

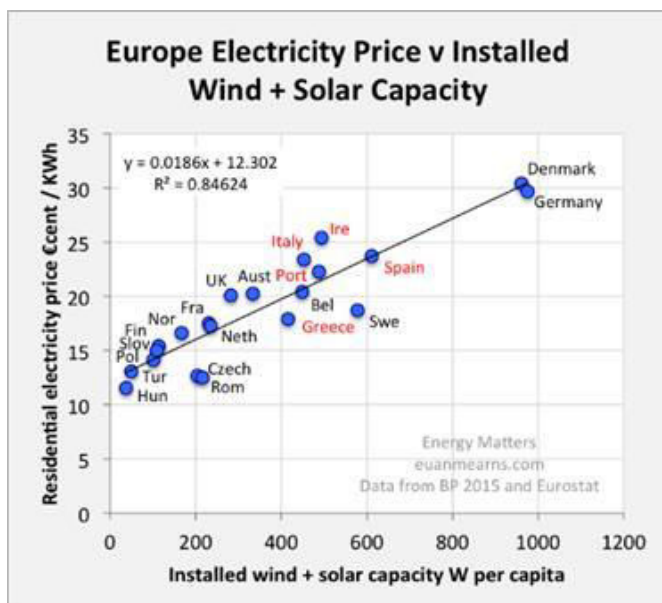
## De l'influence du développement des énergies intermittentes sur les prix de l'électricité

Electricité / Énergies renouvelables

### RESUME EXECUTIF

**Objectif de l'étude** : mettre en lumière, à partir d'observations portant sur un passé récent (1990 à 2020) en France, en Allemagne et au Danemark, un lien de causalité entre le développement des énergies renouvelables intermittentes et le prix de l'électricité à la consommation, toutes choses égales par ailleurs. Ce lien connu est ici confirmé, de manière satisfaisante au plan économétrique. Les limites de la modélisation sont discutées en fin de fiche.

La présente étude économétrique a pour origine le graphique ci-dessous, mettant en lumière une forte corrélation entre le capacitaire éolien et solaire par habitant et le prix de l'électricité pour le Danemark et l'Allemagne, deux pays qui se sont engagés dans cette voie depuis une trentaine d'années.



La question qui en a résulté a été la suivante : existe-t-il une relation causale significative (au-delà d'une simple corrélation) entre les stratégies Énergie-Climat à base d'éolien et de solaire en Allemagne et au Danemark depuis 1990, ainsi qu'en France où l'engagement dans l'éolien et le solaire est plus récent (début des années 2000), et l'évolution dans le temps du prix de l'électricité ?

L'étude économétrique qui a été menée a mis en lumière l'existence d'une telle relation causale portant sur le passé :

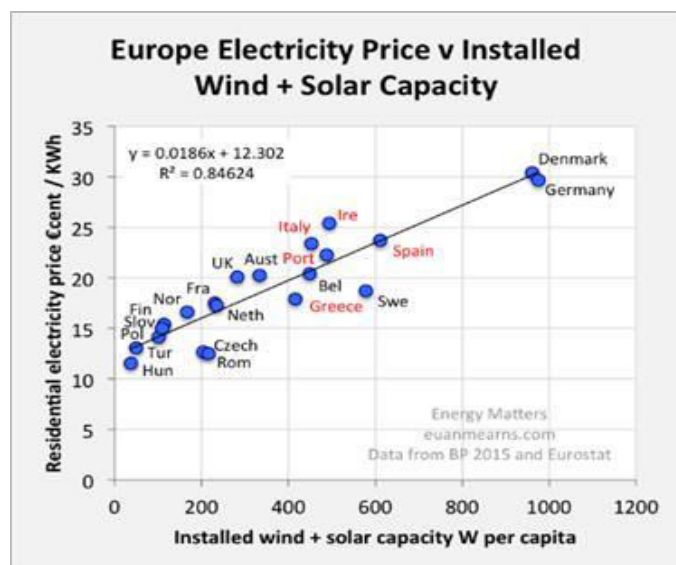
- + En Allemagne, une hausse du parc éolien + solaire de 1 GW soit + 0,7% de ce parc génère une hausse de + 0,37% du prix de l'électricité à la consommation.
- + Au Danemark, une hausse du parc éolien de 1 GW soit + 15% de ce parc génère une hausse de + 8,4% du prix de l'électricité à la consommation.
- + En France, une hausse du parc éolien de 1 GW soit + 4% de ce parc génère une hausse de + 2,2% du prix de l'électricité à la consommation.

