

éolien sur terre en 2050 70 GW - sans CO2 ; nucl : 65 GW

La consommation

La consommation finale

consommation annuelle avant effacmt

profil horaire : 1 ; comme en 2013 / 2: comme en 2012 / 3 : comme l'ADEME / 4 ou 5 : autre. Cf. chroniques

La conso hors excédents et avant effacement pour produire de l'hydrogène ou du biocarburant

profil horaire de l'activité éolienne : si, en K30, 1, comme en 2013 ; sinon, comme en 2012 Pertes en ligne

Consommation finale	650
Pourcentage de nucléaire	50,97 %

La production et le stockage

Si en K30 : 4	TWh
pour chauffage	40
autre	610
6 mois chauds	6 mois frais
275,5	374,5
Pour hydrogène	TWh
	103

Avant les pertes en ligne	TWh
avant effacement, conso finale	695,5
pour hydrogène, pris sur le réseau, en base	0
avant effacement, hors excédent	695,5
Total avant les pertes en ligne	806,0
max hor. en GWh -avant déplcmt et effacmt	130

Les moyens de production

		Nucléaire	Eolien	solaire	hydro		thermique renouvelable		Foss.en base
					sur terre	sur toiture	biomasse	biogaz	
taux de disponibilité		65,00	70,0	30	43,0	18,0	10	13	0
moyen	0,80								
maximum	0,9								
flexiblt de la prod nuc direct pour conso	% par heure		32,0	20 %			4		
maximum de l'augment. de puissance en une heure	10 %		2200	heures par an			P max GW		
maximum de la dimin. de puissance en une heure	10 %		3900	1200			9,9		
minimum	4		1,0%		3,26	3	6,6		0

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	39
Diminution de cette limite minimale grâce à l'inertie de machines tournantes qui ne produisent pas	
en GW	0
pertes	2 %
pertes TWh	0,0

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

	déplacmt de conso	batteries	STEP	Flexibilité hydraulique	Total selon SimelSP3	électrolyse et méthanation procédé P2P	L'effacement définitif : délestage
capacité exprimée en GWh restitué	0	20,0	89	130	239,61	capacité en GW entrant 0,0	puissance effaçable GW
rendement : déstock/stock	1	0,8	0,7	0,8		rendement avec des TAC 0,16	Créneau, industrie, Transp. Pour hydrogène en base
en stock au 1er janvier GWh	0	20	89	130		avec CCG 0,26	été hiver 0,0
puissance de conso anticipée ou de charge	0	10	4,5	4	18,5		Marge ou , en -, défaillance GW
puissance de conso différée ou de décharge	0	10	4,5	4	18,5	Capacité des TAC	2,0 GW
Diminution du besoin de capacité de prod. rendue possible par déplacmt de conso, flexblit de l'hydro et stockage					22,00	opt. 1 (calculée) ou 2 (choisie) 2	si 2 cap de pointe : TAC 2

Capacité des TAC	2	cap TAC GW	2,0
si 2 cap de pointe : TAC	2		2,0

	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
investissement €/kW	6000	1400	4000	630	1100	1600	900	400	2510	200	15	200	100
durée de vie années	60	25	25	25	25	25	20	20	30	20	15	12,5	
frais fixes ann. €/kW/an	110	40	100	15	30	30	40	30	80			2	
frais variables €/MWh	9	0	0	0	0	0	195	292	80	Distrib. outre 30 GW éol & PV		500 €/kW	
euros/MWh	66,2	61,1	94,8	47,9	86,8								

Valorisation des excéd hors électrolyse	euro/MWh	20
prix du gaz €/MWh		
fossile	25	
biogaz	100	
Le coût du CO2	€/tCO2	0

Les résultats en valeurs annuelles

Les quantités		Les dépenses	
taux d'actualisation	4,50 %	production d'électricité (hors hydraulique) et stockage	
potentiel de production	84,0	sans CO2	57939 M€/an
consommé directement	84,0	avec CO2	57939 M€/an
excédent à consommer ou écrêter		valorisation nette des excédents hors électrolyse	0 M€/an
mis en stock et déplacement de conso		Dépenses de production d'électricité, nettes des excédents hors électrol.	
consommé par l'électrolyseur pout gaz de synthèse		sans CO2	57939 M€/an
pour autre chose ou non valorisé	0,0	avec CO2	57939 M€/an
effacement définitif TWh	0,00		82,8 €/MWh
pour électrolyse	24 GW	Electricité et hydrogène	61652 M€/an
hors syst.électr.	110,5 TWh	Investissement total	702,0 milliards
export. ou autre	0 GW	pm. surcoût de transport et distribution dû à l'intermittence	2772 M€/an
	0,00 TWh	Max déstockage et moyens pilotables hors nucl	48,2 GW
		besoin de capacité de production pilotable ex gaz	23,7 GW

Les dépenses	
production d'électricité (hors hydraulique) et stockage	
sans CO2	57939 M€/an
avec CO2	57939 M€/an
valorisation nette des excédents hors électrolyse	0 M€/an
Dépenses de production d'électricité, nettes des excédents hors électrol.	
sans CO2	57939 M€/an
avec CO2	57939 M€/an
	82,8 €/MWh
Electricité et hydrogène	61652 M€/an
Investissement total	702,0 milliards
pm. surcoût de transport et distribution dû à l'intermittence	2772 M€/an
Max déstockage et moyens pilotables hors nucl	48,2 GW
besoin de capacité de production pilotable ex gaz	23,7 GW

17500	Eoliennes
444	km2 de panneaux PV

	nucléaire	éolien	Photovolt.	therm EnR	Therm Foss de base	déplacement de conso	batteries et Steps	Electrol. et méthanation	production ex gaz CCG	extrême pointe	Apport d'inertie	Total
M euros/an	28865	21241	2005	2602	0	0	425	0	2673	128	0	57939