

Stockage de l'énergie électrique pour la production décentralisée d'électricité (connectée au réseau ou en site isolé)

Bernard MULTON

Equipe SETE

**Ecole Normale Supérieure de Cachan - SATIE UMR CNRS-ENS Cachan 8029
Antenne de Bretagne**

Introduction (besoins, questions posées)

Où stocker dans les réseaux électriques ?

Peut-on amortir l'investissement d'un accumulateur ?

Caractéristiques générales des systèmes de stockage

Moyens de stockage :

à petite et grande échelles

comparatifs

Conclusion

Besoins en stockage d'électricité :

- systèmes autonomes, portables
- véhicules tout électriques et hybrides

- systèmes électriques stationnaires

Pourquoi stocker en situation connectée au réseau?

- améliorer et sécuriser la gestion du réseau dans un contexte :
 - ✓ d'ouverture des marchés
 - ✓ de croissance des systèmes de production non pilotés par la demande
- permettre l'îlotage de consommateurs (éventuellement producteurs)

 **Alimentation en électricité plus sûre et plus robuste**

- augmenter la pénétration des sources intermittentes renouvelables éoliennes, photovoltaïques, houlomotrices...
- réduire les besoins en centrales thermiques d'appoint

 **Développement durable (CO2, sécurité énergétique...)**

Les questions :

- existe-t-il des solutions de stockage d'électricité adaptées et techniquement viables ?
- peut-on amortir économiquement de tels systèmes notamment dans un contexte de marché libéré ?
- à quel niveau (du producteur au consommateur) est-il préférable de stocker l'électricité ?

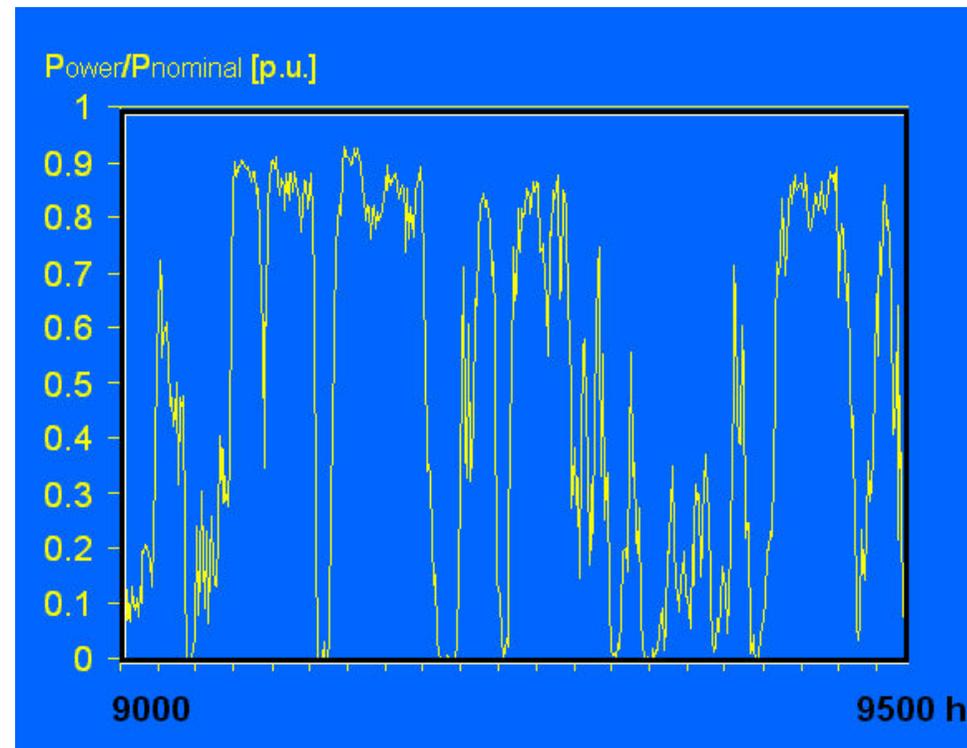


A quel niveau stocker ?

- au niveau des générateurs fluctuants

Amélioration de la participation aux « services systèmes » :
production de puissances **active** et **réactive** à la demande

donc meilleure intégration dans les marchés ouverts de l'énergie...



Ex. production éolienne (Kariniotakis, CENERG)

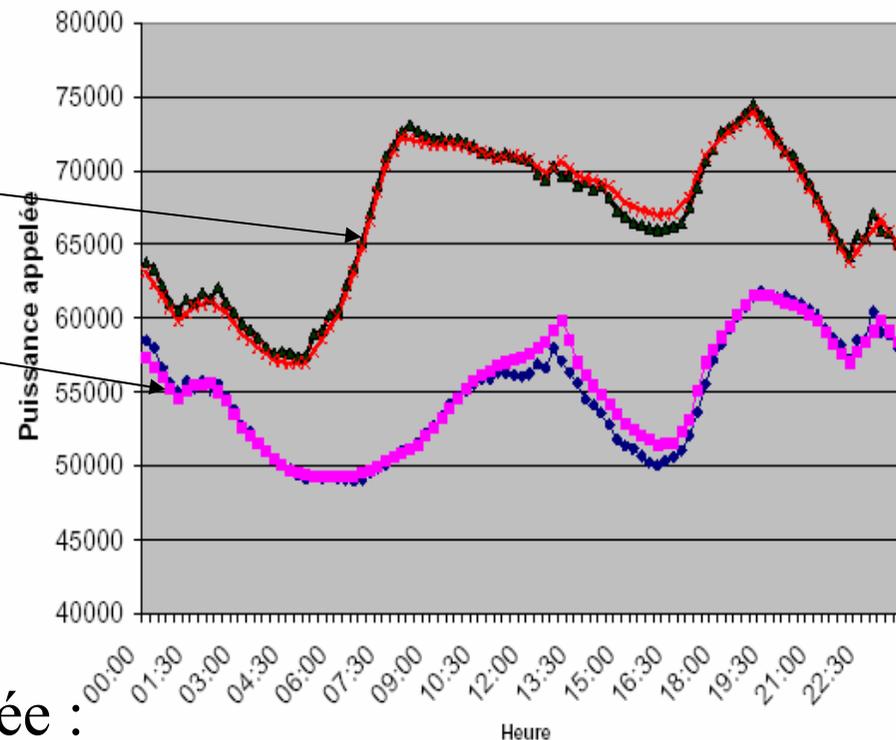
- au niveau du réseau de transport

Un degré d'action supplémentaire pour le gestionnaire,
réduction des risques d'effondrement.

Courbes de production/consommation

un **mardi** de décembre 2001

un **dimanche** de décembre 2001



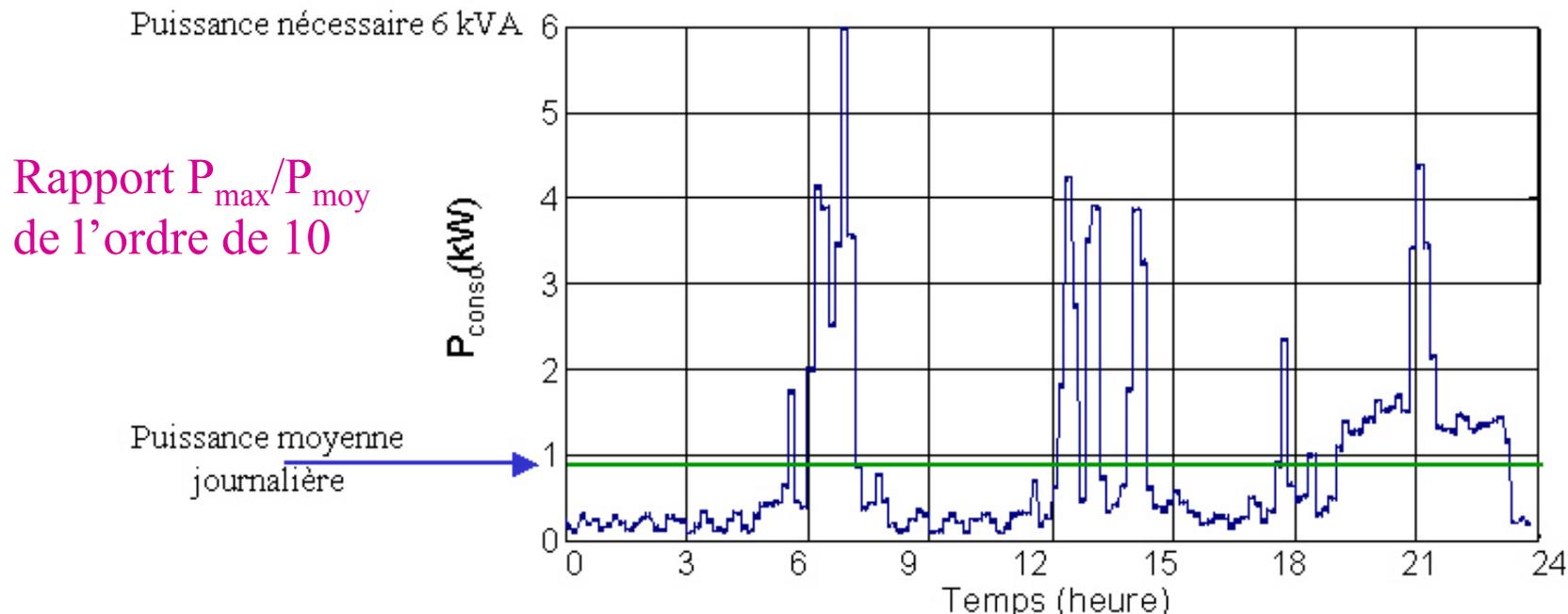
Capacité de **stockage** déjà installée :

- dans le monde : 140 GW (hydraulique gravitaire) sur 3800 GW soit 3,6 %

- France : **6,3 GW**

sur 116 GW soit 5,4%

- **au niveau des consommateurs (fluctuations très importantes)**
 - **sûreté de fonctionnement,**
 - **lissage ou écrêtage de consommation,**
 - **meilleur dimensionnement du réseau de distribution,**
 - **possibilité d'îlotage long si une production locale existe**



Déjà des applications en **secours** (électrochimiques, volants d'inertie, groupes électrogènes)

Peut-on amortir économiquement ?

- **oui** dans certains cas aujourd'hui :

applications **non connectées au réseau** (sites isolés)

applications **critiques** (coût très élevé d'un arrêt)

réseaux très « faibles » avec

des interruptions de service fréquentes

...

- **non** dans la plupart des cas actuels en réseaux

où les coûts globaux (environnementaux et de qualité du service)

ne sont pas (encore bien) répercutés sur les

producteurs et/ou les consommateurs

Peut-on amortir économiquement ? (suite)

Pour bien évaluer afin de minimiser les coûts, il faut :

- **considérer l'ensemble du système :**
 - production, transport, stockage, consommation**
(une forte décentralisation faisant partie des solutions à évaluer
et les systèmes autonomes étant des cas particuliers plus simples)
- **disposer de caractérisations satisfaisantes**
 - **des systèmes de stockage eux-mêmes**
 - **des systèmes de production et de consommation**
pour construire des fonctions de coût réalistes
- **construire des fonctions de coût réalistes** afin de
minimiser :
 - **le coût global (au sens purement économique)**
 - **le coût environnemental sur cycle de vie**

Caractéristiques des systèmes de stockage

Nécessité de bien les définir,
notamment pour
mieux comparer
et mieux évaluer les différentes solutions

Capacité énergétique W_{stoc} en Wh (wattheures)
grandeur généralement fortement dimensionnante

Sa part exploitable est **fonction du rendement** de charge ou décharge,
elle varie donc avec le temps de transfert :

- pertes « en charge »
- pertes d'auto-décharge

Limites de décharge profonde (**état de charge minimal**)

L'énergie exploitable W_{util} est toujours inférieure à l'énergie totale stockée.

Attention à la définition de la capacité énergétique.

Puissance maximale P_{\max} de charge ou de décharge
(parfois différentes)

Rapport $\frac{W_{\text{util}}}{P_{\max}} = \tau$ « **constante de temps** »

Exemple : système de stockage hydraulique gravitaire

Masse d'eau

Dénivelée entre les bassins haut et bas

Capacité de stockage
 $W = M.g.h$

Puissance des groupes réversibles
turbines-machines électriques

Section des canalisations

Puissance maximale

Découplage Energie Puissance \longleftrightarrow constante de temps ajustable

Rendement η : énergie restituée sur énergie prélevée

Définition souvent simpliste : pour un cycle particulier de
fonctionnement.

Le rendement doit être défini sur des **cycles réalistes** en rapport avec
l'application.

Un système optimisé pour une faible « constante de temps » aura :

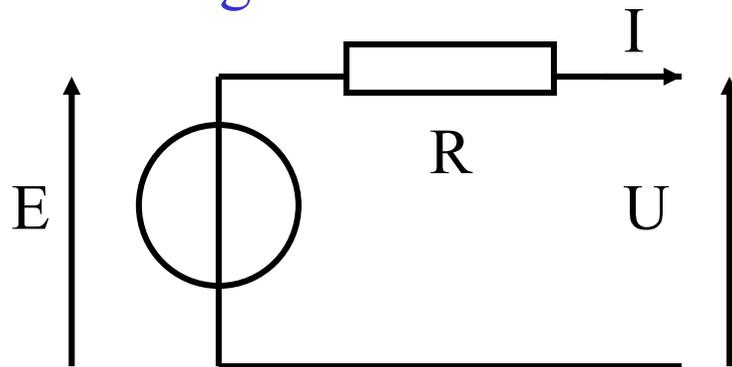
- un meilleur rendement pour des sollicitations rapides
- et éventuellement une assez forte auto-décharge.

Analyse du rendement – modèle simplifié

Modèle avec source de tension et résistance interne,

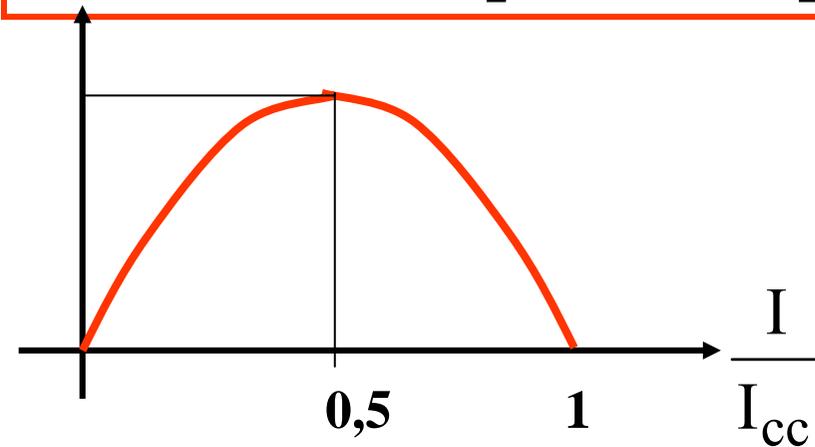
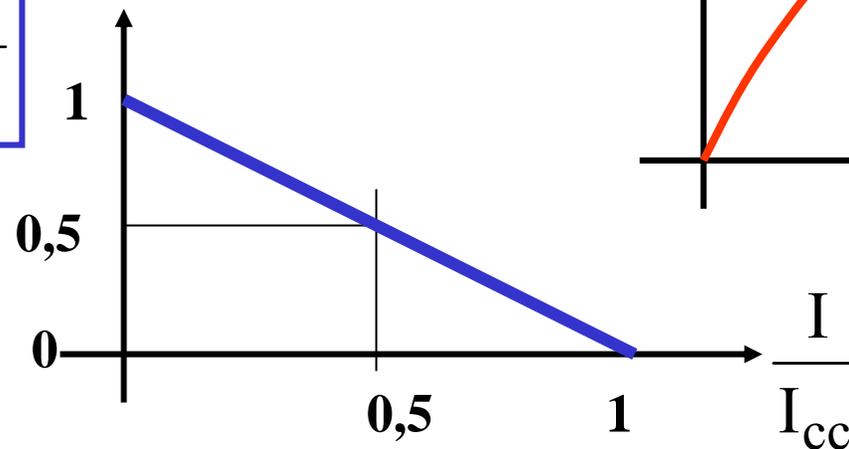
énergie initiale stockée : W_{stoc}

Décharge :



$$P_u = E.I - R.I^2 = \frac{E^2}{R} \left[\frac{I}{I_{cc}} - \left(\frac{I}{I_{cc}} \right)^2 \right]$$

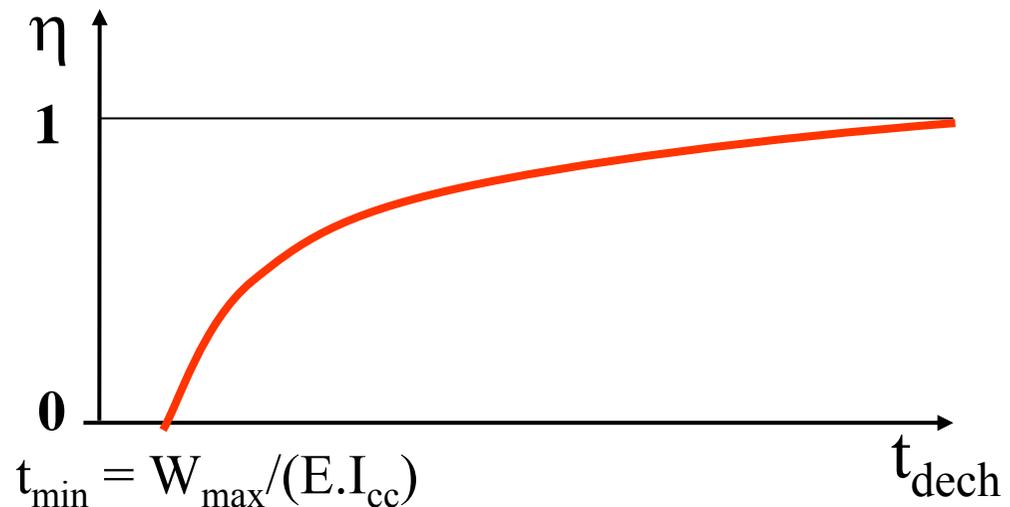
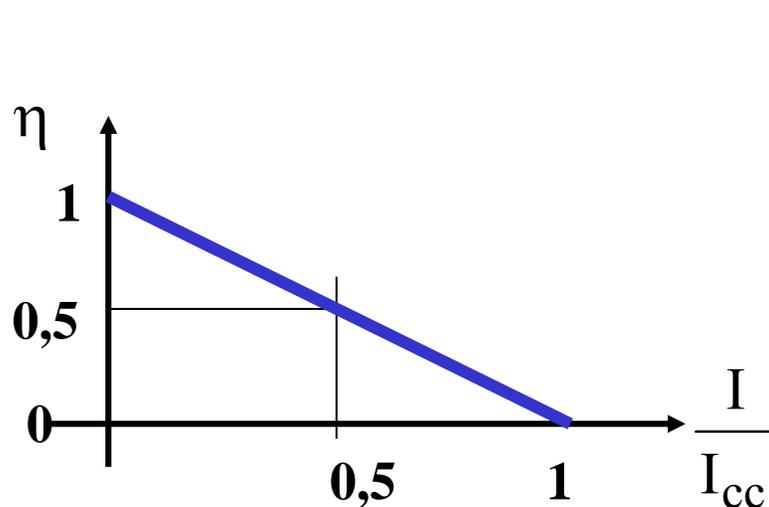
$$\eta_{dech} = 1 - \frac{I}{I_{cc}}$$



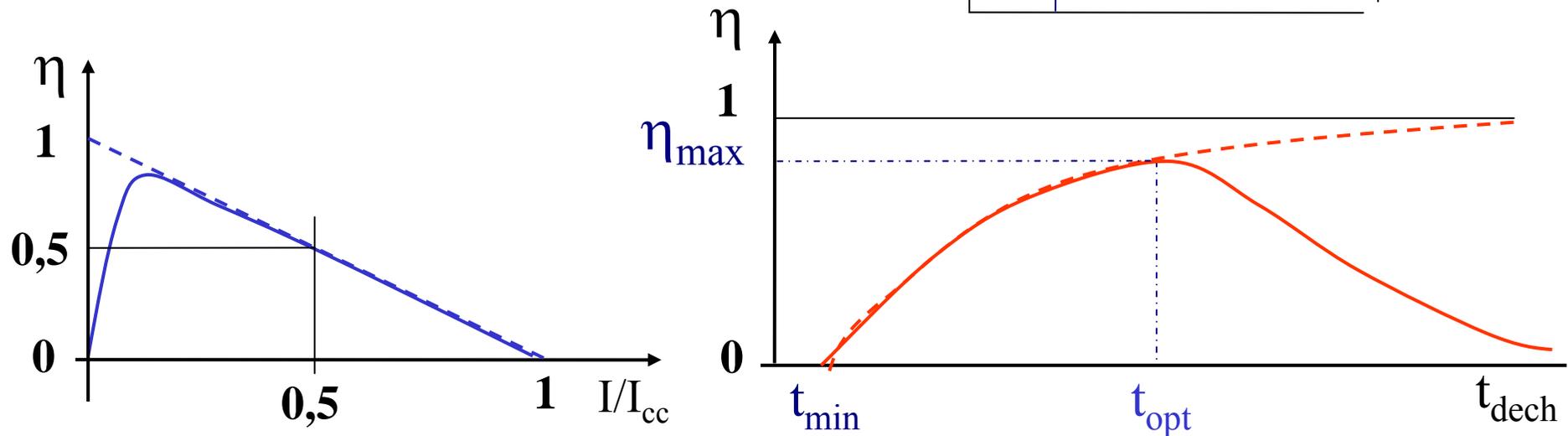
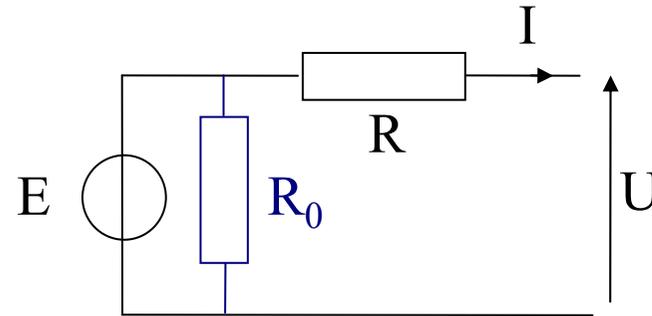
Analyse du rendement – modèle simplifié

Temps de décharge (à courant constant) :

$$t_{\text{dech}} = \frac{W_{\text{max}}}{E.I} = \frac{\text{Capacité énergétique maximale}}{\text{Puissance utile} + \text{pertes}}$$



En introduisant l'autodécharge
(par exemple : résistance en parallèle sur E)



La capacité (ou l'énergie récupérable) dépend du temps de charge ou de décharge.

Nombre maximal de cycles de charge-décharge (cyclabilité) N_{cycl} :
dû à la fatigue ou à l'usure lors des cycles

Le cyclage constitue généralement la première cause de vieillissement devant la dégradation thermique classique.

Processus de fatigue souvent complexes et cyclabilité souvent mal définie, parfois inconnue.

Cyclabilité fortement liée à l'amplitude des cycles et/ou à l'état de charge moyen.

Quantification de N_{cycl} délicate \Rightarrow travaux à mener.

Coûts :

- d'investissement (part la plus marquante pour l'acheteur)
- de fonctionnement (maintenance, énergie perdue lors des cycles, vieillissement).

