

## Une Suisse neutre en CO<sub>2</sub> d'ici à 2050

### Pouvons-nous le faire ? Pouvons-nous nous le permettre ?

Richard Voellmy und Olivier Zürcher



Système photovoltaïque de 25 MW avec 90 000 panneaux dans le comté de DeSoto, en Floride.

Si nous avons **3000 à 5000** systèmes de ce type et si nous investissons **plusieurs centaines de milliards de francs** dans la rénovation de bâtiments et d'autres conversions technologiques, alors nous devrions en grande partie pouvoir nous passer des énergies fossiles et continuer à vivre **décentement**.

# 1. Aperçu

L'objectif recherché est zéro émission nette de CO<sub>2</sub> d'ici 2050 au plus tard. Ce rapport est une évaluation généralement compréhensible, basée sur des chiffres statistiques et des informations techniques / scientifiques. Il explique les efforts qui devraient être consentis pour mettre en place un système énergétique suisse essentiellement basé sur une électricité d'origine photovoltaïque. Des calculs simples montrent qu'un effort monumental devrait être fait et d'énormes investissements devraient être consentis.

La thèse traite également de l'insuffisance de l'approche législative, qui vise à réduire successivement les émissions de CO<sub>2</sub> au moyen de spécifications de consommation d'énergie fossile, de taxes sur les énergies fossiles et d'obligations de compensation. La nouvelle loi CO<sub>2</sub> est basée sur la même approche. Il est suggéré que la conversion du système énergétique soit une tâche de l'État, c'est-à-dire qu'un plan concret de conversion cohérent devrait être élaboré et adopté, qui à la fois précise la séquence des mesures nécessaires et assure le financement public du projet.

# 2. Résumé

Il est difficile de nos jours de savoir à quelles informations se fier. C'est pourquoi j'ai (RV) voulu me faire une idée des difficultés techniques et financières qu'il faudrait surmonter pour transformer notre système énergétique, qui repose largement sur l'utilisation de combustibles fossiles (et nucléaires), en un système uniquement basé sur des énergies renouvelables et n'engendrant aucune émission de CO<sub>2</sub>. Mon co-auteur (OZ) m'a soutenu dans ces considérations.

L'énergie renouvelable la plus importante dont nous disposons aujourd'hui est l'énergie solaire. Abondante et saisonnière, elle est une forme d'énergie n'ayant qu'une densité énergétique extrêmement faible par rapport au pétrole. L'énergie solaire peut être convertie de manière inefficace en électricité de source photovoltaïque (abrégé "PV"). Ensuite elle peut être utilisée pour faire fonctionner des appareils électriques de toutes sortes et des véhicules à moteur électrique, ainsi que pour utiliser l'énergie environnementale (principalement l'énergie géothermique) pour la production de chaleur.

Dans mes calculs approximatifs, j'ai supposé le pire des cas, c'est-à-dire que rien ne changera dans notre comportement d'ici à 2050 : notre mode de vie sera identique et le même nombre de kilomètres sera parcouru.

Les calculs ont utilisé dans la mesure du possible des données statistiques officielles ou des données issues de la littérature scientifique. L'exigence générale était que notre

futur système énergétique soit principalement basé sur l'électricité photovoltaïque produite en Suisse et que nous utiliserions toutes les technologies d'économie d'énergie (en fonctionnement, pas en production) pour la production de chaleur (principalement le chauffage des locaux et l'eau chaude sanitaire) et la mobilité, c'est-à-dire l'énergie géothermique (ou technologies analogues) et la mobilité électrique motorisée.

Quelle quantité d'électricité supplémentaire faudrait-il produire pour remplacer les centrales nucléaires et les centrales fonctionnant aux combustibles fossiles, pour alimenter la mobilité électrique, pour chauffer avec de l'énergie géothermique ou une technologie similaire et pour produire de l'eau chaude? Le calcul a montré qu'il faudrait produire 52,6 TWh supplémentaires d'électricité. Cette quantité d'énergie pourrait être produite en toute sécurité par des systèmes photovoltaïques d'une superficie totale d'environ 530 km<sup>2</sup> (environ la superficie de l'ensemble du lac de Constance, en comptant un surdimensionnement de 50%).

Environ 200 km<sup>2</sup> équiperait les toits et les façades de bâtiments.

Le reste, soit 330 km<sup>2</sup>, ce qui correspond à environ 4 fois la superficie du lac de Zurich, devrait être installé quelque part dans le paysage.

L'effort impliqué dans la mise en place de systèmes photovoltaïques de cette ampleur serait gigantesque. Les quantités d'énergie grise qui seraient utilisées pour fabriquer de tels équipements, ainsi que le prix, seraient encore plus terrifiantes.

Il convient peut-être de mentionner que la surface photovoltaïque installée jusqu'à présent en Suisse est d'environ 14,5 km<sup>2</sup>.

Le calcul ci-dessus ignore le caractère saisonnier de l'énergie solaire: or 73% de cette énergie est délivrée au semestre d'été et seulement 27% au semestre d'hiver. Et nous n'avons besoin de chauffer que pendant les mois d'hiver.

La zone photovoltaïque pourrait être agrandie afin de fournir également suffisamment d'énergie pendant le semestre d'hiver. La superficie requise pour cela serait d'environ 1'200 km<sup>2</sup> (surdimensionnement de 50%). Ainsi, tout le canton de Thurgovie devrait être recouvert de cellules solaires. Supposons que les appareils électriques seront plus efficaces en 2050 (baisse de 50% de la consommation actuelle) et que d'ici là environ 30% des bâtiments seront rénovés énergétiquement. La surface photovoltaïque se réduirait à d'environ 930 km<sup>2</sup>.

Si nous ne voulions pas cela, nous devons être en mesure de stocker l'électricité photovoltaïque excédentaire pour l'hiver, et c'est là que nous aurions le prochain énorme problème. Le stockage à l'aide de batteries serait hors de question. La deuxième meilleure option serait d'utiliser des centrales électriques à accumulation par pompage (des barrages). Cette option ne serait probablement pas suffisante non plus, même si les plans d'expansion les plus optimistes du gouvernement fédéral étaient mis en

œuvre. Il resterait alors les technologies dites « power-to-gas » (P2G), dans lesquelles l'électricité est transformée pour être stockée par exemple sous forme d'hydrogène ou de méthanol. L'électricité peut alors être régénérée à l'aide de ce que l'on appelle des piles à combustible. Ces technologies sont encore assez immatures; le fait qu'il existe déjà sur le marché des véhicules fonctionnant à l'hydrogène contredit les difficultés qui subsistent. Ces technologies sont également peu efficaces : plus de la moitié de l'énergie électrique initiale est perdue. Supposons avec beaucoup d'optimisme que le stockage de l'électricité PV d'été pour remplacer l'électricité nucléaire et fossile se ferait au moyen de centrales à pompage-turbinage, et que la mobilité et la production de chauffage / eau chaude seraient soutenues par du méthanol stocké. La demande supplémentaire d'électricité dans ce scénario serait de 54,2 TWh, ce qui correspond à une surface photovoltaïque d'environ 540 km<sup>2</sup> (surdimensionnement de 50%).

D'autres calculs ont supposé qu'il serait logique que l'électricité PV produite sur les bâtiments y soit également utilisée. Dans les scénarios calculés, toutes les zones de toit et de façade appropriées dans un bâtiment typique seraient équipées de cellules photovoltaïques, et le chauffage et la préparation d'eau chaude seraient exploités avec un système géothermique. L'énergie nécessaire en hiver serait stockée grâce à la technologie P2G (hydrogène). Les résultats des calculs donnent à penser que (calculée sur l'ensemble du parc immobilier) la production PV serait suffisante pour alimenter tous les bâtiments à usage résidentiel en électricité et tous les bâtiments chauffable en besoins de chauffage et d'eau chaude. Cependant, avec l'hypothèse importante que tous les bâtiments doivent être rénovés énergétiquement.

L'électricité PV nécessaire à la mobilité devrait être produite dans des systèmes PV supplémentaires ou des parcs installés dans la zone. L'électricité d'été excédentaire serait stockée pour la mobilité hivernale. La technologie P2G entrerait à nouveau en jeu et nous roulerions avec un soutien au méthanol en hiver, par exemple. La superficie requise du système PV serait d'environ 210 km<sup>2</sup>.

Si la grande quantité d'électricité photovoltaïque remettait en question la stabilité du réseau électrique, on déciderait peut-être de fonctionner au méthanol toute l'année. La production de méthanol pourrait alors avoir lieu indépendamment du réseau. Cependant, la surface du système PV devrait alors être environ deux fois plus grande.

Certes approximatifs, ces chiffres donnent une idée des efforts gigantesques qui devraient être faits pour mettre en place un système énergétique neutre (ou pauvre) en carbone. L'achat d'environ 500 km<sup>2</sup> de systèmes solaires coûterait à lui seul un montant estimé entre 100 et 150 milliards de francs (au prix actuel). La quantité d'énergie grise pour la fabrication des panneaux photovoltaïques dépasserait la consommation d'énergie annuelle totale en Suisse. Et puis il faudrait des usines à grande échelle pour l'électrolyse de l'hydrogène et sa carbonisation (en méthanol), et peut-être même - cela ressemble à une mauvaise blague - des usines à bois pour la production de CO<sub>2</sub> pour la carbonisation. On estime que la rénovation totale de toutes les maisons individuelles

et multifamiliales au cours des 20 prochaines années pourrait coûter près de 30 milliards de francs par an. Les industries nationales de fabrication et de construction doivent être intensifiées. Qui d'autre devrait fabriquer les systèmes photovoltaïques (que nous ne pourrions acheter nulle part) dans les quantités requises ? Qui devrait rénover plus d'un million de bâtiments, etc. ?

Même si nous devions adopter un style de vie plus modeste - et c'est urgent - et en réduisant notre mobilité, la tâche resterait ardue.

Simplement en raison de sa taille, la tâche devrait être abordée sans tarder si nous étions sérieux à ce sujet. Nous avons besoin d'un plan concret, auquel j'essaie de penser ici. C'est là que commence ma critique des lois fédérales sur l'énergie. Il s'agit de la loi sur le CO<sub>2</sub> de 2011 (toujours en vigueur) et de la loi sur l'énergie de 2016. Ces lois ne reposent sur aucun plan réel. Ils portent plutôt sur les restrictions de consommation, des taxes sur les combustibles et les carburants et des amendes. Ils appellent également à des mesures de compensation des émissions de CO<sub>2</sub> dans certains domaines de l'économie. Ils promettent également des « contributions d'investissement » (dans l'ensemble modestes) pour la rénovation des bâtiments et divers projets susceptibles de contribuer à réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. L'argent non utilisé est même redistribué à la population. La « nouvelle » loi CO<sub>2</sub>, sur laquelle nous voterons prochainement, est une nouvelle édition de la loi CO<sub>2</sub> de 2011 avec des restrictions plus drastiques et des taxes plus élevées. Parce que ces lois ne font que réglementer, elles sont soumises à la « loi des conséquences involontaires ». On ne peut craindre que le pire. Seul celui qui paie commande. En d'autres termes, seuls ceux qui paient peuvent élaborer un plan concret et le mettre en œuvre en temps voulu. La transformation de notre système énergétique devrait être une tâche de l'État, tout comme la construction de routes et d'écoles, l'AVS ou l'achat d'avions de combat. Un projet soigneusement préparé et un plan de financement (taxes) doivent être approuvés par le Parlement. Avec un référendum attendu, l'électorat déciderait en fin de compte de s'attaquer à la tâche.

Dans le dernier chapitre, mon co-auteur traite plus en détail le concept d'énergie grise, qui n'est apparemment guère envisagé à la Berne Fédérale. Les lois énergétiques visent évidemment une réduction progressive des émissions de CO<sub>2</sub>; il semble possible que la tendance s'inverse jusqu'à ce que la nouvelle infrastructure soit en place. Ses exemples véhiculent une compréhension intuitive de l'énergie grise. Il examine également l'importance du changement de paradigme actuel associé au remplacement des combustibles fossiles à très haute densité par des sources d'énergie renouvelables à faible densité telles que le rayonnement solaire et le vent.

## Table des matières

1.	Aperçu .....	2
2.	Résumé.....	2
3.	Introduction.....	8
4.	Les hypothèses générales .....	9
4.1	Énergie solaire.....	11
4.2	Chaleur environnementale, y compris l'énergie géothermique.....	11
4.3	Energie éolienne .....	11
4.4	Énergie issue des déchets organiques, du bois et du charbon de bois .....	12
5.	Calculs globaux .....	12
5.1	Production d'électricité renouvelable - remplacement de l'électricité fossile ou nucléaire..	12
5.2	Mobilité.....	13
5.3	Chauffage et préparation d'eau chaude .....	14
5.4	Résultat global .....	15
5.5	Mesures d'économie .....	15
5.6	Achat ou fabrication de systèmes photovoltaïques .....	17
5.7	Stockage de PV « électricité d'été ».....	19
5.7.1	Stockage au moyen de centrales à accumulation par pompage.....	19
5.7.2	« Peak Shaving » .....	20
5.7.3	Stockage utilisant les technologies « power-to-gas » .....	20
5.7.4	L'hydrogène pour la mobilité .....	22
5.7.5	Le méthanol pour la mobilité .....	23
5.7.6	Le méthanol pour la production de chaleur.....	24
5.7.7	Les besoins de CO <sub>2</sub> pour le méthanol.....	24
5.7.8	L'énergie solaire thermique et le stockage saisonnier .....	25
5.8	Résumé .....	27
5.9	Conclusion.....	28
6.	Production et consommation décentralisées d'énergie renouvelable: possibilités et limites.....	31
6.1	Conclusion.....	38
7.	L'électricité de l'étranger - encore moins de souveraineté.....	43
7.1	Le premier problème .....	43
7.2	Le deuxième problème .....	43

8.	Politique et législation Suisse.....	44
8.1	Conclusion.....	48
9.	Réflexions sur un plan pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 .....	50
10.	Littérature complémentaire citée dans chap. 5-9 .....	58
11.	Énergie grise .....	59
11.1	Quelques ordres de grandeur.....	60
11.2	Le barrage d'accumulation d'eau .....	61
11.3	La mobilité .....	62
11.4	La densité d'énergie.....	62
11.5	Énergie solaire.....	63
11.6	Énergie éolienne .....	63
12.	Littérature Chapitre 11.....	66
13.	Les auteurs .....	68



### 3. Introduction

Le public est sensibilisé à la problématique du réchauffement climatique. C'est grâce aux ONG, à divers groupes de scientifiques et de personnes sensibilisés, et aux partis politiques. Beaucoup sont convaincus que la combustion de combustibles fossiles et les émissions de gaz à effet de serre associées (98% de dioxyde de carbone ou de CO<sub>2</sub>) sont principalement responsables de l'élévation générale de température observée. Il est donc demandé que l'utilisation des combustibles fossiles soit abandonnée le plus rapidement possible. Dans l'Accord de Paris de 2016, 197 États ont convenu de prendre des mesures pour maintenir le réchauffement climatique bien en dessous de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels. Cet accord a été ratifié par 180 pays dont la Suisse (05.11.2017). Début 2020, l'UE a adopté le soi-disant « pacte vert pour l'Europe ». Selon cette directive, l'Europe ne devrait plus émettre de gaz à effet de serre en 2050, c'est-à-dire au moins être neutre en CO<sub>2</sub>. La loi suisse sur le CO<sub>2</sub> de 2011 et la loi sur l'énergie de 2016 prévoient des réductions de la consommation d'énergie d'ici 2035. En outre, après Fukushima, le Conseil fédéral, appuyé par le parlement, a interdit la concession pour la construction de nouvelles centrales nucléaires. Cette interdiction a été intégrée dans la loi sur l'énergie de 2016. En août 2019, le Conseil fédéral (et non le peuple) a arrêté un nouvel objectif climatique pour 2050. D'ici là, la Suisse devrait réduire ses émissions de gaz à effet de serre à zéro net. Le nouveau « plan climat » des Verts veut voir cet objectif atteint d'ici 2040. Le mouvement de grève pour le climat exige dans son plan d'action climatique que nous soyons prêts d'ici 2030.

Tous proposent un catalogue similaire de solutions possibles. Personne ne semble disposé à discuter de manière globale de l'ampleur réelle des difficultés à surmonter. Bien sûr, j'ai également regardé le nouveau rapport succinct « Energy Perspectives 2050+ » de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), qui présente des scénarios holistiques. Malheureusement, celui qui ne peut pas y passer des mois ne peut pas comprendre comment les résultats ont été obtenus. Personne ne semble avoir proposé de plan précis et bien fondé sur la manière dont l'objectif doit être atteint. Ce qui distingue les acteurs, c'est surtout l'urgence de leurs revendications.

J'ai l'impression d'avoir passé des années dans un marécage d'informations. C'est pourquoi je souhaite maintenant clarifier pour moi-même les dimensions des problèmes qui devraient être surmontés pour atteindre la neutralité CO<sub>2</sub> d'ici 2050. J'essaierai également de mieux comprendre le potentiel des différentes technologies proposées qui pourraient aider à résoudre le problème. Je suis un spécialiste des sciences naturelles, donc pas un « expert en énergie ». Cependant, en me fondant sur ma compréhension générale de la science et de la technologie, je me suis familiarisé avec la question et je crois maintenant que je suis en mesure de faire des considérations fondamentales. Mon co-auteur, Olivier Zürcher (ingénieur en mécanique



et thermodynamicien) s'est donné pour mission principale de parcourir mes chapitres et de m'empêcher de glisser. Il a également apporté ses propres idées.

Les nombres parlent souvent un langage plus clair que les mots. C'est pourquoi je travaille beaucoup avec les nombres dans les deux premiers chapitres. Ces chiffres sont faciles à comprendre. Il ne s'agit pas de calculs de modèles détaillés et complexes. J'essaye de me limiter aux influences dominantes. En matière de chauffage et d'eau chaude, par exemple, je néglige les relativement peu de bâtiments neufs ou entièrement rénovés. Quand je pense à la mobilité, je me fiche de la contribution des véhicules électriques déjà en circulation. Vous pourrez suivre facilement mes pas.

Si vous n'êtes pas habitué à la notation scientifique,  $10^1$  vaut 10,  $10^2$  vaut 100,  $10^3$  vaut 1000 et  $5 \times 10^3$  vaut 5000. K (kilo) signifie  $\times 10^3$ , M (méga) signifie  $\times 10^6$ , G (giga) signifie  $\times 10^9$  et T (tera)  $\times 10^{12}$ . KW (kilowatt) est une unité de puissance, et kWh (kilowattheure) et J (joule) sont des unités d'énergie.

Quand je me réfère à des groupes d'acteurs spécifiques (politiciens, législateurs, historiens), je n'utilise que la forme masculine pour ne pas nuire au flux de lecture. La forme féminine est également désignée.

*Le texte original est en allemand. Pour toute mise en doute et différence malencontreuse entre les deux versions, le lecteur est prié de se référer à la version allemande qui fait foi.*

*Dans la version française, l'ensemble des calculs est omis pour ne présenter que les résultats finaux.*

## 4. Les hypothèses générales

Je suppose que nous connaissons déjà les technologies qui peuvent être utilisées pour parvenir à une économie énergétique neutre en CO<sub>2</sub> d'ici 2050. Revenons 30 ans en arrière. À l'époque, il y avait déjà Internet, la mobilité électrique, les piles à combustible, le couplage chaleur-force, etc. Les cellules photovoltaïques étaient connues depuis longtemps et étaient notamment utilisées dans l'espace. Seul le téléphone portable n'existait pas encore.

Selon le Conseil fédéral et le Parlement, la Suisse devrait être neutre en CO<sub>2</sub> d'ici 2050. « Neutre en CO<sub>2</sub> » signifie sans aucune influence sur la teneur en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère. Il n'y a aucune logique à essayer d'atteindre cet objectif dans une large mesure en investissant dans des projets de réduction des émissions à l'étranger. Si nous supposons que la plupart des pays adhéreront aux directives climatiques de Paris, alors à un moment donné, nous ne serons plus en mesure de trouver des projets étrangers appropriés. En outre, la stratégie a tendance à être contre-productive car elle ne crée

aucune incitation à la restructuration interne nécessaire et diminue son urgence. Nous devrions nous aussi être neutres en CO<sub>2</sub> d'ici 2050. Si, d'un autre côté, nous pensons que presque personne n'adhèrera à l'accord de Paris, alors le projet de rendre la Suisse neutre en CO<sub>2</sub> avec le plus d'efforts possible serait tout à fait absurde. La Suisse n'est responsable que d'une infime partie des émissions mondiales de CO<sub>2</sub>.

On pourrait être tenté de se passer de cet effort. Une grande partie de l'électricité supplémentaire requise pourrait être importée. Il n'est pas impossible qu'une telle stratégie puisse fonctionner. Qui peut prédire à quoi ressemblera le monde dans 30 ans ? Cependant, nous devons garder à l'esprit que nos pays voisins auront des problèmes similaires à ceux que nous avons avec la transition vers une industrie énergétique neutre en CO<sub>2</sub>. Il n'y aura de l'électricité à acheter qu'en cas de surplus à l'étranger. L'existence de tels excédents dépendra de facteurs économiques et politiques sur lesquels nous ne pourrions guère influencer. Cela dépendra également des technologies utilisées à l'étranger si elles se produisent plus en hiver ou plus en été. En fonction du lieu de production, les pertes de transmission joueront également un rôle limitatif. Il est tout aussi imprévisible que les sources d'énergie renouvelables telles que la biomasse, le bois ou les biocombustibles soient disponibles dans les quantités requises. Ce ne serait donc pas une stratégie responsable de s'appuyer sur des achats massifs d'électricité et d'énergies renouvelables à l'étranger.

Mon hypothèse centrale est donc que l'utilisation de tous les combustibles fossiles devrait être arrêtée (dans la mesure du possible) et compensée au niveau national pour se rapprocher de la neutralité en CO<sub>2</sub>. Il s'agirait donc de remplacer toute la production d'électricité d'origine fossile et, comme nous le voulions, toute la production d'électricité nucléaire. En outre, toute la mobilité et toute la production de chaleur pour le chauffage des locaux et l'eau chaude devraient être alimentées par des énergies renouvelables domestiques. Chacun de ces secteurs devrait devenir 100% sans CO<sub>2</sub>. Dans certains secteurs industriels (par exemple la production de ciment ou d'acier), la décarbonation sera difficile à gérer et des technologies de « captage du CO<sub>2</sub> » devront probablement être utilisées. Au moins pour les sources ponctuelles, ces technologies sont raisonnablement comprises.

Je n'ai pas considéré les puits de carbone non localisés. Il semble extrêmement incertain de savoir si des technologies adaptées à l'élimination à grande échelle du CO<sub>2</sub> de l'atmosphère seront disponibles. De plus, l'élimination du CO<sub>2</sub> de l'air devrait être opérée avec de l'énergie renouvelable, ce qui serait rare. Je n'ai pas non plus considéré le boisement comme un puits de carbone, en supposant qu'il ne pourrait pas apporter une contribution significative dans notre pays densément peuplé. De plus, le boisement des terres agricoles devrait être compensé par des importations alimentaires supplémentaires, c'est-à-dire que nous continuerions à acheter notre réduction de CO<sub>2</sub> à l'étranger.

Je vais donc essayer de comprendre comment nous pourrions être à peu près neutres en CO<sub>2</sub> en 2050. Dans mes évaluations, je me limite essentiellement aux aspects techniques, donc je suppose que les besoins et le comportement des gens ne changeront pas.

L'idée semble prévaloir que les émissions de CO<sub>2</sub> devraient diminuer continuellement jusqu'à ce qu'elles atteignent zéro en 2050. En fonction des mesures prises (et de « l'énergie grise » à dépenser), les émissions ne diminueront que lentement ou pas du tout. Tout au plus pourraient-elles même augmenter entre-temps. Il faudra peut-être l'accepter pour atteindre l'objectif en 2050. Je ne traite pas en détail des objectifs intermédiaires ici, mais je regarde principalement le statut actuel en 2019 et le statut de la cible.

