



Rapport succinct du 15 août 2018

Scénarios de prix pour les contributions d'investissement destinées aux installations hydroélectriques et aux installations de biomasse (art. 68, al. 2, et art. 89, al. 2, OEneR)

Processus de calcul 2017

1. Contexte

La nouvelle loi sur l'énergie (LEne) instaure au 1^{er} janvier 2018 des contributions d'investissement pour les installations hydroélectriques et les installations de biomasse. Les recettes futures de ces installations constituent un élément central pour le calcul de ces contributions. C'est pourquoi l'OFEN met à disposition un scénario de prix établi sur une base horaire, conformément à l'art. 68, al. 2, et à l'art. 89, al. 2, de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR). Le présent rapport succinct explique la méthode permettant de générer de tels scénarios de prix et énonce les résultats du processus de calcul à la fin de l'année 2017.

2. Modélisation

Les scénarios de prix ont été générés à l'aide du modèle de marché de l'électricité BID3 de la société Pöyry Management Consulting¹. Par souci de simplification, il a été admis que la totalité de l'électricité est vendue sur le marché spot. Celui-ci est représenté par un modèle fondamental qui reproduit l'offre et la demande d'électricité sur les différents marchés européens, qu'il compare les uns aux autres tout en minimisant les coûts globaux. Cela englobe en particulier la modélisation du parc des centrales, de la consommation de courant, des flux transfrontaliers, des mécanismes de marché et des prix des matières premières. Les sources des hypothèses initiales servant de base à la modélisation ont été définies par le groupe d'accompagnement de l'OFEN; elles se fondent sur des études externes et des données du marché relatives aux prix des combustibles et du CO₂ (cf. point 2.4 Prix des matières premières), ainsi que sur les perspectives énergétiques 2050 de l'OFEN (cf. point 2.1 Parc des centrales). Les autres hypothèses reposent sur les estimations des experts du marché de la société Pöyry; elles ont fait l'objet de discussions avec le groupe d'accompagnement de l'OFEN et ont été adoptées dans le cadre de la modélisation.

¹ cf. www.poyry.com/BID3 pour en savoir plus sur le modèle BID3.



2.1. Parc des centrales

Les hypothèses relatives au développement du parc des centrales en Europe reposent sur les scénarios officiels de l'UE et de ses Etats membres, ainsi que sur l'estimation des experts des pays concernés auprès de la société Pöyry. Dans ce contexte, le développement et le démantèlement de centrales nucléaires et de la production d'électricité renouvelable sont fixés de manière exogène. Le développement des centrales thermiques à combustibles fossiles est endogène dans le modèle, pour autant que leur exploitation soit rentable. Pour la Suisse, les hypothèses s'alignent sur la «variante C&E»² des perspectives énergétiques 2050, en laissant toutefois de côté le développement des centrales à cycles combinés alimentées au gaz, car celles-ci ne peuvent pas être exploitées de manière économique dans le modèle de calcul. La Figure 1 présente les hypothèses relatives au développement du parc des centrales suisse.

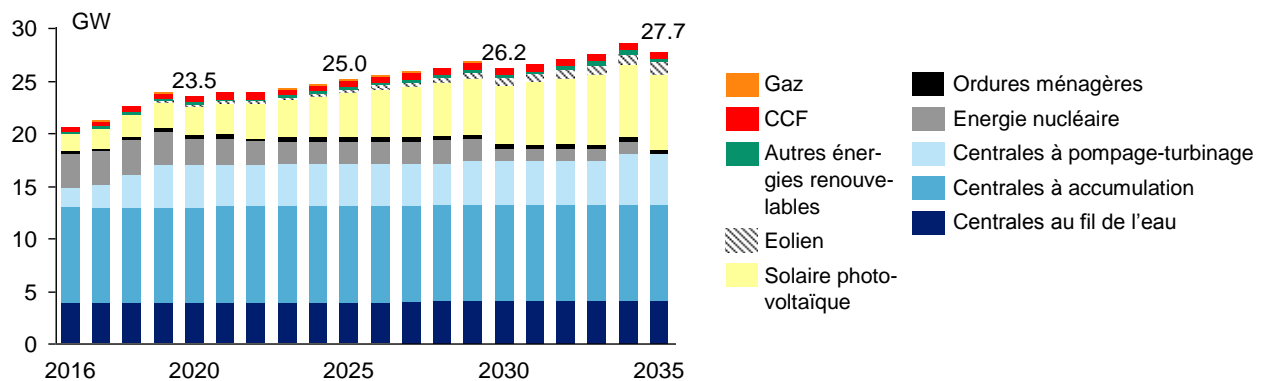


Figure 1: Hypothèses relatives au développement du parc des centrales suisse

Le modèle prend en compte les caractéristiques techniques de chaque technologie, et en particulier les possibilités d'utilisation flexible des centrales à accumulation (pompage-turbinage).