Coût d'investissement généralement spécifié :

- en €/kWh pour les accumulateurs à longue constante de temps (dimensionnés en Energie)

ou

- en €/kW pour ceux plutôt dimensionnés en puissance, à faible constante de temps

Ce qu'il faudrait faire :

coût d'investissement total : $C_{inv_tot} = c_W \cdot W_{util} + c_P \cdot P_{max}$

avec c_W et c_P respectivement en €/kWh et €/kW

Minimisation du coût : indispensable **analyse sur la durée de vie** escomptée du **système complet** incluant le dispositif de stockage.

Les systèmes les moins coûteux à l'investissement sont généralement ceux qui se dégradent le plus vite en cyclage et dont le rendement est le plus mauvais.

Exemple : batterie électrochimique au plomb-acide 200 €/kWh avec 1300 cycles et *pertes non prises en compte* :

« Coût d'usure » : **0,15 €/kWh**

Ou encore : sur 20 ans avec 1 cycle par jour (7300 cycles cumulés), la batterie doit être **remplacée 5 fois**

Dans une logique de développement durable : prise en compte du **coût sur cycle de vie**, incluant les dépenses de matières premières, d'énergie et autres coûts environnementaux de la fabrication au recyclage

Autres caractéristiques :

- **énergie massique** (particulièrement importante dans les applications embarquées, moindre importance dans les applications stationnaires),
- **énergie volumique**,
- **sécurité** (explosion, rejets...),
- **temps de réponse** (démarrage), etc...

Moyens de stockage d'électricité

Classification fréquente en moyens directs et indirects :

peu d'importance car, quel que soit le moyen de stockage,
il est nécessaire d'utiliser
un ou plusieurs convertisseurs d'adaptation

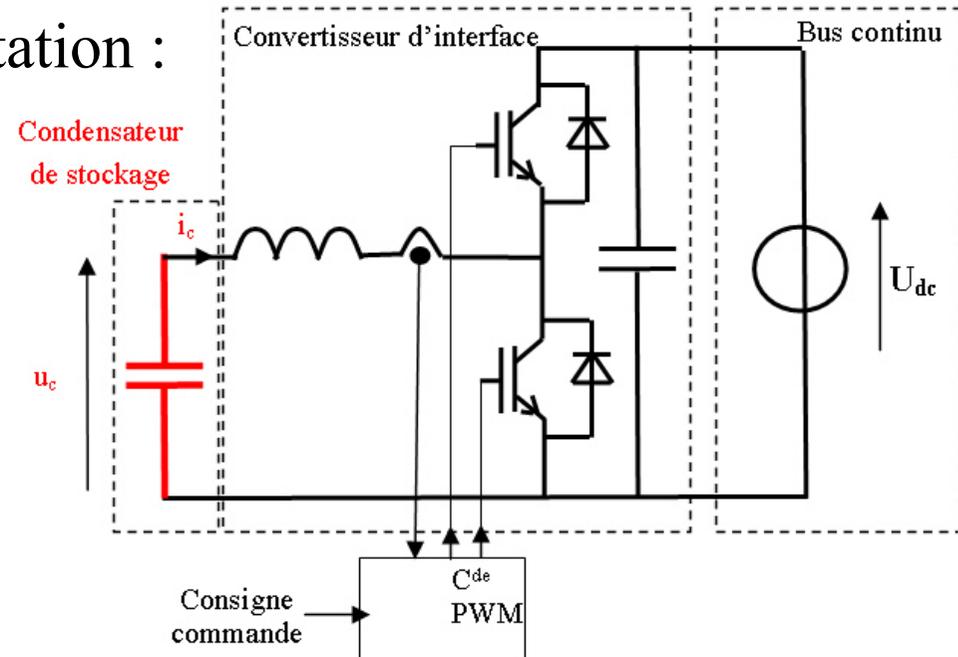
Super-condensateurs



Doc. Maxwell

La tension varie avec l'état énergétique $W_c = \frac{1}{2} C \cdot U_c^2$

nécessité d'un convertisseur d'adaptation :



Pour une exploitation de 90%
de l'énergie maximale stockée :
tension mini = 1/3 de U_{cmax}

Alors pour exploiter P_{max} :

Nécessité d'un **surdimensionnement** en courant d'un facteur 3.

Exemples de caractéristiques énergétiques de supercondensateurs

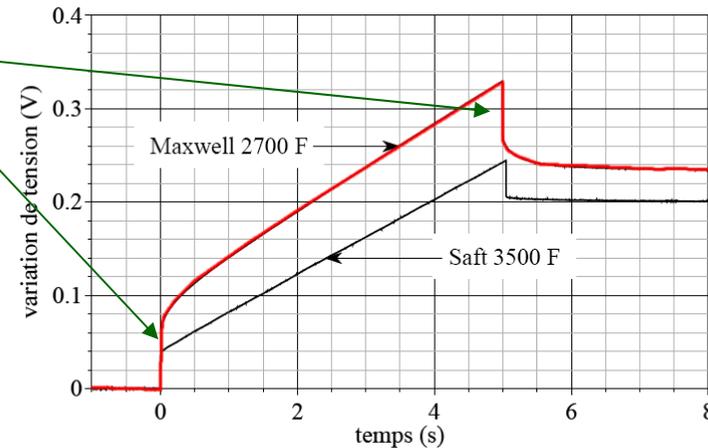
$$\Delta V < 100 \text{ mV pour } I_M = 100 \text{ A} \Rightarrow R_s < 1 \text{ m}\Omega$$



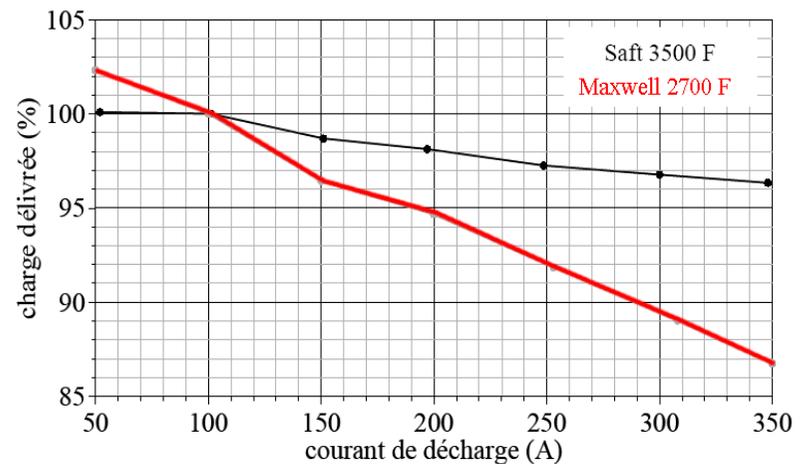
élément PC2500

capacité	: 2500 F
résistance DC	: 1 mΩ
courant	: 625 A
énergie spécifique	: 3,2 Wh/kg
puissance spécifique	: 2,2 kW/kg
masse	: 0,725 kg
volume	: 0,6 l
dimensions (mm)	: 61,5 * 61,5 * 161

Doc. S. RAEL,
GREEN HDR 2005



Réponses de deux composants de puissance à un créneau de courant (100 A, 5 s)

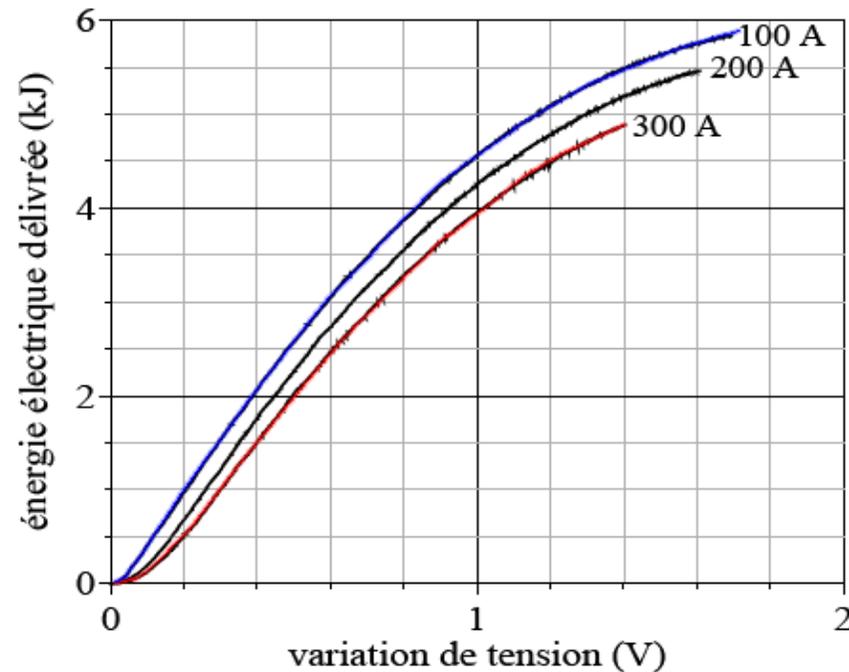
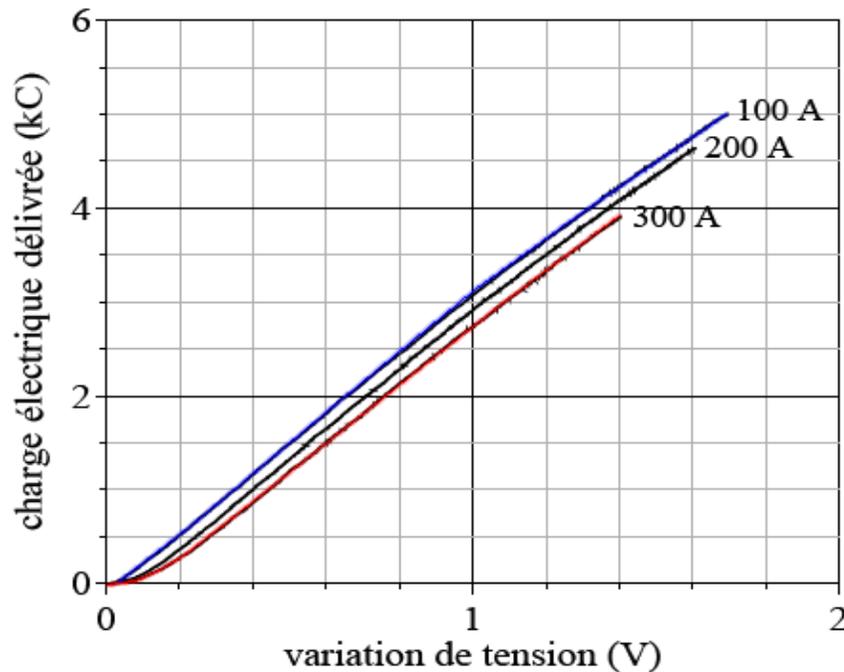


Charge électrique délivrée (tension initiale : 2 V, $\Delta V = 50\%$)

Charge et énergie récupérées dans une décharge à courant constant :

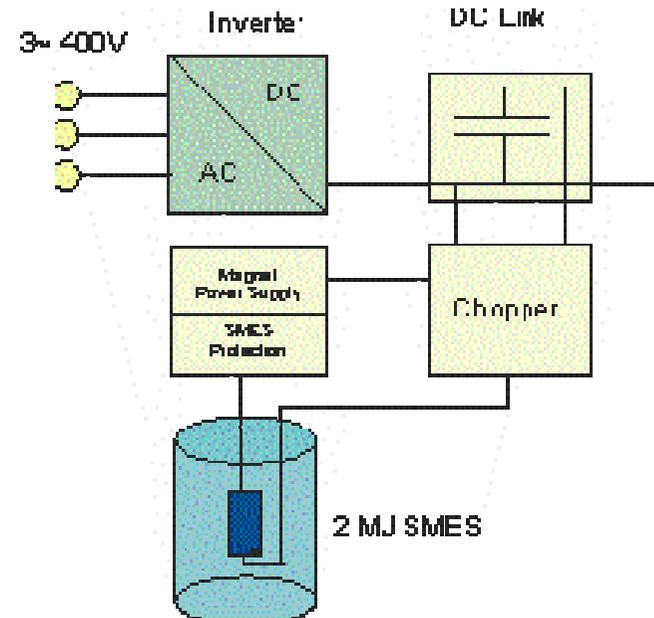
Théoriquement : $Q = C.\Delta V$

$$W_{\text{dech}} = C.\Delta V.\left[V_{\text{init}} - \frac{\Delta V}{2}\right]$$



Charge et énergie délivrées par un composant PC2500 en fonction de la variation de tension pour différents courants de décharge

Inductances supraconductrices (SMES Superconductor Magnetic Energy Storage) :



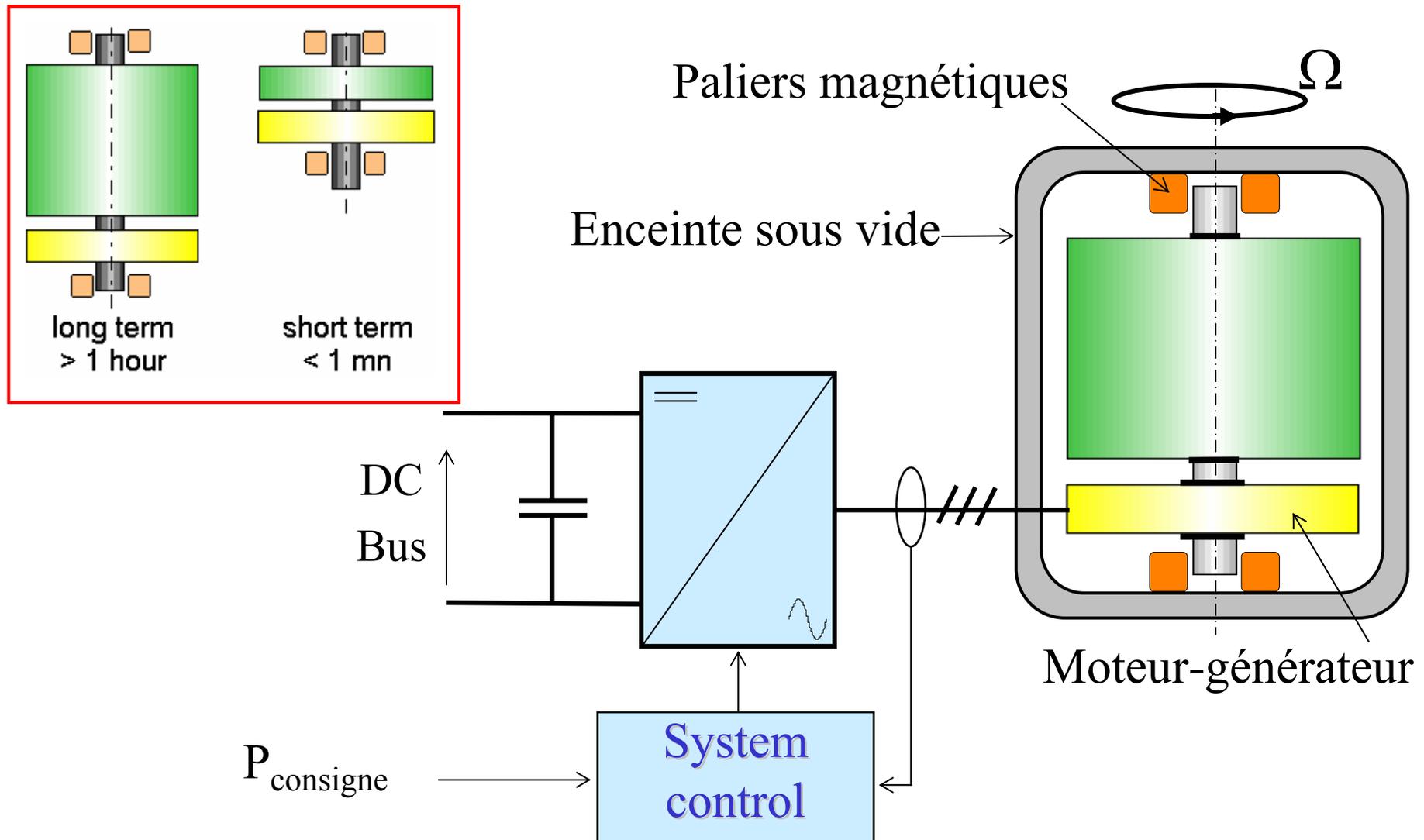
ACCEL Instruments GmbH www.accel.de

4,1 H – 1000 A : 2 MJ (0,5 kWh) – 200 kW ($\tau = 10$ s)

Bobine D : 760 mm – H : 600 mm - Supra LTC NbTi – 4,5 T

Applications accueilles : faibles constantes de temps,
comme les super-condensateurs

Volants d'inertie (FES : Flywheel Energy Storage) :



Volants d'inertie (suite)

Plutôt utilisés pour les faibles constantes de temps
(produits commerciaux)

Mais également des **produits dimensionnés en énergie**

BEACON POWER SYSTEMS

Produit commercial BHE6

$E_{\max}=6$ kWh, $P_{\max}=2$ kW **3 heures**

rotor composite 22 500 tr/mn

Sous vide (auto-décharge > 30 heures)

Paliers magnétiques aimants



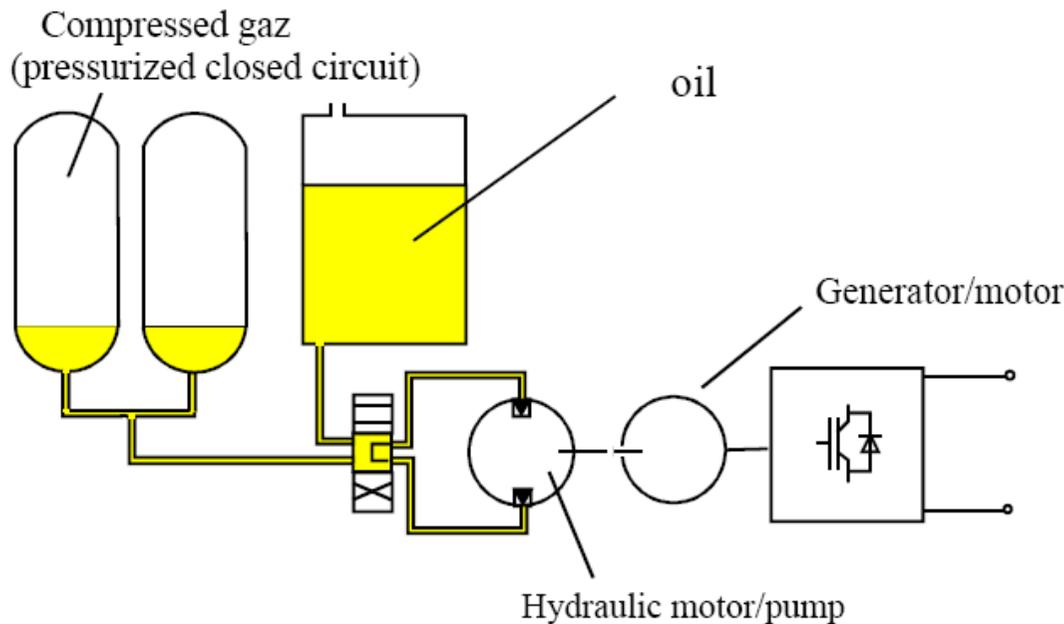
Doc. www.beaconpower.com

Systèmes à air comprimé avec fluide d'interface (eau ou huile) BOP (batteries Oil hydraulics and Pneumatics)

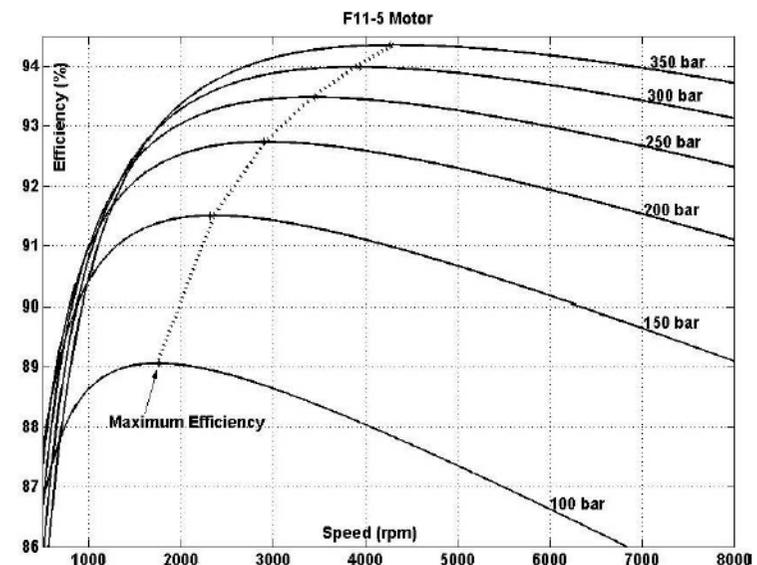
compressions/décompressions quasi isothermes et
moteur-compresseur hydraulique



haut rendement
de conversion



Source : LEI - EPFL, LEMOFOUET, RUFER



rendement moteur hydraulique

Nouveau : intérêt de bas coût 3 c€/kWh sur vie complète si hybridation avec stockage rapide

Accumulateurs électrochimiques :

Nombreuses technologies disponibles
(différents compromis performances – coût)

Plomb-acide (LAB : Lead-acid battery)

Nickel-Cadmium (NiCd)

Nickel-Métal-Hydrures (NiMH)

Lithium-Ion (Li-Ion)

Métal-air (Zinc, aluminium...)

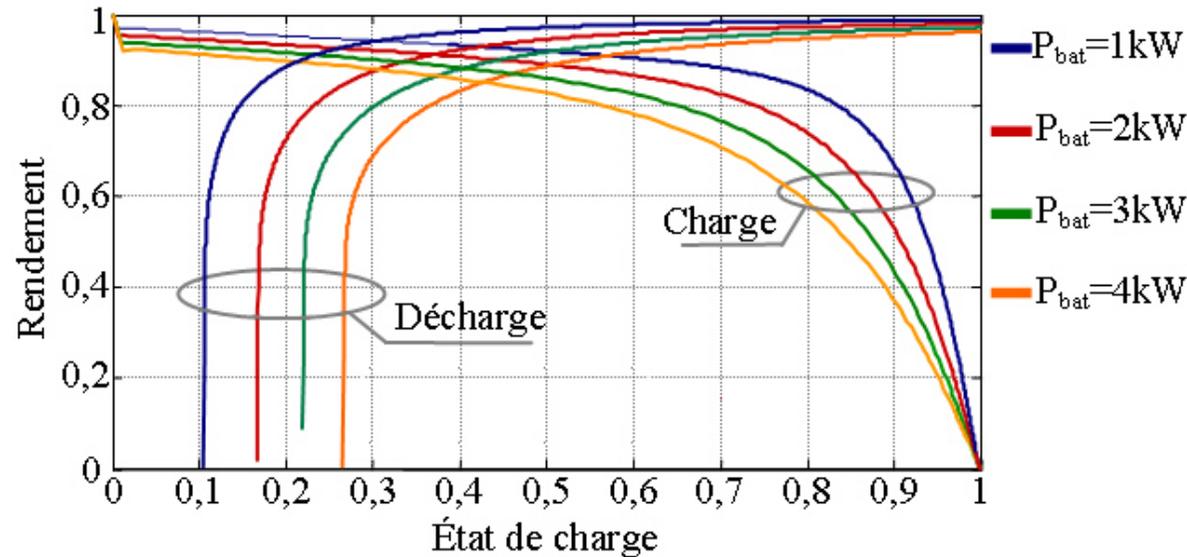
Sodium-soufre (NaS)

...