### ***4.1 Énergie solaire***

L'énergie solaire peut être exploitée sous forme photovoltaïque (PV) et thermique (T). Je considère que cette dernière (énergie thermique des capteurs solaires) est d'une importance secondaire. Une raison importante à cela est que toutes les surfaces de bâtiment appropriées sont sollicitées par le photovoltaïque dans les scénarios envisagés. L'énergie solaire thermique concurrencerait donc le photovoltaïque polyvalent. L'utilisation de la technologie hybride PV-T (discutée plus loin) est envisageable, mais elle n'apporterait que de modestes avantages supplémentaires.

### ***4.2 Chaleur environnementale, y compris l'énergie géothermique***

La "chaleur environnementale" au sens large est principalement utilisée pour le chauffage géothermique et la production d'eau chaude. En plus de l'énergie géothermique peu profonde, les lacs et les rivières peuvent et sont également utilisés thermiquement. La conversion à la géothermie (ou technologies analogues) est expressément prise en compte dans les explications suivantes, car il s'agit d'une technologie de chauffage extrêmement efficace en termes d'énergie. J'exclus l'énergie géothermique profonde, car il n'est pas certain aujourd'hui, que cette technologie puisse un jour être exploitée.

### ***4.3 Énergie éolienne***

À ce jour, 37 éoliennes ont été mises en service. Le fait que si peu de systèmes aient été construits à ce jour est lié à leur faible niveau d'acceptation sociale. La stratégie énergétique 2050 prévoit la construction de 800 à 900 machines. Un système moyen produit environ 6 GWh d'électricité (par an). Les systèmes prévus produiraient donc environ 5,1 TWh. L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) et l'Association des entreprises suisses d'électricité (VSE) prévoient 2-4 TWh. Comme il ressort de ce qui suit, cela correspondrait à une part assez faible de la quantité d'électricité requise.

#### *4.4 Énergie issue des déchets organiques, du bois et du charbon de bois*

L'utilisation de ces sources d'énergie a déjà lieu aujourd'hui. Les déchets organiques sont plus ou moins complètement incinérés et la majeure partie de l'énergie libérée est utilisée pour sa chaleur. Il y a donc relativement peu de potentiel inexploité (à moins que la production de déchets n'augmente). Selon la Fondation suisse de l'énergie (SES), la combustion du bois a fourni 8,5 TWh d'énergie en 2017, dont 95% sous forme de chaleur (<http://www.energiestiftung.ch/publikation-e-und-u/energie-und-umwelt-2-2017-please-turn.html> ; accès: 17/02/2021) Le SES estime que cette source d'énergie pourrait produire 50% de plus, soit 4,25 TWh. Ce serait une contribution décente mais pas décisive à la quantité supplémentaire d'énergie renouvelable requise. Avec une introduction cohérente de l'énergie géothermique ou de technologies similaires pour la production de chauffage des locaux et d'eau chaude, l'excès de bois de chauffage pourrait être utilisé pour une production d'électricité efficace. De cette manière, le bois pourrait indirectement servir de réserve d'électricité hivernale.

## 5. Calculs globaux

### *5.1 Production d'électricité renouvelable - remplacement de l'électricité fossile ou nucléaire*

Selon l'OFEN, la consommation annuelle d'électricité en Suisse (2019) était de 205'910 TJ (statistiques énergétiques totales suisses 2019 ou GEST 2019). Correspondant à

**5.72 x 10<sup>10</sup> kWh**

Nous conserverons l'hydroélectricité qui, selon l'OFEN, couvre 56,4% des besoins en électricité (sur la base du mix de production comme indiqué dans les Statistiques suisses de l'électricité 2019 (EST 2019)). Une petite quantité d'électricité, mais non négligeable, est également produite à l'aide de sources d'énergie renouvelables. Seule la quantité d'électricité produite par les centrales nucléaires et les centrales électriques utilisant des combustibles fossiles devrait être remplacée. Ainsi, seuls 37,8% de l'électricité consommée aujourd'hui devraient être générés alternativement, c'est-à-dire 2,16 x 10<sup>10</sup> kWh.

Une surface photovoltaïque (PV) de 1 m<sup>2</sup> produit environ 100 à 150 kWh d'électricité par année sous nos latitudes. En 2015, l'OFEN a calculé un chiffre annuel de 106 kWh/m<sup>2</sup> (mentionné dans Ferroni et Hopkirk, 2016). Basé sur une estimation que j'ai trouvée sur [https://www.energieberatungbern.ch/wp-content/uploads/2017/08/20131206\\_EB\\_Doku\\_Photovoltaiik\\_.pdf](https://www.energieberatungbern.ch/wp-content/uploads/2017/08/20131206_EB_Doku_Photovoltaiik_.pdf) ; (Accès: 05/11/2021), j'obtiens les résultats suivants.

1250 kWh/m <sup>2</sup>	x	0.14	x	0.85	=	149 kWh/m <sup>2</sup>
Ensoleillement moyen annuel		Efficacité moyenne d'un module PV polycristallin		Rendement de l'installation PV		Production d'électricité PV annuelle moyenne

Je retiendrai la valeur supérieure de **150 kWh/m<sup>2</sup>**.

La superficie des modules PV nécessaire pour compenser la consommation d'électricité fossile et nucléaire serait de **144 km<sup>2</sup>**.

Supposons que l'énergie photovoltaïque produite principalement pendant le semestre d'été (environ 75%) devrait être distribuée sur toute l'année. Environ un tiers de l'électricité produite au cours des 6 mois d'été devrait donc être stocké. Dans mes calculs, j'ai utilisé la valeur plus précise de 73% pour la production estivale (rapport final du 25 janvier 2021 de « Studie Winterstrom Schweiz – Was kann die heimische Photovoltaik beitragen » (OFEN)). La forme de stockage est importante car les pertes de stockage devront être compensées par une production plus élevée. La solution la plus avantageuse en termes d'énergie serait d'utiliser des barrages et les centrales de pompage-turbinage. Supposons qu'environ un quart (23%) de l'électricité photovoltaïque doit être stocké et admettons un rendement global des centrales à accumulation par pompage-turbinage d'environ 70 à 80%, cela augmenterait la quantité d'électricité à produire à **2,28 x 10<sup>10</sup> kWh**, soit une surface PV de **152 km<sup>2</sup>**.

L'OFEN a apparemment calculé avec un certain optimisme que la superficie de tous les toits de bâtiments suisses est de 439 km<sup>2</sup>, dont 71,6%, soit 314 km<sup>2</sup>, sont adaptés à l'installation de systèmes photovoltaïques (« toits solaires »). Une étude plus récente de l'ETH et de l'Université d'Oxford a estimé la superficie des toitures à 267 km<sup>2</sup>, dont 56,4%, soit **151 km<sup>2</sup>**, pourraient être utilisés pour le photovoltaïque (Walch et al.2020). L'étude révèle également que la majorité des articles plus anciens ont fourni des chiffres similaires. Donc, si nous couvrons tous les toits de panneaux solaires, nous pourrions théoriquement remplacer l'électricité produite par les centrales nucléaires et les centrales utilisant des combustibles fossiles.

## ***5.2 Mobilité***

Une sorte de mouvement pris aujourd'hui pour vérité veut que nous devrions passer à l'électromobilité pour devenir neutre en CO<sub>2</sub>. Nous ne disposons tout simplement pas de l'électricité nécessaire pour le faire. Celle-ci devrait être générée par l'énergie photovoltaïque.

La consommation d'essence (calculée en équivalents énergétiques) était de 97'210 TJ et celle de diesel 116'060 TJ en 2019 (GESSt 2019). De plus, 81'090 TJ de carburant ont

été utilisés pour l'aviation. La consommation totale d'essence et de diesel était donc de 213'270 TJ. Je laisse de côté la consommation de l'aviation dans cette considération, car les carburants d'aviation provenant de sources renouvelables sont encore au stade de développement. On ne sait donc toujours pas quelles ressources renouvelables devraient être utilisées pour la production, où la production pourrait avoir lieu et qui exploiterait cette production. Le développement de soi-disant « biocarburants d'aviation » à base d'huiles végétales semble être le plus avancé (O'Connell et al. 2019). Ces carburants seraient probablement produits dans des pays à production agricole à grande échelle.

Selon une publication de l'agence américaine EPA, l'efficacité énergétique des véhicules électriques est supérieure à 77% («tank-to-wheel efficiency»). Dans le cas des moteurs à essence, le rendement n'est que de 12 à 30% (21%). L'efficacité des véhicules à moteur diesel a été estimée à environ 22,5% (dans Hjelkrem et al.2020). Les véhicules électriques sont donc environ 3,5 fois plus efficaces que les véhicules à essence ou diesel.

[A ce propos, un facteur similaire est obtenu avec des données du monde réel. Les voitures particulières nouvellement immatriculées en Suisse en 2019 avaient une consommation moyenne de 6,18 litres d'essence ou d'équivalents essence par 100 km (<https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-79705.html>; consulté le 27 avril 2021). Cela correspond à 6,18 x 9,0 kWh / 100 km = 55,6 kWh / 100 km. Un véhicule électrique moyen consomme 16,5 kWh / 100 km (<https://www.energie-gedanken.ch/2019/ein-elektroauto-verbrauch-gleich-viel-energie-wie-die-eisenbahn/>; Accès: 27 avril 2021 ). Selon cette estimation, un véhicule électrique est 3,4 fois plus efficace qu'un moteur à essence.]

Le besoin énergétique d'une mobilité électrique aussi intense que la mobilité actuelle demanderait **1,69 x 10<sup>10</sup> kWh**.

La surface supplémentaire de modules PV requise pour permettre cette mobilité serait de **113 km<sup>2</sup>**.

En tenant encore compte du stockage saisonnier pour satisfaire les besoins hivernaux (utilisant des barrages et les centrales de pompage-turbinage), il faut augmenter la surface pour arriver à **119 km<sup>2</sup>**.

### ***5.3 Chauffage et préparation d'eau chaude***

Le consensus général tend à vouloir remplacer tous les systèmes de chauffage et d'eau chaude au mazout et au gaz au profit de systèmes géothermiques (ou d'autres systèmes qui exploitent le même principe). Cependant, nous n'avons pas non plus l'électricité pour cela. Cela devrait être généré au moyen du photovoltaïque.

Le GEST 2019 montre la consommation de combustibles pétroliers à 112'310 TJ et celle de gaz à 115'200 TJ. Par souci de simplicité, je suppose ici que ces combustibles sont

principalement utilisés pour le chauffage et la production d'eau chaude. Cela donne  $6,34 \times 10^{10}$  kWh.

La référence pour l'efficacité énergétique des pompes à chaleur (dans les systèmes géothermiques et analogiques) est leur coefficient de performance annuel ( $COP_a$ ), qui indique le rapport entre la « production de chaleur » et la consommation d'électricité. Lorsqu'il est utilisé de manière très efficace, le  $COP_a$  peut atteindre environ 4,5.

En reprenant le chiffre ci-dessus, la demande électrique pour compenser les chauffages aux énergies fossiles serait de  $1,41 \times 10^{10}$  kWh.

Contrairement à la mobilité, l'énergie pour le chauffage des bâtiments n'est pas consommée sur toute l'année, mais presque exclusivement pendant la période hivernale. Un scénario d'horreur pour l'utilisation de l'énergie solaire. Plus de 80% des bâtiments sont des bâtiments anciens construits avant 2000 (et plus de 60% avant 1980), dont la plupart sont probablement relativement mal isolés. Sur la base d'une « fiche d'information » de la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (2014), j'ai pu lire qu'en 2013, 85% de l'énergie utilisée pour la production de chaleur était en moyenne destinée au chauffage des locaux et 15% à l'eau chaude (confirmé par la lecture de sources plus récentes; j'ai trouvé un chiffre légèrement plus élevé de 17% pour 2017 dans le rapport «Consommation d'énergie dans les ménages privés 2000-2017 de l'OFEN). Étant donné que les rénovations totales et les nouveaux bâtiments ne deviennent que lentement visibles dans les statistiques, il n'est pas surprenant que j'aie trouvé à peu près les mêmes chiffres pour l'année 2000. Nous devrions donc disposer de 92,5% de l'énergie nécessaire au chauffage et à l'eau chaude sanitaire pendant la moitié d'hiver de l'année. Sur les 73% de l'électricité PV produite au cours du semestre d'été, 90% devraient être stockés.

Après avoir pris en compte les pertes dans le stockage de pompage/turbinage de l'électricité PV d'été excédentaire, cela demanderait  $1,63 \times 10^{10}$  kWh ou **109 km<sup>2</sup>** de surface PV.

#### ***5.4 Résultat global***

En tenant compte du remplacement de l'électricité actuelle d'origine nucléaire ou fossile (152 km<sup>2</sup>), des besoins d'un parc de véhicule uniquement électrique (119 km<sup>2</sup>) et de chauffages par pompes à chaleur (109 km<sup>2</sup>), on arrive à une **surface photovoltaïque de 380 km<sup>2</sup>**.

380 km<sup>2</sup> représentent environ 10 fois la superficie du lac de Bièvre ou plus que la superficie de la partie suisse du lac Léman.

#### ***5.5 Mesures d'économie***

Qu'en est-il des mesures visant à réduire la gigantesque superficie des modules PV de 380 km<sup>2</sup>? Supposons qu'au total, tous les systèmes électriques utilisés dans les



ménages (éclairage, ventilation, appareils, réfrigérateurs, télévision, ordinateurs, etc.) ne consommeront qu'environ la moitié de l'électricité en 2050 par rapport à aujourd'hui, alors cela pourrait être pour l'électricité requise en le secteur des ménages peut être produit avec une superficie de cellules solaires de  $152 \text{ km}^2 \times 0,56 = 85 \text{ km}^2$  (Le facteur 0,56 tient compte du fait que les ménages ne consomment pas toute l'électricité produite par les centrales fossiles et nucléaires.) Cette attente a également été exprimée dans un article de l'Agence suisse pour l'efficacité énergétique (SAFE) (SAFE-Factsheet Electricity Consommation 2035/2050).

Il n'y aurait guère d'économies substantielles possibles avec l'électromobilité. Les moteurs électriques et la charge/décharge des batteries sont déjà très efficaces aujourd'hui.

Il y a beaucoup de potentiel dans le domaine de l'isolation des bâtiments. Cependant, malgré les subventions gouvernementales, environ 1% seulement des bâtiments sont rénovés énergiquement chaque année. Si, sur les 30% de bâtiments qui devraient être rénovés entre 2020 et 2050, les besoins énergétiques pour le chauffage et l'eau chaude pouvaient être réduits d'environ 60% ([energieheld.ch/renovation/energiebedarf#energiebedarf](http://energieheld.ch/renovation/energiebedarf#energiebedarf); dernier accès: 02.01.2020 21), alors la zone PV qui serait nécessaire pour remplacer le mazout et le gaz serait réduite à **89 km<sup>2</sup>** (au lieu des 109 calculé précédemment)

Comme expliqué ci-dessus et déjà pris en compte, le passage de la mobilité à énergie fossile à l'électromobilité réduirait considérablement la consommation d'énergie. Il est difficile d'estimer combien le nombre de kilomètres parcourus pourrait être réduit. Il a fortement augmenté entre 2005 et 2019, à savoir de 24% pour le transport de passagers et de 27% pour le transport de marchandises, comme le montre l'Office fédéral de la statistique (OFS). La plupart des bâtiments résidentiels, des magasins, des écoles, des bâtiments administratifs et des usines seront encore debout en 2050. Par conséquent, le nombre de kilomètres parcourus en trafic domicile-travail et travail, ainsi qu'en trafic lié aux services et à la distribution de marchandises, ne peut être réduit à volonté. Le comportement futur de la population sera décisif (plus dans le prochain chapitre). Peut-être que de nombreux particuliers se laisseront persuader de conduire des véhicules moins puissants. Cependant, la tendance de ces dernières années va dans le sens inverse. Une plus grande prise en compte des transports publics pourrait également apporter un certain soulagement. (Des passagers supplémentaires amélioreraient l'efficacité des transports publics. Ce gain d'efficacité pourrait cependant être annulé par une nouvelle expansion des transports publics). Peut-être que les gens seraient également disposés à réduire leur mobilité de loisir (44% des kilomètres parcourus dans le transport de passagers selon le Microrecensement mobilité et transport 2015 de l'OFS). Dans mes calculs (mais pas dans les commentaires) je m'abstiens de spéculer sur une réduction significative de la dépense énergétique pour la mobilité.

Avec les économies mentionnées, la surface totale requise pour les modules PV serait encore de  $85 \text{ km}^2 + 119 \text{ km}^2 + 89 \text{ km}^2 = 293 \text{ km}^2$

**C'est 20 fois plus que la surface photovoltaïque actuellement installée.** (Selon le BFE, les systèmes photovoltaïques ont produit  $2,18 \times 10^9$  kWh d'électricité en 2019. Si vous calculez ce retour, cela correspond à une surface de cellule solaire d'environ  $2,18 \times 10^9 \text{ kWh} / 150 \text{ kWh} / \text{m}^2 = 1,45 \times 10^7 \text{ m}^2 = 14,5 \text{ km}^2$ .)

Si nous supposons que la production d'énergie éolienne prévue devait exister, la surface serait alors de **259 km<sup>2</sup>** et produirait 38,8 TWh

$$2,59 \times 10^8 \text{ m}^2 \times 1,50 \times 10^2 \text{ kWh} / \text{m}^2 = 3,88 \times 10^{10} \text{ kWh} = 38,8 \text{ TWh}$$

L'OFEN a estimé qu'au maximum 67 TWh d'énergie solaire pourraient être produits sur les toitures et façades de bâtiments suisses (communiqué de presse du 15 avril 2019), dont 50 TWh sur les toits et 17 TWh sur les façades.

Comme mentionné précédemment, cette évaluation semble trop optimiste. La nouvelle étude de Walch et al. (2020) évaluent la superficie des toitures adaptées à la production photovoltaïque à  $151 \text{ km}^2$  et une production d'énergie de 22,6 TWh

En y ajoutant encore toutes les façades dans la même mesure que dans l'étude BFE, cela se traduirait par 30,3 TWh.

Ainsi, une fois l'ensemble du parc immobilier exploité, il manquerait encore une surface de **57 km<sup>2</sup>** soit le double de la superficie du lac de Brienz. (Si les dépenses de mobilité pouvaient être réduites d'environ 50%, on pourrait théoriquement se passer de ce domaine.)

## ***5.6 Achat ou fabrication de systèmes photovoltaïques***

Quelle serait la consommation d'énergie nécessaire pour la production des systèmes photovoltaïques? On pourrait dire que nous n'avons pas à nous en préoccuper. Nous achèterions les cellules photovoltaïques et d'autres composants des systèmes photovoltaïques en Chine ou ailleurs et les ferions ensuite installer ici. Alors, que coûterait la révolution photovoltaïque à la Suisse?

En Suisse, on estime les coûts à environ 2 francs par kWh d'électricité produite (<https://www.energie-gedanken.ch/2017/was-kosten-photovoltaik-anlagen-in-der-schweiz/>; consulté le 28 avril 2021). Pour les  $3,88 \times 10^{10}$  kWh d'électricité qu'il faudrait produire, cela représenterait **77,6 milliards de francs**.

Cette solution certes coûteuse mais pratique n'est peut-être pas une option. Si l'utilisation cohérente du photovoltaïque est l'une des approches les plus importantes pour atteindre la neutralité en CO<sub>2</sub>, la plupart des autres pays s'y plieront également. Les achats de l'ordre de grandeur requis ne pourraient probablement pas être effectués du tout. Il serait également injustifiable de laisser les Chinois ou d'autres produire les quantités gigantesques de modules photovoltaïques et d'accessoires dont nous avons

besoin et de leur laisser la pollution qui en résulte. Comme mentionné précédemment, il ne sera guère possible de renoncer à l'expansion du photovoltaïque et de produire à long terme d'énormes quantités d'électricité à partir des pays voisins et de nous les faire approvisionner via des lignes partiellement inexistantes.

Nous devons donc fabriquer nous-mêmes les systèmes photovoltaïques. Un calcul certes quelque peu daté a montré que la production de modules solaires nécessite une quantité d'énergie d'environ 585 kWh/m<sup>2</sup> (Dale et Benson (2013)). Selon des chiffres plus récents publiés par Ferroni et Hopkirk (2016), cette valeur est plutôt autour de 1'290 kWh/m<sup>2</sup> et, après installation, autour de 1'380 kWh/m<sup>2</sup>. Si nous prenons une valeur moyenne de 1000 kWh/m<sup>2</sup>, alors la dépense énergétique serait d'environ **259 TWh**.

C'est plus que la consommation totale d'énergie en Suisse en 2019 (232 TWh). Il faut s'attendre à ce que le photovoltaïque soit construit par étapes. De cette manière, il pourrait lui-même apporter une contribution énergétique à son expansion (en réduisant la consommation d'électricité dans les bâtiments équipés). Si nous devons ajouter chaque année autant d'espace photovoltaïque que ce qui a été installé jusqu'à présent, l'expansion prendrait 19 ans. Peu de temps après, le remplacement des modules les plus anciens devrait commencer ... (Le système photovoltaïque est conçu pour une période de 20 à 25 ans.)

La nécessité d'utiliser de grandes quantités d'électricité pour l'expansion du photovoltaïque signifie que peu de choses devraient changer dans le mix de production actuel d'électricité à court et moyen terme. L'énergie nucléaire ne saurait donc être abandonnée à court ou moyen terme. Du côté de la consommation, l'électromobilité ne pourrait pas se développer rapidement. Sinon, des achats d'électricité massivement importants devraient être effectués à l'étranger et / ou des centrales au gaz devraient être utilisées à grande échelle.

Hormis dans cet exemple, la dépense d'énergie grise n'est pas prise en compte dans mes calculs. Comme discuté, ma principale préoccupation est de comparer l'état actuel avec l'état cible en 2050. Mais je ne voudrais pas passer sous silence que pour une conversion du système énergétique, d'énormes investissements supplémentaires en énergie grise devraient être faits (en relation avec la rénovation des bâtiments, la construction de systèmes géothermiques, l'expansion des centrales hydroélectriques, la construction d'éoliennes, les usines d'électrolyse, les usines de production de méthanol, etc.) Mon co-auteur aborde cet aspect souvent négligé plus en détail dans le dernier chapitre.

## 5.7 Stockage de PV « électricité d'été »

### 5.7.1 Stockage au moyen de centrales à accumulation par pompage

Comme déjà mentionné, le stockage par pompage/turbinage serait la solution la plus économe en énergie. Doit être économisé en été pour préparer l'hiver :

- $0.29 \times 10^{10}$  kWh pour la consommation générale d'électricité domestique
- $0.42 \times 10^{10}$  kWh pour la mobilité
- $0.80 \times 10^{10}$  kWh pour le chauffage et l'eau chaude

**Au total, ce sont  $1,51 \times 10^{10}$  kWh.**

En utilisant l'exemple des centrales électriques du Grimsel, on peut se faire une idée de l'ampleur de cette quantité d'énergie à stocker. Le complexe de la centrale est l'une des trois seules centrales qui ont une puissance installée > 1 000 MW (ou l'un des six complexes de centrales d'une capacité > 500 MW). Un projet en cours prévoit une augmentation de 23 m de la paroi du barrage du lac du Grimsel, un projet de construction dont le coût a été estimé à 235 millions de francs. Selon l'exploitant, l'augmentation d'énergie stockée serait de  **$2,40 \times 10^8$  kWh**

Le volume de stockage du Grimsel serait presque doublé avec cette expansion. Je suppose que c'est un exemple du doublement (ou du triplement) de la capacité de stockage ciblé par le gouvernement fédéral. **Le projet gigantesque ne générerait que 1,6% de la capacité de stockage nécessaire.** Même si les autres grandes centrales de stockage étaient agrandies en conséquence, **elles seraient toujours au moins d'un ordre de grandeur (facteur 10) de la capacité de stockage requise.** Même si une augmentation de la capacité de stockage des centrales à accumulation par pompage/turbinage pourrait apporter une contribution précieuse, le problème du stockage serait loin d'être résolu.