Chacun de ces trois Etats a fait l'objet d'une double modélisation : un modèle initial simple de régression du parc EnRi sur le prix de l'électricité, et un second modèle comprenant des variables de contrôle (population, consommation électrique par habitant exerçant une influence sur l'équilibre entre offre et demande sur le marché de l'électricité et donc sur le prix), permettant ainsi d'affiner l'estimation du paramètre de la variable que l'on étudie.

Il s'agit de chiffrages toutes choses égales par ailleurs, notamment les régimes de soutien public à ces sources d'énergie. Ils prennent en compte le poids relatif de ces EnRi dans le mix électrique ainsi que les politiques nationales de soutien : soutiens financiers publics directs répercutés dans le prix de vente, soutiens indirects (facturation au consommateur des frais d'environnement électrique), sans oublier - du moins en France - un privilège technique majeur qui est la priorité d'injection dans le réseau, qui évite aux opérateurs EnRi de se confronter directement au marché.

La relation causale ainsi mise en évidence ne vaut que pour le passé. Elle ne vaut pour l'avenir que si se poursuivent les soutiens publics à des niveaux ou selon des modalités proches de ces 30 dernières années pour chacun des pays considérés.

Gageons qu'un jour prochain les pouvoirs publics, en France du moins, décideront que cette industrie mature n'a plus besoin de soutien, et que dès lors il en résultera un apaisement sur l'évolution des prix de l'électricité à la consommation.



<sup>1</sup> Prix actualisé en 2020, en tenant compte de l'inflation. A défaut le prix de l'électricité à cette date est de 12,83 € sans actualisation.

## DEVELOPPEMENT

### Contexte

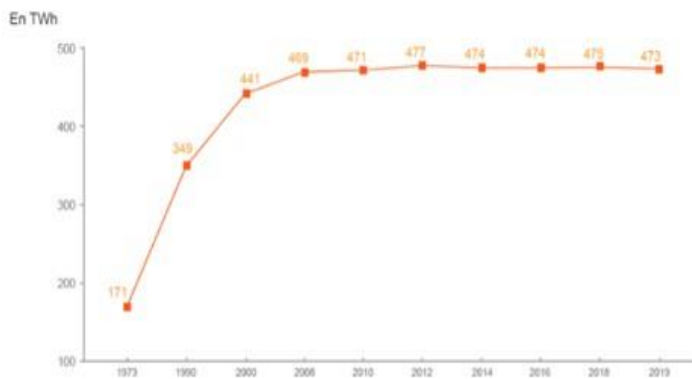
L'échec de la transition énergétique allemande marquée par un développement massif des énergies éolienne et solaire se manifeste par un prix de l'électricité élevé, outre un bilan carbone désastreux. Un constat identique est porté sur la stratégie danoise.

La question s'est ainsi posée d'une relation causale entre ce type de stratégie et les hausses de prix de l'électricité à la consommation.

Elle s'est ensuite élargie à la France, compte tenu des objectifs que celle-ci s'est fixée dans la PPE 2020-2028, au regard des enjeux économiques (compétitivité de l'économie) et sociaux (accès à l'énergie des ménages).

De fait, depuis la fin des années 2000, une hausse constante du prix de l'électricité à la consommation est constatée, qui est passé de 13,6ct€/kWh<sup>1</sup> en 2009 à près de 19ct€/kWh aujourd'hui, au moment où le parc éolien et solaire croissait fortement en France (respectivement de 2,5 GW à 17,8 GW et de 0,013 GW à 10,9 GW entre 2007 et 2020). Alors que depuis 1990, période marquée par une forte hausse des capacités de production pilotables (hydraulique et surtout nucléaire), le prix de l'électricité avait connu une diminution régulière, passant de 29ct€/kWh en 1990 à environ 14ct€/kWh en 2007<sup>2</sup>.