2.2. Consommation d'électricité

L'évolution du besoin en électricité repose sur le modèle de demande d'électricité de la société Pöyry et sur les hypothèses correspondantes. Le modèle utilise les hypothèses de croissance du PIB du Fonds monétaire international et tient compte des répercussions de l'efficacité énergétique et du transfert du besoin énergétique dans les domaines de la chaleur et de la mobilité vers le secteur électrique. Pour la Suisse, il indique une consommation de 65,8 TWh pour 2035. Compte tenu de la valeur indicative inscrite dans la loi sur l'énergie (baisse de la consommation d'électricité de 13 % par personne d'ici à 2035 par rapport à l'année 2000), cela correspond à une hausse moyenne de la population de 0,85% par an.

2.3. Capacités et marchés

Les capacités transfrontalières entre les différents marchés sont également représentées dans le modèle. Le développement de capacités transfrontalières supplémentaires est endogène, pour autant que les différences de prix entre les marchés permettent de couvrir les coûts d'investissement.

² Cf. «Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050» (http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/06431/index.html?lang=fr&dossier_id=06421; en allemand)



Outre le marché spot, le modèle tient également compte des mécanismes de capacité, là où ceux-ci ont été introduits ou le seront prochainement. Dans les heures où la demande est forte et l'offre limitée, le comportement des soumissionnaires sur le marché spot est simulé par une majoration du prix, qui permet de générer les recettes nécessaires pour couvrir à long terme non seulement les coûts variables, mais aussi les coûts fixes des centrales.

2.4. Prix des matières premières

Outre les paramètres d'entrée décrits ci-dessus, les prix des combustibles fossiles et des droits d'émission de CO₂ jouent également un rôle essentiel, car dans la plupart des études, la centrale qui détermine le prix est une centrale à cycles combinés alimentée au gaz. Les analyses de sensibilité indiquent que ce sont les modifications du prix du gaz qui influencent le plus le prix de l'électricité. Les prix du CO₂, quant à eux, constituent le deuxième facteur le plus important. C'est la raison pour laquelle trois scénarios ont été calculés, chacun d'eux s'appuyant sur des hypothèses différentes quant aux prix des combustibles fossiles et des droits d'émission de CO₂. Le **scénario «Prix AIE»** se fonde sur les modèles de calcul de l'Agence internationale de l'énergie et prend comme point de départ les prix des matières premières selon le scénario «New Policies» du World Energy Outlook 2017. Le **scénario «Marché à terme»** fait appel aux prix actuels des matières premières sur le marché à terme, prix qui s'inscrivent dans une perspective de cinq ans environ. Pour la période ultérieure, le dernier prix négocié sur un marché liquide est pris en compte. Dans le cas présent, les calculs ont été effectués sur la base des valeurs moyennes des prix à terme concernés entre le 6 et le 20 novembre 2017.

Le **scénario «Prix moyen»**, conçu comme une combinaison des deux autres scénarios, sert de base au calcul des contributions d'investissement. Il admet un passage progressif des prix des matières premières selon le scénario «Marché à terme» dans un futur proche vers la moyenne des prix selon les scénarios «Marché à terme» et «Prix AIE» sur le long terme. Les Figure 2 et Figure 3 présentent les hypothèses de prix pour le gaz et le CO₂ dans les trois scénarios.

