

# Les enseignements tirés de la libéralisation du marché de l'électricité dans l'UE

Pour les petits consommateurs, la libéralisation du marché suisse de l'électricité s'achèvera en 2018, un pas que les États membres de l'Union européenne (UE) ont franchi dès 2007. L'analyse montre que ces pays ont réagi chacun à leur manière aux enjeux économiques et qu'ils n'ont pas encore fini de s'adapter, tant s'en faut, à la nouvelle situation. La Suisse pourra en tirer des enseignements pour réussir sa libéralisation.

Le 8 octobre 2014, le Conseil fédéral a mis en consultation son arrêté sur l'ouverture du marché de l'électricité aux petits clients, autrement dit les PME et les ménages qui consomment moins de 100 mégawatt-heures (MWh). Si les propositions du gouvernement étaient acceptées, le marché suisse de l'électricité serait totalement libéralisé – comme celui de l'UE – aux stades de la production, de la distribution et de la commercialisation. Les réseaux de transport et de distribution en situation de monopole seraient certes maintenus, mais ils devraient garantir l'accès au réseau de manière non discriminatoire (voir *tableau 1*). De la sorte, l'accès au marché serait en principe possible à chaque étape de la chaîne de valeur ajoutée réunissant les conditions économiques nécessaires à la concurrence<sup>1</sup>.

## Les enjeux économiques

Les fournisseurs traditionnels ne pourront plus automatiquement vendre l'énergie qu'ils produisent à leurs consommateurs finaux aux coûts de revient (soit leurs coûts moyens de production). Sur le marché libéralisé, le risque que le producteur court en matière de prix se définit selon la courbe de l'offre. Ainsi, le prix du marché correspond au coût marginal de la centrale électrique qui emporte le contrat. Les énergies renouvelables, comme le solaire photovoltaïque et l'éolien, présentent des coûts de production marginaux très bas. C'est pourquoi ces sources sont mobilisées en premier, dès le moment où elles produisent de l'électricité, et ont tendance à se substituer aux installations classiques. Le résultat est que les centrales à cycle combiné gaz (CCCG) et d'autres centrales de pointe ont actuellement perdu de leur rentabilité. Elles pourraient pourtant permettre de piloter finement la production d'énergie et complèteraient à merveille les énergies renouvelables, du moins tant que l'on ne dispose pas de capacités suffisantes de stockage. Les marchés libéralisés, où les coûts de production ne peuvent être automatiquement répercutés sur les clients, peuvent dès lors souffrir d'un manque d'investissements. Pour y remédier, il est possible d'avoir recours à

la régulation des prix ou à des mécanismes qui rétribuent la mise à disposition de capacités.

Puisque le réseau de distribution du marché de l'électricité est un goulet d'étranglement monopolistique, il est impossible d'y créer une concurrence directe. Cela signifie en premier lieu qu'il faut continuer à réglementer les indemnités versées aux gestionnaires de réseau. Toute la difficulté consiste ici à définir les incitations de façon à ce que lesdits gestionnaires investissent à bon escient. En deuxième lieu, il faut veiller à ce qu'ils ne discriminent pas les autres opérateurs. La question est donc: dans quelle mesure le volet «Réseau» des actuels distributeurs doit-il être détaché du reste de leurs activités, sans porter préjudice inutilement aux synergies et sans générer de nouveaux coûts? En troisième et dernier lieu, il convient de réglementer les rapports entre réseau et marché pour le cas, toujours plus probable, où des congestions se produiraient sur le réseau<sup>2</sup>.

## La libéralisation en Europe

En 1990, la Grande-Bretagne a été le premier pays européen à libéraliser son marché de l'électricité pour améliorer son efficacité. Elle a démembré l'entreprise publique d'approvisionnement à intégration verticale et ouvert le marché à d'autres producteurs, distributeurs et fournisseurs. Lui emboitant le pas, l'UE a approuvé en 1996, 2003 et 2009 trois trains de mesures pour créer un marché intérieur européen du gaz et de l'électricité, dont les priorités étaient de garantir un accès non discriminatoire aux réseaux électriques et de libéraliser graduellement le marché pour les grands consommateurs. Depuis 2007, les petits clients ont, eux aussi, le droit de choisir leur fournisseur.

