

Stratégies de décarbonisation de la consommation d'électricité suisse

Elliot ROMANO

UNIGE



**UNIVERSITÉ
DE GENÈVE**

Papers



UNIVERSITÉ
DE GENÈVE

Greenhouse gas emissions in electricity: Assessing impacts of different decarbonization strategies

Martin Rüdisüli, Elliot Romano, Sven Eggimann, Martin Patel

Contexte & rappels

Piliers de la stratégie Suisse 2050

- Sortir progressivement du nucléaire (suite à Fukushima)
- Développement des énergies renouvelables
- Augmentation de l'efficacité énergétique

Politique climatique:

- **Accord de Paris (2015)** : engagement de réduction de moitié des émissions de GES d'ici à 2030
- **Objectif CF (2019)** : D'ici 2050, la Suisse devait réduire ses émissions de gaz à effet de serre de manière à atteindre la neutralité carbone (zéro émission nette)

Développement technologique :

- Pompe à chaleur (HP) & véhicule électrique (BEV)

Objectifs de l'étude



Quel mix de production pourrait-il satisfaire notre consommation ?

- Substitution du nucléaire (ruban) par une production renouvelable
- Défi du renouvelable : Intermittence dépendant des conditions météo

Comment palier à cette intermittence ?

- Quels besoins d'importations ou de production fossiles ?
- Quelles capacités de stockage sont-elles disponibles et nécessaires dans le futur ?

Quelles émissions de carbone résulteront de notre consommation électrique ?

Méthodologie



UNIVERSITÉ
DE GENÈVE

Modélisation de l'équilibre offre-demande

- Bilan électrique à une granularité horaire pour différents scénarios

Production

- Scénarios sur le parc de production Suisse
- Hypothèse sur le mix de production étranger

Consommation

- Scénarios sur les besoins en électricité de la Suisse : BEV + HP

Modélisation de la production des ouvrages

- Ouvrages non flexible Nucléaire, fil de l'eau, éolien, solaire
 - profil horaire historique
- Ouvrages DAM PHS : tenir compte de leur flexibilité
 - production DAM & PHS est dispatché en situation où la marge du système est déficitaire, sous contrainte des disponibilités de stocks et de leur contraintes de capacités.

Modélisation des émissions de CO₂ résultante de la consommation d'électricité :

- Méthodologie incrémentale (Romano E., Hollmuller P. et Patel M. 2018).
- Impact des importations suisses sur les centrales étrangères selon leur classement dans l'ordre de mérite (méthodologie représentative du fonctionnement des marchés de l'électricité).

Scénarios du parc CH

Generation (TWh)	Scenario 0 (2017)	Scenario 1 (2018)	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4	Scenario 5	Scenario 6	Scenario 7	Scenario 8
Hydro	36.7	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4
Nuclear	19.4	24.3	NA	NA	24.3	NA	NA	NA	NA
PV	1.7	1.9	25	13	1.9	25	37	25	25
Wind	0.13	0.12	0.12	12	0.12	0.12	0.12	12	4.6
Conv.-thermal (incl. baseload RET)	3.5	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	11
	OBSERVE		SANS NUKE + REN			ELECTRIFICATION – W/O NUKE - REN			

Scénarios de demande



Demande (TWh)	Scenario 0 (2017)	Scenario 1 (2018)	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4	Scenario 5	Scenario 6	Scenario 7	Scenario 8
Initial demand	62.9	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6
Additional demand	-	-	-	-	12	12	12	12	12

Electrification BEV + HP

Profil de production

Source des données :

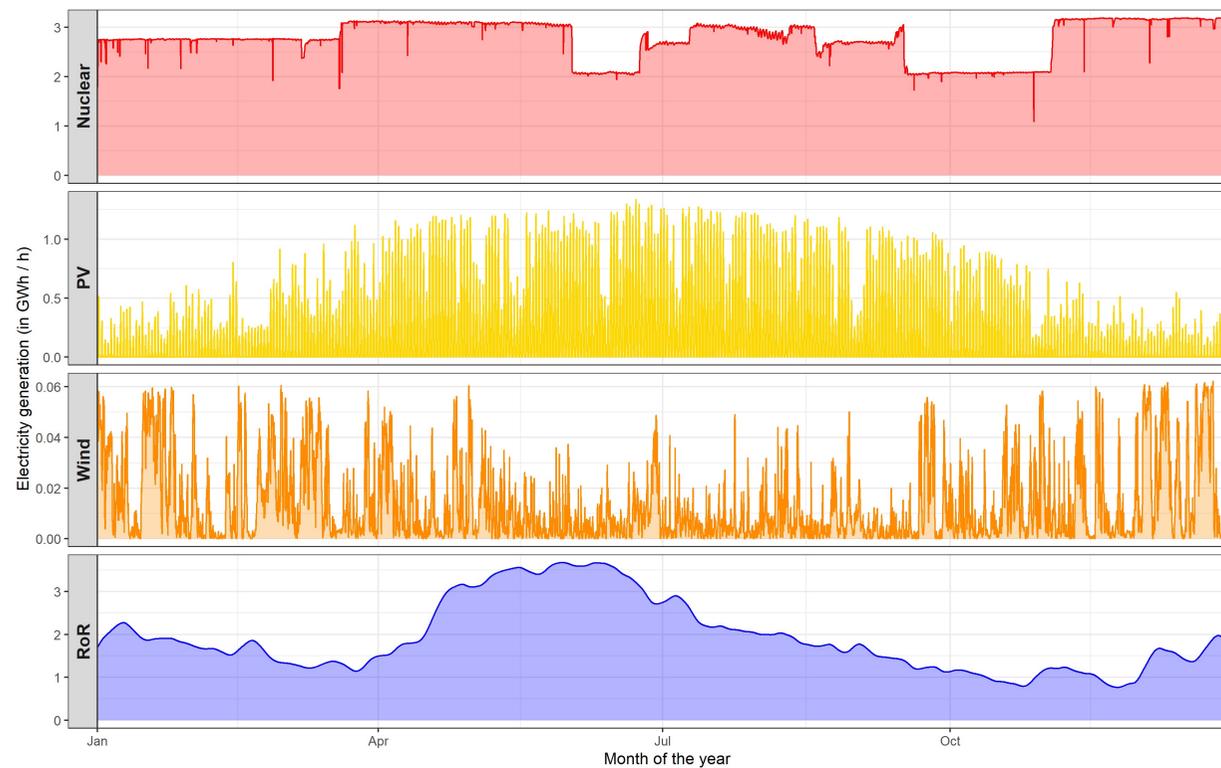
- Swissgrid
- BFE
- ENTSOE
- Année : 2018

