en général le gestionnaire de réseau et le fournisseur d'énergie local, car ce dernier a déjà dans son système toutes les données d'utilisation du réseau.

Une concurrence réelle dans le secteur des petits clients n'a alors lieu que lorsque le fournisseur d'énergie externe et l'entreprise de distribution locale utilisent la même interface de marché pour la communication. Ceci n'est pas encore réalisé dans l'Union européenne. En Allemagne, les gestionnaires de réseau ne doivent communiquer électroniquement qu'à partir de 2007. La séparation des flux de données internes dans l'entreprise entre le gestionnaire de réseau et le fournisseur d'énergie doit être accomplie jusqu'en 2009.

Pour l'ouverture du marché des petits clients, la branche de l'énergie a besoin d'une disposition réglementaire pour le déroulement des processus et pour la modélisation des informations des clients. A cet effet, il existe des alternatives à la communication multilatérale (chacun avec chacun). Les Pays-Bas connaissent une «Energy Clearing House» qui, avec des messages de transactions clairs, offre une plaque tournante centrale pour les gestionnaires de réseau et les fournisseurs d'énergie.

Echanger plus de données

Les exigences de la libéralisation du marché de l'électricité envers les systèmes d'information sont élevées. Les distributeurs d'énergie doivent essentiellement échanger plus de données et rendre leurs informations accessibles à des personnes externes: les clients et les consommateurs, les fournisseurs d'énergie, les négociants, les producteurs, les exploitants de réseaux de transport, les responsables des groupes-bilans, etc. (figure 1). Par exemple, dès 2008, les entreprises doivent facturer séparément à leurs clients les coûts pour l'utili-