Les valeurs d'énergie massique les plus élevées (30 à 150 Wh/kg)
mais une cyclabilité faible (qq 100 à qq 1000 cycles)

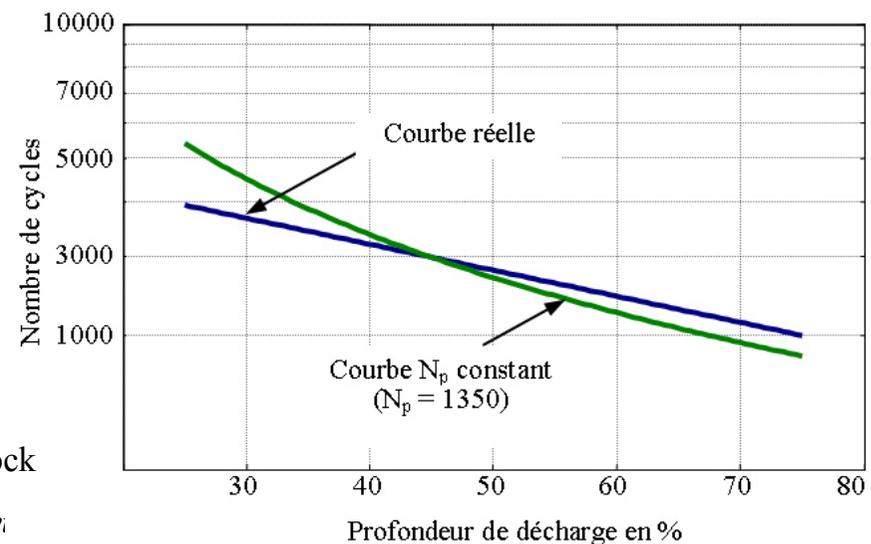


Rendement et cyclabilité d'un accumulateur plomb-acide



Accu : 48 V - C_{10} 310 A.h
(15 kWh en 10 heures)

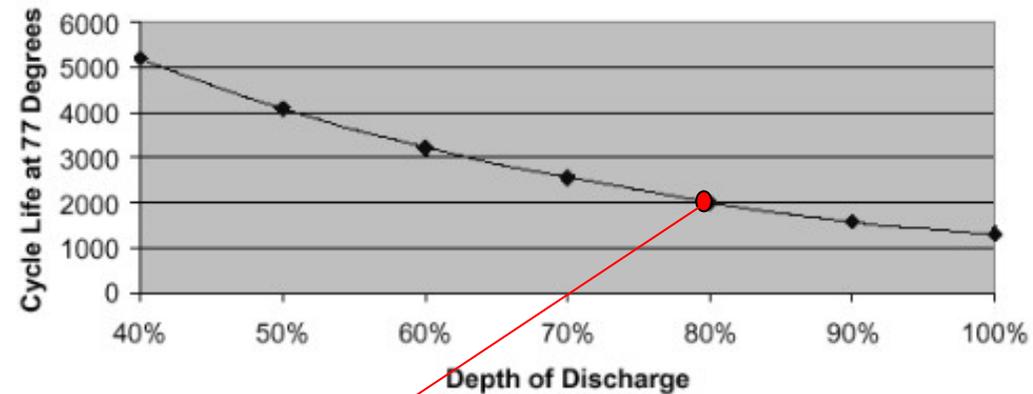
$$W_{cumulée} = N_p \cdot W_{stock}$$



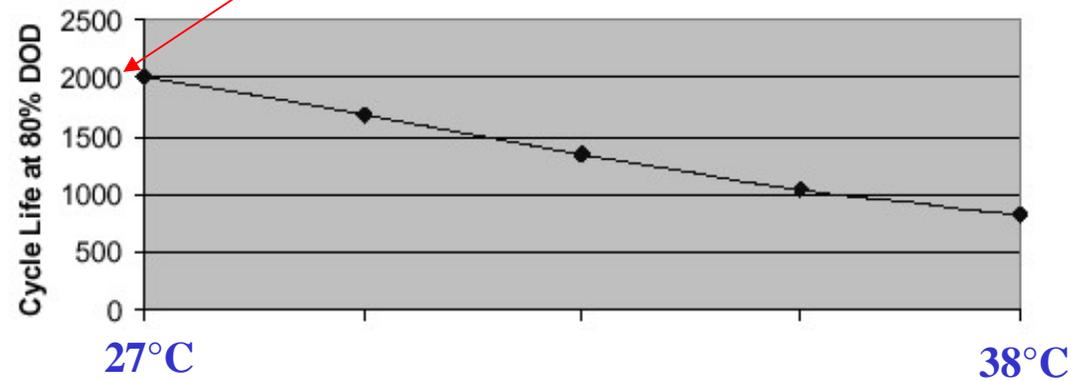
Effet de la température sur la durée de vie en cyclage (Pb-acide étanche à recyclage)

à 25°C

Depth of Discharge Effects on Cycle Life



Temperature Effects on Battery Cycles



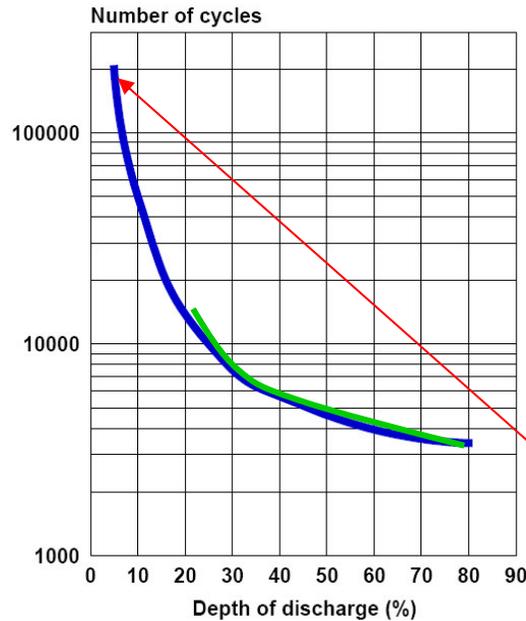
Grande sensibilité
à la température

Sokolski, EVS2000

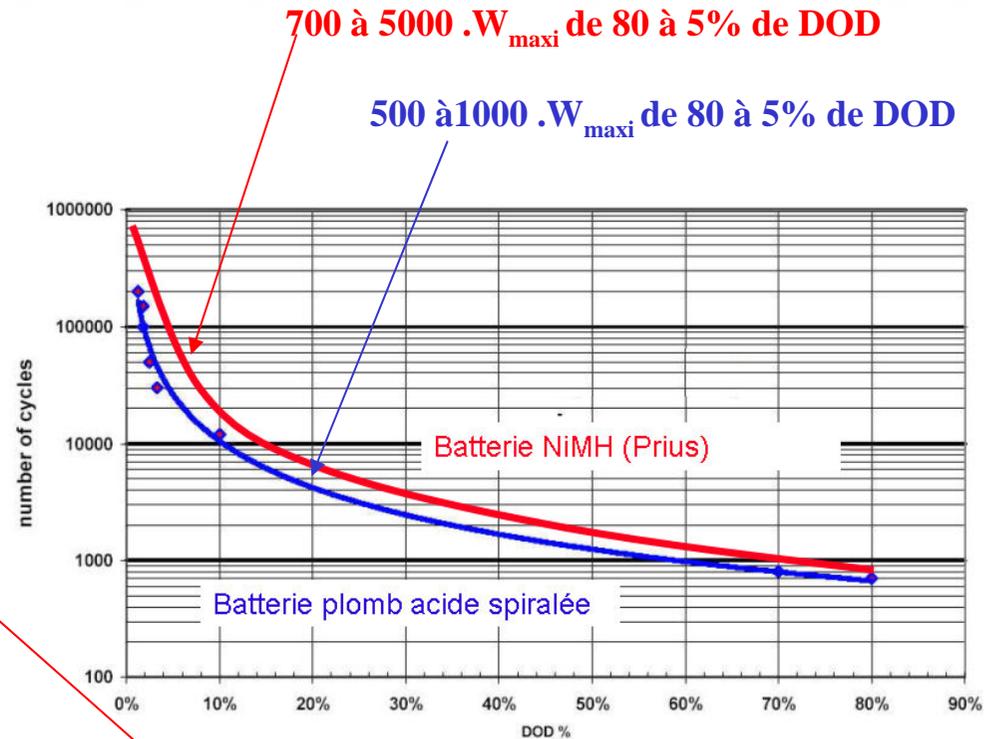
Exemples de courbes de cyclage

Ni-Cd sintered/PBE:

- ◆ 3,000 cycles at 80% DoD
- ◆ 15,000 cycles at 20% DoD
- ◆ 200,000 cycles at 5% DoD



Jim McDowall
Saft America
PES 2001



R. Bleijs, EDF

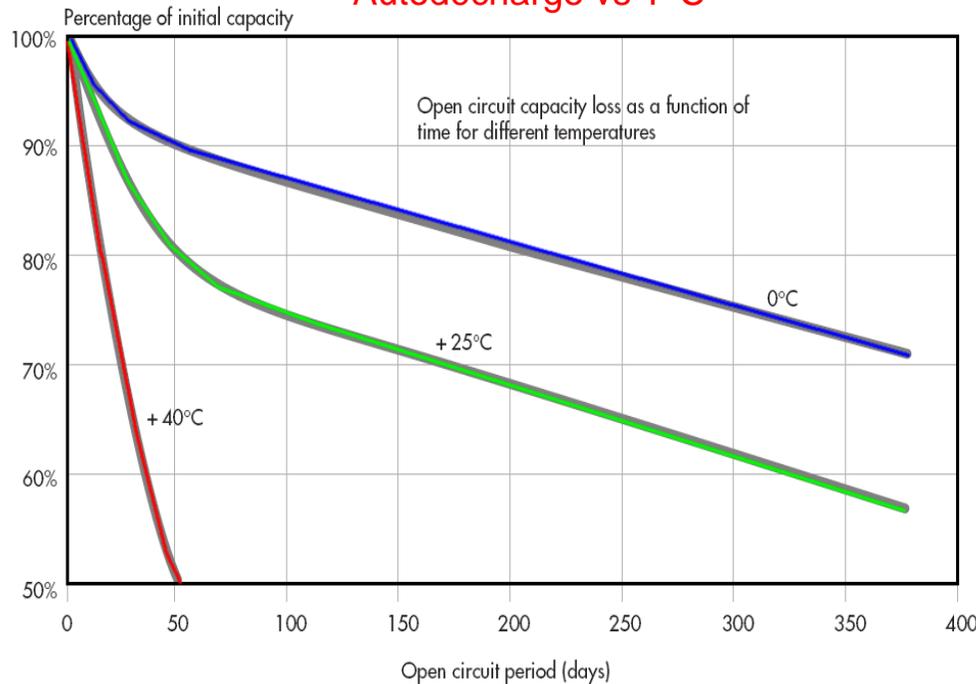
Avec les technologies au nickel (NiCd et NiMH), le nombre de cycles supportable augmente plus vite que l'énergie exploitée si l'on réduit la profondeur de décharge :

Exemple NiCd fritté :

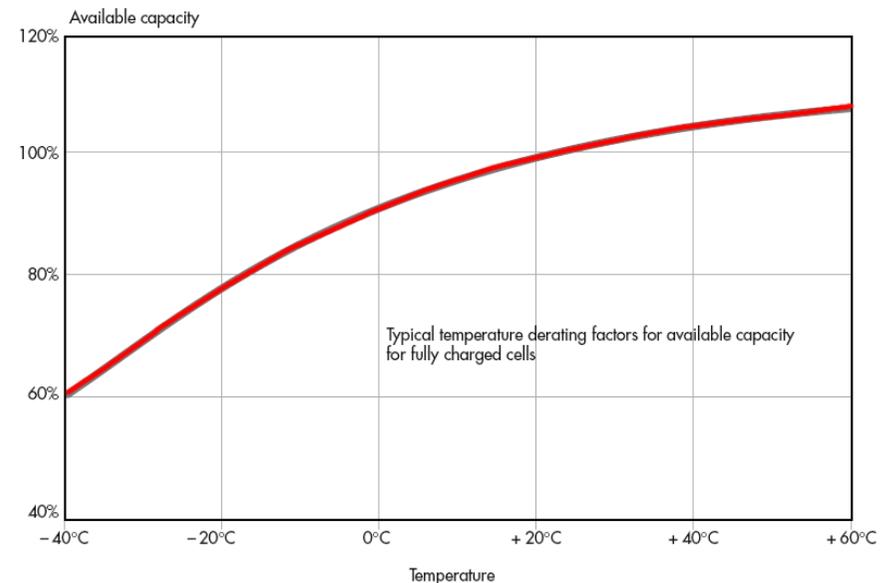
$$N_{\text{cycl}} \times W_{\text{dech}} \cong 2500 \cdot W_{\text{maxi}} \text{ de } 80\% \text{ à } 20\% \text{ de DOD} \quad \text{et} \quad 10\,000 \cdot W_{\text{maxi}} \text{ à } 5\% \text{ de DOD}$$

Exemples de caractéristiques énergétiques de batteries NiCd

Autodécharge vs T°C



Capacité énergétique vs T°C

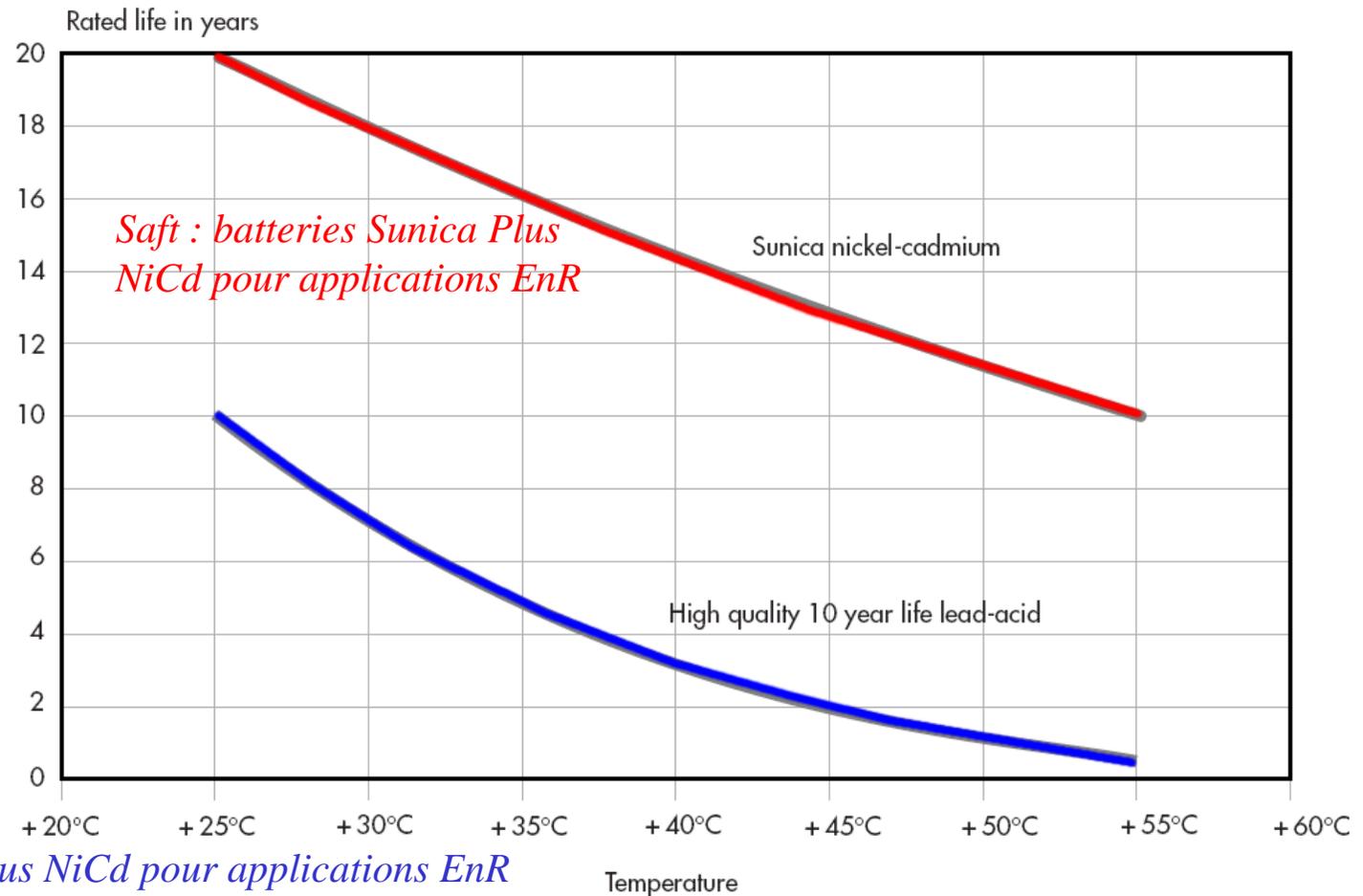


Typical capacity derating factors versus temperature

Saft : batteries Sunica Plus NiCd pour applications EnR

Exemples de caractéristiques énergétiques de batteries NiCd

Durée de vie vs T°C (environ 1 cycle par jour) comparaison avec Pb acide



Saft : batteries Sunica Plus NiCd pour applications EnR

Master Recherche STS IST Par

Typical battery life expectancy at high temperatures

Exemples de caractéristiques énergétiques de batteries Lithium

Electrical characteristics

MP 174865	
Nominal voltage (V)	3.6
Typical capacity at C/2 rate @ 4.1 V, + 20°C (Ah)	4.6

Mechanical characteristics

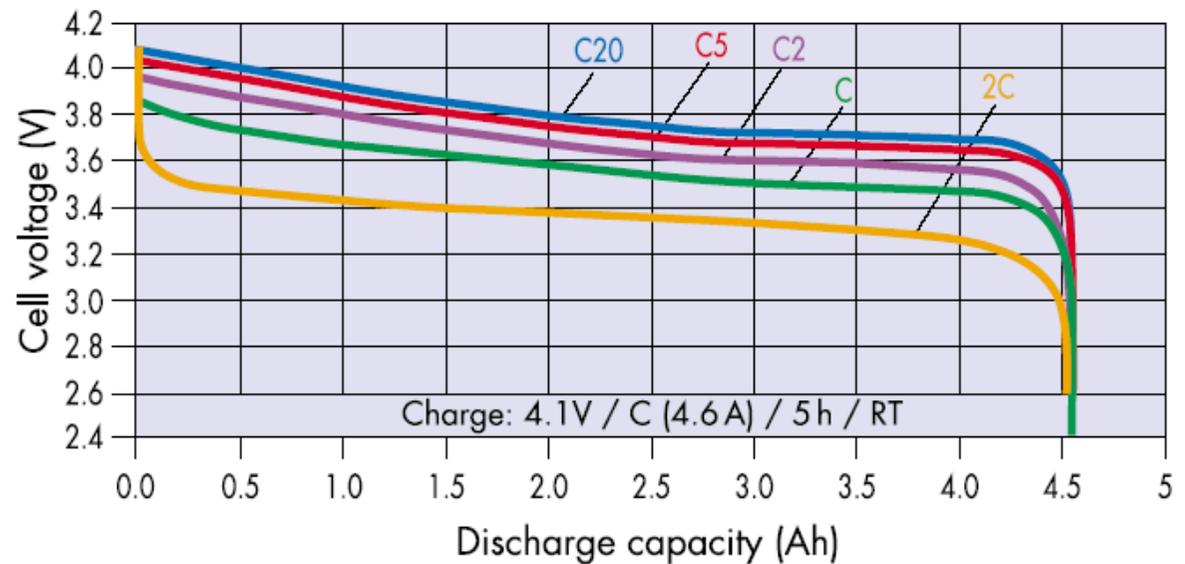
Thickness max (mm)	18.5
Width max (mm)	48
Height max (mm)	65
Weight max (g)	125
Volume (cm ³)	47.5

Operating temperature

Charge*	0°C to +50°C
Discharge	-40°C to +60°C

130 Wh/kg en 1h

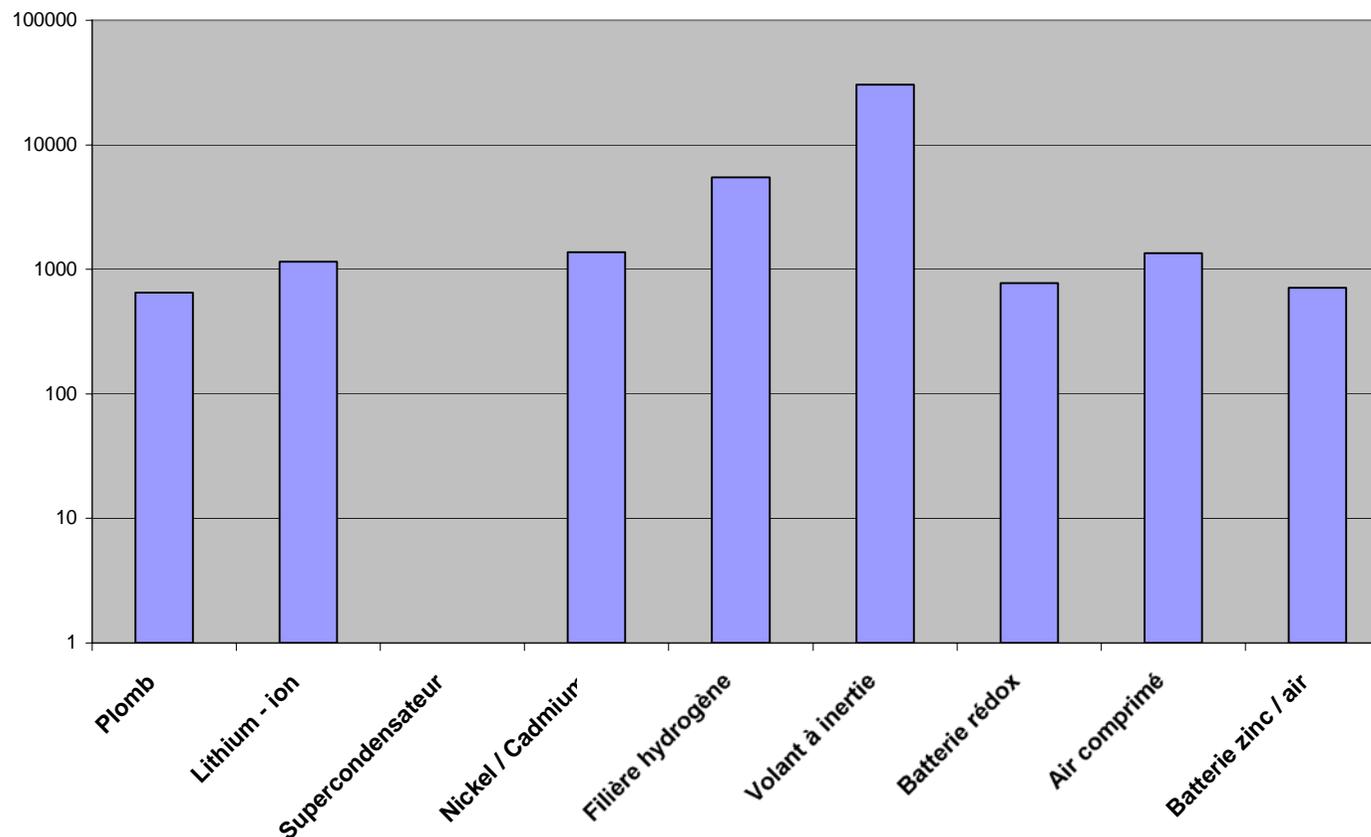
MP 174865 - Discharge vs current



Doc. Saft



Coût énergétique de fabrication : MJ par kWh stockables



1000 MJ/kWh

=

280 kWh/kWh

**Le stockage est
très coûteux dans
une ACV**

INVESTIRE Thematic Network

Premier comparatif moyens de stockage à petite échelle

Technologie	Inductif Supra-conducteur	Super-condensateur	Electro-chimique	Volant Inertie	Oléo-pneumatique	Hydrogène PAC réversible
Forme d'énergie	magnétique	électrostatique	chimique	mécanique	air comprimé	carburant
Densité d'énergie (accumulateur seul, hors équip. annexes)	1 à 5 Wh/kg	2 Wh/kg → 10 Wh/kg	20 à 120 Wh/kg	1 à 5 Wh/kg	1 à 3 Wh/kg (1 à 200 bars)	300 à 600 Wh/kg (200 à 350 bars) hors PAC
Capacité réalisable ou réalisée	qq kWh	qq kWh	qq Wh à qq MWh	qq kWh à qq 10 kWh	qq 10 kWh peu de réalisations	NA
Constante de temps	qq s à 1 min	qq s à qq min	qq 10 min (NiCd) à qq 10 heures (Pb)	qq min à 1 h	qq min (avec hybridation) à qq jours	1 h à qq jours (peu d'autodécharge)

