

projet de PPE soumis à consultation - déc. 2023

La consommation

La consommation finale consommation annuelle avant effactmt

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 hor de l'activ éolienne : 1 (2013) ; ou 2 (2012) ou 5 (autre)

Pertes en ligne

Si en K30 : 4	TWh
pour chauffage	120
autre	390
6 mois chauds	6 mois frais
259,8	337,2
Pour hydrogène TWh	
77	

Avant les pertes en ligne		TWh
avant effacement, conso finale		545,7
pour hydrogène, pris sur le réseau, en base		93,09
avant effacement, hors excédent		638,8
Total avant pertes en l. y/c exp		696,4

Consommation finale	510
Pourcentage de nucléaire	51,32 %

La production et le stockage

Les moyens de production

Nucléaire		sur terre	en mer	sur toiture
taux de disponibilité	0,77	60,00	42,0	85
moyen	0,9	en mer		
maximum	30 %	2300	heures par an	
flexiblt de la prod nuc direct pour conso	30 %	3900	1100	
maximum de l'augment. de puissance en une heure	30 %	h/an en mer		
maximum de la dimin. de puissance en une heure	0	minim garanti : 1,0%		
minimum	0	5,77		

Nucléaire	Eolien	solaire	hydro	thermique renouvelable	Foss.en base
GW	GW	GW	fleuve, mer	biomasse	cogéné
60,00	42,0	85	36,0	0	0
			montagne	biogaz	
			90	10	
			TWh	TWh	TWh
			18,0	0	0
				dont en base	
				0	
				P max GW	
				0,00	
				0	
				0	

max hor. en GWh -avant déplcmnt et effactmt 113

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 62

Diminution de cette limite minimale grâce à l'inertie de machines tournantes

qui ne produisent pas en GW 18

pertes 2 %

pertes TWh 3,2

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

déplacmt de conso	batteries	STEP	Flexibilité hydraulique	selon SimeI SP3 il faut
30	50,0	90	150	287,5
rendement : déstock/stock en stock au 1er janvier GWh	0,9	0,7	0,8	puiss, max
15	50	90	150	GW
puissance de conso anticipée ou de charge	6	10	4,5	10
puissance de conso différée ou de décharge	6	10	4,5	10
Diminution du besoin de capacité de prod. rendue possible par déplacmt de conso, flexiblt de l'hydro et stockage 19,00				

électrolyse et méthanation procédé P2P	
capacité en GW entrant	0,0
rendement avec des TAC	0,16
avec CCG	0,26
rendement	0,215
Capacité des TAC	
opt. 1 (calculée) ou 2 (choisie)	1
cap TAC GW	8,1
si 2 cap de pointe : TAC	20
	8,1

L'effacement définitif : délestage

puissance effaçable GW

Créneau, industrie, Transp. Pour hydrogène en base

été hiver 0 0 9,9

Marge ou , en -, défaillance GW 0,0

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
5500	1350	3160	630	1150	1600	900	400	2510	200	15	100	100
60	25	25	25	25	25	20	20	30	20	15	12,5	
110	40	100	15	30	30	40	30	80			2	
9	0	0	0	0	0	175	262	80	Distrib. outre 30 GW éol & PV 500 €/kW			
64,8	57,0	80,3	52,3	97,8								

Valorisation des excéd hors électrolyse

euro/MWh 40

prix du gaz €/MWh

fossile 40

biogaz 100

Le coût du CO2

€/tCO2 0

Les résultats en valeurs annuelles

Les quantités		Les dépenses	
hydraulique th. non foss	éolien et PV	nucléaire	dplcmt conso
TWh	TWh	TWh	déstockage
64,0	248,7	404,7	11,58
consommé directement	242,4	311,7	0,0
excédent à consommer ou écrêter	6,4	93,1	0,00
mis en stock et déplacement de conso	0,1	14,2	82,3
consommé par l'électrolyseur pout gaz de synthèse	0,0	0,0	13,5
pour autre chose ou non valorisé	0,0	85,2	5,4
dont	6,3	78,9	8,1
effacement définitif TWh	9,67		21
pour électrolyse	0,0		
hors syst.électr.	0,0		
export. ou autre	25		
	67,30		

taux d'actualisation	4,50 %
production d'électricité (hors hydraulique) et stockage	
sans CO2	44651 M€/an
avec CO2	44651 M€/an
	83,72 €/MWh
valorisation nette des excédents hors électrolyse	2141 M€/an
Dépenses de production d'électricité, nettes des excédents hors électrol.	
sans CO2	42510 M€/an
avec CO2	42510 M€/an
	79,7 €/MWh
Capex de l'électrol	2000
euros / kW	
Electricité et hydrogène 45216 M€/an	
Investissement total 529,9 milliards	
pm. surcoût de transport et distribution dû à l'intermittence 3043 M€/an	
Max déstockage et moyens pilotables hors nucl	42,4 GW
besoin de capacité de production pilotable ex gaz	13,5 GW

Les dépenses

10500 Eoliennes	1257 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
		25523	10200	5738	0	0	42	532	0	1811	806	0	44651