



UNIVERSITÉ DE NANTES

**Lemna**  
 Laboratoire d'Économie et de  
 Management Nantes-Atlantique

Journée Scientifique H2, Le Mans

le 20/09/2021

## Massification de l'hydrogène issu du nucléaire résiduel. Gains d'apprentissage versus Economies d'échelle : quelles stratégies ?

**Rodica Loisel**, MCF Economie [rodica.loisel@univ-nantes.fr](mailto:rodica.loisel@univ-nantes.fr)
**Lionel Lemiale**, MCF Economie [lionel.lemiale@univ-nantes.fr](mailto:lionel.lemiale@univ-nantes.fr)
**Mathias Guérineau**, MCF Gestion [mathias.guerineau@univ-nantes.fr](mailto:mathias.guerineau@univ-nantes.fr)
*Scaling up hydrogen from residual nuclear load. Learning rates versus Economies of scale Strategies*

1

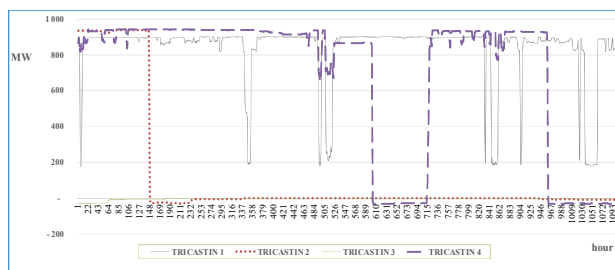
## Éléments de contexte

- Suivi de charge par les réacteurs nucléaires
- Facteur d'usage des réacteurs ~75% : marge de productible

### Problématique

1. Quel volume H2 issu du nucléaire en surplus?
2. A quelle échéance la compétitivité-coût H2 ?
  - Massification précoce des projets pour une réduction des coûts avant 2025-2030.
3. Quel type d'infrastructure H2 ?
  - Electrolyseurs centralisés vs distribués.

**Fig. 1.** Opération de la centrale nucléaire de Tricastin (4 x 900 MW) en période de confinement, mars 2020



Source: auteurs à partir de RTE, ECO2mix

<https://www.rte-france.com/eco2mix/les-donnees-de-marche>

2

### Exelon et Nel Hydrogen pour l'utilisation sur site

Le plus grand exploitant nucléaire américain, Exelon, a été sélectionné dès 2019 par le DOE pour recevoir 3,6 millions de \$ (M\$) afin d'installer un électrolyseur « classique » à membrane échangeuse de proton (*proton exchange membrane – PEM*) de 1 mégawatt électrique (MWe) développé par l'industriel norvégien Nel Hydrogen sur une de ses centrales équipées de réacteurs à eau bouillante (REB)<sup>5</sup>. Le projet, d'un coût total estimé de 7,2 M\$, fera la démonstration d'un couplage complet nucléaire-hydrogène sur site dès 2023. En effet, l'hydrogène (H<sub>2</sub>) produit sera utilisé sur la centrale, la molécule étant nécessaire au contrôle de la chimie des REB. Exelon pourra ainsi vérifier ses estimations de réduction de coûts d'opération et maintenance (O&M) associées et éventuellement envisager une généralisation du concept sur ses 14 centrales équipées de tels réacteurs.

<https://www.ifri.org/fr/publications/editoriaux-de-lifri/edito-energie/couple>  
<https://www.powermag.com/hydrogen-may-be-a-lifeline-for-nuclear-but-it->



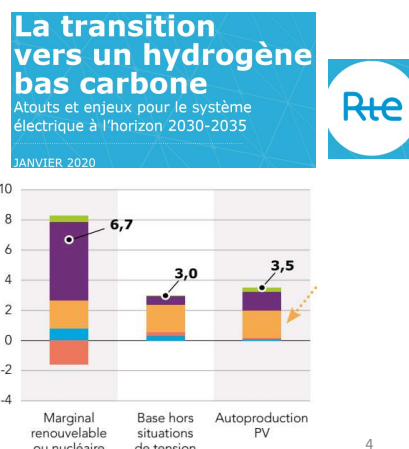
### Energy Harbor pour les utilisations hors site