Technologies fatales :

- PV & Eolien (NER)
- Nucléaire (à substituer)
- Fil de l'eau (RoR)
- Apports hydrauliques

Prise en compte de la flexibilité des technologies :

- Modélisation de la flexibilité
- Pompage turbinage (PHS)
- Centrale à accumulation



Profil de consommation

Référence :

- Année : 2018
- Swissgrid : 59 TWh

Besoin du bâtiment :

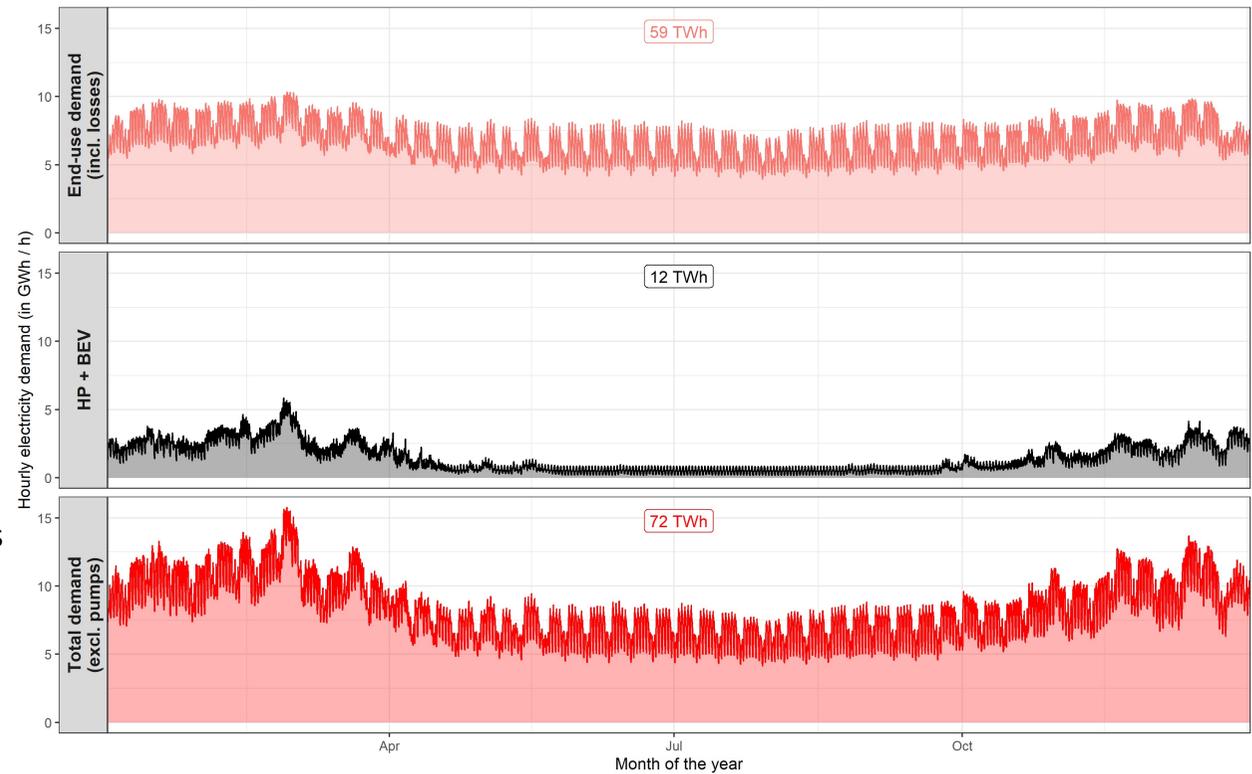
- Hypothèse :
- ES 2050-BAU : -42%
- SH & DHW : 44.5 TWh
- Heat Pumps :
- Chauffage (80% th \approx 29TWh)
- Eau-chaude (50% th \approx 4TWh)
- COP : 3.7