Cyclabilité	qq 10 000 à qq 100 000 fatigue mécanique	qq 10 000 à qq 100 000	qq 100 à qq 1000 dégradations chimiques	qq 10 000 à qq 100 000 fatigue mécanique	qq 1000 à qq 10 000 fatigue mécanique	??
Rendement électrique	> 0,9	0,8 à > 0,9 selon régime	0,7 à 0,8 selon techno et régime	0,8 à > 0,9 selon régime	0,8 à 0,9 selon hybridation	0,3 à 0,5
Connaissance de l'état de charge	Aisée (courant)	Aisée (tension)	Difficile Paramètres variables	Aisée (vitesse)	Aisée (pression)	Aisée (remplissage H2)
Coût énergie €/kWh ⁽¹⁾	500 à 72000	10 000 à 20 000 (dimensionnement en puissance)	Pb-acide : 50 à 200 Lithium : 700 à 1000	150 à 2000 (massif) ≈ 25000 (composite)	300 (cf ⁽¹⁾)	15
Coût puissance €/kW ⁽¹⁾	≈ 300	≈ 300	250 à 1500	300 à 350	400 à 600 (cf ⁽¹⁾)	6000
Remarques	Cryogénie	Grande cyclabilité	Technologie mature	Coût global compétitif sur la durée de vie	Rendement faible	Intéressant si contexte de réseau d'hydrogène

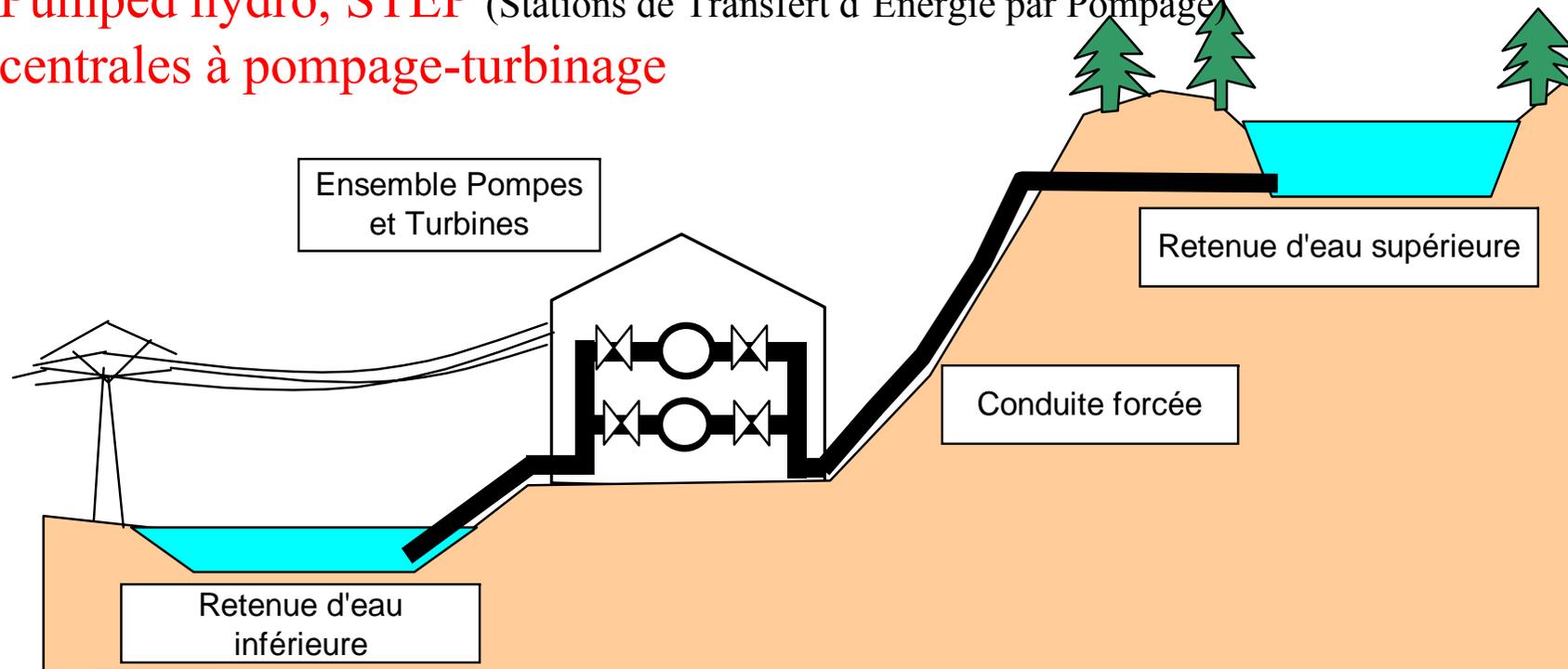
Moyens de stockage à grande échelle

Plutôt destinés à un fonctionnement au niveau du réseau ou de systèmes de production intermittente de « grande puissance » : éoliens, photovoltaïques, houlomoteurs...

Actuellement, on préfère souvent maintenir en chauffe
des centrales thermiques
que d'investir dans des systèmes de stockage

Stockage hydraulique gravitaire

Pumped hydro, STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage)
centrales à pompage-turbinage



Rendement : 65 à 75 %
Démarrage : 10 à 15 min
Capacité : 1 à qq 100 GWh
Puissance : 100 à 1000 MW



Exemple : Grand-Maison
935 m de dénivelée, 170 Mm³
400 GWh
12 groupes 150 MW
1400 MW en pompage
1800 MW en turbinage

Données et dessins Jacques RUER, SAIPEM

Exemples de plus de 1000 MW

Centrales	Pays	Hauteur de chute d'eau (m)	Puissance (MW)	Année de mise en service
Imaichi	Japon	52,4	1 050	1984
Ludington	États-Unis	98	1 872	1974
Zagorsk	Russie	100	1 200	1988
Vianden	Luxembourg	287	1 141	1959
Racoon	États-Unis	317	1 532	1978
Bath Country	États-Unis	387	2 740	1985
Drakensberg	Afrique du Sud	473	1 080	1981
Helms	États-Unis	495	1 070	1981
Okuy Shino	Japon	539	1 200	1978
Dinorwig	Royaume-Uni	545	1 800	1982
Tamaharo	Japon	559	1 200	1983
Chiotas	Italie	1 070	1 200	1980
Piastra Edolo	Italie	1 260	1 016	1981

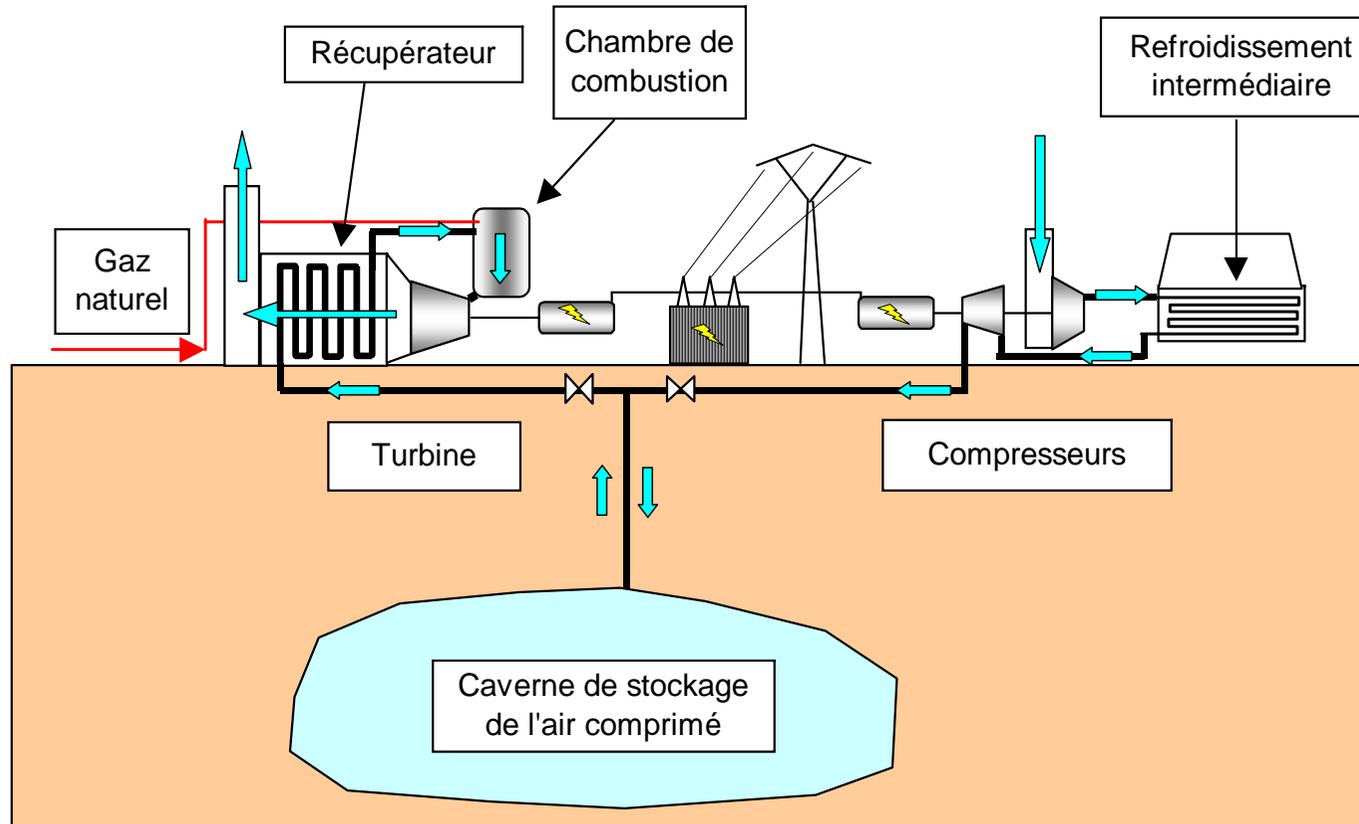
Depuis les années 1990 :
Groupes réversibles à vitesse variable
Cycloconvertisseurs, puis
onduleurs à GTO

Exemple :
OKUKIYOTSU_2 Japon 1996
H 470 m
Toshiba
2 groupes 300 MW
Onduleur GTO 345 MVA

Source :

A. MARQUET et al., « Stockage d'électricité dans les systèmes électriques », *Technique de l'ingénieur D4030 5- 1998*.

Air comprimé en caverne (système hybride : gaz + électricité)



Données et dessins Jacques RUER, SAIPEM

12 kWh/m³ de caverne à 100 bars

Rendement : 50 % (mais avec apport de Gaz...)

Démarrage : 5 à 10 mn

Capacité : 0,1 à 10 qq GWh Puissance : 100 à 1000 MW

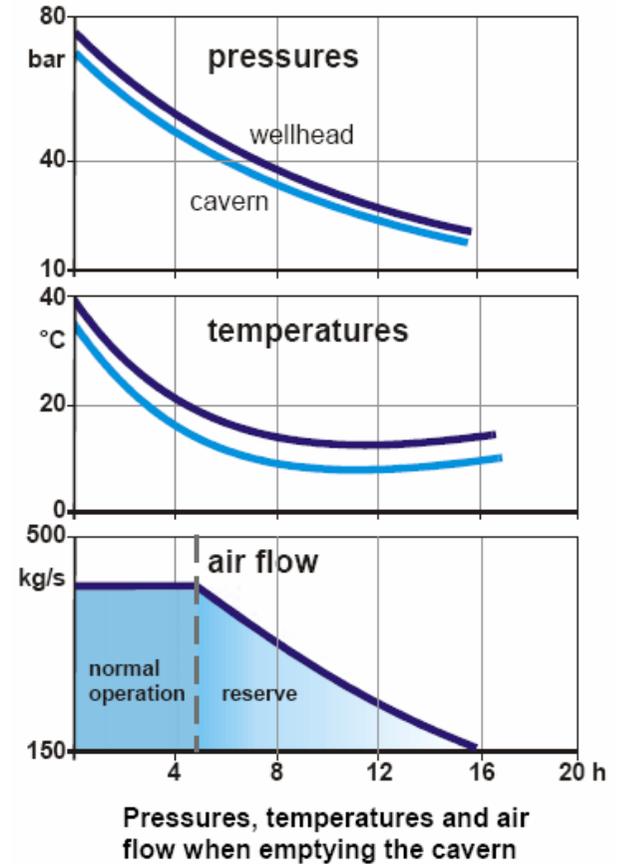
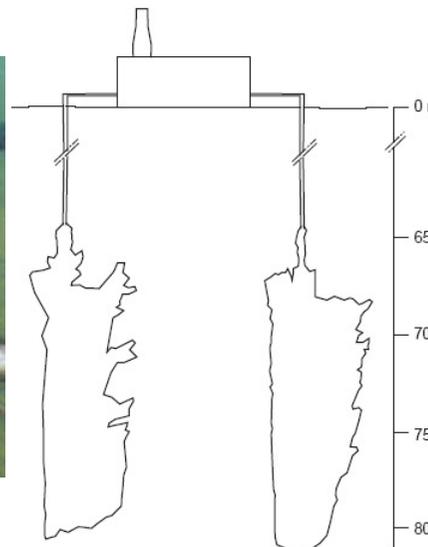
Exemple :

Huntorf (1979) Allemagne

air à 70 bars dans 2 cavernes de 310 000 m³

Génération : 290MW – 3 h maxi

Stockage (compression) : 60 MW – 12 h maxi



Source :

“Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation”

F. Crotagino (KBB GmbH), K.U. Mohmeyer, R Scharf (E.ON Kraftwerke)
Spring 2001 Meeting, Orlando, Florida, USA

Batteries électrochimiques à grande échelle

Golden Valley Electric Association

Fairbanks Alaska (2003)

Nickel-Cadmium (1000 tonnes)



Capacité :

40 MW durant 7 mn (4,7 MWh)

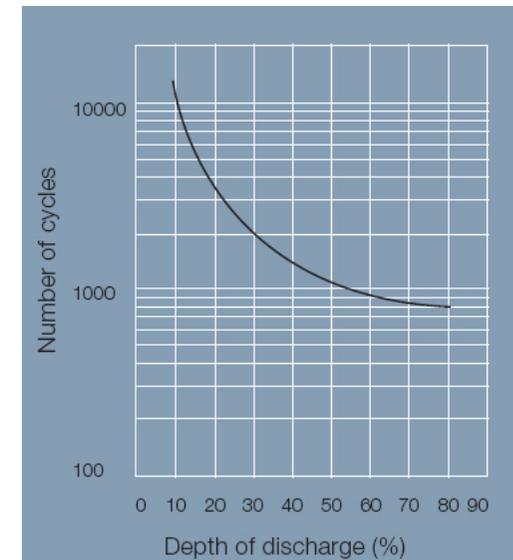
ou 27 MW durant 15 mn (6,7 MWh)

Coût :

4000 Euros/kWh ou 700 Euros/kW

Durée de vie escomptée :
25 ans

Durant l'année 2004 :
55 décharges



Autres exemples :

Avant 1997 :
Plomb-acide

Battery systems installed between 1986 & 1997

Technology		Power	Energy	Year	Purpose
		MW	MWh	Operation	
Lead Acid	Berlin(D)	17	14	1986 - 1995	Power Quality
					Spining reserve
Lead Acid	Tatsumi(J)	1	4	1986	Multi-purpose
					Demonstrator
Lead Acid	Chino(USA)	10	40	1988 - 1997	Multi-purpose
					Demonstrator
Lead Acid	South Africa	4	7	1989	Peak Shaving
					UPS
Zn-Br	Kyushu(J)	1	4	1991	Multi-purpose
					Demonstrator
Lead Acid	Puerto Rico	20	14	1994	Power Quality
					Spining reserve
Lead Acid	Vernon(USA)	3.5	3.5	1996	Peak Shaving
					UPS
Lead Acid	Metlakatla	1	1.3	1997	Grid stabilization
					Power Quality

Copyright – TGT Energy Ltd.

Source: TGT energy

C.D.Tarrant 2005

Autres exemples

NaS Japon

depuis 1998

Modules

1 MW – 7,2 MWh



Fin 2004 :

Plus de 100

dispositifs en service

Plus de 100 MW cumulés

2 projets

9,6 MW – 60 MWh

Systems Installed 1998 to 2004

Technology	Location	Power	Energy	Year	Purpose
		MW	MWh	Operation	
NaS	Tsunashima Substation	6	48	1998	Load Levelling
					Spinning reserve
NaS	Ohito Substation	6	48	1999	Load Levelling
NaS	Saitama	2	12	1999	Load Levelling
NaS	Odaka	1	8	2000	Load Levelling
NaS	Tsunashima	2	14.4	2000	Load Levelling
NaS	Shinagawa	2	14.4	2001	Load Levelling
NaS	Kanagwana	1	7.2	2001	Peak Shaving
					UPS
NaS	Ebina	1	7.2	2001	Peak Shaving
					UPS
NaS	Chichibu Semicond pl	1	7.2	2002	load levelling
					UPS
Ni-Cad Copyright – TGT Energy Ltd.	Fairbanks Alaska(USA)	40	10	2003	load levelling
					UPS



Source: C.D.Tarrant 2005

Batteries NaS

300°C

Rendement 75 %

Vie : 15 ans - 2500 cycles

Modèles :

PS (peak shaving)

50 kW 430 kWh ou 360 kWh

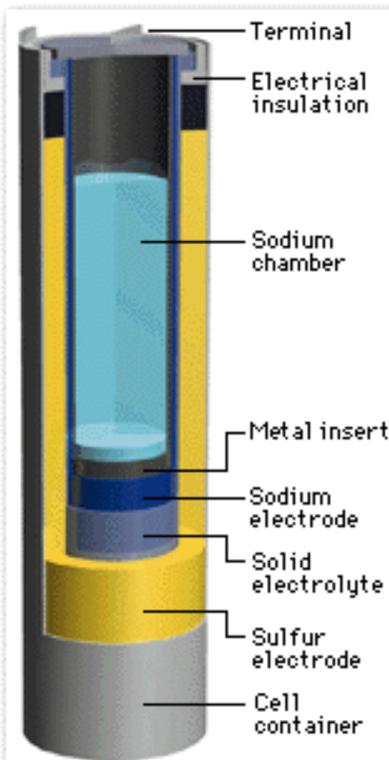
PQ (power quality)

50 kW permanents 360 kWh

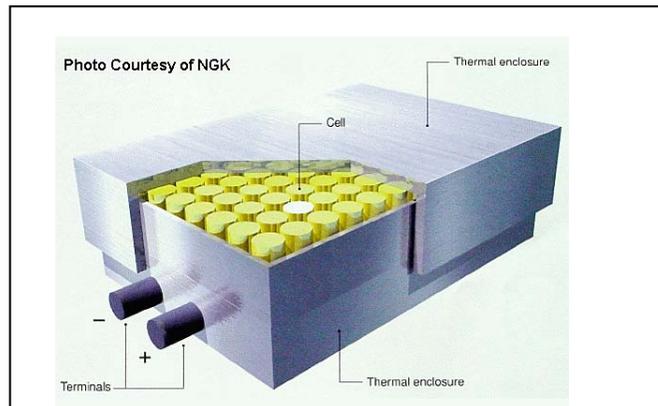
150 ou 250 kW crêtes (30 s par heure)

Source:

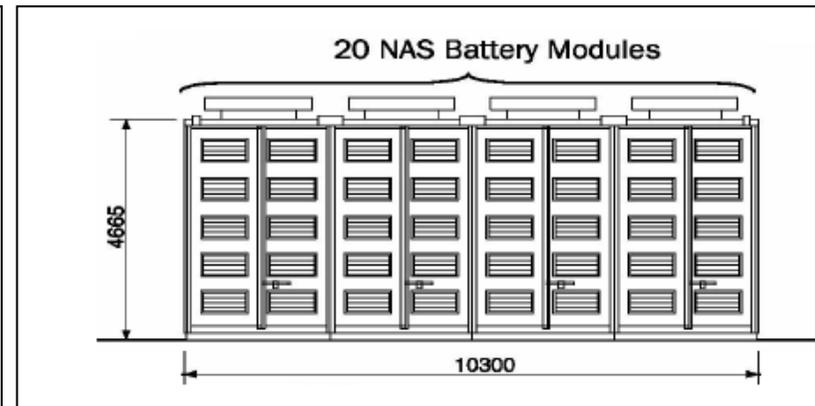
<http://www.ngk.co.jp/>



Élément : 2 V
1,12 kWh



Bloc : 384 éléments série/parallèle
64 ou 128 V
50 kW – 360 ou 430 kWh
Pertes de chauffage : 3,4 kW
Masse : 3500 kg



Ensemble 1 MW
L : 10 m
(22 m avec transfo et connexion au réseau)
H : 4.7 m
W : 3.6 m

Batteries à circulation (Redox flow batteries)

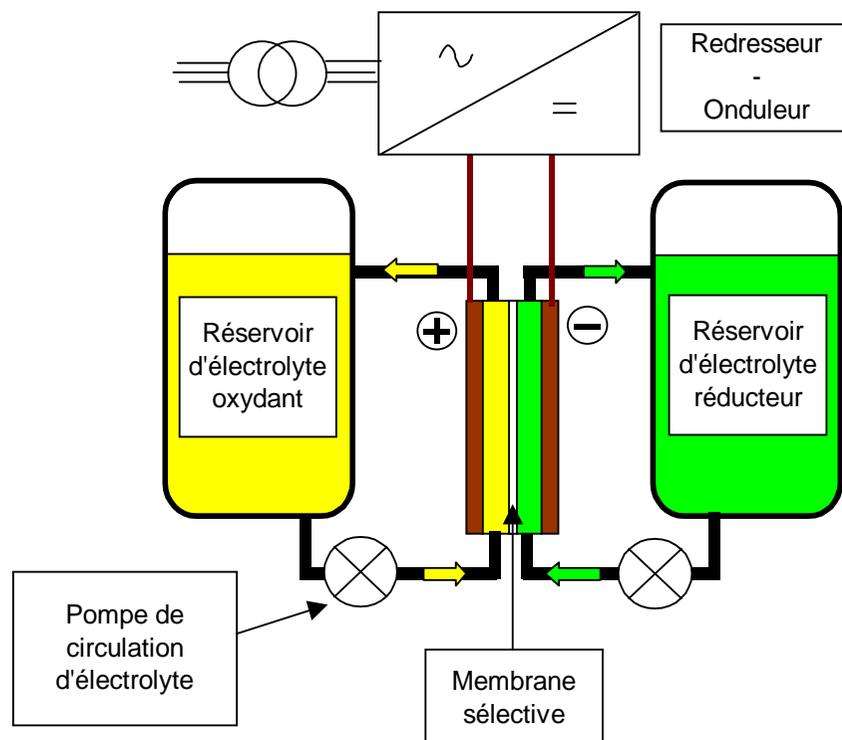
composés chimiques, de stockage de l'énergie, liquides en solution dans l'électrolyte.