Jusqu'à maintenant, les ménages européens réagissent de façon fort variée aux nouvelles règles. Les Britanniques, les Irlandais, les Norvégiens et les Néerlandais sont ceux qui sont le plus souvent passés à la concurrence de 2008 à 2012 (plus de 10% par an). Hormis en Grande-Bretagne, plus de la moitié des ménages sont néanmoins restés fidèles à leur entreprise traditionnelle<sup>3</sup>. Signalons toutefois que cette inertie ne trahit



**Urs Trinkner**  
Associé gérant,  
Swiss Economics



**Ivo Scherrer**  
Conseiller,  
Swiss Economics

Tableau 1

## Libéralisation du marché de l'électricité en Europe et en Suisse

	Théorie	UE	Suisse
<b>Production/génération</b>	Concurrence possible	Admise	Admise
<b>Fourniture aux gros consommateurs</b>	Concurrence possible	Libéralisé depuis 2004	Libéralisé depuis 2009
<b>Fourniture aux petits consommateurs</b>	Concurrence possible	Libéralisé depuis 2007	Proposée pour 2018
<b>Transport</b>	Concurrence impossible (goulet d'étranglement monopolistique)	Accès réglementé, séparation structurelle	Accès réglementé, séparation structurelle
<b>Distribution</b>	Concurrence impossible (goulet d'étranglement monopolistique)	Accès réglementé, séparation en partie structurelle, en partie fonctionnelle	Accès réglementé, séparation structurelle

Source: Trinkner, Scherrer / La Vie économique

pas forcément une faiblesse de la concurrence: elle peut aussi s'expliquer par la politique tarifaire attrayante des fournisseurs existants ou par la satisfaction des clients. Les mêmes considérations s'appliquent au nombre de nouveaux acteurs et de fournisseurs actifs sur le marché, dont l'évolution est aussi inégale dans les États membres de l'UE (voir *graphique 1*). Parallèlement, il semble que les ménages sous-estiment le gain potentiel qu'ils peuvent retirer d'un changement de fournisseur (voir *encadré 1*), ce qui peut aboutir à court terme à des taux de changement modestes. S'agissant des fournisseurs, l'ouverture du marché s'est traduite par une consolidation, puisque les quatre principaux opérateurs (EDF, Enel/Endesa, E.On et RWE) s'adjugeaient en 2013 plus du tiers des achats d'électricité en Europe<sup>4</sup>.

### Effets sur les prix, la qualité et la sécurité de l'approvisionnement

Lorsqu'on analyse les effets de la libéralisation du marché de l'électricité sur les prix, la qualité et la sécurité de l'approvisionnement, il faut garder présent à l'esprit qu'il est difficile de formuler des conclusions valables pour tous les pays. Ces effets doivent être relativisés, car d'autres facteurs interviennent, comme la transition énergétique ou la crise financière.

1. *Prix de l'énergie (sans les redevances de réseau)*: en dépit d'une progression modeste de la productivité, il n'est pas possible de dégager de rapport de causalité clair entre l'ouverture du marché et les prix de l'énergie dans les pays européens<sup>5</sup>. Les variations des prix de gros ne sont répercutées que de manière limitée sur les consommateurs. Ainsi, les prix de détail ont augmenté en Allemagne depuis 2011, alors que les prix de gros ont diminué<sup>6</sup>. Ce phénomène peut s'expliquer par les différences d'élasticité-prix entre les segments de clientèle, couplées à une faible concurrence sur le marché

des petits consommateurs, mais aussi par l'asymétrie de l'information (voir *encadré 1*) ou encore par la réglementation des prix de détail.

2. *Qualité*: dans denombreuxpayseuropéens, les nouveaux opérateurs stimulent la concurrence en élaborant des offres novatrices (vaste gamme de produits écologiques, combinaison de la fourniture du gaz et de l'énergie par ex.) et en améliorant le service à la clientèle<sup>7</sup>.
3. *Sécurité de l'approvisionnement*: mesurée à l'aune de la durée annuelle cumulée des pannes d'électricité, la sécurité de l'approvisionnement est restée constante ou s'est légèrement améliorée depuis 2008, à l'exception de Malte<sup>8</sup>.

C'est surtout la façon dont les divers membres de l'UE ont abordé les difficultés signalées ci-dessus qui peut être utile à la Suisse. Aussi trouvera-t-on ci-dessous un aperçu des principaux mouvements enregistrés dans les domaines clés.