Mobilité

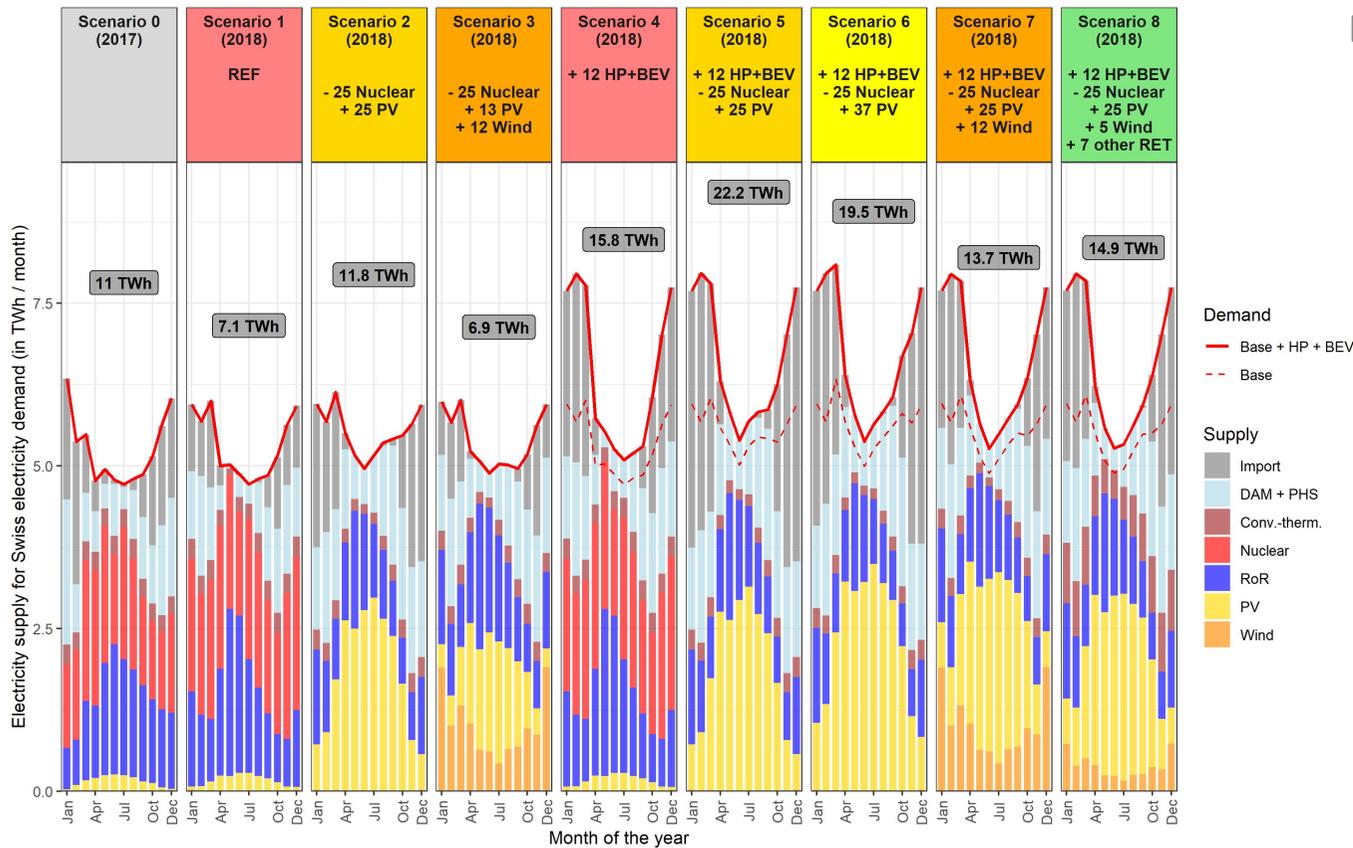
- Mobilité CH : 60 TWh
- Substitution : 20% km parcourus
➔ 2/3 of all passenger car

Electrification :

- HP : 8.9 TWh
- Mobilité : 3.1 TWh



Mix électrique mensuel



Besoins d'importation :

- Peu d'importations (I) en été
- ➔ majoritaire en hiver dans tous les scénarios.

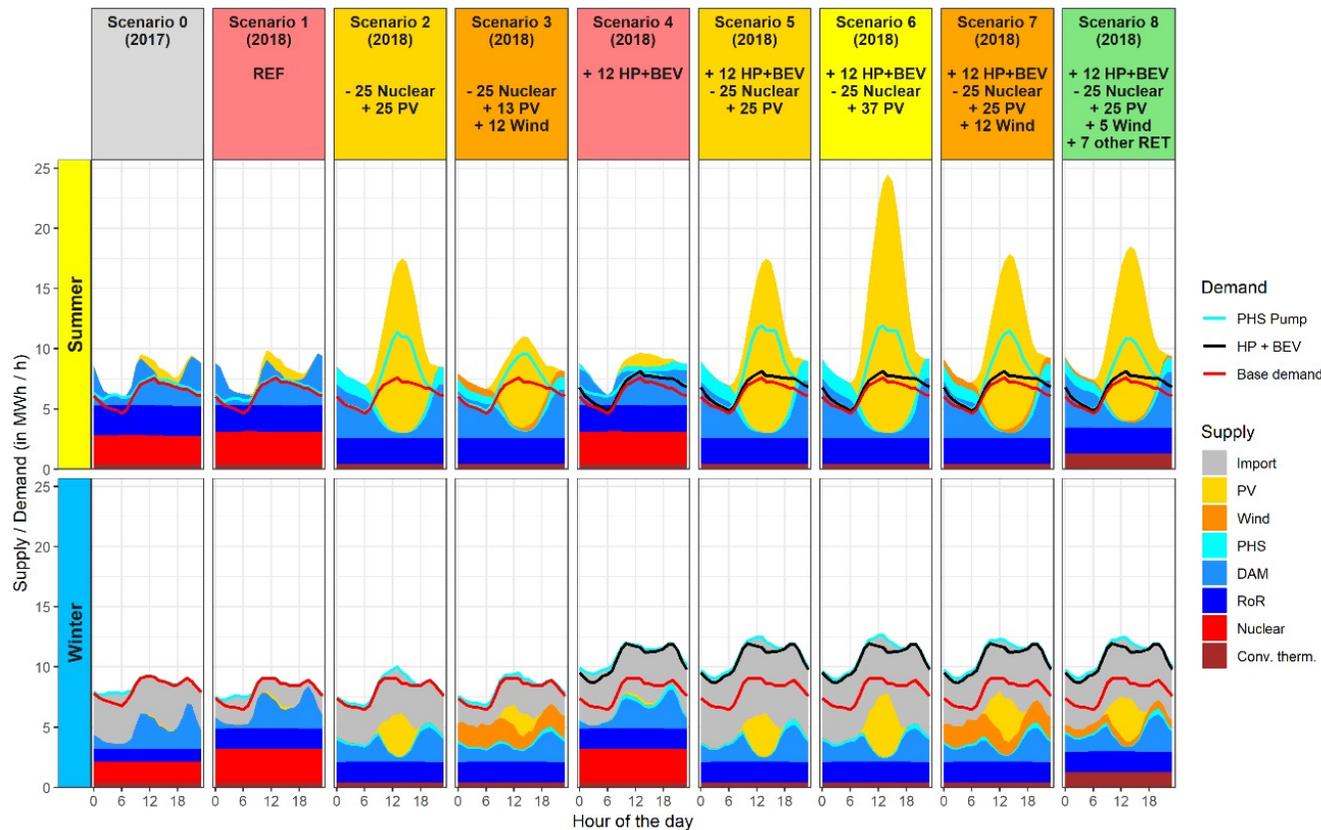
- Fluctuations des I en fonction du scénario :