Technologies : ZnBr (Zinc-brome)

NaBr (Sodium-brome)

VBr (Vanadium-brome) (VRB)

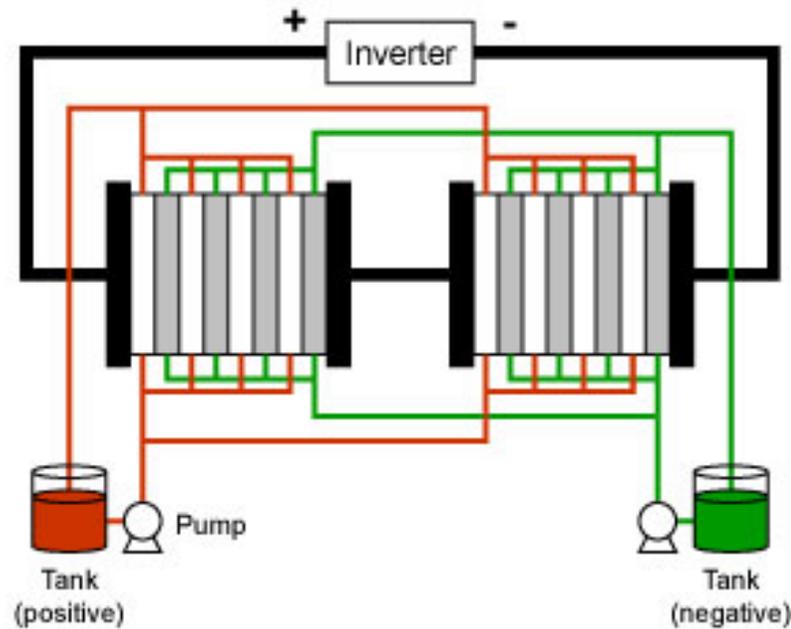
Polysulfide Bromide battery (PSB)



Energie volumique : 10 à 30 kWh/m³
Rendement : 70 % à 90%
Capacité : 1 à qq 100 MWh
Puissance : 1 à 10 MW
quelques heures (4 à 8)

Données et dessins Jacques RUER, SAIPEM

Technologie VRB (Vanadium Brome)



VRB/ESS Configuration with 100-cell stacks.

Masses :

réservoirs : 20 Wh/kg
 Convert. Electrochim : 35 W/kg
 Convert. Electron. : 750 VA/kg

Rendement > 90%

Vie : > 12 ans

Source:

<http://www.vrbpower.com/>

Master Recherche STS IST Paris – ENS Cachan Module C16

Exemple :

Installation King Island Australie 2003

Système éolien-diesel

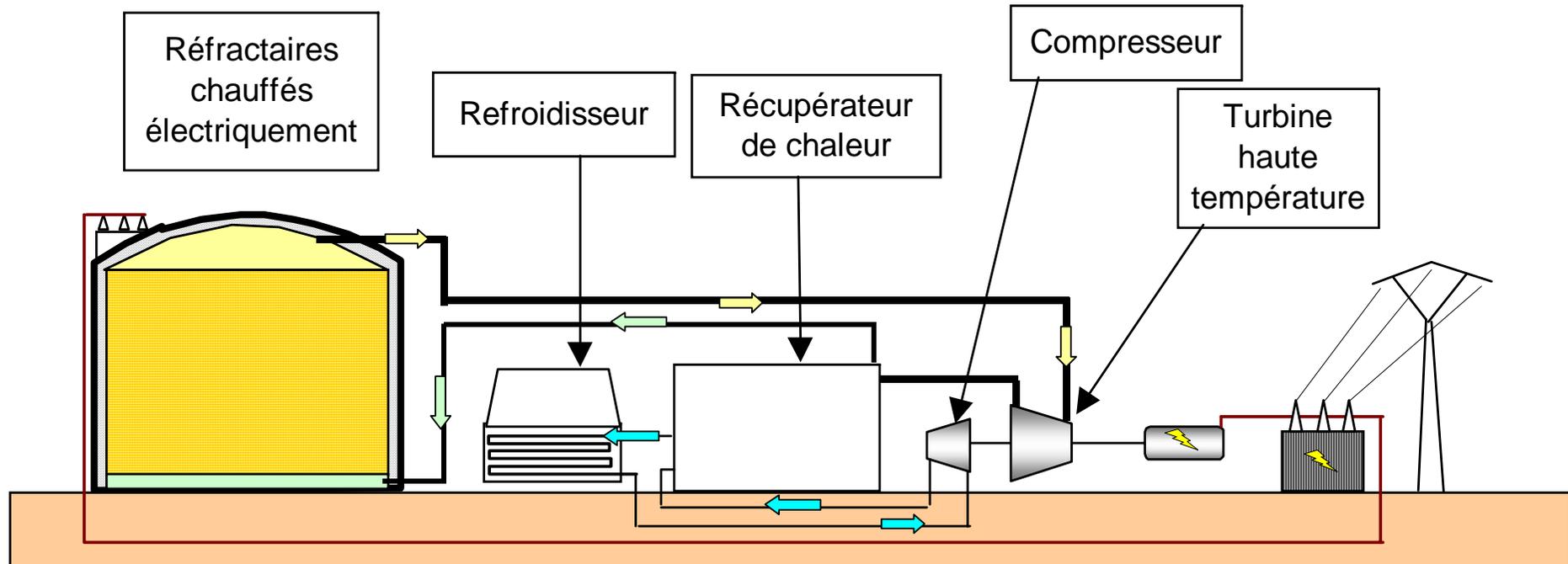
VRB : 200 kW – 800 kWh



**Convertisseur
électrochimique**

50 kW/stack

Système à stockage thermique : à l'étude



200 kWh/m³

Rendement : environ 60 %

Capacité : 1 à qq 100 GWh

Puissance : 10 à 100 MW

Gaz chauds 1400°C

À l'étude,

Pas encore de réalisation.

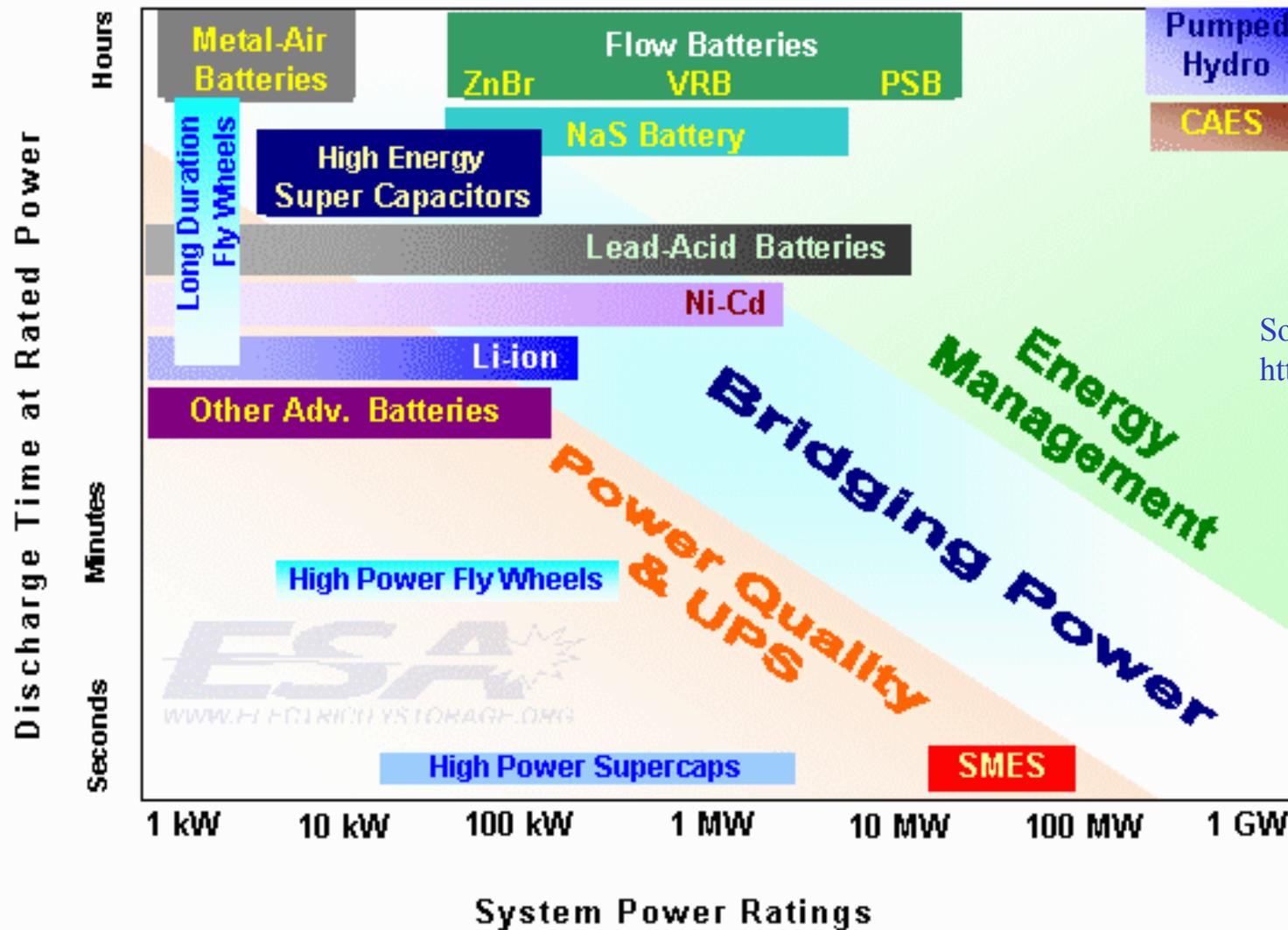
Potentiel économique et géographique attractif

Données et dessins Jacques RUER, SAIPEM

Tableau comparatif moyens de stockage à grande échelle

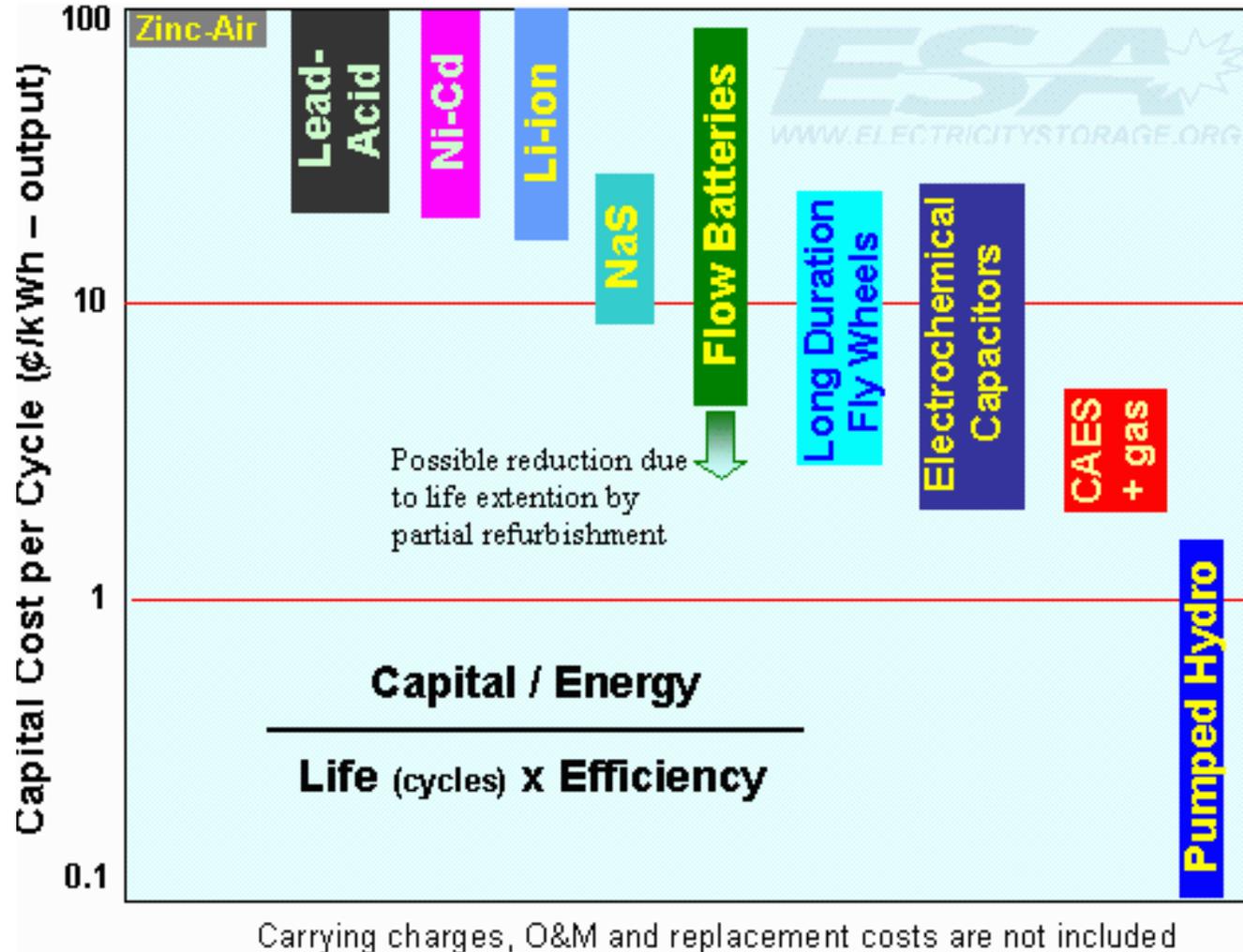
Technologie	Hydraulique gravitaire	Air comprimé en caverne	Batteries électrochimiques	Batteries à circulation	Thermique à turbine
Densité d'énergie	1 kWh/m ³ pour une chute de 360 m	12 kWh par m ³ de caverne à 100 bars	Batterie au plomb : 33 kWh/t Batterie NaS : 100 kWh/t	33 kWh/m ³	200 kWh/m ³
Capacité réalisable	1000 – 100000 MWh	100 – 10000 MWh	1 – 40 MWh	10 – qq 100 MWh	1000 – 100000 MWh
Puissance réalisable	100 – 1000 MW	100 – 1000 MW	qq MW – qq10 MW	1 – qq 10 MW	10 – 100 MW
Rendement électrique	65% - 80%	50% (avec l'apport de gaz naturel)	70% à 90% selon techno et vitesse de décharge	70% à 90% selon techno et vit. de décharge	60% ? à démontrer
Installations existantes	100 000 MWh 1000 MW	600 MWh 290 MW	40 MWh 10 MW	120 MWh 15 MW	----
Coût €/kWh ⁽¹⁾ et €/kW ⁽¹⁾	70 à 150 600 à 1500	50 à 80 400 à 1200	200 (Pb) à 2000 (Li) 300 (Pb) à 3000 (Li)	100 à 300 1000 à 2000	50 350 à 1000
Maturité	Très bonne	Plusieurs expériences au monde	Plusieurs expériences avec des technologies matures	En développement prototypes en fonctionnement	A l'état de projet
Remarques	Sites avec dénivelée et retenues d'eau	Sites avec cavernes	Métaux lourds ou hautes temp. : NaS	Produits chimiques	Indépendant des contraintes géographiques

Bilan puissance / énergie / constante de temps



Source:
<http://www.energystorage.org>

Comparaison de coût incluant le vieillissement en cyclage et les pertes



Bilan des besoins Caractéristiques Technologies adaptées

Rapport EnirDGnet, jan. 2004

Application	Power	Storage time	Energy	Response time	Number of occurrence	Technologies
<i>Very short duration</i>			<i>kWh</i>		<i>/year</i>	
Power quality	<1 MW	Sec	~0,2	< 5 ms	$10^2 - 10^3$	Flywheel Supercapacitors Micro-SMES Lead acid battery
T&D stabilization	<1 MW	Sec	~0,2	< 20 ms	10^2	Flywheel Supercapacitors Micro-SMES Lead acid battery
<i>Short duration</i>			<i>kWh</i>		<i>/year</i>	
Distributed generation	0.5 to 5 MW	~1 hour	5000-50 000	< 1 min	10^2	Flywheel Advanced Battery, SMES Lead acid battery H2 fuel cell
End-use peak shaving	<1 MW	~1 hour	1000	< 1 min	$10^2 - 10^3$	Flywheel Advanced Battery, SMES Lead acid battery SMES H2 fuel cell
Spinning reserve	1-100 MW	< 30 min	5000-500 000	< 3 sec	10^1	Flywheel Lead-acid battery Advanced battery SMES H2 fuel cell
Renewable matching (intermittent)	Up to 10 Mw	Min - 1 hour	10-10 000	< 20 ms	$10^2 - 10^3$	Flywheel Lead-acid battery Advanced battery H2 fuel cell
Uninterruptible power supply	Up to 2 MW	~2 hours	100 - 4000	Sec	$10^2 - 10^3$	Flywheel Lead-acid battery Advanced Battery, H2 fuel cell
<i>Long duration</i>			<i>kWh</i>		<i>/year</i>	
Generation, load levelling	100 MW	6-10 hours	100 - 1000	Min	10^2	SMES Lead-acid battery Advanced battery Pumped hydro CAES H2 fuel cell
Ramping, load levelling	100 MW	Several hours	100-1000	< 20 ms	10^2	SMES Lead-acid battery Advanced battery H2 fuel cell
<i>Very long duration</i>			<i>MWh</i>		<i>/year</i>	
Emergency backup	1 MW	24 hours	24	Sec-min	10^1	Lead-acid battery Advanced battery H2 fuel cell
Seasonal storage	50 - 300 MW	weeks	10 000-100 000	Min	10^1	CAES
Renewable backup	100 kW - 1 MW	Up to 7 days	20 - 200	Sec - min	10^1	Battery Advanced battery CAES Pumped hydro H2 fuel cell with underground storage



WP2 Review of the International state of the
Mapping of the European Centres of
Excellence and suppliers

CONCLUSION

Le stockage d'énergie :

Un enjeu majeur pour permettre une réelle pénétration des ressources renouvelables (électrique, thermique...)
et contribuer au développement durable

Des problèmes techniques : oui, le stockage est difficile mais possible

Problèmes surtout économiques :

le stockage doit devenir compétitif dans plus de secteurs

- ➔ Développement de nouvelles solutions ou de variantes technologiques (hybridations) bien adaptées aux besoins
- ➔ Meilleure définition et caractérisation des besoins
- ➔ Meilleurs modèles énergétiques et de vieillissement pour réaliser des **optimisations sur cycle de vie**
Avec plus grande action sur l'adaptation de la consommation

Exemples d'applications avec batteries électrochimiques



*Ce document exploite, en partie, des résultats des travaux des thèses
d'Olivier GERGAUD et Gaël ROBIN*

I. Modèles technico-économiques

II. Ecrêtage de la charge en situation connectée au réseau

III. Lissage de charge

IV. Système autonome photovoltaïque

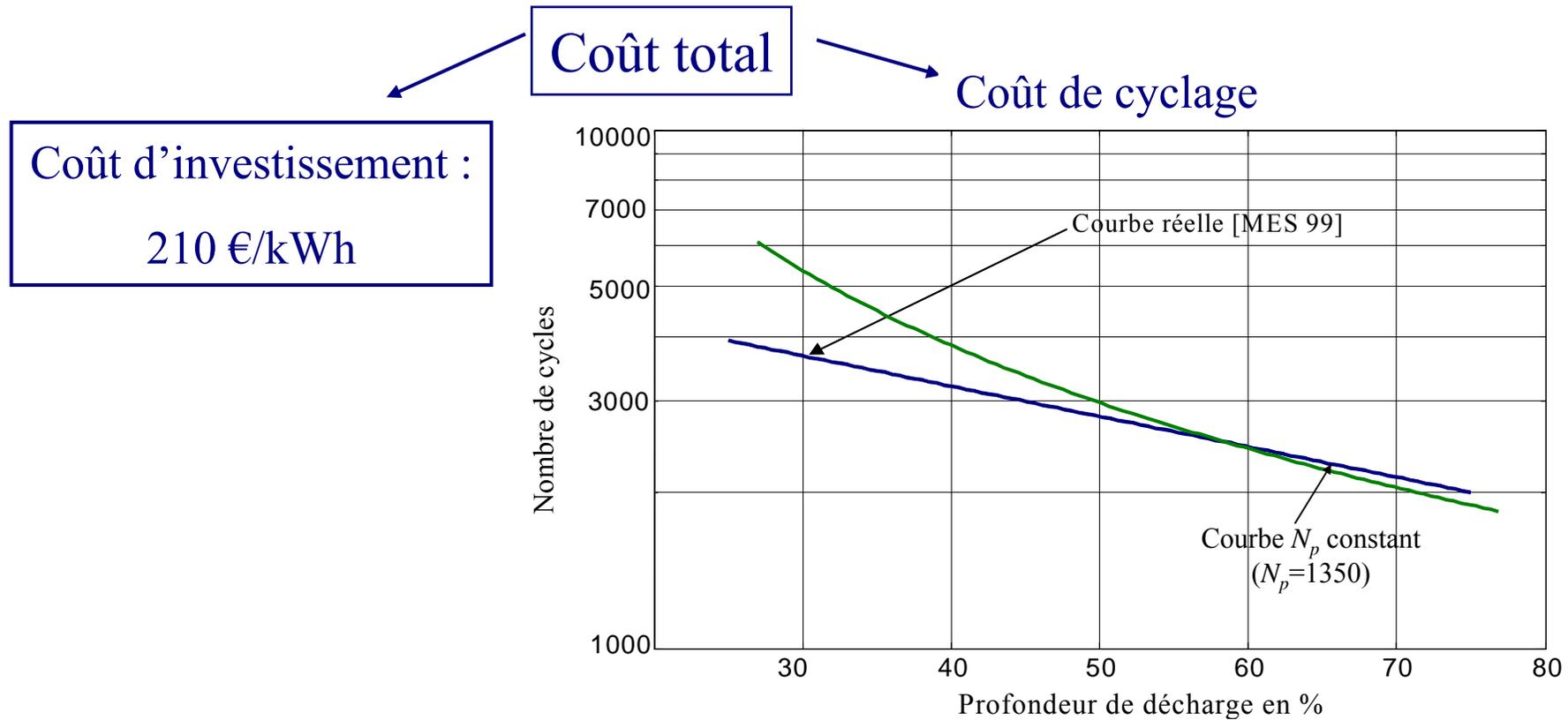
V. Conclusion



Doc. STECO

I- MODELES TECHNICO-ECONOMIQUES

Stockage : batteries au plomb-acide

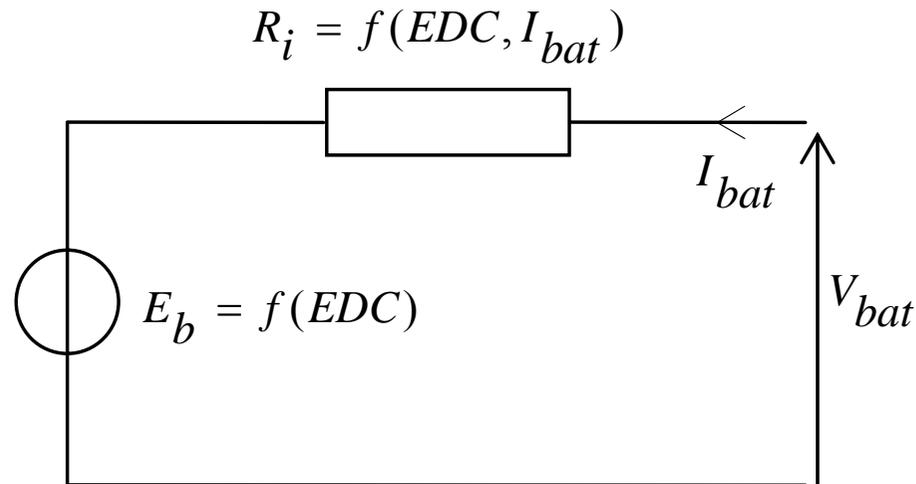


Hypothèse : (Nombre de cycles)*(Profondeur de décharge) = N_p = Constante

$$\Rightarrow 2 \cdot N_p \cdot E_{p_b} = \sum_0^t |P_b(\tau)| \cdot \Delta\tau \Rightarrow \gamma_b = \frac{\text{Coût_total_batterie}}{2 \cdot N_p \cdot E_{p_b}} = \frac{210}{2 \cdot N_p} = 7,7 \text{ c€/kWh}$$