Toutefois, il ne faut pas exclure une influence sur le prix bas de l'électricité constaté au début de la période étudiée des surcapacités de production d'énergie électrique. Les années 2008 à 2020 étant en revanche marquées par des tensions liées à une électrification des usages.



Évolution de la consommation électrique en France entre 1973 et 2019 (en mode corrigé des aléas climatiques et des effets calendaires)

Source RTE - Bilan électrique 2019

© EDF

<sup>2</sup> Prix actualisé en 2020, en tenant compte de l'inflation.

## Présentation de l'étude économétrique

### Description de la base de données

La base de données est constituée de 31 observations : une observation pour chacune des années allant de 1990 à 2020 inclus (29 pour le Danemark). Les variables ont été réalisées à partir de recherches sur internet et sont issues pour la majorité du logiciel Eurostat<sup>3</sup>, OEDC<sup>4</sup> et des données de la banque mondiale<sup>5</sup>.

**La base de données comprend un total de 34 variables (annexe 1), observables de 1990 à 2020 sauf pour le Danemark où les données 1990 et 2020 n'étaient pas disponibles.**

### Spécification économétrique

Le but de notre étude est d'étudier l'effet dans le temps du parc installé intermittent, éolien et solaire, sur le prix de l'électricité et de voir s'il existe une relation de causalité. La causalité est une relation selon laquelle une variable dépend de l'autre, autrement dit une variable est la cause de l'autre. A ne pas confondre avec la corrélation qui est une relation entre deux variables dont les valeurs varient dans le même sens ou dans des sens opposés. Une relation de corrélation très forte peut indiquer une relation de causalité mais ce n'est pas forcément toujours le cas en raison de l'influence d'autres facteurs notamment. De manière générale, la corrélation et la causalité restent deux phénomènes distincts.

Afin de démontrer une relation de causalité de l'évolution du parc installé intermittent sur le prix de l'électricité, il a été utilisé la méthode des moindres carrés ordinaire (MCO) afin de régresser le modèle pour chaque Etat.

Les régressions ont été réalisées à partir du logiciel de modélisation « *Stata* ».

Pour étudier cette relation de causalité, il a été utilisé, pour la France et l'Allemagne, une variable « capacité cumulée intermittente », qui n'est autre que la somme des parcs installés éolien et solaire au cours du temps. Cette variable « globale » permet de tenir compte d'un certain nombre de facteurs influençant sur le prix de l'électricité à savoir les investissements associés directs mais aussi indirects (raccordements) et les subventions supportées in fine par les consommateurs.

**L'intégration directe dans la régression des données correspondant à ces facteurs aurait permis d'étudier leurs effets distincts et de gagner en précision. Toutefois, ces données n'étant pas accessibles et étant par surcroît**

**différentes selon les états considérés, l'étude s'est focalisée sur une variable qui les englobe.**

Pour ce qui est du Danemark, l'étude diffère légèrement de la France et de l'Allemagne. En effet, au Danemark le parc installé en solaire est très faible, pour une capacité totale d'à peine 1 GW en 2020, la capacité étant quasi nulle jusqu'au début des années 2010. Cela s'explique par les conditions météorologiques défavorables à l'exploitation d'une telle source d'énergie. C'est donc pour cette raison que l'étude s'est limitée à l'énergie éolienne.

Le nombre limité de données et de variables disponibles (30 années) peut conduire à de l'hétéroscédasticité, c'est-à-dire que la variance des erreurs du modèle n'est pas la même pour toutes les observations. Il a donc été utilisé des « *robust standards errors* » pour tenir compte de ce risque dans les régressions. Cela se traduit par l'ajout de la commande « *robust* » sur le logiciel stata pour la régression de chaque modèle.