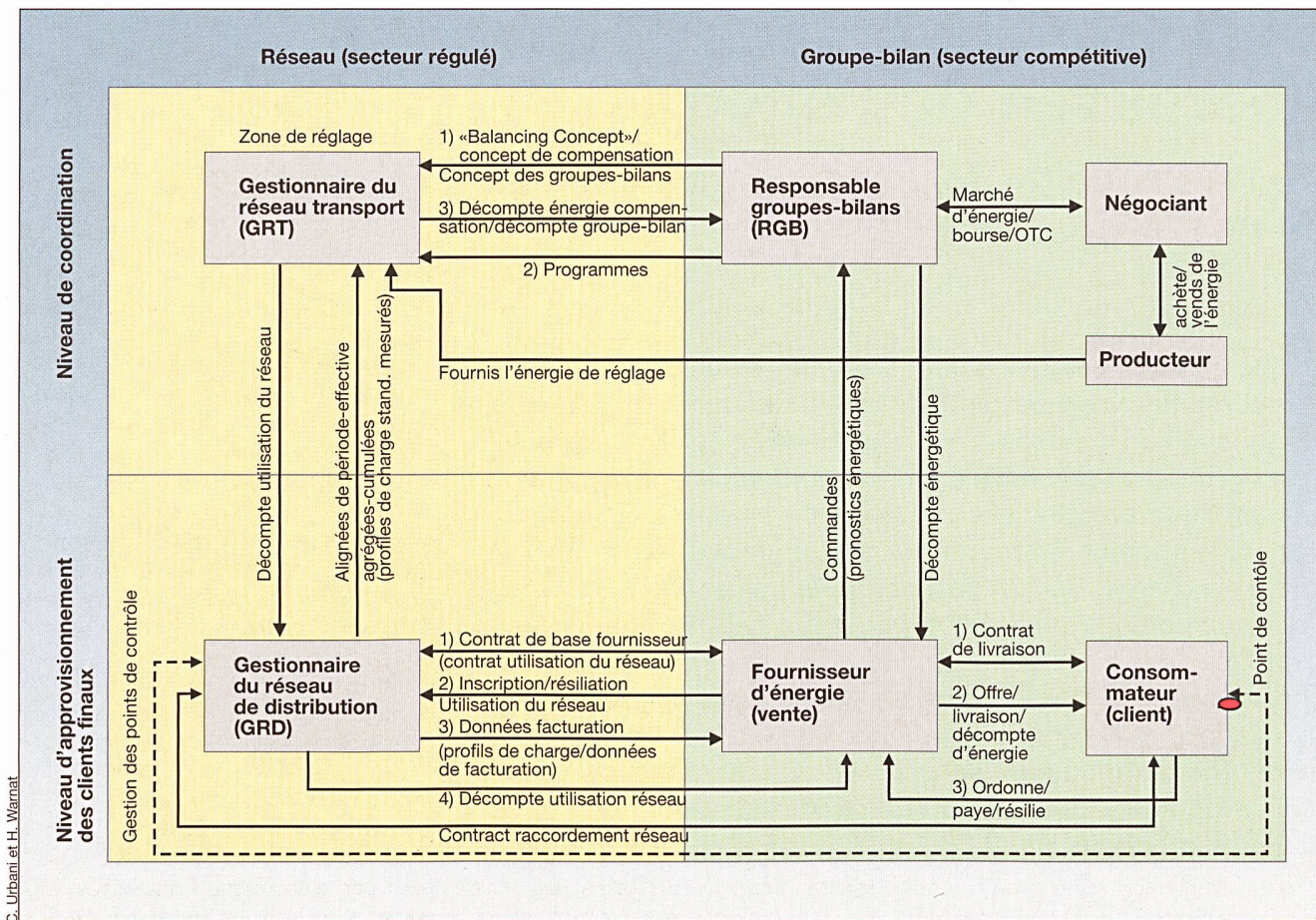


Figure 1 Acteurs, contrats et pronostics bottom up.

sation du réseau de ceux de l'énergie livrée (unbundling comptable).

Egalement en interne, un nombre toujours plus important de données doit être rassemblé. La pression croissante de la concurrence exige l'utilisation de systèmes de gestion et de transactions financières afin de pouvoir optimiser les structures de tarifs dans un marché libre.

Avec la facturation séparée de l'énergie et du transit, le modèle de conduite et de gestion d'entreprise doit être modifié pour assurer une conduite financière optimale tenant compte des nouvelles conditions cadres. Dans de nombreux cas, une adaptation du calcul coûts-performances sera nécessaire. La performance financière des secteurs d'activité de l'entreprise et des installations doit être mieux déclarée afin d'optimiser les investissements.

En Allemagne, pour l'organisation de la fourniture de tiers, on s'en est tenu aux processus conventionnels dans le domaine de l'utilisation du réseau. C'est ainsi que par exemple le fournisseur tiers sera alimenté avec des données techniques concernant le point de fourniture.

Le fournisseur tiers doit être informé d'un changement de compteur et des index (valeurs) de l'ancien et du nouveau compteur,

lors d'un montage et d'un démontage. Ceci conduit à un nombre superflu d'échange de données. La détermination des données de facturation est encore plus complexe: l'utilisation du réseau est tout d'abord facturée provisoirement; ce n'est qu'après la lecture des compteurs qu'une facture exacte sera émise en tenant compte des paiements déjà effectués. L'énergie sera calculée mensuellement selon les courbes de charge standard et sera également corrigée après lecture par un calcul des quantités moindres/supplémentaires. Ceci entraîne des efforts supplémentaires de la part du gestionnaire de réseau et du fournisseur tiers. Le procédé est de plus sujet à des erreurs et ne permet aucune comparaison des chiffres caractéristiques concernant l'énergie et l'utilisation du réseau.

En Suisse, on s'est déjà quelque peu écarté de telles procédures complexes. Ainsi, seules les données de facturation et non pas les index des compteurs des clients résidentiels ne devraient être transmis. Afin de remplir de manière équitable les exigences de l'unbundling comptable et de l'utilisation tierce du réseau, les entreprises de distribution d'énergie doivent tout d'abord modifier les tarifs actuels de leurs clients. Ces tarifs, intégrant les produits

énergie et utilisation du réseau pour leurs clients captifs, devront à l'avenir être adaptés pour que la facturation de l'énergie et de l'utilisation du réseau puissent être effectuée séparément par le système de facturation. Toutefois, les règles pour la facturation de l'utilisation du réseau ne sont pas encore définitivement fixées. La facturation de l'énergie doit être réglée par un Balancing Code. Pour l'instant, seul un Balancing Concept existe. Avant l'ouverture du marché, ces règles doivent encore être élaborées et implémentées. Ceci est particulièrement valable pour Swissgrid qui est responsable de l'ajustement des consommations planifiées (programmes de consommation) avec les consommations réelles.

