

## Des simulations de production et de consommation d'électricité

Ces simulations sont faites à l'aide du logiciel SimelSP présenté dans une autre note.

### Les simulations

Trois niveaux de consommation

Trois modes de production avec plus ou moins d'éolien et de photovoltaïque

Dans le cas sans nucléaire, trois hypothèses au sujet de la stabilité du réseau.

### Les résultats :

Le parc de production ; la production par moyen de production ; le stockage et le déstockage ; les possibilités de production éolienne et photovoltaïque dont l'accès au réseau est refusé pour cause de stabilité du réseau ; les possibilités de production excédentaires en distinguant le nucléaire d'une part, l'éolien et le photovoltaïque d'autre part ; les exportations; autres utilisations des possibilités excédentaires selon la capacité du moyen qui l'utilise ; la production à partir d'énergie fossile (très proche de zéro) ; les dépenses ; la valorisation des excédents.

Ces résultats sont présentés dans les tableaux en annexe.

### La production

#### Les hypothèses communes

Dans tous les cas, la production à partir d'énergie fossile est nulle – inférieure à 1 TWh/an. La capacité des éoliennes sur terre est inférieure à 40 GW, supposant qu'une plus grande capacité ne serait pas acceptée. La proportion de photovoltaïque sur toiture est limitée à 20 % car le photovoltaïque sur toiture est beaucoup plus coûteux que posé sur le sol.

La production à partir de biomasse est limitée à 6 TWh car il est beaucoup plus efficace d'utiliser directement la biomasse comme source de chaleur. Cette production est en base. Dans l'hypothèse sans nucléaire, on ajoute une production à partir de biogaz de 10 TWh, qui est pilotable.

#### La constitution du parc de production

Nous faisons trois hypothèses :

- peu d'éolien et de photovoltaïque (23 GW d'éolien et 20 GW photovoltaïque) et ce qu'il faut de nucléaire pour répondre à la demande d'électricité
- 50 % de nucléaire : c'est la part du nucléaire dans la production d'électricité qui répond à la demande française, directement ou en passant par le stockage ou la production de gaz de synthèse ;
- sans nucléaire.

#### Une contrainte liée à la stabilité du réseau électrique

Pour équilibrer à tout instant la fourniture et la consommation d'électricité, le système dispose de réserves primaires, secondaires et tertiaires. Il a besoin aussi d'un moyen d'équilibrage qui réagisse *immédiatement*. Aujourd'hui, ce moyen est apporté tout simplement par l'inertie des machines tournantes de production et, dans une proportion bien moindre, celle des moteurs électriques. Avec la

montée des éoliennes et du photovoltaïque, l'inertie des machines tournantes de production diminuera et ne sera pas suffisante pour préserver la stabilité du réseau. Il sera possible d'apporter un complément d'inertie couplée électromagnétiquement au circuit en maintenant sur le réseau les alternateurs de machines de production qui auront été déclassées. Cela permettra d'abaisser la limite minimale de production des machines tournantes LMPMT. Mais l'on ne sait pas de combien il serait ainsi possible d'abaisser cette limite minimale sans provoquer des perturbations sur le réseau. Aujourd'hui, la LMPMT est de 30 GW environ. Elle augmentera avec la consommation d'électricité. Dans les hypothèses avec 50 % de nucléaire, il n'est pas nécessaire de la diminuer car, pour qu'elle soit respectée, il suffira de refouler des productions éoliennes et PV qui seront remplacées par une production nucléaire. Dans les simulations sans nucléaire, pour que cette limite soit à tout moment respectée, il faudrait produire de très grosses quantités de méthane de synthèse pour que des CCG puissent avoir une production suffisante. Ne sachant pas de combien la LMPMT pourrait être abaissée, je suppose ici qu'elle pourra l'être de 10 GW ou de 20 GW.

J'ai également fait l'hypothèse que la stabilité du réseau peut être préservée sans minimum d'inertie. Même si cette hypothèse paraît invraisemblable, je l'ai étudiée car elle est retenue dans plusieurs études qui tendent à montrer qu'il est possible d'éviter à la fois le nucléaire et les énergies fossiles. Et, pour aller dans le sens souhaité par ces études, j'ai supposé ici que le coût des dispositifs permettant de préserver ainsi la stabilité du réseau est nul.