Stockage : batteries au plomb-acide (étanches à recombinaison)

Modèle technique :

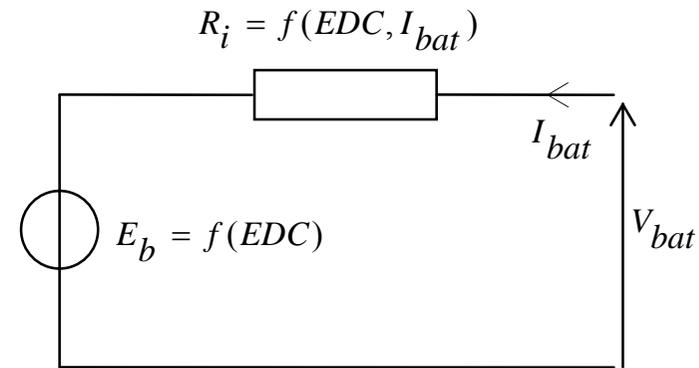


- ✓ Variation de capacité apparente en fonction du courant moyen de décharge
- ✓ Rendement coulombien
- ✓ Modèle « normalisé » vis-à-vis de la capacité de stockage (C_{10})

Modèle du CIEMAT

Limitation d'utilisation jusqu'au phénomène de gassing
 $EDC_{MAX} = 0.9$

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{bat} = n_b \cdot E_b + n_b \cdot R_i \cdot I_{bat} \\ V_{bat_d} = n_b \cdot [1,965 + 0,12 \cdot EDC] - n_b \cdot \frac{|I_{bat}|}{C_{10}} \cdot \left(\frac{4}{1 + |I_{bat}|^{1.3}} + \frac{0,27}{EDC^{1.5}} + 0,02 \right) \cdot (1 - 0,007 \cdot \Delta T) \\ EDC = 1 - \frac{Q_d}{C_{bat}} \\ \frac{C_{bat}}{C_{10}} = \frac{1,67}{1 + 0,67 \cdot \left(\frac{I_{bat}}{I_{10}}\right)^{0.9}} \cdot (1 + 0,005 \cdot \Delta T) \end{array} \right.$$

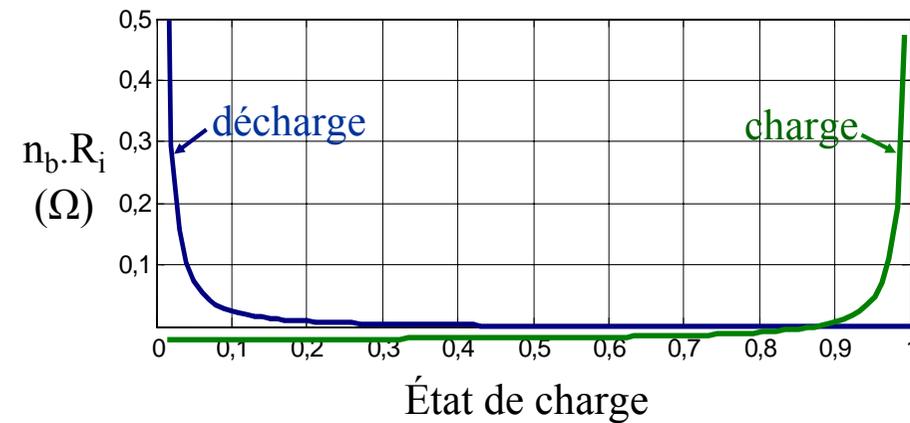


Rendement coulombien

$$\eta_{cb_d} = 1$$

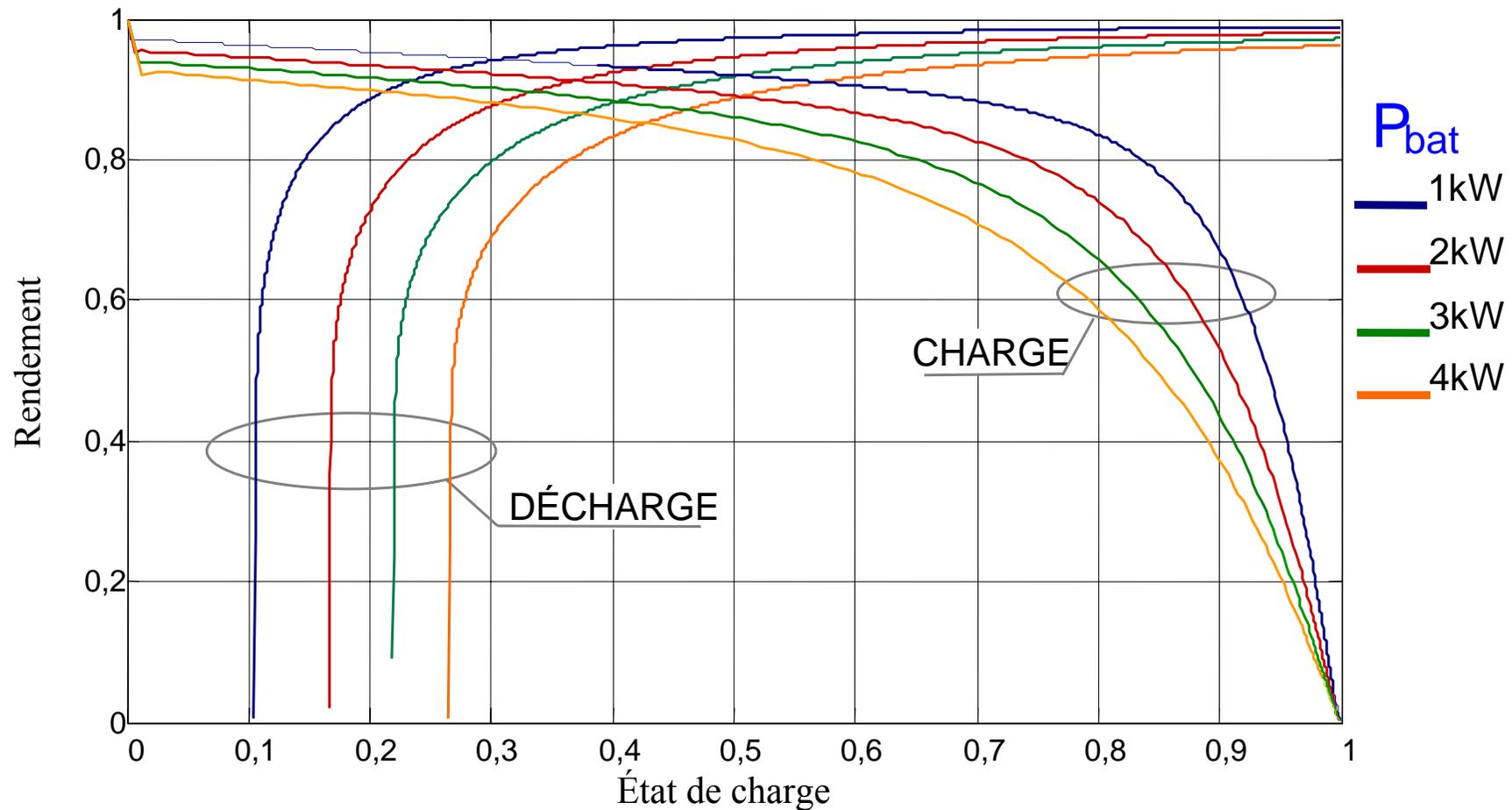
$$\eta_{cb_c} = 1 - \exp \left[\frac{20,73}{\frac{I_{bat}}{I_{10}} + 0,55} \cdot (EDC - 1) \right]$$

Pertes Joule



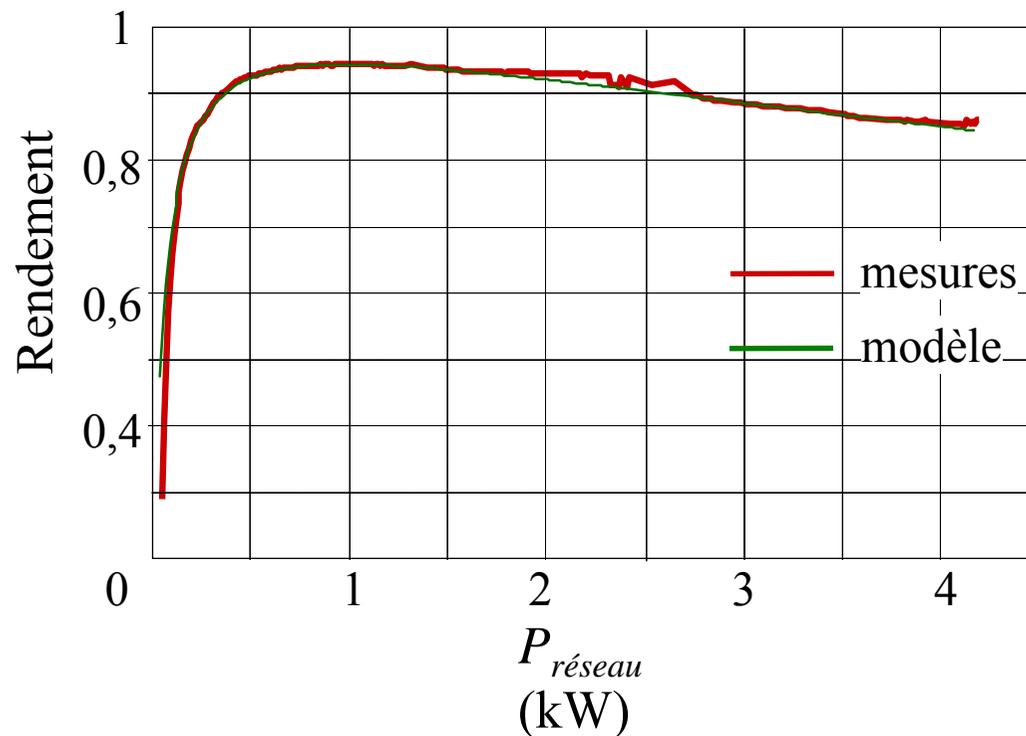
($n_b = 24$ cellules en série)

Rendement énergétique global des accumulateurs



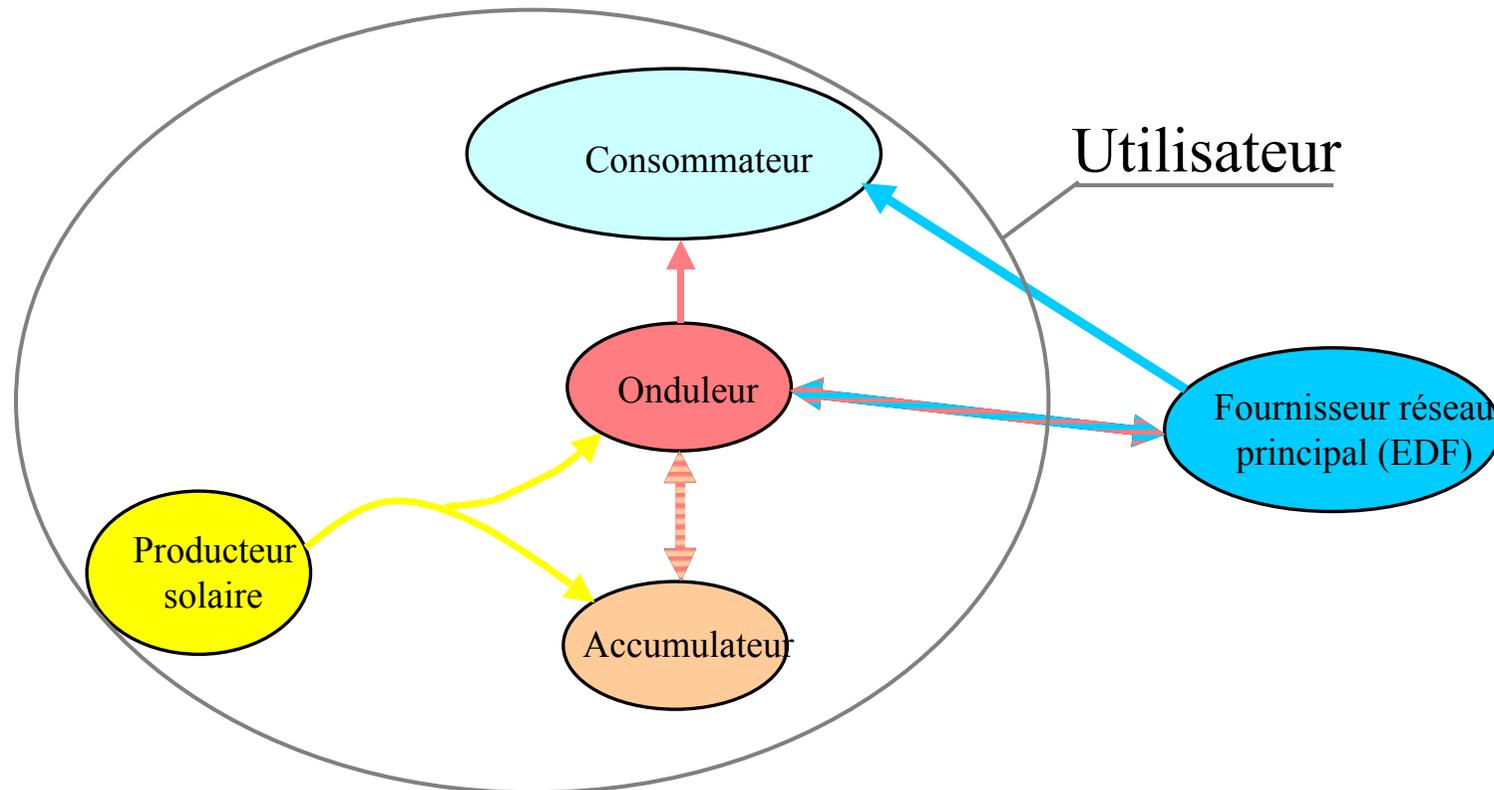
Onduleur

Modèle énergétique : rendements (AC/DC et DC/AC) identifiés



$$\eta_{AC/DC} = \frac{1}{1 + \frac{P_{01}}{P_{bat}} + K_{11} \cdot P_{bat} + K_{21}}$$

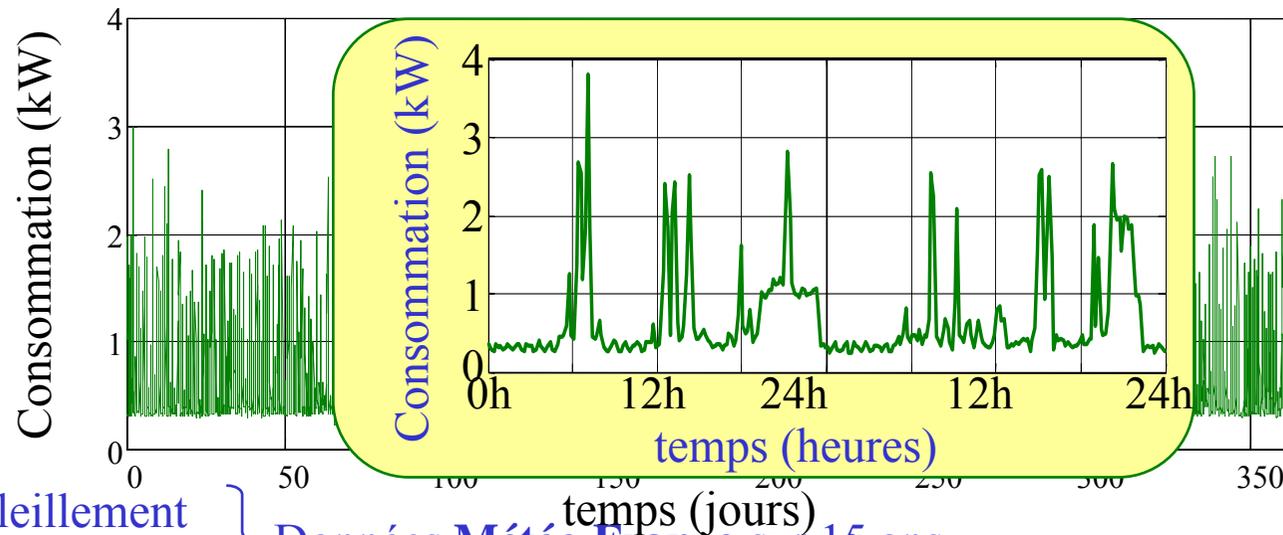
Problématique économique



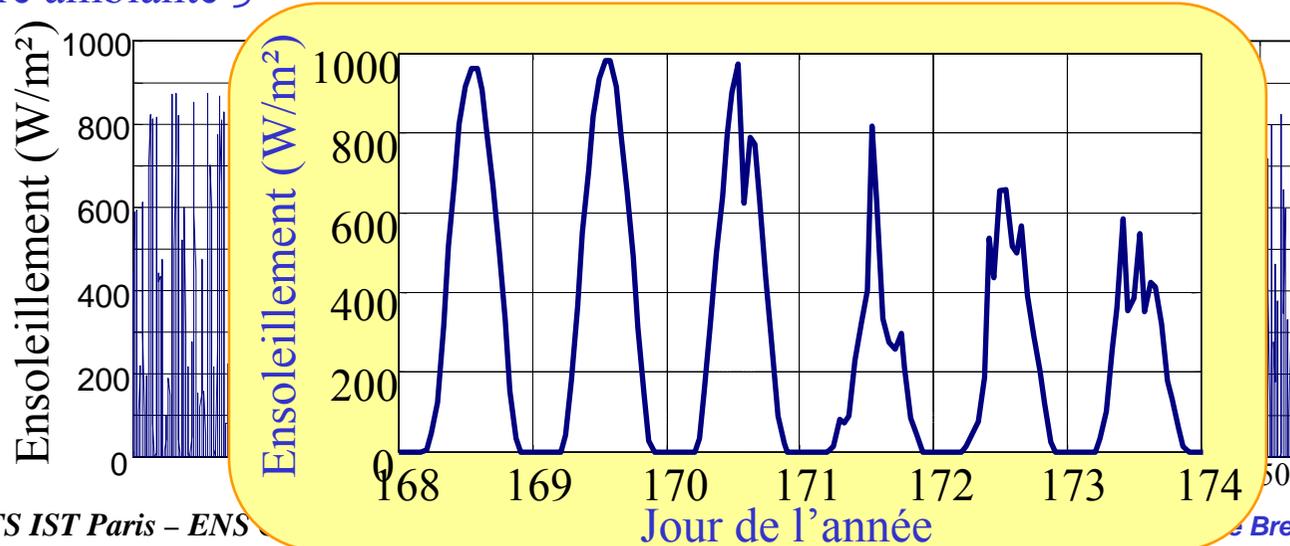
Optimisation des transferts énergétiques
et du dimensionnement avec **critère économique**

Données de consommation et météorologiques

Consommation = Données Enertech sur 1 an reproduit 15 fois

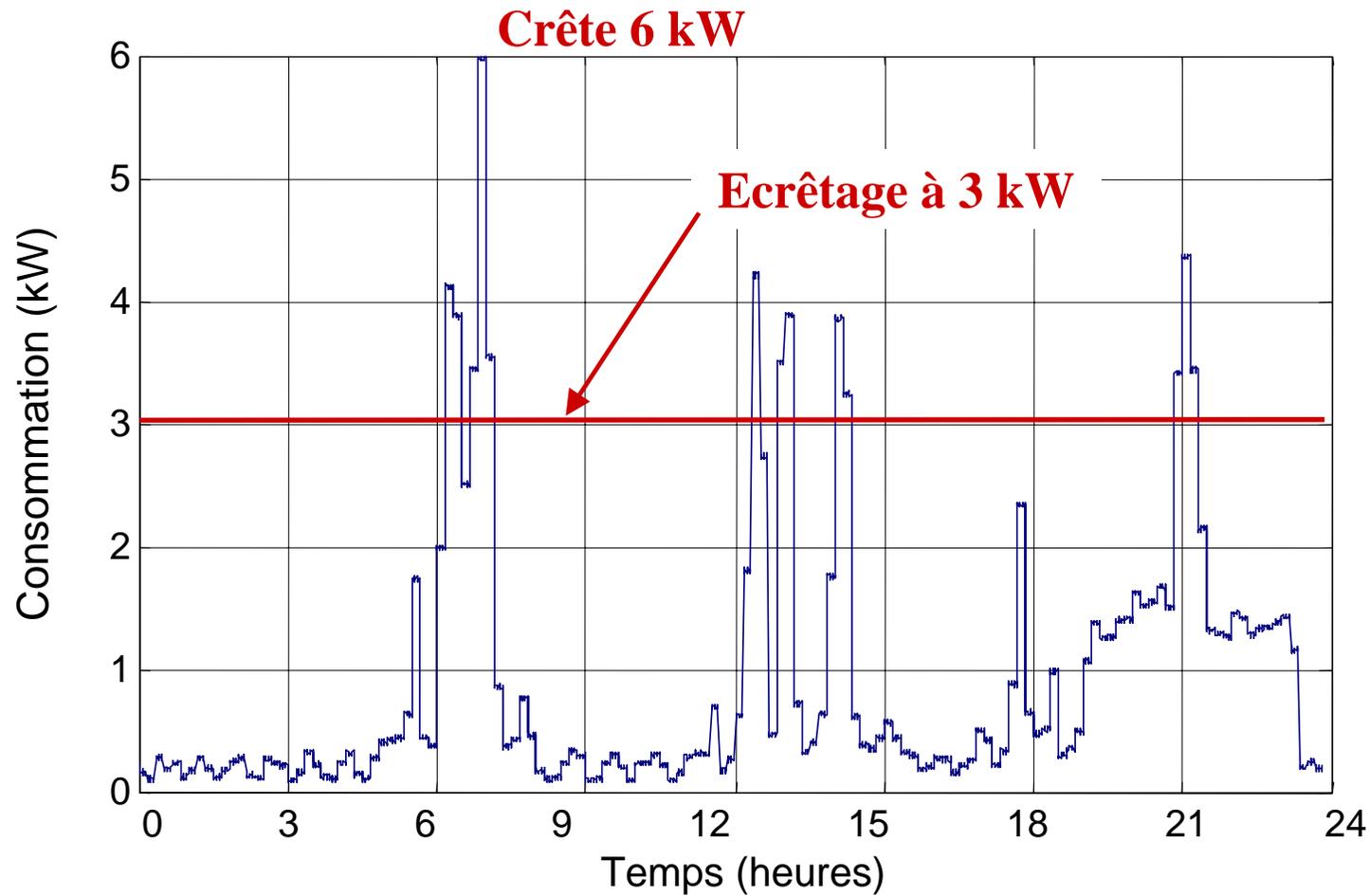


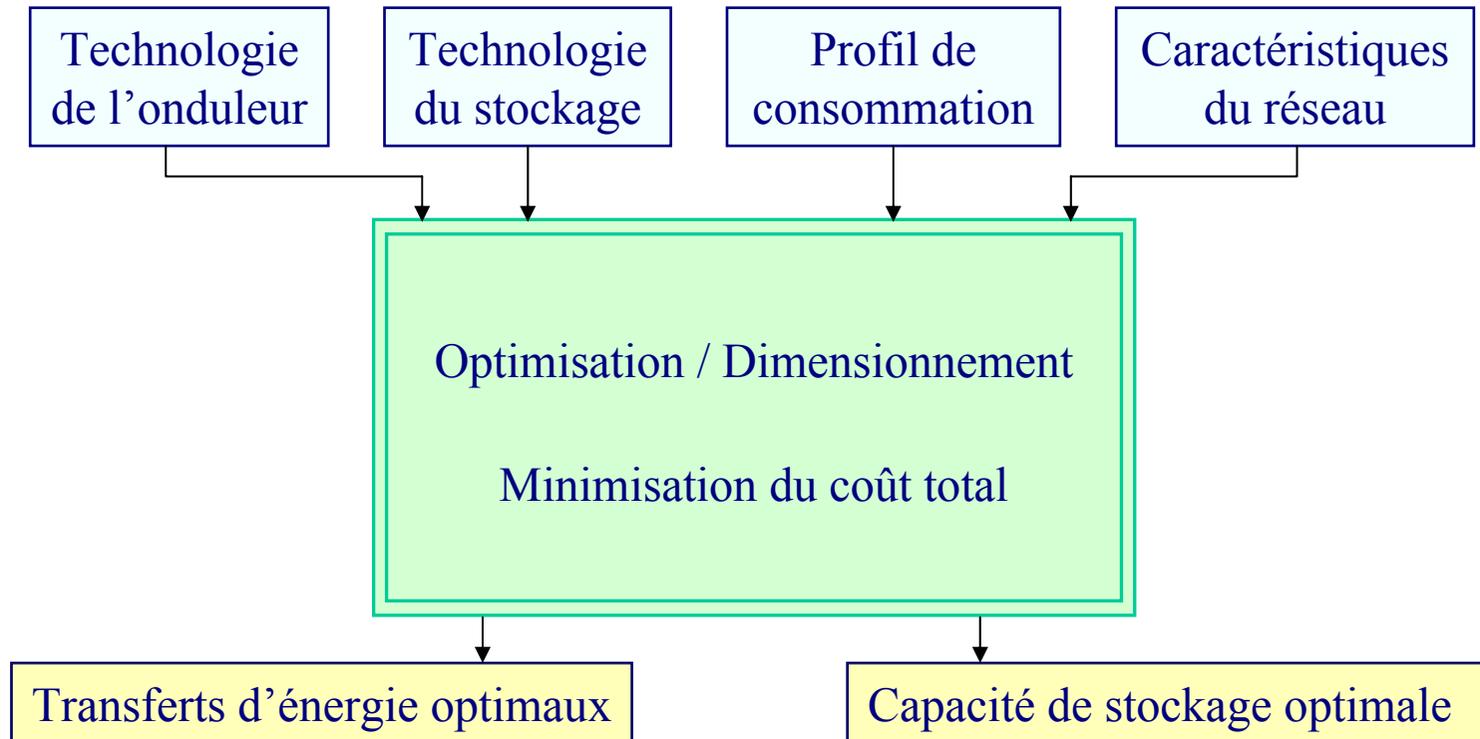
Ensoleillement } Données Météo France sur 15 ans
Température ambiante }