Les conséquences pour la branche énergétique

Le fournisseur d'énergie peut à l'avenir gagner des clients dans n'importe quel réseau de distribution. Pour cela, il doit conclure un contrat avec le gestionnaire de réseau de distribution concerné. Ce contrat règle la rémunération et les conditions cadres organisationnelles, pour autant que celles-ci ne soient pas déjà définies par des

règles de marché générales et fermes. Lorsque la livraison d'énergie se fait dans le cadre de contrats All-inclusive, l'utilisation du réseau doit être prise en compte dans le cadre du calcul de l'offre, puisqu'elle est déjà comprise dans le prix final.

Chaque réseau de distribution se trouve dans une zone de réglage. Le gestionnaire responsable de la zone de réglage s'occupe opérationnellement de la compensation de la livraison planifiée et du flux de charge réel dans le réseau par la mise à disposition d'énergie de réglage; en Suisse, il s'agit de Swissgrid. La répartition économique des flux d'énergie aux participants du marché est réalisée par le gestionnaire du réseau de transport dans son rôle de coordinateur des bilans. Nous avons ici la grande différence par rapport à la pratique précédente: si jusqu'à présent, les quantités d'énergie ont été chargées «top down» du gestionnaire du réseau de transport au distributeur final, ceci ne sera à l'avenir valable que pour les rétributions réglées d'utilisation du réseau. Les quantités d'énergie seront réunies, indépendamment du réseau de distribution, sur un compte de facturation de chacun des acteurs de marché au niveau de la zone de réglage. Ces comptes sont appelés des groupes-bilans. Le fournisseur d'énergie planifie alors sa vente et son approvisionnement au niveau des zones de réglage. Ces programmes sont échangés entre les acteurs du marché (fournisseurs d'énergie, producteurs, négociants) et l'organisation de coordination (GRT). Chaque participant du marché doit prendre soin d'avoir un bilan planifié et équilibré d'énergie. Ces plans sont, dans le cadre de la gestion des programmes, accordés entre les acteurs du marché et communiqués à GRT. Avec l'ouverture du marché, ce processus sera redéfini; Swissgrid doit assurer la coordination centrale des bilans pour toute la Suisse. Jusqu'à présent, en Suisse, six zones de bilans étaient responsables de ces tâches; Swissgrid gère déjà aujourd'hui le flux d'énergie entre les zones de bilans et l'étranger.

C'est pourquoi le fournisseur d'énergie doit à l'avenir mettre à disposition une pré-

vision de toutes ses fournitures planifiées. Ceci n'est manifestement plus identique avec la fourniture d'énergie dans un réseau de distribution. Si le fournisseur d'énergie est également le gestionnaire du réseau de distribution, il peut alors déterminer ses besoins en énergie en pronostiquant la charge du réseau puis en réduisant les pronostics des quantités d'énergie des fournisseurs tiers dans ce réseau. Cette façon de procéder est cependant problématique, car le fournisseur d'énergie s'appuie sur des données du gestionnaire de réseau qu'il ne devrait pas connaître dans son rôle de fournisseur d'énergie d'un marché libéralisé. Avec un développement ultérieur du marché, les fournisseurs d'énergie devront alors planifier les consommations des clients individuels afin qu'on en tienne compte au niveau de la zone de réglage. Ceci s'appelle alors le pronostic bottom up (figure 1).

Lecture online de la courbe de charge

Le fournisseur d'énergie reçoit du gestionnaire correspondant du réseau de distribution les profils de charge de ses clients; il ne lit donc pas lui-même les compteurs de ses clients (figure 2). Malgré tout, grâce à l'échange de données, il est informé en permanence de la consommation du jour précédent de ses clients et peut p.ex. à court terme, lors de périodes de froid, adapter ses prévisions. A la fin du mois, le gestionnaire du réseau de distribution envoie les données pertinentes de facturation au fournisseur d'énergie et déclenche ainsi la facturation. Celle-ci est alors basée sur les courbes de charge et non plus sur les index de compteurs. A l'avenir, il sera alors possible de facturer les produits qui évaluent la consommation horaire de l'énergie. Avec ce soit disant real time pricing, des incitations sont créées pour les clients finaux de consommer conformément à l'offre. A l'avenir, l'état des index des compteurs ne seront plus déclarés sur la facture d'énergie, mais un tableau sera présenté avec les points individuels de la courbe de

charge. Ces données peuvent être annexées à la facture ou mis à disposition sur l'internet. Il est clair que tout cela n'est plus réalisable avec les systèmes actuels de facturation.