Un autre problème peut être montré à l'aide de l'exemple des centrales électriques du Grimsel. Une demande de planification pour l'élévation du mur du barrage a été déposée en 2005. En 2012, le canton de Berne a accordé la concession d'agrandissement du mur. Le projet est combattu par les associations environnementales Aqua Viva et la Fondation suisse Greina pour des raisons de protection de la nature et du paysage. À la suite de leurs démarches, le projet a été temporairement arrêté par le tribunal fédéral en novembre 2020. Même si la construction du barrage obtenait le feu vert après de nouvelles évaluations, le projet de construction lui-même prendrait encore 6 ans. Il aurait fallu 22 ans entre le dépôt de la demande de planification et l'achèvement du bâtiment. Si ce retard était typique, alors de nouveaux projets d'expansion sur d'autres réservoirs ne pourraient être mis en œuvre que peu de temps avant 2050. Il y a apparemment des verts et des verts. Jusqu'à présent, certains ont jeté du sable dans les engrenages des autres.

À propos, le gouvernement fédéral prévoit une augmentation nette de 3,2 TWh d'électricité provenant d'installations hydrauliques d'ici 2050 (<https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/58259.pdf>; consulté en mai 6, 2021). L'exemple de la modification du barrage au Grimsel suggère résolument beaucoup d'optimisme dans l'atteinte de ses objectifs. Même si le projet pouvait être réalisé, cela ne générerait qu'environ 21% des besoins en stockage.

### 5.7.2 « Peak Shaving »

Si la capacité de stockage ne peut pas être augmentée de manière significative, le rasage des pics serait-il une alternative ?

Le « peak shaving » consiste à un surdimensionnement suffisant pour produire assez d'électricité en hiver. Serait-ce vraiment une solution sensée ?

Pour l'alimentation électrique, j'ai calculé  $2,16 \times 10^{10}$  kWh x 0,56 (scénario économique). Comme discuté, seul un peu plus d'un quart de la quantité d'électricité PV est produite au cours du semestre d'hiver, mais la consommation est plus ou moins constante tout au long de l'année. La surface pour couvrir ce besoin serait de 149 km<sup>2</sup>.

Pour l'électromobilité, ce serait 209 km<sup>2</sup>.

Ce serait particulièrement flagrant dans la zone de chauffage. J'ai estimé que 92,5% de la quantité d'énergie utilisée à cet effet est consommée pendant le semestre d'hiver. La quantité d'énergie requise ( $1,16 \times 10^{10}$  kWh) pourrait être fournie par 77 km<sup>2</sup> de modules photovoltaïques. Malheureusement, seulement 27% de celui-ci serait produit au cours du semestre d'hiver. Afin d'avoir une quantité suffisante d'électricité disponible pendant le semestre d'hiver, la superficie des cellules solaires devrait être augmentée à 265 km<sup>2</sup>:

La superficie totale serait de  $149 \text{ km}^2 + 209 \text{ km}^2 + 265 \text{ km}^2 - 34 \text{ km}^2 = 589 \text{ km}^2$  (en tenant compte de l'énergie éolienne).

Cela correspond à environ **41 fois la superficie de tous les systèmes installés jusqu'à présent**. Comme indiqué ci-dessus, environ 30,3 TWh d'électricité pourraient être produits sur les surfaces des bâtiments. Compte tenu de l'équipement de toutes les toitures et de toutes les façades, il faudrait encore équiper une surface de **387 km<sup>2</sup>**. C'est plus de 4 fois la superficie du lac de Zurich.

Mon opinion à ce sujet: «le rasage de pointe» serait absurde.

### 5.7.3 Stockage utilisant les technologies « power-to-gas »

Si une grande partie de l'électricité photovoltaïque nécessaire pendant la moitié de l'année d'hiver ne pouvait pas être stockée au moyen du stockage par pompage/turbinage, et si nous voulions nous abstenir de réduire les pics de consommation, nous devrions nous passer de la mobilité électrique pure.

Les technologies « power-to-gas » (P2G) pourraient-elles aider à résoudre le problème du stockage? Avec ces technologies, l'eau (H<sub>2</sub>O) est divisée électrolytiquement en hydrogène (H<sub>2</sub>) et en oxygène (O<sub>2</sub>). L'hydrogène peut être soit distribué via des canalisations, puis comprimé ou liquéfié par des distributeurs (ex: stations de remplissage). Sinon, l'hydrogène résultant peut être comprimé ou liquéfié sur site puis stocké et distribué dans des réservoirs. Une partie de l'énergie stockée dans l'hydrogène peut être récupérée sous forme d'électricité grâce à des piles à combustible. Par ailleurs, l'hydrogène peut être converti en méthane (CH<sub>4</sub>) avec relativement peu de pertes grâce à la réaction de Sabatier. Avec une perte un peu plus grande, du méthanol (CH<sub>3</sub>OH) peut également être produit.

La partie de l'électricité PV d'été qui serait nécessaire pour la mobilité motorisée électrique pendant le semestre d'hiver pourrait-elle être convertie en hydrogène puis stockée sous forme d'hydrogène ? Si cela était possible, la quantité restante d'électricité PV d'été qui devrait être stockée dans des lacs de stockage pompés serait d'environ  $1,09 \times 10^{10}$  kWh ou 10,9 TWh

Cependant, ce serait encore 45 fois plus que l'expansion des centrales électriques du Grimsel, donc ce serait encore assez irréaliste. Mais allons-y quand même.

Il est clair que l'utilisation directe de l'électricité pour alimenter un véhicule électrique est plus efficace que de l'utiliser indirectement, dans laquelle l'électricité est utilisée pour électrolyser l'eau et comprimer ou liquéfier (refroidir) l'hydrogène généré puis l'utiliser dans le véhicule. La pile à combustible reconvertit en électricité et alimente ensuite le moteur électrique du véhicule. La production d'hydrogène par électrolyse peut être exploitée avec un rendement de 60 à 80%. L'efficacité énergétique électrique des piles à combustible (à hydrogène) peut être de 50 à 60%. Le rendement de l'opération complète qui en résulte (efficacité de la conversion de l'électricité en hydrogène et retour en électricité) est de 30 à 48%. Je retiens l'efficacité de 48%. Pour la compression de l'hydrogène, je calculerai avec un rendement de 85%.

En raison des pertes importantes inhérentes aux technologies P2G, je suppose ici que nous conduirions des véhicules hybrides qui pourraient fonctionner à la fois à l'électricité et à l'hydrogène (ou au méthanol, comme indiqué ci-dessous). L'électricité serait utilisée exclusivement en été et l'électricité ou l'hydrogène seraient utilisés en hiver. La fabrication de tels véhicules ne nécessite aucune innovation supplémentaire. De cette manière, nous n'aurons « qu'à » convertir l'excédent d'électricité PV d'été en hydrogène pour compléter la mobilité hivernale. (Cette option hybride peut ne pas être disponible comme indiqué dans le chapitre suivant.)

Si toute la mobilité basée sur les combustibles fossiles passait à l'électricité photovoltaïque et à l'hydrogène photovoltaïque (et que l'hydrogène était stocké et distribué sous forme liquide comme indiqué ci-dessous), alors la quantité d'énergie à



produire pour la mobilité serait de  $2,13 \times 10^{10}$  kWh, représentant une surface PV de **142 km<sup>2</sup>**.

Ainsi, la surface photovoltaïque totale requise serait

**$85 \text{ km}^2 + 142 \text{ km}^2 + 89 \text{ km}^2 - 34 \text{ km}^2$  (énergie éolienne) =  $282 \text{ km}^2$ , soit environ 19 fois la superficie totale actuellement bâtie**

La quantité d'électricité produite par cette zone PV serait de 42,3 TWh.

Les systèmes photovoltaïques sur toutes les zones de bâtiment appropriées contribueraient à hauteur de 30,3 TWh (voir ci-dessus). De plus, il faudrait donc encore **80 km<sup>2</sup>**, soit un peu moins que la superficie du lac de Zurich.

Si le stockage dans des centrales électriques à accumulation par pompage/turbinage n'était pas possible et que l'approche de « peak shaving » était utilisée, alors la zone PV requise serait de **522 km<sup>2</sup>**, ce qui correspond à la quasi-totalité de la superficie du lac de Constance. Inutile de commenter.

#### **5.7.4 L'hydrogène pour la mobilité**

Revenons au stockage de l'hydrogène pour la mobilité hivernale. La quantité d'énergie à stocker serait de  $0,50 (4) \times 10^{10}$  kWh.

Le contenu énergétique de l'hydrogène est d'environ 33,3 kWh/kg. Donc il faudrait un réservoir de  $1,51 \times 10^5$  tonnes.

Avec une densité de  $0,081 \text{ kg} / \text{m}^3$  et à température ambiante (300 K), le volume de gaz à stocker serait de **1,86 km<sup>3</sup>**. Cela correspond à 1,5 fois le volume d'eau du lac de Bienne.

Pour stocker de grands volumes d'hydrogène à condition atmosphérique, il faudrait pouvoir se rabattre sur des formations géologiques fermées appropriées. Divers projets visant à stocker l'hydrogène dans des cavernes ont été créés en lavant du sel. Un de ces projets est en cours dans l'Utah, près de Salt Lake City. Le « Advanced Clean Energy Storage Project » (ACES) est en train de réaliser un groupe de stockage capable de stocker de l'hydrogène avec un contenu énergétique de  $8,76 \times 10^9$  kWh. Cela serait suffisant pour la mobilité suisse assistée par hydrogène. Dans une première phase d'expansion, l'hydrogène serait stocké avec un contenu énergétique de  $1,5 \times 10^8$  kWh. La caverne utilisée a un diamètre de plus de 0,8 km et une profondeur de 1,6 km (volume:  $0,08 \text{ km}^3$ ). « Hypos Alliance » prévoit de construire une installation de stockage de salines d'une capacité de  $1,5 \times 10^8$  kWh en Saxe-Anhalt.

Pour autant que je sache, il n'y a pas en Suisse de dômes de sel de taille comparable, ce qui signifie que cette stratégie de stockage n'est pas applicable. Des cavernes pouvant convenir au stockage de gaz ont été identifiées dans le secteur du Grimsel. Il s'agit d'un système de 4 cavernes pouvant stocker  $0,11 \text{ km}^3$  de gaz. Cela représente environ 6% du volume requis pour le stockage de l'hydrogène à des fins de mobilité.



Dans la situation actuelle, le stockage de l'hydrogène comprimé à une telle échelle est hors de question : le stockage de grands volumes d'hydrogène comprimé est un problème totalement non résolu. Pour le stockage sous forme liquide, des réservoirs devraient être construits pour environ  $1,36 \times 10^8$  kg /  $71 \text{ kg/m}^3$  (densité de l'hydrogène liquide) =  $1,92 \times 10^6 \text{ m}^3$  (1,92 milliard de litres). Les plus grands conteneurs refroidis actuellement pour l'hydrogène liquide (NASA) contiennent 250 tonnes (Andersson et Grönkvist, 2019). Le volume de ces réservoirs est de 3,52 millions de litres. Il faudrait donc au moins **545 conteneurs de la NASA**.

L'hydrogène serait produit et liquéfié dans les usines. Un réseau de distribution d'hydrogène liquide devrait être mis en place et exploité - encore plus de mobilité et de nouvelles pertes. L'ampleur d'un tel effort dépasse quelque peu l'imagination.

### *5.7.5 Le méthanol pour la mobilité*

Au lieu de l'hydrogène, on pourrait utiliser le méthanol pour la mobilité. Le processus de production de méthanol à partir d'hydrogène et de  $\text{CO}_2$  est bien connu et fournit du méthanol et de l'eau. Le méthanol doit ensuite être purifié par distillation. Les pertes de procédé sont de l'ordre de 20% environ (Anderson et Grönkvist (2019)). Des recherches intensives sont menées sur les piles à combustible au méthanol. Jusqu'à présent, ces piles à combustible n'ont pas tout à fait atteint le rendement des piles à hydrogène. Il est à espérer que l'optimisation n'est qu'une question de temps. Je suppose ici que les piles à combustible au méthanol auront le même rendement que les piles à combustible à hydrogène. Le grand avantage du méthanol par rapport à l'hydrogène est que le méthanol est un liquide à température ambiante. Le stockage dans de grands réservoirs ainsi que dans des réservoirs de véhicules est relativement peu exigeant. Le stockage et la distribution sous pression ou congelés comme avec l'hydrogène seraient supprimés. Le volume de méthanol qui devrait être stocké dans des réservoirs serait de  $0,89 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

La Suisse dispose d'un stockage obligatoire des quantités de carburant et de combustible qui sont suffisantes pour 4,5 mois de fonctionnement. Selon l'OFEN, la consommation d'essence en 2019 était de 2'282'000 tonnes, celle de diesel 2'699'000 tonnes et celle de fioul léger 2'533'000 tonnes. L'entrepôt obligatoire devrait donc contenir 856'000 tonnes d'essence ( $1,16 \times 10^6 \text{ m}^3$ ), 1'012'000 tonnes de diesel ( $1,22 \times 10^6 \text{ m}^3$ ) et 950'000 tonnes de fioul léger (environ  $1,13 \times 10^6 \text{ m}^3$ ). La capacité de stockage existante serait suffisante pour le stockage du méthanol nécessaire pour le semestre d'hiver exigeant un volume de  $0,89 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

En résumé, on peut dire que la mobilité assistée par le méthanol serait envisageable. Comme indiqué ci-dessus, le problème du stockage de l'électricité PV d'été pour toutes les autres zones resterait en grande partie non résolu.

### 5.7.6 *Le méthanol pour la production de chaleur*

Le méthanol pourrait-il également être utilisé pour soutenir la production de chaleur ? La quantité d'énergie requise pour le chauffage géothermique et la préparation d'eau chaude serait

$1,41 \times 10^{10}$  kWh.

En tenant compte de la rénovation des bâtiments escomptée d'ici 2050, un rendement de l'opération complète PV-> méthanol de 48% et une perte de 20% dans la production de méthanol, nous arriverions à un besoin PV de  $1,00 \times 10^{10}$  kWh. Le volume de méthanol correspondant serait de  $1,96 \times 10^6$  m<sup>3</sup>.

Le volume de méthanol à stocker pour les besoins de chauffage et de mobilité au cours du semestre d'hiver serait de  $0,89 \times 10^6$  m<sup>3</sup> +  $1,96 \times 10^6$  m<sup>3</sup> =  $2,85 \times 10^6$  m<sup>3</sup>. La capacité de stockage actuelle est de  $3-4 \times 10^6$  m<sup>3</sup>.

Si la mobilité et la préparation du chauffage / de l'eau chaude des bâtiments utilisaient du méthanol pour compenser la crise hivernale du PV, cela aurait des conséquences sur la surface PV requise et le stockage de l'électricité à l'aide de centrales électriques à accumulation par pompage-turbinage. Pour la demande d'électricité (avec le stockage de la centrale électrique par pompage-turbinage), il faudrait :

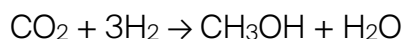
- $1,28 \times 10^{10}$  kWh pour les applications domestiques
- $2,01 \times 10^{10}$  kWh pour le chauffage et la préparation d'eau chaude
- $2,13 \times 10^{10}$  kWh pour la mobilité

La quantité totale serait de  $5,42 \times 10^{10}$  kWh ce qui, en plus de toutes les surfaces de bâtiments, nécessiterait **159 km<sup>2</sup>**. **C'est presque le double de la superficie du lac de Zurich.**

Un effet positif serait la moindre quantité d'électricité qui devrait être stockée dans les lacs de stockage, à savoir  $0,29 \times 10^{10}$  kWh. Cela correspond à « seulement » 12 fois la capacité de stockage supplémentaire attendue de l'extension prévue des centrales du Grimsel. Cela signifierait que l'écart entre la capacité de stockage requise et la capacité disponible probable de stockage par pompage-turbinage serait considérablement plus petit que dans les premiers scénarios.

### 5.7.7 *Les besoins de CO<sub>2</sub> pour le méthanol*

Comme déjà mentionné, le CO<sub>2</sub> est nécessaire pour la production de méthanol. La production suit la réaction chimique



(Bowker, M. (2019)). Les seules sources de CO<sub>2</sub> renouvelables dont nous disposerions dans une Suisse neutre en CO<sub>2</sub> seraient les déchets, le CO<sub>2</sub> «capté» de l'industrie lourde et le bois. Si l'incinération des déchets et les installations industrielles lourdes n'étaient pas là où l'on voulait produire du méthanol, alors il faudrait utiliser du bois. Aurions-nous même assez de bois disponible pour générer les quantités de CO<sub>2</sub> nécessaires à la production de méthanol ?

Environ  $6,03 \times 10^6 \text{ m}^3$  ont été utilisés pour produire de l'énergie en 2018 (Jahrbuch Wald und Holz, OFEV, 2019). Cette quantité de bois a un poids d'environ  $4,34 \times 10^9 \text{ kg}$  (densité du bois: environ  $720 \text{ kg / m}^3$ ). Environ la moitié du bois est constituée de carbone (C). Sa combustion devrait alors libérer  $1,81 \times 10^{11}$  moles de CO<sub>2</sub>.

Comme indiqué ci-dessus, la quantité d'énergie requise pour la mobilité hivernale sous forme de méthanol est de  $0,45 \times 10^{10} \text{ kWh}$ . Cela correspond à  $2,2 \times 10^{10}$  moles de méthanol.

Une mole de CO<sub>2</sub> est utilisée pour la synthèse de 1 mole de méthanol. Donc nous avons besoin de  $2,2 \times 10^{10}$  moles de CO<sub>2</sub>.

Afin de produire le volume de méthanol nécessaire à la mobilité, seulement environ 12% du bois de chauffage disponible devrait être utilisé. L'énergie thermique générée lors de la combustion pourrait être utilisée pour la production d'électricité et/ou pour le chauffage urbain.

Comme mentionné dans l'introduction, je n'ai pas évoqué les technologies de séparation du CO<sub>2</sub> de l'air (« direct air carbon capture » ou DAC) car elles sont encore immatures (Chatterjee et Huang (2020)). Néanmoins, je voudrais mentionner que ces technologies pourraient éventuellement être utilisées pour fournir le CO<sub>2</sub> nécessaire à la production de méthanol.

### ***5.7.8 L'énergie solaire thermique et le stockage saisonnier***

Je n'ai pas pris en compte l'énergie solaire thermique et la possibilité associée de stocker l'énergie thermique saisonnière pour la simple raison que dans tous les scénarios discutés, toutes les surfaces de bâtiment appropriées seraient complètement absorbées par le photovoltaïque. Il n'y aurait tout simplement plus d'espace disponible. Bien entendu, des centrales solaires thermiques pourraient également être construites dans le paysage. Il serait également possible d'utiliser la technologie PV-T au lieu du photovoltaïque commun. Avec cette technologie, un capteur thermique est fixé à l'arrière d'un panneau PV, qui recueille une partie de la chaleur générée par la cellule PV, qui peut ensuite être utilisée pour préparer de l'eau chaude. Jesse Dean et ses collègues des États-Unis Le National Renewable Energy Laboratory ont réalisé une étude de modèle avec un système PV-T de 31,5 kW (énergie photovoltaïque) / 69 kW (énergie thermique), qui a été installé sur le toit d'un immeuble à Boston. La centrale a produit environ 6 MWh d'énergie thermique. Si la surface d'un

bâtiment était recouverte d'un mélange de modules PV conventionnels et de modules PV-T, alors, en plus de l'électricité, une quantité de chaleur pourrait être produite qui serait suffisante pour la préparation d'eau chaude. Cette technologie pourrait donc apporter une contribution (également en améliorant l'efficacité de la production d'électricité photovoltaïque), qui ne serait cependant pas décisive.

D'autres raisons qui s'opposent au stockage saisonnier de la chaleur sont d'ordre technique et économique. Le stockage saisonnier décentralisé de la chaleur sous forme d'eau chaude est associé à d'énormes pertes de stockage. Lorsque le rapport du volume par rapport à la surface augmente, les pertes diminuent. Il faudrait donc construire des systèmes à grande échelle. En plus des coûts impliqués, se poserait la question de savoir comment ces systèmes pourraient être intégrés dans les quartiers urbains existants.

Il existe encore d'autres options. Au lieu d'eau chaude (chaleur sensible), la chaleur latente pourrait être stockée dans des matériaux dits à changement de phase (matériaux qui changent d'état physique lorsqu'ils sont chauffés) (Sarbu et Sebarchievici (2018)). Ce serait un peu plus avantageux, mais ne conviendrait guère au stockage de chaleur saisonnier. Plus prometteuses seraient les technologies de sorption dans lesquelles, par exemple, un hydrure de sel est chauffé et perd ainsi l'eau associée. Lors de la réassociation avec l'eau, l'énergie thermique est récupérée. Cependant, les systèmes basés sur ce principe sont encore techniquement immatures et leur viabilité économique ne peut pas encore être prévue (Scapino et al. (2017)).

Une étude de projet prometteuse a récemment été présentée (Schmidt et Linder (2020)). La technologie étudiée est basée sur la conversion thermochimique de l'hydroxyde de calcium en oxyde de calcium. L'oxyde de calcium riche en énergie peut être stocké indéfiniment. En présence d'eau ou de vapeur, l'oxyde de calcium se reconvertit en hydroxyde de calcium, libérant l'énergie thermique stockée. Théoriquement, 58% de l'énergie électrique utilisée pour chauffer l'hydroxyde de calcium pourrait être récupérée sous forme d'énergie thermique après n'importe quelle durée de stockage. La réalisation de cette technologie serait un pas en avant. Pourtant, environ la moitié de l'énergie électrique serait perdue. La quantité d'électricité à utiliser pour le chauffage et l'eau chaude serait considérablement plus élevée que pour le système géothermique alimenté au méthanol dont il a été question ci-dessus.

## 5.8 Résumé

Electricité PV à produire et surfaces respectives

	Remplacement de l'électricité actuelle de source nucléaire ou fossile	Mobilité électrique	Chauffage géothermique pour le chauffage et l'eau chaude	Total
Besoin électrique (TWh)	21.6	16.9	14.1	52.6
Surface PV (km <sup>2</sup> )	144	113	94	351
Avec le stockage par pompage-turbinage de l'électricité d'été excédentaire (scénario improbable : personne ne pense que la capacité de stockage nécessaire puisse être créée):				
Besoin électrique (TWh)	22.8	17.9	16.3	57.0
Surface PV (km <sup>2</sup> )	152	119	109	380
Dans le cas du stockage par pompage-turbinage de l'excès d'électricité d'été, en tenant compte des économies de consommation d'électricité des ménages et du secteur du chauffage grâce aux rénovations attendues des bâtiments (scénario improbable: personne ne pense que la capacité de stockage nécessaire puisse être créée):				
Besoin électrique (TWh)	12.8	17.9	13.4	44.1
Surface PV (km <sup>2</sup> )	85	119	89	293
« Peak shaving » au lieu du stockage, en tenant compte des économies de consommation électrique des ménages et du secteur du chauffage grâce aux rénovations anticipées des bâtiments :				
Besoin électrique (TWh)	22.4	31.4	39.7	93.5
Surface PV (km <sup>2</sup> )	149	209	265	623
Dans le cas du stockage par pompage-turbinage de l'électricité d'été excédentaire pour la fourniture d'électricité et de l'utilisation de la technologie P2G pour la mobilité assistée au méthanol et la préparation de chauffage / eau chaude (en tenant compte des économies de consommation d'électricité des ménages et dans le secteur du chauffage grâce aux rénovations prévues des bâtiments):				
Besoin électrique (TWh)	12.8	21.3	20.1	54.2
Surface PV (km <sup>2</sup> )	85	142	134	361

\* Superficie totale adaptée au PV (toitures et façades) des bâtiments : **202 km<sup>2</sup>**

## 5.9 Conclusion

L'électricité photovoltaïque pourrait remplacer l'électricité produite aujourd'hui par les centrales nucléaires et les centrales électriques utilisant des combustibles fossiles. Toute la mobilité routière pourrait être convertie en véhicules électriques. Le chauffage et la préparation de l'eau chaude pourraient se faire systématiquement au moyen de systèmes géothermiques. La quantité d'électricité nécessaire à la mobilité et à la préparation du chauffage/de l'eau chaude serait également produite de manière photovoltaïque. Cela nous rendrait presque neutre en CO<sub>2</sub>. Les quantités d'électricité nécessaires à l'industrie et au secteur des services sont disponibles, et le chauffage des locaux / l'eau chaude pourraient également être générés dans ces secteurs au moyen de l'énergie géothermique. Dans mes premiers calculs approximatifs, j'ai supposé par souci de simplicité que les combustibles fossiles sont utilisés exclusivement pour le chauffage et la production d'eau chaude. En réalité, l'industrie a besoin d'une grande partie des combustibles fossiles qu'elle consomme pour générer de la chaleur industrielle et comme matières premières pour les produits. Dans la mesure du possible, la chaleur de processus devrait également être générée électriquement. Partout où des combustibles fossiles continueraient d'être utilisés pour la production de chaleur de procédé, le CO<sub>2</sub> généré devrait être capté et stocké. Ensuite, il y a le trafic aérien (1'877'000 tonnes de carburant en 2019), qui devrait être converti en biocarburants (probablement achetés à l'étranger).