Energy Harbor<sup>6</sup>, a également été retenue en 2019 par le DOE pour un projet d'installation d'électrolyseur PEM sur une de ses centrales, celle de David-Besse dans l'Ohio<sup>7</sup>. Cette fois, l'objectif est d'évaluer les gains de compétitivité associés pour les exploitants sur un marché dit « dérégulé » de l'électricité, qui pourraient ainsi choisir de produire de l'hydrogène avec l'électricité générée par une centrale plutôt que de vendre à perte lors des périodes de forte production des sources renouvelables intermittentes. Le projet, dont le coût total est estimé à 11,2 M\$ et qui ne concerne là aussi que 1 à 3 MWe de capacité, est mené conjointement avec l'Idaho National Laboratory (INL), le DOE apportant un financement de 9 M\$ sur deux ans. L'hydrogène produit sera probablement utilisé par les flottes de bus de l'État et éventuellement pour de la production sidérurgique à faible émission de gaz à effet de serre.

## Plan

1. Contexte académique et industriel
2. Méthodologie : modèle de dispatching des centrales électriques
3. Résultats H2 : volume, coût, prix
4. Stratégies de déploiement H2
5. Conclusions

- RTE 2020 : H<sub>2</sub> issu de la marginalité électrique est coûteux en coût complet (Fig p10) ;
- En volume, quelle planification de la marginalité ? 2 Mt / 2030 (Lema, RTE Ampère 2017) >> 0.63 Mt/2035 (RTE, 2020)
- Infrastructure : 38 GW électrolyseurs à 2035... + FC = 9%.



# 1. Contexte académique et industriel

## • Sciences économiques

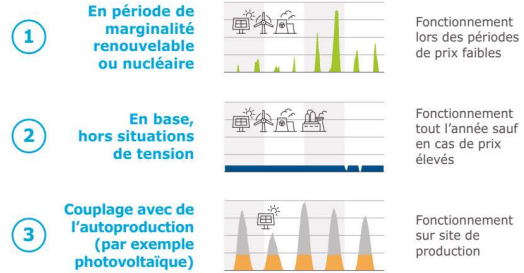
Optimisation technico-économique des systèmes électriques:

- Planification de long-terme (POLES / Grenoble)
- Optimisation du marché de court-terme (Loisel et al., 2018; 2020)
- Modèles des gains d'apprentissage (Schoots et al., 2008; Lane et al., 2021)
- Modèles d'économies d'échelle (H2 / Morgan et al., 2013; NUC ...)

## • Science de la gestion

- Stratégies d'innovation (Piirainen et al, 2017);
- Le concept de cluster H2 (Madsen & Andersen, 2010)

**RTE 2020**, La transition vers un hydrogène bas carbone. Atouts et enjeux pour le système électrique à 2030-2035.



= 630 kt H<sub>2</sub>/an en 2035.

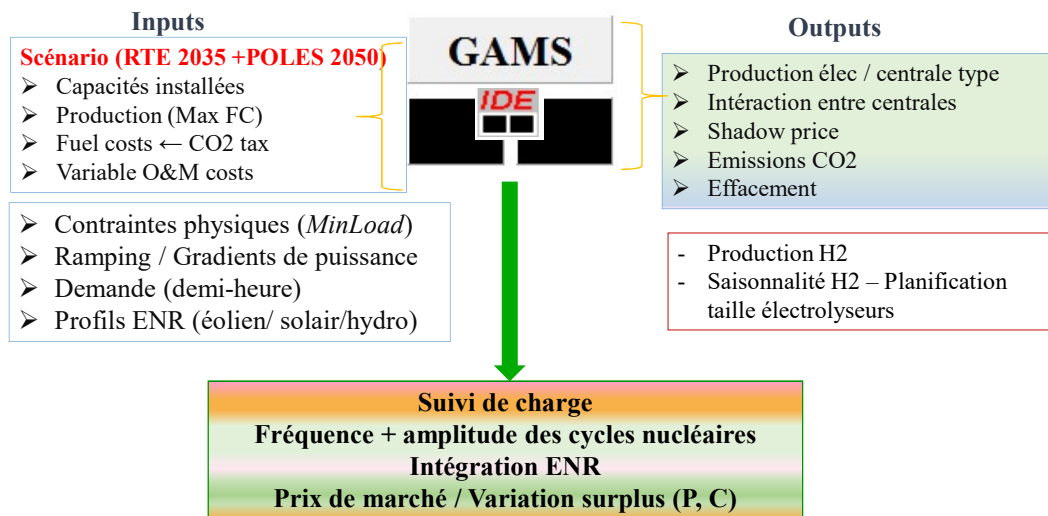
+ 30/TWh élec en 2035 / 615 TWh à 2035 (460 en TWh 2019)