- Références :
 - (2017: 11 TWh) (S0)
 - 2018: 7.1 TWh (S1)

- Sans nucléaire :
 - 6.9 TWh (S3)
 - 11.8 TWh (S2)

- Avec électrification :
 - 13.7 TWh (S7)
 - 22.2 TWh (S5)

Profil journalier de production



Saison estivale :

- Important surplus de la production PV
- DAM : déplacement de la production vers la nuit
- PHS ne peut pomper et stocker qu'une partie du surplus. Capacité limitée à 3.7 GW

Saison hivernale :

- Absence de surplus
- Importations en ruban au cours de la journée

Optimisation DAM et PHS

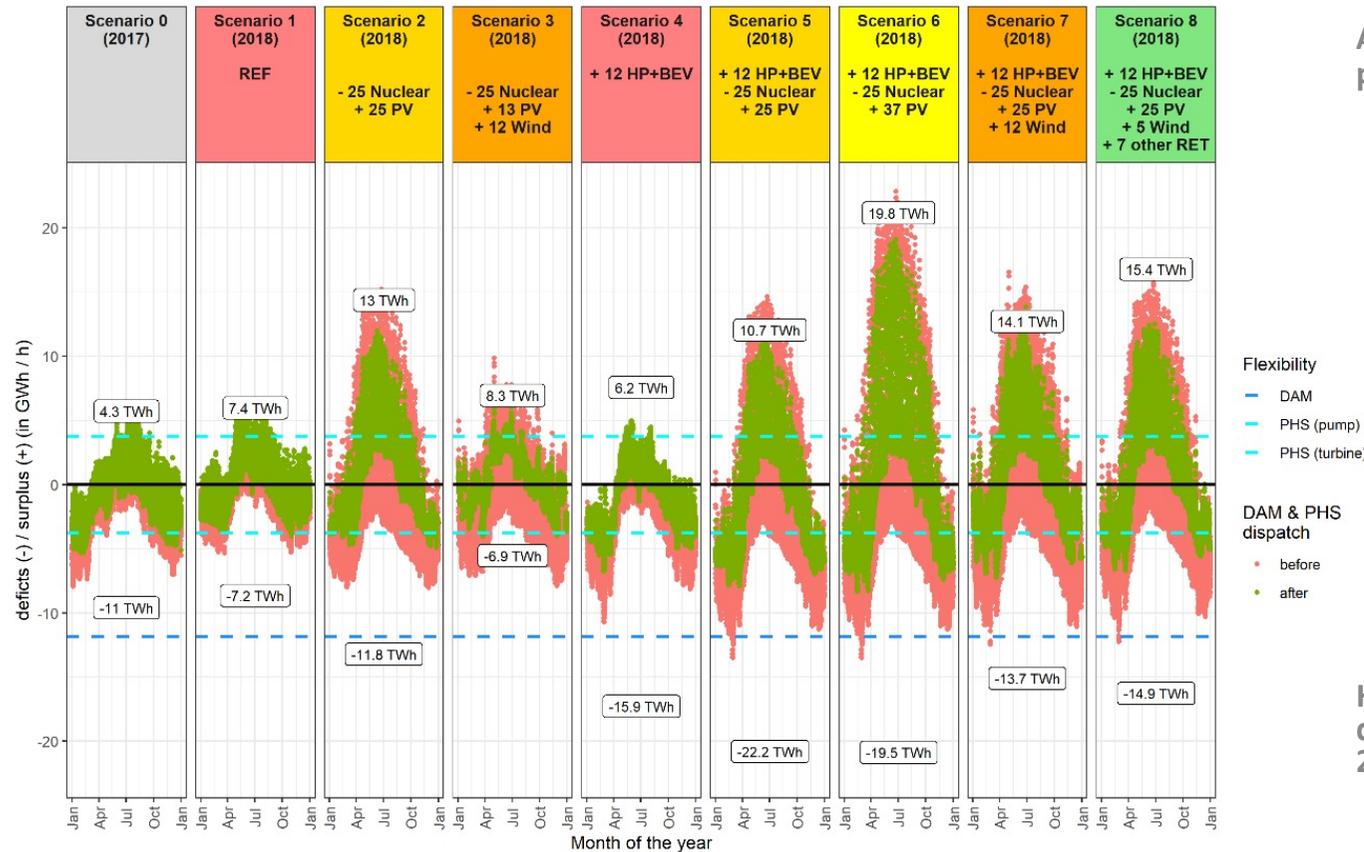
Avant & après optimisation de la production PHS et DAM

- Avant :
 - 22.8 GW excédents horaires
 - PHS : 3.7 GW
 - ➔ 19.1 GW restant

- Après :
 - Surplus : 19.8 TWh/an (S6)
 - ➔ export ?

