

Séminaire Multidis, Lausanne 16.11.2016

La consigne:

«Libéralisation du point de mesure, Smart Metering et autoconsommation : position et situation parlementaire après la session d'automne 2016»

Roger Nordmann

Conseiller national, Lausanne

Rapporteur de commission sur la Stratégie énergétique 2050

Membre de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire (CEATE)

Président de Swissolar

Président du Groupe socialiste de l'Assemblée fédérale.

Table des matières:

1. Les défis à court et long terme pour l'approvisionnement électrique
- 2. Le contenu de la stratégie énergétique 2050 (LEne et LAPel) sur ces sujets**
3. Prochaines révisions
4. Impact positionnement GRD

1) Les défis

à court terme

Indépendamment de l'issue du vote du 27.11 sur l'initiative pour la sortie du nucléaire (arrêt KKM KKB nov 2017):

- Import cet hiver en remplacement de Leibstadt et Beznau, à l'arrêt.
- Défaillance du nucléaire français.
- Transformateurs à Beznau
- Ligne Mühleberg-Bassecourt et transfo Mühleberg

Les défis à moyen et long terme

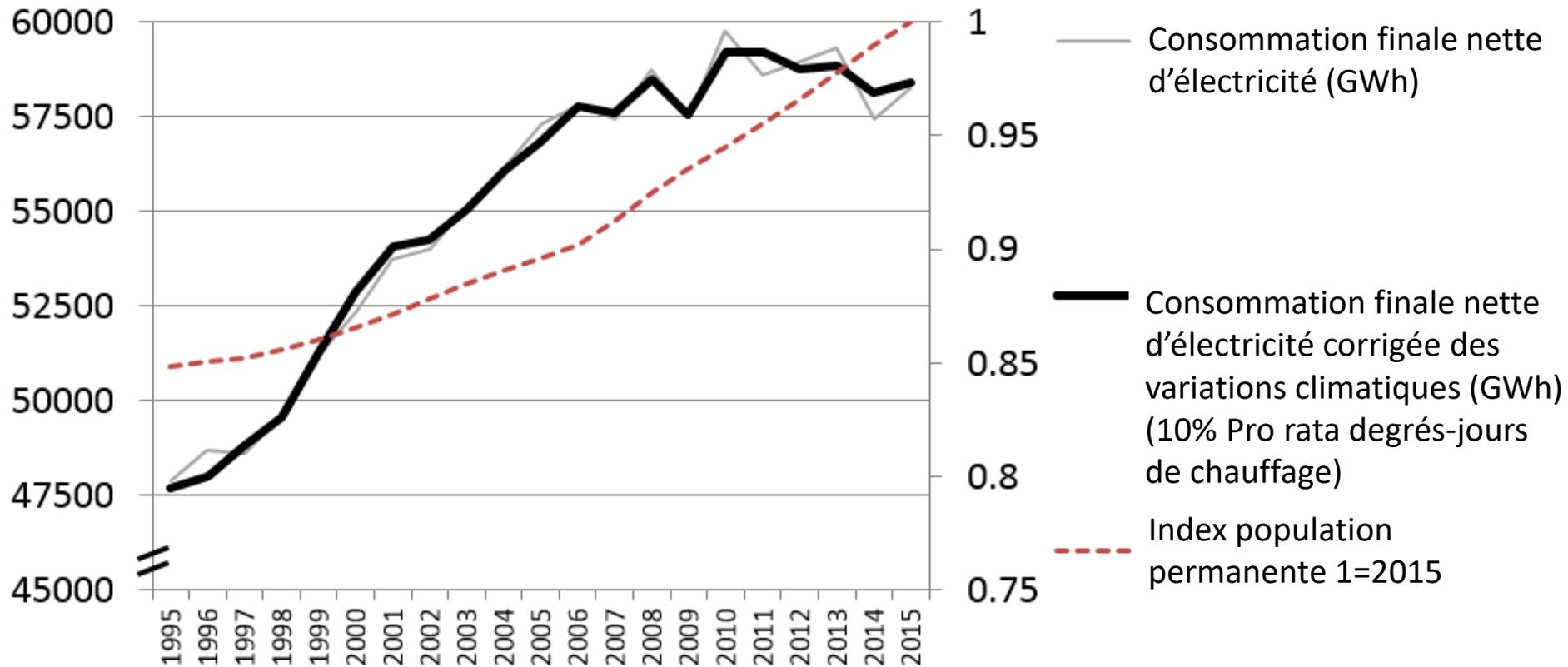
Indépendamment du résultat du 27.11.2016 et du vote sur la Stratégie énergétique en mai 2017, la Suisse sortira du nucléaire (impossible de construire «à temps» une nouvelle CN). Seul le timing est incertain. Contexte géopol. difficile.

