

Etude sur l'efficacité des batteries France PPE3 : les hypothèses

La consommation

La consommation finale

consommation annuelle avant effacmt

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

5	540,0	TWh
7 %	30,0	TWh
		Pertes en ligne

Si en K30 : 4	TWh
pour chauffage	120
autre	420
6 mois chauds	258,0
6 mois frais	312,0
Pour hydrogène	29

Avant les pertes en ligne	TWh
avant effacement, conso finale	577,8
pour hydrogène, pris sur le réseau, en base	32,1
avant effacement, hors excédent	609,9
Total avant pertes en l. y/c exp	608,9

Consommation finale	540
Pourcentage de nucléaire	54,31 %

profil éolien	5
profil photovolt	5
profil hydraul	5

La production et le stockage

Les moyens de production

Nucléaire	Eolien	solaire	hydro		thermique renouvelable		Foss.en base
			fleuve, mer	montagne	Biomasse	biométhane	
sur terre	sur terre		TWh	TWh	TWh	TWh	cogéné
60,00	35,0	80	39,4	14,4	6	0	0
	en mer	sur toiture	dont en base				
	13,0	20 %	en 2013, la production horaire moyenne en hiver fut 7,7 GWh				
	h/an sur terre	2300	Cap totale				
	h/an en mer	3900	1100	5,80	0,70	0,7	0
	minim garanti :	1,0%	<= ci-dessus				

max hor. en GWh -avant déplcmt et effacmt	100
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	
et à de l'inertie virtuelle	0
pertes	2 %
pertes TWh	0,0

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

au 31-12	déplacmt de conso	batteries	STEP	Flexibilité hydraulique	selon SimelSP3 il faut	électrolyse et méthanation procédé P2P
217 GWh	0	0,0	90	150	244,0	capacité en GW entrant
capacité exprimée en GWh restitué	1	0,8	0,7	0,8	puiss_max	rendement avec des TAC
rendement : déstock/stock en stock au 1er janvier GWh	0,001	0	90	150	GW	avec CCG
puissance de conso anticipée ou de charge	0	0	5,5	10	15,5	rendement
puissance de conso différée ou de décharge	0	0	5,5	10	15,5	0,24
Diminution du besoin de capacité de prod. rendue possible par déplacmt de conso, flexblit de l'hydro et stockage					15,20	0,36

L'effacement définitif : délestage	
puissance effaçable	GW
Chauffage, Ind, Transp	Pour hydrogène en base
été	hiver
0	0
Marge ou , en -, défaillance	
10,0	GW

Capacité des TAC	
opt. 1 (calculée) ou 2 (choisie)	1
si 2 cap de pointe : TAC	20
cap TAC GW	12,0

les coûts - pour éolien et photovoltaïque voir une "banque des coûts" sur une autre feuille

	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	7750	1672	4010	1076	1150	200	1242	925	2510	500	15	240	100
durée de vie années	60	25	25	25	25	20	20	20	30	20	15	12	
frais fixes ann. €/kW/an	103	39	118	15	59	50	47	23	80	40			
frais variables €/MWh	9	0	0	0	0	0	83	125	80				
euros/MWh	77,3	66,0	99,6	79,6	124,1		0,6	0,4					

Valorisation des excéd hors électrolyse	
euro/MWh	20
prix du gaz €/MWh	
fossile	50
biogaz	100
Le coût du CO2	
€/tCO2	100