Etude sur le coût de l'hydrogène : 900TWh dont 150 TWh pour hydrog.

La consommation finale	**consommation annuelle avant effacmt**		**700,0**	TWh	**Si en K30 : 4**	TWh	Conso finale y/c pertes en l. avant effacmt	**749**
profil horaire : 1 ; comme en 2013 / 2: comme en 2012 / 3 : comme l'ADEME / 4 ou 5 : autre. Cf. chroniques		**1**			pour chauffage	**120**	pour hydrogène	**85,6**
La consommmation **hors excédents** pour produire de l'hydrogène ou du biocarburant			**80**	TWh	autre	580	mis sur le réseau hors "excédents"	**834,6**
	Pertes en ligne	7 %			6 mois chauds	6 mois frais	max horaire en GWh	**150**
					336,8	443,2	Consommation ou export des excédents	82,1
Consommation finale	**700**				Pour hydrogène et export. TWh	156,7	Effacements	6,2
Pourcentage de nucléaire	**54 %**						Total	**910,5**

La production et le stockage

Les moyens de production

		Nucléaire	Eolien	solaire	hydro		thermique renouvelable		Foss.en base
			sur terre		fleuve, mer	montagne	biomasse	biogaz	cogénér
Nucléaire taux de disponibilité		GW	GW	GW	TWh	TWh	TWh		TWh
moyen	0,85	**70,00**	**35,0**	**85**	36,0	16,0	11	20	0
maximum	0,9		en mer	sur toiture			dont en base		
flexibilité du nucléaire	% par heure		**36**	**20 %**			11		
max augm de puiss	30 %	h/an sur terre	2200	heures par an			P max GW		
max diinin de puiss	30 %	h/an en mer	3900	1100	GW	GW	1,3		
minimum GW	**0**	minim garanti :	1 %		3,26	7	1,3		0

Limites d'accès au réseau d'éolien et photovoltaïque

Pour en tenir compte taper 1 ; sinon : 2 — **2**

Inertie minimum des moyens de production
nucléaire, hydraulique, biomasse et gaz

en l'absence d'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	
capacité exprimée en GWh restitué	30	25	90	
rendement : déstock/stock	1	0,8	0,7	puiss, max
en stock au 1er janvier GWh	15	25	90	GW
temps de charge - heures	2	1	8	51
temps de décharge heures	2	1	18	45
puiss garantie par déplacmt de conso et batteries	**25**		4,5	

électrolyse et méthanation procédé P2P

capacité en GW entrant	**0,0**	
rendement avec des TAC	0,16	rendement
avec CCG	0,26	0,251

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

Chauffage, Industrie, Transp		Pour hydrogène en base
été	hiver	
0	**0**	**10,0**

ajustement de la capacité ex gaz

-5,0 GW

marge 6 GW

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 outre 90GW
investissement €/kW	5500	1350	3160	630	955	1600	900	400	2510	200	15	100	100
durée de vie années	60	25	25	25	25	25	20	20	30	20	15	12,5	
frais fixes ann. €/kW/an	110	40	100	15	30	30	40	30	80			2	
frais variables €/MWh	9	0	0	0	0	0	80	200	80	Distrib., outre 30 GW éol et PV		500	€/kW
euros/MWh	59,6	59,6	80,3	52,3	85,8								

Valorisation des excéd

€/MWh — **20**

prix du gaz €/MWh

fossile — 40

biogaz — 100

Le coût du CO2

€/tCO2 — 0

Les résultats en valeurs annuelles

Les quantités

	hydraulique th. non foss	éolien et PV	nucléaire	dplcmt conso déstockage	production à partir de gaz de méth	**gaz fossile**	**total gaz**
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
potentiel de production	83,0	311,0	521,2				
consommé directement	83,0	308,6	406,4	8,24	0,0	**22,17**	42,17
excédent à consommer ou écrêter		2,5	114,8	*prod excéd gaz*	*0,00*		
mis en stock et déplacement de conso		0,0	10,6		Puiss.garantie	**104,4**	GW
consommé par l'électrolyseur		0,0	0,0		**cap. de prod, ex gaz et fioul**	**GW**	**30,5**
pour autre chose ou non valorisé	0,0	**106,7**			dont CCG	GW	25,5
dont		2,5	104,2		dont moyens de pointe		5,0
effacement définitif TWh	6,19						

Les dépenses

taux d'actualisation — **4,50 %**

production d'électricité (hors hydraulique) et stockage

sans CO2	**62057**	M€/an	**avec CO2**	62057	M€/an
	86,0	€/MWh		85,97	€/MWh
valorisation nette des excédents				925	M€/an

Dépenses de production d'électricité, nettes des excédents

sans CO2	61132	M€/an	avec CO2	61132	M€/an
	84,7	€/MWh		84,7	€/MWh
Surcoût de la distribution dû à l'intermittence				3424	M€/an
si les excéd. prod. de l'hydrog		**Electricité et hydrog**		**66855**	**M€/an**

Export. ou autre	**26**	GW	% nucléaire dans consomm	54,4%	**Si les excéd. produisent de l'hydrogène**		Prod hydrog	12106	Meuros/an				
export. ou autre	**82,1**	TWh	prod nucl	496,7	TWh	Capac. totale d'electrol GW	34,9	Product	Invest.t prod. elec et hydrog	730,7	milliards		
dont éolien et PV	2,4	TWh	nbr d'h où la variat de puiss nucl. en 1 h			Conso d'électricité TWh/an	**150,5**	2,897	Max déstockage et moyens pilotables hors nucl			64,5	GW
dont nucléaire	79,7	TWh	est sup. à GW	10	333			Mt/an	besoin de capacité de production pilotable ex gaz			**25,0**	GW
Abandoné	24,6												
dont nucléaire	24,5												

Les dépenses

	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
	30108	**15858**	**5514**	**1235**	**0**	**42**	**266**	**0**	**8448**	**587**	**0**	62057

8750	Eoliennes
1257	km² de photovoltaïque