Défis:

- Disposer de suffisamment d'électricité, spécialement en hiver, et déclencher les investissements.
- Maîtriser la demande.
- Comblé de manière ciblée les lacunes des réseaux
- Gestion de la volatilité (Suisse bien équipée).

Deux notes d'espoir

1) Consommation finale d'électricité en Suisse 1995 à 2015 (GWh)



Incertitude sur les causes du trend de stabilisation: appareil, assainissement bâtiment, désindustrialisation?

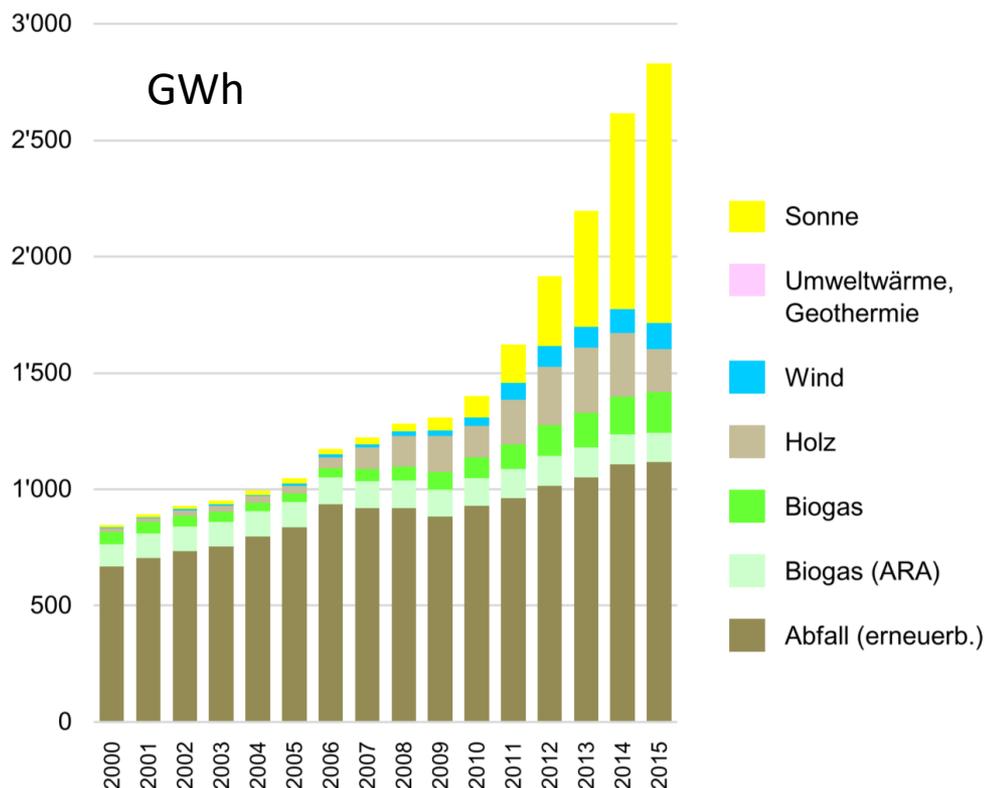
Source des calculs:

http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier_id=00769

Et OFS: T 1.1.1.1 + cc-f-1.1.1.3.3

2) Les renouvelable progressent (mais trop lentement)

