

# **Les scénarios Renouvelables à base de modélisation**

## **Une mise à plat des hypothèses par la comparaison**

**Dominique FINON**

Directeur de Recherche CNRS émérite

Présentation au Séminaire MDDP  
28 janvier 2021

## Outline

- 1. L'usage de modèles d'optimisation du système électrique pour l'évaluation et la prospective
- 2. Les types d'usage de la modélisation
- 3. Les déterminants des résultats concernant le mix et les coûts d'ensemble:
  - Comparaison de l'exercice ADEME-Artelys avec celui de l'OCDE/AEN & MIT, de la chaire CEEM et du DIW (Berlin)
- 4. Comprendre les conditions institutionnelles derrière les scénarios

### REFERENCE

*Dominique FINON*

*Évaluer le coût des politiques climat-énergie à base de renouvelables. Du bon usage des modèles d'optimisation sectorielle*

*Revue française d'économie, n°2, Vol. XXXV, Octobre 2020*

# 1. L'usage des modèles d'optimisation pour les scénarios ENR

**Modèle d'optimisation** (de long terme) outil puissant de calcul économique ( et non une simulation physique complétée d'un comptabilité en termes de LCOE )

L'algorithme de l'optimisation en PL reflète:

- 1. les fondements de l'économie marginaliste (alignement des prix sur coûts marginaux de long terme, investissement, etc. )
- 2. alignement sur le modèle des marchés électriques des textbooks pour le court terme et le long terme
  - Prix duaux sur marché énergie, marché de capacité, marchés d'ajustement, marché des réserves, marché des services systèmes, marchés des droits d'accès réseau (congestion)
- 3. En théorie économique Planificateur « optimisateur » marginaliste équivaut au marché parfait en prévision parfaite (théorème d'Oskar Lange)
  - à la nuance près de considérations sur la gestion des risque si marchés incomplets

# **Le système électrique soumis aux entrées subventionnées des ENRi**

## **Problèmes des ENRi pour investir sans soutien et par le marché:**

- Coût variable nul et part des coûts fixes à recouvrir à 100%
- CAPEX élevée (donc risque);
- Doivent payer leurs coûts de système (Variabilité des productions, adjonction d'équipements flexibles, de réseaux, etc).
- Plus les investisseurs installent de MW, plus le prix moyen annuel baisse

## **Au fur et à mesure des installations de MW d' ENRi, baisse de la valeur économique du MW marginal**

- hausse des coûts de systèmes par MW ENR marginal installé
- baisse des prix horaires de gros (production sans lien avec équilibre O/D horaire)

## Baisse prix moyens annuels au fur et à mesure de la pénétration des EnRi

Effets d'ordre de mérite

Autocorrélation des productions Eoliennes/PV

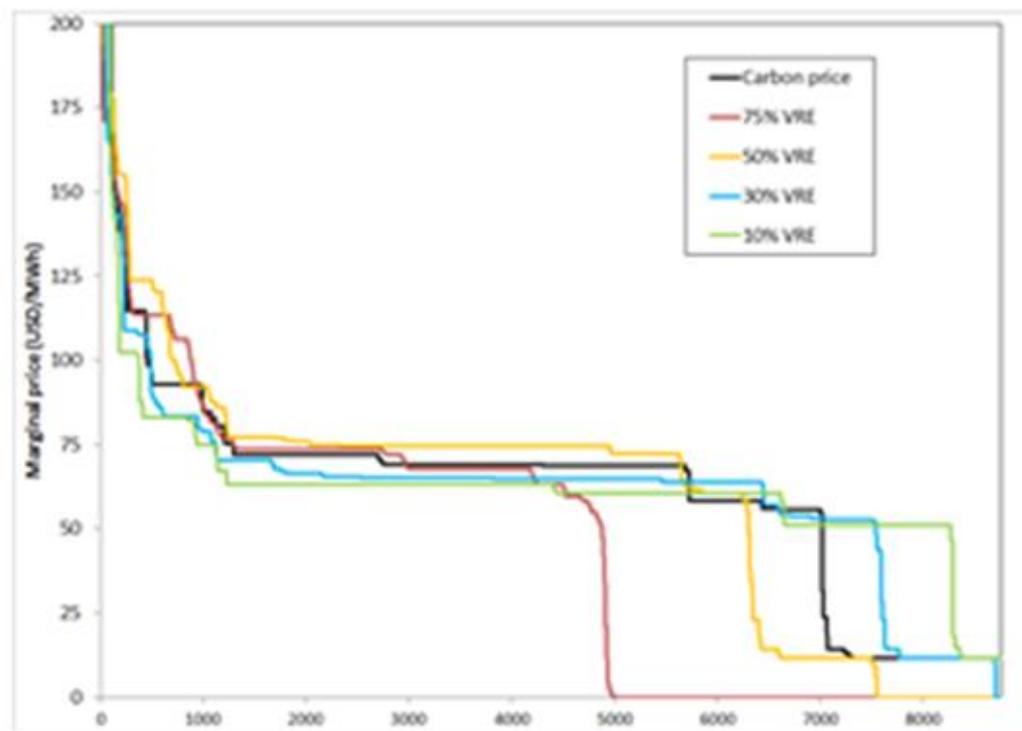
Exercice NEA-OECD (Cometto Keppler 2019)