## **La consommation**

### **Définition**

Précisons de quoi l'on parle. Jusqu'ici, on a l'habitude de répartir la consommation d'électricité entre les secteurs du résidentiel et tertiaire, de l'industrie, de l'agriculture et du transport. Il s'agit de l'électricité effectivement consommée. RTE inclut dans ce qu'il appelle « consommation » les pertes en ligne du transport et de la distribution : pour lui, la consommation est la quantité d'électricité mise sur le réseau pour consommation. La différence est de 7 %. Dans d'autres publications, la « consommation » inclut ce qui est mis en stock (consommé par les moyens de stockage), ce qui est consommé pour produire de l'hydrogène qui servira à produire du gaz de synthèse qui servira à produire de l'électricité, ce qui est consommé pour produire de l'hydrogène qui sera utilisé d'une autre façon, ce qui est consommé pour produire de la chaleur par effet Joule hors du secteur habituel « résidentiel et tertiaire ».

Ainsi l'ADEME, dans sa « perspective 2060 » suppose que la « consommation » d'électricité serait en 2050 de 550,4 TWh dont 19,3 TWh pour charger les batteries et les STEPS et 2,8 TWh de « curtailment » (le terme employé par RTE est « déversement ») soit 23 TWh qui ne sont pas une consommation d'électricité. Sont inclus 26 TWh pour produire de l'hydrogène pour l'industrie et pour la mobilité et 4 TWh pour produire de la chaleur. Ces deux derniers postes sont une consommation réelle ; ce sont des usages nouveaux, ce qu'on n'oubliera pas en comparant la consommation ainsi supposée avec la consommation actuelle.

### **Les hypothèses sur le niveau de la consommation annuelle**

La consommation d'électricité du résidentiel et tertiaire, des transports, de l'industrie et de l'agriculture est à peu près constante depuis quelques années. En en 2013 (principale année de référence de SimelSP), elle fut de 460 TWh soit, avant les pertes en ligne, de 492 TWh.

D'ici 2050 elle sera diminuée par l'efficacité croissante des appareils et augmentée par de nouvelles utilisations. Pour annuler la consommation actuelle de 450 TWh de carburant et de 330 TWh de gaz et de fioul, outre les économies d'énergie et en tenant compte de l'efficacité énergétique des moteurs électriques et des pompes à chaleur, il faudra de très grandes quantités d'électricité, probablement jusqu'à 200 TWh.

Pourtant la SNBC (stratégie nationale bas carbone -version de la fin 2018) prévoit que la consommation d'énergie pour ces secteurs de consommation sera (avant pertes en ligne) de 550 TWh.

Nous supposons donc ici que la consommation d'électricité (avant les pertes en ligne) sera de 550 TWh ou 650 TWh ou 700 TWh.

### **Le profil horaire de la consommation**

Si la production éolienne et photovoltaïque est dominante, il faudra augmenter les moyens de stockage et la production de gaz de synthèse, ce qui sera très coûteux. La consommation sera donc incitée d'une façon ou d'une autre à s'adapter aux possibilités de production éolienne et photovoltaïque. L'ADEME a étudié dans quelle mesure et elle a dressé une chronique horaire de consommation qui, si on la compare aux chroniques d'aujourd'hui, suppose d'importants déplacements de consommation. De tels changements ne sont pas nécessaires si la part du nucléaire est de 50 % ou plus. Ils sont utiles dans l'hypothèse sans nucléaire. Ils permettent alors d'éviter la production de 10 à 15 TWh à partir de gaz fossile.

Nous supposons donc que le profil de consommation est le même qu'aujourd'hui dans les scénarios « peu d'éolien et de photovoltaïque » et « 50% nucléaire » et que, dans les hypothèses sans nucléaire, il est semblable à celui que l'ADEME suppose pour 2050 dans son étude « perspective 2060 ». Dans aucun cas il n'y a de déplacement de consommation par rapport à ces chroniques horaires..

Le logiciel SimelSP peut simuler *l'effacement définitif*. Cette possibilité n'est pas retenue dans ces simulations.

### **Les données communes à toutes les simulations**

#### **Données techniques**

##### **Nucléaire :**

Le coefficient de disponibilité, le Kd, est aujourd'hui de 77 %. Avec le nouveau nucléaire la période entre deux rechargements de combustible sera de 24 mois au lieu de 12 ou 18 mois. Son Kd théorique est de 90 %. On retient ici 85 % en moyenne sur l'année. Il est modulé dans l'année avec un maximum en hiver de 95 %.