Erneuerbarer Strom (ohne Wasserkraft)



Croissance depuis 2005	GWh
Croissance NER non-Hydro de 2005 à 2015	1800
Petit Hydro RPC (au 30.9.2016)	1250
Croissance PV 2016 (Estimé)	300
Total	3350
<i>Niveau 2005</i>	<i>1000</i>

A cela s'ajoutent progrès grande hydro

Nucléaire année normale: 25'000 GWh

Nucléaire 2016 : 19'500 GWh

Mühleberg: 2900 GWh

2) Le contenu de la stratégie énergétique 2050 (LEne et LAPel) sur ces sujets

- Texte de loi voté disponible sous

<http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/index.html?lang=fr>

- Référendum lancé par l'UDC (pas encore déposé)
- Votation du 21.5.2017

Communauté d'autoconsommation

Art. 17 Regroupement dans le cadre de la consommation propre

¹ Si plusieurs propriétaires fonciers ayant qualité de consommateur final se partagent un même lieu de production, ils peuvent se regrouper dans la perspective d'une consommation propre commune, pour autant que la puissance totale de production soit considérable par rapport à la puissance de raccordement au point de mesure (art. 18, al. 1). Pour ce faire, ils concluent une convention entre eux ainsi qu'avec l'exploitant de l'installation.

² Les propriétaires fonciers peuvent prévoir que la consommation propre commune sur le lieu de production s'étende aux utilisateurs finaux avec qui ils ont conclu un bail à loyer ou à ferme. Ils sont responsables de l'approvisionnement des locataires et fermiers participant au regroupement. Les art. 6 et 7 de la loi du 23 mars 2007 sur

Art. 18 Relation avec le gestionnaire de réseau et autres précisions

¹ Après leur regroupement, les consommateurs finaux disposent ensemble, par rapport au gestionnaire de réseau, d'un point de mesure unique, au même titre qu'un consommateur final. Ils doivent être traités comme un consommateur final unique, également pour ce qui est de l'installation de mesure, de la mesure ou du droit d'accès au réseau visé aux art. 6 et 13 LApEl⁸.

² Le Conseil fédéral peut édicter des dispositions, en particulier:

- a. en vue de prévenir les abus envers les locataires et les fermiers;
- b. en ce qui concerne les conditions auxquelles un locataire ou un fermier peut faire usage des droits qui lui sont dévolus par la LApEl;

Rétribution unique PV dé plafonnée + grande hydro

Chapitre 5

Contribution d'investissement pour les installations photovoltaïques, les installations hydroélectriques et les installations de biomasse

Art. 24 Conditions générales et modalités de paiement

¹ Les exploitants des installations suivantes peuvent bénéficier d'une contribution d'investissement pour autant que les moyens financiers suffisent (art. 35 et 36):

- a. les installations photovoltaïques: pour les nouvelles installations d'une puissance inférieure à 30 kW et pour les agrandissements ou les rénovations notables de telles installations; le Conseil fédéral peut fixer une limite supérieure de puissance plus élevée; **Annoncé à 10 MW!**
- b. les installations hydroélectriques, à l'exception des centrales à pompage-turbinage:
 - 1. pour les nouvelles installations d'une puissance supérieure à 10 MW,
 - 2. pour les agrandissements ou les rénovations notables d'installations existantes d'une puissance d'au moins 300 kW;
- c. les installations de biomasse: pour les nouvelles usines d'incinération des ordures ménagères, les nouvelles installations au gaz d'épuration ou les nouvelles centrales électriques à bois d'importance régionale et pour les agrandissements ou les rénovations notables de telles installations.

² Les dérogations visées à l'art 19 al 5 concernant les installations

La RPC devient la «prime d'injection».