### La réglementation des prix de détail pour les petits clients

Les membres de l'UE conservent la possibilité de réglementer les prix facturés aux petits clients pour sauvegarder l'intérêt général de leur économie. Si l'Allemagne et la Grande-Bretagne n'interviennent pas à ce niveau-là, au moins quinze pays, dont la France, l'Italie et l'Espagne (voir *encadré 2*), font usage de cette possibilité. Les rapports montrent que les prix réglementés influencent fortement ceux du marché<sup>9</sup>. Estimant qu'ils freinent la concurrence et les investissements, tant la Commission européenne que l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (Acer) pressent les membres de l'UE de déréglementer totalement les prix de détail. Si une poignée d'États (comme la France et la Pologne) poursuivent leurs efforts dans ce sens<sup>10</sup>, divers mouvements politiques britanniques militent quant à eux pour la réintroduction

Encadré 1

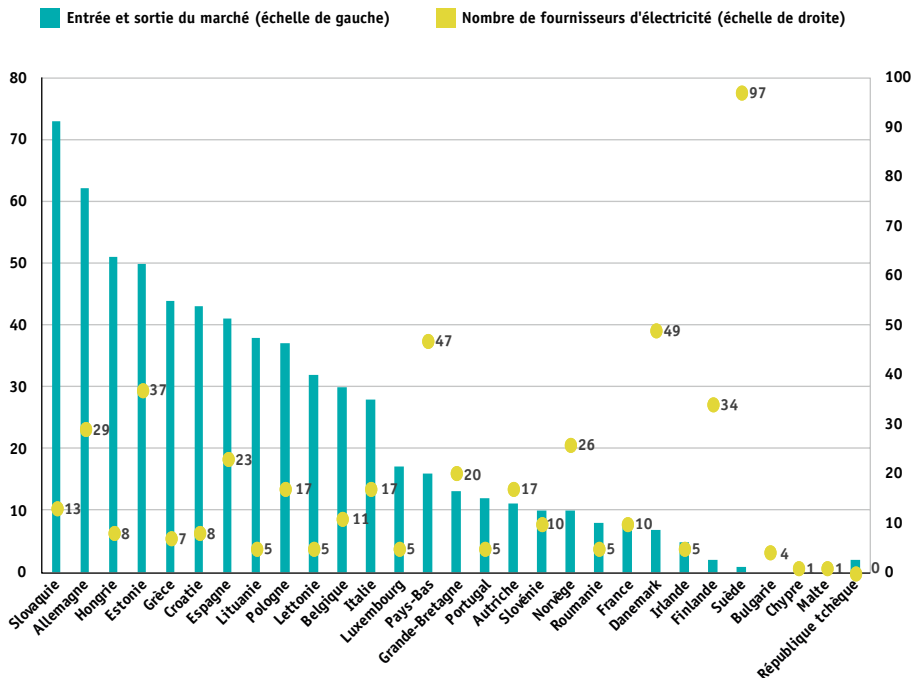
#### Les ménages sous-estiment-ils l'économie potentielle?

Dans certains pays européens, on constate une corrélation étonnamment faible entre la fréquence des changements de fournisseur des ménages et les économies que ces derniers pourraient réaliser en passant à la concurrence. Ce sont en particulier l'Allemagne, l'Autriche et la France qui présentent des taux de changement de fournisseur inférieurs à la moyenne européenne (Acer 2014). Une enquête réalisée aux Pays-Bas signale qu'un faible taux de changement de fournisseur pourrait s'expliquer par un manque d'informations: les consommateurs néerlandais estiment l'économie annuelle potentielle à 80 euros, alors qu'elle pourrait atteindre en fait 300 euros (ACM 2014).

Graphique 1

**Une dynamique du marché inégale**

Nombre d'entrées et de sorties du marché (moyenne annuelle de 2009 à 2013, en %), et nombre de fournisseurs (2013)



Source: ACER (2014) / La Vie économique

de la réglementation, afin de maîtriser ce qu'ils estiment être une hausse exagérée des prix pratiqués auprès des petits clients<sup>11</sup>.

