Etudes des batteries 50 GWh ; 90 €/MWh ; 01-07-26

Prix, coûts, recettes et dépenses de chaque moyen de production et de stockage

La consommation

La consommation finale — **consommation finale annuelle avant effacement** : **540,0**

La conso en base, **avant effacement,** pour produire de l'hydrogène ou du biocarburant : **30,0** TWh

Le profil horaire de la conso et du vent de l'année (20)12 ou 13 ou 14 ou 15 ou 16 ou 19 ou autre — **Année** **19**

ou encore taper ademe (l'étude ADEME 100% renouvel.) ou adm mdf (la même modifiée) ou autre — ici 2024 — **OK** — Pertes en ligne 7 % — 6 mois chauds 258,0 — 6 mois frais 312,0

soleil 1,2 ou 3 : **1**

Consommation finale	**540**
Pourcentage de nucléaire	**36,53 %**

conso et vent — Pour hydrogène TWh 48

Avant les pertes en ligne	TWh
avant effacement, consommation finale	577,8
pour hydrogène, pris sur le réseau, en base	27,1
hors consommation sur les excédents	604,9
Total avant les pertes en ligne	**742,7**
max hor. en GWh -avant déplcmt et effacmt	**100,3**

La production et le stockage

Les moyens de production

		Nucléaire	Charbon	Eolien sur terre	solaire	hydro fleuve, mer	hydro montagne	thermique sans CO2 biomasse	gaz bio / H2	Foss.en base cogén fossile
Nucléaire taux de disponibilité		GW		GW	GW	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
	moyen 0,800	**60,00**	**0**	**35,0**	**80**	43,0	18,0	6	0	0
si nuc butte sur sa limite intér	maximum 0,9			en mer	sur toiture			dont en base		ici profil 2024
	flexibilité du nucléaire % par heure			**13,0**	**20 %**			6		
sa valeur	max augm de puiss 30 %		h/an sur terre	2300	heures par an			cap pilotable		therm base
est nulle	max diinin de puiss 30 %		h/an en mer	3900	1100	GW	GW	0,0		GW
cf. col EL	minimum GW **10**		minim garanti :	1,0%		5,80		0	<- = ci-dessus	0,0

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

éol PV sans intrc: 212,37 / 278,00

		déplacmt de conso	batteries	STEP	Flexibilité hydraulique	Total selon SimelSP3
capacité exprimée en GWh restitué		0	50,0	90	150	**270,3**
rendement : déstock/stock		1	0,8	0,7	0,8	puiss, max
en stock au 1er janvier GWh		0	0	90		GW
puissance de conso anticipée ou de charge	GW	0	16,7	5,5	4,0	26,2
puissance de conso différée ou de décharge	GW	0	16,7	5,5	14,0	36,2

Diminution du besoin de capacité de prod. rendue possible par déplacmt de conso, flexblit de l'hydro et stockage : **17,20**

électrolyse et méthanation procédé P2P

capacité en GW entrant	**1,5**		
rendement avec des TAC	0,24	rendement	
cap en GW avec CCG	0,36	0,339	

Capacité des TAC

opt. 1 (calculée) ou 2 (choisie)	**1**	cap TAC GW	**10,00**
si 2 cap de pointe : TAC	10,00	18,56	

L'effacement définitif : délestage

puissance effaçable GW			
Chauffage, Industrie, Transp		Pour hydrogène en base	
été	hiver		**3,8**
0	**0**	payé € / MWh	200

Marge ou, en -, défaut de puissance

GW — heures défaill 0

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

Hors CO2	**nucléaire**	Charbon	**éolien sur terre**	**éolien en mer**	**PV sur sol**	**PV sur toit toit**	**méthanation**	**à partir de gaz CCG**	**pointe**	**Thermiques Biomasse**	**Apport d'inertie**	**déplacement de consomm**	**Batteries**	**STEP** outre 90GW
investiss €/kW	7750	2000	1672	4010	1076	1150	200	1242	400	2510	500	15	240	100
durée de v ans	60	30	25	25	25	25	20	20	20	30	20	15	12,5	100
frais f ann. €/kW/an	103	40	118	118	15	59	50	47	30	80	40		2	
frais var €/MWh	9	112,50	0	0	0	0	0	65	98	80				
euros/MWh	77,3		100,3	99,6	79,6	124,1	rendement	0,6	0,4		Distrib. outre 30 GW éol & PV		800	€/kW

Les résultats en valeurs annuelles

Valorisation des excéd

hors électrolyse	
euro/MWh	93,34
prix du combust €/MWh	
charbon	45
gaz fossile	40
biométhane	100
Le coût du CO2	
€/tCO2	100