Heures avec un prix nul apparaissent avec un taux de pénétration de 30 %.

Plus de 1200 heures à 50% EnRi

plus de 3750 heures à 75% EnRi.

NB augmentation des heures de prix élevés



# Logique d'optimisation de long terme du mix électrique par le planificateur ou par le marché en prévision parfaite

## Problèmes des ENRi pour investir sans soutien et par le marché:

- Coût variable nul et part des coûts fixes à recouvrir à 100%
- CAPEX élevée (donc risque);
- Doivent payer leurs coûts de système (Variabilité des productions, adjonction d'équipements flexibles, de réseaux, etc).
- Plus les investisseurs installent de MW, plus le prix moyen annuel baisse

## Au fur et à mesure des installations de MW d' ENRi, baisse de la valeur économique du MW marginal

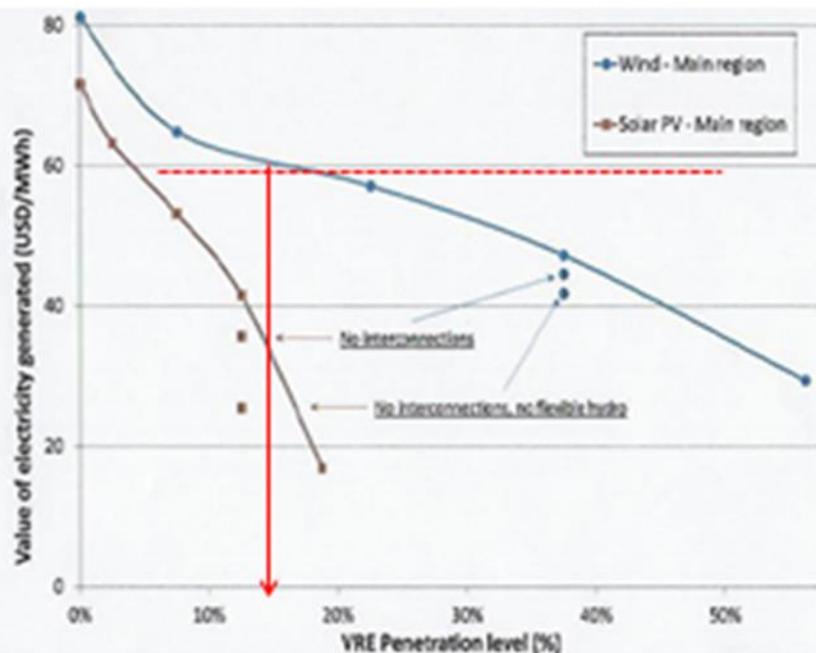
- baisse des prix horaires de gros (production sans lien avec équilibre O/D horaire)
- hausse des coûts de systèmes par MW ENR marginal installé

**Détermination part optimale des ENRi:** seuil d'installations pour lequel la valeur économique du MW ENR supplémentaire ne peut plus rembourser son coût d'investissement et ses frais fixes

Jeu classique d'une autorégulation des investissements en différentes technos sur le marché électrique

## From cost..... to value

- Décroissance de la valeur des productions de chaque nouvel équipement VRE
- Plus rapide pour le PV que l'éolien
- Arrêt de l'investissement « par le marché » quand la valeur est < prix de revient moyen LCOE
- **Détermine parts VRE dans le mix optimal**



