

Etude sur le coût de l'hydrogène : 55GW nuc sans production d'hydrogène

Electr, hydrogène, chaleur

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

Consommation finale	580
Pourcentage de nucléaire	55,33 %

1	pour hydrog.	TWh	580,0
	avant effcmt	TWh	0,00
7 %			

6 mois chauds	245,8
6 mois frais	334,2
Pour hydrogène	0

Avant les pertes en ligne		TWh
avant effacement, conso finale		620,6
pour hydrogène, pris sur le réseau, en base		0
avant effacement, hors excédent		620,6
Total avant les pertes en ligne		653,7

La production et le stockage

Les moyens de production

Nucléaire		
taux de disponibilité	moyen	0,80
	maximum	0,9
flexiblt de la prod nuc direct pour conso	% par heure	
maximum de l'augment. de puissance en une heure		30 %
maximum de la dimin.. de puissance en une heure		30 %
minimum	GW	0

Nucléaire	Eolien	solaire	30,00		thermique renouvelable	Foss.en base
GW	sur terre GW	GW	fleuve, mer TWh	montagne TWh	biomasse TWh	biogaz TWh
55,00	30,0	50	43,0	16,0	0	20
	en mer	sur toiture			dont en base	
	12,0	50 %			0	
h/an sur terre	2100	heures par an			P max GW	
h/an en mer	4200		GW	GW	0,0	
minim garanti :	1,0%		3,26	0	0	0

max hor. en GWh -avant déplcmt et effacmt	116	
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	selon SimelSP3 il faut	15
20	30,0	90	100	224,3	
rendement : déstock/stock	0,9	0,7	0,8		
en stock au 1er janvier GWh	30	90	100		
puissance de conso anticipée ou de charge	3	20	4,5	4	31,5
puissance de conso différée ou de décharge	3	20	4,5	4	31,5
Diminution du besoin de capacité de prod. rendue possible par déplacmt de conso, flexiblt de l'hydro et stockage					17,00

capacité en GW entrant	0,0
rendement avec des TAC	0,16
avec CCG	0,26
rendement	0,222
Capacité des TAC 40	
opt. 1 (calculée) ou 2 (choisie)	1
si 2 cap de pointe : TAC	2
cap TAC GW	20,7

L'effacement définitif : délestage	
puissance effaçable	GW
été	0
hiver	0
Pour hydrogène en base	
	0,000
Marge ou, en -, défaillance	
	0,0

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
6000	1400	4000	400	1100	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	139	209	80	Distrib. outre 30 GW éol & PV		500	€/kW
66,2	64,0	88,0	38,2	94,7								

Valorisation des excéd hors électrolyse	
euro/MWh	40,00
prix du gaz €/MWh	
fossile	50
biogaz	100
Le coût du CO2	
€/tCO2	100

Les résultats en valeurs annuelles

Les quantités				
hydraulique th. non foss	éolien et PV	nucléaire	dplcmt conso	production à partir de
TWh	TWh	TWh	déstockage	gaz de méth
79,0	168,5	385,4	8,93	0,0
consommé directement	79,0	333,4	prod excéd gaz	0,00
excédent à consommer ou écréter	0,2	52,0	capacité ex gaz et importt.	GW
mis en stock et déplacement de conso	0,0	11,3	dont CCG	13,8
consommé par l'électrolyseur pour gaz de synthèse	0,0	0,0	dont moyens de pointe	20,7
pour autre chose ou non valorisé	0,0	41,0	besoin maxi de capac en l'absence de vent	46
effacement définitif	0,00			
pour électrolyse	0,0	GW	Production d'hydrogène	
hors syst.électr.	0,0	TWh	Capac. totale d'électrol	0,0
Pour autre chose	17,0	GW	Conso d'électricité TWh/an	0,0
CB132	33,09	TWh	Capacité de stockage Mt	#DIV/0!
			infer à moins	4,0

Les dépenses	
taux d'actualisation	4,50 %
production d'électricité (hors hydraulique) et stockage	
sans CO2	45524 M€/an
avec CO2	47077 M€/an
	87,4 €/MWh
	90,36 €/MWh
valorisation nette des excédents hors électrolyse	1028 M€/an
Dépenses de production d'électricité, nettes des excédents hors électrol.	
sans CO2	44496 M€/an
avec CO2	46049 M€/an
	85,4 €/MWh
	88,4 €/MWh
Electrolyse	
Capex euro/kW	700
rendement	75%
Elec & hydrog hors stckg d'H2	
Investissement total	481,5 milliards
pm. surcoût de transport et distribution dû à l'intermittence	1685 M€/an
Max déstockage et moyens pilotables hors nucl	51,5 GW
besoin de capacité de production pilotable ex gaz	34,5 GW

Les dépenses

7500	Eoliennes														
712	km2 de panneaux PV														
M euros/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			
	25142	8470	3654	0	0	28	319	0	4181	3730	0	45524			