Il est important de se rappeler que je n'ai envisagé que les solutions énergétiquement les plus favorables. L'électromobilité (fonctionnement) consomme environ 3,5 fois moins d'énergie que la mobilité à base de combustibles fossiles. Le chauffage géothermique et la préparation d'eau chaude (de préférence à l'aide de pompes à chaleur eau-eau) nécessitent jusqu'à 4,5 fois moins d'énergie que la technologie conventionnelle.

Afin d'atteindre l'objectif de CO<sub>2</sub>, nous avons besoin d'une gigantesque zone de modules PV. Dans le dernier scénario, à moitié plausible (énergie photovoltaïque stockée par pompe pour compléter l'approvisionnement en électricité et mobilité et préparation de chauffage / eau chaude soutenue par le méthanol), j'ai également fait l'hypothèse que les ménages n'utiliseront que la moitié de l'électricité en 2050 par rapport à la consommation actuelle. J'ai également tenu compte du fait qu'environ 30% de tous les bâtiments seront probablement rénovés énergétiquement en 2050. Avec ces gains d'efficacité, j'ai obtenu une superficie de système photovoltaïque d'environ 361 km<sup>2</sup>. Cela dépasserait de loin la surface disponible sur les toits des maisons et les façades des bâtiments (environ 202 km<sup>2</sup>). En outre, des fermes photovoltaïques d'une superficie totale de modules d'environ 160 km<sup>2</sup> devraient être construites sur place. Cela correspond à environ deux fois la superficie du lac de Zurich. Vous devez mesurer ces chiffres par rapport à ce qui a été réalisé jusqu'à présent. Malgré tout le battage médiatique de ces dernières années, seuls 14,5 km<sup>2</sup> de panneaux photovoltaïques ont

été installés à ce jour. Nous aurions donc besoin d'environ 25 fois plus, ce qui dévorerait de grandes quantités d'énergie grise.

C'est l'essence de l'énergie solaire qu'elle se produit principalement pendant les mois d'été. Cette phrase triviale contient le problème principal de l'utilisation de l'énergie solaire. Les cellules photovoltaïques produisent environ 73% de leur électricité le semestre d'été et 27% le semestre d'hiver. La consommation électrique des ménages ainsi que de l'industrie et des prestataires de services est plus ou moins constante sur l'année. Il en va de même pour la mobilité et la préparation d'eau chaude. Cela est particulièrement flagrant avec le chauffage, qui est connu pour fonctionner presque exclusivement pendant le semestre d'hiver, tandis que l'énergie solaire est principalement produite pendant le semestre d'été.

Il s'ensuit que pour compléter l'approvisionnement en électricité et pour la mobilité motorisée électrique en hiver, un peu moins d'un tiers de l'électricité PV produite à cet effet au cours du semestre d'été devrait être stocké pour le semestre d'hiver. Pour la production de chauffage / eau chaude, 90% de l'électricité d'été produite à cet effet devrait être stockée pour l'hiver. Le stockage le plus économe en énergie serait au moyen de centrales électriques à accumulation par pompage-turbinage. Malheureusement, il n'y a pas de capacité de stockage inutilisée qui soit disponible en été. Il faudrait donc renforcer la capacité requise. La quantité d'électricité à stocker (tout excédent d'électricité d'été pour l'alimentation électrique générale, l'électromobilité et le chauffage / eau chaude en hiver) serait d'environ  $1,51 \times 10^{10}$  kWh. Pour illustrer, j'ai utilisé le projet d'extension des centrales du Grimsel. Dans ce projet, combattu par les associations environnementales depuis de nombreuses années, le barrage du Grimsel doit être agrandi de 23 m. Cela créerait une capacité de stockage supplémentaire de  $2,40 \times 10^8$  kWh. La structure gigantesque ne fournirait qu'environ 1,6% de la capacité requise. Il est clair que, même avec l'expansion de toutes les grandes centrales de stockage, seule une fraction de la capacité nécessaire pourrait être créée. La question de savoir si cette expansion sera politiquement faisable est une autre question. Quoi qu'il en soit, même avec une expansion ambitieuse, nous serions très loin d'une capacité de stockage adéquate.

L'idée de stocker l'électricité d'été nécessaire pour le semestre d'hiver à l'aide de batteries est discutée dans le chapitre suivant. Autant le dire à l'avance : cette option de stockage ne sera pas disponible.

Le stockage d'énormes quantités d'électricité pourrait au mieux être contourné au moyen de ce qu'on appelle le « peak shaving ». Le photovoltaïque serait étendu de manière à pouvoir également fournir l'électricité nécessaire pendant le semestre d'hiver. Beaucoup trop d'électricité serait produite en été, ce qui pourrait être évité en arrêtant certains des systèmes. La surface photovoltaïque nécessaire pour cela serait vraiment gigantesque. En plus de toutes les surfaces de bâtiment disponibles, des systèmes solaires d'une superficie totale d'environ  $421 \text{ km}^2$  devraient être construits. Cela



correspondrait à environ 5 fois la superficie du lac de Zurich. L'enthousiasme pour une telle entreprise serait probablement limité.

L'électricité supplémentaire nécessaire à la mobilité hivernale, au chauffage et à l'eau chaude en hiver pourrait être stockée sous forme d'hydrogène, de méthane ou de méthanol. Si nécessaire, l'électricité pourrait être récupérée à l'aide de piles à combustible. Le problème le plus évident avec cela serait les pertes inévitables. Le rendement de l'opération complète pour l'hydrogène est au plus d'environ 50%, c'est-à-dire qu'environ 50% de la quantité d'énergie d'origine est perdue lors de la conversion de l'électricité en hydrogène et de nouveau en électricité. (Comme discuté plus loin, ces pertes ne pourraient être réduites que légèrement en récupérant la chaleur perdue.) La conversion d'hydrogène en méthanol est associée à des pertes supplémentaires. De plus, il y a des pertes de stockage. Dans le cas d'une production centrale ou régionale, le méthanol serait probablement la source d'énergie la plus avantageuse. Les possibilités de stocker de l'hydrogène ou du méthane atmosphérique à grande échelle seraient très limitées en Suisse. Le stockage et la distribution de gaz comprimés ou liquides seraient possibles, mais nécessiteraient le développement d'une énorme infrastructure. Le méthanol est liquide à température ambiante et pourrait donc être stocké avec relativement peu d'effort.

J'étais peut-être trop optimiste quant à la production d'énergie éolienne prévue. Bien que la production d'énergie éolienne devrait être la plus fiable en hiver, il y a eu des accalmies de plusieurs semaines en plein hiver. Si l'on ne compte pas sur la production éolienne, alors le besoin d'espace PV estimé augmente de 34 km<sup>2</sup>.

Dans mes calculs approximatifs, je n'ai pas pris en compte diverses pertes telles que les pertes de transmission de puissance. J'ai également ignoré la maintenance et le renouvellement des systèmes construits. Les surfaces du système photovoltaïque ainsi que les capacités de stockage (électricité et / ou gaz / méthanol) devraient être conçues beaucoup plus grandes que celles calculées ici. Si l'énergie solaire était utilisée pour l'approvisionnement de base, la variabilité de la production d'électricité photovoltaïque devrait être prise en compte. Cela entraînerait un surdimensionnement considérable des systèmes photovoltaïques. Les dimensions augmenteraient également dans la mesure où le chauffage et la préparation d'eau chaude ne pourraient pas être convertis à l'énergie géothermique (ou à des technologies similaires qui exploitent la chaleur de l'environnement). Il est possible que des obstacles techniques et économiques entravent également l'utilisation systématique de ces technologies. Les surfaces photovoltaïques requises devraient éventuellement être 1,5 à 2 fois plus grandes que celles estimées ici. Ce serait alors plus de 540 km<sup>2</sup> (dernier scénario: énergie photovoltaïque stockée par pompe pour compléter l'approvisionnement en électricité et mobilité et préparation de chauffage / eau chaude soutenue par le méthanol). Pouvez-vous imaginer une zone photovoltaïque de la même taille ou plus

grande que toute la zone du lac Léman ? Nous entrons progressivement dans le domaine du fantastique.

Il est également important de noter que les estimations présentées ici sont largement basées sur des chiffres statistiques de 2019 (GEST 2019). Le nombre de ménages et d'entreprises qui auront besoin d'électricité, de chauffage et d'eau chaude en 2050, ainsi que le nombre de personnes qui seront alors dépendantes de la mobilité, ne correspondront pas à celui d'aujourd'hui. On peut supposer qu'en 2050, à la suite de la poursuite de l'immigration, davantage de personnes emprunteront la route et le rail. Peut-être qu'un plus grand nombre de ménages et d'entreprises auront besoin d'énergie. Peut-être que les gains d'efficacité des appareils électriques seront réduits ou même neutralisés par des exigences supplémentaires.

En résumé, on peut dire que passer à une société énergétiquement neutre en CO<sub>2</sub> serait une tâche véritablement herculéenne. Les dimensions d'une telle reconstruction seraient si énormes qu'elle ne pourrait certainement pas être réalisée sans un plan concret qui canaliserait les efforts. Reste à voir si l'effort nécessaire pourrait être réduit par des achats à l'étranger. Il semble irresponsable de supposer que l'électricité, les systèmes photovoltaïques ou leurs composants, les biocombustibles, le bois ou autre biomasse peuvent être importés à long terme.

## **6. Production et consommation décentralisées d'énergie renouvelable: possibilités et limites**

Jusqu'à présent, j'ai estimé la quantité d'énergie PV qui devrait être générée pour atteindre (approximativement) la neutralité en CO<sub>2</sub>. En principe il serait judicieux d'utiliser l'électricité là où elle est produite, menant à des productions décentralisées. L'idée n'est pas que chaque bâtiment doit fonctionner comme une unité isolée de production et de consommation. Différents bâtiments différeraient, dans certains cas, considérablement en termes de production d'électricité et de demande d'électricité. Comme auparavant, l'énergie pourrait être distribuée via le réseau. Avec l'expansion du photovoltaïque et de la production d'énergie éolienne, les gestionnaires de réseau seront de plus en plus confrontés à deux problèmes. Premièrement, gérer un nombre croissant de producteurs d'énergie. Deuxièmement, la production de ces producteurs d'énergie fluctue fortement. Apparemment, on envisage de créer des réseaux plus petits, appelés microgrids, qui relient les bâtiments à une échelle relativement petite. Dans de nombreux endroits, des travaux sont également menés sur le concept de « autonomous energy grids » (AEG) (<https://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/tomorrows-power-grid-will-be-autonome>; accès: 24.02.2021). Ces AEG sont des réseaux qui intègrent la production d'énergie, le stockage et l'utilisation finale. Ils ressemblent à des micro-réseaux, mais sont « plus intelligents » et permettent de gérer la production et la consommation en quelques secondes.

Dans ce chapitre, je cherche principalement à savoir si et dans quelles circonstances l'électricité PV produite sur des surfaces appropriées de bâtiments à usage résidentiel pourrait couvrir la fourniture d'électricité, le chauffage et la préparation d'eau chaude de ces bâtiments. Les conséquences sur l'approvisionnement énergétique pour la mobilité et le reste du secteur énergétique sont également à l'étude.

Je prends la situation des ménages. Selon les chiffres de l'OFS, il y a  $3,8 \times 10^6$  ménages en Suisse avec une moyenne de 2,2 personnes. Les besoins en électricité d'un ménage de 2 à 3 personnes sont estimés entre 3 000 et 4 000 kWh par an. En utilisant la valeur supérieure de 4000 kWh par ménage, j'obtiens pour les besoins en électricité de tous les ménages  $1,52 \times 10^{10}$  kWh.

J'ai trouvé une valeur légèrement plus élevée de  $1,89 \times 10^{10}$  kWh (33,1% de la production totale d'électricité) sur «[www.strom.ch/de/energiwissen/stromkonsumption](http://www.strom.ch/de/energiwissen/stromkonsumption)» de l'Association des entreprises suisses d'électricité (VSE) (dernière consultation le 26 décembre), 2020). Une valeur similaire (33,4%) peut être trouvée dans les statistiques suisses de l'électricité 2019 (Est 2019). Puisque les experts savent mieux que moi, j'utilise leurs informations. (Cela signifie également que les besoins en électricité d'un ménage de 2 à 3 personnes ne sont pas de 3000 à 4000 kWh mais plutôt de 5000 kWh!)

Si nous supposons, comme ci-dessus, que la quantité d'électricité requise peut être réduite de 50% en raison de gains d'efficacité et, espérons-le, d'un comportement plus économique des ménages, nous arriverions à environ  $0,94 \times 10^{10}$  kWh.

En essayant d'estimer la surface totale des surfaces adaptées au photovoltaïque dans tous les bâtiments résidentiels, j'ai pris en compte diverses données statistiques (également de différentes années). L'OFS a présenté les chiffres suivants pour 2019 (sous « Aperçu général « Bâtiments » par cantons 2019 »).

Nombre de bâtiments résidentiels	Quantité
Total	1'756'927
Bâtiments purement résidentiels	1'476'501
Maisons individuelles	1'000'700
Maisons multifamiliales	474'801
Bâtiments résidentiels à usage secondaire	198'289
Bâtiments à usage résidentiel partiel	82'137

Malheureusement, aucune information n'a été trouvée sur la superficie moyenne au sol ou le nombre de bâtiments dans les secteurs de l'industrie et des services. La fiche 2014 « Consommation énergétique des bâtiments » de la conférence des directeurs

cantonaux de l'énergie suppose un total de 2,3 millions de bâtiments, dont 1,67 million (72,6%) sont résidentiels (chiffres 2012). Apparemment, les meilleures statistiques détaillées sur les bâtiments, qui incluent également les bâtiments sans utilisation résidentielle, datent de 1990 ([www.energie-gedanken.ch/statistische-zahlen-schweiz](http://www.energie-gedanken.ch/statistische-zahlen-schweiz); dernier accès: 09/02/2021). J'utilise cette statistique pour déterminer des données relatives sur la surface totale (surface au sol) de différents types de bâtiments en supposant que les relations n'ont pas beaucoup changé :

Type de bâtiment	Surface de plancher brute 10 <sup>6</sup> m <sup>2</sup>	Nombre de bâtiments en %	Surface de plancher relative % (10 <sup>6</sup> m <sup>2</sup> x %)
Bâtiment industriel	84	4.96	416.6
Bâtiment de services	127	5.91	750.6
Bâtiments résidentiels mixtes	69	6.71	464.0
Dépendances	28	17.62	493.4
Bâtiments agricoles	99	21.08	2'086.9
Bâtiments purement résidentiels	265	43.72	11'585.8
Total		100	15'796.3

Nombre de bâtiments: 2'156'400

Part relative de la superficie des immeubles à usage résidentiel en 1990 : 79,4%. Plus de 68% des bâtiments (1'466'000) étaient des bâtiments à usage résidentiel.

Superficie totale de tous les toits de bâtiments susceptibles d'être utilisés pour la production PV selon Walch et al. (2020): 267 km<sup>2</sup> (convenable: 56,4%): 151 km<sup>2</sup>

Superficie totale de tous les toits compatibles PV des bâtiments à usage résidentiel : 151 km<sup>2</sup> x 0,794 = 120 km<sup>2</sup>

Superficie totale de tous les toits et façades compatibles PV des bâtiments à usage résidentiel (extrapolée en utilisant l'estimation SFOE mentionnée ci-dessus): 161 km<sup>2</sup>

L'électricité PV qui peut être produite: **2,42 x 10<sup>10</sup> kWh.**

En ce qui concerne le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire, l'objectif serait de remplacer les combustibles fossiles utilisés dans ce domaine. Pour simplifier les choses, je suppose que tous les systèmes de chauffage au gaz ou au mazout existants seraient remplacés par des systèmes géothermiques (ou comparables). Les statistiques énergétiques globales 2019 de l'OFEN montrent que les ménages consomment des combustibles pétroliers avec un contenu énergétique de 66 740 TJ

( $1,85 \times 10^{10}$  kWh) et du gaz avec un contenu énergétique de 47 730 TJ ( $1,33 \times 10^{10}$  kWh). (La quantité de gaz nécessaire à la cuisson est négligeable.)

La référence pour l'efficacité énergétique des pompes à chaleur (dans les systèmes géothermiques) est leur coefficient de performance annuel ( $COP_a$ ), qui indique la relation entre « production de chaleur » et consommation d'électricité. Lorsqu'il est utilisé de manière très efficace, le  $COP_a$  peut atteindre environ 4,5.

Il faudrait donc  $0,71 \times 10^{10}$  kWh d'électricité pour substituer les combustibles fossiles.

D'ici 2050, 30% des bâtiments existants devraient avoir été rénovés énergétiquement (réduction de la consommation d'énergie d'environ 60%). Ces rénovations seront essentiellement indépendantes du type de système de chauffage installé. Je suppose que toute l'énergie non électrique (158140 TJ ou  $4,40 \times 10^{10}$  kWh; GEST 2019) qui est consommée par les ménages est utilisée pour le chauffage ou l'eau chaude. Seulement 72% de cette quantité d'énergie est produite avec des combustibles fossiles. On s'attend donc à ce que seulement 21,6% des bâtiments concernés soient rénovés (et convertis à l'énergie géothermique).

La quantité d'électricité PV qui devrait être utilisée pour remplacer les combustibles fossiles serait alors de  $0,62 \times 10^{10}$  kWh.

La quantité totale d'électricité nécessaire pour la consommation électrique des ménages et la production de chauffage / eau chaude serait de  $1,56 \times 10^{10}$  kWh.

Cette quantité d'énergie pourrait être produite sur des surfaces adaptées des bâtiments suisses à usage résidentiel (24,2 TWh).

Cependant, nous n'avons pas encore inclus le caractère saisonnier de la production d'électricité à l'aide du photovoltaïque. Au cours du semestre d'hiver, nous avons besoin de 10,4 TWh, mais les systèmes photovoltaïques ne produiraient (théoriquement) que 6,5 TWh. Si une option de stockage efficace (décentralisée) pour la production estivale excédentaire pouvait être trouvée, alors le scénario pourrait fonctionner.

La quantité d'électricité nécessaire pour le semestre d'hiver pourrait-elle être stockée à l'aide de batteries ? L'efficacité des batteries lithium-ion est d'environ 90% et l'autodécharge est d'environ 1% sur 6 mois.

Stockage pour la consommation hivernale d'électricité des ménages:  $0,24 \times 10^{10}$  kWh

Stockage pour consommation hiver chauffage / eau chaude:  $0,18 \times 10^{10}$  kWh

Un ménage moyen devrait stocker  $1,11 \times 10^3$  kWh d'électricité. Si, par exemple, des batteries au lithium fer phosphate étaient utilisées, la masse des batteries nécessaires serait d'environ **12,3 tonnes de batteries (par foyer)**. **Le volume des batteries serait d'environ 6 m<sup>3</sup> (soit 6 000 litres)**.

Au prix actuel d'environ 100 francs / kWh, le coût des batteries serait d'environ **111'000 francs par ménage**.

46,7 millions de tonnes de batteries seraient nécessaires pour tous les ménages en Suisse. Est-il même possible d'acheter des batteries d'une capacité de 4,2 TWh ? La réponse est un non catégorique : la capacité de production mondiale de batteries lithium-ion attendue pour 2028 est de 2 TWh ([www.energycentral.com/c/ec/world-battery-production](http://www.energycentral.com/c/ec/world-battery-production); dernière consultation: 26 janvier 2021).

L'utilisation de la technologie P2G serait probablement le seul moyen réaliste de stocker l'énergie photovoltaïque nécessaire pour le semestre d'hiver. Dans mon exemple, je regarde le stockage de l'électricité PV d'été excédentaire sous forme d'hydrogène.

Vaillant a développé une pile à combustible qui a un rendement énergétique global de 93% et un rendement électrique de 33% ([http://www.bine.info/fileadmin/content/Publications/Projekt-Infos/2016/Projekt\\_10-2016/ProjektInfo\\_1016\\_engl\\_internetx.pdf](http://www.bine.info/fileadmin/content/Publications/Projekt-Infos/2016/Projekt_10-2016/ProjektInfo_1016_engl_internetx.pdf); dernier accès: 26 janvier 2012). Je prendrai en compte une perte d'électrolyse (80% d'efficacité) et une perte supplémentaire pour la compression de l'hydrogène (85% d'efficacité).

$E_0$ : Besoin énergétique de l'électricité domestique:  $0,94 \times 10^{10}$  kWh;  $E_{00}$ : Besoin énergétique chauffage / eau chaude:  $0,62 \times 10^{10}$  kWh;  $E_{000}$ : Besoin énergétique pour le chauffage / eau chaude avec tous les bâtiments rénovés:  $0,28 \times 10^{10}$  kWh;  $E_1$ : quantité d'électricité qui devrait être produite pour les besoins des ménages;  $E_2$ : quantité d'électricité qui devrait être produite pour le chauffage / la préparation de l'eau chaude;  $E_{20}$ : comme  $E_2$  mais utilise la chaleur résiduelle de la pile à combustible;  $COP_a$  (taux de travail annuel) = 4,5

Électricité domestique ( $E_1$ ):  **$1,33 \times 10^{10}$  kWh**

Chauffage et eau chaude ( $E_{20}$ ):  **$1,09 \times 10^{10}$  kWh**

La demande d'électricité qui devrait être couverte par le PV serait de  $1,33 \times 10^{10}$  kWh pour l'électricité domestique et de  $1,09 \times 10^{10}$  kWh pour le chauffage et l'eau chaude. Le besoin énergétique total pour les deux zones serait de  **$2,42 \times 10^{10}$  kWh = 24,2 TWh**. C'est exactement ce qui pourrait théoriquement être produit sur toutes les surfaces appropriées des bâtiments à usage résidentiel (24,2 TWh).

Calculons à nouveau le tout avec une pile à combustible qui a un rendement électrique de 60%. Dans un premier calcul, nous supposons que la chaleur de procédé générée dans la pile à combustible n'est pas utilisée.

Électricité domestique ( $E_1$ ):  **$1,16 \times 10^{10}$  kWh**

Zone de chauffage et d'eau chaude ( $E_2$ ):  **$1,04 \times 10^{10}$  kWh**

Les besoins énergétiques totaux pour les deux zones seraient de  **$2,20 \times 10^{10}$  kWh  $\equiv$  22,0 TWh**. Cette quantité d'énergie n'est que très peu inférieure à la quantité d'énergie qui pourrait théoriquement être produite sur toutes les surfaces des bâtiments à usage résidentiel (24,2 TWh).