**Les résultats ont été interprétés « toutes choses égales par ailleurs », afin d'isoler l'impact du capacitaire intermittent. Plus concrètement, on considère que la variation d'1GW des parcs solaire et éolien se réalise pour tout autre paramètre constant, c'est-à-dire non variable, afin d'en étudier plus facilement l'impact, méthode classique en économétrie.**

### Création de variables

Pour chaque pays il a été créé une nouvelle variable « *LpricepaysX20* » correspondant au logarithme du prix de l'électricité corrigé de l'inflation, sur une base des prix de 2020, ce qui a mené à transformer légèrement la variable d'intérêt, par souci d'interprétation car il est plus intuitif de parler d'une variation du prix de l'électricité en pourcentage (%) plutôt qu'en valeur (en ct€/kWh).

### Intuition

Fort des constats énoncés dans l'introduction et des tendances ainsi observées pour les parcs installés intermittents et le prix de l'électricité, il a alors été fait l'hypothèse d'une relation causale positive entre la hausse des capacités installées intermittentes et le prix de l'électricité.

<sup>3</sup> <https://ec.europa.eu/eurostat/fr/data/database>

<sup>4</sup> <https://data.oecd.org/fr/>

<sup>5</sup> <https://donnees.banquemondiale.org/>

## ETUDE DU CAS FRANCAIS

### Présentation des modèles

#### 1) Modèle d'étude initial<sup>6</sup>

$$lpriceFR20 = \beta_0 + \beta_1 + capcumfrGW + \varepsilon$$

#### 2) Modèle avec ajout de variables de contrôle

Pour une meilleure représentativité du modèle, il est possible d'introduire dans celui-ci des variables dites de « contrôle ». Ces dernières permettent d'éviter un biais trop important dans l'estimation du paramètre de la variable que l'on étudie : « capcumfrGW » (capacité cumulée solaire +éolien), puisque les variables se situeraient alors dans le résidu de la régression (terme d'erreur). Ces variables doivent nécessairement avoir un impact sur la variable d'intérêt « le prix de l'électricité en France » pour avoir un intérêt en tant que contrôle.

On peut s'intéresser aux variables « population Française » et « consommation totale d'électricité par habitant (en kWh) ». En effet, ces variables ont un impact direct sur le prix d'électricité car ce sont des facteurs influant l'équilibre entre offre et demande sur le marché de l'électricité, le prix étant déterminé à partir des quantités produites et la demande française étant caractérisée par les ménages consommateurs d'électricité.

On obtient alors le modèle suivant<sup>7</sup>:

$$lpriceFR20 = \beta_0 + \beta_1 + capcumfrGW + \beta_2 pop + \beta_3 consoelechab + \varepsilon$$

### Interprétation des résultats

[VOIR TABLE 1 EN ANNEXE]

Les deux modèles sont globalement significatifs.

Dans le premier modèle, le R carré est relativement faible, contrairement au second modèle où ce dernier atteint 0,953, ce qui signifie que 95,3% de la dispersion du logarithme du prix de l'électricité est expliquée par les variables du second modèle.

Dans le modèle initial, on constate que la capacité installée intermittente en France est significative au niveau d'erreur de 5% (p-value = 0,037). Le paramètre associé estimé est de -0,00729, ce signifie qu'une hausse de la capacité intermittente d'1 GW entraîne une baisse du prix de l'électricité de 0,729%, toute chose égale par ailleurs.

<sup>6</sup> Détail : voir *appendix 2*.

<sup>7</sup> Détail : voir *appendix 3*.

Ce résultat est contre-intuitif par rapport à l'hypothèse de départ, à savoir un impact positif du parc installé intermittent sur le prix de l'électricité. Toutefois, ce résultat doit être nuancé en raison d'un échantillon réduit, c'est pourquoi il a été introduit des variables de contrôle afin d'affiner les résultats.

Dans le modèle complémentaire avec contrôle, on constate que la capacité installée intermittente en France est significative au niveau d'erreur de 1% (p-value < 0,001).