La flexibilité : SimelSP permet de tenir compte des limites de la flexibilité du nucléaire. Ces limites n'ont d'effet dans aucun des scénarios présentés ici.

##### **Eolien et photovoltaïque**

On retient les hypothèses que fait RTE pour 2035.

Les facteurs de charge de l'éolien sont sur terre de 2200 heures par an ; en mer de 3300 heures par an. Le facteur de charge du photovoltaïque est 1200 heures par an.

Certaines études supposent que le facteur de charge sera supérieur à ces valeurs ; cela n'aura comme effet que de diminuer en proportion la capacité installée sans conséquences sur les quantités produites, les besoins de stockage, les possibilités de production excédentaires.

Le profil horaire de l'activité du vent sur terre est celui de l'année 2013. Celui de l'activité éolienne en mer est plus régulier (voir ma note de présentation du logiciel de simulation).

##### **Hydraulique**

La production est la même qu'aujourd'hui : celle des fleuves est 40 TWh par an ; celle des lacs est de 20 TWh par an.

La production par les lacs est calculée heure par heure pour répondre aux besoins en tenant compte des flux d'alimentation des lacs et de la capacité des réservoirs. Ils peuvent fournir au maximum 5 GW.

## La capacité des Steps et de batteries, en GWh

La capacité des Steps est la même qu'aujourd'hui, soit 90 GWh. Elles peuvent délivrer une puissance de 5 GW.

La capacité des batteries est calculée de façon que la puissance qu'elles peuvent garantir, exprimée en GW soit supérieure à 0,4 fois leur capacité exprimée en GWh. En effet si la puissance garantie est inférieure à cette valeur, les batteries sont plus coûteuses que la production d'électricité à partir de gaz de synthèse.

## La capacité de production à partir de gaz

Elle est calculée comme la différence entre le maximum demandé à l'ensemble des moyens pilotables autres que le nucléaire et la capacité garantie par le déstockage et par les lacs. Cette capacité est calculée avec six profils de consommation et d'activité éolienne différents. On retient la valeur la plus élevée en ajoutant arbitrairement 5 GW.

## Les capacités d'utilisations des excédents des lignes

Les possibilités d'exportation sont limitées par la capacité des lignes d'interconnexion, que l'on suppose de 25 GW. Il peut y avoir une autre possibilité d'utilisation de 10 GW.

## Les coûts, les dépenses, la valorisation des excédents

### Les coûts

**Le nucléaire** : l'investissement est de 5000 €/kW en incluant la valeur actuelle des dépenses futures de gros entretien et de démantèlement, évaluée avec un taux d'actualisation de 2 %, soit 600 €/kW. Pour les autres composantes du coût, voir le tableau ci-dessous.

**Eolien et photovoltaïque** : on retient les hypothèses faites par RTE pour 2035 en y ajoutant les dépenses de raccordement au réseau : 80 €/kW pour le photovoltaïque, 160 €/kW pour l'éolien sur terre et 700 €/kW pour l'éolien en mer, valeurs provenant de sources non officielles bien informées.

**La production d'électricité à partir de gaz de synthèse** produit par de l'hydrogène lui-même produit par électrolyse, procédé P2P pour *power to power* : le coût des investissements est aujourd'hui de l'ordre de 1000 €/kW d'électrolyse et 1000 €/kW de production de méthane, soit, en tout 1700 € par kW d'électrolyse. On suppose ici que l'investissement est de 1500 € par kW d'électrolyse. Le rendement total du procédé P2P dépend de la façon dont est produite l'électricité, par CCG ou par TAC. Pour simplifier, on suppose que le rendement moyen de l'ensemble du procédé P2P est de 25 %.

Les coûts sont calculés comme on calcule un LCOE, avec un taux d'actualisation de 5 %.

Les coûts de production y/c les coûts de raccordement	nucléaire	éolien sur terre	éolien en mer	Photovoltaïque sur sol	Photovoltaïque sur toiture	méthanation /kW électricité	à partir de gaz CCG	pointe	Thermiques EnR
investissement €/kW	5000	1350	3160	630	955	1500	730	400	3000
durée de vie années	60	25		25		25	15	20	30
frais fixes annuels. €/kW/an	110	40	100	15	30	30	40	30	25
frais variables €/MWh	9	0	0	0	0	3	40	67	80
Facteur de charge	85 %	2200 h	3300 h	1200 h	1200 h	3500 h			
euros/MWh Tx d'act : 5 %	59,2	61,7	98,2	49,8	81,5				

On suppose que le dispositif qui permet d'abaisser de 10 GW la limite minimale de production des machines tournantes a un coût d'investissement de 2 milliards (200 €/kW) et consomme 0,2 GW.