- Déficit : -22.2 TWh/an (S5)
- ➔ importation

Hydraulique : potentiel de développement limité : +2 TWh (OFEN 2019)



Surplus & stockage

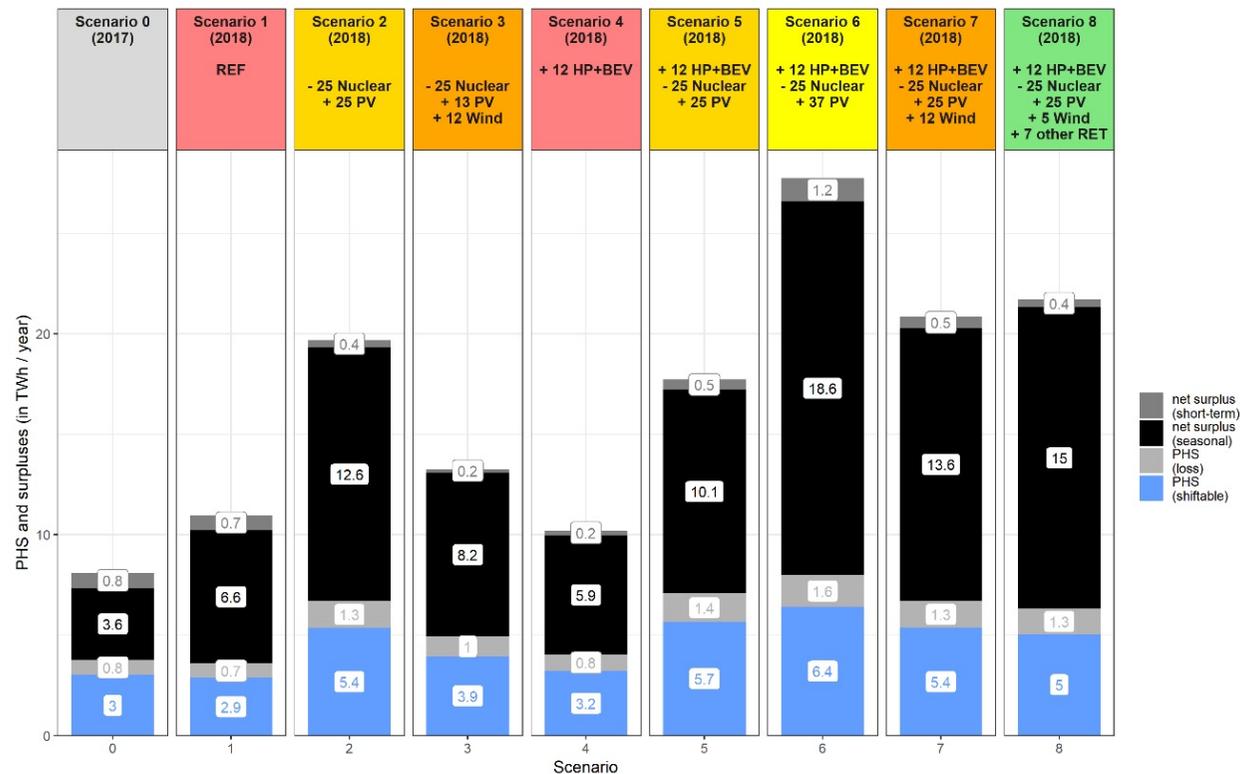
- PHS permet au maximum une production domestique de 6.4 TWh.
L'addition de 12 ThW (S5->S6) permet l'utilisation de 0.7 TWh au niveau domestique.

- Net surplus (court-terme : gris foncé)
Le potentiel qui pourrait être déplacé avec des capacités de PHS additionnel est au maximum 1.2 TWh.

- Net surplus (long-terme : noir)
Les surplus non exploitables par le PHS est de 18,6 TWh excédents d'été («exportations»)

- Défi central: Écart saisonnier (hiver / été) entre consommation et production

- ➔ besoin d'un stockage saisonnier
- ➔ couplage sectoriel (power to gaz ?)



Comptabilisation des émissions



Comptabilisation des émissions liées à l'électricité

→ 2 points de vue

Point de vue de la production :

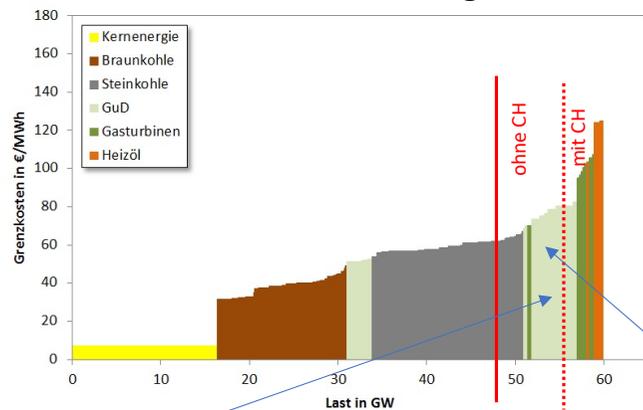
Comptabilisation des émissions induites par les installations de production sur un territoire

Point de vue de la consommation

Comptabilisation des émissions induites par la consommation électrique d'un territoire, (y.c. les échanges avec les territoires avoisinants)

Comptabilisation du CO₂

Merit Order «Etranger»



LCA CO₂

Approche production :

≈ 40 g CO₂-eq / kWh [EPFL, 2018] car les technologies domestiques de production sont faiblement émettrices (hydro, nucléaire, PV)

Approche consommation :

> 100 g CO₂-eq / kWh [Romano et al., 2018] en raison d'une électricité importée caractérisée par une teneur en CO₂ importante.

Méthode de comptabilisation des importations

doit refléter le fonctionnement des marchés

→ mix marginal ou incrémental

mix moyen (sous-estimation!)