Regardons cela à nouveau en supposant que la même pile à combustible a un rendement global de 93% (comme la pile Vaillant). L'énergie thermique résultante serait également utilisée pour le chauffage / la préparation d'eau chaude. La demande d'électricité qui devrait être couverte par le PV serait alors de  $2,10 \times 10^{10}$  kWh = **21,0 TWh**. Cette quantité d'énergie pourrait théoriquement être produite sur la surface du bâtiment existant (**24,2 TWh**). La récupération de la chaleur du procédé n'a réduit que relativement peu la quantité d'énergie PV requise.

Dans les scénarios calculés ci-dessus, il faudrait autant ou légèrement moins d'électricité que ce qui pourrait être produit sur toutes les surfaces de bâtiments appropriées. Cela ne fonctionnerait probablement pas dans le monde réel. Tout d'abord, il faut souligner à nouveau que les calculs présentés sont des estimations. Les vrais chiffres pourraient être différents. Je n'ai pas non plus pris en compte les pertes qui résulteraient du stockage de l'hydrogène comprimé. Bien que ces pertes devraient être faibles, comme mentionné dans un travail de Karsten Müller (Müller (2019)), elles ne seront pas nulles. De plus, il faut tenir compte du fait que la production d'électricité PV dépend de la météo et ne colle pas aux valeurs moyennes. Une situation de mauvais temps prolongée pourrait rapidement causer des difficultés. En outre, l'idée idéale selon laquelle le chauffage et l'eau chaude est fournie partout au moyen de systèmes géothermiques ne sera pas pleinement réalisable. Pour parvenir à une sécurité d'approvisionnement acceptable, il faudrait pouvoir se débrouiller avec une quantité d'électricité bien inférieure à celle qui pourrait théoriquement être produite.

Cette réduction pourrait-elle être obtenue avec la rénovation complète de tous les bâtiments?

Si tous les bâtiments étaient entièrement rénovés, nous aurions un besoin énergétique estimé de  $1,16 \times 10^{10}$  kWh pour l'électricité et de  $0,4 \times 10^{10}$  kWh pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire, soit un total de  $1,56 \times 10^{10}$  kWh.

Cela correspond à un peu moins des deux tiers de la quantité d'énergie PV qui pourrait être générée sur les surfaces des bâtiments (24,2 TWh). Cette marge de sécurité pourrait être suffisante.

L'hydrogène pour le semestre d'hiver pourrait-il même être stocké localement ? Les scénarios ci-dessus concernaient le stockage de l'hydrogène sous forme comprimée. Dans le dernier scénario, **l'hydrogène comprimé à 700 bar représenterait un réservoir de 870 litres par ménage.**

Cela semble être un point positif: au moins en termes de volume, le stockage d'une quantité adéquate d'hydrogène comprimé semble réalisable.

La quantité d'énergie pouvant être produite sur toutes les surfaces des bâtiments (y compris les bâtiments à usage industriel, tertiaire et agricole) pourrait-elle être suffisante pour alimenter les bâtiments résidentiels en électricité et en même temps chauffer tous les bâtiments chauffables avec des énergies renouvelables?



Les quantités d'énergie fossile consommées par l'industrie et le secteur des services sont connues (GEST 2019):

Industrie: 52240 TJ (hors charbon)

Secteur des services: 56020 TJ

La quasi-totalité de l'énergie fossile est utilisée dans le secteur des services pour le chauffage et la production d'eau chaude. Cela semble différent pour l'industrie. Selon « Analyse des Schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2019 nach Verwendungszwecken » de l'OFEN (téléchargée le 30 avril 2021), des combustibles d'une teneur énergétique de 16'400 TJ ont été utilisés pour le chauffage des locaux et l'eau chaude sanitaire (dont 7'390 TJ de chauffage urbain). Je suppose que les combustibles restants étaient principalement du gaz naturel et du mazout.

Au total, une quantité d'énergie fossile de  $1,81 \times 10^{10}$  kWh a été utilisée pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire.

Les autres hypothèses qui ont été faites pour le secteur des ménages devraient également s'appliquer aux autres secteurs:

- tous les bâtiments sont rénovés énergétiquement;
- le chauffage et la préparation de l'eau chaude se fait au moyen de systèmes géothermiques (ou similaires);
- l'excès d'électricité PV d'été est stocké sous forme d'hydrogène;
- des piles à combustible avec un rendement global de 93% et un rendement électrique de 60% sont utilisées.

La demande d'énergie pour le chauffage des locaux et l'eau chaude sanitaire dans le secteur des services et l'industrie serait donc de  $0,16 \times 10^{10}$  kWh.

La demande d'électricité des bâtiments à usage résidentiel qui devraient être couverts par le PV serait de  $1,16 \times 10^{10}$  kWh, et la demande pour la zone de chauffage et d'eau chaude de tous les bâtiments chauffables serait de  $0,66 \times 10^{10}$  kWh. Le besoin énergétique total pour les deux zones serait de  $1,82 \times 10^{10}$  kWh = 18,2 TWh. Il devrait être possible de produire de manière fiable cette quantité d'énergie sur l'espace du bâtiment existant (30,3 TWh).

À quel point les résultats sembleraient-ils pires si l'efficacité des pompes à chaleur dans les systèmes géothermiques était inférieure à ce que l'on pensait? Réduisons le facteur de performance annuel de 4,5 à 3,5.

La demande d'électricité à couvrir avec le PV serait de 20,0 TWh. Théoriquement, 30,3 TWh pourraient être produits. Ce scénario devrait également fonctionner.

L'électricité PV nécessaire à la mobilité ne pourrait pas être produite sur les surfaces des bâtiments. Des parcs photovoltaïques devraient être construits pour générer cette

quantité d'énergie. La modeste expansion prévue des centrales à stockage ne permettrait pas une mobilité purement électrique. Étant donné que le stockage de l'hydrogène dans l'ordre de grandeur requis serait beaucoup trop coûteux (et peut-être techniquement impossible), je suppose que la mobilité serait opérée en partie avec du méthanol. En utilisant des piles à combustible, le méthanol serait converti en énergie électrique, qui serait utilisée pour conduire des véhicules à moteur électrique.

Comme discuté dans le premier chapitre, cette motorisation aurait un besoin en électricité de  $2,13 \times 10^{10}$  kWh. La zone PV qui devrait être disponible pour la production de cette quantité d'énergie serait de **142 km<sup>2</sup>**. Pour assurer une certaine sécurité d'approvisionnement, il faudrait s'attendre à une zone PV de plus de 210 km<sup>2</sup>.

Les quantités énormes et fluctuantes d'électricité PV pour la mobilité, qui ne seraient pas converties en méthanol et s'écouleraient directement dans le réseau, pourraient ne pas être gérables. Par conséquent, une mobilité à base de méthanol pur pourrait être préférée. Le méthanol serait produit de manière centralisée et l'électricité utilisée à cette fin n'entrerait pas dans le réseau. La quantité d'énergie requise serait de 293 km<sup>2</sup> et, avec une marge de sécurité, probablement supérieure à 439 km<sup>2</sup>.

Il serait nécessaire de créer des installations industrielles combinant d'énormes systèmes PV, des systèmes d'électrolyse, des systèmes de production de méthanol et des centrales électriques utilisant la combustion du bois (ou autres sources de CO2 renouvelables).

## ***6.1 Conclusion***

Avec la rénovation complète de tous les bâtiments, les gains d'efficacité des systèmes électriques (éclairage, services du bâtiment, électroménagers, etc.), l'utilisation cohérente de l'énergie géothermique pour la production de chaleur et l'utilisation de piles à combustible à haut rendement, il serait mathématiquement possible de produire les quantités d'énergie qui seraient nécessaires pour la fourniture électrique des ménages ainsi que les besoins en chauffage et en eau chaude de manière décentralisée sur les surfaces des bâtiments au moyen du photovoltaïque. Il devrait même être possible d'alimenter tous les bâtiments des secteurs industriels et des services en chauffage et en eau chaude. Les fluctuations de la production et de la consommation d'électricité seraient compensées par des batteries. L'excès d'électricité serait utilisé pour produire de l'hydrogène, qui serait comprimé et stocké localement. Cet hydrogène serait reconverti en électricité en hiver grâce à des piles à combustible. Étant donné que la production et la consommation d'électricité dans les maisons unifamiliales, les immeubles à appartements, les immeubles de bureaux, les immeubles avec des magasins, les bâtiments industriels, etc. seraient différentes, il serait nécessaire d'installer des microréseaux décentralisés ou des AEG. De tels réseaux pourraient être créés par les municipalités et les villes au cours des travaux

d'entretien des routes. Les réseaux décentralisés seraient connectés au réseau centralisé, mais fonctionneraient essentiellement indépendamment.

Plusieurs difficultés devraient être surmontées dans la mise en œuvre d'un tel concept. L'une de ces difficultés concerne la sécurité de l'approvisionnement. Dans les scénarios les plus avantageux, la consommation d'électricité attendue était légèrement inférieure aux deux tiers de la production attendue. Dans le rapport final du 25 janvier 2021 de l'« Studie Winterstrom Schweiz – Was kann die heimische Photovoltaik beitragen » (OFEN), j'ai pu lire que dans les années 2004-2018, la production d'électricité PV d'été la plus faible possible aurait été d'environ 99,5 kWh/m<sup>2</sup> (les pires valeurs de production mensuelle résumées - un scénario qui ne s'est probablement jamais produit) et la plus élevée possible d'environ 142 kWh/m<sup>2</sup>. Mes calculs nécessitaient une production de maximum 99 kWh/m<sup>2</sup>. L'approvisionnement doit donc normalement être garanti. Cependant, il devrait toujours y avoir un scénario de repli pour les situations exceptionnelles. La production d'énergie éolienne prévue de  $5,1 \times 10^9$  kWh pourrait nous aider un peu si les systèmes correspondants étaient effectivement construits. Une extension supplémentaire des parcs photovoltaïques (qui serait nécessaire pour produire de l'électricité pour la mobilité) devrait être envisagée.

Le stockage de l'hydrogène est encore aujourd'hui un problème largement non résolu. On ne sait toujours pas si l'hydrogène devrait être comprimé ou stocké sous forme liquide ou si d'autres options de stockage (absorption, hydrures métalliques ou hydrures «chimiques») pourraient être plus avantageuses (Andersson et Grönkvist (2019)). Même l'option la plus simple, à savoir le stockage sous une pression de 700 bars, n'est en aucun cas totalement développée. De petits réservoirs en matériau composite pourraient être développés pour être utilisés dans des véhicules, mais il n'existe pas encore de plus grands réservoirs fixes (Rivard et al. (2019)). Lors de l'estimation du volume d'hydrogène à stocker, je suis arrivé à un peu moins d'un mètre cube par ménage (à 700 bar). La fabrication et l'installation de tels réservoirs, en particulier pour les immeubles d'appartements, ne seraient pas une mince affaire. Il existe également encore un besoin considérable de développement dans les piles à combustible et les systèmes d'électrolyse (PEM). Les piles à combustible et les systèmes d'électrolyse PEM utilisent le platine (électrodes), un métal de transition rare (aussi rare que l'or) et coûteux. Des efforts sont en cours pour remplacer le platine par des plastiques conducteurs, par exemple:

(<https://www.weltderphysik.de/gebiet/technik/news/2008/brennstoffzellen-ohne-platin-halten-laenger/>; accès: 05.05.2021).

Cependant, c'est encore loin. Enfin, il convient également de mentionner que les questions sur la sécurité de l'utilisation de l'hydrogène dans les secteurs de l'immobilier et de la maison sont encore largement sans réponse.

Mes calculs sont basés sur l'hypothèse que le chauffage et la préparation d'eau chaude se feraient en grande partie à l'aide de systèmes géothermiques ou analogues. J'ai également fait l'hypothèse que toutes les surfaces de bâtiments disponibles seront équipées de panneaux photovoltaïques et que tous les bâtiments seront rénovés énergétiquement. Si le photovoltaïque n'était pas entièrement développé, si un nombre considérable de bâtiments n'étaient pas chauffés de manière économe en énergie avec de la géothermie ou des systèmes comparables \*, ou si la rénovation des bâtiments ne se passait pas beaucoup mieux qu'aujourd'hui, alors les calculs ne fonctionneraient pas. Une question centrale serait donc de savoir comment réaliser une mise en œuvre plus ou moins complète de ces projets d'agrandissement et de rénovation. Il ne s'agit pas seulement de convaincre les gens du projet, mais aussi des capacités industrielles qui devraient être disponibles. Comme mentionné, il faut craindre qu'un grand nombre des systèmes photovoltaïques requis, y compris les modules photovoltaïques, les systèmes d'électrolyse compacts, les piles à combustible, les compresseurs et les réservoirs à partir de matériaux composites devraient être fabriqués dans le pays. Les capacités pour cela ne sont certainement pas disponibles. De plus, les entreprises commerciales et de construction, telles qu'elles sont actuellement créées, ne seraient probablement pas en mesure de réaliser les mesures structurelles nécessaires, à savoir la rénovation énergétique de bien plus d'un million de bâtiments, l'installation (dans ces bâtiments) de systèmes géothermiques ou des systèmes de chauffage analogues, l'installation complète de systèmes photovoltaïques, l'installation de la technologie P2G, y compris les terrassements pour le stockage de l'hydrogène. Même si les capacités industrielles pouvaient être construites à temps, il ne faudrait pas négliger le fait que d'énormes quantités d'énergie devraient être investies dans la conversion. Comme estimé dans ce chapitre, la production des modules photovoltaïques requis à elle seule consommerait plus que la quantité totale d'énergie consommée par la Suisse en un an. On peut supposer que nous n'aurions pas un chemin énergétique décroissant devant nous à moins que nous continuions à faire peu.

*\* On sait depuis un certain temps que la mise en œuvre cohérente de la géothermie atteindra ses limites dans les grandes villes. Un réseau dense de systèmes géothermiques entraîne des phénomènes d'interférence, c'est-à-dire que le sous-sol se refroidit et que l'efficacité des systèmes dans les alentours diminue. Il ne sera donc pas possible d'installer le nombre nécessaire de systèmes individuels qui seraient nécessaires pour la fourniture de chauffage et d'eau chaude. Ce problème ne devrait pas se poser dans la plupart des régions suburbaines et rurales (Walch et al. (2021)). Le potentiel géothermique des villes pourrait être augmenté en régénérant les champs de forage géothermique. La chaleur provenant de diverses sources, y compris la chaleur résiduelle, serait utilisée pour restituer la chaleur au sol pendant les mois d'été. Des systèmes plus grands avec une récupération de chaleur à 100% pourraient être construits. D'autres sources de chaleur pourraient être utilisées. Les villes sont idéales pour le chauffage urbain. Ce n'est pas un hasard si la plupart des grandes villes sont situées sur des lacs et de grandes rivières. Cela offrirait la possibilité d'utiliser l'énergie thermique de ces lacs et rivières au lieu de l'énergie géothermique. Une étude de l'Institut fédéral pour*

*l'approvisionnement en eau, le traitement des eaux usées et la protection des eaux (Eawag) a montré que le potentiel thermique des plans d'eau à proximité immédiate des grandes villes est généralement supérieur à la demande de chauffage et de préparation d'eau chaude (Gaudard et al. (2018)), hormis peut-être dans la région de Zurich. Néanmoins, l'utilisation de l'énergie thermique du lac pourrait apporter une contribution importante.*

Si l'approvisionnement en électricité des ménages basé sur l'énergie photovoltaïque et la production de chauffage des locaux et d'eau chaude dans tous les bâtiments non agricoles pouvaient être assurés, comme discuté dans ce chapitre, alors la consommation de combustibles fossiles (mazout léger) et de gaz naturel pourrait atteindre 223'870 TJ à 43'230 TJ, soit une réduction de plus de 80%. Les quantités restantes sont principalement utilisées par l'industrie, dont une grande partie est utilisée pour générer de la chaleur de procédés. On peut supposer que la chaleur de procédés pourrait souvent être également générée électriquement (et lorsque cela n'est pas possible, d'autres processus pourraient au mieux être utilisés). Cependant, cela augmenterait la demande d'électricité. Sans l'énergie nucléaire et l'électricité produite à partir de combustibles fossiles et en soustrayant la quantité d'électricité consommée aujourd'hui par les transports, il resterait aux secteurs de l'industrie et des services environ 55% de l'électricité consommée aujourd'hui. Leur part actuelle est de 57%. Il est possible que les gains d'efficacité attendus dans le secteur des services, aussi bien que dans le secteur des ménages, puissent largement compenser la demande accrue d'électricité pour la production de chaleur industrielle. Là où un substitut aux combustibles fossiles n'est vraiment pas possible, le CO<sub>2</sub> généré devrait être capté et stocké.

La puissance photovoltaïque requise pour la mobilité motorisée électriquement ne pouvait pas être produite sur les surfaces des bâtiments. Il faudrait donc construire des parcs photovoltaïques. Pour compenser la baisse de la production d'énergie photovoltaïque au cours du semestre d'hiver, il faudrait stocker l'énergie d'été. En l'absence d'autres options, le stockage devrait être effectué à l'aide des technologies P2G. Je ne pense pas que l'hydrogène serait un bon carburant. Une toute nouvelle infrastructure de transport, de stockage et de distribution devrait être construite. Le méthanol serait bien meilleur car il est liquide à température ambiante. Des parties des structures existantes (stations-service, stockage obligatoire, gazoducs, etc.) pourraient être utilisées pour le transport, le stockage et la distribution. La zone PV qui serait théoriquement nécessaire (pas de protection contre des conditions météorologiques défavorables) pour permettre la mobilité dans le cadre actuel serait d'environ 142 km<sup>2</sup>. Ce chiffre s'appliquerait à la mobilité qui serait principalement alimentée par l'électricité et utiliserait du méthanol pour compenser la baisse de la production d'électricité en hiver. Si, pour des raisons techniques, la mobilité devait être entièrement exploitée au méthanol, la superficie totale des parcs photovoltaïques requis serait de 293 km<sup>2</sup>. Ce domaine ne suffirait qu'en théorie. Afin de sécuriser l'approvisionnement, cette superficie devrait être estimée 1,5 à 2 fois plus grande. Les dimensions de ces parcs

photovoltaïques seraient monstrueuses. De plus, de gigantesques systèmes d'électrolyse et des systèmes de production de méthanol devraient être construits. L'offre de mobilité sera probablement notre plus gros problème. Le trafic de personnes et de marchandises sur la route devrait être considérablement réduit.

Il devrait être clair pour tout le monde que cela est possible. Le trafic de loisirs est responsable de 44% des kilomètres parcourus en trafic passagers. Pourquoi devons-nous voyager dans tout le pays pour aller à un concert? Pourquoi devons-nous parcourir 200 km chaque week-end pour pouvoir passer la nuit dans notre maison de vacances? Pourquoi devons-nous parcourir 50 km pour emmener notre fille à l'université? Pourquoi faut-il faire 25 km pour faire du shopping dans un centre commercial de la ville voisine, simplement parce que cela nous convient un peu mieux que notre magasin, ou parce que le parking est gratuit là-bas? Pourquoi devons-nous même aller à faire des achats en voiture si nous pouvions le faire à vélo sans trop d'efforts? Il existe également d'innombrables opportunités d'économies dans le secteur des services. Pourquoi une entreprise de Thurgovie doit-elle rénover les sols des balcons d'une propriété genevoise? Pourquoi un plombier genevois répare-t-il un système de chauffage à Lausanne? Pourquoi quelqu'un cherche-t-il un appartement à 100 km de son lieu de travail, alors qu'un appartement est disponible au coin de la rue? Parce qu'il veut dépenser 200 francs de moins en loyer, ou parce qu'il se sentirait stressé de vivre à proximité immédiate du bureau? Ou pourquoi une entreprise comme Migros doit-elle faire d'innombrables voyages chez les fournisseurs et les succursales parce que même dans la plus petite succursale, elle doit maintenir un assortiment de milliers d'articles? Je ne doute pas un seul instant que les kilomètres parcourus puissent être réduits de moitié avec des exigences un peu plus modestes ou un peu plus de bon sens. L'autre concerne les véhicules. Pourquoi ne pouvons-nous pas nous déplacer dans une voiture avec la moitié de la puissance? Pourquoi pensons-nous que nous sommes écologiques lorsque nous remplaçons notre voiture de milieu de gamme par un camion monstre électrique? La dépense énergétique pourrait être divisée par deux. De cette manière, 400 km<sup>2</sup> de surface photovoltaïque requise deviendraient 100 km<sup>2</sup>. Il suffit de le vouloir, et les autorités devraient essayer de créer des incitations réfléchies. Une limite de 95 g de CO<sub>2</sub> / km pour les voitures neuves (comme dans la nouvelle loi sur le CO<sub>2</sub>) sans incitation effective à renoncer à l'achat d'un gigantesque SUV ou d'un monster truck électrique n'est pas cohérente.

Dans les scénarios décrits dans ce chapitre, la production et la consommation d'énergie dans les bâtiments (électricité du bâtiment, chauffage et préparation d'eau chaude) se feraient essentiellement indépendamment du réseau électrique. Avec la mobilité du méthanol pur, la production de carburant pourrait également avoir lieu de manière autonome. Une expansion massive du réseau électrique ne serait



probablement pas centrale. D'autre part, des microgrids ou des AEG devraient être créés pour mettre en réseau des bâtiments en petites parties.

Si vous avez découvert une erreur de calcul, je vous serais reconnaissant de vos commentaires sur [rvoellmy@hsfpharma.com](mailto:rvoellmy@hsfpharma.com).

## 7. L'électricité de l'étranger - encore moins de souveraineté

Comme déjà mentionné, une stratégie énergétique basée sur l'importation de grandes quantités d'électricité serait extrêmement risquée. Nous ne pouvons toujours pas savoir aujourd'hui si les quantités d'énergie nécessaires peuvent être achetées. Il y aurait également deux problèmes désagréables.

### *7.1 Le premier problème*

Même si cela est souvent occulté, l'UE ne souhaite pas poursuivre la voie bilatérale avec la Suisse depuis de nombreuses années. Elle insiste depuis longtemps sur la conclusion d'un accord-cadre destiné à consolider l'adoption dite dynamique du droit de l'UE dans tous les domaines intéressant le marché intérieur. L'UE détermine les problèmes concernés. En dernier lieu, la CJUE surveille le respect du droit de l'UE. Pendant des années, l'UE a adopté la position selon laquelle de nouveaux accords ne peuvent être conclus qu'après la ratification d'un accord-cadre. Si notre stratégie énergétique était basée sur l'importation de grandes quantités d'électricité, alors nous serions dépendants d'un accord sur l'électricité et serions donc contraints d'accepter un accord-cadre à l'avance. En d'autres termes, nous achèterions une voie supposément plus agréable vers une sorte de neutralité CO<sub>2</sub> avec une perte considérable de souveraineté. Selon l'évolution de la situation de l'approvisionnement énergétique européen, nous aurions pu renoncer à une partie de notre souveraineté sans rien en retour.

### *7.2 Le deuxième problème*

Si notre stratégie reposait sur l'achat régulier de grandes quantités d'électricité aux pays de l'UE, nous nous rendrions dépendants de la bonne volonté des pays d'origine. Selon la situation du marché, les prix de l'électricité pourraient augmenter fortement à court ou à long terme. Comme nous importerions beaucoup plus d'électricité que nous n'exporterions, nous serions pleinement exposés à de telles évolutions de prix. Nous pourrions subir tant de dommages économiques. De plus, les États du réseau d'Europe centrale et donc aussi l'UE nous auraient entre nos mains. Avec un peu d'imagination, vous pouvez imaginer des scénarios d'horreur. Par exemple, pourrait-on exiger des



compensations au motif que nous alourdissions unilatéralement l'industrie énergétique d'Europe centrale? Pourrions-nous même être découplés du réseau d'Europe centrale? Si notre mobilité et notre production de chaleur dépendent de l'électricité importée, nous devons retourner au bureau à vélo en cas de conflit. Ce serait assez inconfortable à la maison en hiver. Ce risque potentiel existerait également si nos principaux fournisseurs d'électricité étrangers étaient des entreprises suisses. Les États membres du réseau électrique ou l'UE établiront les règles ou les imposeront. Les contrats peuvent également être rompus.

