

pour 2050, combinaison qui minimise les dépenses

La consommation

La consommation finale

consommation annuelle avant effacemt

profil horaire : 1 ; année 2013 / 2: 2012 / 5 : 2019 / 3: ADEME / 4 : ADEME modifié : Cf. feuille chroniques hor
 La conso hors excédents et avant effacement pour produire de l'hydrogène ou du biocarburant
 profil hor de l'activ éolienne : 1 (2013) ; ou 2 (2012) ou 5 (autre)

1	700,0	TWh
1	30,0	TWh
7 %		Pertes en ligne

6 mois chauds	6 mois frais
311,7	418,3
Pour hydrogène TWh	
30	

Avant les pertes en ligne	TWh
avant effacement, conso finale	749,0
pour hydrogène, pris sur le réseau, en base	32,1
avant effacement, hors excédent	781,1
Total avant pertes en l. y/c exp	795,5

Consommation finale	700
Pourcentage de nucléaire	54,08 %

La production et le stockage

max hor. en GWh -avant déplcmt et effacemt **144**

Les moyens de production

Limites d'accès au réseau d'éol et photov

Pour en tenir compte 1 ; sinon : 2 **2**

Inertie minimum des moyens de production

nucléaire, hydraulique, biomasse et gaz sans apport d'inertie : GW **30**

Diminution de cette limite minimale grâce à l'inertie de machines tournantes qui ne produisent pas en GW **0**

et à de l'inertie virtuelle pertes 2 % pertes TWh **0,0**

Nucléaire	
taux de disponibilité	
moyen	0,80
maximum	0,9
flexiblt de la prod nuc direct pour conso	% par heure
maximum de l'augment. de puissance en une heure	100 %
maximum de la dimin. de puissance en une heure	100 %
minimum	5

110	Eolien	solaire	hydro	thermique renouvelable	Foss.en base
	sur terre		fleuve, mer	Biomasse	
GW	GW	GW	TWh	TWh	TWh
63,00	30,0	50	43,0	5	20
	en mer	sur toiture		dont en base	
	20,0	20 %	en 2013, la production horaire moyenne en hiver fut 7,7 GWh	5	
h/an sur terre	2300	heures par an		Cap totale	
h/an en mer	3900		GW	0,6	
minim garanti :	1,0%		5,80	0,60	<-= ci-dessus

Pour que la fourniture d'électricité réponde exactement à la demande

nuc en base ?	déplacmt de conso	batteries	STEP	Flexibilité hydraulique	selon SimelSP3 il faut GWh	électrolyse et méthanation procédé P2P	L'effacement définitif : délestage
tap oui ou non	capacité exprimée en GWh restitué	100,0	90	150	93,7	capacité en GW entrant	puissance effaçable GW
non	rendement : déstock/stock	0,8	0,7	0,8	puiss_max	rendement avec des TAC	Chauffage, Ind, Transp Pour hydrogène en base
	en stock au 1er janvier GWh	100	90	150	GW	avec CCG	été hiver
	puissance de conso anticipée ou de charge	3	30	5,5	42,5	rendement	0 0
	puissance de conso différée ou de décharge	3	50	5,5	72,5	0,16 0,26	0,260
	Diminution du besoin de capacité de prod. rendue possible par déplacmt de conso, flexiblt de l'hydro et stockage				17,50	0,260	
						Capacité des TAC	Marge ou , en -, défaillance GW
						opt. 1 (calculée) ou 2 (choisie)	8,0 GW
						si 2 cap de pointe : TAC	
						2 3	
						cap TAC GW	
						3,0	

14,5

nucléaire	éolien sur terre	éolien en mer	PV sur sol	PV sur toit	méthanation	à partir de gaz CCG	pointe	Thermiques EnR	Apport d'inertie	déplacement de consomm	Batteries	STEP	Valorisation des excéd hors électrolyse
investissement €/kW	6000	1350	3160	630	1150	900	400	2510	200	15	100	100	euro/MWh
durée de vie années	60	25	25	25	25	20	20	30	20	15	12		euro/MWh
frais fixes ann. €/kW/an	110	40	100	15	30	40	30	80		2			fossile
frais variables €/MWh	9	0	0	0	0	122	183	80		ici, le coût de l'invstmsnt est en euro/kWh			biogaz
euros/MWh élec	66,2	57,0	80,3	52,3	97,8					Réseau outre 30 GW éol & PV	800	euro / kW	Le coût du CO2
													€t/CO2
													100

Les résultats en valeurs annuelles

Les quantités					Les dépenses					
hydraulique th. non foss	éolien et PV	nucléaire	dplcmt conso déstockage	production à partir de gaz de méth	taux d'actualisation	4,50 %				
TWh	TWh	TWh	TWh	gaz fossile et import TWh	production d'électricité (hors hydraulique) et stockage					
86,0	202,1	441,5	12,99	0,0	sans CO2	61546	M€/an	avec CO2	65155	M€/an
consommé directement	86,0	202,0	407,7	0,00		92,03	€/MWh		97,42	€/MWh
excédent à consommer ou écrêter		0,1	33,8		valorisation nette des excédents hors électrolyse	602 M€/an				
mis en stock et déplacement de conso		0,0	16,5		Dépenses de prod et stockg d'élec diminuées des recettes des excédents hors électrolyse					
consommé par l'électrolyseur pour gaz de synthèse		0,0	0,0		sans CO2	60944	M€/an	avec CO2	64553	M€/an
pour autre chose ou non valorisé	0,0	17,4				91,1	€/MWh		96,5	€/MWh
effacement définitif TWh	0,23	0,1	17,3		Electrolyse					
					2000	euros / kW	Electr et hydrogène	65486	M€/an	
pour électrolyse	0,0				rendement	75%	Investissement total	586,2	milliards	
hors syst.électr.	0,0						pm. surcoût de transp et distrib d'élec dû à l'intermittence	3043	M euros /an	
export. ou autre	20						Dépenses totales y/c les réseaux	68529	M euros /an	
s'il y a de la demande	14,67						émissions de CO2	36,1	Mt /an	
							besoin de capacité de prod pilotable ex gaz, sans marge	48,4	GW	

Les dépenses

7500	Eoliennes												
739	km2 de panneaux PV												
		nucléaire	éolien	Photovolt.	therm EnR	Therm Foss	déplacement de conso	batteries et stockage	Electrol. et méthanation	production ex gaz CCG	extrême pointe	Apport d'inertie	Total
		29064	10193	3375	564	0	14	1097	0	17036	203	0	61546