---

*Le paramètre associé estimé est de +0,0217, ce signifie qu'une hausse de la capacité intermittente d'1 GW entraîne une hausse du prix de l'électricité de 2,17%, toutes choses égales par ailleurs.*

---

L'ordre de grandeur reste inchangé mais l'ajout de variables de contrôle a permis d'affiner le résultat, et a engendré un changement de signe de notre coefficient. Au vu de ces résultats, il se confirme un effet causal de la hausse du parc installé intermittent sur le prix de l'électricité.

## ETUDE DU CAS ALLEMAND

### Présentation des modèles

#### 1) Modèle d'étude initial<sup>8</sup>

$$lpriceALL20 = \beta_0 + \beta_1 + capcumallGW + \varepsilon$$

#### 2) Modèle avec ajout de variables de contrôle

A l'instar de la France et pour les mêmes raisons, il a été ajouté les variables de contrôle suivantes : « population Allemande » et « consommation totale d'électricité par habitant (en kWh) ».

On obtient alors le modèle suivant<sup>9</sup> :

$$lpriceALL20 = \beta_0 + \beta_1 + capcumallGW + \beta_2 popall + \beta_3 consoelech-1 + \varepsilon$$

<sup>8</sup> Détail : voir *appendix 4*.

<sup>9</sup> Détail : voir *appendix 5*.

## Interprétation des résultats

[VOIR TABLE 2 EN ANNEXE]

Les deux modèles sont globalement significatifs.

Dans le premier modèle, le R carré est relativement faible, contrairement au second modèle où ce dernier atteint 0,7493, ce qui signifie que 74,93 % de la dispersion du logarithme du prix de l'électricité allemande est expliqué par les variables du second modèle.

Dans le modèle initial, on constate que la capacité installée intermittente en Allemagne est significative au niveau d'erreur de 1% (p-value < 0,01). Le paramètre associé estimé est de 0,00213 ce qui signifie qu'une hausse de la capacité intermittente d'1 GW entraîne une hausse du prix de l'électricité de 0,213%, toutes choses égales par ailleurs.

Les résultats semblent en accord avec l'hypothèse de départ. Toutefois, comme pour la France il est nécessaire d'ajouter des variables de contrôle afin d'affiner le paramètre estimé de la variable « *capcumallGW* ».

Dans ce modèle complémentaire avec contrôle, on constate que la capacité installée intermittente en Allemagne est significative au niveau d'erreur de 1% (p-value < 0,001).

---

*Le paramètre associé estimé est de +0,00374, ce signifie qu'une hausse de la capacité intermittente d'1 GW entraîne une hausse du prix de l'électricité de 0,374%, toutes choses égales par ailleurs.*

---

Comme pour la France, l'ordre de grandeur reste inchangé mais l'ajout de variables de contrôle a permis d'affiner le résultat, et a engendré une hausse du paramètre. Au vu de ces résultats, il se confirme un effet causal de la hausse du parc éolien installé intermittent sur le prix de l'électricité, cependant plus faible qu'en France.

## ETUDE DU CAS DANOIS

Au Danemark, le parc installé en solaire est très faible, pour une capacité totale d'à peine 1GW en 2020, la capacité étant quasi nulle jusqu'au début des années 2010. Cela s'explique par les

conditions météorologiques défavorables à l'exploitation d'une telle source d'énergie au Danemark. C'est donc pour cette raison que l'étude a été limitée à l'énergie éolienne, le Danemark ayant pour ce dernier des conditions météorologiques bien plus favorables à son développement.

## Présentation des modèles

### 1) Modèle initial<sup>10</sup>

$$lpriceDAN_{20} = \beta_0 + \beta_1 + eoliendanGW + \varepsilon$$

### 2) Modèle avec ajout de variables de contrôle

A l'instar de la France et de l'Allemagne et pour les mêmes raisons, il a été ajouté les variables de contrôle suivantes : « population Danoise » et « consommation totale d'électricité par habitant (en kWh) ». On obtient alors le modèle suivant<sup>11</sup>:

$$lpriceDAN_{20} = \beta_0 + \beta_1 eoliendanGW + \beta_2 popdan + \beta_3 consoelech-n + \varepsilon$$

## Interprétation des résultats :

[VOIR TABLE 3 EN ANNEXE]

Les deux modèles sont globalement significatifs.