## 8. Politique et législation Suisse

Il y a beaucoup de discussions et d'écrits en Suisse. Les associations et les politiques travaillent en permanence sur la question de la neutralité CO<sub>2</sub>. Personne n'a peur de contribuer. Il y a des banquiers qui écrivent des essais sur le sujet. Les politiciens, y compris ceux qui sont des avocats, des économistes, des historiens, des étudiants perpétuels ou des historiens de l'environnement, dominent la discussion politique. Certains écrivent même des livres. L'OFEN publie des études à intervalles réguliers. Différents mouvements écologistes, qui mobilisent principalement les jeunes, organisent des rassemblements de toutes sortes. Le Mouvement suisse de grève pour le climat et les Verts ont récemment publié leur plan d'action climat et leur plan climat. Ce qu'ils semblent tous avoir en commun est l'objectif ultime, à savoir que la neutralité en matière de CO<sub>2</sub> (ou du moins une réduction significative des émissions de gaz à effet de serre) soit atteinte d'une manière ou d'une autre.

Que se passe-t-il en réalité? Le programme de construction fédéral et cantonal est en cours depuis 2010. Le programme subventionne partiellement la rénovation des bâtiments et des systèmes de chauffage, avec actuellement une contribution fédérale annuelle de 450 millions de francs. Malgré ce programme, la rénovation des bâtiments ne progresse que lentement: sans accélération supplémentaire, la rénovation totale du parc immobilier prendra 100 ans. Même tous les fonds disponibles ne sont pas collectés. On ne peut que deviner pourquoi les choses avancent si lentement. La rénovation totale des bâtiments est coûteuse. Il s'agit souvent de dizaines de milliers ou de centaines de milliers de francs (voir chapitre suivant). Les contributions financières ne peuvent naturellement jouer qu'un rôle secondaire dans la prise de décision de cette ampleur. En outre, la construction ou l'extension de systèmes photovoltaïques, de systèmes hydroélectriques et de systèmes à biomasse est encouragée par des contributions d'investissement.

Après la catastrophe de Fukushima en 2011, le Conseil fédéral a décidé, avec le soutien du parlement, de rendre impossible la construction de nouvelles centrales nucléaires. Cette interdiction a été intégrée dans la loi sur l'énergie de 2016 (à l'article 12a de la loi sur l'énergie nucléaire).

La loi sur l'énergie de 2016 est une base juridique importante pour la restructuration du système énergétique. En 2019, la consommation d'électricité était de 57,2 TWh. Sur ce total, 32,3 TWh provenaient de l'hydroélectricité. L'article 2 stipule que la production d'électricité à partir de l'hydroélectricité devrait être portée à 37,4 TWh d'ici 2035. La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables devrait augmenter de 7 TWh entre 2020 et 2035. Par rapport à la demande attendue en 2050, ce sont des exigences extrêmement modestes. Les exigences de consommation par habitant sont beaucoup plus élevées. Selon l'article 3, la consommation d'énergie doit être réduite de 43% d'ici 2035 et la consommation d'électricité de 13% par rapport à 2020. Les articles 8 et 11 ne peuvent pas déterminer de manière concluante qui est, en dernier ressort, responsable d'un système énergétique sûr. S'agit-il du gouvernement fédéral, des cantons ou de « l'industrie de l'énergie »? Les articles 11 à 14 déclarent l'utilisation des énergies renouvelables et leur expansion comme un intérêt national qui est sur un pied d'égalité avec les autres intérêts nationaux. Cela crée une base juridique au moyen de laquelle les blocages par des organismes visant à protéger la nature ou le territoire (à quelques exceptions près) pourraient être assouplis (mais pas sans aller devant les tribunaux). Le reste de la loi régleme l'injection d'électricité à partir d'énergies renouvelables, les associations de producteurs individuels, la rémunération des gestionnaires de réseau, les contributions d'investissement ou de rémunération ponctuelle et la promotion de l'expansion des énergies renouvelables (photovoltaïque, hydroélectricité, biomasse) et une prime de marché pour l'électricité provenant de grandes centrales hydroélectriques (paiement de compensation). L'article 35 traite d'une surtaxe de réseau qui doit être payée par les opérateurs de réseau mais qui peut être répercutée sur les consommateurs finaux. La surtaxe réseau peut s'élever à un maximum de 2,3 centimes / kWh (soit environ 115 CHF par an et par foyer). La surtaxe de réseau sert à alimenter un fonds de surtaxe de réseau qui soutient les mesures de financement fédérales. Un mécanisme de redistribution est introduit avec l'article 39. Afin de réduire la consommation d'énergie, le gouvernement fédéral peut adopter des dispositions en vertu de l'article 44 pour la mise sur le marché de systèmes, d'appareils et de véhicules. En vertu de l'article 45, les cantons doivent édicter des règlements sur l'utilisation économique et efficace de l'énergie dans les bâtiments neufs et existants, en particulier sur la part maximale autorisée d'énergies non renouvelables pour couvrir la demande de chaleur pour le chauffage et l'eau chaude. Un certificat de performance énergétique du bâtiment, qui peut être déclaré obligatoire, doit également être introduit.

La loi fédérale de 2011 sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (loi sur le CO<sub>2</sub>) est toujours en vigueur aujourd'hui. L'objectif déclaré de cette loi est de réduire les émissions de gaz à effet de serre. La loi vise à garantir que l'élévation de la température mondiale reste inférieure à 2°C (article 1). Les exploitants d'usines qui émettent beaucoup de gaz à effet de serre, y compris les exploitants du trafic aérien, sont tenus de participer à un système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE) (article 16). Leurs émissions doivent être compensées par des droits d'émission et des certificats de réduction des

émissions. Les droits d'émission sont en partie attribués et en partie mis aux enchères (article 2). Les certificats de réduction des émissions peuvent être acquis dans le cadre de projets à l'étranger qui permettent une réduction durable des émissions. La participation volontaire au SCEQE est également possible. En principe, les participants au SCEQE se voient rembourser la taxe sur le CO<sub>2</sub> (article 17). En vertu de l'article 9, les cantons doivent veiller à ce que les émissions de CO<sub>2</sub> des bâtiments chauffés aux combustibles fossiles soient réduites conformément à l'objectif. Pour ce faire, ils édictent des normes de construction pour les bâtiments neufs et anciens en fonction de l'état actuel de la technique. Les valeurs maximales des émissions moyennes de CO<sub>2</sub> des voitures, camionnettes de livraison et camions légers articulés nouvellement mis sur le marché en 2015 et 2020 sont spécifiées à l'article 10. Le Conseil fédéral doit également proposer en temps utile des valeurs maximales pour la période après 2020. Les importateurs et tous les fabricants nationaux sont tenus de respecter les nouvelles valeurs limites de leur flotte. Le dépassement de la limite sera sanctionné par des amendes précisément définies (article 13). L'article 26 introduit une surcharge de compensation sur le carburant d'un maximum de 5 centimes le litre. En vertu de l'article 29, une taxe sur le CO<sub>2</sub> de 36 à 120 francs par tonne de CO<sub>2</sub> est prélevée sur la production, l'extraction et l'importation de combustibles. Sous certaines conditions, la taxe sur le CO<sub>2</sub> peut être remboursée (articles 31 à 32). Les revenus de la taxe sur le CO<sub>2</sub> sont en partie utilisés pour la rénovation des bâtiments (jusqu'à 450 millions de francs par an) et la promotion des systèmes géothermiques de chauffage et eau chaude (jusqu'à 30 millions de francs / an). La plupart de ce qui reste doit être redistribué à la population et à l'économie (article 36).

La loi fédérale sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre de 2020 est une nouvelle édition de la loi sur le CO<sub>2</sub> de 2011. L'objectif fondamental reste le même. Les autres nobles objectifs sont intéressants, à savoir réduire les émissions de gaz à effet de serre dans une mesure qui n'excède pas la capacité d'absorption des puits de carbone, accroître la capacité d'adaptation aux effets néfastes du changement climatique et gérer les flux de fonds dans le but de favoriser les systèmes à faibles émissions afin de résister au changement climatique (article 1). Selon l'article 3, les émissions de gaz à effet de serre en 2030 ne peuvent pas dépasser 50 pour cent des émissions de gaz à effet de serre en 1990. En moyenne pour les années 2021-2030, les émissions de gaz à effet de serre doivent être réduites d'au moins 35% par rapport à 1990. Au moins les trois quarts de la réduction des émissions de gaz à effet de serre devraient être atteints grâce à des mesures mises en œuvre à l'intérieur du pays. Le Conseil fédéral devrait présenter au Parlement en temps utile les objectifs de réduction pour les années après 2030. En vertu de l'article 9, les cantons veillent à ce que les émissions de CO<sub>2</sub> des énergies fossiles émises par tous les bâtiments en Suisse soient réduites de 50% en moyenne pour les années 2026 et 2027 par rapport à 1990. À cette fin, ils publient des normes de construction et de rénovation pour les bâtiments neufs et existants. L'article 10 semble fournir un plan sur la manière d'atteindre cet objectif:

À partir de 2023, les bâtiments anciens dont le système de génération de chaleur pour le chauffage et l'eau chaude sera remplacé pourront émettre un maximum de 20 kg de CO<sub>2</sub> d'origine fossile par m<sup>2</sup> de surface de référence énergétique (total de toutes les surfaces de plancher chauffées) en un an. La valeur doit être réduite par étapes de cinq ans de 5 kg de CO<sub>2</sub> à chaque fois.

Les nouveaux bâtiments ne sont généralement pas autorisés à générer des émissions de CO<sub>2</sub> provenant des combustibles fossiles grâce à leur système de génération de chaleur pour le chauffage et l'eau chaude.

L'approvisionnement en énergies renouvelables gazeuses ou liquides neutres en CO<sub>2</sub>, juridiquement contraignant pour les bâtiments et répondant aux exigences légales, peut être crédité à hauteur de 50% maximum. La proportion peut être augmentée jusqu'à 100% si des mesures relatives à l'efficacité sont démontrées en même temps. Il s'agit notamment des rénovations énergétiques de l'enveloppe des bâtiments ou des rénovations globales.

En d'autres termes, le chauffage et la préparation d'eau chaude dans les nouveaux bâtiments doivent être neutres en CO<sub>2</sub>. Dès qu'un système de chauffage ou eau chaude dans un immeuble ancien rend l'âme, il doit être remplacé par un système si possible géothermique. Le crédit intégral, même pour l'utilisation de sources d'énergie renouvelables achetées (à l'exception de l'électricité) ne devrait être accordé qu'à ceux qui ont entrepris une rénovation complète. Donc, si aucun système géothermique n'est installé, alors un bâtiment doit être rénové énergétiquement et son chauffage doit être basé sur des carburants renouvelables.

L'article 11 précise les valeurs maximales d'émissions de CO<sub>2</sub> des véhicules neufs de 2021 à 2024: **95 g CO<sub>2</sub>/km** pour les voitures particulières (**4.0 litres/100 km**) et 147 g CO<sub>2</sub> / km pour les véhicules plus lourds (sauf pour les véhicules lourds de > 3,5 tonnes). À partir de 2025, de nouvelles réductions des émissions des véhicules seront définies par rapport aux valeurs cibles de l'UE (article 12). Les objectifs pour la période après 2030 seront proposés par le Conseil fédéral en temps utile. Les importateurs et tous les fabricants locaux sont responsables de la conformité (article 15). En vertu des articles 17 à 18, l'utilisation de combustibles produits à partir d'énergie renouvelable peut être prise en compte. L'article 19 décrit les amendes pour dépassement des valeurs maximales. Les articles 21 à 22 obligent les exploitants et les compagnies aériennes à participer au SCEQE pour compenser leur émissions. La participation volontaire est possible. Les participants peuvent demander le remboursement de la taxe sur le CO<sub>2</sub> (article 24). L'article 30 traite de la surtaxe de compensation sur les carburants. À partir de 2025, cela peut aller jusqu'à 12 centimes le litre (contre 5 centimes auparavant). Les amendes correspondantes se trouvent à l'article 32.

En vertu de l'article 34, la taxe sur le CO<sub>2</sub> est maintenue pour la fabrication, l'extraction et l'importation de combustibles. Le prix n'est plus de 36-120 francs par tonne de CO<sub>2</sub>

comme auparavant, mais de 96-210 francs par tonne de CO<sub>2</sub>. Les articles 42 à 48 introduisent une taxe sur les billets d'avion de 30 à 120 CHF. L'aviation générale passera à la caisse en vertu des articles 49 à 52. Les revenus de la taxe sur le CO<sub>2</sub>, de la taxe sur les billets d'avion et de la taxe sur l'aviation générale seront en partie transférés à un nouveau fonds pour le climat (article 53). Ce fonds est destiné à financer des mesures de réduction des émissions de gaz à effet de serre des bâtiments (jusqu'à 450 millions de francs, dont 60 millions de francs peuvent être utilisés pour remplacer le chauffage, les infrastructures de recharge, les systèmes de production de gaz renouvelables, etc.) (article 55). Le fonds climatique peut également contribuer au financement d'une grande variété d'autres mesures (articles 56-58). La majeure partie de ce qui reste est redistribuée à la population et à l'économie (article 60). Cette loi n'est pas encore entrée en vigueur. Le référendum a eu lieu le 12 janvier 2021 avec le dépôt de 110 000 signatures. Nous voterons à ce sujet le 13 juin.

## *8.1 Conclusion*

Nos politiciens pensent évidemment que la neutralité en matière de CO<sub>2</sub> peut être atteinte grâce à des restrictions, des taxes et des amendes d'une part et des subventions modestes (contributions à l'investissement) d'autre part.

Cependant, il est fort probable que les lois discutées ci-dessus ne seront pas propices à l'objectif de neutralité en CO<sub>2</sub> et deviendront en fait un obstacle. Les fonds sont retirés de l'économie, ce qui aura tendance à empêcher le lancement de projets privés ou commerciaux. Et de tels projets seraient nécessaires. En ce qui concerne l'utilisation des fonds récoltés, il faut s'attendre à ce qu'une part considérable soit absorbée par l'administration. Une autre partie sera consacrée à divers projets non coordonnés. Il faut savoir que le gouvernement fédéral et les cantons n'ont jamais présenté un plan spécifique pour atteindre la neutralité CO<sub>2</sub>. La redistribution d'une (petite?) part des fonds exigés à la population et à l'économie devient alors "le point sur le i". En revanche, les prélèvements sont calculés de manière à pouvoir être payés relativement sans douleur. On peut supposer que c'est précisément la raison pour laquelle ils ne peuvent pas avoir beaucoup d'effets positifs.

Les lois créent également des incitations douteuses. Les restrictions d'émissions sur les véhicules encouragent un passage précoce à l'électromobilité. Si plus d'une petite minorité se comporte en conséquence, nous manquerons d'électricité pour cela. La réglementation, qui est censée entraîner le remplacement des systèmes de chauffage conventionnels par des systèmes de chauffage géothermiques, augmentera également la consommation d'électricité. Étant donné la poursuite de l'expansion du photovoltaïque, la construction d'éoliennes et la rénovation des bâtiments resteront volontaires et ne progresseront donc que lentement, il faut supposer que les pénuries d'électricité qui en résulteront devront être compensées par des importations

d'électricité à grande échelle ou par l'exploitation de centrales électriques au gaz. Si les importations d'électricité sont déjà effectuées à grande échelle ou si la production d'électricité doit être accélérée à l'aide de centrales au gaz, il serait alors plus sage de l'utiliser pour effectuer la coûteuse mutation énergétique et neutre en CO<sub>2</sub>. Il me semble imprudent de mettre en danger l'objectif de CO<sub>2</sub> uniquement pour réduire un peu plus rapidement la consommation de combustibles fossiles.

Et puis il y a les quelques arbres qui cachent encore la forêt. Ce que les lois ne traitent pas, ou du moins pas explicitement, est de savoir qui devrait payer les mesures nécessaires pour atteindre la neutralité en matière de CO<sub>2</sub>. Qui devrait payer des centaines de kilomètres carrés de systèmes photovoltaïques? Est-il attendu que les propriétaires de véhicules électriques installent eux-mêmes des systèmes photovoltaïques pour pouvoir conduire? Est-ce la méthode par laquelle nos autorités entendent promouvoir le photovoltaïque? Sera-t-il même possible d'acquérir les innombrables modules et accessoires photovoltaïques nécessaires sur le marché? Les technologies P2G devraient apporter une contribution importante à la transition énergétique. Quelques millions de francs sont prévus à cet effet dans la loi 2020 sur le CO<sub>2</sub>. Qu'est-ce que ça changera?

Qui finance la rénovation globale de nos bâtiments? Veut-on simplement réduire progressivement les émissions de CO<sub>2</sub> autorisées des bâtiments à base de combustibles fossiles de manière à ce que les propriétaires se retrouvent forcés à installer un chauffage géothermique à leurs frais? Comme mentionné, la rénovation énergétique des bâtiments reste volontaire. Même si les propriétaires étaient prêts pour une rénovation complète de leurs immeubles, pourraient-ils même obtenir des prêts pour des projets aussi importants? À quoi cela ressemblerait-il avec la couverture de ces prêts? Dans le cas des immeubles à appartements, les propriétaires pourraient-ils même répercuter leurs dépenses en capital sur les locataires? Le comportement actuel de l'association de locataires, des autorités et des tribunaux laisse peu d'espoir. Les propriétaires seraient-ils également responsables du coût du logement de leurs locataires pendant la rénovation? À quoi cela ressemblerait-il pour les propriétaires d'appartements qui ne peuvent agir qu'ensemble? Comme discuté plus en détail dans le chapitre suivant, les fonds prévus par la loi pour la rénovation des bâtiments et le chauffage de remplacement (450 millions de francs par an pour la rénovation des bâtiments et plusieurs millions pour le chauffage) ne sont qu'une goutte d'eau dans l'océan.

On ne peut que conclure que les lois actuellement en vigueur ainsi que la nouvelle loi sur le CO<sub>2</sub> ne sont pas adaptées pour promouvoir efficacement la réalisation de la neutralité en matière de CO<sub>2</sub>. Au contraire, il est à craindre que leur mise en œuvre n'entraîne des pénuries d'électricité à long terme, des restrictions de mobilité et des bouleversements dans le secteur immobilier. Une approche différente doit être adoptée si nous voulons sérieusement atteindre l'objectif.



## 9. Réflexions sur un plan pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050

Atteindre la neutralité CO<sub>2</sub> d'ici 2050 est vraiment un objectif extrêmement ambitieux. Si nous pouvons réellement choisir d'empoigner le taureau par les cornes, alors nous avons besoin d'un plan conséquent. Les « plans » qui circulent actuellement ne sont pas des plans réels. Ces « plans » sont plutôt des discussions détaillées et en partie très fondées sur toutes les mesures juridiques envisageables, les technologies qui pourraient être utilisées, les mesures de financement, etc. On cherche en vain une hiérarchisation ou des suggestions plausibles d'une approche coordonnée.

Il faut être conscient que les technologies importantes qui pourraient apporter une contribution significative à la production et au stockage d'énergie renouvelable ne sont pas encore pleinement développées à l'heure actuelle.

Le photovoltaïque est plus ou moins mature en ce sens que les systèmes peuvent être construits avec un degré d'efficacité raisonnable et que les problèmes techniques de base semblent avoir été résolus. Bien entendu, cela ne veut pas dire qu'il n'y a plus de place à l'amélioration. La technologie des batteries peut également être considérée comme mature dans le même sens. Il en va de même pour la géothermie superficielle et la technologie utilisée pour isoler les bâtiments.

Les technologies P2G ne sont pas complètement développées. L'optimisation des piles à combustible, en particulier des piles à combustible au méthanol, et des systèmes d'électrolyse est toujours en cours d'élaboration. Le remplacement des métaux rares utilisés pour les électrodes n'a pas encore abouti. Le stockage stationnaire de l'hydrogène comprimé fait toujours l'objet de recherches intensives. En général, on ne sait toujours pas comment stocker au mieux l'hydrogène. La sécurité de l'hydrogène dans le secteur domestique ou immobilier est un sujet important en arrière-plan. La production renouvelable de méthanol n'en est également qu'au stade expérimental. La géothermie profonde (pour produire de l'électricité) reste l'objet de recherche. Même un stockage saisonnier à faibles pertes de chaleur estivale produite par l'énergie solaire thermique n'est actuellement possible que dans les systèmes à grande échelle.

Un plan sensé devrait donc être mis en œuvre en plusieurs phases. Tout d'abord, les technologies matures devraient être utilisées. La mise en œuvre complète de ces technologies prendra un certain temps. On peut s'attendre (ou peut-être plus honnêtement « espérer ») que le développement des technologies non encore complètement développées atteindra au cours de cette période un stade où des décisions rationnelles pourront être prises concernant leur utilisation.



En ce qui concerne la production d'énergie électrique supplémentaire, l'accent est mis sur le photovoltaïque. Les objectifs d'expansion relativement modestes du gouvernement fédéral, conjugués aux difficultés politiques attendues dans la mise en œuvre, suggèrent que l'hydroélectricité n'apportera aucune contribution supplémentaire significative. La même chose s'applique à l'énergie éolienne. Les 800 à 900 centrales éoliennes prévues contribueraient relativement peu à la production totale d'électricité. On peut encore se demander si ces centrales seront un jour construites. Comme mentionné, l'énergie géothermique profonde n'est actuellement pas disponible en tant que technologie de base.

Il est donc inévitable qu'une expansion cohérente du photovoltaïque soit une mesure qui devrait ~~deit~~ être mise en œuvre le plus tôt possible. Comme expliqué ci-dessus, la quantité d'électricité qui devrait être nécessaire est si grande que non seulement toutes les surfaces de bâtiment appropriées devraient être utilisées pour la production photovoltaïque, mais d'énormes parcs photovoltaïques devraient également être créés. D'après les considérations du sixième chapitre, je déduis que l'expansion du photovoltaïque sur les bâtiments, si possible y compris les bâtiments historiques devrait être prioritaire.

Une deuxième mesure serait la rénovation complète de tous les bâtiments. Il est bien connu que le secteur du bâtiment est celui où le plus d'énergie est gaspillée. Il doit donc être clair que tous les bâtiments anciens (la grande majorité des bâtiments existants) doivent être entièrement rénovés le plus rapidement possible. Dans un plan digne de ce nom, il serait important de définir une séquence logique. Tout d'abord, l'enveloppe d'un bâtiment doit être rénovée énergiquement. Ce n'est qu'ensuite qu'un chauffage efficace doit être installé et toutes les surfaces appropriées (toit et façade) doivent être équipées de panneaux photovoltaïques. Une séquence différente entraînerait soit l'installation d'un système de chauffage surdimensionné, soit le démontage et le remontage des systèmes photovoltaïques.

Dans le nouveau «pacte vert européen» de l'UE, le plan de rénovation des bâtiments est appelé «programme phare». Dans l'UE comme en Suisse, le taux de rénovation est d'environ 1% / an. Le plan de la Commission est de doubler ou tripler ce taux. S'il triplait, tous les bâtiments seraient rénovés en 2050. Je ne connais pas les détails du plan.

La nouvelle loi sur le CO<sub>2</sub> ne fournirait que peu de nouveaux financements pour la rénovation des bâtiments; Il resterait donc essentiellement à environ 450 millions de francs par an pour ce secteur. Dans leur «plan climat», les Verts proposent de doubler le taux de rénovation. Pour ce faire, ils porteraient les contributions d'investissement du programme de construction à 50% des coûts d'investissement éligibles. Ils comptent sur une dépense annuelle supplémentaire d'un milliard de francs. Cette proposition est discutable à plusieurs égards. Quel est le lien entre les coûts facturables et les coûts effectifs? Alors, que signifiait vraiment le 50%? On ne sait pas non plus dans quelle mesure le programme de construction a jusqu'à présent contribué au taux de

rénovation. Pourquoi n'est-il pas pleinement utilisé aujourd'hui? Peut-être parce que le montant restant payé par le propriétaire est encore un obstacle presque insurmontable (ou la rénovation n'est-elle pas rentable)? Si tel était le cas, une répartition de 50% des coûts d'investissement normalisés d'une manière ou d'une autre pourrait également faire peu ou rien. Les Verts ont apparemment déjà envisagé cela. C'est pourquoi ils prévoient explicitement une « obligation de rénovation ».