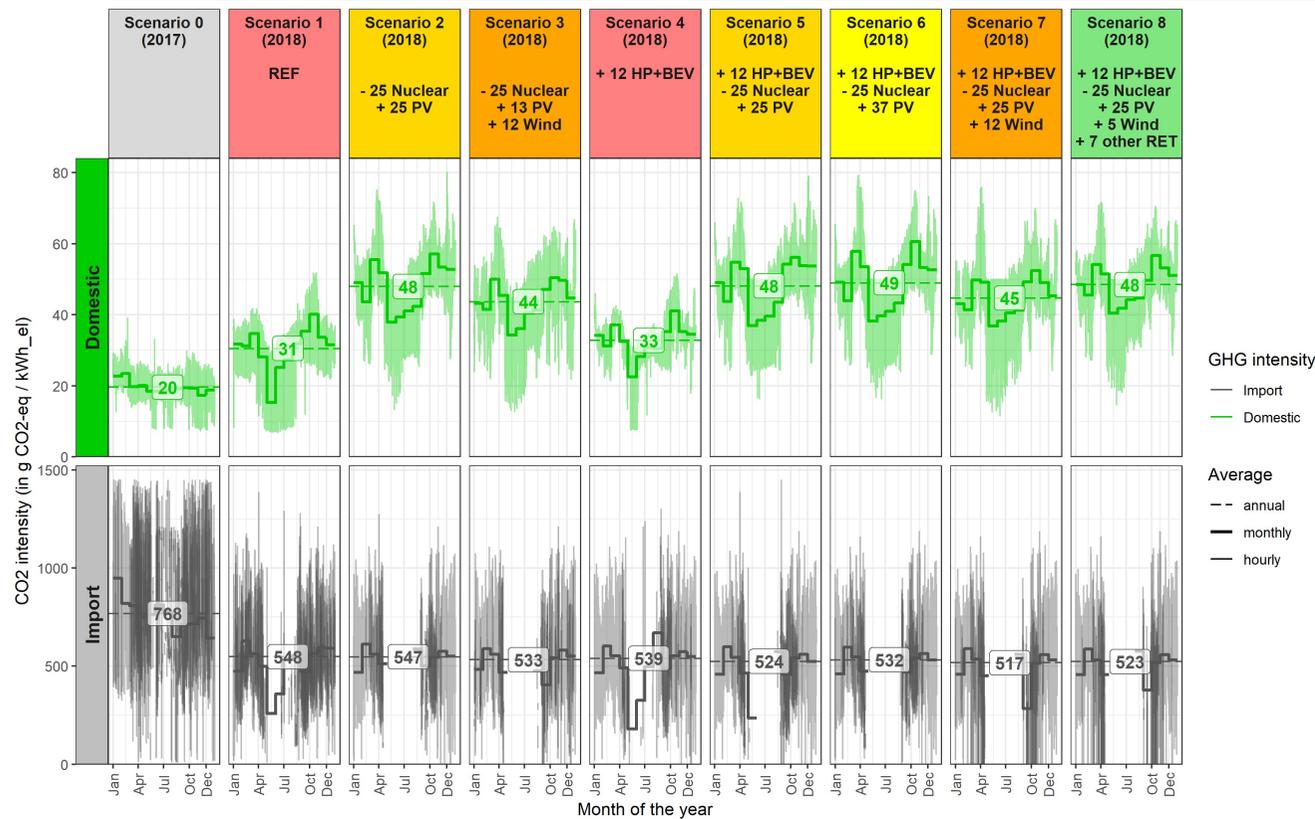
LCA CO₂



UNIVERSITÉ
DE GENÈVE

Technology	GHG intensity (LCA) g CO ₂ -eq / kWh	Technology	GHG intensity (LCA) g CO ₂ -eq / kWh
Wind-on-Shore	30	Conv.-thermal (Waste)	347**
Wind-off-Shore	18	Coal (Hard)	950
Solar PV	50*	Coal (Lignite)	1210
Geothermal	85	Comb. coal and gas	900
Biomass	60	Gas	550***
Other renewables	40	Blast furnace	1450****
Run of River	5	Oil	890
Reservoir	5	Nuclear	11
Pumped hydro storage	Modeled for each scenario		

Emissions : CH & Voisins



CH-Produktion:

- Médiane: 40 – 50 g
- Pointe: > 80 g
- Import (marginal):
- Mediane: 520 - 540 g
- Pointe : > 1200 g

Kraftwerkmix EU:

- ENTSOE: 2017 & 2018
- 2017 mit viel DE
Hochofenstrom (~1400 g)