Pour les divergences des consommations réelles par rapport aux programmes annoncés précédemment, le gestionnaire de la zone régionale a livré l'énergie de compensation. Celle-ci sera attribuée aux acteurs du marché concernés dans le cadre de la coordination de bilans. Ce processus sera appelé la facturation de l'énergie de compensation. De manière compréhensible, il faut, pour les différences de charges à court terme, disposer de capacités de production pouvant rapidement être mises en œuvre. En conséquence, l'énergie de réglage est généralement nettement plus chère que l'approvisionnement précédent de quantités d'énergie prévues; la possibilité d'obtenir des livraisons avantageuses d'énergie dépend alors aussi, mis à part l'instant de fourniture, de la possibilité de réaliser des prévisions de la courbe de charge. Après réception de la facture de l'énergie de compensation, le calcul final et le contrôle d'exploitation peuvent être effectués.

Toutes ces tâches doivent être soutenues par la technique informatique. Les nouvelles données (p.ex. les courbes de charges et les informations concernant les points de mesure dans les réseaux tiers) doivent être gérées et mis à disposition des autres processus. Si dans le passé, les systèmes étaient essentiellement conçus pour la lecture et la facturation immédiate, de nouveaux processus doivent aujourd'hui être pris en compte. Ces nouvelles tâches sont réalisées par un système de gestion de données énergétiques, appelé système Energie Data Management (EDM) (figure 3). Il faut alors que les flux de données du et vers le système de facturation soient soigneusement modélisés et réalisés. La planification de l'engagement des centrales doit également être intégrée dans le flux de données, comme les systèmes commerciaux pour le calcul des offres. Comme la fourniture n'est plus identique à la charge

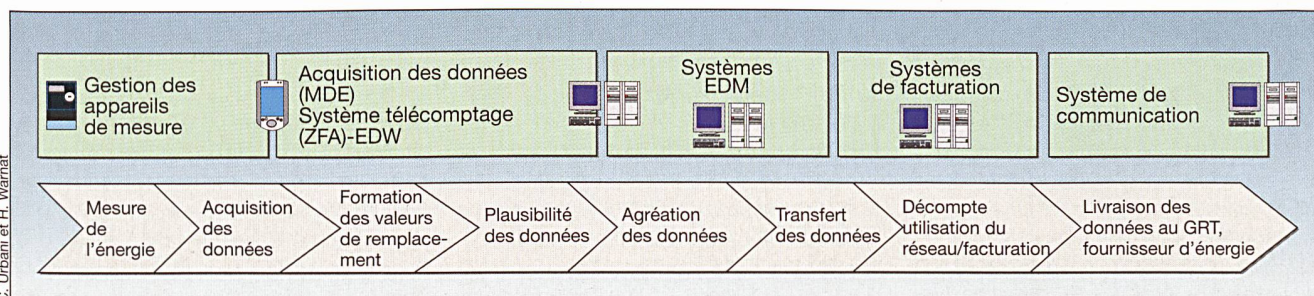


Figure 2 Mise à disposition des données de mesure chez le gestionnaire du réseau de distribution.