Target des économies d'échelle : 3 000 – 6 000 h/an / électrolyseur

5

## 2. Méthodologie

Dispatching (*EcoNUK*) Market interaction



6

### EcoNUK model description

Power plants **dispatching model**: Partial equilibrium dynamics (LP, *Gams*)

**Eq Objective function = Short-run System costs minimisation:**

$$Fobj = \sum_{h=1}^{8760} \left[ P_M \cdot M_h + \sum_{tech=}^{12} Gen_{h,tech} \left( C_{vom_{tech}} + \frac{C_{fuel_{tech}} + Tax_{CO2} \times cf_{tech}}{Eff_{tech}} \right) \right]$$

**Eq Hourly power market equilibrium Supply = Demand:**

$$\sum_{tech=1}^{12} Gen_{h,tech} + M_h + Sout_h = (D_h + X_h) / (1 - \tau^{loss}) + Sin_h$$

**Eq Availability** constraints:

$$Gen_{h,tech} \leq LF_{h,tech} AF_{tech} K_{tech}$$

**Eq Ramping** constraints:

$$1 - \tau_{tech}^{rampdown} < \frac{Gen_{h+1,tech}}{Gen_{h,tech}} < 1 + \tau_{tech}^{rampup}$$

**Load Following**

**Eq Minimum load** condition:

$$Gen_{h,tech} \geq MinLoad_{h,tech} LF_{h,tech} AF_{tech} K_{tech}$$

**Eq Storage** dynamics:  $St_{h+1} = St_h + Sin_h \times Eff_s - \frac{Sout_h}{Eff_s}$

7

## 3. Résultats (1/3) : effet volume H2

**H2 – une production par excès** nucléaire en mode suivi de charge, variable avec le soleil et le vent.

Résultat nucléaire: opération continue à pleine puissance (ligne rouge).

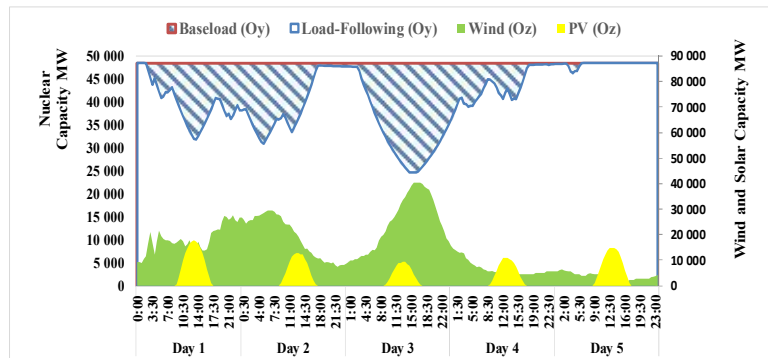
**Au niveau du système électrique:**

**H2 = RES + Nuc - Demande\_élec**

- Si RES = 0, + D forte, H2 = 0 (J5).
- Si RES >>>0 + D faible, H2 >>0.

**Quid de la couleur de l'H2 du surplus électrique ?  
Quel prix de l'élec en surplus ?**

**Fig. 1.** Production H2 en 2035 (janvier), l'aire bleue hachurée issu du nucléaire résiduel à la production d'électricité



8

### 3. Résultats (2/3) : effet coût/prix H2

Potentiel H2 : 2 500 kt/ an 2030.

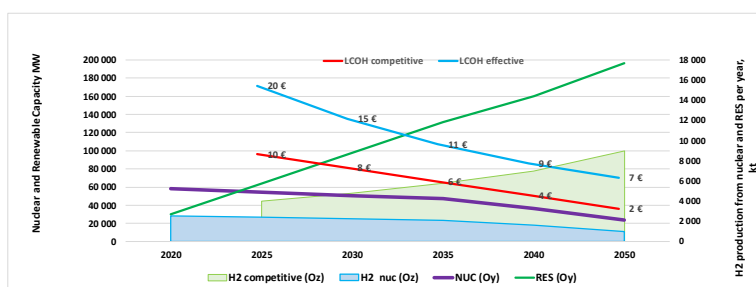
Pour atteindre la compétitivité-coût = 2 €/kg H2 tirée uniquement par la production, besoin de commencer tôt la massification + augmenter le productible d'élec (Dref = 450 TWh).