## **Les dépenses**

Ces simulations calculent les dépenses de production et stockage hors hydraulique.

Les dépenses incluent les coûts de raccordement mais n'incluent pas les dépenses générales de transport et de distribution. Elles ne comptent pas l'ensemble des dépenses et risques causés par la multiplication et la dispersion des sources de production, par le fait que le courant électrique circulera dans les deux sens.

Les dépenses calculées ici n'incluent pas non plus les dépenses à la charge des consommateurs pour pouvoir diminuer leur consommation d'électricité et pour l'adapter à la production éolienne et solaire dans le cas « sans nucléaire », telles que l'acquisition de batteries ou de groupes électrogènes.

## **L'équilibre entre les moyens de production et de stockage**

On recherche l'équilibre qui minimise les dépenses de production et de stockage hors hydraulique.

Le logiciel simelSP ne recherche pas lui-même l'optimum. On s'en approche en testant différents jeux d'hypothèses, ce qui se fait en quelques secondes. La capacité de l'électrolyse est telle que la production d'électricité à partir de gaz de synthèse est à peu près égale en TWh à la capacité de l'électrolyse exprimée en GW. Alors, les dépenses calculées ici sont proches des dépenses minimales même si la composition du parc est assez différente de celle qui conduit aux dépenses minimales.

## **Autres résultats donnés par les simulations**

Outre les dépenses, les simulations donnent d'autres résultats : les possibilités excédentaires, les quantités pouvant être exportées ou consommées différemment et la valorisation de ces possibilités excédentaires...

## **Comparaison des résultats des simulations – cf. tableaux en annexe**

La consommation est de 550 TWh par an, ou 650 TWh par an ou 700 TWh par an. Avec du nucléaire, elle est, heure par heure, semblable à celle de l'année 2013. Sans nucléaire, elle s'adapte au rythme de production.

Dans tous les cas, la production à partir d'énergie fossile est nulle. Avec nucléaire, la production à partir de biomasse est de 6 TWh seulement et il n'y a pas de production à partir de biogaz. Sans nucléaire une production de 10 TWh est faite à partir de biogaz, en plus de 6 TWh à partir de biomasse.

Sans nucléaire, pour la stabilité du réseau, un dispositif ad hoc permet de diminuer la limite minimale de production des machines tournantes de 10 GW ou de 20 GW. De plus, un jeu d'hypothèses suppose que la stabilité du réseau est préservée sans dispositif ni dépenses spécifiques.

## **L'effet du niveau de consommation**

Avec peu d'éolien et de PV et beaucoup de nucléaire, le coût moyen de production et de stockage (hors hydraulique) ne dépend pas de la consommation. Il est de 75 €/MWh.

Avec 50 % de nucléaire, le coût de production est de 95 €/MWh pour une consommation de 550 TWh/an, et de 100 €/MWh pour une consommation de 700 TWh/an.

Sans nucléaire, si la limite de production des machines tournantes est abaissée de 20 GW (resp. 10 GW), le coût de production est de 159 €/MWh (resp. 218 €/MWh) si la consommation est de 550 TWh/an ; il est de 190 €/MWh (resp. 237 €/MWh) si elle est de 700 TWh/an.

En ignorant la contrainte de stabilité des réseaux, le coût de production sans nucléaire serait de 130 €/MWh pour une consommation de 550 TWh/an et de 138 €/MWh pour une consommation de 700 TWh/an.

Le niveau de consommation a donc peu d'effet sur le niveau de prix si l'on ne tient pas compte de la contrainte de stabilité du réseau. Alors, avec les hypothèses de coût retenues ici, sans nucléaire, le coût de production et de stockage est supérieur de 70 % au coût de production avec peu d'éolien et de photovoltaïque.

En tenant compte d'une limite minimale de production des machines tournantes, le coût de production et de stockage sans nucléaire est deux ou trois fois supérieur au coût de production nucléaire avec peu d'éolien et de photovoltaïque.