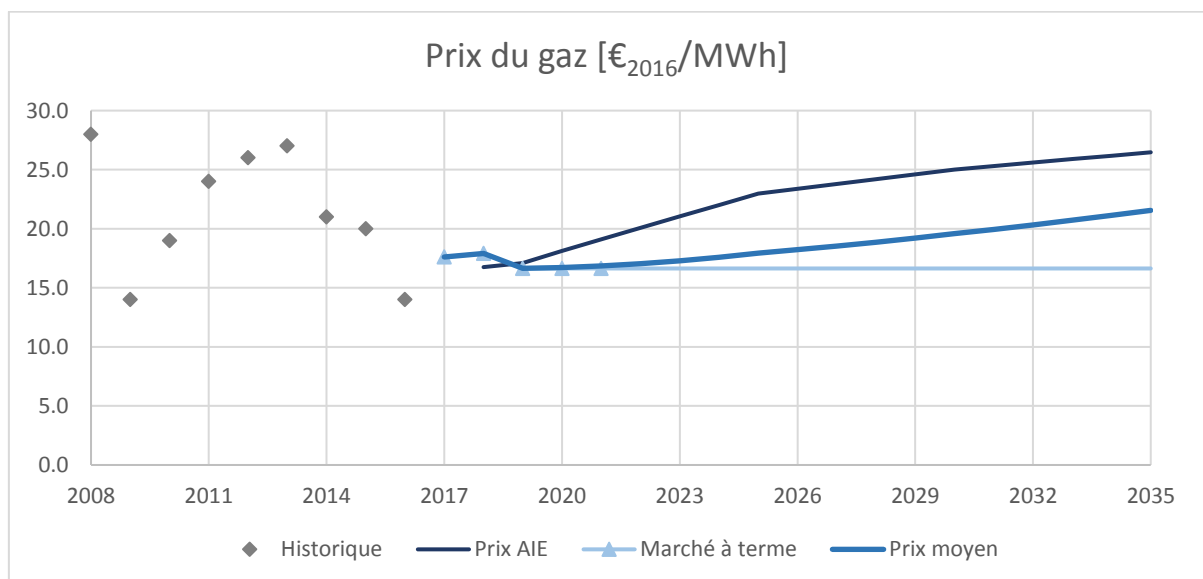


Figure 2: Prix effectifs du gaz dans le passé et hypothèses pour la modélisation

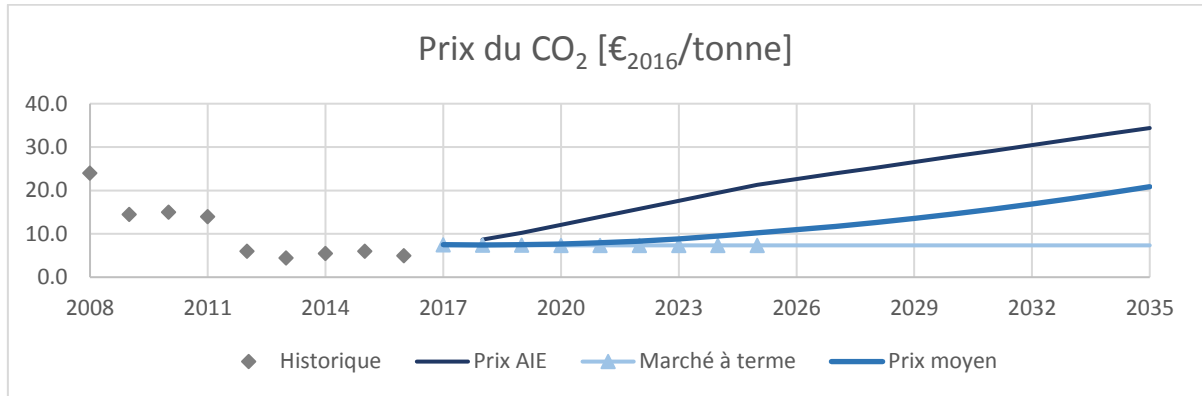


Figure 3: Prix effectifs du CO₂ dans le passé et hypothèses pour la modélisation

3. Résultats

Les résultats du modèle de calcul ont été utilisés jusqu'à l'année 2035. Par souci de simplification, on part du principe que les conditions restent identiques au cours des années suivantes. Les figures et le tableau suivants présentent les prix de l'électricité obtenus pour les trois scénarios. Le scénario «Prix moyen» est celui qui est pertinent pour les contributions d'investissement; pour l'heure, il indique des prix bas, mais prévoit un redressement au moins partiel sur le long terme.

Le passage des prix observés sur le marché à terme vers les prix AIE fondamentaux pour les combustibles étant défini de façon artificielle, le scénario «Prix moyen» doit être considéré comme un instrument destiné à déterminer les contributions d'investissement et non comme une estimation, voire une prévision, d'une future évolution des prix de l'électricité.