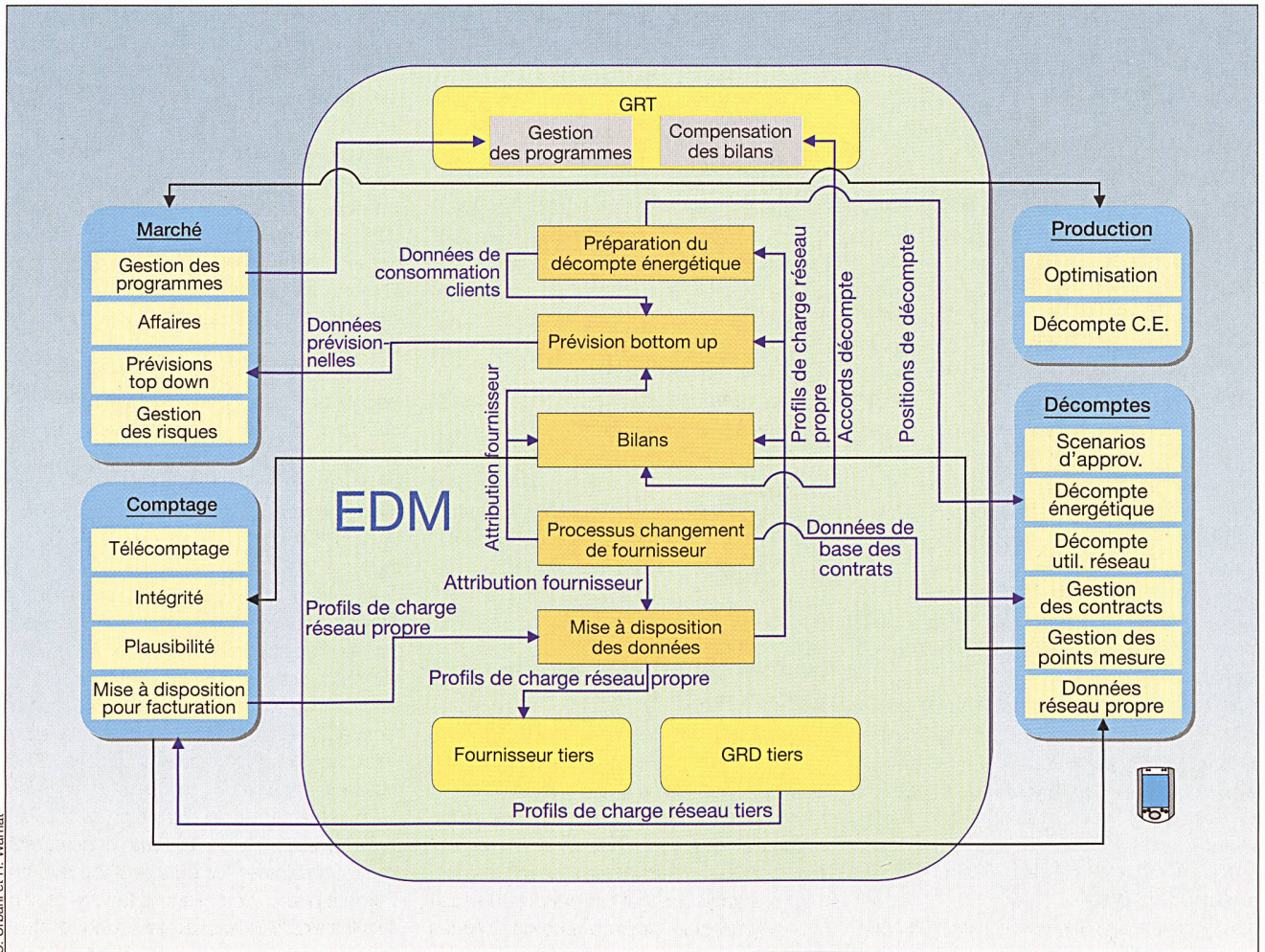


Figure 3 Nouvelles exigences 2008.

du réseau, des scénarios doivent être modélisés et être intégrés dans les planifications à long terme. Lors de la configuration du système, les variantes de présentation sont considérables pour le fournisseur d'énergie.

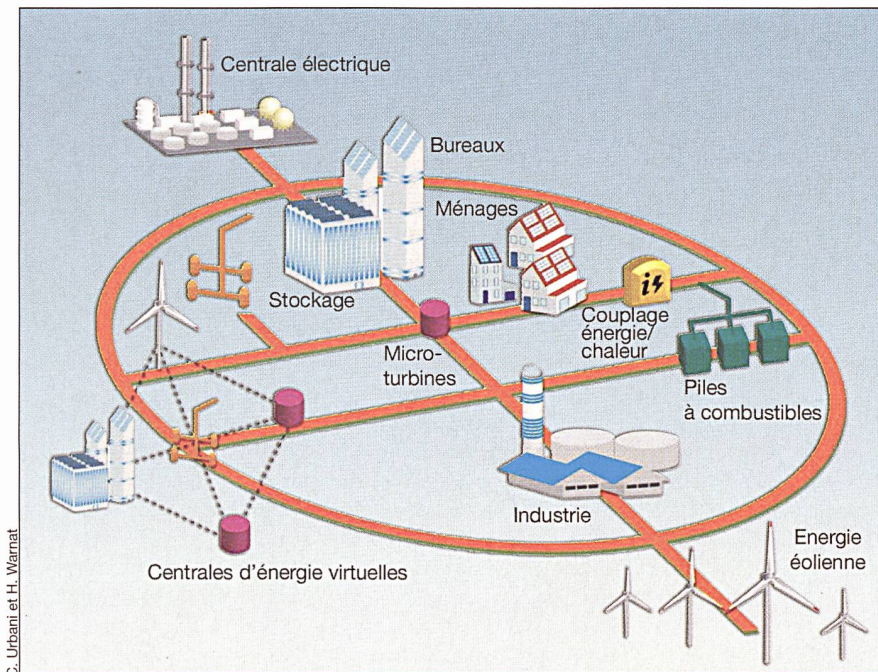
Le gestionnaire du réseau de distribution