### **Pour expliquer les différences de dépenses**

Les principales causes des différences de dépenses sont la production d'électricité à partir de gaz de synthèse et la capacité de production à partir de gaz.

Sans nucléaire il est nécessaire de produire à partir de gaz de synthèse pour pouvoir tirer parti de la production photovoltaïque de l'été. Ce besoin est exacerbé s'il faut respecter une limite minimale de production par des machines tournantes : il faut en effet limiter drastiquement non seulement l'entrée sur le réseau d'électricité éolienne ou photovoltaïque mais aussi les déstockages pour « laisser la place » à des CCG.

Pour produire de l'électricité à partir de gaz de synthèse, il faut produire le gaz, ce qui demande un équipement dont le facteur de charge sera faible. Il a été réglé ici à 25 % environ. De plus pour produire, 1 MWh d'électricité, il faut consommer par électrolyse 4 MWh.

D'autre part, les études tendant à montrer que la production sans nucléaire n'est pas plus coûteuse me paraissent sous-estimer les besoins de capacité de production à partir de gaz. Sans doute surestiment-elles la puissance que les batteries et autres moyens de stockage peuvent garantir. En effet, ces moyens peuvent avoir une puissance de décharge très forte sans pour autant pouvoir *la garantir* aussi longtemps que l'on en a besoin.

L'autre motif de différence tient dans les hypothèses faites sur les coûts futurs. Ces coûts dépendent de l'investissement initial et du facteur de charge des éoliennes et du photovoltaïque.

### **D'autres différences**

Le nombre d'éoliennes et les surfaces occupées par les panneaux photovoltaïques. On pourrait y ajouter les déchets de production des panneaux photovoltaïque ou de nucléaire, la consommation de matériaux, les pollutions directes et indirectes.

### **En annexe trois tableaux**

Pour des consommations de 500 TWh/an, ou 650 TWh par an ou 700 TWh par an

## Annexe

**Consommation****550 TWh**

y/c pertes en ligne

		Peu d'éolien et PV	50 % nucléaire	Sans nucléaire en diminuant la limite de prod par mach tournantes de		Sans contrainte de stabilité
				20 GW	10 GW	
Capacité nucléaire	GW	<b>63,00</b>	<b>41,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Capacité éolienne sur terre	GW	20	40	40	40	40
Capacité éolienne en mer	GW	3	34	120	180	102
Capacité photovoltaïque	GW	20	75	200	250	170
Batteries, contenu	GWh	6,0	6,0	55,0	55,0	55,0
Batteries, puissance garantie	GW	2,5	2,5	21,0	21,0	21,0
Electrolyse Capacité de consom..	GW	4	9	52	86	20
Production ex gaz de synthèse	TWh	5,5	11,4	57,1	125,4	20,5
Production ex biogaz ou fossile	TWh	0,1	0,0	10,1	10,3	10,7
Capacité de production ex gaz	GW	19,3	40,0	70,4	70,2	65,0
Eolien et PV refusés sur réseau	TWh	1,2	73,1	46,4	133,6	0,0
Possibilités de prod. excédentaires	TWh	53,3	80,2	72,8	130,0	91,1
dont nucléaire	TWh	52,9	28,7	0,0	0,0	0,0
dont éol et PV	TWh	0,4	51,4	72,8	130,0	91,1
Dépenses prod et stock		<b>35017</b>	<b>44310</b>	<b>73110</b>	<b>100362</b>	<b>60296</b>
Possibilités export (25 GW maxi)	TWh	52,9	66,0	41,9	61,7	55,8
Autres possibilités	GW	10	10	10	10	10
Autres possibilités	TWh	0,4	8,7	10,2	16,1	12,1
Valorisation des exportations	€/MWh	20	20	20	20	20
Valorisation autre	€/MWh	20	20	20	20	20
Valorisation totale M€	M€/an	590	1263	1042	1555	1359
Dépenses nettes	M€/an	<b>34428</b>	<b>43048</b>	<b>72068</b>	<b>98807</b>	<b>58937</b>
Coût de prod., stock et raccord.	€/MWh	<b>75,8</b>	<b>94,8</b>	<b>158,7</b>	<b>217,6</b>	<b>129,8</b>
Nombre d'éoliennes		7267	20133	37333	49333	33733
Surfaces occupées par PV		565	2118	5648	7061	4801