Si une rénovation totale de tous les bâtiments doit être réalisée dans un délai raisonnable, alors le financement des projets jouera un rôle central. Combien coûterait une rénovation totale de tous les bâtiments résidentiels?

Il y en a environ un million de **maisons individuelles**. La surface habitable moyenne est d'environ 150 m<sup>2</sup>. Si nous augmentons cette surface de 20% pour tenir compte des espaces non habitables (escaliers, etc.), alors nous atteignons 180 m<sup>2</sup>, généralement répartis sur deux étages. Pour estimer les coûts, j'ai utilisé un tableau de calcul approximatif des coûts que j'ai trouvé sur le site Web de Raiffeisen Suisse:

([www.raiffeisen.ch/casa/de/immobilien-sanieren/sanierungskosten/erneuerungskosten-haus-renovieren.html](http://www.raiffeisen.ch/casa/de/immobilien-sanieren/sanierungskosten/erneuerungskosten-haus-renovieren.html); accès: 26.01.2021).

J'arrive à un montant d'environ 305'000 francs pour la rénovation complète de l'enveloppe du bâtiment (y compris le remplacement des fenêtres) et l'installation d'un système de pompe à chaleur géothermique. **Les coûts de rénovation de toutes les maisons individuelles seraient de l'ordre de 305 milliards de francs.**

Il y en a environ un demi-million d'**immeubles à appartements**. Un appartement typique a une surface habitable d'environ 100 m<sup>2</sup> divisée en 3 pièces, chacune avec au moins une fenêtre. Le bâtiment abrite généralement environ 6 appartements répartis sur 3 étages ou environ 8 appartements répartis sur 4 étages. Nous travaillons avec 8 appartements sur 4 étages. Après prise en compte de la surface inhabitable, on arrive à une surface de plancher de 240 m<sup>2</sup> et une surface de façade d'environ 744 m<sup>2</sup>. Le coût de la rénovation de l'enveloppe et de l'installation d'un système de chauffage géothermique s'élèverait à environ 565 000 francs. **Les coûts de rénovation de tous les immeubles à appartements seraient d'environ 282 milliards de francs.**

La rénovation de tous les bâtiments résidentiels coûterait donc environ **587 milliards de francs. Étalaé sur 20 ans, cela représenterait environ 29 milliards de francs par an.** Le « petit » milliard de francs que les Verts veulent y consacrer n'irait évidemment pas très loin. En d'autres termes, ils s'appuient sur une obligation de restructuration. Je trouve scandaleux que d'un coup de plume on veuille obliger un segment de la population à dépenser ces sommes gigantesques.

Si une rénovation totale de tous les bâtiments (non agricoles), y compris le remplacement des systèmes de chauffage et d'eau chaude, était mise en œuvre au moyen d'ordonnances ou de nouvelles lois, alors il n'y aurait aucune valeur ajoutée pour

le propriétaire individuel. Obliger le propriétaire à supporter le coût de la rénovation équivaldrait à la destruction d'une partie de sa propriété privée (ou propriété de l'entreprise dans le cas des fonds de pension, des fondations et des sociétés), ce qui serait difficile à concilier avec la garantie constitutionnelle de propriété. Selon la charge hypothécaire d'un immeuble, un propriétaire peut même être contraint de vendre son immeuble (et, dans le cas d'un immeuble locatif, perdre les revenus locatifs). La répercussion des coûts sur les locataires serait rejetée pour la même raison et ne serait probablement pas exécutoire de toute façon.

Atteindre la neutralité en matière de CO<sub>2</sub> est l'un des objectifs de notre État. La rénovation des bâtiments y apporterait une contribution importante. Il semble donc logique que l'État assume également les frais encourus. Le résultat serait un doublement de l'impôt fédéral direct. Je peux supposer que la gauche politique rejeterait une telle solution : les pauvres seraient obligés de payer pour la rénovation des immeubles appartenant aux riches. Mais les tâches gouvernementales sont financées par la population. C'est la même chose avec les rues, les écoles et les avions de combat. Le financement proposé par les impôts ne manque pas d'une certaine équité. La question de savoir s'il serait juste de financer la rénovation des bâtiments des secteurs tertiaire et industriel reste ouverte. Convaincre les électeurs de la nécessité d'une telle hausse des impôts serait une tâche intéressante pour nos politiciens de l'environnement. S'ils pouvaient trouver le courage de s'exposer de cette manière serait une question passionnante. Un débat public montrerait à quel point le problème environnemental est vraiment important pour les politiciens et l'électorat.

Il vaut mieux laisser la mise en œuvre des rénovations aux entreprises privées. Le gouvernement fédéral devrait définir les mesures correctives à prendre, déterminer les coûts imputables et organiser le système de contrôle et de comptabilité. Chaque propriétaire d'immeuble resterait responsable (dans la mesure du possible) de la rénovation et des échéances.

Une approche similaire pourrait être utilisée pour financer des systèmes photovoltaïques équipant toutes les surfaces de bâtiment appropriées. Si l'équilibrage saisonnier de la production d'électricité photovoltaïque décentralisée devait avoir lieu à l'aide de la technologie P2G (par exemple de l'électricité à l'hydrogène comme discuté au chapitre 6), l'installation de piles à combustible, de compresseurs et de stockage d'hydrogène pourrait être financée en utilisant le même mécanisme. L'effort pour ces mesures serait beaucoup moins important que celui de la rénovation des bâtiments.

La conversion (dans la mesure du possible) de la production de chaleur de procédé fossile à renouvelable dans l'industrie serait également une tâche importante dans la première phase. Ce basculement pourrait être financé, par exemple, par des dons fiscaux réservés.

Les associations locales de producteurs et de consommateurs d'électricité individuels dans les microgrids et les AEG pourraient être encouragées. Par exemple, les municipalités et les villes pourraient créer des réseaux de lignes indépendants du réseau. La pose des câbles pourrait avoir lieu à l'occasion de travaux d'entretien périodique sur les routes.

Le financement public des rénovations des bâtiments et l'expansion totale du photovoltaïque conduiraient les entreprises nationales à se convertir ou à s'aligner sur la production de cellules et de systèmes photovoltaïques. Les entreprises de construction et de plomberie se développeraient pour répondre à la forte augmentation de la demande. Si ce n'est pas le cas, des incitations appropriées devront être créées.

Où en serions-nous à la fin de cette première phase ? Les systèmes photovoltaïques installés produiraient environ 8 TWh d'électricité au cours du semestre d'hiver. En raison de la réduction des pertes de chaleur dans les bâtiments et de la conversion à une géothermie relativement économique, cette quantité d'électricité serait suffisante pour couvrir complètement les besoins en chauffage et en eau chaude (environ 4,1 TWh). La consommation de combustibles fossiles pour le chauffage serait réduite à zéro. Un sous-objectif important aurait été atteint. Au cours de la moitié d'été de l'année, la production d'électricité PV serait suffisamment importante pour garantir l'approvisionnement en électricité des ménages. Pendant la moitié d'hiver de l'année, l'électricité des ménages devrait être tirée du réseau. Ensemble, l'industrie et le secteur des services sont les plus gros consommateurs d'électricité. Comme dans le secteur des ménages, des économies dues aux gains d'efficacité des appareils électriques pourraient également être attendues dans le secteur des services. On peut se demander si l'industrie peut réduire considérablement sa consommation d'électricité. De nombreux procédés qui utilisent aujourd'hui de l'énergie fossile seraient alors exploités électriquement. Cela signifierait peut-être même une augmentation de la demande d'électricité. Un déficit électrique plus important au cours du semestre d'hiver ne pourrait être évité qu'en continuant à exploiter les centrales nucléaires. Si à la fin de la première phase la conversion à la mobilité électrique avait déjà bien progressé, nous aurions un problème supplémentaire. L'électricité devrait probablement être importée à grande échelle ou des centrales au gaz devraient être construites et exploitées. Il serait donc judicieux de ne pas forcer le passage à l'électromobilité. Il y a aussi une autre raison à cela : la mobilité électrique pure ne sera probablement pas la solution finale (voir ci-dessous une alternative potentielle). L'expansion prévue des réservoirs ne suffira pas à stocker la quantité d'énergie nécessaire au fonctionnement des véhicules en hiver. D'autres options de stockage à grande échelle pour l'énergie potentielle ne sont pas en vue. Il semble inévitable que les technologies P2G devraient être utilisées. Les véhicules à moteur électrique fonctionneraient donc en partie à l'hydrogène, au méthane ou au méthanol (ou peut-être à d'autres carburants pouvant être générés avec l'énergie photovoltaïque) au moins pendant le semestre d'hiver. Les moteurs électriques de ces véhicules pourraient fonctionner à l'électricité obtenue à partir de

carburants renouvelables utilisant des piles à combustible. Nous aurions peut-être des véhicules qui pourraient soit fonctionner sur batterie, ou soit avec carburant renouvelable embarqué.

Dans une seconde phase, l'accent serait mis sur l'extension des capacités de stockage, ce qui permettrait d'utiliser pleinement la production d'électricité du parc immobilier et la mobilité électrique motorisée toute l'année. On peut espérer que les technologies P2G seront pleinement développées à ce stade. Comme suggéré dans le sixième chapitre, l'ensemble des besoins énergétiques pour la consommation électrique des ménages ainsi que pour le chauffage et la préparation d'eau chaude dans tous les bâtiments chauffables pourraient être couverts de manière décentralisée (photovoltaïque sur les surfaces des bâtiments). Une partie de la quantité d'énergie requise pendant le semestre d'hiver serait stockée sous forme d'hydrogène, par exemple. Les bâtiments devraient alors être équipés de systèmes de piles à combustible, d'installations de stockage de gaz et de compresseurs (si l'hydrogène devait être stocké sous forme comprimée). Les réseaux de bâtiments ainsi convertis pourraient alors fonctionner de manière essentiellement autonome (en utilisant les microréseaux ou AEG mentionnés).

Le carburant pour la mobilité hivernale (le méthanol dans les scénarios envisagés) serait produit dans de grandes usines. Ces systèmes combindraient des parcs photovoltaïques, des systèmes d'électrolyse, des systèmes de méthanolisation et des systèmes de chauffage au bois (ou d'autres fournisseurs de CO<sub>2</sub>). Les zones requises pour les parcs photovoltaïques ne seraient probablement disponibles que dans les montagnes. Les lacs, les forêts, etc. ne conviendraient pas, ne serait-ce qu'en raison des effets négatifs attendus sur la biosphère. L'intégration de cellules photovoltaïques dans les revêtements routiers pourrait être une autre option (bien que les résultats des tests précédents ne soient pas particulièrement prometteurs ; <https://www.energiezukunft.eu/erneuerbare-energien/solar/die-laengste-solarstrasse-im-hexagon-ist-ein-flop>; consulté le 07.03.2021).

La superficie disponible sur les autoroutes et les routes nationales serait d'environ 30 km<sup>2</sup> et sur les routes cantonales d'environ 130 km<sup>2</sup>. Le gouvernement fédéral pourrait créer des incitations et des conditions-cadres pour la construction de parcs photovoltaïques. Le carburant produit, c'est-à-dire le méthanol, pourrait être livré aux stations d'essence et y être distribué. Le gouvernement fédéral disposerait de capacités de stockage suffisantes libérées (le stockage obligatoire des combustibles fossiles) pour les volumes excédentaires.

Une alternative possible serait une expansion à grande échelle de l'énergie géothermique profonde dans la deuxième phase. Si cette technologie devait être suffisamment mature au bon moment pour pouvoir produire de grandes quantités d'électricité en toute sécurité, alors elle pourrait couvrir les besoins généraux en électricité (en hiver). Une mobilité purement électrique serait alors possible. Pourtant, un

plan rationnel ne peut pas reposer sur l'utilisation de l'énergie géothermique profonde. Contrairement aux technologies P2G, il n'est pas certain que cette technologie atteindra un jour le niveau de développement nécessaire et si cela se produira dans les 20 à 30 prochaines années.

Comme déjà mentionné, le passage à des véhicules à propulsion électrique fonctionnant à l'énergie renouvelable ne devrait pas être imposé au moyen de réglementations rigides et de resserrement annuel pour la consommation maximale de combustibles fossiles. Vous pourriez vous épargner tous les efforts bureaucratiques associés. De plus, la conversion devrait aller de pair avec l'expansion du photovoltaïque décentralisé et du P2G ainsi que la production de combustibles non fossiles. (Sinon, il faudrait attendre l'expansion à grande échelle de la géothermie profonde.) Des recommandations de conversion et une interdiction correctement programmée de l'utilisation des combustibles fossiles seraient plus judicieuses (d'ici 2050 au plus tard).

Comme mentionné au début, je ne pense pas que la neutralité en matière de CO<sub>2</sub> puisse être atteinte sans un plan concret et soutenu par la population en général. Ce soutien devrait également inclure l'acceptation d'une charge fiscale plus élevée afin de lever les fonds nécessaires à la mise en œuvre du plan. Je considère naïf de renoncer à une approche proactive et de miser sur l'efficacité de nos lois, y compris la nouvelle loi sur le CO<sub>2</sub>. Il est à craindre que nous ne soyons confrontés à une catastrophe, pas tant à une catastrophe environnementale qu'à une catastrophe économique.

Dans ce travail, j'ai traité des approches technologiques possibles pour atteindre la neutralité CO<sub>2</sub>. Il est devenu clair que des efforts gigantesques devraient être entrepris pour atteindre cet objectif. Ceci bien que j'aie supposé que la consommation d'électricité des ménages diminuerait de moitié, que seules les technologies les plus énergétiquement avantageuses seraient utilisées pour le chauffage et qu'il n'y aurait plus d'immigration nette. Je trouve plutôt irréaliste de vouloir réaliser une réorganisation fondamentale de notre mode de vie et de notre organisation sociale en seulement trente, voire vingt ans. A titre d'exemple : la plupart des bâtiments résidentiels seront encore debout à ce moment-là. Les entreprises établies n'auront normalement aucune raison d'abandonner leurs systèmes et bâtiments fonctionnels et de recommencer à un autre endroit. Pourtant, un style de vie plus économe pourrait réduire considérablement la quantité de technologie requise. Moins de mobilité de loisir motorisée, moins de résidences secondaires, moins de longs déplacements pour se rendre au travail et une moindre demande d'espace de vie et d'assortiments de produits alimentaires et de consommation réduiraient le nombre de kilomètres parcourus. L'utilisation cohérente de petits véhicules (à moteur électrique) se refléterait directement sur la zone PV qui fournit le courant de traction (ou le carburant biogénique). Moins de consommation de produits finis dans la cuisine, plus d'utilisation d'aliments produits localement, moins de consommation de viande, moins d'achats ou de remplacement d'appareils de toutes sortes, y compris des véhicules, moins d'achats



sur Amazon, etc. plutôt que dans les magasins locaux (?) et moins de voyages seraient également souhaitable. Et Migros et COOP pourraient se passer de nous envoyer un magazine chaque semaine dont le volume est à peu près celui de l'édition dominicale du New York Times ...

Les technologies considérées ici excluent l'énergie nucléaire, la population suisse s'étant engagée à renoncer aux nouvelles centrales nucléaires avec l'adoption de la loi sur l'énergie de 2016. Je voudrais souligner que les efforts gigantesques qui seraient nécessaires pour se convertir à un système d'énergie solaire pourraient être évités. La technologie de l'énergie nucléaire a avancé et des centrales électriques plus sûres peuvent être construites aujourd'hui. Afin de mettre en place un système énergétique neutre en CO<sub>2</sub> (à partir de 2050), il pourrait être suffisant de remplacer les centrales nucléaires existantes par cinq nouvelles centrales, chacune avec une production de la centrale de Leibstadt (en supposant que nous chauffions géothermiquement ou de même, réduisons électriquement, réduisons de 50% la consommation électrique domestique et poursuivions la rénovation des bâtiments au rythme du 1% actuel).

Enfin, je voudrais mentionner que je n'ai pas abordé la question de savoir si la neutralité en matière de CO<sub>2</sub> est un objectif à atteindre. Bien que certains en doutent encore aujourd'hui, il n'y a guère de débats sur cette question. Mon opinion à ce sujet n'est pas pertinente pour mes considérations.



## 10. Littérature complémentaire citée dans chap. 5-9

Andersson, J., Grönkvist, S. (2019) Large-scale storage of hydrogen. *Int. J. Hydrogen Energy* 44: 11901-11919.

Bowker, M. (2019) Methanol synthesis from CO<sub>2</sub> hydrogenation. *ChemCatChem*. 11: 4238-4246.

Chatterjee, S., Huang, K.-W. (2020) Unrealistic energy and materials requirement for direct air capture in deep mitigation pathways. *Nature Communications* 11: 3287.

Dale, M., Benson, S.M. (2013) Energy balance of the global photovoltaic (PV) industry -is the PV industry a net electricity producer? *Environ. Sci. Technol.* 47: 3482-3489.

Dean, J. (NREL), McNutt, P. (NREL), Lisell, L. (NREL), Burch, J. (NREL), Jones, D. (Group 14), Heinicke, D. (Group 14) Photovoltaic-thermal new technology demonstration. National Renewable Energy Laboratory, January 2015. [www.nrel.gov](http://www.nrel.gov) (last accessed 26.01.2021)

Ferroni, F., Hopkirk, R.J. (2016) Energy return on energy invested (ERoEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation. *Energy Policy* 94: 336-344.

Gaudard, A., Schmid, M., Wüest, A. (2018) Potential der Schweizer Oberflächengewässer. *Aqua & Gas*, Nr.2.

Hjelkrem, O.A., Arnesen, P., Bo, T.A., Sondell, R.S. (2020) Estimation of tank-to-wheel efficiency functions based on type approval data. *Applied Energy* 276: 115463.

Müller, K., (2019) Technologien zur Speicherung von Wasserstoff. Teil 1: Wasserstoffspeicherung im engeren Sinn. *Chem. Ing. Tech.* 91: 383-392.

O'Connell, A., Kousoulidou, M., Lonza, L., Weindorf, W. (2019) Considerations on GHG emissions and energy balances of promising aviation biofuel pathways. *Renwable and Sustainable Energy Reviews* 101: 504-514.

Rivard, E., Trudeau, M., Zaghbi, K. (2019) Hydrogen storage for mobility; a review. *Materials* 12: 1973.

Sarbu, I., Sebarchievici, C. (2018) A comprehensive review of thermal energy storage. *Sustainability* 10: 191.

Scapino, L., Zondag, H.A., van Bael, J., Diriken, J., Rindt, C.C.M. (2017) Sorption heat storage for long-term low-temperature applications: A review on the advancements at material and prototype scale. *Applied Energy* 190: 920-948.

Schmidt, M., Linder, M. (2020) Novel thermochemical long term storage concept: balance of renewable electricity and heat demand in buildings. *Front. Energy Res.* 8: 137.

Walch, A., Castello, R., Mohajeri, N., Scartezzini, J.-L. (2020) Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty. *Applied Energy* 262: 114404.

Walch, A., Mohajeri, N., Gudmundson, A., Scartezzini, J.-L. (2021) Quantifying the technical geothermal potential from shallow borehole heat exchangers at regional scale. *Renewable Energy* 165: 369-380.

## 11. Énergie grise

Un effort conséquent doit être mené à bien pour parvenir à ce nouveau mode de fonctionnement décarboné en 2050.

Un élément important au niveau de l'énergie qui doit encore être pris en compte est la notion d'énergie grise. Bien que celle-ci n'ait pas une définition parfaitement claire et unifiée, il s'agit des différentes énergies qui sont mises en œuvre pour une finalité donnée. Parmi elles, on trouve la conception d'un produit en amont, l'extraction et le transport et les transformations des matières premières, le conditionnement (emballage), le transport jusqu'au lieu de vente, l'installation, l'entretien durant la durée de vie l'élimination et le recyclage.

Ainsi, si manger un steak de bœuf saignant plutôt que cuit limite un petit peu la dépense d'énergie en cuisine, il n'en reste pas moins que ce morceau de viande aura demandé l'acheminement de fourrage, le transport à l'abattage, le stockage en chambres réfrigérées, le dépeçage, le conditionnement en emballages, le transport jusqu'au lieu de vente, la réfrigération jusqu'à la vente et l'élimination de l'emballage.

Si cet exemple frappe par la multitude d'étapes et d'unités d'énergie qui soudain sont mis en lumière, nous pouvons y déceler un grand potentiel d'économie si nous évitions des allers-retours de marchandises liés au profit.

Il existe beaucoup d'informations et de données sur internet à ce sujet. La Suisse ne semble pas y porter beaucoup d'attention. Pourtant, il s'agit également d'une composante que nous devons assumer sur notre propre territoire, les autres pays étant confrontés à une problématique comparable.

Sur le site internet de l'OFEN (Office fédéral de l'énergie), le mot-clé «gris» ne se trouve que dans huit documents, dont un seul traite des énergies grises (dans les bâtiments) :

([https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/research-undcleantech/programme-de-recherche-gebäude-und-städte.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWwRtaW4uY2gvZnVlcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxk](https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/research-undcleantech/programme-de-recherche-gebäude-und-städte.exturl.html#aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWwRtaW4uY2gvZnVlcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxk)).

Dans les bâtiments, le potentiel d'économie d'énergie est très important, bien qu'il forcera à limiter les possibilités constructives actuelles. A titre d'exemple, Conrad Lutz a obtenu en 2008 le Watt d'Or pour son "**Green Offices Givisiez**" (Conrad Lutz Architecte

Sàrl). Sans entrer dans les détails, le bâtiment (qui existe !) a permis d'économiser tellement d'énergie grise, qu'il permet de chauffer ce bâtiment durant 100 ans (!) par rapport à la norme de l'époque (SIA 380/1 2001= F: RT 2005). Certes les normes ont évolué, mais la construction est restée résolument standard jusqu'à aujourd'hui.

Lutz a traité tous les aspects du bâtiment. Ainsi, la perspective présentée ne concerne pas uniquement les nouveaux bâtiments, mais peut également avoir un impact sur la rénovation.

La réalisation d'un système énergétique décarboné consommera des quantités considérables d'énergie grise. Selon l'IDDRI (Institut du développement durable et des relations internationales) par exemple et concernant les moyens de transports :

*« Il est frappant de noter que l'on consomme davantage d'énergie grise dans nos dépenses de transport que d'énergie directe [...]. Dit autrement, nous consommons moins d'énergie pour nous déplacer dans nos véhicules individuels que nous consommons d'énergie nécessaire pour produire, vendre et acheminer les voitures, les trains ou les bus que nous utilisons. »*

Je vais maintenant donner quelques exemples concrets pour donner au lecteur la possibilité de développer sa propre compréhension des grandes ou petites quantités d'énergie grise qui sont cachées dans les projets.

Selon Daniel Rufer, les installations photovoltaïques (2013) produisent 185 kWh/m<sup>2</sup> sur le plateau Suisse. Avec des modules PV provenant des Philippines l'énergie grise serait de 887 kWh/m<sup>2</sup>. Pour un PV chinois il parlait de 1257 kWh/m<sup>2</sup>. Par ce calcul il estime que l'énergie grise investie est « remboursée » après moins de 2.5 5 ans. Que ce chiffre soit considéré comme actuel ou dépassé, il a le mérite de mettre fin au débat d'une production d'énergie photovoltaïque qui ne couvrirait pas l'énergie nécessaire à le produire.

Le rendement photovoltaïque reste faible par rapport au potentiel photovoltaïque. On pourrait faire mieux mais c'est un autre débat. Il faut surtout retenir qu'il n'y aura pas de grosse augmentation de rendement à attendre qui pourrait justifier « d'attendre » avant de s'y lancer.