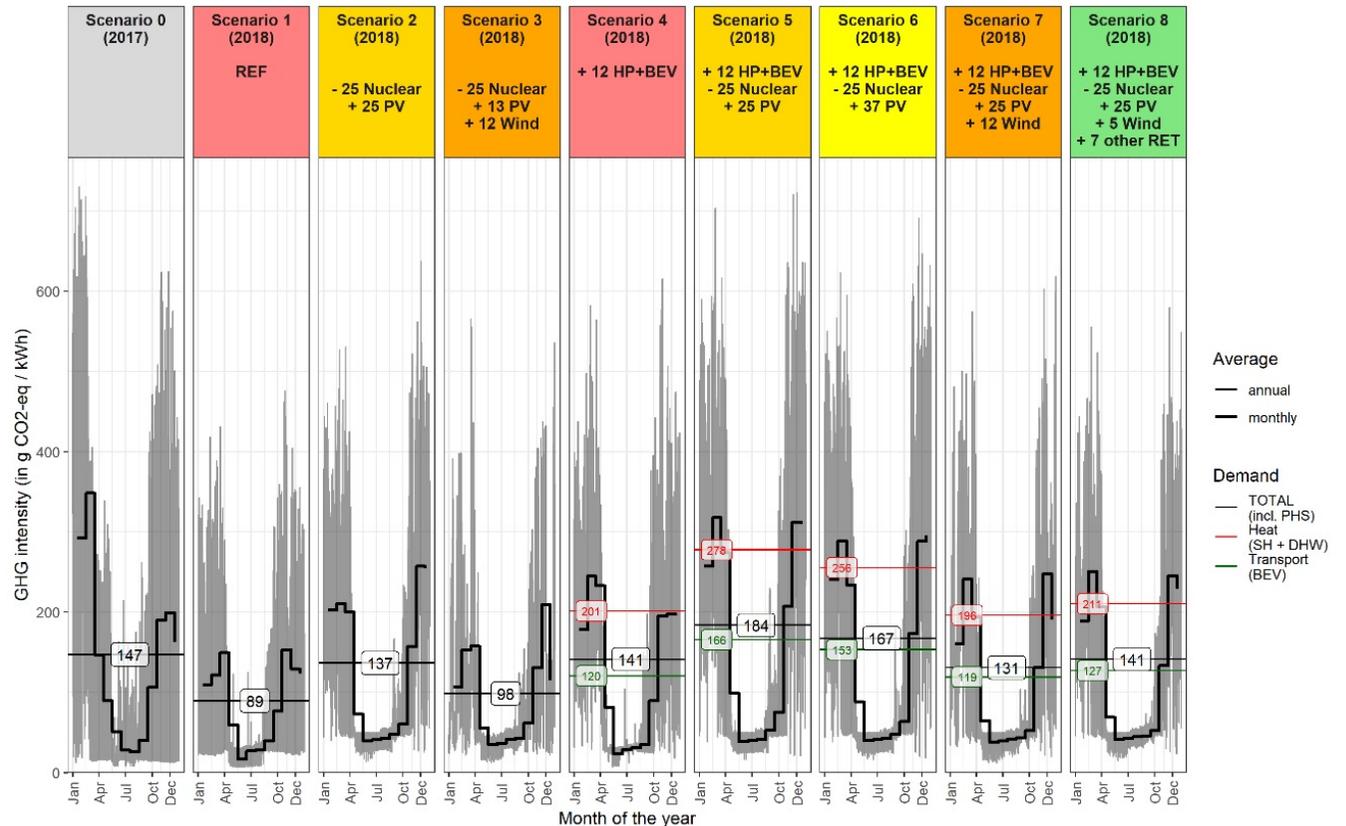
Electricité consommée en CH: teneur en CO₂

Reference 2018:

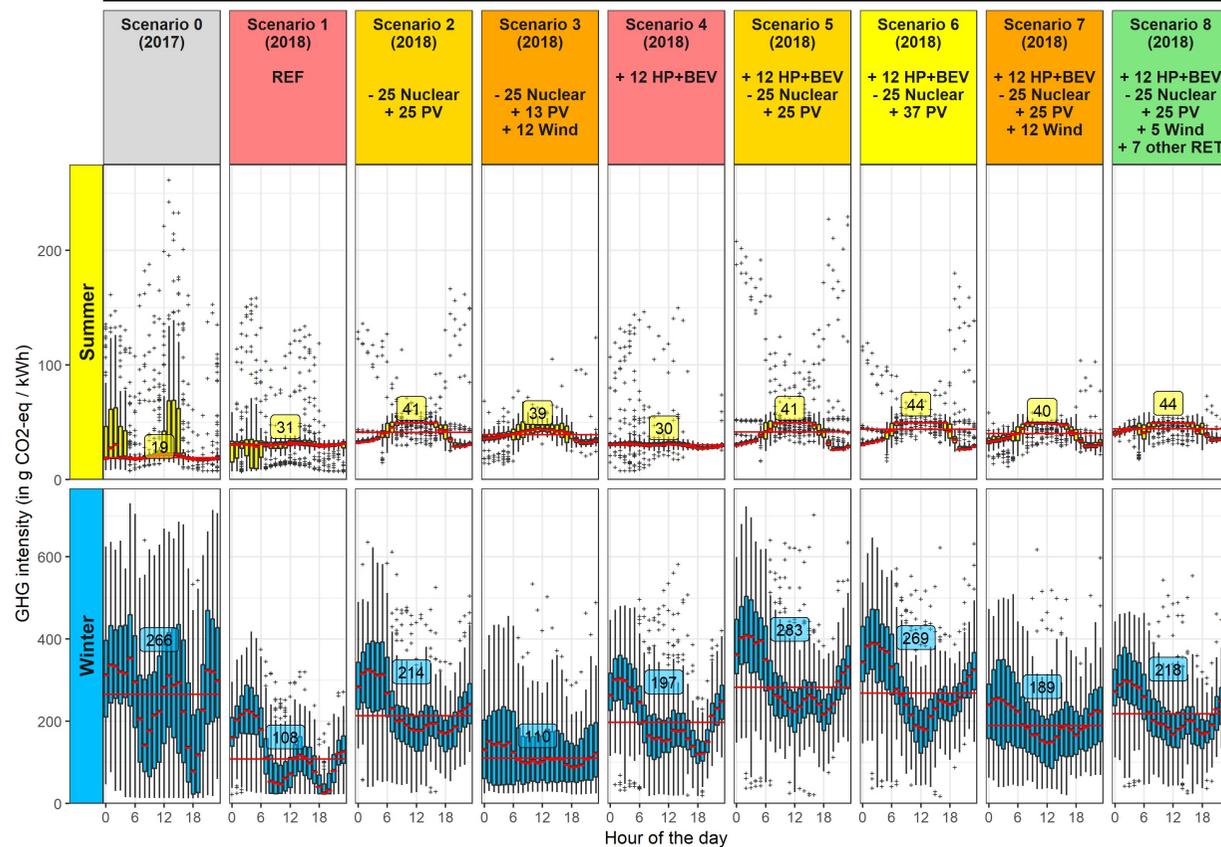
- Médiane: 89 g
- Pointe: > 450 g

Electrification (S4-S8):