Dans le premier modèle le R carré est élevé, contrairement aux cas allemand et français. En effet il est de 0,8009, ce qui signifie que 80,09 % de la dispersion du logarithme du prix de l'électricité danoise est expliqué par le parc éolien. Après ajout des variables de contrôle, le R carré atteint 0,8822.

Dans le modèle initial on constate que la capacité installée intermittente au Danemark est significative au niveau d'erreur de 1% (p-value < 0,01). Le paramètre associé estimé est de 0,0614 ce qui signifie qu'une hausse du parc éolien d'1 GW entraîne une hausse du prix de l'électricité de 6,14%, toutes choses égales par ailleurs.

Ce résultat est en accord avec l'hypothèse de départ. Toutefois, l'impact de l'éolien à lui seul est beaucoup plus élevé que celui de l'ensemble des parcs intermittents français et allemand. Il a donc été ajouté des variables de contrôle, afin de mesurer si ce résultat se vérifie ou s'il est surestimé en raison du biais de variables possiblement omises.

Dans ce modèle complémentaire avec contrôle, on constate que la capacité installée intermittente au Danemark est significative au niveau d'erreur de 1% (p-value < 0,001).

<sup>10</sup> Détail : voir *appendix 6*.

<sup>11</sup> Détail : voir *appendix 7*.

*Le paramètre associé estimé est de 0,0839, ce signifie qu'une hausse du parc éolien d'1 GW entraîne une hausse du prix de l'électricité de 8,39%, toutes choses égales par ailleurs.*

L'ordre de grandeur reste inchangé mais l'ajout de variables de contrôle a permis d'affiner le résultat, et a engendré une hausse du paramètre. Au vu de ces résultats, il se confirme un effet causal relativement fort de la hausse du parc installé intermittent sur le prix de l'électricité danoise.

## Conclusion

1. Il semble que le prix de l'électricité soit significativement plus sensible au développement des EnRi en France qu'en Allemagne, mais beaucoup moins qu'au Danemark.

Pour le Danemark, le résultat obtenu est difficilement assimilable aux résultats français et allemand puisque la typologie, la localisation, la population diffèrent fortement de ceux de ses homologues européens. Ce résultat peut s'expliquer pour deux raisons. D'une part, la capacité installée éolienne au Danemark représente une part beaucoup plus importante qu'en France au sein du parc total installé (près de 40%<sup>12</sup>). D'autre part, la part des éoliennes au sein de la production totale d'électricité est beaucoup plus élevée que celle de la France. En effet, elle a été majoritaire au Danemark en 2019, représentant près de 55% de la production brute d'électricité<sup>13</sup>.

2. Le différentiel franco-allemand est intéressant à analyser en raison de caractéristiques proches:

En France, la part des EnRi au sein du mix électrique est moindre par rapport à l'Allemagne. Mais la forte augmentation des EnRi depuis une quinzaine d'années en France, relativement plus chères car plus fortement subventionnées et aux dépens de sources d'énergies pilotables (nucléaire, hydraulique) et peu chères, largement majoritaires en France, peut expliquer cette sensibilité plus élevée du prix de l'électricité française (peu chère comparée à ses homologues européens déjà fortement majoritaire en EnRi).

Avec trois explications complémentaires au niveau technique quant à ces soutiens :

- + La priorité d'injection dont elles bénéficient et qui leur donne un poids un peu plus conséquent au sein de la production d'électricité française.
- + Une formule de tarif préférentiel de vente à EDF (peu de mise en concurrence par appel d'offres pour l'éolien), dont il a résulté des prix très largement supérieurs aux prix de gros de l'électricité, du moins jusqu'en 2020 inclus.
- + Les coûts de développement et de mise en oeuvre faramineux, coûts devant être amortis par les consommateurs et transitant dans la facture d'électricité via le TURPE.