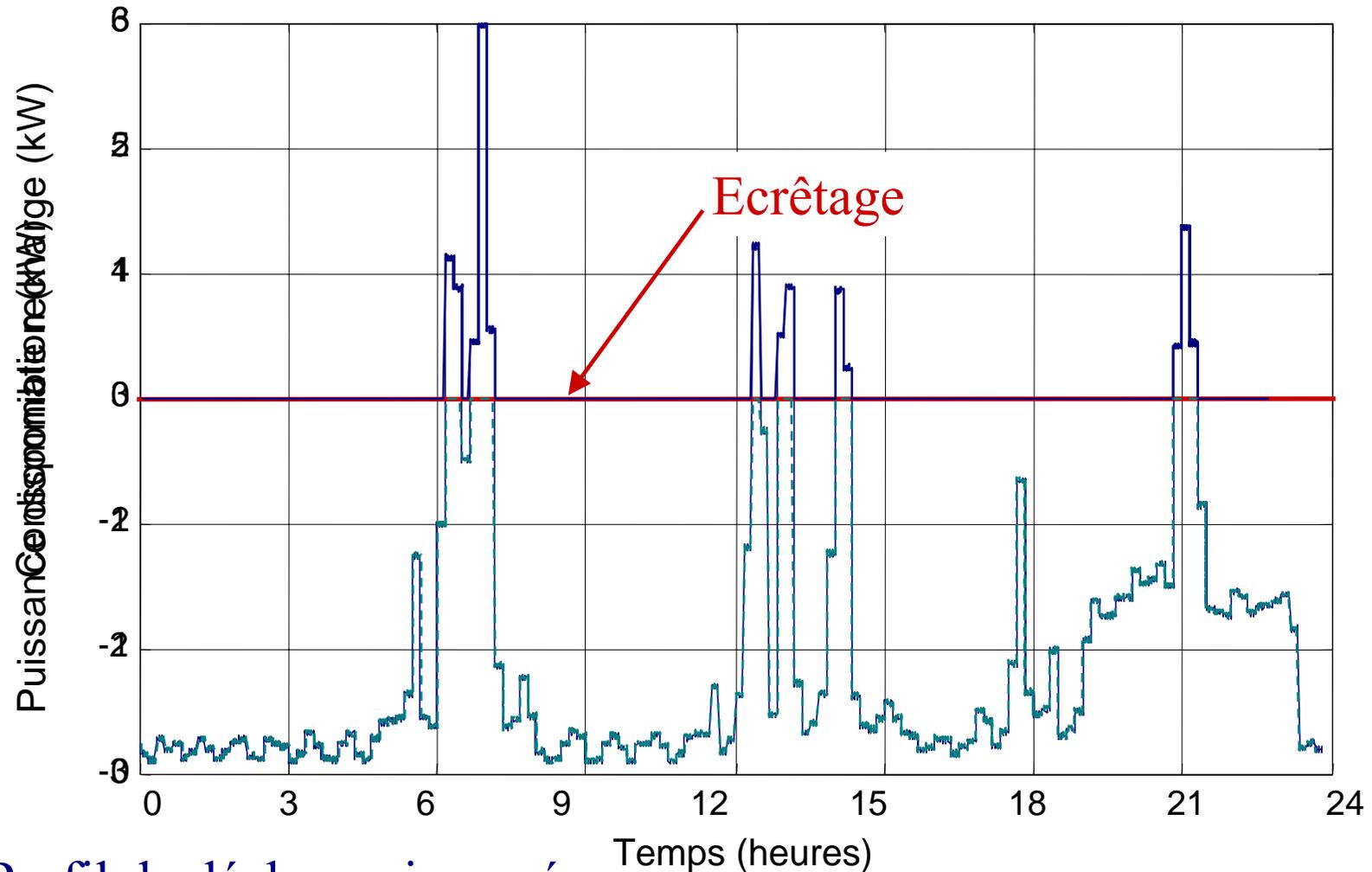
II- Exemple de l'écrêtage de charge en situation connectée au réseau

- Minimisation de la puissance souscrite (abonnement)**
- Réduction de l'impact sur le réseau**





Optimisation économique du point de vue du consommateur
⇒ Modélisation technico-économique du système

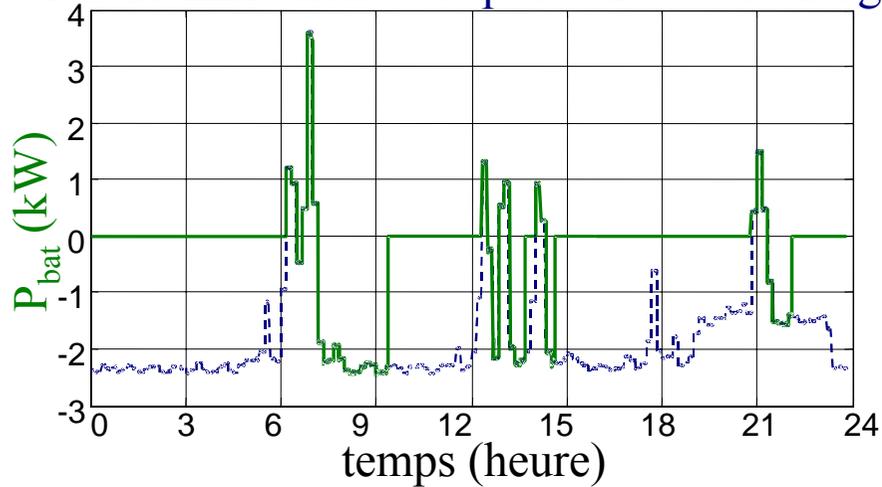


✓ Profil de décharge imposé

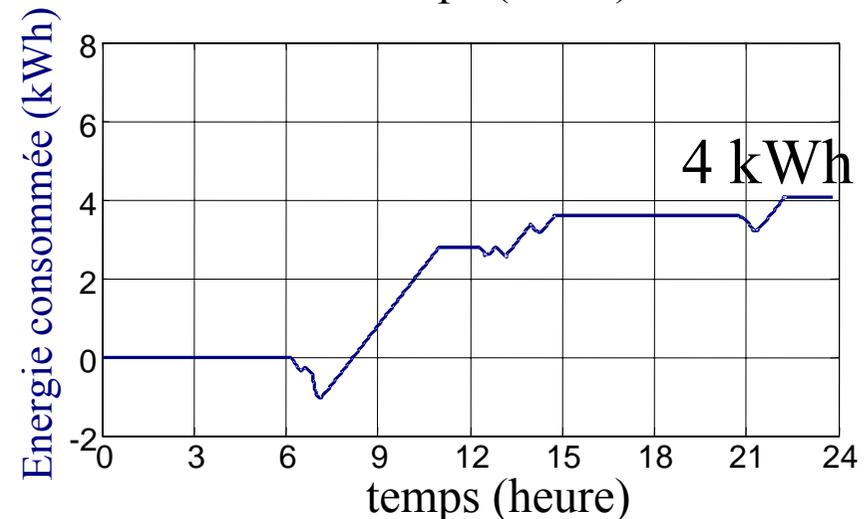
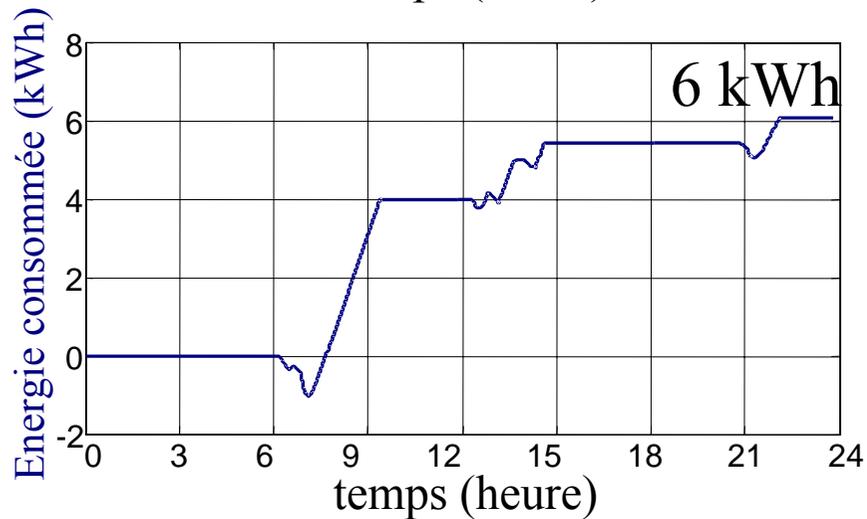
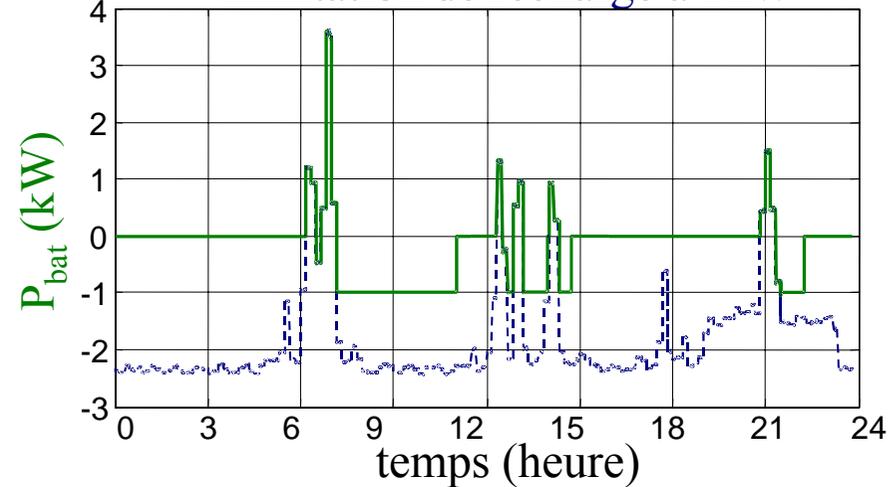
✓ Profil de charge « libre » (contraint par la puissance disponible)