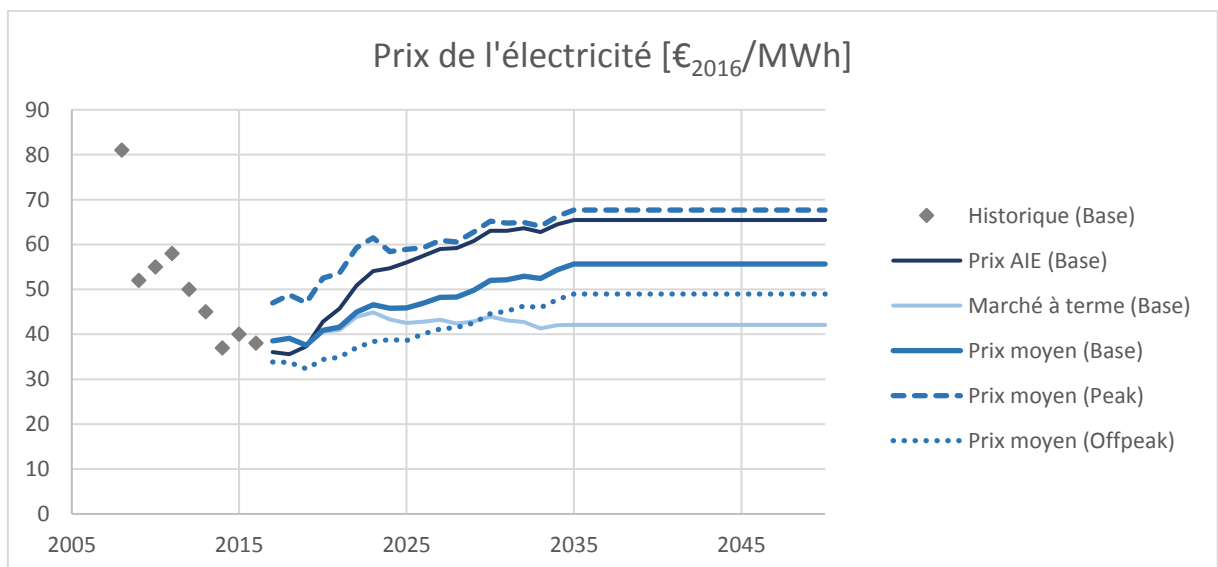


Figure 4: Prix moyens annuels de l'électricité sur le marché de gros suisse dans le passé et en fonction des scénarios basés sur les prix des matières premières selon l'AIE New Policies, le marché à terme actuel et une combinaison des deux («Prix moyen»). Pour cette dernière, les prix moyens annuels pendant les heures de pointe et les heures creuses sont également représentés.

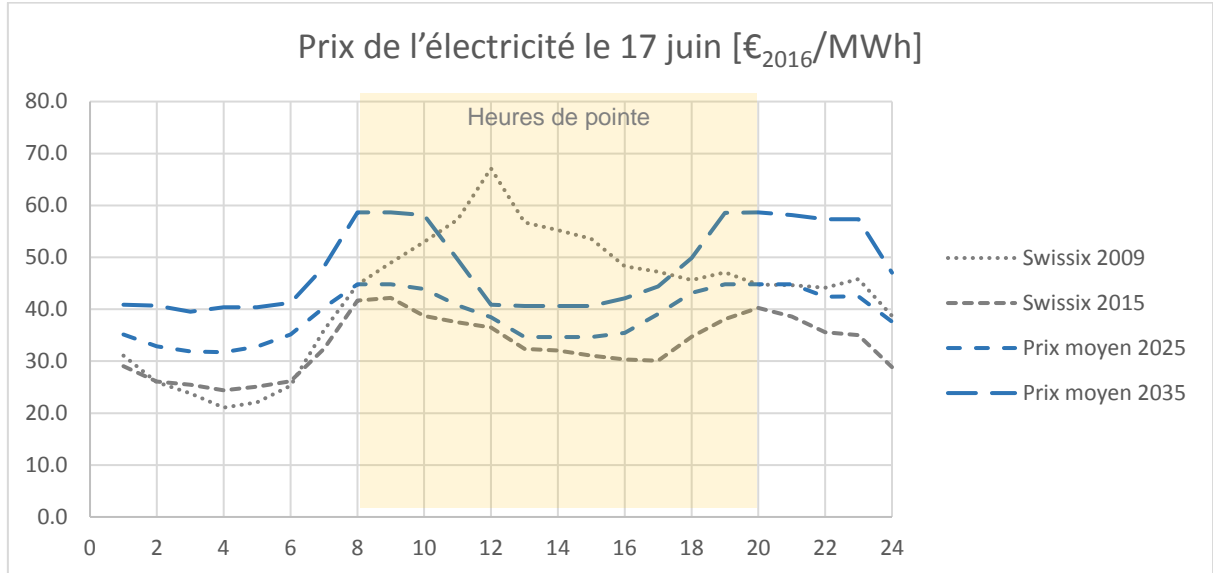


Figure 5: Evolution du prix de l'électricité pendant la journée du 17 juin (toujours un mercredi dans la modélisation). Le graphique présente les prix historiques des années 2009 et 2015, ainsi que les prix du scénario «Prix moyen» pour les années 2025 et 2035.

