

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
	GW	sur terre GW	GW	fleuve, mer TWh	montagne TWh	biomasse TWh
	0,00	78,0	220	63,0	16,0	10
		en mer	sur toiture			20
		62,0	50 %			10
		h/an sur terre	heures par an			P max GW
		2000	1100			1,1
		h/an en mer		GW	GW	1,1
		3500		3,26	3	0
		minim garanti : 1,0%				

Nucléaire	
taux de disponibilité	0,70
moyen	0,9
maximum	1 %
flexiblt de la prod nuc direct pour conso	1 %
maximum de l'augment. de puissance en une heure	1 %
maximum de la dimin. de puissance en une heure	0
minimum	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	électrolyse et méthanation procédé P2P		L'effacement définitif : délestage	
capacité exprimée en GWh restitué	10	400,0	89	20	453,33	capacité en GW entrant	15,0	puissance effaçable GW	
rendement : déstock/stock	1	0,9	0,7	0,8		rendement avec des TAC	0,2	Créneau, industrie, Transp. Pour hydrogène en base	
en stock au 1er janvier GWh	5	400	89	20		avec CCG	0,33	0,306	été
									hiver
									0,0
puissance de conso anticipée ou de charge	3	30	4,5	4	41,5	Capacité des TAC		Marge ou , en -, défaillance GW	
puissance de conso différée ou de décharge	3	30	4,5	4	41,5	opt. 1 (calculée) ou 2 (choisie)	2	cap TAC GW	0,0
Diminution du besoin de capacité de prod. rendue possible par déplacmt de conso, flexblit de l'hydro et stockage					36,00	si 2 cap de pointe : TAC	5	5,0	

9,5													Valorisation des excéd hors électrolyse		
investissement €/kW	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	euro/MWh	20
durée de vie années	6000	1400	4000	630	1100	2500	900	400	2510	200	15	150	100		
frais fixes ann. €/kW/an	60	25	25	25	25	20	20	20	30	20	15	12,5			
frais variables €/MWh	110	40	100	15	30	75	40	30	80			2			
euros/MWh	9	0	0	0	0	0	108	163	80	Distrib. outre 30 GW éol & PV		500 €/kW			
	74,3	67,2	105,6	52,3	94,7										

Les résultats en valeurs annuelles

Les quantités								Les dépenses															
hydraulique th. non foss				éolien et PV				nucléaire				dplcmt conso				production à partir de							
TWh				TWh				TWh				TWh				TWh							
109,0				615,3				0,0				37,30				16,9							
consommé directement				381,9				0,0				37,30				0,61							
excédent à consommer ou écrêter				233,5				0,0				prod excéd gaz				0,00							
mis en stock et déplacement de conso				43,1				0,0				Puiss.garantie				44,8							
consommé par l'électrolyseur pout gaz de synthèse				55,3				0,0				cap. de prod, ex gaz et importt.				39,6							
pour autre chose ou non valorisé				0,0				135,1				dont CCG				34,6							
0				0,00				135,1				dont moyens de pointe				5,0							
pour électrolyse				50				%				Production d'hydrogène											
hors syst.électr.				98,7				nucléaire dans consomm				0,0%				Capac. totale d'électrol GW				50,0			
export. ou autre				0				prod nucl totale				0,0				Conso d'électricité TWh/an				92,2			
0,00				0,00				nbr d'h où la variat. de puiss nucl. en 1 h est				sup à GW				2,0							
								infer à moins				4,0				0							

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

Max déstockage et moyens pilotables hors nucl	75,3	GW
besoin de capacité de production pilotable ex gaz	39,6	GW

19500	Eoliennes														
3133	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		
		0	33409	17784	1100	0	14	6380	4008	3830	322	0	66847		