ECRETAGE DE LA CONSOMMATION

Pas de limitation de la puissance de recharge

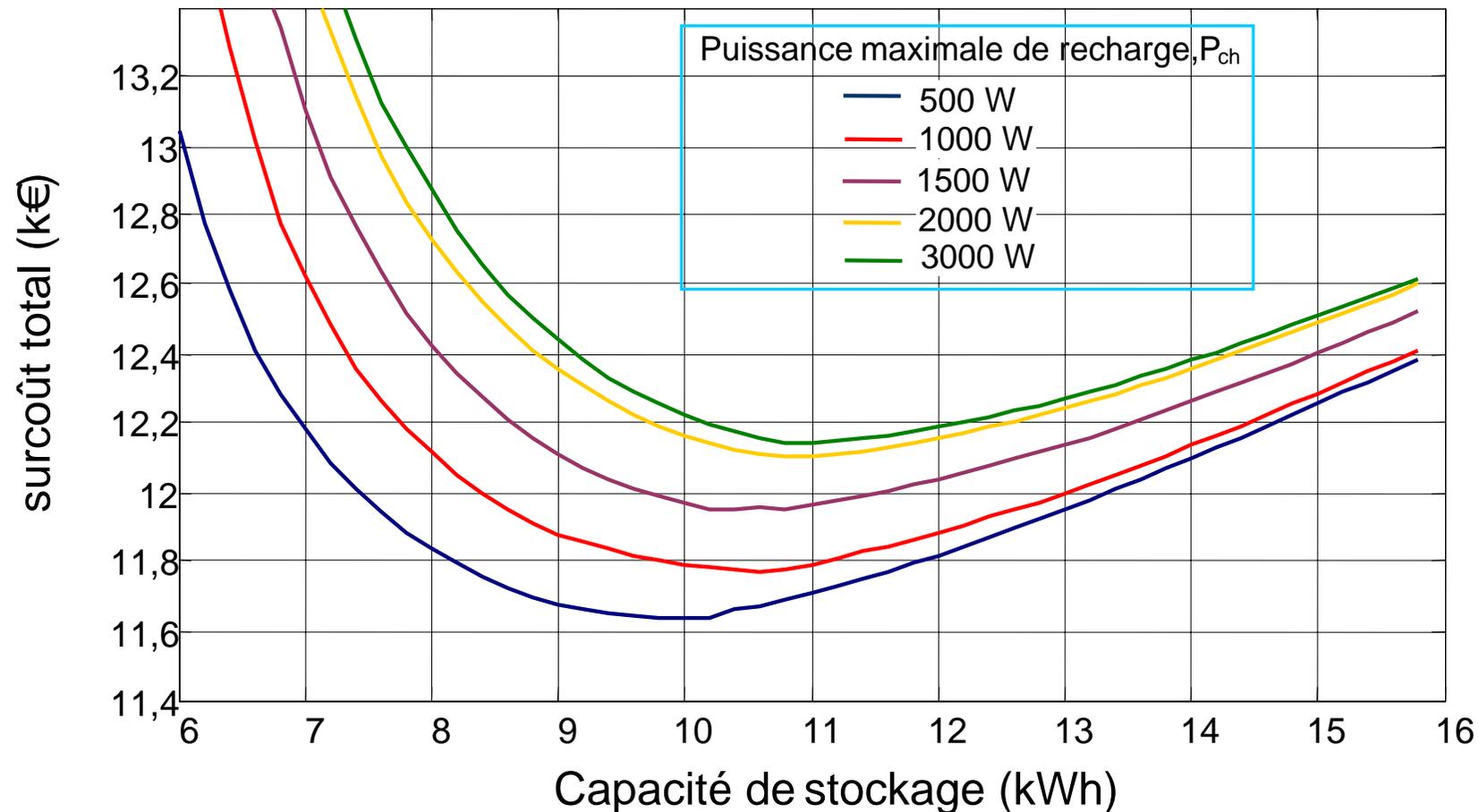


Limitation de recharge à 1kW



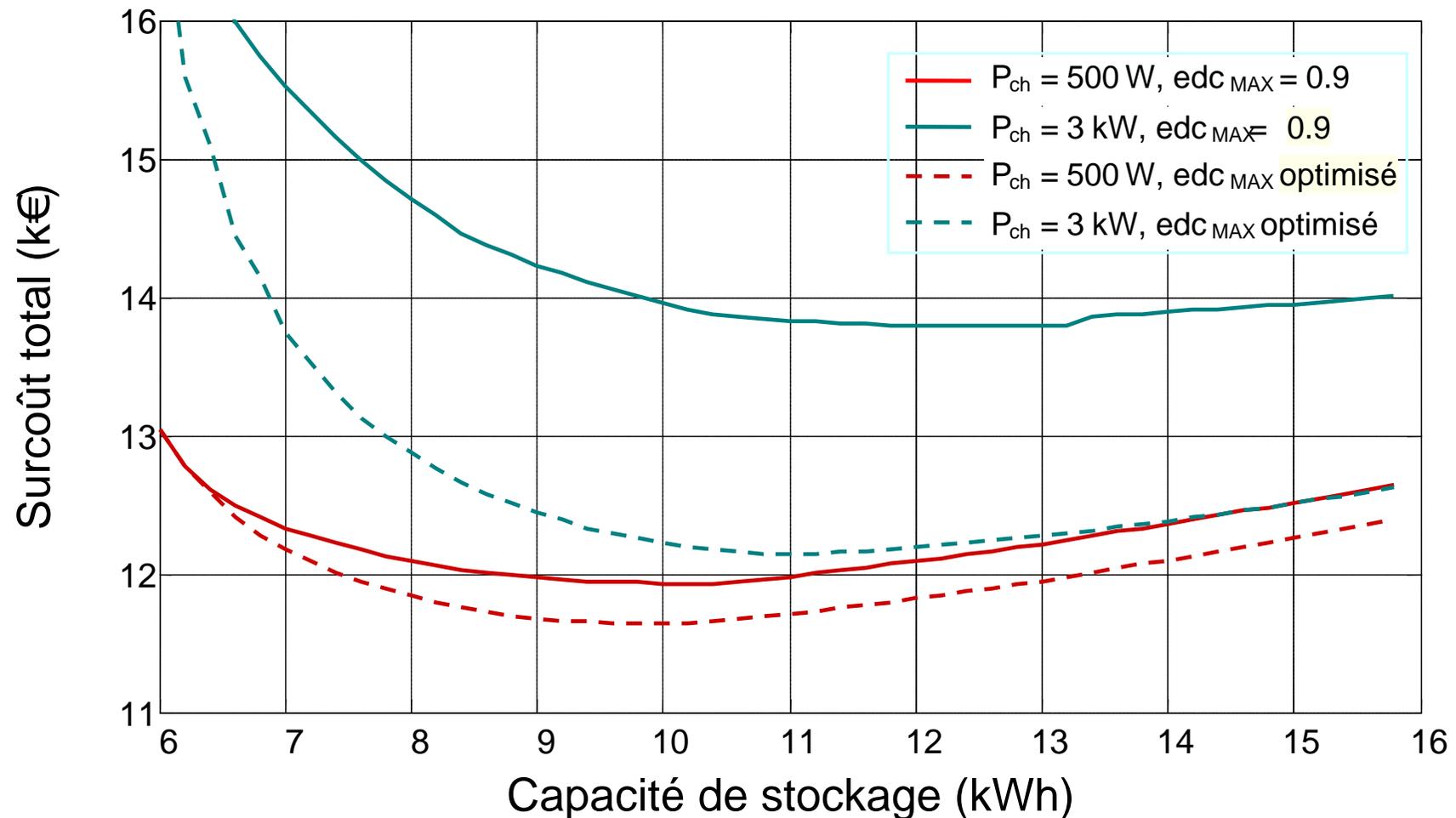
ECRETAGE DE LA CONSOMMATION

Optimisation de la puissance de recharge



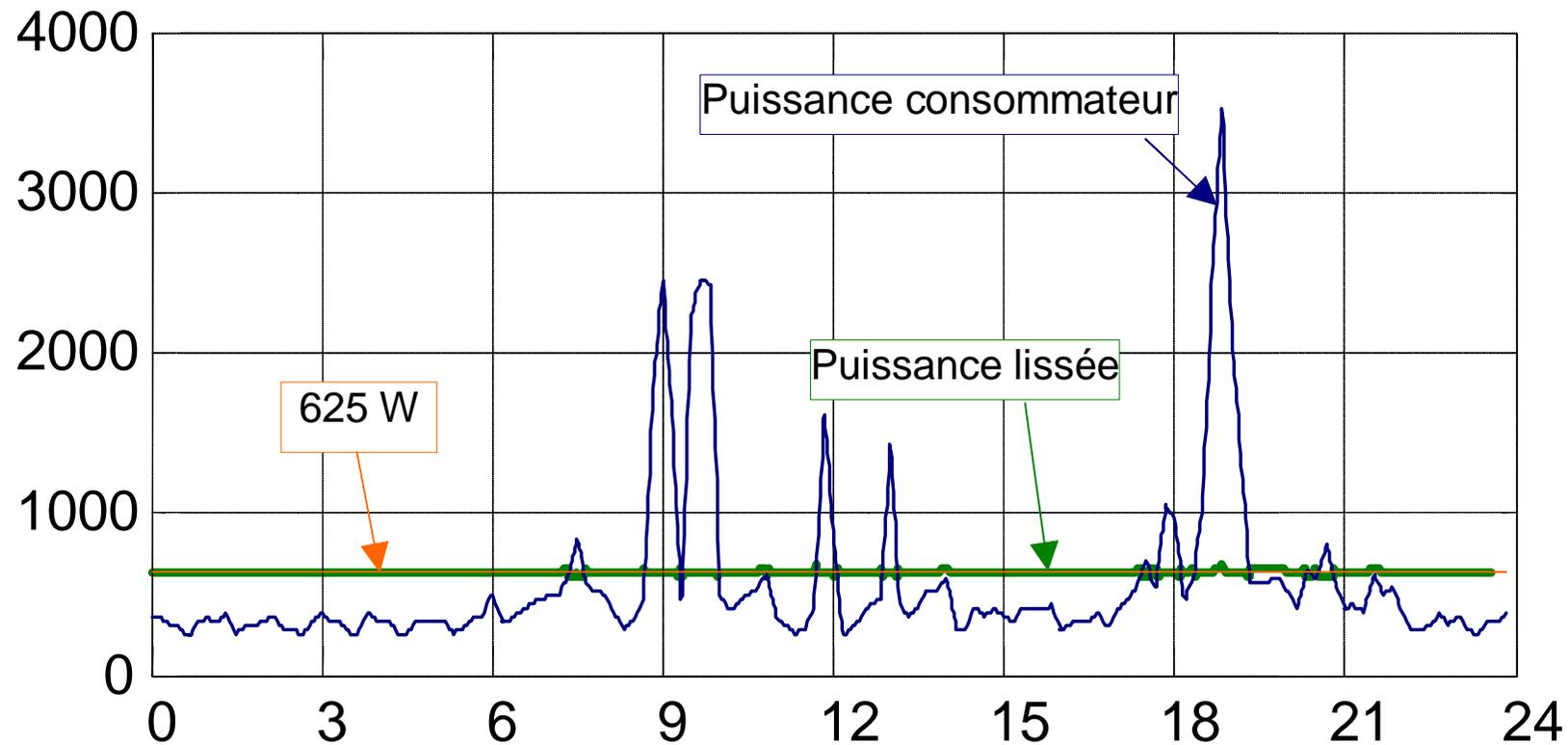
ECRETAGE DE LA CONSOMMATION

Optimisation de l'état de charge maximum

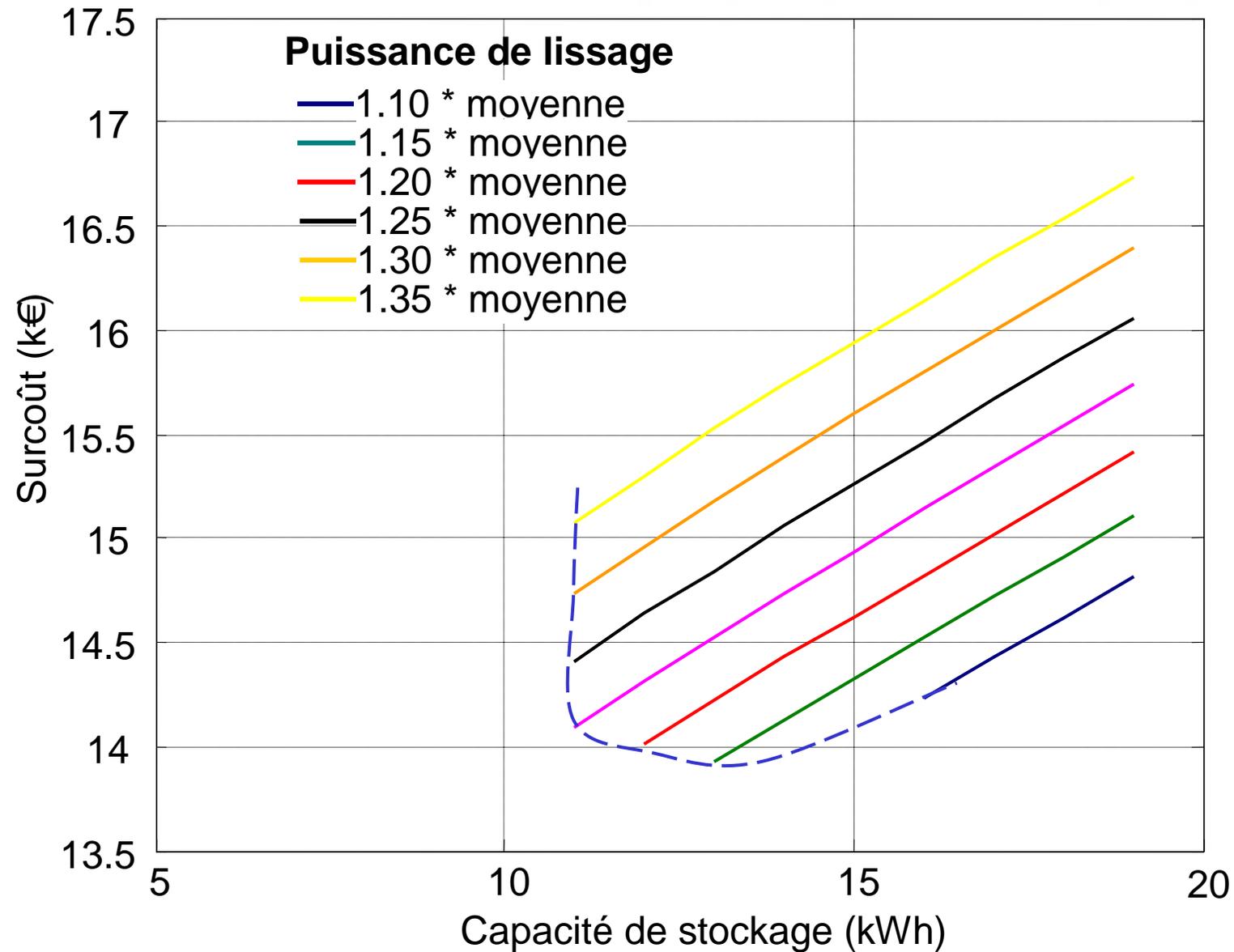


III- Exemple du lissage de charge en situation connectée au réseau

**Un cas d'école intéressant pour poser le problème de
l'adaptation de la consommation à la production
disponible sur un réseau.**



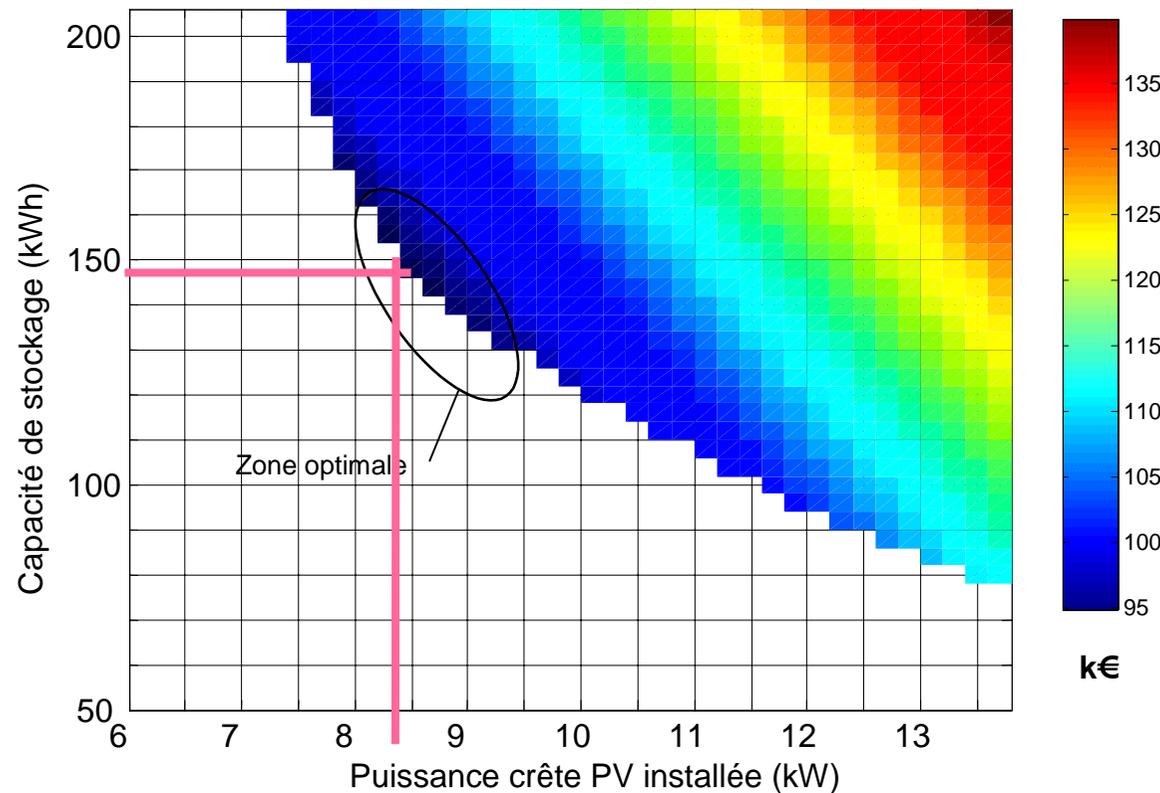
Existence d'un optimum (Puissance de lissage, capacité de stockage)



IV- Système autonome photovoltaïque

**Site isolé, accumulateur indispensable pour assurer
l'adaptation production à consommation**

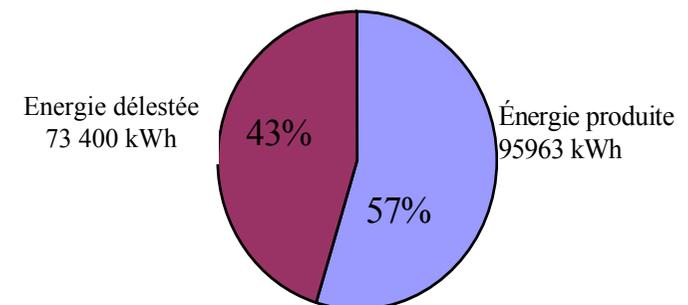
Système photovoltaïque autonome avec batteries, optimum économique



Bilan optimum économique

Utilisateur alimenté par un système autonome PV avec stockage	
Coût photovoltaïque (puissance crête : 8,4 kW)	50400 €
Coût onduleur (puissance crête : 6 kW)	5400 €
Coût accumulateurs (146 kWh)	30660 €
Coût d'usure et d'entretien du système	8435 €
Coût total	94895 €

Bilan énergétique sur les 15 ans



Analyse de type ACV sur un système PV + batteries

Conditions : PV 1,7 MWh/m²/an (1700 h eq Pmax)

Conso : 150 kWh/j, Autonomie : 3 jours, P_{max} : 50 kW

Service life of the PV-battery system components.

Component	t _i (years)	t _{3, float} ^a (years)	N _{33, cycle life} ^b (1 000 x cycles)	t _{3, cycle} ^c (years)	σ 40°C ^d
1. PV (mc-Si)	30				
2. Charge regulator	10				
3. Batteries					
NiCd		15 – 25	4.8 - 6.0	13 – 16	0.73
VRB		15 – 20	7.0 - 8.0	^e 15 – 20	0
Li-ion		14 – 16	7.0 - 10	19 – 27	0.30
NaS		14 – 16	6.8 - 7.5	14 – 16	0.92
PSB		14 – 15	9.0 - 10	^e 14 – 15	0
PbA		8 – 12	0.90 - 2.0	2.5 – 5.5	0.37
NiMH		8 – 10	2.8 - 3.0	7.7 – 8.2	0.65
ZnBr		8 – 10	4.0 - 5.0	^e 8.0 – 10	0.92
4. Inverter	10				
5. Air conditioning	8				

Sources: References are given by Rydh and Sandén [11].^a Battery service life at 20-25°C at no-cycling (float charge).^b

Cycle life at 33% DOD and 20-25°C. ^c $t_{3, cycle} = N_{n, cycle\ life} / n$, $n = 365\ cycles/year\ at\ 33\% DOD$. ^d Battery service life

temperature correction factor. New knowledge from 29 November 2003 will lead to updates of this data, see [11].^e

Limited by float service life when cycled one cycle per day. Cycle life= float life (2 900 - 7 300 cycles).

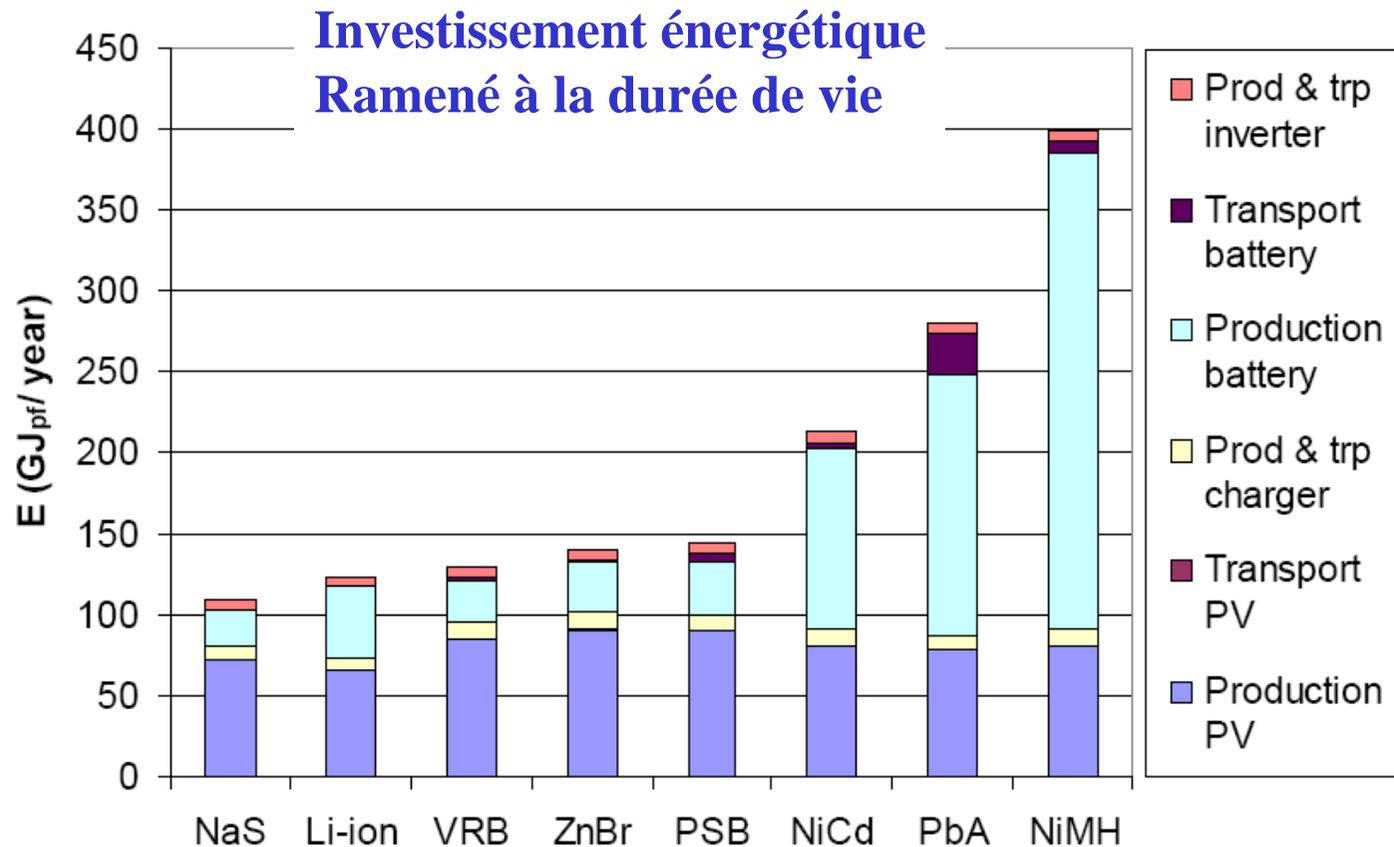
Analyse de type ACV sur un système PV + batteries

Energy requirements for production of the PV-battery system components.

Component	Materials and manufacturing (MJ _{pf} /m ²)	Materials and manufacturing (MJ _{pf} /W _{el})	Recycled materials recovery (MJ _{pf} / Wh)	Virgin materials recovery (MJ _{pf} / Wh)	Manufacturing (MJ _{pf} / Wh)
1. PV array (mc-Si)	^a 5400				
2. Charge regulator		^b 1.0			
3. Batteries					
Li-ion			0.31	0.67	1.2
NaS			0.29	0.80	0.60
NiCd			1.0	2.0	2.1
NiMH			0.60	1.6	2.1
PbA			0.45	0.77	0.42
PSB ^c			1.1	1.7	0.59
VRB ^c			1.4	2.1	0.74
ZnBr ^c			0.30	1.2	0.60
4. Inverter ^b		^b 1.0			
5. Air conditioning		^d 3.0			

Sources: References are given by Rydh and Sandén [11], ^a Incl. module, frame and roof mounted array supports. mc-Si multi crystalline silicon $\eta = 12-13\%$, ^b Based on 3 kW inverter module, ^c C = 479-489 kWh, P_{use} = 50 kW, ^d Estimated based on inverter data

Analyse de type ACV sur un système PV + batteries



Energy requirements for production and transportation of the PV-battery systems
 (t_3 = cycle life, $T=20^\circ\text{C}$, recycled materials 100%, 3000 km transportation with
 heavy truck). The uncertainty is +/- 26 to 61%.

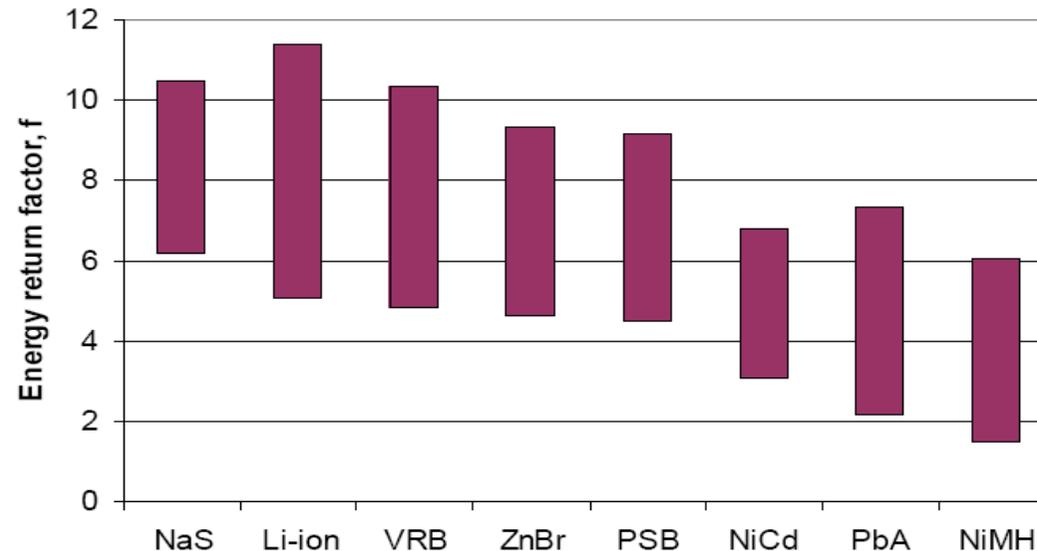
Analyse de type ACV sur un système PV + batteries

Temps de retour sur investissement énergétique :

Géné PV seul (sur 30 ans) : 1,7 à 3 ans

$$f \text{ (energy return factor)} = \frac{\text{Durée de vie (service)}}{\text{Temps de retour sur investissement énergétique}}$$

Étude simpliste
à affiner



Energy return factor for the PV-battery systems in Case 1
(t_3 = cycle life, $T=20^\circ\text{C}$, recycled materials 100%, e_j = heavy truck).
The variation around the average value is +/-26 to 61%.

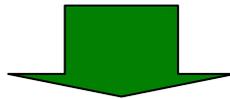
CONCLUSION

- ✚ Stockage raccordé au réseau
 - ▶ différentes problématiques
 - ▶ existence d'un optimum de dimensionnement et de gestion
- ✚ Recours nécessaire à des systèmes de stockage à haute tenue au cyclage et à meilleur rendement énergétique (volants d'inertie, supercondensateurs...)
- ✚ Approche déterministe
(profils de consommation et de production connus)
 - ▶ évolution vers une approche intégrant :
 - aspect aléatoire de la consommation,
 - production fluctuante (d'origine renouvelable).



La problématique du **stockage dispersé** (au niveau du consommateur) en situation de raccordement au réseau semble d'un grand intérêt :

- possibilité d'ilotage (sûreté)
- meilleur dimensionnement du réseau
- plus grande acceptation des ressources intermittentes
- ...



Problème scientifique intéressant et complexe :

- Non déterministe
- Nécessité de modèles de qualité pour les éléments de stockage surtout s'ils sont électrochimiques
- Etude de stockages hybrides
- Optimisations sur cycle de vie

Quelques références : Stockage d'énergie pour la production décentralisée d'électricité

- A. MARQUET, C. LEVILLAIN, A. DAVRIU, S. LAURENT, P. JAUD, « Stockage d'électricité dans les systèmes électriques », Techniques de l'ingénieur D4030 5-1998.
- EUROPEAN COMMISSION, Community Research Report, « Energy storage - A key technology for decentralised power, power quality and clean transport » Report European Communities EUR 19978, 2001.
- ENIRDGnet « D5 : Technical assessment of DG-Technologies and tendencies of technical development », Janvier 2004.
- T. DEVRIES, J. McDOWALL, N. UMBRICH, G. LINHOFER, « Cold Storage : Battery energy storage system for Golden Valley Electric Association » ABB Revue 1-2004, pp38-43.
- B. MULTON, J. RUER, « Stocker l'électricité : oui, c'est indispensable et c'est possible. Pourquoi, où, comment ? », Publication ECRIN en contribution au débat national sur l'énergie, avril 2003, téléchargeable : <http://www.ecrin.asso.fr/energies/>
- K. HEMMI, M. BLACK, G. STRBAC, J. MARIYAPPAN, « Cost and Technical Opportunities for Electricity Storage Technologies », Work Package 3, rapport du programme GreenNet "Pushing a Least Cost Integration of Green Electricity into the European Grid", dec. 2003.
- E. ALSEMA, A. PATYK, « Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D strategy », WP Report THEMATIC NETWORK CONTRACT N° ENK5-CT-2000-20336 Deliverable 9, INVESTIRE-NETWORK WP5 Final report Environmental issues November 2003.
- T. REGAN, H. SINNOCK, A. DAVIS, « Distributed Energy Neural Network Integration System », Year One Final Report, NREL (National Renewable Energy Laboratory), june 2003.
- A. RUDELLE, « Storage and Fuel Cells », EPSRC SuperGen Workshop : Future Technologies for a Sustainable Electricity System, Univ. of Cambridge, 7 nov. 2003.
- S. LEMOFOUET, A. RUFER, "Hybrid Energy Storage Systems based on Compressed Air and Supercapacitors with Maximum Efficiency Point Tracking", EPE'05, Dresden, sept. 2005.
- G. ROBIN, O. GERGAUD, N. BERNARD, H. BEN AHMED, B. MULTON, « Problématique du stockage d'énergie situé chez le consommateur connecté au réseau », Electrotechnique du Futur 2003, Gif Sur Yvette, déc. 2003.
- B. MULTON, G. ROBIN, E. ERAMBERT, H. BEN AHMED, « Stockage de l'énergie dans les applications stationnaires », Colloque Energie électrique : besoins, enjeux, technologies et applications, Belfort, 18 juin 2004, pp.64-77.
- C. SAUDEMONT, L. LECLERCQ, B. ROBYNS, G. CIMUCA, M. RADULESCU, « Développement d'un émulateur Temps Réel d'un Système de Génération Eolienne Associé à un Stockage Inertiel d'Energie », Electrotechnique du Futur 2003, Gif Sur Yvette, déc. 2003.
- F. ABOU CHACRA, P. BASTARD, G. FLEURY, R. CLAVREUL, « Optimisation MultiObjectifs du Stockage d'Energie dans un Poste Source HTB-HTA », Electrotechnique du Futur 2003, Gif Sur Yvette, déc. 2003.
- C.J. RYDH "Energy Analysis of Batteries in Photovoltaic Systems", EESAT 2003, San Francisco 27-29 Oct. 2003.
- C. J. RYDH, « Environmental assessment of vanadium redox and lead-acid batteries for stationary energy storage », Elsevier Publ. Journal of Power Sources 80 (1999), pp.21-29.
- C. J. RYDH, B. SVARD, « Impact on global metal flows arising from the use of portable rechargeable batteries », Elsevier Publ. The Science of the Total Environment 302 (2003), pp. 167-184.