## Limites de notre étude

D'autres facteurs interviennent sur cette hausse comme les taxes (subventions aux exploitants) finançant le développement des EnRi. Ces taxes sont impactées par la hausse du parc EnRi (et les subventions accordées en conséquence).

**Il y a un impact indirect du développement du parc EnRi sur la hausse du prix de l'électricité via les taxes, liées à leur développement, autrement dit un effet indirect qui peut se révéler être source d'endogénéité dans notre modèle.**

Deux solutions auraient pu être envisagées pour corriger cette endogénéité :

- Intégrer les taxes dans la régression : il semble intéressant d'intégrer cette taxe dans la régression puisque cela reviendrait à dissocier l'effet des subventions/ taxes (comme la TURPE en France ou la taxe EEG en Allemagne) de la variation de la capacité installée sur le prix de l'électricité. Cela permet de prendre en compte le biais de variables omises, source majeure d'endogénéité au sein de notre étude. Toutefois, l'auteur de l'étude n'a pas eu accès à des données permettant de le réaliser.
- Méthode des variables instrumentales (IV) : celle-ci nécessite une absence de lien direct entre la variable IV (exemple taxe EEG) et la variable d'intérêt (prix de l'électricité dans le pays X comme l'Allemagne), ce qui n'est pas le cas. Cette technique aurait permis d'isoler l'effet indirect du parc éolien sur le prix de l'électricité, passant par la taxe.

<sup>12</sup> <https://fr.countryeconomy.com/energie-et-environnement/electricite-production/danemark>

<sup>13</sup> <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=DENMARK&energy=Electricit&year=2019>

## ANNEXES

### Annexe 1

En plus de la variable Year, pour chaque pays nous disposons de :

- La population (par habitant) et en millions d'habitants pour la France,
- La consommation d'électricité par habitant (en kWh)
- Le prix de l'électricité (en ct€/kWh) et du prix de l'électricité corrigé de l'inflation sur la base des prix de 2020 (en €/kWh).
- La capacité installée en Eolien (en GW) pour la France et le Danemark et en MW uniquement pour l'Allemagne.
- La capacité installée en solaire (GW) pour le France et de Danemark et en MW uniquement pour l'Allemagne.
- La capacité cumulée intermittente (en GW) pour la France et le Danemark, en MW et GW pour l'Allemagne.
- La capacité installée en Nucléaire et en Hydraulique (en GW) pour la France.

### Annexe 2

$$lpriceFR20 = \beta_0 + \beta_1 + capcumfrGW + \varepsilon$$

Avec les variables suivantes :

$lpriceFR20$  = logarithme du prix de l'électricité en France.

$\beta_0$  = la constante

$\beta_1$  = coefficient de la variable  $capcumfrGW$

$capcumfrGW$  = capacité cumulée intermittente (en GW)

$\varepsilon$  = terme d'erreur

### Annexe 3

$$lpriceFR20 = \beta_0 + \beta_1 + capcumfrGW + \beta_2 pop + \beta_3 consoelechab + \varepsilon$$

Avec les variables suivantes :

$lpriceFR20$  = logarithme du prix de l'électricité en France.

$\beta_0$  = la constante.

$\beta_1 \beta_2 \beta_3$  = coefficient respectif des variables  $capcumfrGW$ ,  $pop$  et  $consoelechab$ .

$pop$  = population française (en millions d'habitants).

$capcumfrGW$  = capacité cumulée intermittente (en GW).

$consoelechab$  = consommation finale d'électricité par habitant (en kWh)

$\varepsilon$  = terme d'erreur

### Annexe 4

$$lpriceALL20 = \beta_0 + \beta_1 + capcumallGW + \varepsilon$$

Avec les variables suivantes :

$lpriceALL20$  = logarithme du prix de l'électricité en Allemagne.

$\beta_0$  = la constante.

$\beta_1$  = coefficient de la variable  $capcumallGW$ .

$capcumallGW$  = capacité cumulée des parcs éolien et solaire (en GW).

$\varepsilon$  = terme d'erreur.