# Quid du développement des EnRi compétitives avec dispositif de soutien?

**Pourquoi continuer à soutenir les EnRi de LCOE de 40€ ou 50€/MWh ?**

**Soutien apporté par ces dispositifs aux ENRi de deux nouvelles façons :**

- Ce n'est plus subvention pour externalité dynamique (learning)
- C'est une garantie contre risque de marché (risque prix) pour l'investisseur
- **Garanties de revenus uniformes à chaque MWh produit alors que valeur de chaque MWh est très différente d'une heure à l'autre**

**Implication 1 :** Les développements de capacité ENR-Var par ce type de dispositif échappent à l'auto-régulation du marché.

**Implication 2:** Leurs développements « hors marché » faussent la fixation des prix horaires et les signaux de prix de long terme pour les autres technologies

Elles expliquent une grande partie du coût d'opportunité du forçage du développement des EnRi au-delà de leur part optimale

## Permettre une meilleure intégration des EnRi à grande échelle par rehaussement de la valeur du MW marginal

Comment peut-on contrer la baisse de la valeur des EnRi au fur et à mesure de leur développement ?

- **Développement de stockages** : (batteries, air comprimé) + STEP (contrainte sites):
  - base d'arbitrage entre prix d'heures à faible apport EnR et prix aux heures à fort apport sur base journalière et hebdomadaire
- Développement à grande échelle **des effacements** (dont recharge batteries des VE des ménages et effacement industriels)
- **Couplage intersectoriel** : power to heat , power to gas (via H2)
  - Utiliser les MWh produits lorsque prix sont bas
  - Trouver une valorisation en compétition avec combustibles ou vecteurs traditionnels dans différents usages
- **Interconnexions** pour jouer des complémentarités avec les autres systèmes
- **etc** dont ecrêtement/curtailement en cas de surplus horaires ou autres

## 2. Types d'exercice associés aux scénarios EnR

- **Intertemporel sur 30-40 ans vs Greenfield à 30 ans** (ADEME 2018)
  - Greenfield permet de gérer les problèmes de dimension du modèle
  - Intertemporel permet de tracer une trajectoire optimale depuis l'existant, d'anticiper sur les baisses de coût, d'identifier les coûts échoués sur les actifs existants si contraintes politiques
  - Résultats assez voisins à 30 ans avec le greenfield avec les mêmes coûts anticipés
- Majorité des exercices sont en greenfield : imposition d'une part d'EnR (ou EnRi)
  - 1° voie : Recherche d'un benchmark de mix optimal en greenfield en 2050
    - Pas de contrainte sur la part imposée des EnRi ou absence de nucléaire/CCS
    - Optimisation sous contrainte carbone, ou avec prix du carbone
    - Tester le rôle de différentes sources de flexibilité pour amélioration de la part des EnRi (CEEM, 2018)

## Majorité des exercices sont en greenfield et avec imposition d'une part d'EnR (ou EnRi)

- optimisation du mix résiduel sous contrainte carbone ou prix du carbone
- Sous famille 1: tests pour différentes obligations de parts d'EnRi:
  - Evolution du surcoût par rapport au Benchmark (AEN/OCDE, MIT, CEEM, DIW)
- Sous famille 2: tester le rôle de diverses sources de flexibilité: stockage, pilotage de la demande, interco
  - quelle amélioration du coût d'ensemble pour différents niveaux obligation EnRi (CEEM)
- Sous-famille 3: tester la faisabilité de 100% EnR et son coût d'ensemble (importance des hypothèses sur la demande)
  - Test sur le rôle des EnR pilotables pour arriver à 100% EnR avec 65% d'EnRi (CMA. Krakowski et al 2018)
  - Pas de comparaison avec systèmes incluant des pilotables bas carbone
  - Pas d'interrogations sur le cheminement et la croissance explosive des coûts marginaux
  - Pas d'interrogations sur les coûts échoués associés à la destruction de valeur sur parc existant

Tester le poids de la contrainte de stabilité du système au-delà de 60% de parts de VRE (CMA 2018)

### 3. Les déterminants des résultats concernant le mix et les coûts

Comparaison de l'exercice ADEME-Artelys avec OCDE/AEN & MIT, chaire CEEM, et DIW

L'exercice ADEME-Artelys de 2018 :