Art. 21 Commercialisation directe

¹ Les exploitants vendent eux-mêmes leur électricité sur le marché.

² Le Conseil fédéral peut prévoir, pour certains types d'installation dont notamment les petites installations, que leurs exploitants peuvent injecter l'électricité au prix de marché de référence (art. 23) au lieu d'être tenus de la commercialiser directement, si cette dernière obligation devait se traduire pour eux par une charge disproportionnée. Le Conseil fédéral peut limiter ce droit dans le temps.

³ En cas de commercialisation directe, la rétribution de l'injection versée se compose du revenu que l'exploitant obtient sur le marché et de la prime d'injection pour l'électricité injectée. Dans les cas visés à l'al. 2, elle se compose du prix de marché de référence et de la prime d'injection.

⁴ La prime d'injection correspond à la différence entre le taux de rétribution et le prix de marché de référence.

⁵ Si le prix de marché de référence est supérieur au taux de rétribution, l'excédent revient au fonds alimenté par le supplément (art. 37).

Très intéressant pour les distributeurs: le surcoût par rapport au prix du marché est financé par la RPC. Ils disposent de l'énergie.

Rachat électricité renouvelable non RPC

Art. 15 Obligation de reprise et de rétribution

¹ Les gestionnaires de réseau sont tenus de reprendre et de rétribuer de manière appropriée, dans leur zone de desserte:

- a. l'électricité qui leur est offerte provenant d'énergies renouvelables et d'installations à couplage chaleur-force alimentées totalement ou partiellement aux énergies fossiles;
- b. le biogaz qui leur est offert.

² Les obligations de reprise et de rétribution ne s'appliquent à l'électricité que si elle provient d'installations d'une puissance électrique maximale de 3 MW ou d'une production annuelle, déduction faite de leur éventuelle consommation propre, n'excédant pas 5000 MWh.

³ Si le gestionnaire de réseau et le producteur ne peuvent pas convenir d'une rétribution, les dispositions suivantes s'appliquent:

- a. pour l'électricité issue d'énergies renouvelables, la rétribution se fonde sur les coûts que le gestionnaire de réseau aurait eus pour acquérir une énergie équivalente;

«Beschaffungskosten», et non plus «Bezugskosten».

Prix moyen auquel on se procure l'énergie, pas prix de la bourse.

(Pas valable pour l'énergie produite avec la prime d'injection).

La Stratégie énergétique relativise l'ATF du 20.7.2016

Extrait ATF 2C_681/2015, 2C_682/2015

5.2.6. *Das Konzept von Vorinstanz und CKW, wonach die Grundversorgung in erster Linie aus der Eigenproduktion zu decken sei, lässt sich weder dem Wortlaut des Gesetzes noch den Materialien entnehmen; eine direkte Zuordnung von Einzelkosten ist ausgeschlossen (vorne E. 5.2.2). Der gesetzgeberische Wille, auch den Endverbrauchern in der Grundversorgung einen Anteil an den Preisvorteilen des Netzzugangs zu gewähren (vorne E. 5.2.4), spricht gegen dieses Konzept:*

Art. 30 Prime de marché rétribuant l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques

¹ Les exploitants de grandes installations hydroélectriques dont la puissance est supérieure à 10 MW peuvent bénéficier d'une prime de marché rétribuant l'électricité produite par ces installations qu'ils doivent vendre sur le marché en dessous du prix de revient.

² Lorsque les exploitants ne sont pas tenus d'assumer eux-mêmes le risque de coûts

Art. 31 Prime de marché et approvisionnement de base

¹ Si les ayants droit sont chargés de l'approvisionnement de base au sens de l'art. 6 LApEl⁹, ils doivent, pour déterminer la quantité d'électricité donnant droit à la prime de marché, déduire arithmétiquement la quantité maximale d'électricité qu'ils pourraient vendre au titre de l'approvisionnement de base.