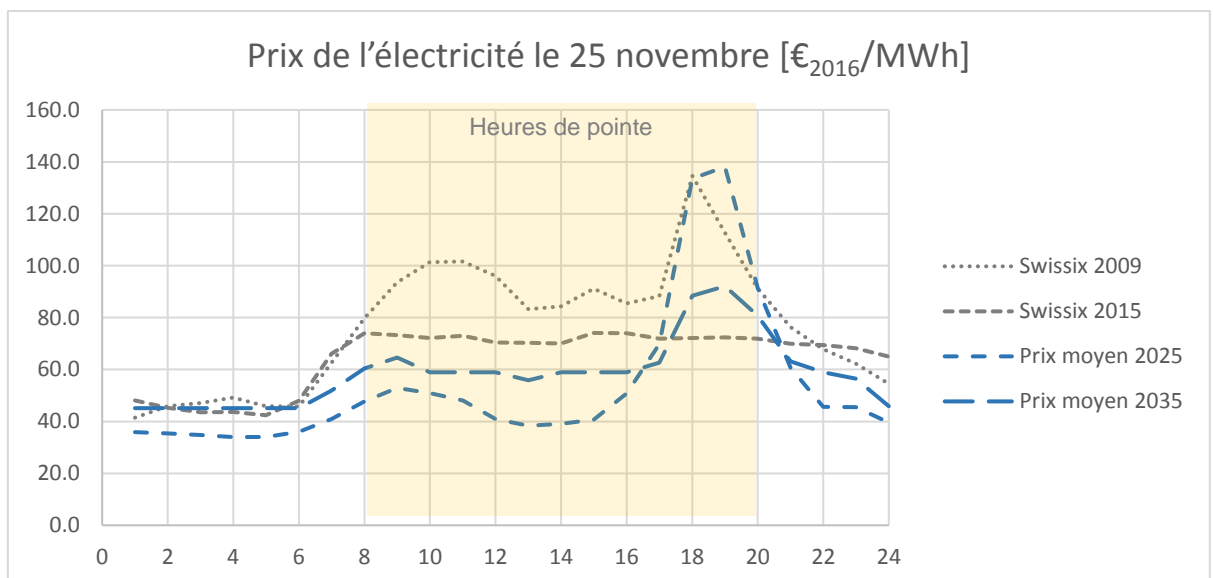


Figure 6: Evolution du prix de l'électricité pendant la journée du 25 novembre (toujours un mercredi dans la modélisation). Le graphique présente les prix historiques des années 2009 et 2015, ainsi que les prix du scénario «Prix moyen» pour les années 2025 et 2035.



Tableau 1: Modélisation des prix de l'électricité sur le marché spot suisse (moyennes annuelles en €₂₀₁₆/MWh)

€ ₂₀₁₆ /MWh	Scénario «Prix moyen»		
	<i>Base</i>	<i>H. de pointe</i>	<i>H. creuses</i>
2018	39.1	48.8	33.7
2019	37.6	47.0	32.3
2020	40.9	52.5	34.4
2021	41.6	53.7	34.9
2022	45.0	59.3	37.0
2023	46.6	61.5	38.4
2024	45.8	58.4	38.8
2025	45.9	58.9	38.6
2026	47.0	59.3	40.1
2027	48.2	60.9	41.2
2028	48.3	60.5	41.5
2029	49.8	62.7	42.6
2030	52.0	65.2	44.6
2031	52.2	64.8	45.1
2032	52.9	64.9	46.3
2033	52.4	64.0	46.0
2034	54.4	66.3	47.7
2035	55.7	67.7	49.0
à partir de 2036	55.7	67.7	49.0

4. Personnes de contact

4.1. Office fédéral de l'énergie

Beat Goldstein, spécialiste Régulation du marché, 058 465 34 36, beat.goldstein@bfe.admin.ch

Florian Kämpfer, spécialiste Régulation du marché, 058 462 54 96, florian.kaempfer@bfe.admin.ch

4.2. Pöry Management Consulting (Suisse)

Matthias Raeck (matthias.raeck@pory.com; +41 76 356 20 92)

Kai Karring (kai.karring@pory.com; +41 78 643 26 11)