Développement endogène des ENR en optimisation intertemporelle

Huit scénarios de coûts et de politiques :

Résultats-clés :

- Alors que l'option nucléaire ouverte:
  - en 2050-2060 : aucun nucléaire
  - Part des ENR (hors hydro) : 85%, puis 95%
- Pas de baisse de prix moyen annuel du marché au fur et à mesure du développement des ENR<sub>i</sub>, ce qui permet développement par marché
- La capacité totale est triple avec 85% ENR (350 GW) par rapport au scénario avec 10% (120 GW)

# Résultats des autres modèles

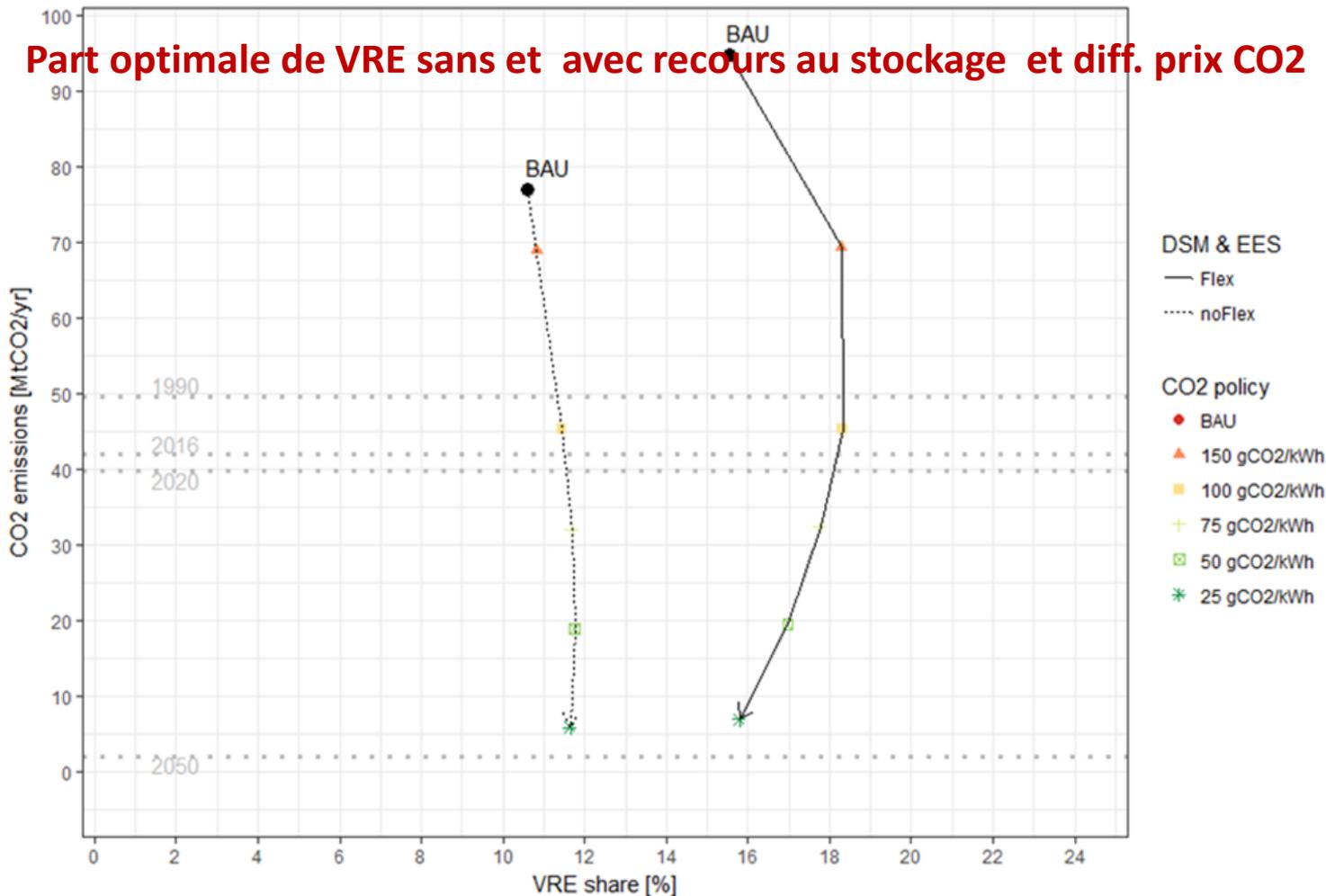
## Part optimale d'EnRi avec option nucléaire ouverte:

- ADEME 2018 · 85% d'EnRi et 15% d'EnR pilotable (hydro biomasse)
- 0% d'EnF
- 10-15% (Dauphin)
- Dans les

Part optimale a (2015)

Part optimale ac (25% (Hirth, 2016

Pas de changen sources de flexi Villaviencio-Finc



# Explication très partielle par hypoth. de coûts 2050

	Modèle Crystal-SuperGrid de l'Ademe 2018	Modèle Gen-X de l' AEN-OCDE et de l'équipe du MIT 2018 en DOLLARS	Modèle Diflexo de la CEEM-Dauphine 2018	Modèle EMMA du DIW-Berlin 2015
Evolution de la demande à long terme	Scénarios 2020-2050 Croissance négative (-10%) ou légère (+10% )	Demande stable	Demande stable	Demande stable
Politique carbone	Prix du carbone à 57€/t/CO <sub>2</sub> en 2050	Contrainte carbone à 50 g/kWh moyen	Contrainte carbone à 50 g/kWh avec paramétrage de 5 à 100g/kWh	Prix du carbone paramétré de 0-180€/tCO <sub>2</sub>
Coût de l'éolien terre	<b>43 à 70 €/MWh</b>	<b>67-89 \$/MWh</b>	<b>96 €/MWh</b>	<b>50 -68 €/MWh</b>
Coût du solaire PV	<b>47 à 89 €/MWh</b>	<b>66-132 \$/MWh</b>	<b>61,8 €/MWh</b>	<b>70-180 €/MWh</b>
Coût du nucléaire	<b>85 €/MWh (4500 €/kW)</b>	<b>81 \$/MWh (4700 \$/kW)</b>	<b>78€/MWh (3750€/kW)</b>	<b>85€/MWh (4000€/kW)</b>
Coût inv stockage	366€/kW	1146€/kW	140€/kW & 245€/kWh	
Prix du gaz	16 à 40 €/MWh	30 \$/MWh	32 €/MWh	18 €/MWh

	Modèle ADEME/Artelys	Modèle AEN-OCDE & Modèle Gen-X du MIT	Modèle Diflexo CEEM-Dauphine	Modèle EMMA (Hirth)
<b>Effacement</b>	Au moins 60 GW (si conjoints) sur 100 GW 80 à 100% des gisements domestiques 50-55% gisements industriels	4 à 6% de la demande (soit 4 à 6 GW sur 103 GW)	5 GW	Aucun
<b>Power to X</b>	PAC dans l'industrie Electrolyse- H2 vers industrie Electrolyse -H2 vers gaz vert et piles véhicules	non	non	non
<b>Stockage</b>	- Adjonction de 1,5 GW de STEP -Options de stockage (batteries Li-ion	-Hydro et STEP actuelles	STEP actuelles Nombreuses	Un test sur doublement

### Déterminants des résultats de l'exercice ADEME-Artelys

Supposition d'une évolution générale des systèmes d'usages de l'énergie en phase avec développement des EnRi:

- Importance des **effacements** volontaires ou commandés **sur une heure** dans **70% des usages domestiques et tertiaires (100% batteries des VE)** et **plusieurs heures sur une partie des usages industriels (55%)**
- Développement des nouvelles techniques dans **les usages chaleur dans l'industrie (PàC) (absorption de 50 TWh)**
- Développement des productions d'H2 pour les usages industriels et pour les véhicules avec piles à combustibles (absorption de 50 TWh)