### Annexe 5

$$lpriceALL20 = \beta_0 + \beta_1 + capcumallGW + \beta_2 popall + \beta_3 consoelech~l + \varepsilon$$

Avec les éléments suivants :

$lpriceALL20$  = logarithme du prix de l'électricité en Allemagne.

$\beta_0$  = la constante.

$\beta_1 \beta_2 \beta_3$  = coefficient respectif des variables  $capcumall$ ,  $popall$  et  $consoelechaball$

$capcumallGW$  = capacité cumulée intermittente (en GW)

$consoelech~l$  = consommation finale d'électricité par habitant (en kWh)

$\varepsilon$  = terme d'erreur

### Annexe 6

$$lpriceDAN20 = \beta_0 + \beta_1 + eoliendanGW + \varepsilon$$

Avec les éléments suivants :

$lpriceDAN20$  = logarithme du prix de l'électricité au Danemark

$\beta_0$  = la constante

$\beta_1$  = coefficient de la variable «  $eoliendanGW$  »

$eoliendanGW$  = capacité éolien installée (en GW)

$\varepsilon$  = terme d'erreur.

### Annexe 7

$$lpriceDAN20 = \beta_0 + \beta_1 eoliendanGW + \beta_2 popdan + \beta_3 consoelech~n + \varepsilon$$

Avec les éléments suivants :

$lpriceDAN20$  = logarithme du prix de l'électricité au Danemark.

$\beta_0$  = la constante.

$\beta_1 \beta_2 \beta_3$  = coefficient respectif des variables  $eoliendanGW$ ,  $popdan$  et  $consoelech~n$ .

$eoliendanGW$  = capacité éolien installée au Danemark (en GW).

$consoelech~n$  = consommation finale d'électricité par habitant (en kWh).

$\varepsilon$  = terme d'erreur

Table 1 : Résultats MCO pour la France

Etude de l'impact du capacitaire intermittente sur le prix de électricité française		
Logarithme du prix de l'électricité		
VARIABLES	Modèle sans contrôle	Modèle avec contrôle
Capacité cumulée intermittente (en GW)	-0.00729** +/- 0.00333	0.0217*** +/- 0.00400
Consommation d'électricité par habitant en kWh		-0.000122*** +/- 4.17e-05
Population française (en million d'habitant)		-0.0937*** +/- 0.0132
Constante	2.973*** +/- 0.0515	9.563*** +/- 0.545
Observations	31	31
R-squared	0.088	0.953

Robust standard errors in parentheses  
\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

Table 2 : Résultats MCO pour l'Allemagne

Etude de l'impact du capacitaire intermittente sur le prix de électricité allemande		
Logarithme du prix de l'électricité		
VARIABLES	Modèle sans contrôle	Modèle avec contrôle
Capacité cumulée intermittente (en GW)	0.00213*** +/- 0.000659	0.00374*** +/- 0.000418
Consommation d'électricité par habitant (en kWh)		-0.000176*** +/- 4.91e-05
Population allemande (en million d'habitant)		-1.42e-07*** +/- 2.31e-08
Constante	3.218*** +/- 0.0516	15.97*** +/- 1.909
Observations	31	31
R-squared	0.210	0.749

Robust standard errors in parentheses  
\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

Table 3 : Résultats MCO pour le Danemark

Etude de l'impact du capacitaire éolien sur le prix de électricité danoise		
Logarithme du prix de l'électricité		
VARIABLES	Modèle sans contrôle	Modèle avec contrôle
Parc éolien installé (en GW)	0.0614*** +/- 0.00721	0.0839*** +/- 0.0203
Population danoise (en million d'habitant)		-4.75e-08 +/- 2.03e-07
Consommation d'électricité par habitant (en kWh)		0.000136*** +/- 3.08e-05
Constante	3.164*** +/- 0.0221	2.495** +/- 1.119
Observations	29	29
R-squared	0.801	0.882

Robust standard errors in parentheses  
\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1





[WWW.CEREME.FR](http://WWW.CEREME.FR)

[CONTACT@CEREME.FR](mailto:CONTACT@CEREME.FR)  
63, RUE LA BOETIE  
75008 PARIS