### ***11.1 Quelques ordres de grandeur***

Une approche permettant d'appréhender l'énergie grise est de considérer celle contenue dans les matériaux de fabrication.

Une fiche-conseils émanant de Belgique (<https://www.ecoconso.be/>) donne un aperçu intéressant des matériaux de la construction. La liste est longue et nous en retiendrons quelques valeurs :

Energie grise des métaux :

Acier : 60'000 kWh/m<sup>3</sup>

Cuivre : 140'000 kWh/m<sup>3</sup>

Zinc : 180'000 kWh/m<sup>3</sup>

Aluminium 190'000 kWh/m<sup>3</sup>

Ces chiffres bruts ne parlent qu'à peu de gens. Pour les rendre plus concrets, il suffit de retenir que 1 litre de pétrole contient environ 10 kWh.

Ainsi, en « enlevant un zéro » aux chiffres précédents, on obtient l'équivalent en pétrole de l'opération. Ainsi pour 1 m<sup>3</sup> d'aluminium, il faut l'énergie de 19'000 litres de pétrole. Et comme 1 litre de pétrole brûlé génère 2.4 kg de CO<sub>2</sub>, l'énergie grise de 1m<sup>3</sup> d'aluminium peut représenter 45 tonnes de CO<sub>2</sub>...

Qu'en est-il du béton qui a fleuri dans nos villes et dans les infrastructures hydrauliques ?

Béton poreux (cellulaire) : 200 kWh/m<sup>3</sup>

Béton 500 kWh/m<sup>3</sup>

Béton armé 1850 kWh/m<sup>3</sup>

## *11.2 Le barrage d'accumulation d'eau*

Si l'on regarde « La Grande Dixence », la centrale hydroélectrique la plus imposante de nos Alpes, qui reste une référence mondiale, on regarde 5'960'000 m<sup>3</sup> de béton. En partant du principe qu'une partie est armée et sur une valeur d'ordre de grandeur de 1000 kWh/m<sup>3</sup>, nous arrivons à près de 6.2 milliards de kWh, ou l'équivalent de 640 millions de litres de pétrole.

L'eau accumulée derrière le mur, avec son volume de 400 millions de mètres cube d'eau, et sachant que 1m<sup>3</sup> turbiné et transformé en électricité peut l'être avec 1 litre de pétrole, le réservoir d'énergie est équivalent à 400 millions (4x10<sup>8</sup>) de litres de pétrole produisant de l'énergie mécanique. Cela signifie qu'il faudrait moins de deux fois le volume d'eau derrière le barrage pour « récupérer » l'investissement énergétique dans le système. Bien sûr, tout n'a pas été compté, mais l'ampleur donne une bonne idée générale.

Bieudron est la plus grande centrale électrique du complexe de la Grande Dixence, qui a une puissance nominale totale de 2'000 MW. Regardons simplement Bieudron. D'une puissance nominale de 1'200 MW, Bieudron détient des records mondiaux (notamment les plus grosses turbines Pelton et la plus grande hauteur entre le réservoir et la plaine). La puissance potentielle de la centrale résulte du produit du débit et de la différence de pression d'eau. Ainsi on détermine que si Bieudron travaille constamment à pleine puissance, le lac est vidé en **71 jours**.

Ce résultat illustre plus que n'importe quel mot le contenu énergétique incroyable d'un tel système (et bien sûr la quantité d'énergie grise contenue dans le système).

Cela vaudrait-il la peine de construire davantage de tels systèmes ? Ma réponse est oui, mais elle doit s'accompagner d'une réflexion sur l'énergie. La construction d'une telle infrastructure nécessite une énorme quantité d'énergie. Elle ne pourrait se faire que tant que des énergies à très haute densité, comme le pétrole, peuvent être utilisées. Selon les directives fédérales, cela ne sera plus possible à partir de 2050. La même considération s'applique à d'autres aspects d'une restructuration du système énergétique. Nous ne pourrions donc pas éviter de consommer d'énormes quantités de combustibles fossiles pour réaliser notre infrastructure énergétique neutre en CO<sub>2</sub>.

### ***11.3 La mobilité***

Autre exemple peut-être un peu plus proche de chacun de nous : combien d'énergie intrinsèque y a-t-il dans notre flotte de voitures qui sont principalement alimentées par des combustibles fossiles ? Quelle quantité d'énergie grise y aurait-il dans une flotte de voitures électriques ? Sato et Nakata (2020) ont calculé que l'énergie nécessaire à la fabrication d'une voiture particulière est d'environ 41,8 MJ/kg. Pour une petite voiture pesant environ 1 200 kg, ce serait 50,2 GJ (14 000 kWh). En 2000, environ 4,66 millions de véhicules à moteur (sans cyclomoteurs) circulaient en Suisse (<https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/mobilitaet-verkehr/verkehrsinflassung-fahrzeuge/fahrzeuge.html> ; accès: 27/04/2021). Si nous supposons que toutes les voitures sont de si petites voitures, alors l'énergie intrinsèque de l'ensemble du parc serait de 65,2 milliards de kWh. Cela correspond à environ 6,73 milliards de litres de pétrole, soit environ 28% de la consommation énergétique annuelle totale de la Suisse. La Nissan Leaf, l'une des petites voitures électriques les plus populaires, dispose d'une batterie lithium-ion de 24 kWh. L'énergie incorporée contenue dans une telle batterie a été déterminée par Yuan et al. (2017) et a été évaluée à 88,9 GJ (24700 kWh). Pour simplifier les choses, si l'on additionne la dépense énergétique du véhicule et de la batterie, on obtient 38 700 kWh. Si nous supposons que l'ensemble de notre flotte se compose de ces petites voitures électriques, l'énergie intrinsèque de ce parc serait de 180 milliards de kWh ou 18,6 milliards de litres de pétrole, soit environ 78% de la consommation d'énergie annuelle totale de la Suisse. Cela correspond également à environ 30 fois l'énergie grise qui a été investie dans la construction de la Grande Dixence. On estime que nous renouvelons notre flotte tous les 8 à 9 ans ...

### ***11.4 La densité d'énergie***

La clé de nos défis réside dans la compréhension d'un changement profond de paradigme. Le pétrole et le gaz disposent d'une très incroyable densité d'énergie, alors que les disponibilités du renouvelable sont à faible densité d'énergie.

Un avion est un oiseau : il est léger et a besoin de beaucoup de force pour décoller. Le pétrole dispose beaucoup d'énergie tout en restant léger (scientifiquement on dira que c'est une énergie à haute densité massique, mesurée en J/kg).

Non seulement le pétrole est léger, mais il prend peu de place : pour l'avion cela permet de laisser du volume pour accueillir des passagers, leurs bagages et objets transportés.

Pour fixer les idées, 1 litre de pétrole ne pèse moins de 1 kg. Il contient assez d'énergie pour soulever un poids de 1 tonne à une hauteur de 1400 mètres. Nous avons tous une claire idée d'un volume de 1 litre, rempli d'une substance qui pèse moins lourd que l'eau.

Imaginez maintenant l'énergie massique humaine pour la même prestation. Des hommes se distribuant la masse de 1000 kg à hauteur de 50 kg chacun. Il en faut 20. Avec un poids de 75 kg, et un volume par corps humain de 75 litres (la densité du corps humain est comparable à celle de l'eau), nous arrivons aux chiffres suivants : 1 tonne de matière soulevée 1400 mètres correspond à l'énergie, à et son volume et à sa masse sont

1 litre et 0,8 kg dans le cas de l'huile, ou

1 500 litres et 1 500 kg pour les hommes.

Voilà la comparaison entre la densité d'énergie du pétrole et la « densité d'énergie humaine ».

Le soleil et le vent ont de faibles densités d'énergie. C'est le grand défi de l'utilisation de cette énergie renouvelable.

### ***11.5 Énergie solaire***

Sous nos latitudes, le soleil délivre une quantité d'énergie d'environ 1 250 kWh par m<sup>2</sup> soit l'équivalent de 125 litres d'huile chaque année. Afin de récupérer l'énergie grise qui a été investie dans la construction de la Grande Dixence, les systèmes photovoltaïques d'une superficie de 41 km<sup>2</sup> devraient fonctionner pendant une année entière (à 150 kWh / m<sup>2</sup>).

### ***11.6 Énergie éolienne***

Dans le cas des éoliennes, l'énergie intrinsèque qui a été dépensée pour construire un système de l'ordre de 2 MW serait récupérée en 8 mois environ. Telle est la bonne nouvelle.

L'énergie éolienne exploite l'énergie de l'air. En tant que type de machine ou de système de conversion de l'énergie, c'est une machine similaire à la turbomachine hydraulique utilisée dans les Alpes et sur les rivières. La grosse différence est l'exploitation d'un fluide (l'air) dont la densité est 850 fois plus faible que l'eau. En conséquence, pour l'exploitation d'une puissance donnée, l'installation éolienne est beaucoup imposante.



D'autre part, l'air ne peut pas être utilisé sous forme de pression. Dans l'ensemble, la centrale éolienne est à peu près comparable à une centrale fluviale.

Supposons un vent régulier dont la quantité est jugée « intéressante » : prenons 5 mètres par seconde, ou une vitesse de vent moyen de 18 km/h. C'est beaucoup de vent. Vous ne voulez probablement pas vivre dans un endroit où le vent souffle toujours à cette vitesse.

Imaginez maintenant une fenêtre d'une superficie de 10 m<sup>2</sup> à travers laquelle le vent circule avant d'être utilisé par une éolienne.

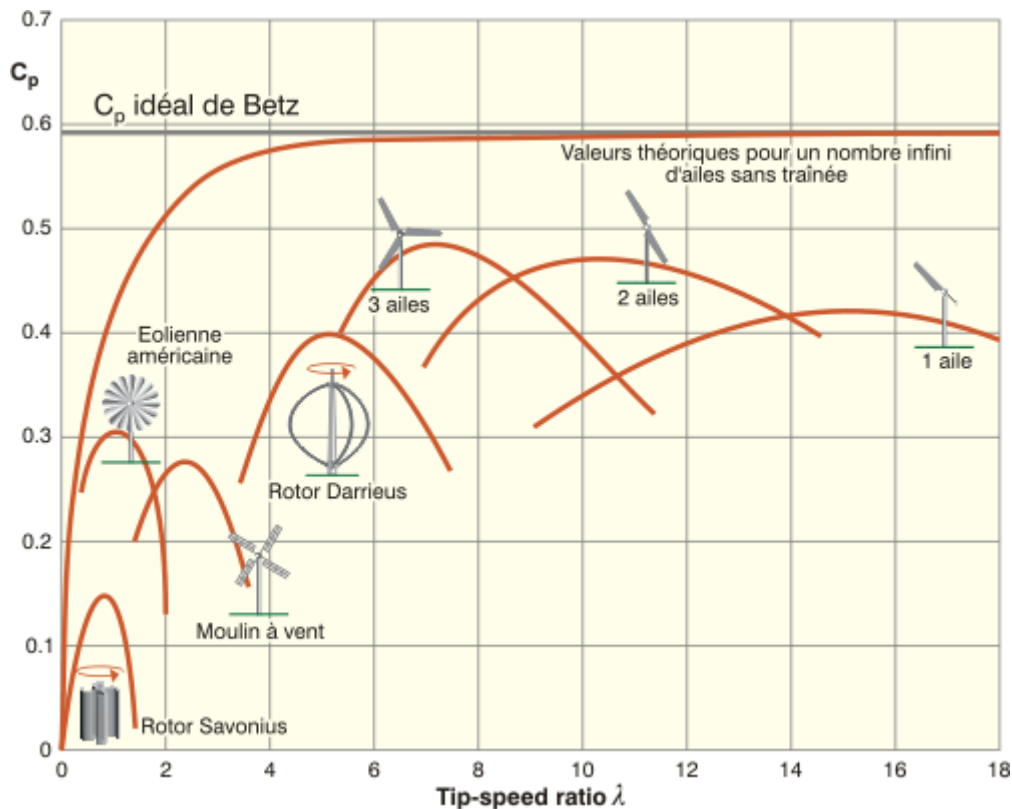
- L'éolienne pourrait être un système à axe horizontal dont le diamètre serait de 3,6 mètres (ordre de grandeur, la longueur d'une pàle est celle correspondant à la distance entre les mains d'un homme tendant latéralement les bras).
- Ou c'est par exemple une éolienne à axe vertical (type Savonius ou Darrieus), un peu comme un gros anémomètre, dont la largeur au sol serait de 2 m et d'une hauteur de 5 m.

La force contenue dans le vent (énergie cinétique par seconde) qui traverse la fenêtre définie serait dans ces conditions de 750W. Cependant, cette puissance ne peut pas être pleinement exploitée. En termes simples, si nous pouvions exploiter cette puissance au maximum, l'air derrière l'éolienne resterait immobile ... et s'accumulerait jusqu'à ce que tout l'air devant la turbine soit aspiré ? Il y aurait également une diminution de la densité de l'air.

En 1926, Albert Betz calcula que la puissance maximale exploitable de l'énergie éolienne était de 16/27 soit environ 59%.

Il serait donc physiquement impossible d'extraire plus de 443 W (avec une fenêtre de 10 m<sup>2</sup> et un vent de 18 km/h).

Comme le montre la figure ci-dessous, les grandes éoliennes à axe horizontal peuvent atteindre un rendement d'environ 48%. Une Darrieus peut atteindre 40% et une Savonius atteint 15%.



[https://energieplus-lesite.be/wp-content/uploads/2019/03/TP\\_Tip\\_speed\\_ratio\\_diff\\_eoliennes.gif](https://energieplus-lesite.be/wp-content/uploads/2019/03/TP_Tip_speed_ratio_diff_eoliennes.gif)

Pour une éolienne de la taille que nous venons de mentionner, installée sur le toit d'une maison ou dans un jardin, on peut estimer qu'avec un rendement raisonnable de 35%, **262 W** de puissance seraient disponibles. Si le vent doublait, la puissance grimperait à 2100 W. Et malheureusement, si le vent venait à baisser de moitié, nous n'obtiendrions que 33 W. De temps en temps, il n'y a pas de vent du tout.

Pour ordre de grandeur: une éolienne avec une fenêtre d'environ 70 m<sup>2</sup> (diamètre de 10 m) serait nécessaire pour alimenter une bouilloire électrique (1800 W) utilisée pour préparer le thé .

Appliqué au photovoltaïque: si la quantité annuelle d'énergie produite par un système PV est de 150 kWh/m<sup>2</sup>, alors la puissance moyenne du panneau est de 17,12 W / m<sup>2</sup>. Cette faible valeur tient compte du fait que le système ne produit pas pendant la nuit. C'est cette valeur qui permet une comparaison directe avec la production d'une éolienne. Il est calculé qu'une surface photovoltaïque d'environ 105 m<sup>2</sup> serait nécessaire pour alimenter la bouilloire mentionnée.

Les fortes fluctuations de puissance des éoliennes représentent un problème difficile à résoudre. Si l'on ne veut pas opérer un « peak shaving » (par lequel une grande partie de la production est détruite), la quantité fluctuante d'électricité produite doit être injectée dans un réseau. En supposant que la consommation électrique est constante et qu'une éolienne y est connectée, il est important d'ajouter quelque chose qui donne au réseau de la « stabilité ». Ce quelque chose devrait pouvoir réagir rapidement aux fluctuations

de la production. Malheureusement, presque seul le moteur à combustion interne ou la turbine à gaz peuvent être utilisés pour cela. Ce problème n'a pas été initialement reconnu. Seule l'installation massive d'éoliennes dans certains pays a révélé une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> ... Chaque emplacement éolien est différent. Cependant, on suppose qu'un emplacement éolien stable et établi ne génère qu'environ 20% d'énergie éolienne pure. Le reste (80%) provient des « moteurs » nécessaires pour combler les lacunes.

## 12. Littérature Chapitre 11

Rufer D., Braunschweig A. (2013) Ökobilanz von Solarstrom. [www.e2mc.com](http://www.e2mc.com) ◊ Projekte ◊ Publikationen ◊ Ökobilanz von Solarstrom

Bundesamt für Energie BFE (2013) Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2012. BBL, Verkauf Bundespublikationen, Bern

Internationale Energieagentur (2002) Potenzial für gebäudeintegrierte Photovoltaik; Bericht IEA-PVPS T7-4; [www.netenergy.ch/pdf/BipvPotentialSummary.pdf](http://www.netenergy.ch/pdf/BipvPotentialSummary.pdf)

Akademien der Wissenschaften Schweiz (2012) Zukunft Stromversorgung Schweiz; [www.akademien-schweiz.ch/index/Publikationen/Berichte.html](http://www.akademien-schweiz.ch/index/Publikationen/Berichte.html)

Gunzinger A. (2013) Kann sich die Schweiz mit Strom aus nur sichtbaren Energie selbst verwalten? [www.electrosuisse.ch/de/verband/etg/etg-rueckblicke/131204-energieeffizienz.html](http://www.electrosuisse.ch/de/verband/etg/etg-rueckblicke/131204-energieeffizienz.html)

Merkblatt SIA 2032 (2009) Graue Energie im Fokus, SIA Verlag, Zürich

Itten R., Frischknecht R., Stucki M. (2013) Lebenszyklusinventare von Strommischungen und -netzen. ESU-Dienste, Uster

Datenblätter Solar-Modul von SunPower (2013). [www.sunpowercorp.de](http://www.sunpowercorp.de)

Internationale Technologie-Roadmap für Photovoltaik, Ergebnisse 2012. [www.itrpv.net](http://www.itrpv.net)

Frischknecht R., Steiner R., Jungbluth N. (2009) Methode der ökologischen Knappheit – Ökofunktionen 2006. Bundesamt für Umwelt, Bern

PV-Zyklus (2013) Recycling von PV auf Siliziumbasis. <http://www.pvcycle.org/pv-recycling/recycling-of-si/>

Fraunhofer ISE (2013) Stromgestehungskosten Kostenbare Energien. [www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)

Energieverordnung EnV (Stand am 1. Januar 2014) Systematische Rechtssammlung SR 730.01, [www.admin.ch](http://www.admin.ch)

Rasonyi P. (24.10.2013) Hastige Renaissance der Kernenergie. NZZ Nr. 247, Seite 9

Andersson G., Boulouchos K., Bertschinger L. (2011) Energiezukunft Schweiz. Energy Science Center, ETH Zürich

Vorläufige Schätzung von Swissolar, dem Schweizerischen Verband der Solarenergiefachleute, vom März 2014. Die endgültige Fassung der "Volkszählung des Solarmarktes 2013" wird im Sommer 2014 verfügbar sein.

Bucher Ch. (2012) erhöhte Anteil eines hohen Photovoltaikanteils auf das Niederspannungsnetz. Nationale Photovoltaik-Tagung 2012, Baden

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2013) Energiedaten: Gesamtausgabe. [www.bmwi.de](http://www.bmwi.de)

Sato F.E.K., Nakata T. (2020) Energy consumption analysis for vehicle production through a material flow approach. *Energies* 13, 2396

Yuan C., Deng Y., Li T., Yang F. (2017) Manufacturing energy analysis of lithium ion battery pack for electric vehicles. *Manufacturing Technology* 66, 53–56

### Autres références

<https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/suche.html#grise>

[www.swissdams.ch](http://www.swissdams.ch)

[www.grande-dixence.ch](http://www.grande-dixence.ch)

Stahlbeton:

[www.ecoconso.be](http://www.ecoconso.be)

Konkrete Daten. <https://www.toutsurlebeton.fr/le-ba-ba-du-beton/masse-volumique-du-beton-et-de-ses-constituants/>

Windausbeute:

[https://energieplus-lesite.be/wp-content/uploads/2019/03/TP\\_Tip\\_speed\\_ratio\\_diff\\_eoliennes.gif](https://energieplus-lesite.be/wp-content/uploads/2019/03/TP_Tip_speed_ratio_diff_eoliennes.gif)

Energie grise:

Chancel L., Pourouchottamin P., „Graue Energie: das verborgene Gesicht unseres Energieverbrauchs“, Policy Brief, Institut für nachhaltige Entwicklung und internationale Beziehungen, Nr. 04/13, April 2013 (online lesen [Archiv], abgerufen am 25. März 2018)

<https://jancovici.com/publications-et-co/articles-de-presse/pour-un-bilan-carbone-des-projets-dinfrastructures-de-transport/>

Eolien:

<https://www.theguardian.com/environment/blog/2012/jan/09/wind-turbines-increasing-carbon-emissions>

## 13. Les auteurs

### Richard Voellmy

Lycée littéraire de Zurich; A étudié les sciences naturelles à l'ETH Zurich; Diplôme de 1971; 1975 doctorat à l'Institut de microbiologie de l'ETHZ; 1975-78 séjour de recherche à la Harvard Medical School, Boston (Département de physiologie); 1978-82 séjour de recherche à l'Université de Genève (Département de biologie moléculaire); 1982 Professeur adjoint à l'École de médecine de l'Université de Miami (Miller); 1987 Professeur; Retraite en 2004. 1994 Juris Doctor (Université de Miami); membre de l'Association du Barreau de Floride depuis 1994; depuis 1997 membre du Barreau des avocats en brevet des États-Unis.

Recherche académique dans le domaine des mécanismes moléculaires de la réponse cellulaire à un stress physiologique ou pathologique (par exemple déclenché par la chaleur / fièvre, intoxication, médicaments, pathologies et exercice). Ces travaux ont été soutenus par l'Institut national de la santé des États-Unis (NIH). Dans l'ensemble, M. Voellmy a publié plus de 113 articles scientifiques, en partie dans des revues de premier plan telles que Cell, Science, Nature, Nucleic Acids Res., Mol. Cell. Biol., Proc. Natl. Acad. Sci. USA, J. Biol. Chem et J. Virol.

Industrie: 1990 co-fondateur de StressGen Biotechnologies Corp., B.C., Canada (TSX: SSB), 1995-99 Vice-président. 1999-2000 Directeur, Debiopharm SA, Lausanne (en congé de l'Université de Miami).

Après avoir pris sa retraite de la faculté de médecine de l'Université de Miami, M. Voellmy est retourné en Suisse et a commencé à utiliser la société qu'il a fondée HSF Pharmaceuticals SA ([www.hsfpharma.com](http://www.hsfpharma.com)) pour poursuivre ses recherches, qu'il a menées en collaboration avec des partenaires académiques internationaux sélectionnés et des partenaires de l'industrie. Le projet actuellement le plus important concerne le développement d'un nouveau type de technologie de vaccination (focus: grippe), qui promet une plus grande efficacité et une protection vaccinale plus large par rapport aux technologies conventionnelles.

### Olivier Zürcher

Né à Bienne en 1970, Olivier Zürcher a suivi un apprentissage d'ingénieur mécanique à l'ETH Lausanne, qu'il a complété par diverses thèses sur les turbomachines hydrauliques. Il entame ensuite sa thèse de doctorat dans le domaine du transfert de chaleur et de la thermodynamique. Il a terminé avec succès sa thèse de doctorat en 2000. Les résultats de ses recherches ont été publiés dans 8 revues scientifiques. Dans le domaine du dimensionnement des grands groupes frigorifiques, son travail est encore aujourd'hui internationalement reconnu.

Après ses travaux académiques, M. Zürcher a rejoint l'industrie. Là, il a travaillé avec des pompes et des moteurs hydrostatiques. Son travail a abouti à une publication qui a inspiré le secteur industriel et a conduit à une utilisation plus poussée de ses approches.

En 2003, il est nommé professeur à l'Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg, où il a enseigné la thermodynamique, l'énergie et le transfert de chaleur. Au cours de cette activité, il était important pour lui d'approfondir la formation de ses élèves avec des exercices liés à des situations réelles. Ses recherches comprenaient plus de 40 projets abordant divers problèmes énergétiques, en particulier les utilisations possibles des microalgues.

Depuis 2015, M. Zürcher est indépendant et a fondé sa société Watt4U en 2018. Il travaille actuellement en tant que consultant et expert dans les domaines des liquides et de l'énergie pour les agences gouvernementales et l'industrie (également dans les secteurs pharmaceutique et du bâtiment).