² La quantité à déduire se réduit du volume d'électricité de l'approvisionnement de

Tarif réseau, clients captifs.

LAPel

Art. 6, al. 4 et 7

⁴ La composante du tarif correspondant à l'utilisation du réseau est calculée conformément aux art. 14 et 15. Pour la composante concernant la fourniture d'énergie, le gestionnaire du réseau doit tenir une comptabilité par unité d'imputation. **Le fait que les consommateurs finaux captifs puissent le cas échéant injecter de l'énergie ne doit pas être pris en compte dans la fixation de la composante concernant la fourniture d'énergie.**

⁷ Les art. 17 et 18 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie³⁶ s'appliquent au regroupement dans le cadre de la consommation propre.

Art. 14, al. 3, let. c et e

³ Les tarifs d'utilisation du réseau doivent:

- c. **se baser sur le profil de soutirage et être uniformes par niveau de tension et par catégorie de clients pour le réseau d'un même gestionnaire;**
- e. **tenir compte d'une infrastructure de réseau et d'une utilisation de l'électricité efficaces.**

Base légale «Smart Metering»

Art 15 LAPel

¹ On entend par coûts de réseau imputables les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace. Ceux-ci comprennent un bénéfice d'exploitation approprié. Les coûts d'exploitation et les coûts de capital des systèmes de mesure intelligents installés chez le consommateur final, qui sont requis par la loi, ont toujours valeur de coûts imputables.

² On entend par coûts d'exploitation les coûts des prestations directement liées à l'exploitation des réseaux et aux systèmes de mesure intelligents installés chez le consommateur final. ...

Art. 17a Systèmes de mesure intelligents installés chez le consommateur final

¹ Un système de mesure intelligent installé chez le consommateur final est une installation de mesure servant à enregistrer l'énergie électrique et permettant une transmission bidirectionnelle des données et qui enregistre le flux d'énergie effectif et sa variation en temps réel chez le consommateur final.

² Le Conseil fédéral peut édicter des prescriptions concernant l'introduction de systèmes de mesure intelligents installés chez le consommateur final. Il peut notamment obliger les exploitants de réseau à faire procéder à l'installation de systèmes de mesure intelligents jusqu'à une date déterminée chez tous les consommateurs finaux ou chez certaines catégories de consommateurs finaux.

³ En tenant compte de la législation fédérale concernant la métrologie, le Conseil fédéral peut définir à quelles exigences techniques minimales les systèmes de mesure intelligents installés chez le consommateur final doivent répondre et quelles autres caractéristiques, équipements et fonctions complémentaires ils doivent

3) Prochaines révisions

Stratégie réseau: en cours, non contesté

LAPEL: Préconsultations en cours.

A ce que j'ai compris:

- Pas de libéralisation du point de mesure
- Pas de libéralisation totale «avant longtemps»
- Pas de Flat-Rate généralisé pour le réseau

Régulation plus sévère coûts du réseau?

Unbundling?

Statut Swissgrid?

si OUI le 27.11.2016: Accélération transition ?

4. Impact positionnement GRD

- Réussir la modernisation rapide du système de mesure, en maîtrisant les coûts (gains d'échelle).
- Aucune rente de situation ne perdure éternellement (compteurs à courbe de charge, dépassés.)
- Soit le GRD est pro-actif coopérant avec les producteurs décentralisés (deals de rachats et de stockage), soit il va perdre la maîtrise par le stockage décentralisé. Relation client = bonne base de départ, mais trop de chicaneries.
- Autre services énergétique «non-gadgets». Spécialement efficacité, vu que la quantité est neutre pour vous. Eviter les pointes dans le réseau.
- Prime d'injection (=nouv. RPC) et RU très attrayant pour GRD («De la région pour la région»): l'électricité produite vous appartient.
- Attaques structurelles contres les GRD pas dans ce paquet (libéralisationS, ...). Chance pour se moderniser.

Merci de votre attention

Questions?