Consommation 650 TWh y/c pertes en ligne		Peu d'éolien et PV	50 % nucléaire	Sans nucléaire en diminuant la limite de prod par mach tournantes de		Sans contrainte de stabilité
				20 GW	10 GW	
Capacité nucléaire	GW	79,00	47,00	0,00	0,00	0,00
Capacité éolienne sur terre	GW	20	40	40	40	40
Capacité éolienne en mer	GW	3	53	172	230	135
Capacité photovoltaïque	GW	20	95	260	300	200
Batteries, contenu	GWh	9,0	20,0	60,0	60,0	50,0
Batteries, puissance garantie	GW	4,0	12,0	25,0	25,0	21,0
Electrolyse Capacité de consom..	GW	4	12	88	133	26
Production ex gaz de synthèse	TWh	5,7	15,2	102,5	178,4	28,2
Production ex biogaz ou fossile	TWh	0,0	0,0	10,2	9,6	10,2
Capacité de production ex gaz	GW	26,3	48,5	76,3	76,1	81,9
Eolien et PV refusés sur réseau	TWh	0,7	103,3	92,9	182,7	0,0
Possibilités de prod. excédentaires	TWh	71,4	99,2	80,9	95,4	112,6
dont nucléaire	TWh	71,2	25,6	0,0	0,0	0,0
dont éol et PV	TWh	0,2	73,7	80,9	95,4	112,6
Dépenses prod et stock		42533	55945	99510	126926	75007
Possibilités export (25 GW maxi)	TWh	69,9	72,8	39,0	40,8	62,2
Autres possibilités	GW	10	10	10	10	10
Autres possibilités	TWh	1,4	13,0	10,8	11,6	14,7
Valorisation des exportations	€/MWh	20	20	20	20	20
Valorisation autre	€/MWh	20	20	20	20	20
Valorisation totale M€	M€/an	786	1528	996	1049	1537
Dépenses nettes	M€/an	41747	54417	98514	125877	73470
Coût de prod., stock et raccordmt.	€/MWh	76,3	99,4	179,9	229,9	134,2
Nombre d'éoliennes		7267	23933	47733	59333	40333
Surfaces occupées par PV		565	2683	7343	8473	5648



Consommation 700 TWh y/c pertes en ligne		Peu d'éolien et PV	50 % nucléaire	Sans nucléaire en diminuant la limite de prod par mach tournantes de		Sans contrainte de stabilité
				20 GW	10 GW	
Capacité nucléaire	GW	86,00	50,00	0,00	0,00	0,00
Capacité éolienne sur terre	GW	20	40	40	40	40
Capacité éolienne en mer	GW	3	60	200	250	145
Capacité photovoltaïque	GW	20	116	280	350	250
Batteries, contenu	GWh	6,0	25,0	80,0	80,0	80,0
Batteries, puissance garantie	GW	11,0	11,0	28,0	28,0	28,0
Electrolyse Capacité de consom..	GW	6	14	108	160	32
Production ex gaz de synthèse	TWh	8,0	17,6	126,4	204,6	34,8
Production ex biogaz ou fossile	TWh	0,0	0,0	10,1	9,6	9,7
Capacité de production ex gaz	GW	29,0	45,0	86,2	83,0	85,8
Eolien et PV refusés sur réseau	TWh	0,5	119,0	117,2	206,9	3,0
Possibilités de prod. excédentaires	TWh	65,1	112,6	76,0	92,9	135,4
dont nucléaire	TWh	65,0	23,1	0,0	0,0	0,0
dont éol et PV	TWh	0,1	89,5	76,0	92,9	135,4
Dépenses prod et stock		46081	61097	113963	141530	83497
Possibilités export (25 GW maxi)	TWh	63,6	74,5	35,3	35,8	62,3
Autres possibilités	GW	10	10	10	10	10
Autres possibilités	TWh	1,3	15,6	9,9	11,1	16,6
Valorisation des exportations	€/MWh	20	20	20	20	20
Valorisation autre	€/MWh	20	20	20	20	20
Valorisation totale M€	M€/an	715	1647	903	937	1580
Dépenses nettes	M€/an	45366	59450	113060	140593	81917
Coût de prod., stock et raccordmt.	€/MWh	76,3	100,1	190,3	236,6	137,9
Nombre d'éoliennes		7267	25333	53333	63333	42333
Surfaces occupées par PV		565	3276	7908	9885	7061