Le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) n'a, dans le futur modèle du marché, qu'à se soucier que l'énergie soit acheminée de manière sûre au client. De plus, il est responsable des installations de mesure et de la mise à disposition des données de mesure (courbes de charges). Pour la détermination des courbes de charge et le traitement ultérieur dans le cadre du contrôle d'intégrité, de plausibilité et de la formation des valeurs de remplacement, des investissements massifs sont nécessaires dans les systèmes de traitement et dans les dispositifs de mesure. L'infrastructure actuelle de lecture des compteurs doit être étendue par un système EDM qui doit satisfaire l'augmentation de la complexité

et du volume (figure 2). Pour le règlement des frais liés à ces tâches, il établit des factures d'utilisation du réseau aux utilisateurs du réseau. En général, ceux-ci sont les fournisseurs d'énergie. Les tarifs d'utilisation du réseau dans ce monopole obligé doivent être surveillés par une autorité de régulation, afin d'éviter des abus. Les conditions d'utilisation du réseau devraient alors être identiques pour tous les utilisateurs du réseau. Dans la pratique, il y aura une solution transitoire sur plusieurs années pour laquelle l'entreprise cumulant les rôles de fournisseur et d'exploitant de réseau pourra exécuter techniquement l'échange de données en interne de manière différente que pour les fournisseurs d'énergie externes. Les tarifs d'utilisation doivent de là s'orienter aux coûts du réseau; une compensation solidaire pour des coûts de réseau très différents n'a jusqu'à ce jour pas été décidée politiquement. Les tarifs doivent être connus du marché; les coûts pour l'utilisation du réseau doivent en outre être justifiés sur les factures.

Comme nouvelles tâches, le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) doit s'oc-

cuper en plus de la gestion de l'utilisation du réseau. Il doit en tout temps savoir quel point de mesure de son réseau est alimenté par quel fournisseur d'énergie. De plus, les procédures de changement de fournisseur doivent être réalisées. A cet effet et par une procédure à plusieurs phases, les données nécessaires seront transmises entre le gestionnaire du réseau de distribution, l'ancien et le nouveau fournisseur d'énergie. Pour la communication, il est ici adéquat de faire appel à la gestion des données d'énergie (EDM), car celle-ci connaît aussi bien les données de mesure que les conditions d'utilisation du réseau. L'attribution sans équivoque à chaque instant d'un point de mesure aux fournisseurs d'énergie doit alors être considérée correctement dans tous les déroulements de processus ultérieurs. En plus de la mise à disposition des données de mesure décrite ci-dessus, la facturation de l'utilisation en fait aussi partie. Ceci explique que le gestionnaire de réseau facture l'utilisation du réseau et les services mentionnés ci-dessus. Dans ce cadre, les données de mesure communi-



C. Urbani et H. Wehrnat

Figure 4 Smart Networks d'avenir.

quées doivent être évaluées et facturées au tarif d'utilisation du réseau.