	Modèle ADEME/Artelys	Modèle AEN-OCDE & Modèle Gen-X du MIT	Modèle Diflexo CEEM-Dauphine	Modèle EMMA (Hirth)
<b>Effacement</b>	Au n 80 à 50-5	<p style="text-align: center;"><b>Déterminants des résultats de l'exercice ADEME-Artelys ( 2)</b></p> <p>Appui sur les systèmes étrangers qui ont une transition «exogène» et en postulant un <b>triplement des interconnexions (12 GW à 36 GW)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Absorption des surplus restants des productions ENR françaises</li> <li>• Recours aux productions EnR extérieures en cas de déficit des productions ENR internes</li> <li>• Recours via le marché intégré aux sources de flexibilité étrangères, notamment aux STEP (doublement de capacités de 26 à 52 GW)</li> </ul> <p>Noter : les tests/scénarios portent peu sur des variantes concernant les intercos, les effacements</p>		
<b>Power to X</b>	PAC Elec Elec véhi			
<b>Stockage</b>	- Ad. -Opt			
<b>Interconnexions</b>	Passage progressif de 12 GW à 34 GW Possibilité d'utiliser les STEP voisines sur base marchande (passage de	7,2 GW à 10GW	Aucune	interconnexions actuelles (un test sur doublement)
<b>Systèmes voisins</b>	Scénario exogène de transition( ECF) Doublement STEP 26 à 52 GW Co-optimisation dispatching et flexibilité (dont VE externes)	Co-optimisation d'un système similaire avec plus d'hydro	Aucun	Optimisation du système ouest européen

## 4. Mettre à jour les hypothèses institutionnelles derrière les scénarios

- Le cas type des scénarios intégratifs et des couplages intersectoriels
- Questions à se poser aussi sur les coordinations entre décentralisé et centralisé et sur le rôle central des réseaux aux différents niveaux

# La mode du « sectorial coupling » et des scénarios intégratifs

## Exercice Engie 2018 pour réconciliation du secteur électrique et le secteur gazier

Electrification vs gaz verts

## Scénarios intégratifs de la DENA allemande

## Rapport des consultants européens sur scénarios UE de neutralité carbone

DENA, 2018, [Integrated Energy Transition, Impulses to shape the energy system up to 2050](#)

Trinomics. 2018. Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise? Rapport au Parlement européen, Nov 2018)

## Scénarios ADEME en cours

## Quelles hypothèses derrière cette grande intégration ?

- Anticipation parfaite des revenus par les prix des MWh d' ENR en surplus des périodes de surplus pour les investir en H2 et méthanisation (CAPEX élevé, rdt bas)
- Coordination parfaite par le marché

...ou planificateur omniscient et omnipotent

et/ou renationalisation électricité et gaz dans entreprise unique ?

**Le non dit:** faire le moins de place possible les technologies bas carbone pilotables centralisés : nucléaire et CCS

# Hypothèses non dites

## derrière les scénarios intégrateurs de la Commission

### Nécessité de sortir du marché pour le long terme

- Besoin d'une planification étroite et évolutive et ce à différents niveaux spatiaux
- Maintien indéfini des dispositifs pour les EnR
- Planification conjointe production/réseaux et régime de soutien prioritaire réseaux
- Besoin d'arrangements de long terme type tarifs d'achat et contrats CfD  
pour toutes les technologies bas carbone (EnR, nucléaire, Gaz-CCS, bio-power)  
pour les stockages et toutes les sources de flexibilité (dont TAG, P2G, etc.)

### Il serait temps

1. de mettre toutes les technologies électriques sur un pied d'égalité soit vis-à-vis du marché, soit vis-à-vis de la planification et du pilotage par appel d'offres
2. qu'on reconnaisse la prééminence de la planification sur le marché
3. qu'on délègue la majeure partie de la gouvernance aux Etats-membres

Contradiction avec les règles de la concurrence (aides d'état)

# Quelques conclusions

Chercher à comprendre l'économie électrique avec de forte part d'EnRi pour faire de la prospective

Ne pas prendre pour acquis ce qui ne l'est pas du tout

Peut on poser n'importe quelle hypothèse sur les possibilités techniques, économiques et institutionnelles?

- S'interroger sur le rôle des représentations des diverses sources de flexibilité dans les résultats ( mix, coût d'ensemble)
- Intégrer les contraintes de stabilité dynamique (exercice RTE 2020-21)
- Peut-on étendre indéfiniment les périmètres de l'optimisation ?
  - s'interroger sur les coordinations de long terme et besoin de planification que cela implique

## **La multiplication de scénarios et des paramétrages est elle la bonne réponse à l'élargissement sans fin des options techniques**

- Les tests se font sur variations combinées de multiples paramètres
- Trop d'histoires enchevêtrées et non démêlables
- Tend à occulter ce qui est essentiel

Pourquoi ne teste –t'on pas sans contrainte politique sur les pilotables et le nucléaire ?

Pourquoi ne jamais faire de la contrainte carbone le paramètre central en testant toutes les technologies sur le même pied?