Plus de H2, incompatible avec des hypothèses Ampère:

- Baisse du nucléaire
- Substitution NUC par RES

**Scénarios RTE (2021) à 645-770 TWh à 2050 davantage censés tirer les économies d'échelle H2.**

Fig. 2. Coût de l'H2 (LCOH, €/kg) à 2050, f° NUC – RES



Trajectoires actuelles : courbe bleue (coûts) + aire bleue (volume)

Trajectoires de compétitivité: courbe rouge (inflexion 2035) + aire verte

Hors coût de transport par camion = 8 – 20 €/kg RTE (2020).

9

### 3. Résultats (3/3) : Planification de l'infrastructure H2

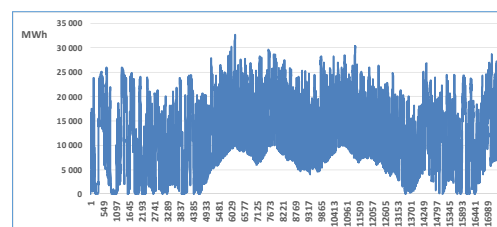
- Flotte d'électrolyseurs décroissante avec la flotte nucléaire
- Capacité d'électrolyseurs optimisée avec le facteur de capacité
- Saisonnalité H2 inverse à la demande d'élec
- Prod H2 forte avril-sept, faible octobre-mars

Tableau 1. Statistiques H2

H2 Statistics	2035	2050
Max Elec, MW/half-hour	31 047	15 978
Min Elec, MW/half-hour	0	0
Average Elec, MW/half-hour	11 146	5 801
Number of Half-hours with Elec =0	504	2 545
Half-hours with Elec > 30 000	6	-
Half-hours with Elec > 25 000	219	-
Half-hours with Elec > 20 000	2 416	-
Half-hours with Elec > 15 000	6 016	224
Half-hours with Elec > 10 000	9 986	4 111
Half-hours with Elec > 5 000	14 247	9 233

Quelle f° objectif ? Min Energie effacée (Opt Soc) versus Max Usage électrolyseur (Opt Privé)

Fig. 3. Production d'H2 du nuc en 2035



A très court terme, intermittence de la demande résiduelle passée sur l'électrolyseur : quel choix technologique ?

RTE 2020, page 8: « ... production d'hydrogène irrégulière soulève des enjeux importants pour l'organisation de l'aval de la chaîne (intégration industrielle et/ou nécessité de développer des capacités de stockage d'H2 dédiées pour assurer une continuité dans la fourniture d'H2). »

10

## 4. Stratégies de déploiement : Quel type d'infrastructure H2 ?

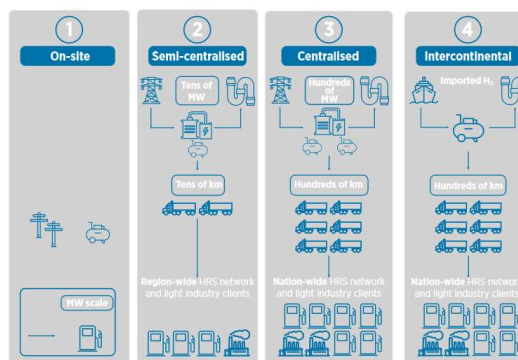
Economies d'échelle : **gros électrolyseurs**

versus

Economies d'apprentissage : **petits électrolyseurs distribués**

- RTE 2020 : Pour atteindre les objectifs SNBC, besoin de développer des électrolyseurs de taille importante (~ la **centaine de mégawatts**) pour bénéficier d'économies d'échelle; raccordés en très haute tension.
- Existants: 2 projets de raccordement pour des électrolyseurs de grande taille (à Dunkerque et à Port Jérôme).

