

Conso SNBC ; 40 GW nucléaire

Pertes en ligne 7%

Consommation finale 519 TWh

199,0

320,0

Conso y/c pertes en ligne 555,3

max horaire en GV 104225

Consommation finale 519  
Pourcentage EnR 66%

La production et le stockage

Les moyens de production

gestion des barrages deux options 1 : sans contrainte 2 : comme en 2013	<b>Nucléaire</b>		hydro					thermique	Foss.en base	<b>Pour la stabilité du réseau électrique,</b>  puissance minimale délivrée par nucléaire, hydraulique, biomasse et gaz en l'absence d'autre apport d'inertie : GW <b>33</b>  Diminution de cette limite minimale grâce à l'inertie de machines tournantes qui ne produisent pas en GW <b>10</b> pertes 3% pertes TWh <b>2,6</b>
	<b>taux de disponibilité</b>		Nucléaire GW	Eolien GW	solaire GW	fleuve, mer TWh	montagne TWh	renouvelable TWh	cogénération TWh	
	moyen	0,80	40,00	70,0	120	50,0	20,0	20	0	
	maximum	0,9	dont sur mer		dont sur toiture		th. Ren base			
	<b>flexibilité du nucléaire</b>	% par heure	33		20%		20			
	max augm de puiss	30%	heures sur terre	2200	heures par an					
	max diinin de puiss	30%	heures en mer	3300		GW	GW	GW		
	minimum	GW	minim garanti :	1%		3,34	5	3,9	0	

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

capacité exprimée en GWh restitué rendement : déstock/stock en stock au 1er janvier GWh temps de charge - heures temps de décharge heures puiss garantie par déplacmt de conso et batteries	<b>déplacement de conso</b>	<b>batteries</b>	<b>STEP</b>	puiss, max GW 8 45	capacité en GW entrant rendement marge de précaution capacité de pointe et effacmt	<b>méthanation électrolyse</b>	<b>L'effacement définitif : délestage</b> puissance effaçable hiver 0 GW été 0 GW
	60	10	90			21,0	
	1	0,8	0,7			0,24	
	30	10	90			12	
	1	1	8			42	
	2	1	18				

les coûts

	<b>nucléaire</b>	<b>éolien sur terre</b>	<b>éolien en mer</b>	<b>PV sur soi</b>	<b>PV sur toit</b>	<b>méthanation</b>	<b>à partir de gaz CCG</b>	<b>pointe</b>	<b>Thermiques EnR</b>	<b>Inertie passive</b>	<b>déplacement de conso</b>	<b>Batteries</b>	<b>STEP outre 90GW</b>	<b>Valorisation des excéd</b> €/MWh <b>20</b>
investissement €/kW	5000	1190	2460	550	875	1700	830	400	3000	200	10	200	100	<b>Le prix du CO2</b> €/tCO2 <b>100</b>
durée de vie années	60	25		25		15	15	20	30	20	15	10		
frais fixes ann. €/kW/a	110	40	100	15	30	25	40	30	25					
frais variables €/MWh	9	0	0	0	0	40	40	200	30					
euros/MWh	<b>62,4</b>	<b>56,6</b>	<b>83,2</b>	<b>41,6</b>	<b>70,8</b>									

Les résultats en valeurs annuelles

<b>Les quantités</b>								<b>Les dépenses</b>							
production d'électricité (hors hydraulique) et stockage								taux d'actualisation <b>5,00%</b>							
potentiel de production								sans CO2 <b>48209</b> M€/an							
consommé directement								107,4 €/MWh							
excédent à consommer ou écrêter								avec CO2 48206 M€/an							
mis en stock et déplacement de conso								107,36 €/MWh							
consommé par l'électrolyseur								valorisation des excédents <b>20</b> €/MWh 966 M€/an							
<b>pour autre chose ou non valorisé</b>								<b>Dépenses nettes</b>							
0,0								sans CO2 47445 M€/an							
0,2								105,7 €/MWh							
88,3								avec CO2 47441 M€/an							
0,00								105,7 €/MWh							
effacement définitif TWh								coût de la méthanation €/MWh 183							
<b>Interconnexions 20</b> GW								<b>Investissement total 480274</b> M euros							
<b>Max export 48,3</b> TWh															
Nbre d'heures avec export 3648															