

Réplique du scénario M0 de RTE : 644 TWh sans nucléaire

profil horaire de 2013

La consommation

La consommation finale hors p. en ligne

consommation annuelle avant effacmt **510,0** TWh

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

1 TWh

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

0,0 TWh

profil horaire de l'activité éolienne : si, en K32, 1, comme en 2013 ; sinon, comme en 2012

Pertes en ligne 7 %

Si en K32 : 4	TWh
pour chauffage	50
autre	460
6 mois chauds	216,2
6 mois frais	293,8
Pour hydrogène	92,2

Avant les pertes en ligne	TWh
avant effacement, conso finale	545,7
pour hydrogène, pris sur le réseau, en base	0
avant effacement, hors excédent	545,7
Total avant les pertes en ligne	644,4

Consommation finale	510
Pourcentage de nucléaire	0,00 %

La production et le stockage

Les moyens de production

	Nucléaire	Eolien	solaire	hydro	thermique renouvelable	Foss.en base
taux de disponibilité						
moyen	0,70					
maximum	0,9					
flexiblt de la prod nuc direct pour conso						
maximum de l'augment. de puissance en une heure	1 %					
maximum de la dimin. de puissance en une heure	1 %					
minimum	0					
	GW	sur terre	GW	fleuve, mer	biomasse	cogéné
	0,00	78,0	220	63,0	10	0
		en mer	sur toiture	montagne	biogaz	
		62,0	50 %	16,0	20	
		h/an sur terre	heures par an		dont en base	
		2000			10	
		h/an en mer			P max GW	
		3500			1,1	
		minim garanti :				
		1,0%			1,1	0

max hor. en GWh -avant déplcmt et effacmt **102**

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
capacité exprimée en GWh restitué	10	400,0	89	20	453,33
rendement : déstock/stock en stock au 1er janvier GWh	1	0,9	0,7	0,8	
	5	400	89	20	
puissance de conso anticipée ou de charge	3	30	4,5	4	41,5
puissance de conso différée ou de décharge	3	30	4,5	4	41,5
Diminution du besoin de capacité de prod. rendue possible par déplacmt de conso, flexblit de l'hydro et stockage					36,00

électrolyse et méthanation procédé P2P	
capacité en GW entrant	15,0
rendement avec des TAC	0,2
avec CCG	0,33
rendement	0,306
Capacité des TAC	
opt. 1 (calculée) ou 2 (choisie)	2
cap TAC GW	
si 2 cap de pointe : TAC	5
	5,0

L'effacement définitif : délestage	
puissance effaçable	GW
Créneau, industrie, Transp	Pour hydrogène en base
été	0
hiver	0
Marge ou , en -, défaillance	
	0,0 GW

	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	2500	900	400	2510	200	15	150	100
durée de vie années	60	25	25	25	25	20	20	20	30	20	15	12,5	
frais fixes ann. €/kW/an	110	40	100	15	30	75	40	30	80			2	
frais variables €/MWh	9	0	0	0	0	0	108	163	80			500	€/kW
euros/MWh	74,3	67,2	105,6	52,3	94,7								

Valorisation des excéd hors électrolyse	
euro/MWh	20
prix du gaz €/MWh	
fossile	60
biogaz	100
Le coût du CO2	
€/tCO2	100

Les résultats en valeurs annuelles

Les quantités	
potentiel de production	109,0 TWh
consommé directement	109,0 TWh
excédent à consommer ou écrêter	233,5 TWh
mis en stock et déplacement de conso	43,1 TWh
consommé par l'électrolyseur pour gaz de synthèse	55,3 TWh
pour autre chose ou non valorisé	0,0 TWh
dont	135,1 TWh
pour électrolyse	50 TWh
hors syst.électr.	98,7 TWh
export. ou autre	0 TWh
	0,00 TWh

Les dépenses	
taux d'actualisation	4,50 %
production d'électricité (hors hydraulique) et stockage	
sans CO2	66847 M€/an
avec CO2	66877 M€/an
	155,1 €/MWh
	155,17 €/MWh
valorisation nette des excédents hors électrolyse	0 M€/an
Dépenses de production d'électricité, nettes des excédents hors électrol.	
sans CO2	66847 M€/an
avec CO2	66877 M€/an
	126,2 €/MWh
	126,3 €/MWh
Electricité et hydrogène	
	77519 M€/an
Investissement total	791,0 milliards
pm. surcoût de transport et distribution dû à l'intermittence	8967 M€/an

	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	0	33409	17784	1100	0	14	6380	4008	3830	322	0	66847

19500	Eoliennes
3133	km2 de panneaux PV