Figure 12: Potential future ramp-up pattern of the hydrogen supply chain



Note: HRS = hydrogen refuelling station  
Source: IRENA, 2018c

11

### Economies d'échelle

- électrolyseurs, BoP -

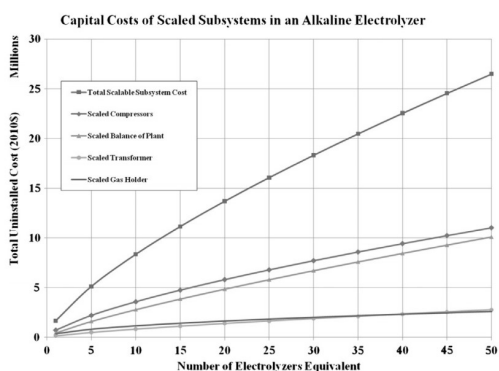


Fig. 2 – The capital costs for scaled subsystems within a Norsk Hydro alkaline electrolyzer.

- Morgan ER, Manwell JF, McGowan JG., 2013. Opportunities for economies of scale with alkaline electrolyzers. *Int. J. of Hydrogen Energy* 38:15903-09.

### Gains d'apprentissage

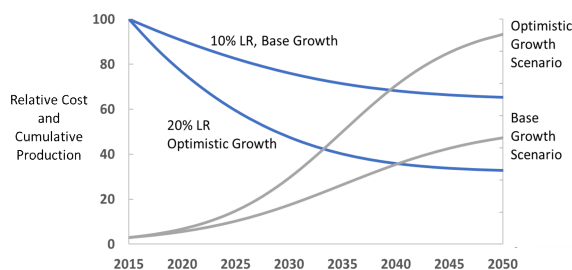


Figure : Illustration of learning rate (LR) sensitivities

- J. Reed *et al.*, "Roadmap for the Deployment and Buildout of Renewable Hydrogen Production Plants in California," California Energy Commission, 2020.
- Lane *et al.*, 2021. Forecasting renewable hydrogen production technology shares under cost uncertainty. *Int J of Hyd Energy*.
- Schoots *et al.*, 2008. Learning curves for hydrogen production technology. *Int. J. of Hydrogen Energy* 33(11):2630-45.

12

## Remarques finales

- **Le modèle économique de l'H2**

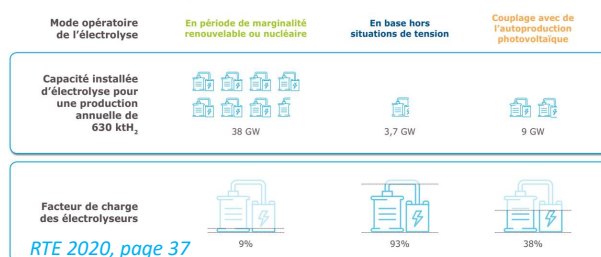
- OPEX : quel coût de l'énergie marginale en surplus? et quel ajustement du TURPE et de la CSPE?
- CAPEX : Quels gains d'apprentissage des électrolyseurs de petite taille vs grande taille?
- **Demande : vecteur peu développé**, ne peut pas dans l'état tirer l'offre.

«Le développement de la filière sera dépendant de l'évolution de la fiscalité et du **soutien public**.» RTE 2020 (p10).

- **Le coût complet sera significatif**

- **Une diminution drastique du coût des électrolyseurs ne suffira pas** à elle seule à rendre la production d'hydrogène bas carbone très compétitive par rapport à l'hydrogène d'origine fossile (RTE, 2020).

**Incertitude sur le modèle économique à développer à échéance proche (10 ans).**



UNIVERSITÉ DE NANTES

**Lemna**  
Laboratoire d'Économie et de  
Management Nantes-Atlantique

Massification de l'hydrogène issu du nucléaire résiduel.  
Gains d'apprentissage versus Economies d'échelle : quelles strategies ?

MERCI POUR VOTRE ATTENTION !

Rodica Loisel, [rodica.loisel@univ-nantes.fr](mailto:rodica.loisel@univ-nantes.fr)  
Lionel Lemiale, [lionel.lemiale@univ-nantes.fr](mailto:lionel.lemiale@univ-nantes.fr)  
Mathias Guérineau, [mathias.guerineau@univ-nantes.fr](mailto:mathias.guerineau@univ-nantes.fr)