Ouvert ne veut pas forcément dire dérégulé

L'ouverture du marché de l'électricité est occasionnellement désignée comme une dérégulation. Ceci n'est que partiellement juste. Afin qu'un marché se constitue véritablement, le secteur du monopole naturel – les réseaux de transport et de distribution – doit en effet être sévèrement régulé. Cette régulation est alors accompagnée d'une croissance des rapports. Des données doivent être préparées pour les autorités de régulation et, dans le doute, être justifiées de manière sûre pour une révision. Les entreprises qui ne peuvent pas livrer de données consistantes auront des problèmes à moyen terme. Les bilans de quantités d'énergie des différentes étapes de valeurs ajoutées doivent être soigneusement modélisés afin que des chiffres probants et plausibles soient livrés. A ces données appartiennent aussi les quantités et l'attribution des coûts des énergies renouvelables dont la participation à la production d'électricité va augmenter. Mais pour la production, il faut aussi justifier des données, p.ex. bilan CO₂ et rendements. Il est alors de toute évidence avantageux si les données présentées des différents secteurs d'entreprise concordent. Des chiffres solides sont aussi nécessaires pour, par exemple, suivre les apports dans les barrages et pour pouvoir se rendre compte et évaluer les modifications dues au changement climatique.

Des décisions se chiffrant à des millions peuvent éventuellement en dépendre. En tout il faut tenir compte, dans ces modèles, de plusieurs facteurs incertains – une gestion des risques est absolument nécessaire pour garantir une gestion sûre de l'entreprise. Il faut alors tenir compte des risques liés aux prix d'approvisionnement et du côté fourniture, des risques de pertes de clients. L'exploitation de centrales est à considérer comme une option réelle. La pression résultante du marché et la mise en place de nouvelles procédures et de nouveaux systèmes montrent clairement que tout cela n'a un sens économiquement que pour des entreprises d'une certaine taille. Les étroites relations entre les nombreuses données et les processus rendent une externalisation difficile. Malgré tout, une coopération intensive sera pour beaucoup de petits fournisseurs d'énergie le seul chemin permettant de survivre dans un environnement de processus aussi complexes.

Innovations pour le client

Avec l'ouverture du marché de l'électricité, la concurrence se fera sur les prix pour les gros clients, mais aussi sur les prestations de service supplémentaires. Non seulement la quantité purement soutirée sera décisive, mais aussi la possibilité de pronostiquer la courbe de charge et les possibilités de transférer une partie de l'approvisionnement dans des périodes de prix favorables seront décisives. De même, il peut être judicieux d'acquiescer une partie de la

quantité d'énergie en provenance d'une production écologique, ceci dans un but publicitaire. Sur ce point, le courant ne sort plus simplement de la prise, mais des qualités supplémentaires sont développées. Si l'on désire alimenter de gros clients exigeants, il faut leur apporter un soutien de manière durable. Pour cela, un prix contractuel en euros ou un rapport énergétique mensuel particulier peut en faire partie. Comme on peut le reconnaître, il s'agit de prestations de service de valeur qui doivent s'ajouter à la livraison d'énergie. Seuls les prestataires qui se spécialisent et qui se constituent un know-how correspondant pourront durablement s'imposer ici. En Suisse, tout particulièrement les grands prestataires, dont les filiales agissent déjà à l'étranger sur les marchés libres, pourront alors profiter des expériences acquises par celles-ci.

Un esprit conservateur règne parmi les entreprises de taille moyenne – malgré que celles-ci aient justement un grand potentiel de clients et que, par une intégration des entreprises de distribution finales subordonnées, elles pourraient se placer au «premier rang» des fournisseurs suisses. Cette situation entraîne de hautes exigences pour le management, d'une part pour conduire l'entreprise vers un nouveau monde et malgré tout maintenir les buts de l'approvisionnement public. Les alliances locales et cantonales ainsi que les prétentions de conduite teintées par la politique rendent la tâche encore plus difficile.

Le client domestique ne remarquera tout d'abord rien de tout cela. Ce n'est que cinq ans après la première phase de libéralisation qu'il pourra changer de fournisseur. Est-ce qu'il va changer, les marchés comparatifs ont montré que c'est le prix qui est en premier lieu le facteur décisif. A cela, les clients domestiques pourraient apporter une contribution considérable au thème de l'efficacité énergétique. Non seulement en consommant absolument moins d'énergie, mais en déplaçant leur consommation dans le temps. Les tarifs haut et bas utilisés jusqu'à présent n'y suffisent plus. Par une mesure, aussi pour les ménages, des courbes de charges – appelée Smart Metering – des produits innovateurs peuvent être mis en place. Un potentiel d'optimisation d'une valeur de plusieurs millions est ainsi libéré. En plus, la livraison d'énergie peut être couplée à d'autres prestations. En plus de la livraison d'énergie, il est possible de compléter le tout par l'exploitation d'une pompe à chaleur, maintenance incluse, ainsi que par la livraison simultanée de gaz naturel à des prix préférentiels à la station service de l'entreprise pour ses véhicules à gaz, ce qui permet d'offrir un produit complet et attractif pour le client.