- Médiane: 131 – 184 g
 - BEV: 119 – 166 g
 - HP: 196 – 278 g
- Pointe: > 700 g



Fluctuations horo-saisonnnières



Saisonnier :

- Ete : 30 – 45 g/kWh
- Hiver : 197 – 283 g/kWh

Journalier :

- Ete: Point à midi
- Hiver: Pointe la nuit

Median
- hourly
- seasonal

Emission CO₂ évitées

CO₂-évitées

- Min. -4.0 Mt (-22%)
- Max: -8.3 Mt (-45%)

Meilleur score:

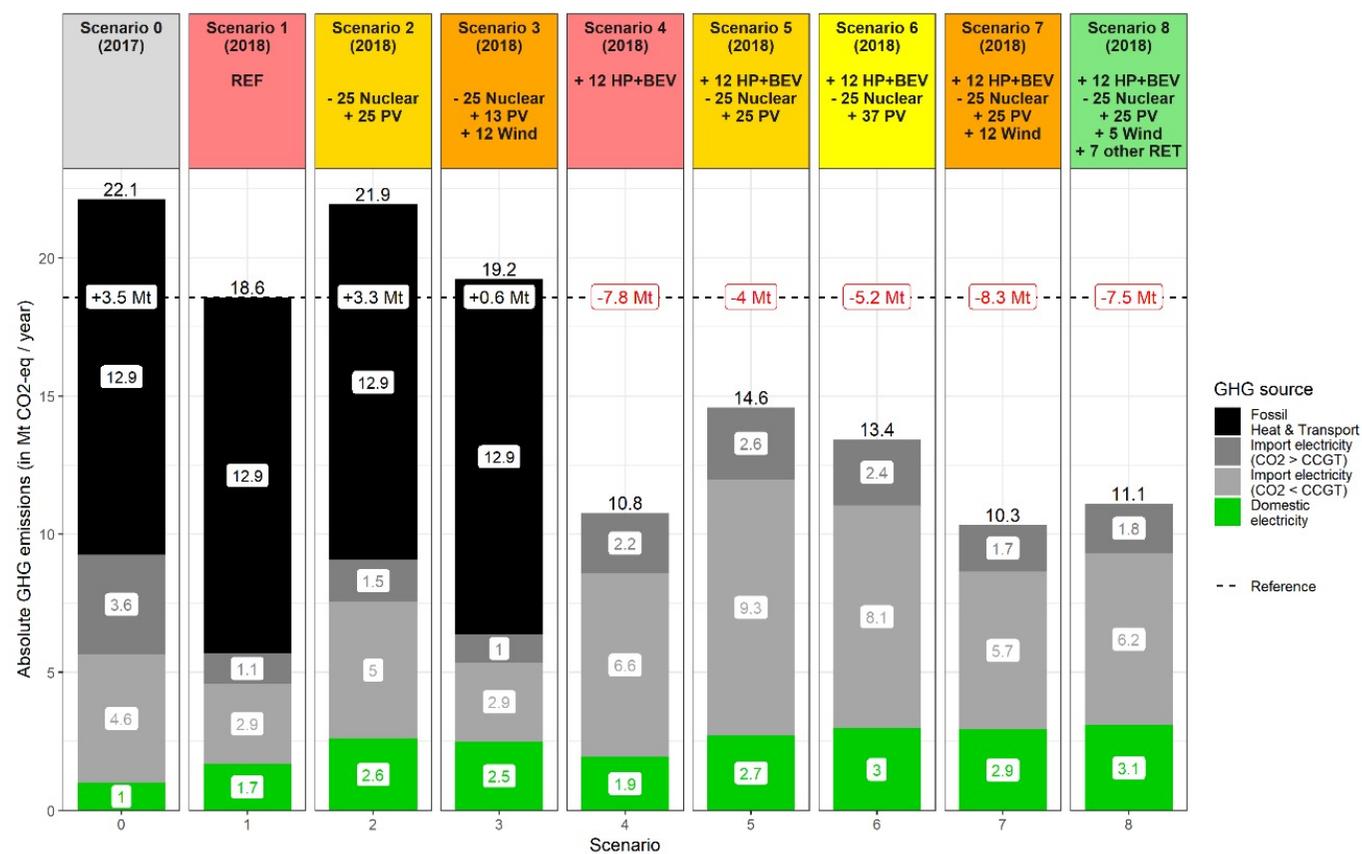
- S7 : avec éolien

Amélioration potentielle

- CH CCGT
- ➔ -1,7 Mt à -2,6 Mt

Solde

- 10,3 Mt à 14,6 Mt
- ≠ «net zéro»



Conclusions

- Réduction de CO₂ jusqu'à 45% grâce à l'électrification avec de l'électricité CH à partir du PV et de l'éolien (toujours > 10 Mt CO₂ ≠ «net zéro»), car ...
- ... doubler la teneur en CO₂ de l'électricité consommée (y compris de fortes fluctuations journalières et saisonnières)
- Besoin accru de flexibilité à court terme (par exemple, stockage des pompes, batteries, transfert de charge, etc.) pour déplacer les surplus d'électricité à midi, mais ...
- ... le plus grand défi est le décalage saisonnier entre «électricité excédentaire en été» et «pénurie d'électricité» en hiver
- Sans le couplage sectoriel et le stockage saisonnier de l'énergie, l'expansion massive du PV et l'électrification de la chaleur et de la mobilité ne seront pas autosuffisantes et sans CO₂



UNIVERSITÉ
DE GENÈVE

Merci pour votre attention

elliott.romano@unige.ch