**Création de marchés régionaux**

Les limites géographiques du marché de l'électricité forment une autre question de fond. D'un côté, plus les territoires définis sont vastes, plus la concurrence entre les producteurs est vive et plus les marchés sont liquides. D'un autre côté, les opérateurs ne modulent correctement leurs décisions d'investissement, de production et de consommation en fonction de la charge qu'ils supposent pour les réseaux que s'ils doivent en supporter directement le coût. Les composants G forment une partie du coût du réseau et doivent être facturés aux utilisateurs comme aux producteurs. Une solution pourrait être de calculer la charge du réseau en fonction du principe de causalité. Une autre possibilité de créer des incitations à cet égard est de définir des marchés régionaux de manière à rendre possibles des signaux de prix à l'échelon régional. Les marchés de l'électricité du nord de l'Europe (Norvège, Suède, Danemark et Finlande) ont opté pour cette fragmentation: ils ont créé douze zones régionales où des prix différents s'appliquent dès que les réseaux de transport entre les zones travaillent au maximum de leurs

capacités. En même temps, ils ont introduit le *Nordic System Price*, un prix hypothétique calculé pour l'ensemble du marché nordique et servant de base au règlement des contrats à terme<sup>12</sup>. Dans le cas de la Suède, il semble que la concurrence, mesurée au nombre de fournisseurs actifs et à l'importance de leurs marges, n'ait pas pâti de la division du pays en quatre zones en 2011, contrairement aux craintes exprimées à l'origine<sup>13</sup>. Certains spécialistes proposent d'introduire ce système en Allemagne<sup>14</sup>. Les capacités de transport entre les zones de prix étant limitées, cela a l'avantage d'encourager les investissements à l'intérieur de chacune d'entre elles. Quoi qu'il en soit, la tendance en Europe est au couplage du marché: les capacités transfrontalières du réseau de transport et l'énergie produite sur place sont traitées sur les marchés journaliers («day-ahead markets»).

**Hausse des subventions à la production**

La chute des prix de gros a fait reculer de près de moitié les bénéfices des grands producteurs européens d'électricité de 2009 à 2012<sup>15</sup>, de sorte que les opérateurs pratiquent actuellement une politique d'investissement frileuse dans le domaine de l'électricité non subventionnée. Ainsi, le modèle britannique ne semble pas en mesure d'encourager suffisamment la génération d'électricité classique pour compenser les fluctuations inhérentes aux énergies renouvelables<sup>16</sup>. Invoquant la nécessité de parer aux pénuries de production annoncées à moyen terme et soucieux d'encourager les investissements, le gouvernement britannique mise désormais davantage sur la rétribution des injections pour les techniques n'ayant pas d'incidence sur le climat; il se prononce, en outre, pour une nouvelle centrale nucléaire. En parallèle, il réintroduit les paiements de capacité supprimés en 2001, qui ne rétribuent pas la génération de courant proprement dite, mais la simple mise à disposition de capacités de production<sup>17</sup>. L'Italie et la France envisagent, elles aussi, de créer leurs propres mécanismes de capacité, pendant que l'Allemagne songe à mettre en place une réserve stratégique. Quant à la Commission européenne, elle craint que l'émergence de marchés de capacité nationaux porte atteinte à l'intégration du marché européen de l'électricité<sup>18</sup>.

**Un système de feux pour équilibrer le réseau et le marché**

Avant l'essor des énergies renouvelables, le flux d'électricité linéaire reliait les

Encadré 2

**Espagne: 30 milliards de déficit structurel**

La détermination des prix de détail pose des problèmes particuliers à l'Espagne. Pendant plusieurs années, les coûts du réseau et les subventions octroyées aux énergies renouvelables n'ont pas été entièrement répercutés sur les consommateurs, mais comptabilisés dans un fonds distinct, garanti par l'État espagnol. De la sorte, l'Espagne a accumulé jusqu'à la fin 2013 un déficit dépassant 30 milliards d'euros, qu'elle entend résorber en augmentant les prix de détail et en réduisant les subventions accordées aux énergies renouvelables (Robinson 2013, Johannesson Lindén et coll. 2014).

grandes centrales, qui injectent du courant à très haute tension, aux consommateurs, approvisionnés généralement en courant basse tension. Plus la production locale d'énergie injectée à un niveau de réseau inférieur est importante, plus les congestions du réseau local sont fréquentes. Ce phénomène est, par exemple, particulièrement courant en Allemagne, en raison de l'essor spectaculaire des énergies renouvelables. On entend par congestion du réseau la situation dans laquelle il faut équilibrer l'offre et la demande en tenant compte des restrictions attendues. L'Allemagne débat actuellement de la mise en place d'un système de feux dans le réseau de distribution afin de garantir le bon fonctionnement du marché, même en cas de restrictions. Ainsi, le feu passerait à l'orange si des congestions locales étaient prévues: les gestionnaires de réseau concernés devraient alors faire l'acquisition des capacités nécessaires dans des conditions de concurrence normales. Cela devrait se traduire prochainement par de nouveaux codes de réseau, qui répondront au règlement de l'UE et qui seront contraignants pour les États membres.