La production décentralisée d'énergie électrique en relation avec des applications de chaleur joue ici un rôle particulier. Avec la possibilité de commande à distance par le fournisseur d'énergie, ces installations peuvent être exploitées comme des centrales virtuelles (figure 4). Ceci est bien plus économique à régler que la production uniquement par la demande de chaleur. Le courant peut être produit lors de périodes de prix hauts, la chaleur est stockée et utilisée plus tard. Si avec de telles installations, on peut remplacer le courant manquant des centrales éoliennes, on évitera une extension supplémentaire du réseau de transport. De tels scénarios sont qualifiés de Smart Networks et présentent une vision propre et efficace de l'alimentation future en énergie.

L'ouverture du marché actuellement à l'ordre du jour est un premier pas nécessaire sur un long chemin pour un avenir confortable et performant de l'approvisionnement énergétique. La concurrence assure que le client soit au centre des préoccupations du fournisseur et que simultanément des investissements sensés soient faits.

Informations sur les auteurs

Holger Warnat, études d'informatique économique à l'Université de Bochum de la Ruhr; il s'occupe depuis plus de 10 ans de l'ouverture du marché de l'énergie. Il travaille principalement aux interfaces entre le monde de l'énergie et de l'informatique. Il dispose d'expériences dans toute la chaîne de l'économie énergétique de 10 pays européens. Il est Senior Consultant chez Global + Partner, 6330 Cham. holger.warnat@globalpartner.ch

Claude Urbani, Ing. Wirt. EBE FH, est membre du Comité de l'ITG d'Electrosuisse. Après plusieurs années d'activités de conseil en architecture, gestion de qualité et optimisation des processus, il dirige le département d'informatique et d'organisation d'AEW Energie AG. claudio.urbani@aew.ch

Zusammenfassung

IT in der liberalisierten Energiewirtschaft

Vom Datenaustausch zur multilateralen Marktkommunikation. Die kommende Liberalisierung des Strommarktes bringt grössere Investitionen in die Informationstechnik mit sich. Ein automatisierter und einheitlicher Datenfluss zwischen den Beteiligten ist Voraussetzung für effektiven Wettbewerb im Strommarkt. Anstelle der monatlichen oder halbjährlichen Zählerablesung wird zukünftig der Lastverlauf genau erfasst. Dies verursacht nicht nur Kosten, sondern schafft auch das Potenzial für neue Produkte. Auch mittelgrosse Energieversorger können diese Möglichkeiten nutzen und sich bei den Grossen einreihen – zum Beispiel mit Onlineportalen für die Kunden, damit diese die Energie dann verbrauchen, wenn sie günstig ist. Oder mit günstigen Tarifen für Kunden, die ihren Verbrauch genau vorhersagen.

Dieser Artikel ist in der Ausgabe Nr. 9/2007 in deutscher Sprache erschienen und kann online heruntergeladen werden: www.electrosuisse.ch: Verband → Bulletin → Fachartikel.

Power für Energieversorger
IS-E – die starke Softwarelösung

Über 340 Energieversorger mit mehr als 1,6 Mio. Messgeräten setzen auf das führende Informationssystem IS-E.

- Kundeninformationssystem
- Marktliberalisierung inklusive (wie Ein-/Zwei-Vertragsmodell, Unbundling, Identifikatoren)
- Flexible Produktgestaltung für Tarif- und Sondervertragskunden
- CRM/Marketing
- Abrechnung aller Energiearten und Dienstleistungen
- Technisches Informationssystem
- Integration von Ablesegeräten, Fernablesesystemen, EDM-Systemen
- Integration in Rechnungswesen

InnoSolv AG

InnoSolv AG, Ikarusstrasse 9, CH-9015 St. Gallen
Telefon 071 314 20 00; Fax 071 314 20 01
www.innosolv.ch info@innosolv.ch