(formation des prix) et liés au réseau monopolistique qui est, lui, réglementé. Les États membres, qui ont adopté en réaction des solutions diverses, ne cessent de développer leur réglementation. Aucune solution globale, valable dans toute l'Europe, ne semble pour l'heure se dégager. La Suisse a tout intérêt à profiter des expériences faites par ses partenaires européens et de les intégrer de manière appropriée lorsqu'elle ouvrira entièrement son propre marché de l'électricité. ■

- 1 Autrement dit ceux qui sont exempts de goulets d'étranglement monopolistiques. Voir Finger et al. (2009)
- 2 Nabe et coll. (2015).
- 3 Acer (2014).
- 4 Acer (2014).
- 5 Pollit (2012).
- 6 Acer (2014).
- 7 Acer (2014).
- 8 CEER (2014).
- 9 ACER (2014).
- 10 ACER (2014).
- 11 Helm (2014).
- 12 Thema (2013). Les contrats à terme de gré à gré («forwards») sont des contrats par lesquels un acteur s'engage à acheter ou à vendre un actif à une date et à un prix donnés.
- 13 Acer (2014).
- 14 Meister (2013).
- 15 Commission européenne (2014).
- 16 Helm (2014).
- 17 DEEC (2014).
- 18 Commission européenne (2013).

### Dans l'attente d'une solution globale

Les États membres ont complètement ouvert leurs marchés de l'électricité. Les problèmes qui en ressortent sont économiques

Encadré 3

#### Bibliographie

- Agence de coopération des régulateurs de l'énergie ACER, *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013*, Ljubljana, 2014.
- Authority for Consumers and Markets ACM, *Trendrapportage Marktwerking en Consumentenvertrouwen in de energiemarkt. Tweede halfjaar 2013*, La Haye, 2014.
- Council of European Energy Regulators CEER, *CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply. Data Update*, Bruxelles, 2014.
- Department of Energy and Climate Change DEEC, *Implementing Electricity Market Reform (EMRI). Finalised Policy Positions for Implementation of EMR*, Londres, 2014.
- Commission européenne, *Prix et coûts de l'énergie en Europe*, Bruxelles, 2014.
- Commission européenne, *Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique*, communiqué, Bruxelles, 2013.
- Finger Matthias, Jaag Christian, Lang Markus, Lutzenberger Martin et Trinkner Urs, *Bestimmung des Regulierungsbedarfs aus ökonomischer Sicht: Angemessenheit und Folgen einer funktionalen oder strukturellen Trennung von Swisscom*, étude (en allemand) mandatée par Swisscom, 2009.
- Nabe Christian, Trinkner Urs et Brons Marian, *Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber*, étude mandatée par l'OFEN, 2015.
- Helm Dieter, *Electricity and Energy Prices*, Energy Futures Network Paper, no 1, 2014.
- Johannesson Lindén Asa, Kalantzis Fotiis, Maincet Emanuelle et Pienkowski Jerzy, *Electricity Tariff Deficit: Temporary or Permanent Problem in the EU?*, European Economy Economic Papers no 534, Commission européenne, Bruxelles, 2014.
- Nabe Christian, Trinkner Urs et Brons Marian, *Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber*, étude mandatée par l'OFEN, 2015.
- Meister Urs, *Knoten im deutschen Stromnetz*, Avenir Suisse, 2013.
- Pollit Michael G., *The Role of Policy in Energy Transitions: Lessons From the Energy Liberalisation Era*, Electricity Policy Research Group, Working Paper no 1208, University of Cambridge, 2012.
- Robinson David, *Pulling the Plug on Renewable Power in Spain*, Oxford Energy Comment, The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, 2013.
- Thema, *Nordic Bidding Zones*, Commissioned by the Swedish Ministry of Enterprise, Energy and Communications/The Nordic Council of Ministers, Oslo, 2013.